

# Aktualizacja raportu

## ŁAŃCUCH WARTOŚCI GOSPODARKI WODOROWEJ W POLSCE

### Autorzy

**dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEn**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy,

**mgr inż. Beata Glot**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

**mgr inż. Aleksandra Koprowska**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

**mgr inż. Patrycja Kowalik**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy



### Współpraca

**prof. dr hab. inż. Jakub Kupecki**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

**dr inż. Jarosław Hercog**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

**dr inż. Marek Skrzypkiewicz**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

**dr inż. Anna Niemczyk**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

**dr inż. Marcin Błesznowski**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

**mgr inż. Michał Wierzbicki**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

**mgr inż. Krzysztof Jagiełło**

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

# SPIS TREŚCI

## Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce

I. PRODUKCJA	9
II. MAGAZYNOWANIE	28
III. TRANSPORT	41
IV. ZASTOSOWANIE	57

## Podsumowanie zarządcze

### Kluczowe wnioski – Produkcja wodoru

- Polska jest trzecim producentem wodoru w UE, głównie z reformingu gazu ziemnego (szary wodór). Elektroliza z OZE (zielony wodór) jest preferowaną metodą w UE, ale wymaga obniżenia kosztów energii i rozwoju infrastruktury.
- Reforming z wychwytem CO<sub>2</sub> (CCUS) pozostaje najtańszą metodą w krótkim okresie, ale wymaga inwestycji w technologie redukcji emisji.
- Elektroliza z energii jądrowej (fioletowy wodór) może być istotna w przypadku rozwoju dużych bloków jądrowych i SMR.
- Presja regulacyjna (EU ETS, CBAM) będzie zwiększać koszty wodoru szarego, wymuszając transformację.
- Luka kosztowa między wodorem odnawialnym a konwencjonalnym pozostanie wysoka do 2035 r., chyba że nastąpi szybki spadek kosztów energii z OZE.
- Kluczowe czynniki: dostęp do taniej energii, system wsparcia RFNBO, linia bezpośrednia, ulgi w opłatach sieciowych.

## Podsumowanie zarządcze

### Magazynowanie i transport – bariery i szanse

- Magazynowanie wodoru to wąskie gardło rozwoju – kluczowe technologie: kawerny solne (najniższy koszt, wysoka pojemność) i zbiorniki ciśnieniowe.
- Technologie ciekłe (LH<sub>2</sub>, amoniak, metanol) są drogie i wymagają rekonwersji – stosować głównie w transporcie morskim.
- Transport rurociągami jest najbardziej opłacalny dla dużych wolumenów i krótkich dystansów; retrofit sieci gazowych ograniczony technicznie.
- Import wodoru wymaga rozwoju infrastruktury portowej i systemu wsparcia (np. model H2Global).
- Wąskim gardłem może być dystrybucja do odbiorcy końcowego – potrzebne lokalne huby i doliny wodorowe.
- Przewidywany spadek kosztów magazynowania i transportu do 2050 r., ale tempo zmian zależy od technologii.
- Wzrost znaczenia technologii LOHC i wodorków metali w obszarach bez dostępu do formacji geologicznych.

## Podsumowanie zarządcze

### • **Zastosowanie wodoru – perspektywy i regulacje**

- Najszybsza komercjalizacja RFNBO w sektorach: rafinerie, chemia (amoniak, metanol), transport kołowy – zbiorowy, dalekodystansowy
- Hutnictwo i energetyka gazowa wymagają dużych nakładów CAPEX/OPEX – presja regulacyjna (EU ETS, CBAM) przyspieszy transformację.
- Zielony wodór w transporcie ciężkim, morskim i lotniczym – perspektywa po 2030 r., zależna od rozwoju infrastruktury i kosztów wodoru.
- Luka kosztowa między „szarymi” a „zielonymi” produktami (amoniak, stal) pozostanie wysoka do 2040 r., chyba że nastąpi szybki spadek kosztów wodoru i wzrost cen emisji.
- Kluczowe czynniki: dostęp do taniej energii z OZE, mechanizmy wsparcia finansowego, stabilne regulacje.
- REDIII, AFIR i ReFuelEU będą głównymi motorami popytu w transporcie i energetyce – konieczne szybkie dostosowanie krajowych strategii.

## Executive summary

### Hydrogen Production – Key Insights

- Poland is the third-largest hydrogen producer in the EU, mainly from steam methane reforming (grey hydrogen).
- Electrolysis powered by renewables (green hydrogen) is the preferred EU method but requires lower electricity costs and infrastructure development.
- Steam methane reforming with carbon capture (CCUS) remains the cheapest short-term option but needs investment in emission-reduction technologies.
- Nuclear-powered electrolysis (purple hydrogen) could play a role if large nuclear blocks and SMRs are deployed.
- Regulatory pressure (EU ETS, CBAM) will increase costs for grey hydrogen, accelerating the transition.
- The cost gap between renewable and conventional hydrogen will remain high until 2035 unless renewable energy costs drop significantly.
- Critical enablers: access to low-cost electricity, RFNBO support schemes, direct lines, and grid fee reductions.

## Executive summary

### Storage and Transport – Barriers and Opportunities

- Hydrogen storage is a key bottleneck – most promising technologies: salt caverns (lowest cost, high capacity) and pressure vessels.
- Liquid carriers (LH<sub>2</sub>, ammonia, methanol) are costly and require reconversion – best suited for maritime transport.
- Pipelines are the most cost-effective for large volumes and short distances; retrofitting gas networks faces technical limits.
- Hydrogen imports require port infrastructure development and dedicated support mechanisms (e.g., H2Global model).
- Last-mile distribution could become a bottleneck – local hydrogen hubs and valleys are essential.
- Storage and transport costs are expected to decline by 2050, but progress depends on technology maturity.
- Growing role of LOHC and metal hydrides in regions lacking geological formations or requiring mobile storage.

## Executive summary

### • **Hydrogen Applications – Outlook and Regulation**

- Fastest RFNBO adoption in sectors: refineries, chemicals (ammonia, methanol), and light-duty road transport.
- Steelmaking and gas-fired power generation require high CAPEX/OPEX – regulatory pressure (EU ETS, CBAM) will drive transformation.
- Green hydrogen in heavy transport, shipping, and aviation – post-2030 outlook, dependent on infrastructure and cost reduction.
- Cost gap between “grey” and “green” products (ammonia, steel) will remain significant until 2040 unless hydrogen costs fall and carbon prices rise.
- Hydrogen as an energy storage medium supports seasonal balancing of power systems.
- Key drivers: access to cheap renewable electricity, financial support mechanisms, and stable regulatory frameworks.
- REDIII, AFIR, and ReFuelEU will be major demand drivers in transport and energy – urgent alignment of national strategies is needed.



**Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce**

# **I. PRODUKCJA**

# Łańcuch wartości wodoru I. Produkcja

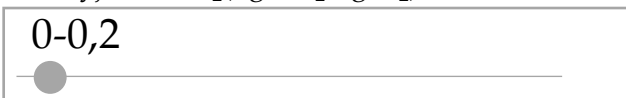
Otoczenie technologiczne

## Wybrane metody produkcji wodoru 1/4

### Elektroliza zasilana z OZE (farmy wiatrowe)

- Metoda produkcji tzw. „zielonego wodoru”, która polega na rozkładzie wody pod wpływem napięcia elektrycznego z farmy wiatrowej na wodór i tlen.
- Elektroliza bazująca na technologiach ALK i PEM jest w pełni opanowana komercyjnie, SOEC w trakcie komercjalizacji
- Metoda charakteryzuje się **bardzo niską emisyjnością** w porównaniu do innych metod produkcji wodoru

Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



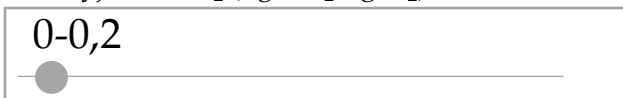
Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



### Elektroliza zasilana z OZE (fotowoltaika)

- Metoda produkcji tzw. „zielonego wodoru”, która polega na rozkładzie wody pod wpływem napięcia elektrycznego z fotowoltaiki na wodór i tlen
- Elektroliza bazująca na technologiach ALK i PEM jest w pełni opanowana komercyjnie, SOEC w trakcie komercjalizacji
- Metoda charakteryzuje się **bardzo niską emisyjnością** w porównaniu do innych metod produkcji wodoru

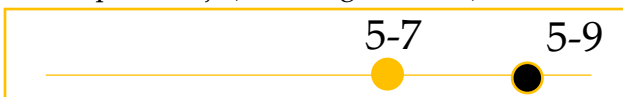
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



### Elektroliza zasilana z siłowni jądrowych (z energii jądrowej)

- Metoda produkcji tzw. „fioletowego wodoru”, która polega na rozkładzie wody pod wpływem napięcia elektrycznego ze źródła jądrowego na wodór i tlen
- Elektroliza bazująca na technologiach ALK i PEM jest w pełni opanowana komercyjnie, SOEC w trakcie wstępnej komercjalizacji
- Metoda charakteryzuje się **bardzo niską emisyjnością** w porównaniu do innych metod produkcji wodoru

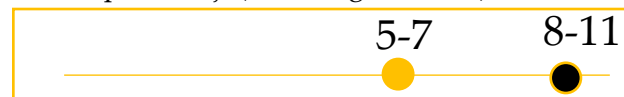
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



Dane dotyczą Polski i odnoszą się do uśrednionych cen z przełomu 2024/2025 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

● Dane po aktualizacji raportu z roku 2023

## Wybrane metody produkcji wodoru 2/4

### Gazyfikacja węgla

- 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 w pełni opanowana komercyjnie charakteryzująca się **wysoką emisyjnością** w porównaniu do innych metod produkcji wodoru

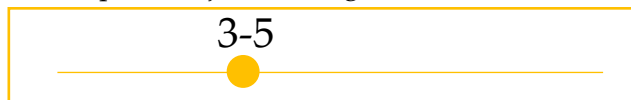
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg - LCOH)



### Reforming parowy metanu

- 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 w pełni opanowana komercyjnie charakteryzująca się **średnią emisyjnością** w porównaniu do innych metod produkcji wodoru

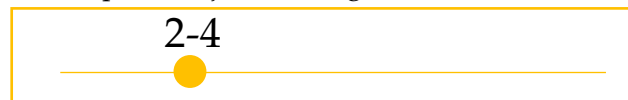
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg - LCOH)



### Elektroliza zasilana z sieci krajowej

- 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 miks energetyczny (w Polsce około 30-35 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>).
- 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<sub>2</sub>)

Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg - LCOH)



Dane dotyczą Polski i odnoszą się do uśrednionych cen z przełomu 2024/2025 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, SWECO

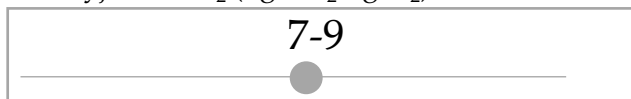
● Dane po aktualizacji raportu z roku 2023

## Wybrane metody produkcji wodoru 3/4

### Przerób odpadów

- 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).
- Metoda we wstępnym etapie komercjalizacji charakteryzująca się **średnią emisyjnością** w porównaniu do innych metod produkcji wodoru

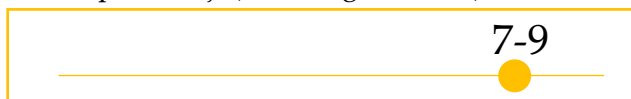
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



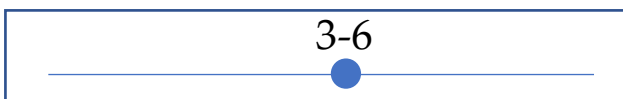
### Procesy termochemiczne

- 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).
- Emisyjność procesów zależy od rodzaju dostarczonego ciepła do reakcji
- Technologie znajdują się w zaawansowanym etapie badań przed komercjalizacyjnych.

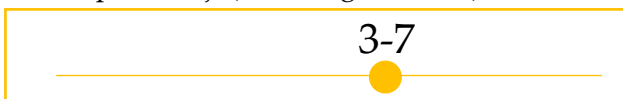
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



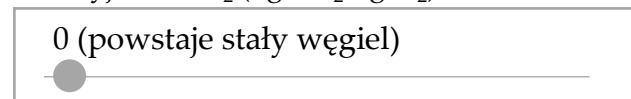
Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



### Piroliza gazu ziemnego

- Piroliza metanu jest termicznym rozkładem metanu. Stosując nikiel jako katalizator, konwersję metanu przeprowadza się w temperaturze około 500-700 stopni Celsjusza.
- Metoda nie jest opanowana komercyjnie, jednak pierwsze projekty demonstracyjne zostały zrealizowane (m.in. BASF, Gaz-Prom)
- Metoda nie generuje emisji CO<sub>2</sub>, jednak jej produktem ubocznym jest węgiel, który należy składować lub utylizować (ryzyko emisji CO<sub>2</sub>)

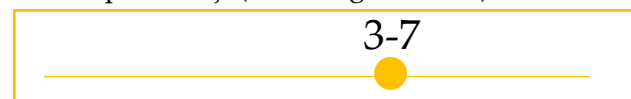
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



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

● Dane po aktualizacji raportu z roku 2023

## Wybrane metody produkcji wodoru 4/4

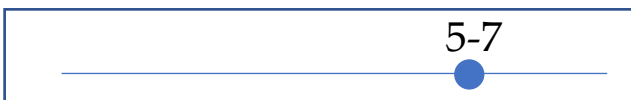
### Reforming parowy biogazu

- Metoda produkcji **wodoru**, która polega na przerobieniu biogazu w instalacji reformingu przy użyciu pary technologicznej i katalizatora w wysokiej temperaturze około 700 – 1100 stopni Celsjusza (bardzo zbliżona do reakcji reformingu metanu).
- Metoda we wstępnym etapie komercjalizacji charakteryzująca się **niską emisyjnością (netto)** w porównaniu do innych metod produkcji wodoru

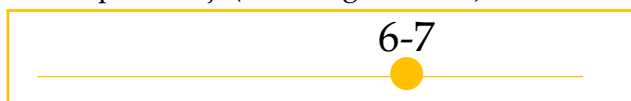
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



### Gazyfikacja biomasy

- Gazyfikacja biomasy jest dojrzałą ścieżką technologiczną, która wykorzystuje kontrolowany proces obejmujący ciepło, parę i tlen do przekształcenia biomasy w wodór i inne produkty, bez spalania.
- Proces ten jest stosunkowo niskoemisyjny oraz charakteryzuje się wysokim poziomem TRL (pierwsze projekty komercyjne są realizowane)
- Koszt produkcji wodoru tą metodą zależy od dostępu do substratu, ale można szacować, że wynosi około 4-6 EUR/kg H<sub>2</sub>

Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



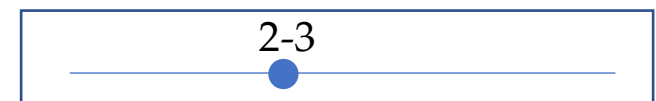
### Pozostałe metody

- Innowacyjne metody produkcji wodoru, które są na etapie rozwoju technologicznego to m.in. membrany do separacji wodoru, fotoliza, ciemna fermentacja biomasy, procesy biologiczne, deoksydacja wody
- Metody te charakteryzują się niskim poziomem emisji CO<sub>2</sub>, a także niskim poziomem TRL
- Trudno wskazać potencjalny okres ich komercjalizacji, są rozwijane na poziomie technologicznym

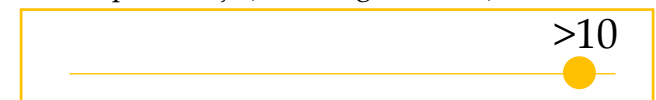
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)

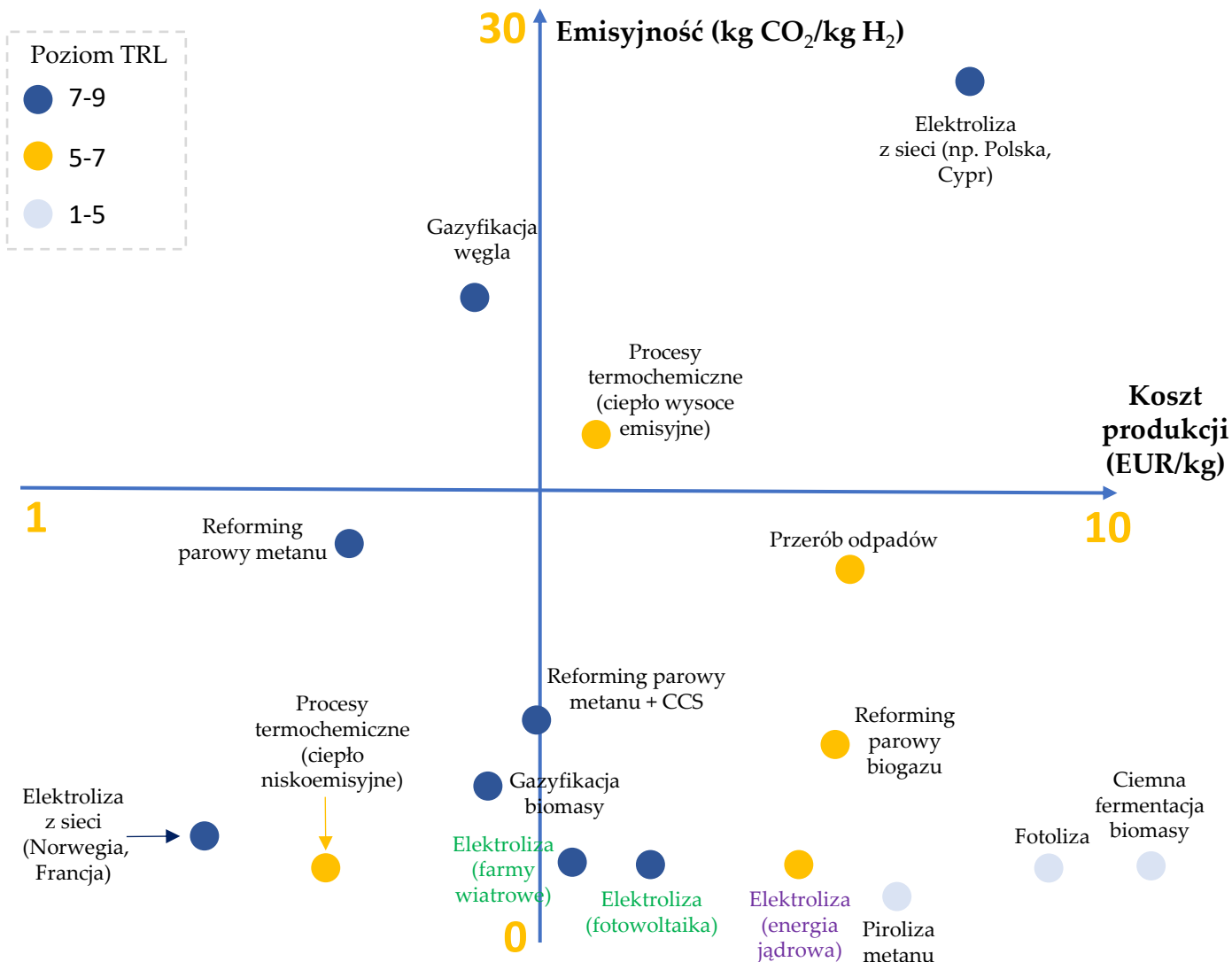


Powyższe metodą charakteryzują się niskim poziomem komercjalizacji, są we wstępnych fazach rozwoju i B+R.

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

● Dane po aktualizacji raportu z roku 2023

# Emisja CO<sub>2</sub>, koszt produkcji i TRL wybranych rodzajów wodoru



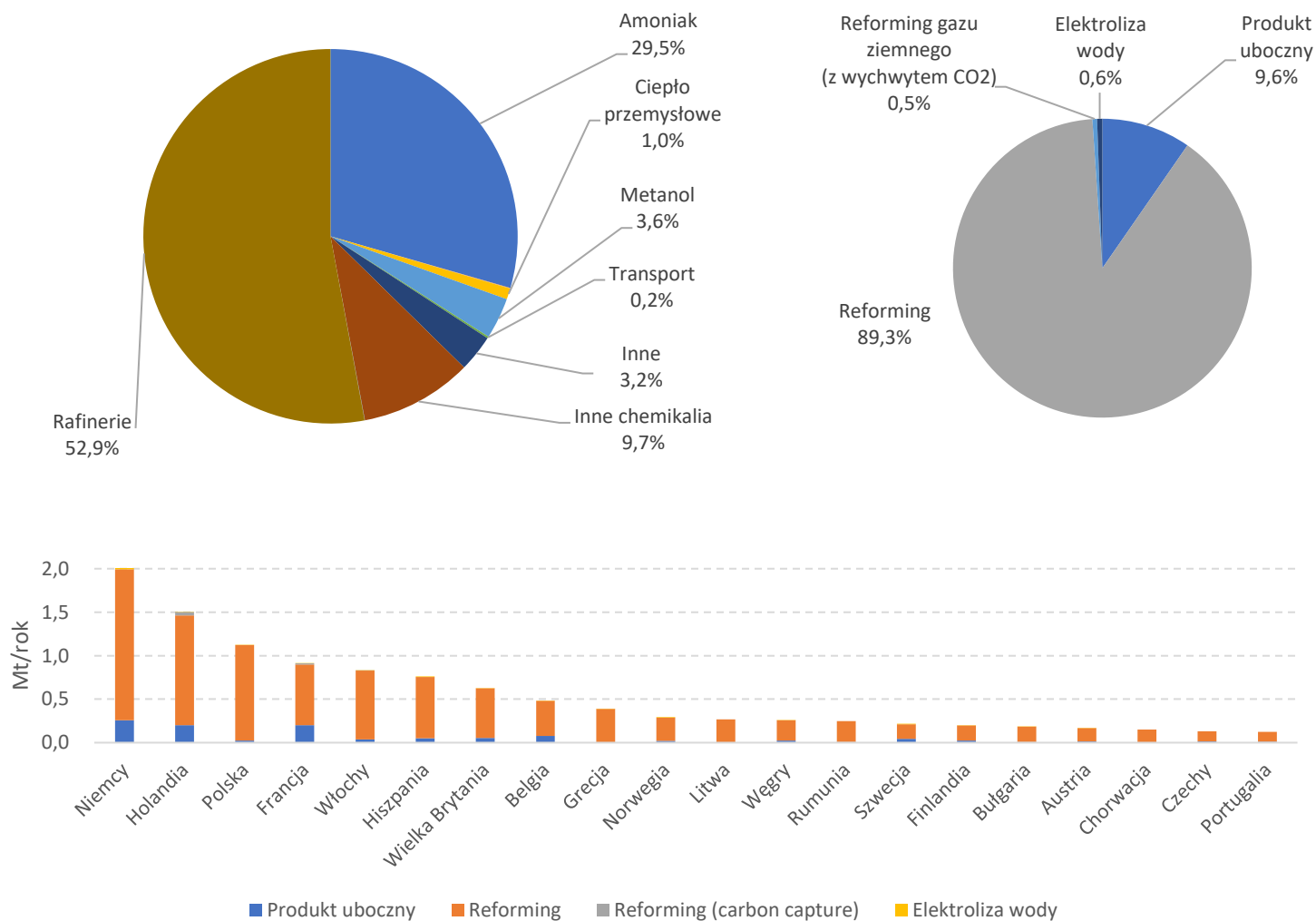
## Komentarz

- Elektroliza z sieci w warunkach polskich jest **drogą i wysoce emisyjną** metodą produkcji wodoru, którą trudno uznać za optymalną
- Gazyfikacja węgla, reforming parowy gazu ziemnego to metody **opanowane komercyjnie i stosunkowo niedrogie** jednak długoterminowo wymagałyby zastosowania **urządzeń CCSU** dla zgodności z polityką klimatyczną UE i obniżenia ekspozycji na EU ETS
- Elektroliza z OZE to metoda, której koszty są **dalej optymalizowane** i charakteryzują się ona **bardzo niską emisją CO<sub>2</sub>** (metoda preferowana przez KE)
- Reforming parowy biogazu, a także przerób odpadów są obiecującymi **metodami uzupełniającymi**, jednak nadal generują one emisje CO<sub>2</sub>, które długoterminowo należałoby zredukować.
- Elektroliza z energii jądrowej może być istotną metodą produkcji tzw. „fioletowego wodoru” w przypadku rozwoju **dużych bloków jądrowych i SMR** w Polsce (konieczna optymalizacja LCOE źródeł jądrowych dla opłacalnej produkcji wodoru)

# Łańcuch wartości wodoru I. Produkcja

Otoczenie rynkowe

## Rynek produkcji wodoru w Europie\* w 2024 r. – struktura produkcji



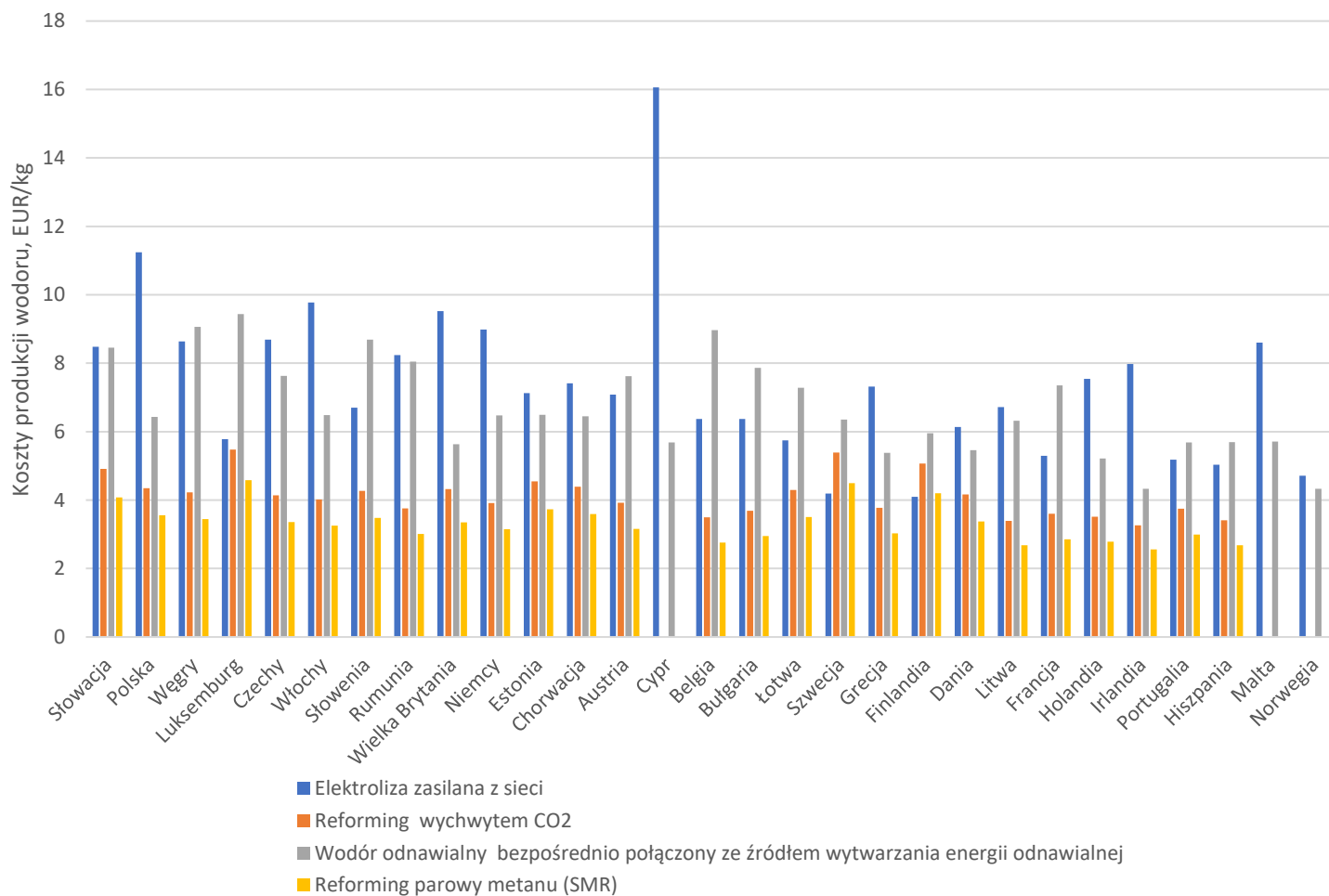
### Komentarz

- W 2024 r. w Europie produkowano 10,9 mln ton wodoru z czego:
  - 52,9% wodoru zużywano w rafineriach na potrzeby przerobu ropy naftowej,
  - 29,5% wykorzystywano do produkcji amoniaku,
  - 9,7% wodoru trafiało do produkcji innych chemikaliów.
  - Innymi istotnymi sektorami, lecz o mniejszym udziale procentowym są również: produkcja metanolu, wytwarzanie ciepła przemysłowego, transport oraz na potrzebę innych procesów.
- Liderem produkcji wodoru w UE są Niemcy, Holandia oraz Polska, która znajduje się na trzecim miejscu.

\*Europa rozumiana jako kraje Unii Europejskiej wraz z Wielką Brytanią, Islandią, Lichtensteinem, Norwegią i Szwajcarią

Źródło: Opracowano na podstawie Fuel Cells and Hydrogen Observatory

## Struktura kosztów produkcji wodoru Europie\* w 2024 r.



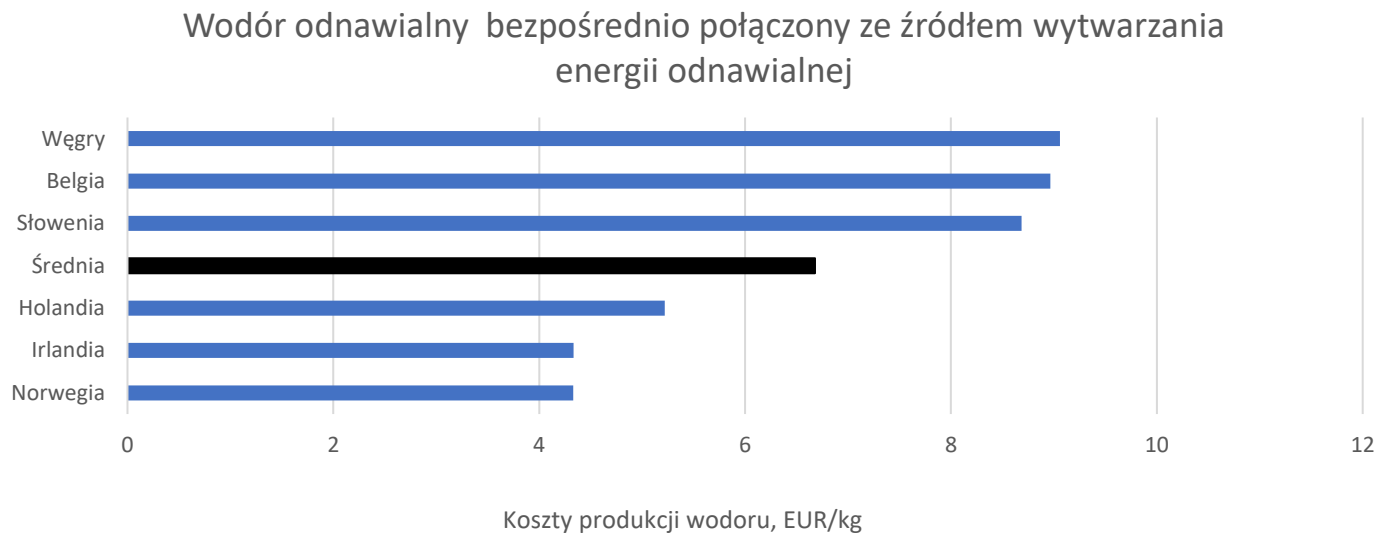
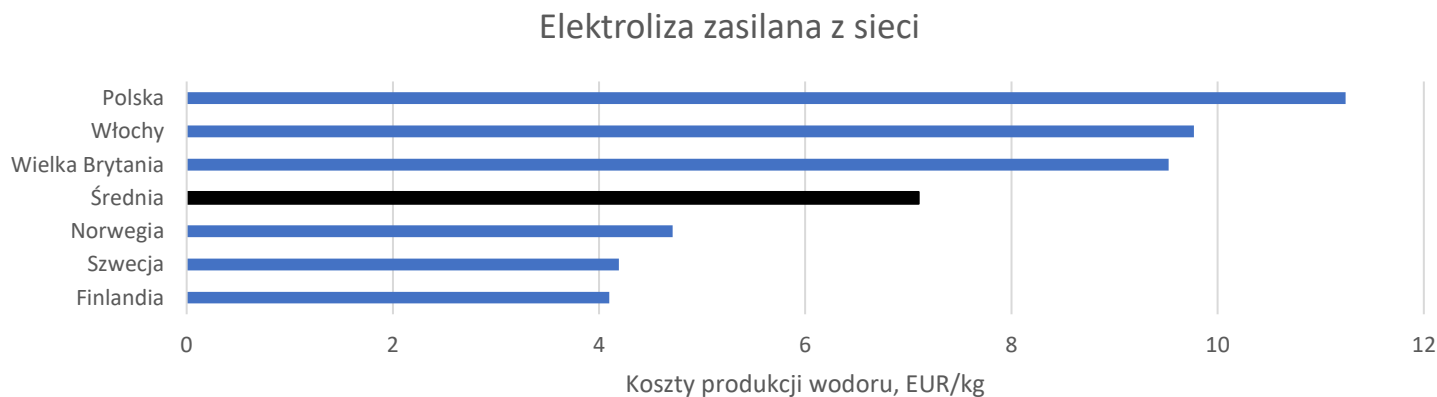
### Komentarz

- Struktura kosztów wykazuje, że technologie oparte na gazie ziemnym (SMR) są najbardziej konkurencyjne cenowo.
- Elektroliza zasilana szczególnie z sieci, obecnie, jest najmniej opłacalna, co wskazuje na konieczność obniżenia kosztów energii elektrycznej i poprawy efektywności technologii.
- Wodór odnawialny bezpośrednio z OZE może stać się bardziej konkurencyjny w miarę rozwoju infrastruktury i spadku cen energii odnawialnej.
- Różnice między krajami wynikają głównie z cen energii elektrycznej, dostępności gazu ziemnego oraz kosztów infrastruktury.
- Polska ma umiarkowane koszty produkcji wodoru – reforming jest konkurencyjny, a elektroliza droga z powodu wysokich cen energii. Rozwój elektrolizy wymaga tańszej energii i większego udziału OZE.

\*Europa rozumiana jako kraje Unii Europejskiej wraz z Wielką Brytanią, Islandią, Lichtensteinem, Norwegią i Szwajcarią

Źródło: Opracowano na podstawie Fuel Cells and Hydrogen Observatory

# Analiza kosztów produkcji wodoru w Europie – elektroliza vs OZE



## Komentarz

- Elektroliza zasilana z sieci pozostaje najbardziej zróżnicowana kosztowo – od ok. 4 EUR/kg (Finlandia, Szwecja) do 14 EUR/kg (Grecja), co pokazuje silne uzależnienie od cen energii elektrycznej.
- Wodór odnawialny z bezpośrednim połączeniem z OZE jest bardziej przewidywalny – koszty wahają się w przedziale 4–9 EUR/kg, z najniższymi wartościami w Norwegii i Irlandii oraz najwyższymi w Belgii i Holandii.
- Średnie koszty obu technologii są zbliżone (ok. 6,8–7,5 EUR/kg), ale rozpiętość w elektrolizie jest ponad dwukrotnie większa niż w technologii OZE.
- Elektroliza z sieci pozostaje najmniej stabilną opcją, podczas gdy wodór z OZE jest bardziej konkurencyjny i przewidywalny, choć nadal droższy niż reforming z wychwytem CO<sub>2</sub> (ok. 4 EUR/kg), który pozostaje liderem kosztowej efektywności.

Zaprezentowane wykresy obejmują zestawienie trzech państw z najwyższymi kosztami, trzech państw z najniższymi kosztami oraz wartość średnią dla Europy\* w analizowanych technologiach.

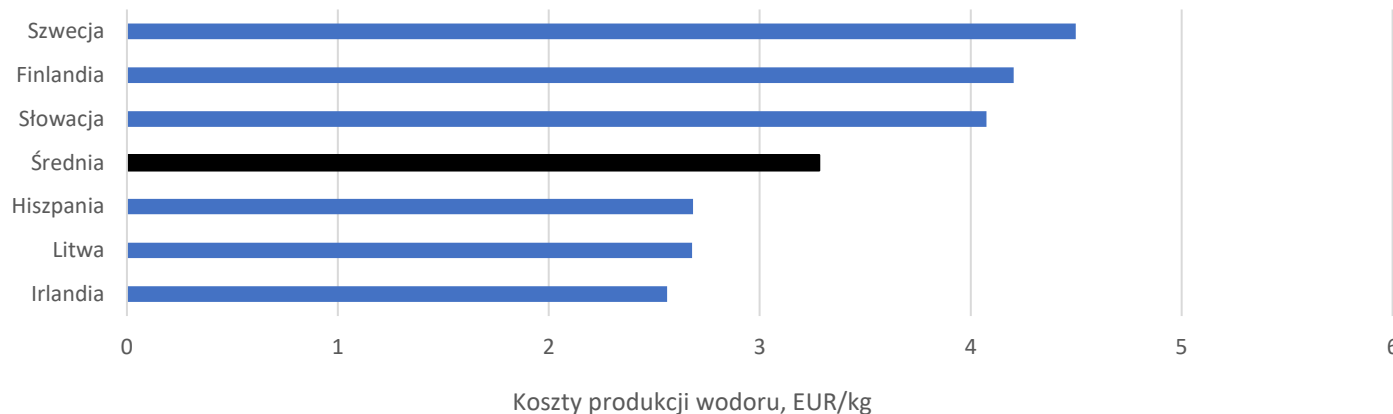
\*Europa rozumiana jako kraje Unii Europejskiej wraz z Wielką Brytanią, Islandią, Lichtensteinem, Norwegią i Szwajcarią.

\*\*Analiza nie uwzględnia Malty, Cypru i Luksemburga ze względu na marginalny udział w analizowanym obszarze.

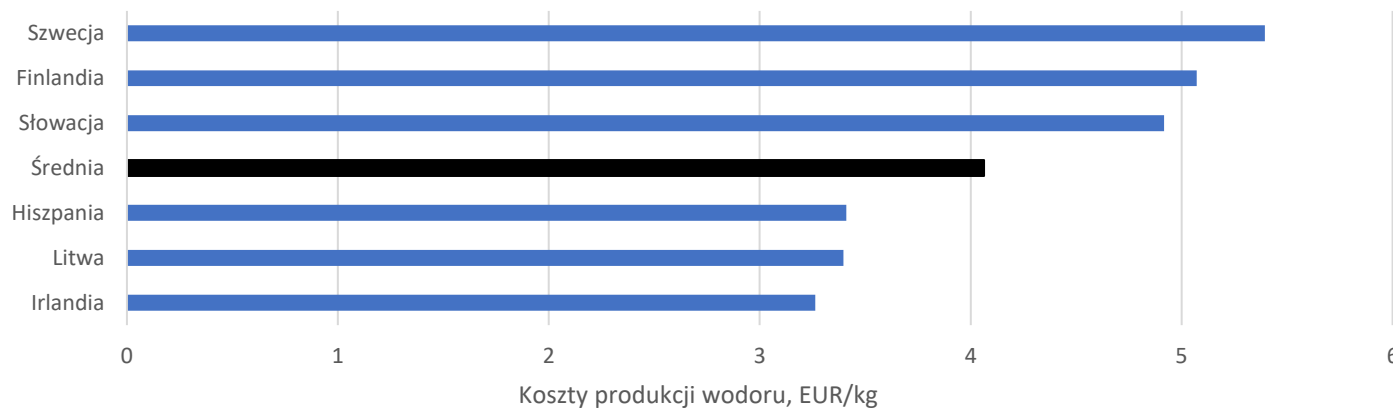
Źródło: Opracowano na podstawie Fuel Cells and Hydrogen Observatory

# Analiza kosztów produkcji wodoru w Europie – reforming

## Reforming parowy metanu (SMR)



## Reforming z wychwytem CO2



## Komentarz

- Reforming parowy metanu (SMR) jest obecnie najtańszą metodą produkcji wodoru – koszty wahają się od ok. 2,3 EUR/kg (Irlandia) do 4,5 EUR/kg (Szwecja). Kraje takie jak Hiszpania i Litwa utrzymują się w dolnym przedziale kosztowym (ok. 2,5–2,8 EUR/kg).
- Reforming z wychwytem CO<sub>2</sub> jest wyraźnie droższy – wartości mieszczą się w zakresie 2,8–5,5 EUR/kg, przy czym najwyższe koszty obserwuje się w Szwecji, a najniższe w Irlandii.
- Średnie koszty obu technologii różnią się istotnie: SMR ok. 3,2 EUR/kg, natomiast reforming z wychwytem CO<sub>2</sub> ok. 4,2 EUR/kg.
- Dodanie wychwytem CO<sub>2</sub> zwiększa koszty produkcji wodoru o 30–40%.
- Mimo wyższych kosztów, reforming z wychwytem CO<sub>2</sub> pozostaje istotny z perspektywy redukcji emisji, ale ekonomicznie mniej atrakcyjny niż klasyczny SMR.

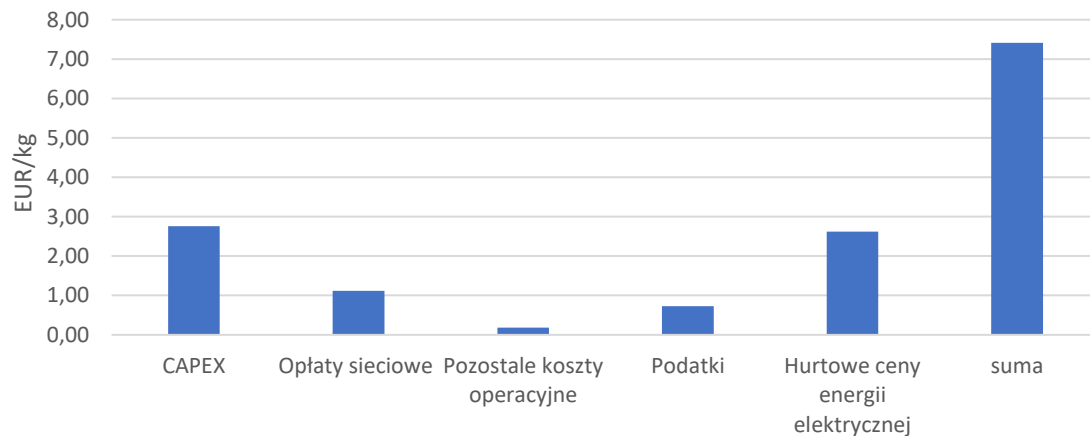
Zaprezentowane wykresy obejmują zestawienie trzech państw z najwyższymi kosztami, trzech państw z najniższymi kosztami oraz wartość średnią dla Europy\* w analizowanych technologiach.

\*Europa rozumiana jako kraje Unii Europejskiej wraz z Wielką Brytanią, Islandią, Lichtensteinem, Norwegią i Szwajcarią.

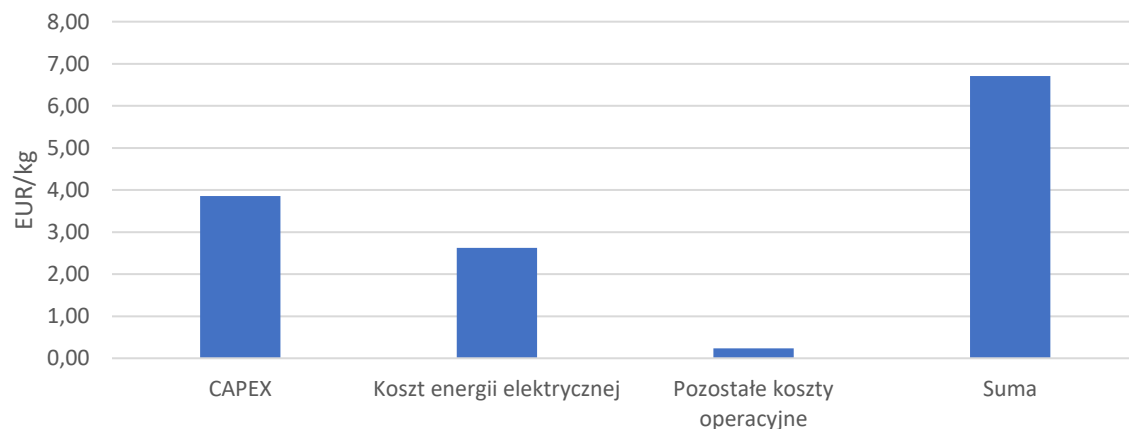
\*\*Analiza nie uwzględnia Malty, Cypru i Luksemburga ze względu na marginalny udział w analizowanym obszarze.

Źródło: Opracowano na podstawie Fuel Cells and Hydrogen Observatory

# Struktura kosztów produkcji wodoru Europie\* w 2024 r. z podziałem na technologie produkcji



Koszty produkcji wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej z sieci.



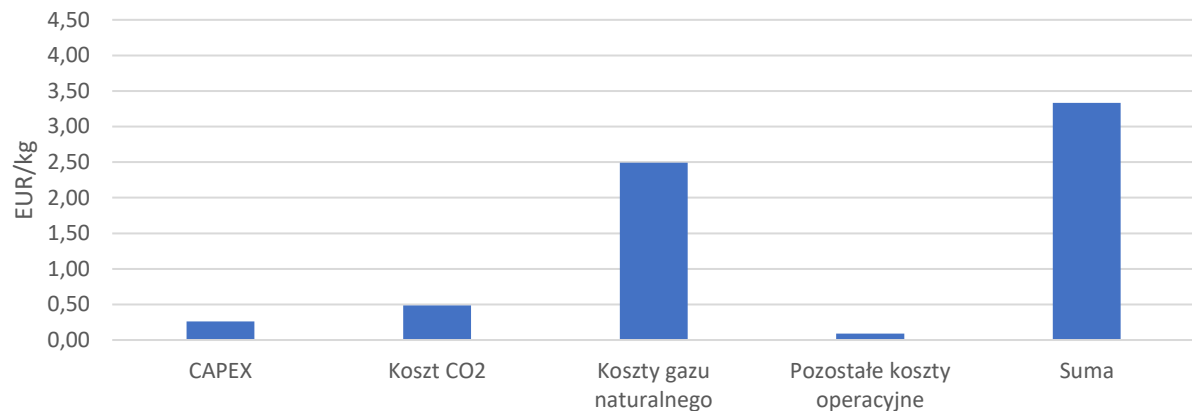
Koszty produkcji wodoru metodą elektrolizy zintegrowanej z OZE.

## Komentarz

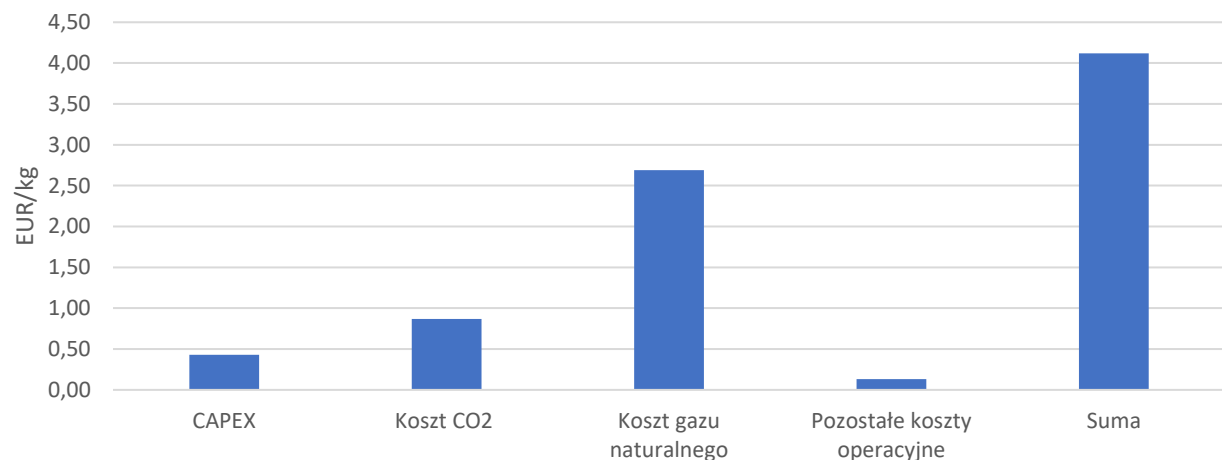
- Elektroliza zasilana z sieci – całkowity koszt wynosi ok. 7,5 EUR/kg, a główne składniki to CAPEX (ok. 2,5 EUR/kg) i hurtowe ceny energii elektrycznej. Opłaty sieciowe i podatki mają mniejszy udział, niemniej wciąż wpływają na końcową cenę.
- Dla elektrolizy z bezpośrednim połączeniem do OZE koszt jest zbliżony, jednak struktura jest inna: CAPEX jest wyższy, natomiast koszt energii niższy w porównaniu do zasilania z sieci elektrycznej.
- Elektroliza z OZE jest bardziej przewidywalna kosztowo i mniej zależna od cen energii z sieci, ale wymaga większych nakładów inwestycyjnych. Oba warianty pozostają droższe niż reforming z wychwytem CO<sub>2</sub>, co ogranicza ich konkurencyjność w krótkiej perspektywie.

\*Europa rozumiana jako kraje Unii Europejskiej wraz z Wielką Brytanią, Islandią, Lichtensteinem, Norwegią i Szwajcarią

# Struktura kosztów produkcji wodoru Europie\* w 2024 r. z podziałem na technologie produkcji



Koszty produkcji wodoru metodą SMR.



W przypadku instalacji SMR zintegrowanej z CC.

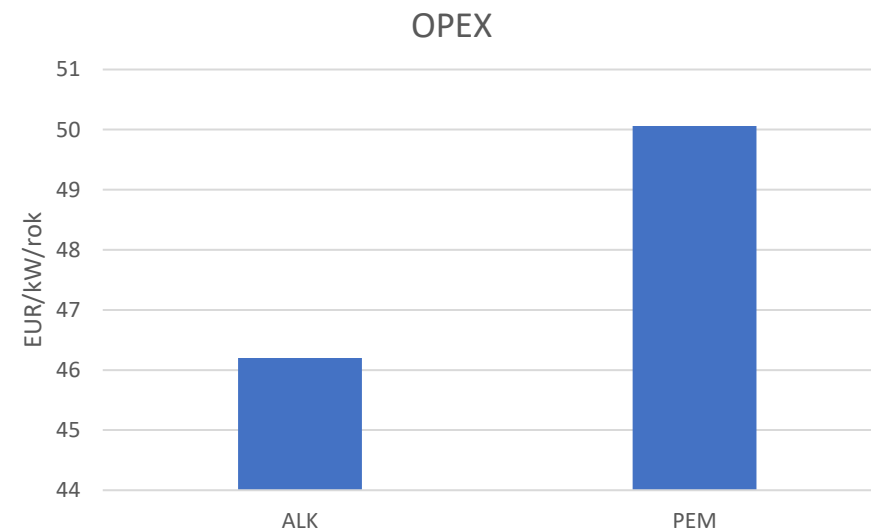
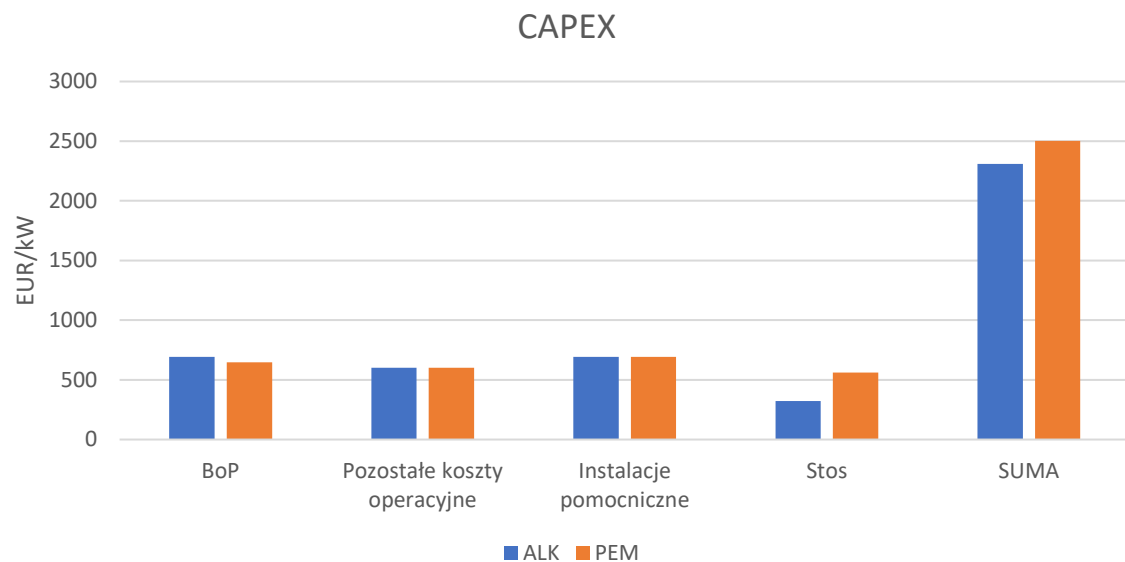
## Komentarz

- Dominujący składnik kosztów w obu technologiach to gaz ziemny, który odpowiada za największy udział w całkowitym koszcie produkcji wodoru. CAPEX i koszty operacyjne mają relatywnie niewielki wpływ.
- Średni koszt produkcji wodoru metodą SMR wynosi ok. 3,3 EUR/kg, natomiast po pominięciu amortyzacji i kosztów stałych spada do ok. 3,1 EUR/kg.
- Dodanie wychwytu CO<sub>2</sub> zwiększa koszt do ok. 4,1 EUR/kg, co pokazuje wpływ dodatkowych technologii na cenę (głównie przez koszty wychwytu i składowania).
- SMR z wychwytem dwutlenku węgla jest droższy, ale nadal tańszy niż wodór wytwarzany przez elektrolizę, co sprawia, że technologie reformingu pozostają najbardziej konkurencyjne kosztowo w krótkiej perspektywie, przy jednoczesnej poprawie bilansu emisji w wariancie z wychwytem CO<sub>2</sub>.

Źródło: Opracowano na podstawie Fuel Cells and Hydrogen Observatory

\*Europa rozumiana jako kraje Unii Europejskiej wraz z Wielką Brytanią, Islandią, Lichtensteinem, Norwegią i Szwajcarią

## Struktura kosztów produkcji elektrolizerów ALK i PEM w Europie w 2024r.



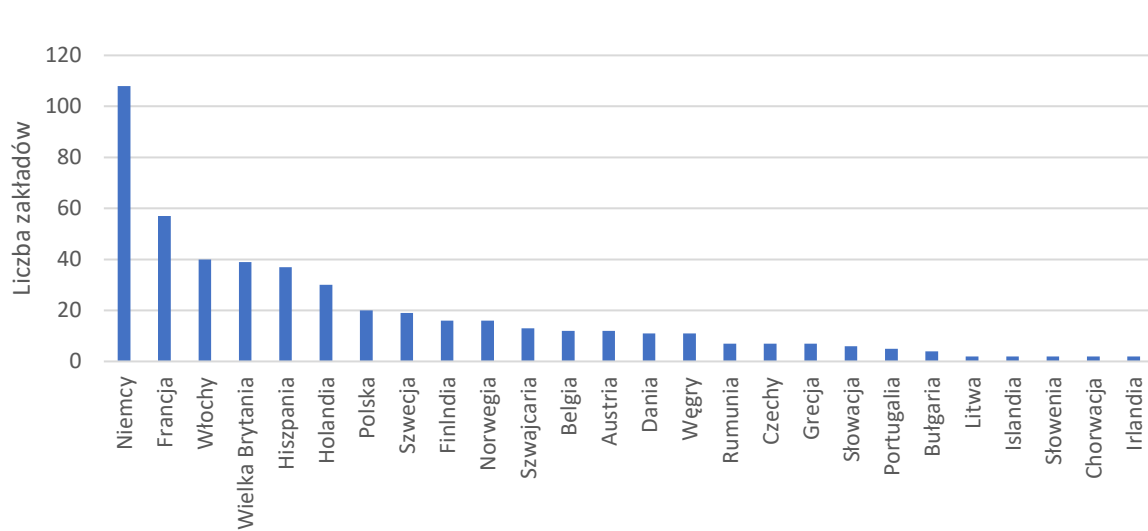
### Komentarz:

- Wartości kosztów opierają się na wynikach corocznej ankiety przeprowadzanej w branży. Założono moc instalacji na poziomie 100MW.
- W 2024 roku całkowity nakład inwestycyjny (CAPEX) na elektrolizery alkaliczne w Europie wyniósł 2310 EUR/kW. Koszt ten obejmował 323 EUR/kW za stos, 693 EUR/kW za Balance of Plant (BoP), 693 EUR/kW za pozostałe instalacje oraz 601 EUR/kW za inne elementy CAPEX. Roczne koszty operacyjne (OPEX) wyniosły 46 EUR/kW, nie uwzględniając kosztów energii elektrycznej.
- W 2024 roku całkowity nakład inwestycyjny (CAPEX) na elektrolizery PEM w Europie wyniósł 2503 EUR/kW. W tej kwocie 563 EUR/kW przypadało na stos, 647 EUR/kW na Balance of Plant (BoP), 693 EUR/kW na pozostałe instalacje oraz 601 EUR/kW na inne elementy CAPEX. Roczne koszty operacyjne (OPEX) wyniosły 50 EUR/kW, nie uwzględniając kosztów energii elektrycznej.

\*Europa rozumiana jako kraje Unii Europejskiej wraz z Wielką Brytanią, Islandią, Lichtensteinem, Norwegią i Szwajcarią

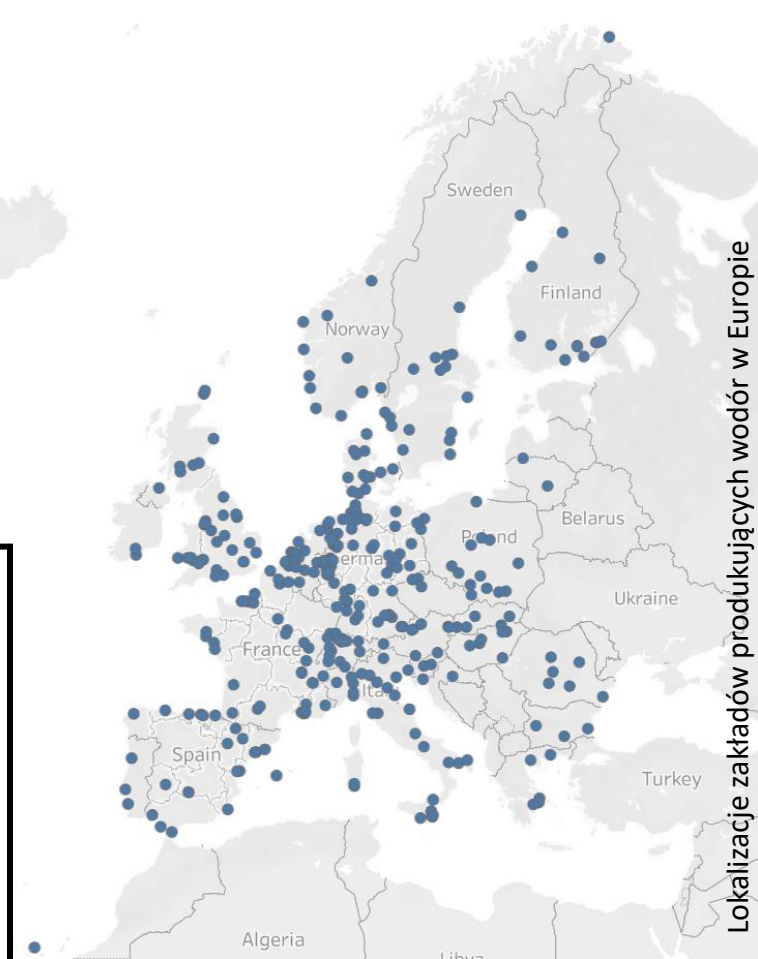
Źródło: Opracowano na podstawie Fuel Cells and Hydrogen Observatory

## Lokalizacja i liczba zakładów produkujących wodór w Europie\*



### Komentarz:

- Produkcja wodoru w Europie jest skoncentrowana w kilku kluczowych krajach.
- Najwięcej zakładów znajduje się w Niemczech, które są liderem pod względem liczby instalacji. Kolejne miejsca zajmują Francja, Włochy oraz Wielka Brytania.
- Pozostałe kraje, takie jak Holandia, Polska, Szwecja czy Finlandia, również posiadają znaczącą liczbę zakładów, choć w mniejszej skali.
- Mapa pokazuje, że zakłady są rozmieszczone głównie w regionach przemysłowych, w pobliżu rafinerii i dużych kompleksów chemicznych, co wynika z wysokiego zapotrzebowania na wodór w tych sektorach. Wschodnia część Europy ma mniej zakładów, co odzwierciedla niższy poziom rozwoju technologii wodorowych w tym regionie.



Lokalizacje zakładów produkujących wodór w Europie

Źródło: Opracowano na podstawie Fuel Cells and Hydrogen Observatory

\*Europa rozumiana jako kraje Unii Europejskiej wraz z Wielką Brytanią, Islandią, Lichtensteinem, Norwegią i Szwajcarią

# Łańcuch wartości wodoru I. Produkcja

Wnioski i rekomendacje

## I. Produkcja – wnioski

- 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)
- 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.

# I. Produkcja – rekomendacje

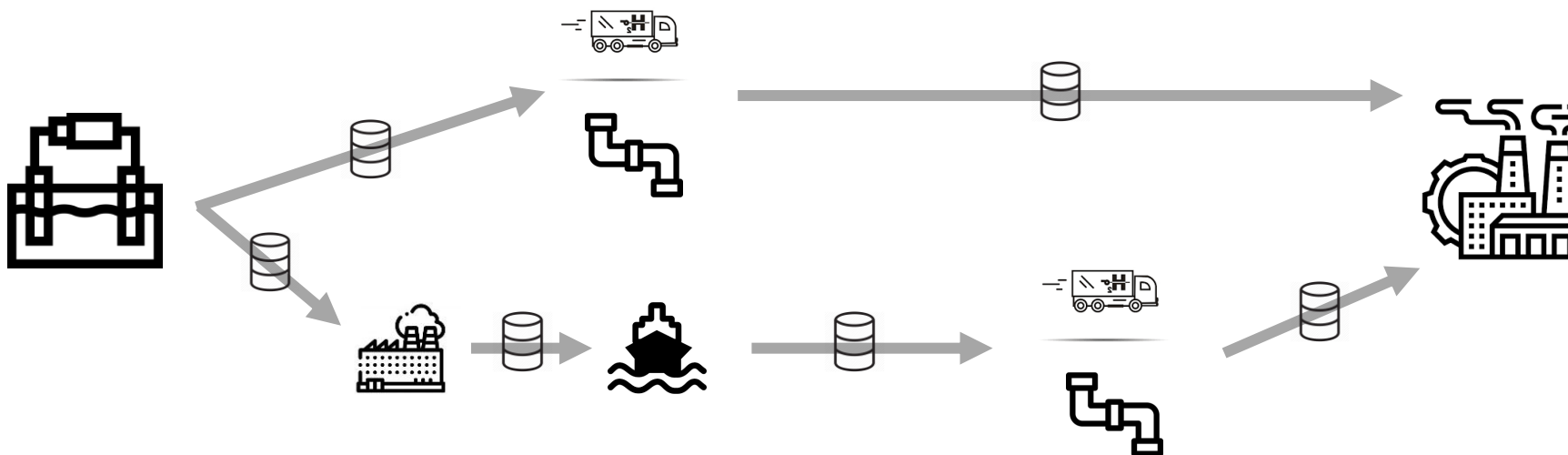
- Rozbudowa sieci produkcji i dystrybucji wodoru:
  - Wschodnia część Europy ma obecnie ograniczoną liczbę instalacji wodorowych, co utrudnia rozwój przemysłu i integrację z europejskim rynkiem.
  - Zwiększenie liczby zakładów w regionach przemysłowych oraz rozwój hubów wodorowych powiązanych z lokalnymi źródłami OZE może znacząco poprawić dostępność wodoru. Równocześnie warto skupić się na dywersyfikacji źródeł energii i surowców, aby ograniczyć ryzyko kosztowe.
- Dywersyfikacja źródeł energii i surowców:
  - Reforming oparty na gazie ziemnym jest dziś najbardziej konkurencyjny kosztowo, ale niepewność cen gazu i ryzyko dostaw związane z sytuacją geopolityczną (np. konflikty, sankcje) mogą znacząco wpłynąć na opłacalność tej technologii.
  - Kraje uzależnione od importu gazu powinny inwestować w lokalne źródła energii odnawialnej, aby zmniejszyć ryzyko kosztowe i zapewnić stabilność produkcji wodoru.
- Integracja z OZE i magazynowanie energii:
  - Elektroliza z bezpośrednim połączeniem z OZE jest bardziej przewidywalna kosztowo niż zasilanie z sieci, ale wymaga dużych nakładów inwestycyjnych.
  - W regionach z wysokim potencjałem wiatrowym i fotowoltaicznym należy rozwijać dedykowane instalacje elektrolizerów oraz systemy magazynowania energii, co pozwoli na stabilną produkcję wodoru.
- Wsparcie regulacyjne i finansowe:
  - Redukcja kosztów początkowych w projektach wodorowych wymaga zastosowania instrumentów finansowych, takich jak dotacje, preferencyjne kredyty i mechanizmy aukcyjne.
  - Spójne regulacje z innymi krajami stworzą przewidywalne otoczenie prawne, co ułatwi integrację rynków i zwiększy zainteresowanie inwestorów.

# Łańcuch wartości wodoru

## II. Magazynowanie

Otoczenie technologiczne

## 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	
<b>Skompresowany wódór</b>	<b>Syntetyczne węglowodory</b>	<b>Hybrydy chemiczne</b>	<b>LOHC</b>	<b>Wodorki metali</b>	<b>Materiały porowate</b>	
Zbiorniki ciśnieniowe		Amoniak	MCH	Borowodorek	Materiały węglowe	
Kawerny	Skompresowany metan / SNG	Metanol	DBT	Stopy typu-AB	MOF	
Wyeksploatowane złoża ropy/gazu	Syntetyczna benzyna	Kwas mrówkowy	Benzen	Wodorki metali	Zeolity	
	Syntetyczny diesel	<b>Ciekły wódór</b>				

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

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

# Wybrane metody magazynowanie wodoru w formie gazowej

## Zbiorniki ciśnieniowe (CGH<sub>2</sub>)

- Obecnie najbardziej powszechna metoda magazynowania wodoru;
- Występują zarówno w formie stacjonarnej (np. przy instalacjach przemysłowych), jak i w formie mobilnej (np. w transporcie intermodalnym);
- W zależności od ciśnienia przechowywania wodoru (150 - 1000 barów) wyszczególnia się pięć typów zbiorników o różnej budowie;
- Zbiorniki wykonane z materiałów kompozytowych zmniejszają wagę całej instalacji, przy czym są droższe niż ich stalowe odpowiedniki. Ponadto charakteryzuje je niższy poziom gotowości technologicznej;

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

0,2-0,3

TRL

9

## Kawerny solne (SC)

- Wykorzystywane od lat 70 XX wieku do przechowywania wodoru;
- Niskie straty – wydajność na poziomie około 92-98%;
- Niskie ryzyko zanieczyszczenia przechowywanego wodoru;
- Wysokie ciśnienie umożliwia reagowanie na sytuacje rynkowe (wykorzystanie w szczytach);
- Głębokość magazynu: 300-2000 m;
- Ciśnienie magazynu: 35-300 barów;
- Opłacalne jedynie w przypadku pojemności magazynowych większych niż 100 ton;
- Wymagana stała objętość gazu w magazynie: ok. 20% (w tym 100% H<sub>2</sub>)

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

0,14

TRL

8-9

## Kawerny skalne

- Montaż wykładziny stalowej zapewniającej gazoszczelność;
- Wymaga kontroli ciśnienia w celu uniknięcia deformacji górotworu oraz wykładziny;
- Głębokość magazynu: ok. 1000 m;
- Ciśnienie magazynu: 20-300 barów;
- Pilotażowa instalacja powstaje Luleå (Szwecja) na głębokości 30 m, pojemność 100 m<sup>3</sup>. Pilotaż jest częścią wdrażania redukcji żelaza za pomocą wodoru w szwedzkim przemyśle hutniczym;
- Wymagana stała objętość gazu w magazynie: 10-20%.

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

0,71

TRL

5-6

## Wyczerpane złoża gazu

- Ograniczona elastyczność powoduje, że ta forma magazynowania ma charakter sezonowy a nie szczytowy;
- Pozostałości gazu / ropy mogą prowadzić do reakcji chemicznej z H<sub>2</sub> i powstawania metanu;
- Głębokość magazynu: 300-2700 m;
- Ciśnienie magazynu: 15-285 barów;
- Na świecie prowadzono dwie instalacje pilotażowe - w Argentynie i Austrii, które łączyły magazynowanie gazu z wodorem;
- Efektywność magazynowania wodoru na poziomie 75%
- Wymagana stała objętość gazu w magazynie: 50% (w tym 20% H<sub>2</sub>).

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

1,9

TRL

3-5

Źródła: analiza własna na podstawie: Global Hydrogen Review, IEA, 2025, Altaf et. Al., Energy Reports, 2025, 13, Tharun et. al., Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2025, 224, Future Energy Scenarios: ESO Pathways to Net Zero, July 2024, Moran et. al., International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 52, Okoroafor et. al., International Journal of Hydrogen Energy, 2024

## Wybrane metody magazynowanie wodoru w formie ciekłej

### Ciekły wodór (LH<sub>2</sub>)

- Dojrzała technologia działająca komercyjnie na świecie dla małej i średniej skali magazynowania;
- Brak potrzeby zagospodarowania węgla;
- Średnia możliwość zwiększania elastyczności systemu;
- Palność substancji;
- Średnie zapotrzebowanie na energię: 10-15 kWh/kgH<sub>2</sub> duże nakłady ze względu na konieczność utrzymania wodoru w stanie ciekłym;
- Efektywność magazynowania wodoru do 75%;
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 1t wodoru: 14 m<sup>3</sup>;
- Koszty ściśle skorelowane ze skalą.

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

1-4,6

TRL

8-9

### Amoniak (NH<sub>3</sub>)

- Dojrzała technologia zbiornikowa działająca komercyjnie na świecie;
- Większa skala zastosowania niż w przypadku ciekłego wodoru;
- Potrzeba rekonwersji w celu odzyskania wodoru
- Brak potrzeby zagospodarowania węgla;
- Średnia możliwość zwiększania elastyczności systemu;
- Palność substancji;
- Średnie zapotrzebowanie na energię: 12 kWh/kgH<sub>2</sub>;
- Efektywność magazynowania wodoru na poziomie 42%;
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 1 t wodoru: 9 m<sup>3</sup>.

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

2,8-3,5

TRL

9

### Metanol (CH<sub>3</sub>OH)

- Może być łatwo przechowywany i transportowany w warunkach otoczenia, co czyni go wygodnym medium energetycznym;
- Wodór odzyskuje się z metanolu poprzez reforming parowy lub autotermiczny, zazwyczaj w temperaturach 200–300°C, z udziałem katalizatorów;
- Potrzeba zagospodarowania węgla: ok. 7 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>;
- Średnie zapotrzebowanie na energię: 10,5-13 kWh/kgH<sub>2</sub>;
- Efektywność magazynowania wodoru na poziomie 50%;
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 1t wodoru: 10 m<sup>3</sup>.

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

2,3

TRL

7-9

### LOHC

- Średni poziom gotowości technologicznej i poziomu komercjalizacji technologii zbiornikowego magazynowania;
- Potrzeba przeprowadzenia rekonwersji dla odzyskania wodoru;
- Brak potrzeby zagospodarowania węgla;
- Duża możliwość zwiększania elastyczności systemu;
- Palność substancji;
- Średnie zapotrzebowanie na energię: ok.11-13 kWh/kgH<sub>2</sub>;
- Efektywność magazynowania wodoru na poziomie 71%
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 1 t wodoru: 17 m<sup>3</sup>.

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

1,2-4,5

TRL

4-6

Źródła: analiza własna na podstawie: Global Hydrogen Review, IEA,2025, Altaf et. Al., Energy Reports, 2025, 13, Tharun et. al., Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2025,224, Future Energy Scenarios: ESO Pathways to Net Zero, July 2024; Abdin et. al, Energy Conversion and Management, 2022, Staudt et. al, Energy Technology, 2024

## Wybrane metody magazynowanie wodoru w formie stałej

### Wodorki metali (MH)

- Średni poziom gotowości technologicznej, przy czym różny w zależności od nośnika;
- Potrzeba przeprowadzenia rekonwersji dla odzyskania wodoru;
- Brak potrzeby zagospodarowania węgla;
- Niska możliwość zwiększania elastyczności systemu;
- Substancje palne;
- Gęstość grawimetryczna w zależności od nośnika: 1,4-14,8%wt H<sub>2</sub>
- Średnie zapotrzebowanie na energię w zależności od nośnika: 4,5-10,3 : kWh/kgH<sub>2</sub>;
- Efektywność magazynowania wodoru na poziomie 78-88%
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 1 t wodoru w zależności od nośnika: 9-25 m<sup>3</sup>.

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

0,7?

TRL

3-6

### Materiały porowate

- Główną barierą dla szerokiego wdrożenia tej technologii jest niska pojemność masowa przy temperaturze pokojowej oraz konieczność utrzymywania niskich temperatur i podwyższonego ciśnienia w celu zapewnienia stabilności adsorpcji;
- Substancje niepalne
- Wydajność technologii determinowana jest przez czynniki takie jak powierzchnia materiału, rozmiar porów i ich rozkład;
- Gęstość grawimetryczna różna w zależności od nośnika: 1-14%wt H<sub>2</sub>
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 1 t wodoru w zależności od nośnika: 8-25 m<sup>3</sup>.

Koszt produkcji (\$/1kg – LCHS)

?

TRL

4

Źródła: analiza własna na podstawie: Global Hydrogen Review, IEA,2025, Altaf et. Al., Energy Reports, 2025, 13, Tharun et. al., Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2025,224, Future Energy Scenarios: ESO Pathways to Net Zero, July 2024,

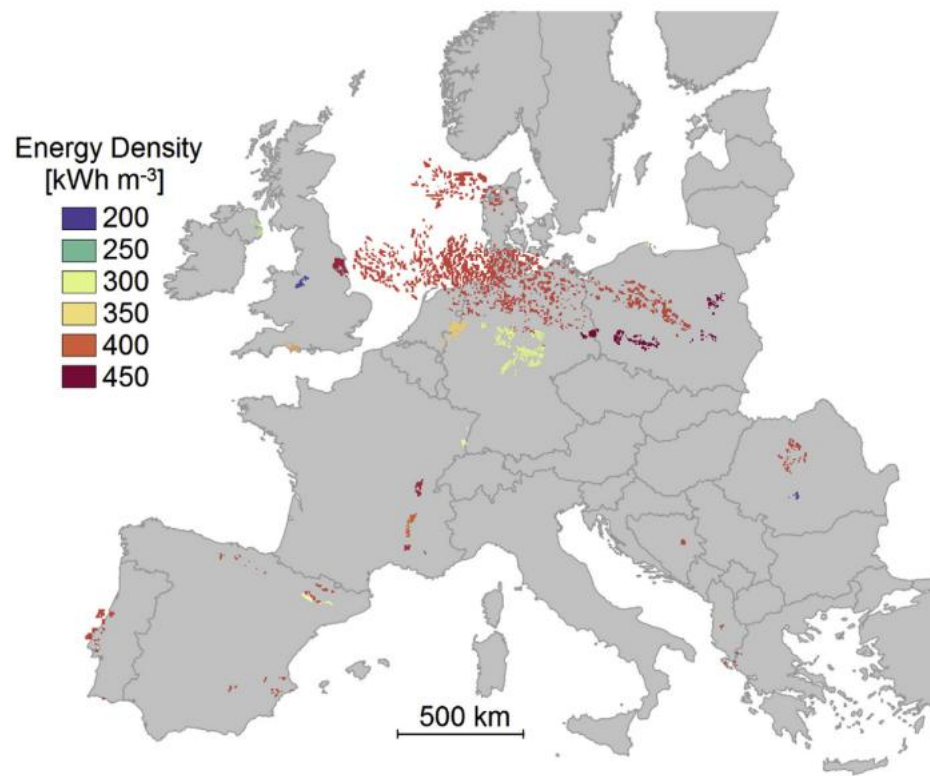
# Łańcuch wartości wodoru

## II. Magazynowanie

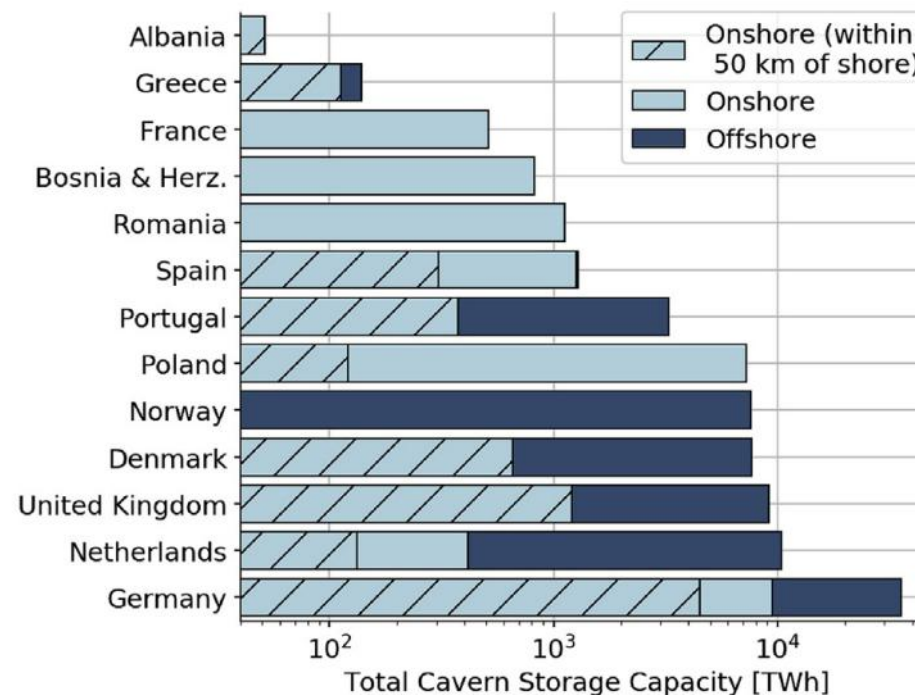
Otoczenie rynkowe

## 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

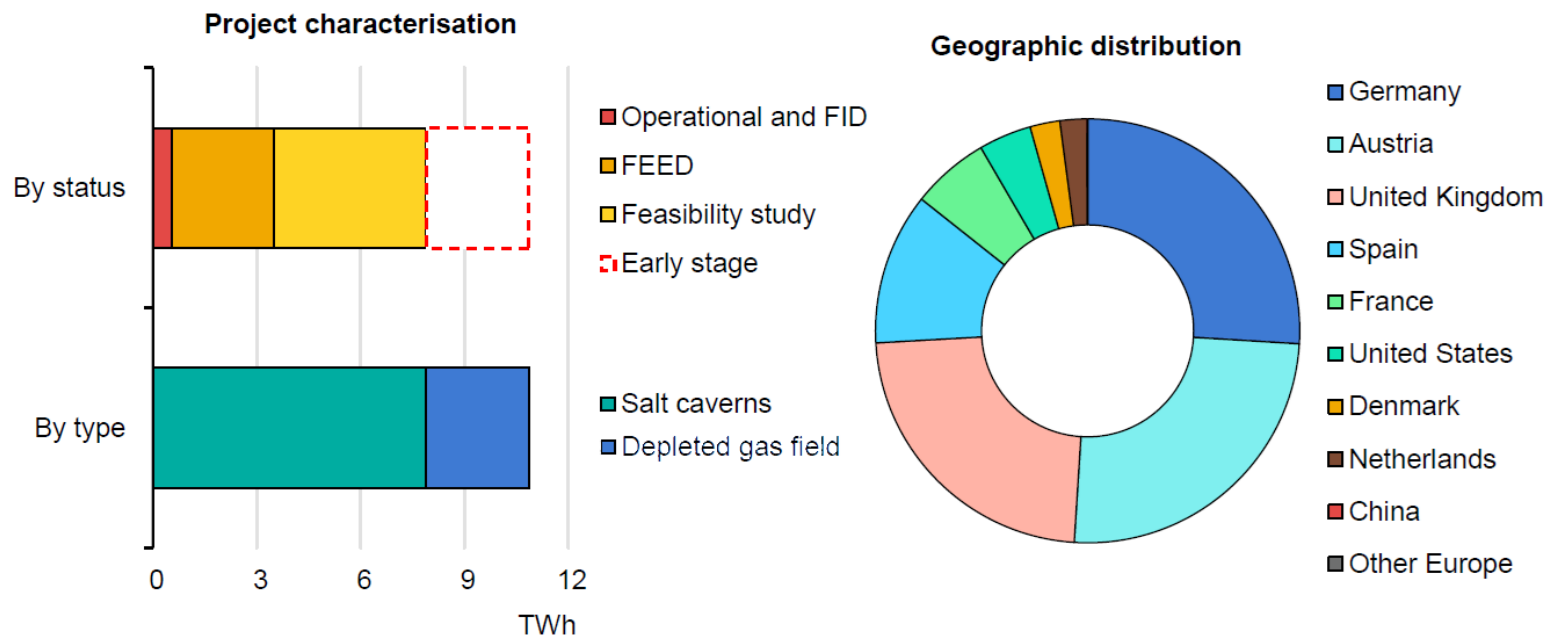


- Wykorzystanie przestrzeni na magazynowanie wodoru będzie konkurować z wykorzystaniem jej do składowania gazu ziemnego oraz dwutlenku węgla.
- Kawerny solne charakteryzują się większą elastycznością w stosunku do magazynów w wyczerpanych złożach gazu oraz solankowych warstwach wodonośnych, pozwalając 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 wodor pochodzący z importu.

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

## Perspektywa rozwoju podziemnych magazynów wodoru do 2035 r.

Globalna pojemność podziemnych magazynów wodoru według technologii, statusu i regionu na podstawie projektów ogłoszonych do 2035 r.



- Wykorzystanie wodoru jako formy średnio- i długoterminowego magazynowania energii wskazywane jest jako jeden z głównych priorytetów rozwoju gospodarki wodorowej.
- Wraz ze wzrostem rynku będą pojawiać się wyspecjalizowane podmioty świadczące usługi magazynowania wodoru w państwach o lepszych uwarunkowaniach geologicznych, podobnie jak ma to miejsce w przypadku rynku gazu ziemnego.
- Jedną z kluczowych barier w zakresie inwestycji magazynowych jest niepewność, co do rozwoju i kształtu rynku zapotrzebowania na wodór.
- Zgodnie z zaplanowanymi projektami do 2035 pojemność podziemnych magazynów wodoru powinna osiągnąć 11 TWh (325 kt H<sub>2</sub>), ale tylko 5% projektów znajduje się obecnie w fazie realizacji. Łączna pojemność stanowiłaby wówczas zaledwie 0,2% obecnej pojemności magazynowania gazu ziemnego na świecie.

Źródło: Global Hydrogen Review, IEA, 2025, s. 141

## Koszty magazynowania wodoru w stosunku do wielkości magazynowych

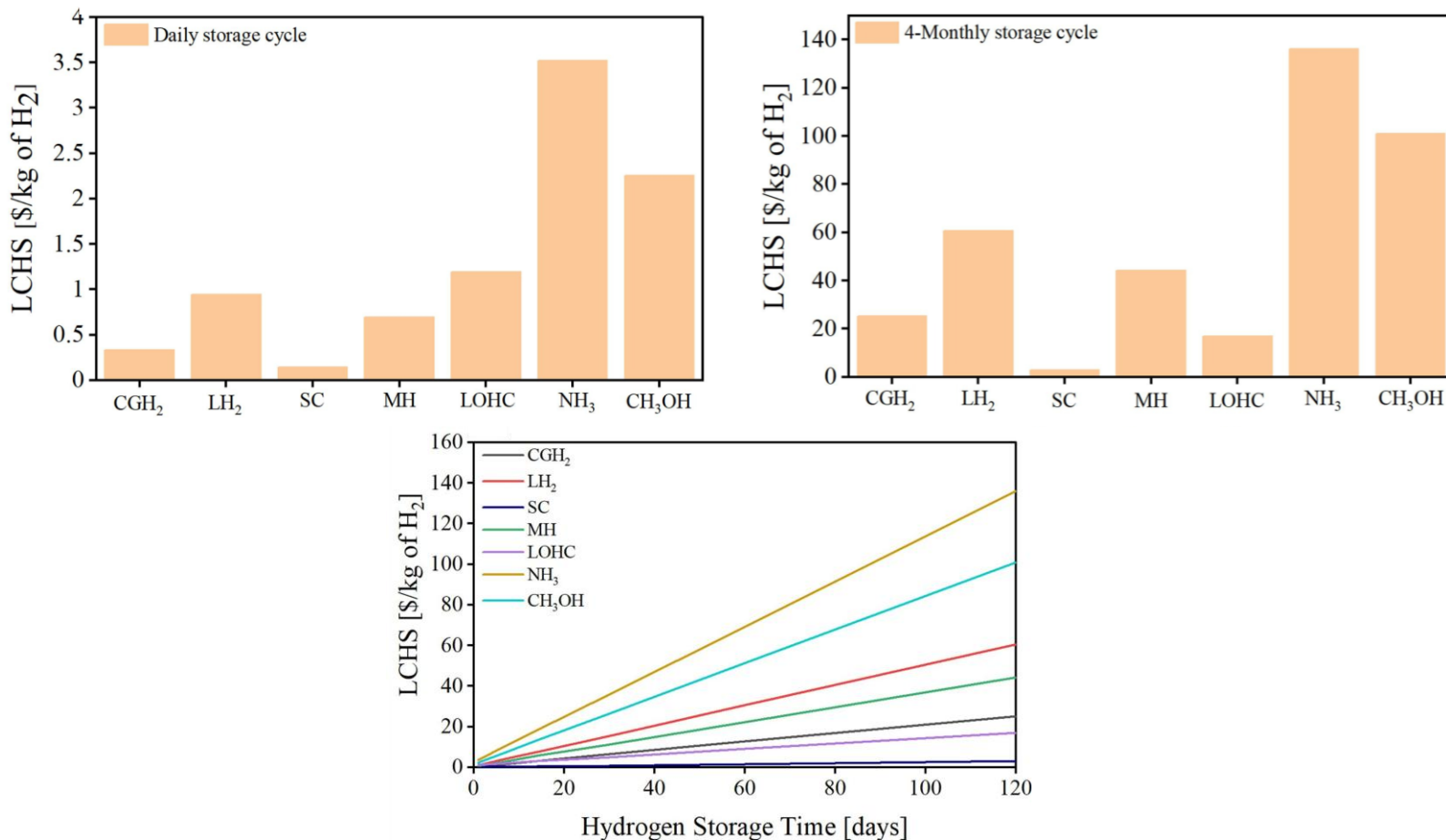


- Najniższymi jednostkowymi, uśrednionymi kosztami magazynowania (LCHS) charakteryzują się magazynowanie sprężonego wodoru w kawernach solnych oraz w zbiornikach ciśnieniowych.
- W przypadku metod magazynowania w formacjach geologicznych potencjał magazynowy zależy od wielkości formacji oraz długości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

Opracowanie własne na podstawie: Information Technology & Innovation Foundation; Cenetrfor clean energy Innovation; A realist Approach to Hygrogen, 2024, Abdin et. al., Energy Conversion and Management, 2022, 270, Kourougianni et. al, Renewable Energy, 2024

## Wpływ długości czasu magazynowania wodoru na koszty

Koszty magazynowania wodoru w ujęciu dziennym oraz 4-miesięcznym

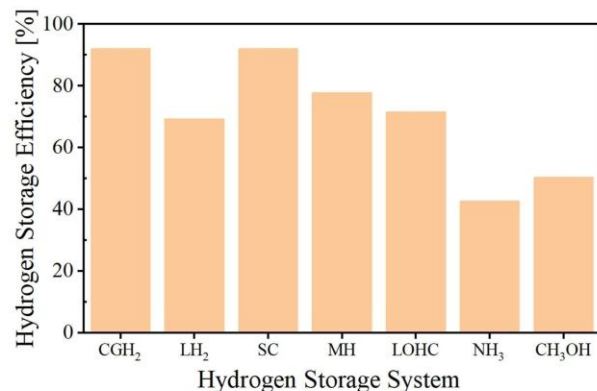


Źródło: Abdin et. al, Energy Conversion and Management, 2022, 270

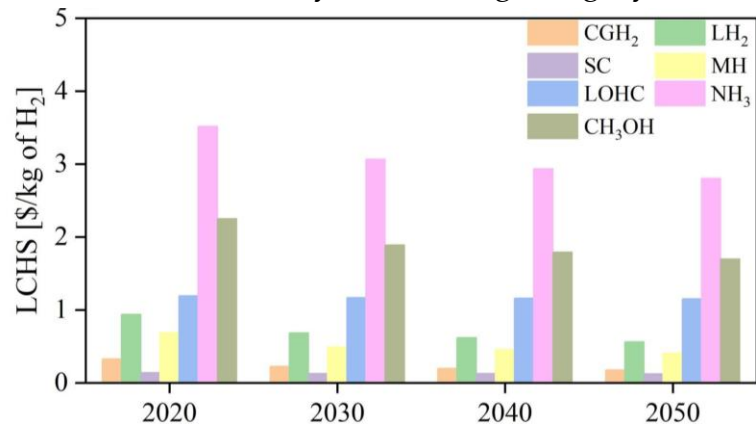
- W przedstawionych analizach wzięto pod uwagę koszty inwestycyjne (obejmujące ISBL, OSBL oraz rezerwę kapitałową) oraz koszty operacyjne, podzielone na dwie podgrupy: koszty stałe (np. utrzymanie ruchu, podatki opłaty środowiskowe) i zmienne (np. energia, surowce czy katalizatory). Dodatkowo ujęte zostały również koszty likwidacji.
- Koszty określone dla pojemności magazynu 4000 t H<sub>2</sub>, zwykle mniejsza skala oznacza wyższy koszt jednostkowy.
- Dla większości z analizowanych technologii wskazywany jest znaczny wzrost jednostkowej ceny w miarę wydłużania okresu magazynowania wodoru.
- Najtańszym rozwiązaniem dla długoterminowego przechowywania wodoru są kawerny solne oraz LOHC. Te technologie mogą znaleźć zastosowanie w długoterminowym magazynowaniu wodoru tam, gdzie dostęp do formacji podziemnych byłby niemożliwy lub nieopłacalny.
- Nośniki takie jak amoniak czy metanol charakteryzuje najwyższy wzrost kosztów wraz z wydłużaniem okresu magazynowania, co sugeruje, że powinny być stosowane jedynie w krótkich łańcuchach transportowych i krótkotrwałych buforach energii, a nie jako magazyny sezonowe. Ich atutem natomiast jest kompatybilność z istniejącą infrastrukturą paliw ciekłych.

## Koszty magazynowania wodoru – perspektywa do 2050

Podsumowanie średnich wydajności różnych technologii magazynowania energii



Perspektywa zmian kosztów różnych technologii magazynowania wodoru do 2050 r.



Źródło: Abdin et. al, Energy Conversion and Management, 2022, 270,

- Jednostkowa cena magazynowania wodoru w każdej z technologii jest ściśle skorelowana z ich efektywnością. Bardziej wydajne systemy wymagają mniejszych nakładów energetycznych, stanowiących strategiczny udział w zmiennych kosztach operacyjnych.
- Najniższe jednostkowe koszty charakteryzują metody magazynowania wodoru w postaci gazowej, jak kawerny solne oraz zbiorniki ciśnieniowe.
- Najwyższe koszty magazynowania wodoru charakteryzują systemy wykorzystujące amoniak oraz metanol, głównie z powodu konieczności przeprowadzania energochłonnego procesu dehydrogenacji. Ten etap generuje znaczne koszty zarówno inwestycyjne (CAPEX), jak i operacyjne (OPEX).
- W perspektywie do 2050 r. przewidywany jest spadek jednostkowych cen magazynowania energii, jednakże dla różnych technologii nastąpi on w różnym tempie. Na przykład w przypadku magazynowania wodoru w postaci skroplonej przewiduje się spadek LCHS o około 50%.

## II. Magazynowanie – wnioski 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 wielkowolumenowych sieci przesyłowych i wielkoskalowych magazynów 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 może pozwolić na zapewnienie niezależności i przechowywania 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.

## II. Magazynowanie – wnioski i rekomendacje

- Najniższe koszty jednostkowe (LCHS) mają technologie magazynowania gazowego – kawerny solne oraz zbiorniki ciśnieniowe; najwyższe koszty występują przy amoniaku i metanolu z powodu energii potrzebnej na dehydrogenację. Koszt ten znacząco wzrasta wraz z długością okresu przechowywania wodoru, co ogranicza opłacalność niektórych technologii w zastosowaniach sezonowych. Spośród najlepiej rozwiniętych technologii najbardziej korzystne ekonomicznie jest magazynowanie długoterminowe w kawernach solnych, zwłaszcza biorąc pod uwagę krajowy potencjał geologiczny. Korzystny byłby również rozwój i programy pilotażowe technologii magazynowania wodoru w wyczerpanych złożach gazu, aby przygotować je do roli sezonowych magazynów dużej skali.
- Kluczowe jest dopasowanie technologii magazynowania do funkcji systemu energetycznego – unikanie drogich nośników (amoniak, metanol) w magazynowaniu sezonowym i stosowanie ich jedynie w krótkich łańcuchach transportowych.
- Rozwój alternatywnych technologii (np. LOHC, wodorki metali) tam, gdzie brak jest odpowiednich formacji geologicznych lub konieczne są mobilne magazyny.
- Rynek magazynowania wodoru jest na wczesnym etapie rozwoju, z dużą niepewnością popytu i niskim odsetkiem realizowanych projektów, co hamuje inwestycje.
- Infrastruktura magazynowa może wspierać import wodoru, szczególnie w przypadku kawern położonych blisko wybrzeża.
- Przewidywany jest spadek kosztów magazynowania do 2050 r., ale tempo zmian będzie różne dla poszczególnych technologii.



**Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce**

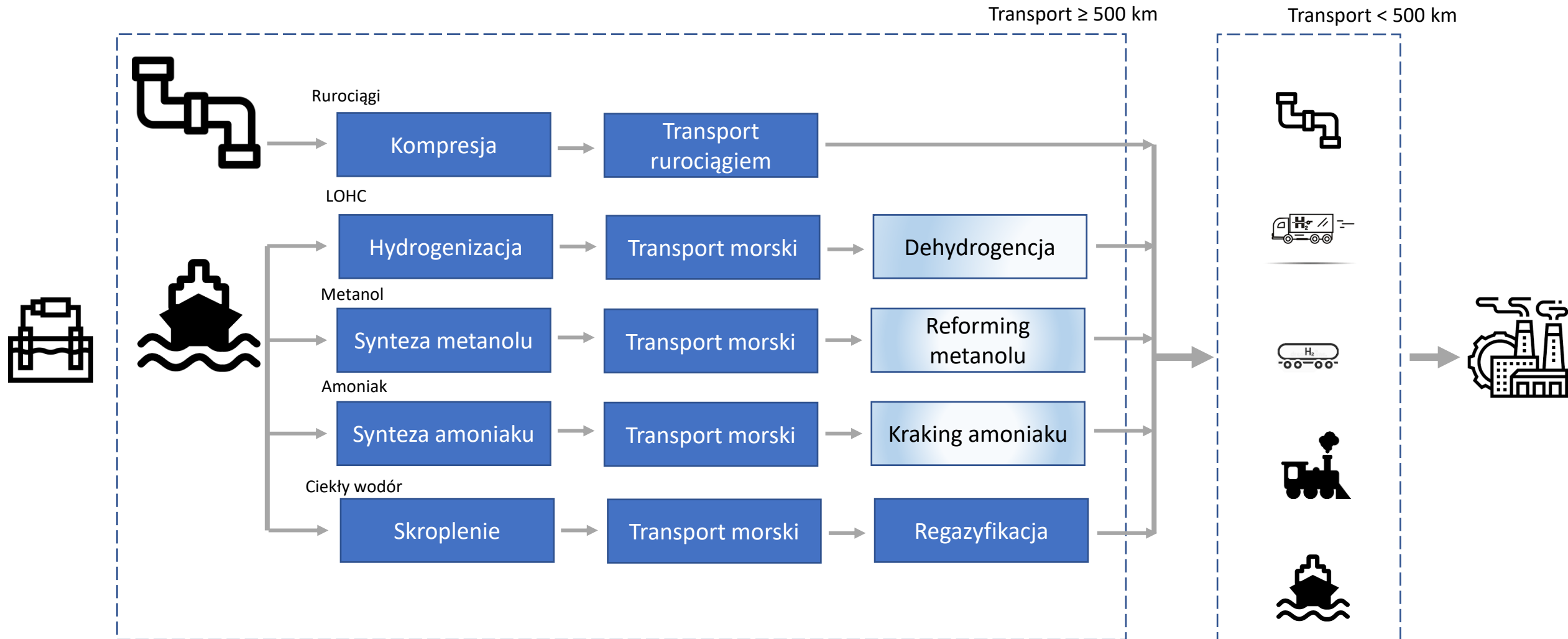
## **III. TRANSPORT**

# Łańcuch wartości wodoru

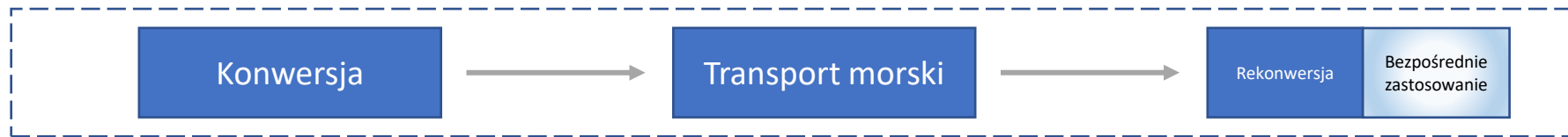
## III. Transport

Otoczenie technologiczne

## Schemat głównych elementów łańcucha wartości transportu wodoru



## Wybrane metody długodystansowego transportu morskiego wodoru



	Konwersja	Transport morski	Rekonwersja	Bezpośrednie zastosowanie
LOHC	<ul style="list-style-type: none"> <li>Możliwość wykorzystania dotychczasowej infrastruktury transportowej ropy</li> <li>Niska zawartość H<sub>2</sub> w objętości transportowanej cieczy (34-57 kg/m<sup>3</sup>)</li> </ul> TRL: 5-7	<ul style="list-style-type: none"> <li>Brak obecnie technologii pozwalającej stosować jako paliwo</li> <li>Niski poziom strat H<sub>2</sub> w transporcie spowodowanych odparowywaniem (&lt; 0,1% dziennie)</li> </ul> TRL: 6-9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potrzeba zagospodarowania odzyskanego nośnika;</li> <li>Wysokie nakłady energetyczne na rekonwersję (&gt; 43,38 MJ/kg)</li> </ul> Na przykładzie MCH* TRL: 5-7	
Metanol	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potrzeba pozyskania nośnika w postaci CO<sub>2</sub> mogąca obciążać ślad węglowy procesu</li> <li>Brak dodatkowych nakładów energii na zachowanie formy ciekłej</li> </ul> TRL: 7-9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Możliwość zastosowania w dedykowanych silnikach (TRL 8-9)</li> <li>Niski poziom strat H<sub>2</sub> w transporcie spowodowanych odparowywaniem (&lt; 0,1% dziennie)</li> </ul> TRL: 8-9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Oczyszczenie H<sub>2</sub> wymagałoby utylizacji CO<sub>2</sub> pozyskanego z nośnika</li> <li>Strata H<sub>2</sub> przy rekonwersji na poziomie ~2,5%</li> </ul> TRL: 5-9	
Amoniak	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pozyskiwanie nośnika azotowego jest dojrzałą technologią</li> <li>Najwyższa zawartość H<sub>2</sub> w objętości transportowanej cieczy (108-120 kg/m<sup>3</sup>)</li> </ul> TRL: 9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potencjał do wykorzystania jako paliwo dla turbin gazowych (TRL 5)</li> <li>Niski poziom strat H<sub>2</sub> w transporcie spowodowanych odparowywaniem (&lt; 0,1% dziennie)</li> </ul> TRL: 7-9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Po przeprowadzeniu krakingu, H<sub>2</sub> w zależności od zastosowania, może wymagać dodatkowego oczyszczenia</li> <li>Niski poziom strat H<sub>2</sub> przy rekonwersji na poziomie (~1,5%)</li> </ul> TRL: 8-9	
Ciekły H <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Brak dodatkowych kosztów związanych z pozyskiwaniem nośnika</li> <li>Potrzeba dodatkowych nakładów energii na zachowanie formy ciekłej (15,1-57 MJ/kg)</li> </ul> TRL: 9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Możliwość zastosowania jako paliwo (TRL 7-8);</li> <li>Wysoki poziom strat H<sub>2</sub> w transporcie (do 0,4%) oraz przy rozładunku (nawet do 3,6%)</li> </ul> TRL: 7	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niska zawartość zanieczyszczeń (&lt; 1 ppm)</li> <li>Regazyfikacja może odbywać się w porcie lub odbiorcy docelowego</li> </ul> TRL: 7-9	

## Komentarz

• Poziom gotowości technologicznej (TRL) różni się w zależności od skali infrastruktury. Dla wielkoskalowego transportu (> 1000t H<sub>2</sub> dziennie) poziomu TRL 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.



	Zatłoczenie	Transport rurociągami	Rekonwersja	Bezpośrednie zastosowanie
<b>Amoniak</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Technologia wymaga zastosowania w większej skali dla potrzeb transportu wodoru w dużych wolumenach</li> <li>Ciśnienie przesyłowe obecnie stosowane wynosi zazwyczaj 15-20 barów</li> </ul> TRL: 8	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sieciowy transport ciekłego amoniaku jest dojrzałą technologią tworzoną jednak na potrzeby wyspecjalizowanych odbiorców</li> <li>Poziom strat &lt; 0,03%</li> </ul> TRL: 8-9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Po przeprowadzeniu krakingu wodoru, w zależności od zastosowania, może wymagać dodatkowego oczyszczenia</li> <li>Potrzeba dodatkowych nakładów energetycznych na rekonwersję</li> </ul> TRL: 6-9	
<b>Retrofit gazociągu</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Transport H<sub>2</sub> wymagałby wymiany sprężarek na około trzy razy mocniejsze</li> <li>Ciśnienie przesyłowe powinno wynieść 40-70 barów, chociaż część opracowań wskazuje na 120 barów</li> </ul> TRL: 4-5	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pozostałości w sieci mogą prowadzić do utraty wysokiego poziomu czystości H<sub>2</sub></li> <li>Poziom strat &lt; 2%;</li> </ul> TRL: 7-9		
<b>Dedykowany rurociąg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Istniejąca technologia wymagałaby zwiększenia skali i wykorzystania rur o większej przepustowości</li> <li>Zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną przez urządzenia o większej mocy</li> </ul> TRL: 8-9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Średnica dedykowanych rurociągów wynosi przeważnie do 20-cali, jednak istnieją również większe rurociągi długodystansowe</li> <li>Poziom strat &lt; 0,5%</li> </ul> TRL: 8-9		

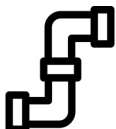
### Komentarz

- Techniczna możliwość dokonania retrofitingu sieci jest uzależniona od charakterystyki danego rurociągu i jego przeznaczenia u odbiorcy końcowego, a zatem każdy przypadek musi być rozpatrywany indywidualnie.
- Trwają badania nad lepszym dopasowaniem do retrofitingu w zależności od plastyczności stali. Wg niektórych analiz, stal niższego gatunku i bardziej plastyczna (gatunki poniżej API X42 i X52) może być bardziej odporna na proces degradacji. Przykłady badań wskazujących odwrotną relację i lepsze dopasowanie do retrofitingu stali wyższego gatunku (X70).
- 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

## Rurociągi



## Postać gazowa

- W zależności od zapotrzebowania transport sprężonego wodoru może odbywać się o niższej przepustowości (tj. średnicy  $\leq 20$ -cali) w stosunku do wielkoskalowych rurociągów przesyłowych.
- Mniejsze rurociągi mogą pozwolić na wykorzystanie polimerów wzmacnianych włóknami, co poprawi techniczne parametry ich wytrzymałości.
- Zakładane ciśnienie w rurociągu osiągałoby do 20 barów, jednak projektowane ciśnienie będzie zależne od charakterystyki danego obszaru dystrybucyjnego.
- W przypadku krótkich dystansów rurociąg może nawet nie wymagać dodatkowych stacji kompresorowych.

## Postać ciekła

Pomimo technicznych możliwości przesyłu ciekłego wodoru z wykorzystaniem rurociągów (np. rurociągami izolowanymi próżniowo albo kriogenicznymi rurami wewnątrz rur) jest to metoda, która może być wykorzystywana w pomijalnym z punktu widzenia strategicznego budowania gospodarki wodorowej zakresie, ze względu na dużą wrażliwość oraz małą przepustowość takich instalacji.

## Transport intermodalny



- Transport większej ilości wodoru odbywa się w formie butli/rur z gazem, które zostają spięte i zabezpieczone ramą ochronną.
- Spięte rury są łączone w kontenery, których projektowane wymiary mogą odpowiadać potrzebom transportu intermodalnego.
- Nowoczesne pojemniki magazynowe wykonywane są z kompozytu, aby zmniejszyć wagę transportu.
- W zależności od rodzaju naczepy/rury i sprężenia transport może mieścić około 1100 kg wodoru.
- Sprężenie wodoru do 200 barów daje objętość  $15,6 \text{ kg H}_2/\text{m}^3$ , zaś do 500 barów  $33 \text{ kg H}_2/\text{m}^3$ .

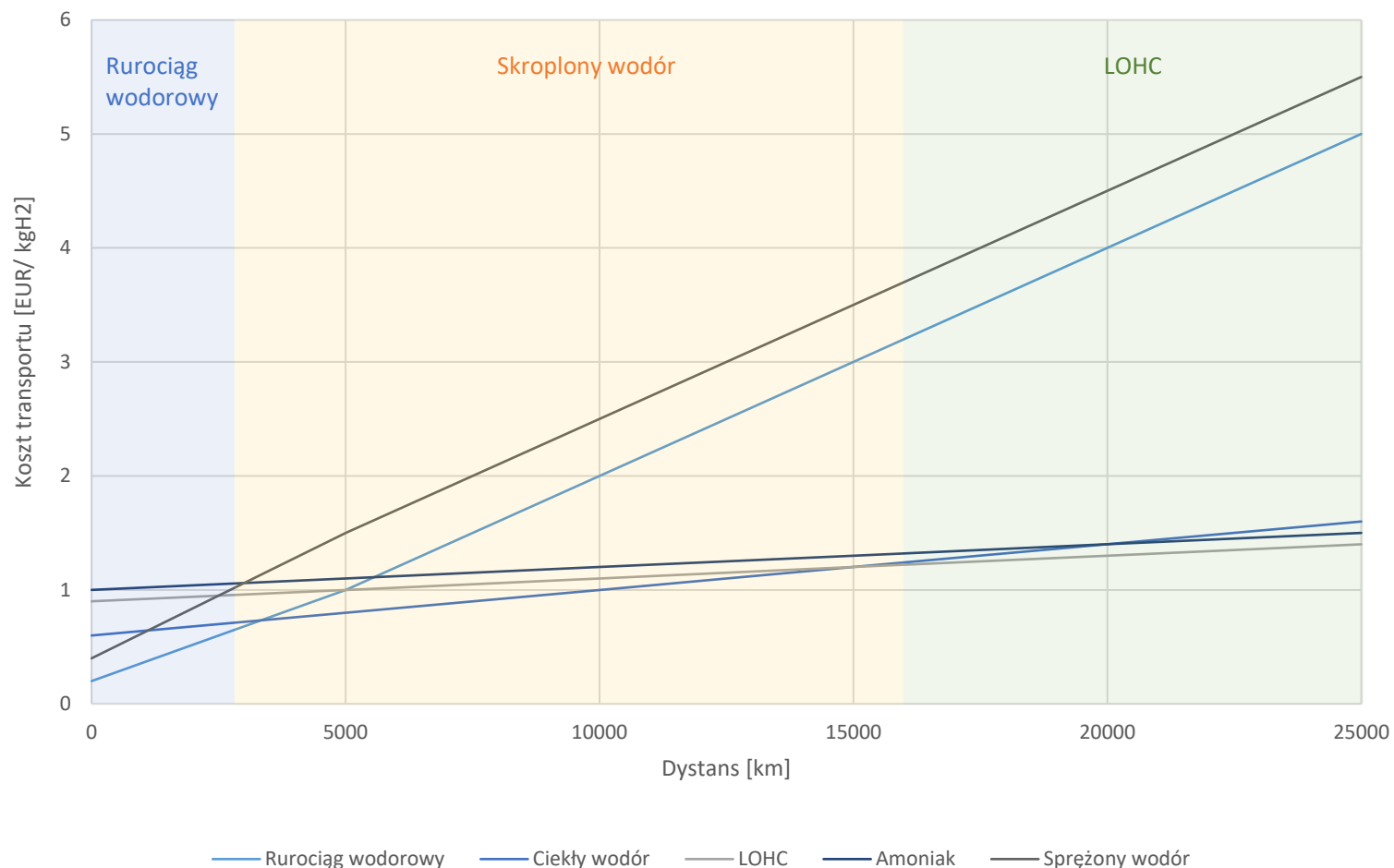
- Największy obecnie zakład skraplania ma wydajność skraplania  $34 \text{ t/dobę}$ , natomiast średnia światowa jest ponad dwukrotnie niższa.
- Transport w temperaturze poniżej  $-252,87 \text{ °C}$ .
- Obecna technologia pozwala na transport drogowy jedną naczepą do  $4000 \text{ kg}$  wodoru.
- Podczas podróży kriogeniczny wódor nagrzewa się powodując wzrost ciśnienia w zbiorniku.
- Straty podczas transportu wynoszą do 1% masy ładunku dziennie.
- Dodatkowo należy doliczyć stratę związaną z rozładunkiem na poziomie ok. 5%.

## Komentarz

- Na dystansie poniżej 500 km wódor może być dystrybuowany rurociągami ze sprężonym wodorem (dedykowane lub adaptowane sieci gazowe) oraz transportem intermodalnym w formie sprężonej lub ciekłej.
- Transport ciekłego wodoru rurociągami nie jest obecnie możliwy na większą skalę ze względu na ograniczenia technologiczne i wrażliwość infrastruktury.
- Wraz ze wzrostem odległości i wolumenu dostaw rośnie atrakcyjność rurociągów w porównaniu z transportem intermodalnym, szczególnie drogowym.
- Sprężony wódor zapewnia elastyczność dzięki możliwości wykorzystania kontenerów w transporcie intermodalnym.
- Ciekły wódor, ze względu na większą gęstość, staje się bardziej konkurencyjny przy dużych odległościach i wolumenach.
- Przy bardzo dużych wolumenach i stałych trasach rurociągi stają się najbardziej opłacalnym rozwiązaniem, mimo wysokich kosztów inwestycyjnych.

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

## Koszty dostawy wodoru dla prostego szlaku transportowego, dla 1 Mt H<sub>2</sub>.



### Komentarz

- Rurociąg wodorowy jest najbardziej opłacalny przy krótkich dystansach (do ok. 2 500 km), gdzie koszt wynosi poniżej 1 EUR/kg H<sub>2</sub>. Koszty rosną liniowo wraz z odległością.
- Skroplony wodór utrzymuje stabilne koszty w przedziale ok. 0,6–1,6 EUR/kg, co czyni go konkurencyjnym przy średnich i dużych odległościach.
- LOHC i amoniak charakteryzują się niewielkim wzrostem kosztów (ok. 0,9–1,5 EUR/kg), co zapewnia przewidywalność przy długich trasach.
- Sprężony wodór (statek) jest atrakcyjny na krótkich dystansach, ale jego koszty rosną najszybciej, osiągając ponad 5 EUR/kg przy 25 000 km.
- Przy dystansie 2 500 km najtańszą opcją pozostaje rurociąg wodorowy, a następnie skroplony wodór.

Analiza opiera się na koncepcji prostego szlaku transportu wodoru, definiowanego jako trasa z punktu A do punktu B. Przyjęto założenie dostawy 1 miliona ton odnawialnego wodoru rocznie do jednego odbiorcy przemysłowego, realizowanej poprzez dedykowany rurociąg lub trasę morską. W przypadku scenariusza A rozważana odległość wynosi 2 500 km. Uwzględniono scenariusz niskiej ceny energii (Lo), w którym koszt energii elektrycznej w miejscu produkcji wynosi 10 EUR/MWh, a w miejscu konsumpcji 50 EUR/MWh. Założenia te stanowią podstawę do porównania kosztów transportu wodoru w zależności od zastosowanej metody i dystansu.

Źródła: Assessment of Hydrogen Delivery Options, European Commission

# Łańcuch wartości wodoru

## III. Transport

Otoczenie regulacyjne

# Łańcuch wartości wodoru

## III. Transport

Otoczenie rynkowe

## Wybrane metody transportu wodoru (1/3) – długodystansowy transport morski

### 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 bezpośrednie;
- Potencjał minimalizacji kosztu transportu długodystansowego;
- Znaczny koszt rekonwersji;
- Wysokie zużycie energii przy rekonwersji.

### Metanol

- Istniejący rynek pozwalający na wykorzystanie bezpośrednie;
- Najniższe nakłady energii podczas samego transportu morskiego;
- Potrzeba pozyskania CO<sub>2</sub> do związania wodoru;
- Wysoka wrażliwość na wzrost OPEX wraz ze wzrostem cen e.e.

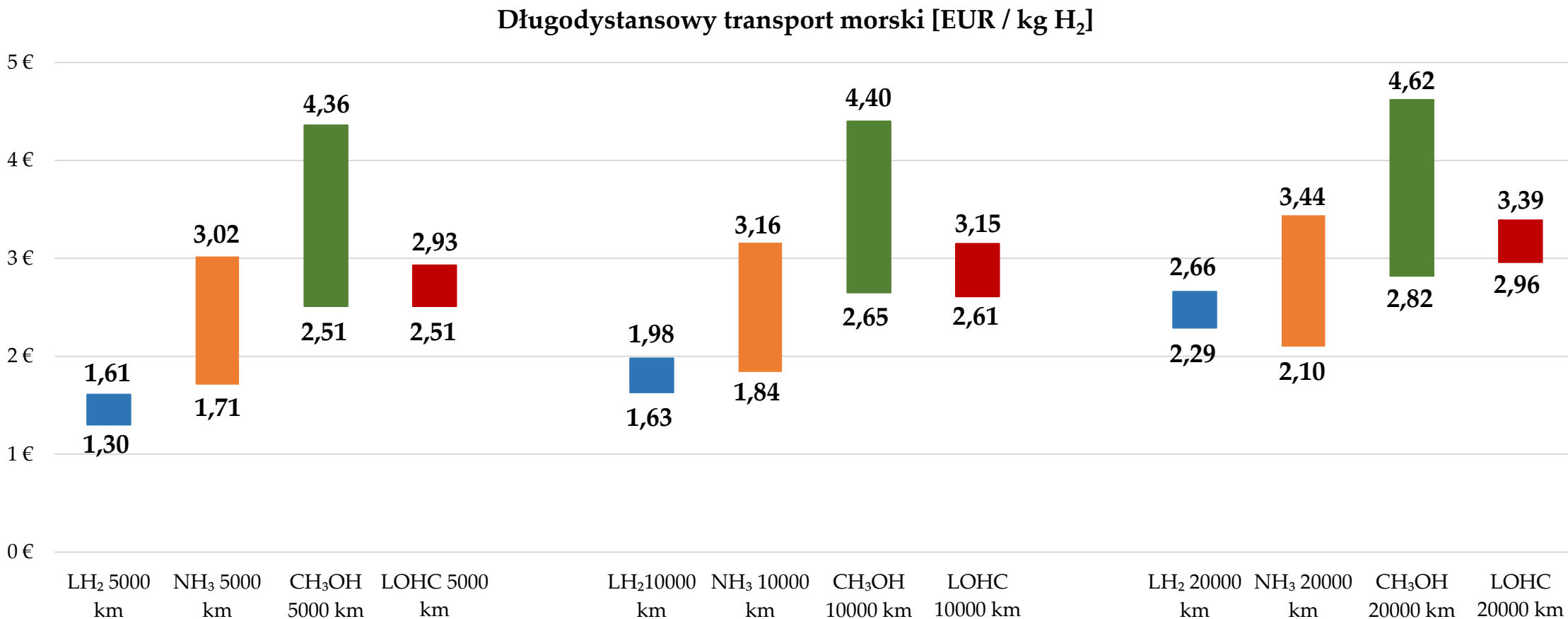
### LOHC

- 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 H<sub>2</sub> rocznie; Uwzględniony zostały koszty konwersji w porcie eksportowy i rekonwersji w porcie importowy.

Źródła: JRC; IRENA, IEA

## Wybrane metody transportu wodoru (1/3) – długodystansowy transport morski



Wartości przyjęte dla transportu 1Mt H<sub>2</sub> rocznie; Uwzględniony zostały koszty konwersji w porcie eksportowy i rekonwersji w porcie importowy.

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%
<b>Ostateczny koszt w modelu (EUR/kg H<sub>2</sub>)</b>	1,46	Rek: 2,85 NIERek: 0,71	Rek: 5,00 NIERek: 3,83	3,28

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

\* Dibenzylotoluen.

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;
- Napęd biodislowy statków;
- W przypadku metanolu CO<sub>2</sub> pozyskiwane w ramach technologii DAC, aby umożliwić zakwalifikowanie jako wódór odnawialny.

## Wybrane metody transportu wodoru (2/3) – długodystansowy transport rurociągami

### 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-popytu;
- Niski OPEX, przy CAPEX zbliżonym do transportu morskiego;
- Czasochłonność procesu inwestycyjno-budowlanego. Dedykowana sieć wodorowa

### 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 H<sub>2</sub> 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

## Wybrane metody transportu wodoru (3/3) – krótko- i średniodystansowy

### Metody transportu

#### Transport kołowy skompresowanego H<sub>2</sub>

- Transport za pomocą wiązek butli gazowych;
- Ciśnienie w butli przyjmuje wartość między 180 a 500 barów, co przy najwyższych wartościach daje ponad 1 tonę wodoru;
- Konkurencyjne zwłaszcza przy krótkich odległościach oraz przy małym wolumenie transportu.

#### Transport kołowy ciekłego H<sub>2</sub>

- Większa zawartość H<sub>2</sub> w objętości zwiększa atrakcyjność względem CH<sub>4</sub> na dłuższe odległości;
- Mniejsza możliwość transportu intermodalnego;
- Współczynnik odparowania wynoszący do 1% objętości dziennie i dodatkowe straty przeładunkowe;
- Potrzeba zapewnienia pustej przestrzeni transportowej (ok. 10%) w celu uniknięcia wrzenia.

#### Dedykowane sieci rurociągów

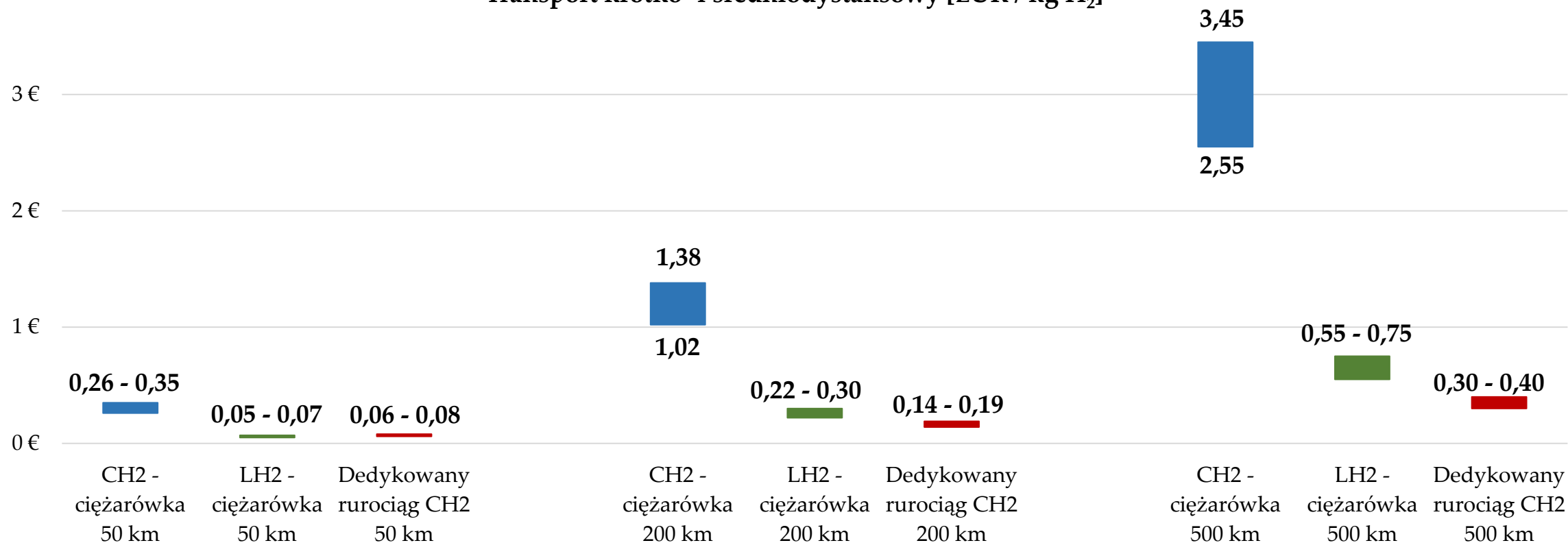
- Obecna infrastruktura to głównie 8- i 12-calowe rurociągi działające pod ciśnieniem 40-60 barów;
- Niski OPEX oraz ślad węglowy funkcjonowania;
- Stosunkowo wysoki CAPEX i wymóg realizacji czasochłonnego procesu inwestycyjnego.

- Koszt dostarczenia wodoru na dystansie poniżej 500 km jest silnie uzależniony od struktury odbiorczej premiującej skracanie dystansu pomiędzy produkcją i odbiorem, a także tworzeniem skoncentrowanych obszarów lokalnego wykorzystania.
- Wraz ze wzrostem wolumenu transportowego wzrasta atrakcyjność wykorzystania rurociągów wodorowych.
- Największy potencjał do kreowania sieci wodorowych i ograniczenia kosztów dystrybucji, będzie występować w obszarach jego obecnego zużycia ze względu na istnienie infrastruktury gazu ziemnego oraz możliwość budowy skoncentrowanych obszarów popytowych.
- Na potrzeby małoskalowego i lokalnego odbioru wodoru (np. do transportu publicznego) może być wystarczające wykorzystanie bateriowozów przewożących skompresowany wodór.
- Końcowy transport do odbiorcy może stanowić w krótkiej i średniej perspektywie czasowej dodatkowy element wpływający negatywnie na emisyjność wodoru w całym cyklu życia.

Wartości przyjęte dla transportu 0,4Mt H<sub>2</sub> rocznie; w przypadku transportu kołowego założono pojemność trailera na poziomie 850 kg, natomiast zbiornika na ciekły H<sub>2</sub> o pojemności 3,5 tony; dla rurociągu przyjęto średnicę 20-cali

Źródła: JRC, IRENA, IEA, Hydrogen Europe

## Wybrane metody transportu wodoru (3/3) – krótko- i średniodystansowy

Transport krótko- i średniodystansowy [EUR / kg H<sub>2</sub>]

Wartości przyjęte dla transportu 0,4Mt H<sub>2</sub> rocznie; w przypadku transportu kołowego założono pojemność trailera na poziomie 850 kg, natomiast zbiornika na ciekły H<sub>2</sub> o pojemności 3,5 tony; dla rurociągu przyjęto średnicę 20-cali

Źródła: JRC, IRENA, IEA, Hydrogen Europe

### III. Transport – wnioski i rekomendacje

- W zależności od przyjętego modelu transformacji krajowego sektora gazowego, a zwłaszcza braku możliwości pozyskania odpowiednich wolumenów odnawialnych źródeł energii i zapewnienia autarkii podażyowo-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 rzucać 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.



**Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce**

## **IV. ZASTOSOWANIE**

## Obszary analizy

### Otoczenie technologiczne

**Krótki opis wybranych sektorów obecnego lub przyszłego zastosowania wodoru i pochodnych:**

- Przemysł chemiczny
- Przemysł rafineryjny
- Przemysł petrochemiczny
- Hutnictwo
- Magazynowanie energii
- Elektroenergetyka
- Lekki transport kołowy
- Ciężki transport kołowy
- Transport morski
- Transport lotniczy

### Otoczenie rynkowe

**Wpływ czynników rynkowo-regulacyjnych na ekonomię zastosowania wodoru:**

- Porównanie kosztów użycia tradycyjnych nośników energii i ich nisko/zeroemisyjnych substytutów w danych sektorach (chemia, hutnictwo)
- Wpływ mechanizmów *carbon pricing* (EU ETS/CBAM) na cenowe wypychanie z rynku użycia węglowodorów
- Przykłady projektów sektorowych

## Sektory zastosowania wodoru 1/3



## Przemysł chemiczny

- Zielony wodór, produkowany w elektrolizerach zasilanych OZE, umożliwia niskoemisyjną syntezę kluczowych chemikaliów.
- W wytwarzaniu amoniaku (proces Habera-Boscha) zastępuje on wodór z reformingu metanu, co eliminuje większość emisji procesowych.
- W produkcji metanolu zielony wodór reaguje z czystym lub wychwyconym CO<sub>2</sub> w procesach syntezy katalitycznej, pozwalając uzyskać metanol o znacząco obniżonym śladzie węglowym i nadający się zarówno jako surowiec chemiczny, jak i paliwo.

Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2025-2030 2030-2035

TRL

7-9



## 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 CO<sub>2</sub> i zmniejszenie ekspozycji na EU ETS.
- Wodór może być także wykorzystywany do produkcji tzw. paliw syntetycznych jako nowych produktów rafineryjnych.

Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2025-2030 2030

TRL

8-9



## 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).

Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2030

TRL

7-8

Sektory obecnie wykorzystujące wodór – wymagana „wyłącznie” zmiana sposobu produkcji wodoru

## Sektory zastosowania wodoru 2/3



### Hutnictwo

- Obecnie, sektor hutniczy bazuje na procesach wielkopieczowych, 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 CO<sub>2</sub> 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).

#### Komercjalizacja zastosowania RFNBO



TRL



### Magazynowanie energii

- Zastosowanie wodoru jako nośnika i magazynu energii może wesprzeć stabilizowanie systemu elektroenergetycznego oraz jego bilansowanie w perspektywie rosnącej liczby źródeł OZE w miksie energetycznym
- Zakłada się, że 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.

#### Komercjalizacja zastosowania RFNBO



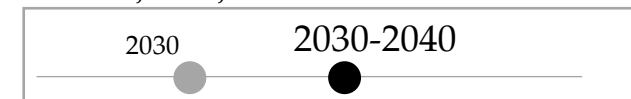
TRL



### Elektroenergetyka (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 co raz 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).

#### Komercjalizacja zastosowania RFNBO



TRL



## Sektory zastosowania wodoru 3/3



### 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.

Komercjalizacja zastosowania RFNBO

2025

TRL

8-9



### 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.

Komercjalizacja zastosowania RFNBO

2025 - 2030 2030-2035

TRL

7-8



### Transport morski i lotniczy

- Zarówno transport morski jak i lotniczy są sektorami trudnymi do elektryfikacji.
- Aby doprowadzić do dekarbonizacji tych sektorów 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 oraz transport morski są włączone do systemu w EU ETS.

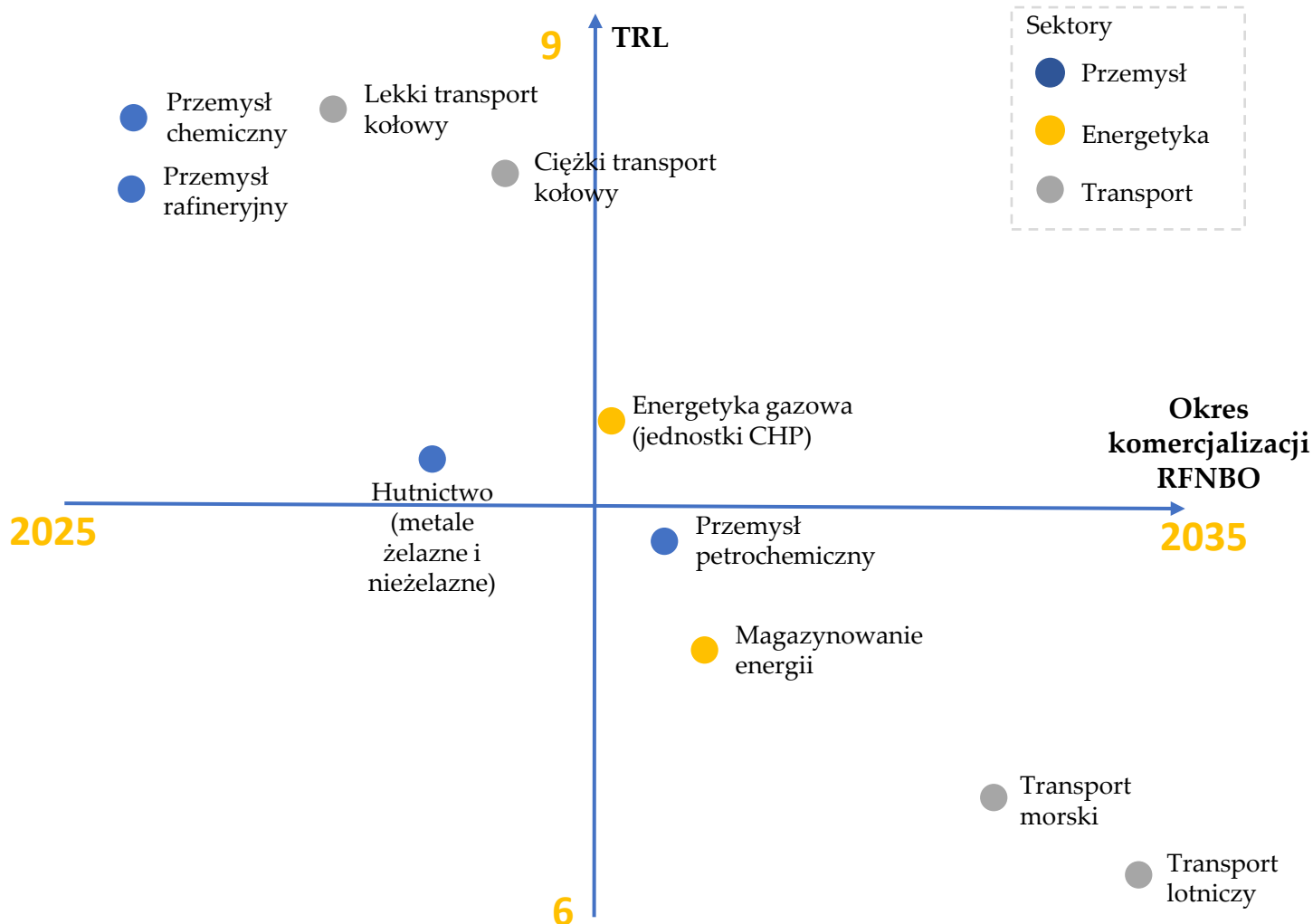
Komercjalizacja zastosowania RFNBO

2030-2035

TRL

7-8

## TRL i okresy komercjalizacji zastosowania RFNBO – porównanie sektorów



## Komentarz

- Należy zakładać, że sektory obecnie wykorzystujące wodór szary (m.in. zakłady chemiczne i rafineryjne) będą pierwszymi sektorami zastosowania paliw RFNBO w gospodarce, projekty pilotażowe w dużej skali są już realizowane.
- Hutnictwo metali żelaznych i nieżelaznych, a także petrochemia mogą być kolejnymi sektorami zastosowania RFNBO w przemyśle jednak wymagane będą znaczne zmiany procesów technologicznych i stosunkowo duże nakłady CAPEX/OPEX.
- Komercyjne zastosowanie RFNBO w energetyce może nastąpić w szczególności w modelu dekarbonizacji jednostek gazowych (domieszkowanie), a później także w modelu wykorzystania wodoru jako sezonowego/wielkoskalowego magazynu na potrzeby bilansowania sieciowego/przemysłowego (Power-to-X).
- Komercjalizacja zastosowania RFNBO w lekkim transporcie kołowym będzie realizowana w pierwszej kolejności, potencjalna konkurencja z napędami bateryjnymi może utrudniać rozwój tego sektora w UE.
- Aplikacje komercyjne RFNBO w transporcie ciężkim mogą wystąpić w dalszej kolejności, w szczególności w sektorze autobusów, kolei (trasy niezelektryfikowane), ewentualnie wybranych pojazdów użytkowych (np. ciężarówki dalekodystansowe).
- Po 2030/35 r. może nastąpić komercjalizacja zastosowania RFNBO w transporcie morskim i lotniczym (głównie w postaci paliw wodoropochodnych, syntetycznych, e-paliw).

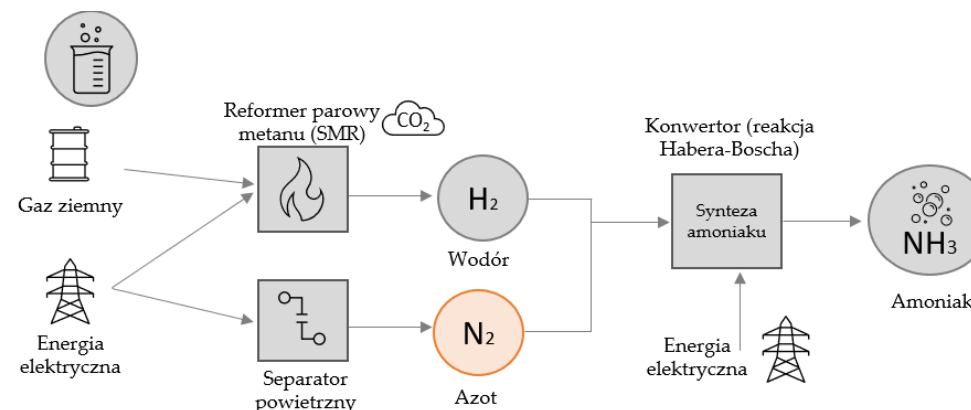
# Sektor chemiczny – produkcja amoniaku w procesach konwencjonalnych

## Komentarz

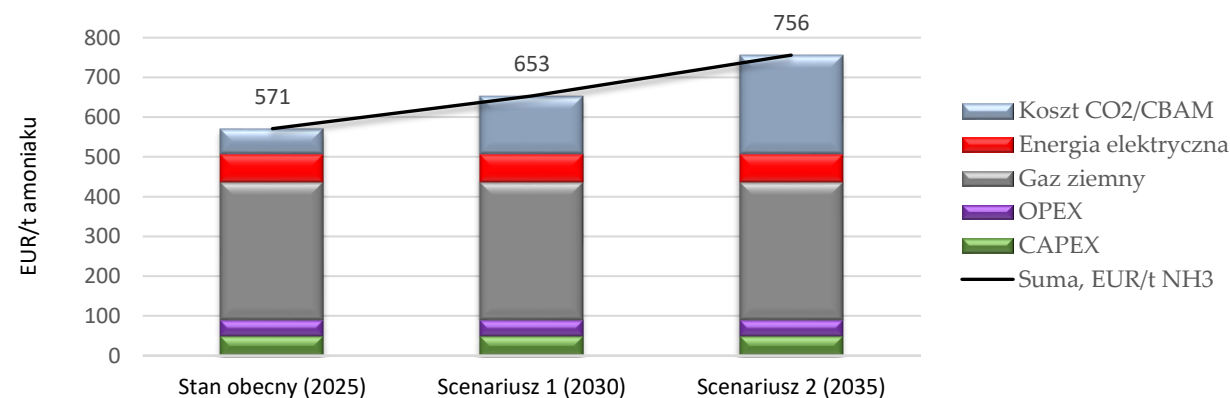
- Przedstawiona kalkulacja zakłada cenę zakupu gazu ziemnego na poziomie 42 EUR/MWh, cenę energii elektrycznej 107 EUR/MWh (stała cena dla wszystkich scenariuszy) oraz wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> przy produkcji amoniaku równy 2,4 t CO<sub>2</sub> /t amoniaku;
- Produkcja amoniaku jest wysoce wrażliwa na koszty zakupu gazu ziemnego, które stanowią nawet 70-80% całkowitego kosztu produkcji 1 tony amoniaku;
- Główną zmienną kosztową w przeprowadzonej kalkulacji są ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a także ścieżką odejścia od darmowej alokacji oraz zaostrzające się benchmarki sektorowe;
- Przyjęto, że koszt wytworzenia 1 tony amoniaku może wahać się w przedziale 570-760 EUR w zależności od scenariusza rozwoju EU ETS/CBAM (do 2035 r.);
- **Systemy EU ETS/CBAM** będą głównymi czynnikami zmian technologicznych w sektorze chemicznym (produkcji amoniaku) oraz jego dekarbonizacji:
  - **Stan obecny (2025)** - 100% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 76 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan obecny)
  - **Scenariusz 1 (2030)** - 50% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 128 EUR/t CO<sub>2</sub>
  - **Scenariusz 2 (2035)** - 0% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 167 EUR/t CO<sub>2</sub>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Hydrogen Europe

## Produkcja „szarego” amoniaku z użyciem wodoru z SMR

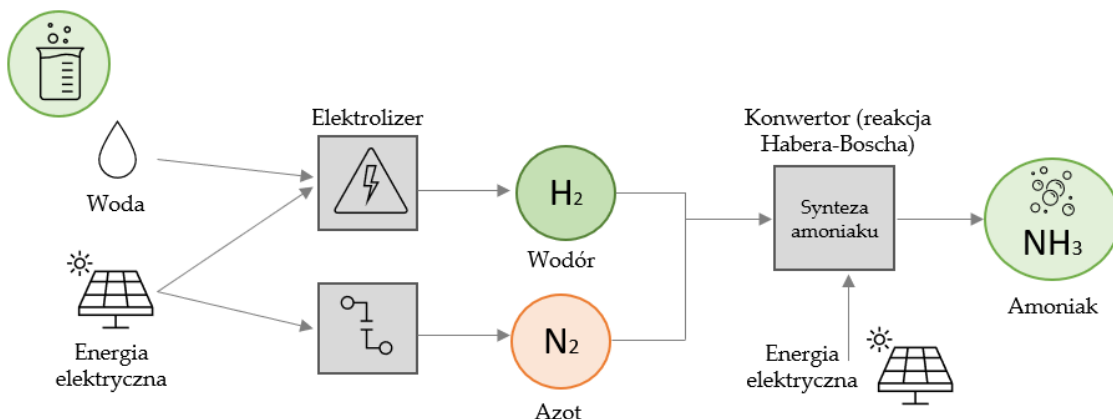


## Koszt produkcji 1 tony "szarego" amoniaku, EUR/t w zależności od scenariusza rozwoju ETS/CBAM

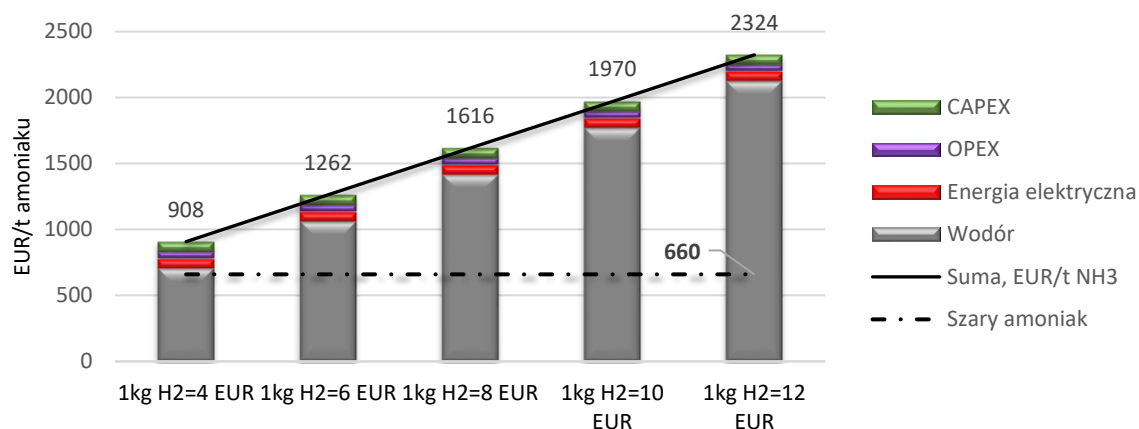


# Sektor chemiczny – dekarbonizacja produkcji amoniaku z użyciem zielonego wodoru

## Produkcja „zielonego” amoniaku z użyciem wodoru odnawialnego



### Koszty produkcji 1 tony „zielonego” amoniaku, EUR/t



### Komentarz

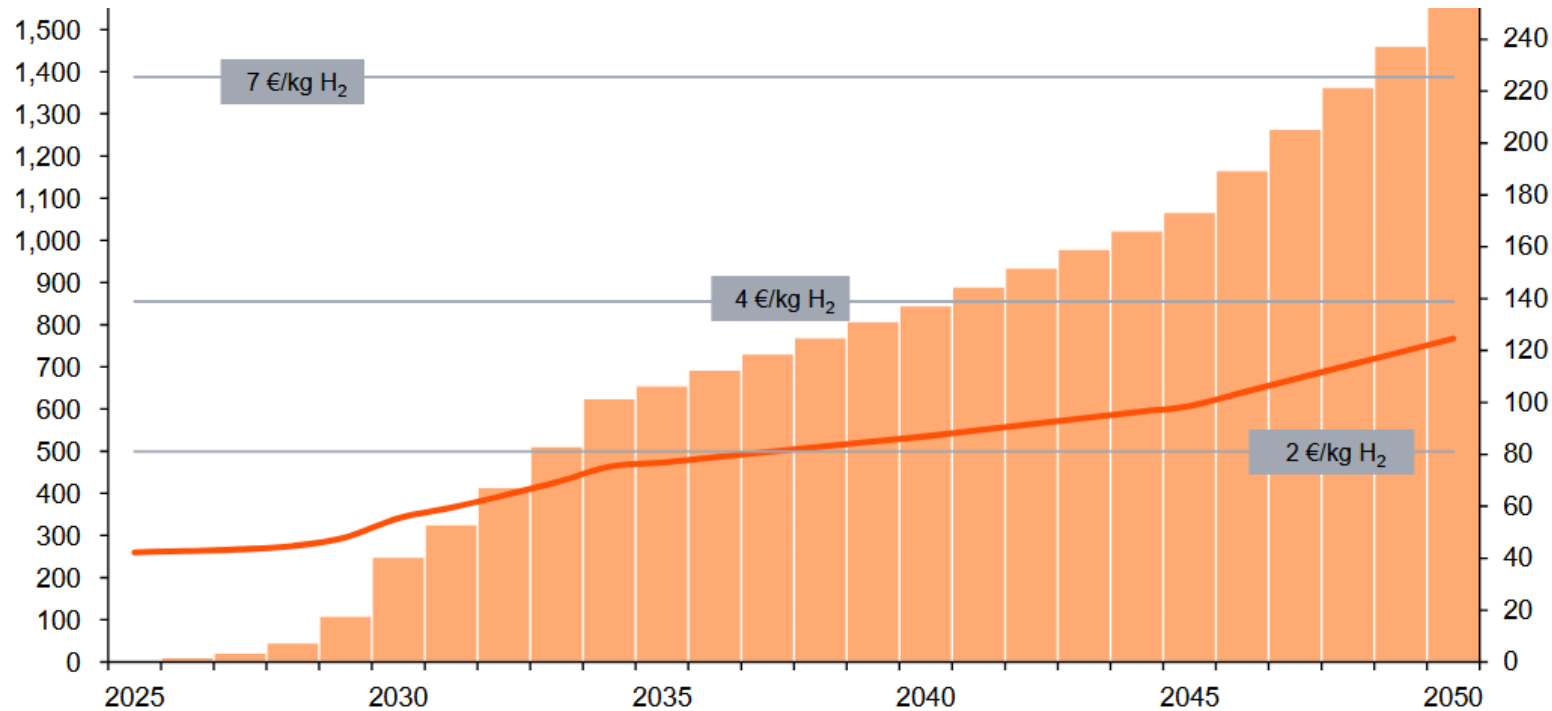
- Koszt produkcji zielonego amoniaku oscylują w granicach 900-2300 EUR/t przy założeniu ceny dostarczenia wodoru reakcji Habera-Boscha na poziomie 4-12 EUR/kg (produkcja on-site, bezpośrednie zastosowanie wodoru w ciągu technologicznym)
- Zdolność wytworzenia wodoru po jak najniższym koszcie będzie kluczowym elementem wpływającym na opłacalność całego procesu (preferowane państwa o dobrym nasłonecznieniu i wietrzności)
- Luka finansowa pomiędzy kosztami produkcji „szarego” i „zielonego” amoniaku może wynosić w UE w latach 2025-2030 około 50-400 EUR/t i będzie ona zależeć od:
  - Presji cenowej EU ETS/CBAM na „szary” amoniak (wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> + odejście od darmowej alokacji)
  - Aktualnych cen gazu ziemnego
  - Wprowadzenia systemów wsparcia dla produkcji i zastosowania paliw RFNBO (np. Europejski Bank Wodoru)
  - Zwiększonego dostępu do taniej energii elektrycznej z OZE (optymalizacja kosztu zakupu energii, np. po przez własne źródła OZE z linią bezpośrednią)
- Ceny surowców podstawowych zostały przyjęte na takim samym poziomie jak w przypadku „szarego” amoniaku.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Hydrogen Monitor 2025

# Szacowane koszty produkcji nawozów na bazie amoniaku – „szarego” vs. „zielonego” – w latach (2025÷2050)

Koszty produkcji EUR/t

EUR/t CO<sub>2</sub>



## Komentarz

- Czerwoną linią oszacowano jak zmieniają się koszty produkcji nawozów na bazie szarego amoniaku w zależności od ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>;
- Koszt produkcji nawozów na bazie zielonego amoniaku oznaczono linią szarą i oszacowano przy założeniu ceny wodoru na poziomie 2, 4 oraz 7 EUR/kg.
- Produkcja zielonych nawozów może stać się opłacalna ekonomicznie w porównaniu do nawozów szarych dopiero po 2050 roku, przy założeniu ceny wodoru na poziomie 3-4 EUR/kg. Wskazuje to na bardzo długi horyzont czasowy dla konkurencyjności technologii opartych na zielonym wodorze w tym sektorze.
- Aby zniwelować lukę kosztową, cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> musi wzrosnąć do co najmniej 563 EUR/tCO<sub>2</sub>. To jest bardzo wysoka wartość w porównaniu z obecnymi cenami (ok. 90 EUR/tCO<sub>2</sub>), co pokazuje skalę wyzwania.

Źródło: Hydrogen Europe, Hydrogen lead markets framework study, listopad 2025

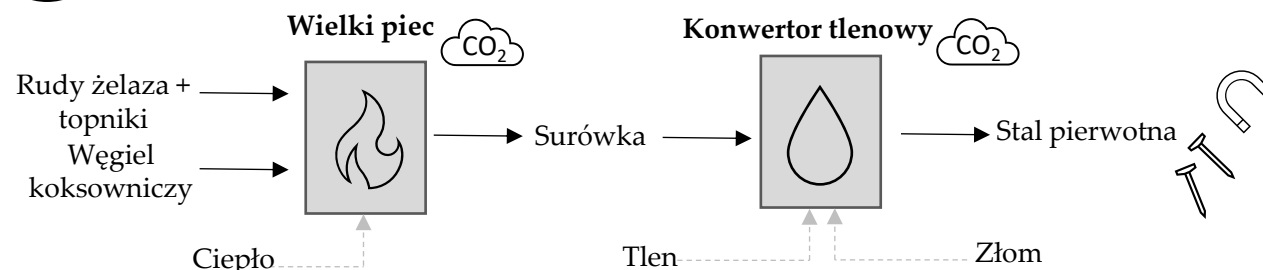
# Sektor stalowy – produkcja stali w procesach konwencjonalnych

## Komentarz

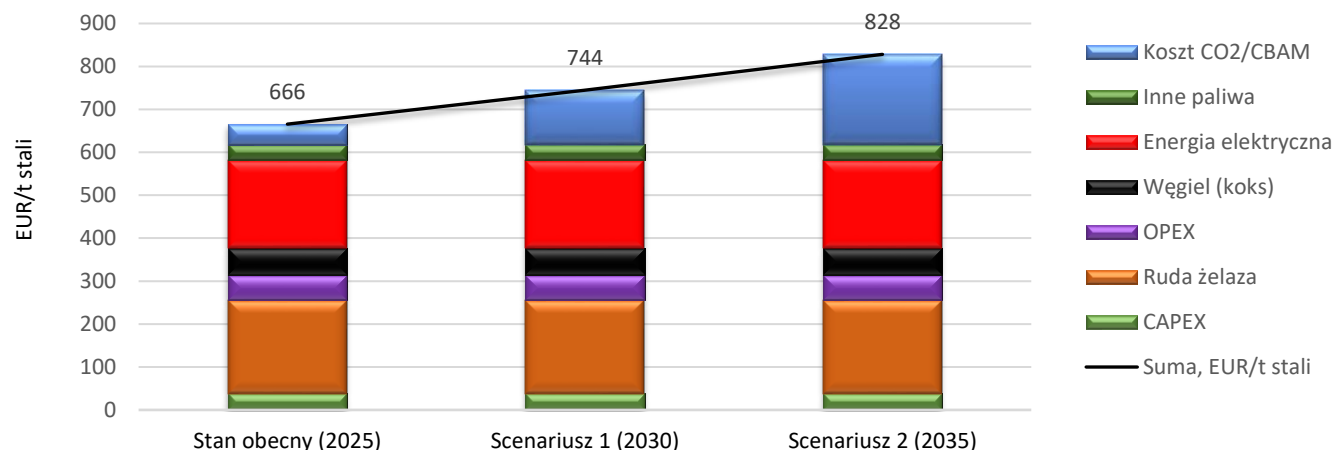
- W obliczeniach założono cenę rudy żelaza na poziomie 121 EUR/t, cenę koksu 140 EUR/t oraz wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> przy produkcji stali równy 1.8 t CO<sub>2</sub>/t stali;
- W procesie BF-BOF udział CAPEX i OPEX w koszcie produkcji stali jest znikomy, ponieważ instalacje są już amortyzowane, a koszty inwestycyjne rozkładają się na wiele lat. Koszty operacyjne są niewielkie w porównaniu z dominującymi kosztami surowców, energii i rosnącymi opłatami za emisję CO<sub>2</sub>, które kształtują całkowity koszt produkcji.
- Systemy EU ETS/CBAM** będą głównymi czynnikami zmian technologicznych w sektorze stali oraz jego dekarbonizacji:
  - Stan obecny (2025)**- 100% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 76 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan obecny)
  - Scenariusz 1 (2030)** - 50% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 128 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan około 2030 r.)
  - Scenariusz 2 (2035)** - 0% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 167 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan około 2035 r.)
- W zależności od ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i przydziału darmowych uprawnień, koszt 1 tony stali wynosi **670 – 830 EUR** (ok. 24% w 10 lat) , pozostałe zmienne m.in. koszty rudy żelaza i surowców podstawowych są jednakowe dla każdego scenariusza.



## Produkcja „szarej” stali w procesach wysoce emisyjnych (BF-BOF\*\*)



## Koszt produkcji surowej stali w procesie wysoce emisyjnym (BF-BOF), EUR/t w zależności od scenariusza rozwoju ETS/CBAM

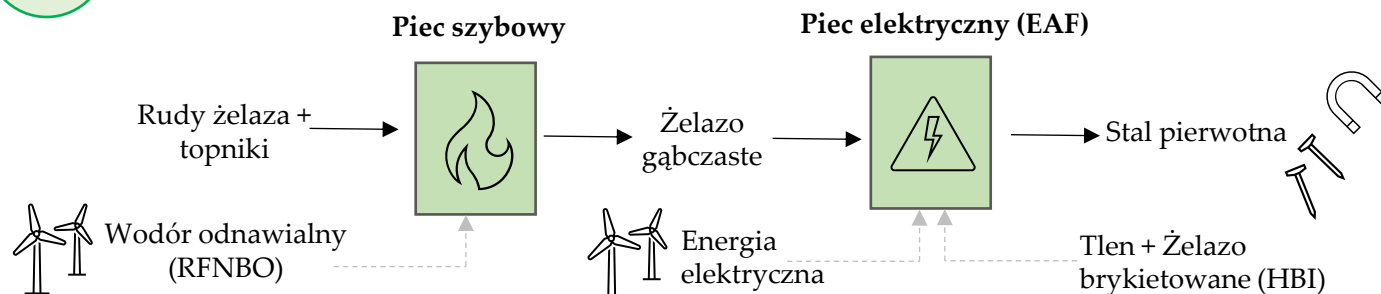


Źródło: Opracowanie własne na podstawie Hydrogen Monitor 2025

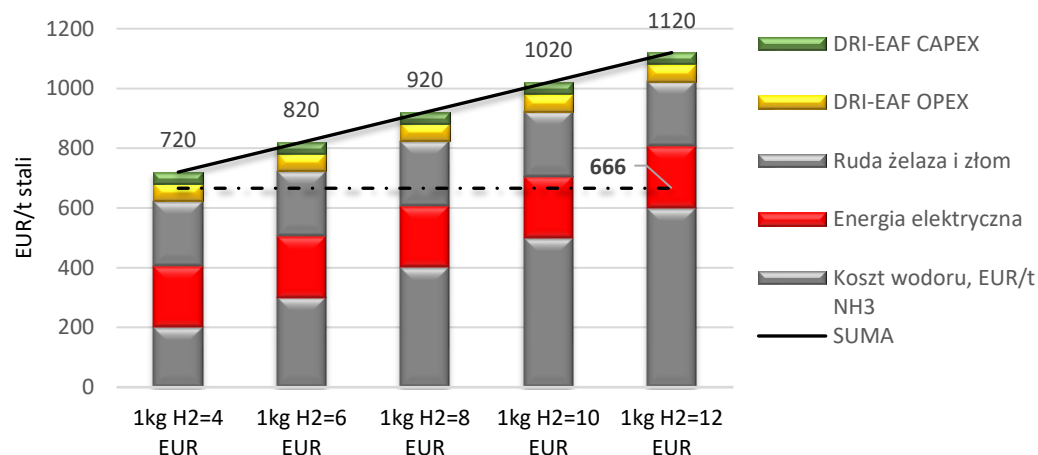
# Sektor stalowy – dekarbonizacja produkcji stali z użyciem zielonego wodoru



## Produkcja „zielonej” stali w procesach nisko emisyjnych (H2-DRI-EAF)



### Koszt produkcji surowej stali w procesie niskoemisyjnym (H2-DRI-EAF), EUR/t



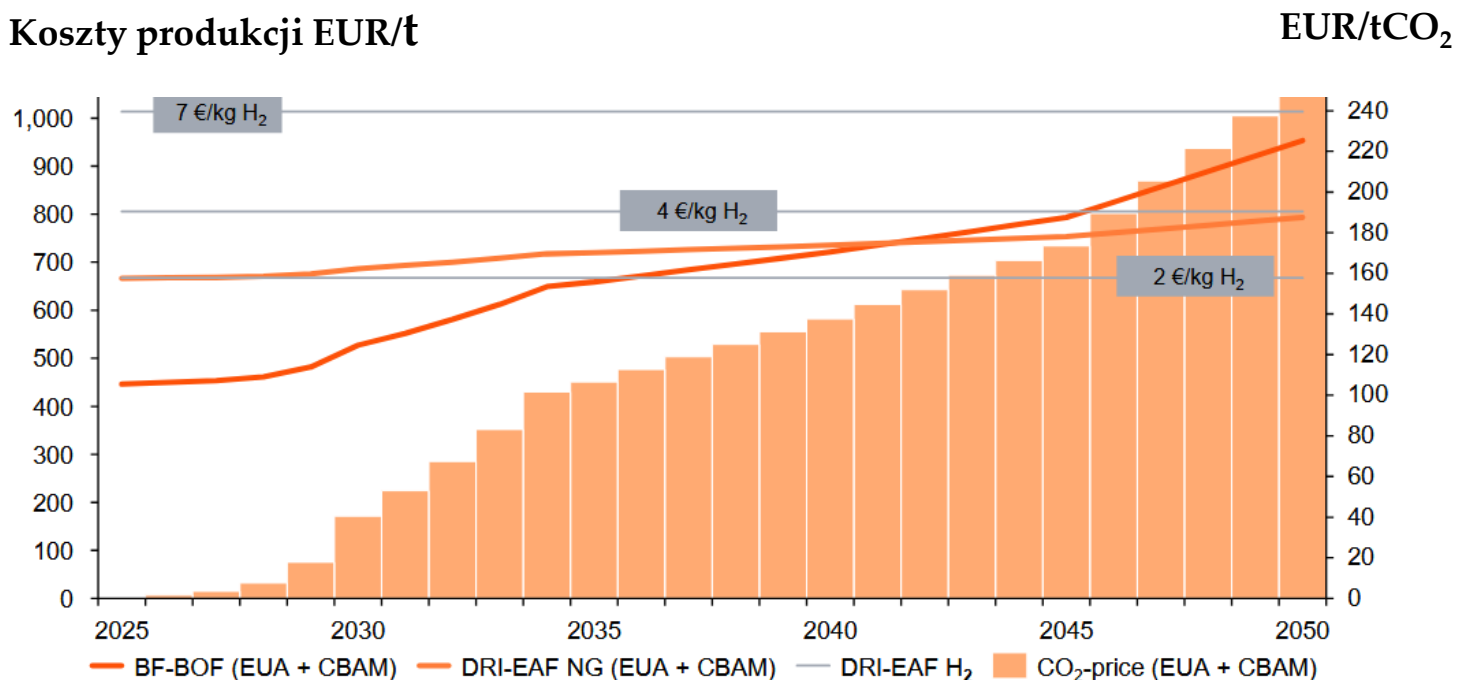
## Komentarz

- Ceny surowców podstawowych zostały przyjęte na takim samym poziomie jak w przypadku „szarej” stali.
- Koszt produkcji stali w procesie H2-DRI-EAF oscyluje w granicach 700-1100 EUR/t przy założeniu ceny dostarczenia wodoru do pieca na poziomie 4-12 EUR/kg (produkcja + transport + buforowe magazynowanie)
- Linia przerywana: Koszt BF-BOF (666 EUR/t) jako punkt odniesienia
- Zdolność wytworzenia wodoru po jak najniższym koszcie będzie kluczowym elementem wpływającym na opłacalność całego procesu (preferowane państwa o dobrym nasłonecznieniu i wietrzności)
- Luka finansowa pomiędzy kosztami produkcji „szarej” i „zielonej” stali może wynosić w UE w latach 2025-2030 około 100-300 EUR/t, a różnica ta będzie się dalej zmniejszać z powodu:
  - Presji cenowej EU ETS/CBAM na „szarą” stal (wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> + 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. po przez własne źródła OZE z linią bezpośrednią)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Hydrogen Monitor 2025

# Szacowane koszty produkcji stali pierwotnej – „szarej” vs. „zielonej” w latach (2025÷2050)

Koszty produkcji EUR/t



## Komentarz

- Pomarańczowa linia: BF-BOF (wysokoemisyjny proces) – koszt rośnie z ok. 480 EUR/t w 2025 do ponad 950 EUR/t w 2050. Czerwona linia: DRI-EAF z gazem ziemnym (NG) – koszt rośnie, ale wolniej niż BF-BOF. Linia szara: DRI-EAF z wodorem (H<sub>2</sub>) – koszt zależy od ceny H<sub>2</sub> (pokazane poziome linie dla 2, 4 oraz 7 EUR/kg).
- DRI-EAF z gazem ziemnym wykorzystuje metan jako reduktor, co ogranicza emisje względem BF-BOF, ale wciąż generuje CO<sub>2</sub>. Wersja z wodorem stosuje czysty H<sub>2</sub>, który redukuje rudę żelaza bez emisji CO<sub>2</sub>, a produktem ubocznym jest para wodna.
- Obecne prognozy EU ETS wskazują, że nie ma ekonomicznej zachęty do produkcji zielonej stali pierwotnej przed rokiem 2045. Aby zapewnić konkurencyjność eksportową producentów stali w UE, potrzebny jest globalny system cen emisji CO<sub>2</sub>.
- Punkty opłacalności są dynamiczne i zależą od cen wodoru oraz EUA. Koszt wytwarzania stali metodą DRI-EAF H<sub>2</sub> jest silnie uzależniony od ceny wodoru oraz ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.
- Dodatkowe koszty pozostają wysokie do 2040 r. Produkcja zielonej stali metodą DRI-EAF H<sub>2</sub> będzie znacznie droższa niż tradycyjna produkcja co najmniej do 2040 r., zgodnie z obecnymi prognozami.

Źródło: Hydrogen Europe, Hydrogen lead markets framework study, listopad 2025

## IV. Zastosowanie – wnioski i rekomendacje

- Rekomendowane jest szczegółowe uwzględnienie paliw RFNBO w polityce energetycznej Polski (PEP 2040, KPEiK) jako potencjalnych nośników zapewniających dekarbonizację sektorów trudnych do bezpośredniej elektryfikacji (m.in. przemysł chemiczny, rafineryjny, hutnictwo, transport ciężki, morski, lotniczy).
- Optymalizacja kosztów pozyskania energii elektrycznej będzie kluczowa dla zapewnienia opłacalnego wykorzystania paliw RFNBO, stąd niezbędne mogą być wszelkie rozwiązania regulacyjne liberalizujące rynek energii w Polsce (linia bezpośrednia, rozpowszechnienie umów PPA, ulgi w opłatach regulacyjnych i sieciowych dla dolin wodorowych, magazynowanie energii).
- Obecnie procedowane regulacje europejskie (składające się głównie na pakiet Fit for 55) stopniowo wypychają z rynku paliwa kopalne i jednocześnie wspierają ich substytucję z zastosowaniem paliw RFNBO. Wykorzystanie paliw RFNBO będzie wynikać zarówno z liczbowych celów regulacyjnych jak i działania mechanizmów tzw. „carbon pricing” opodatkowujących nośniki energii w zależności od ich śladu węglowego.
- Zarówno dla produkcji jak i zastosowania wodoru przełomowym rozwiązaniem może być wprowadzenie regulowanego systemu wsparcia, który będzie pokrywać lukę finansową pomiędzy kosztem paliwa RFNBO, a ceną jego bezpośredniego nośnika referencyjnego (np. gaz ziemny lub olej napędowy). Ważnym jest by w pierwszych fazach rozwoju rynku (gdy nie występuje rynek hurtowy), system wsparcia zapewniał łączenie producentów i odbiorców wodoru, co zmniejszy ryzyko braku zbilansowania systemowego.
- Zastosowanie paliw RFNBO może być także długoterminowym sposobem na zmniejszenie ekspozycji Polski na EU ETS, w tym rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (dekarbonizacja krajowej gospodarki z użyciem RFNBO).

## IV. Zastosowanie – wnioski i rekomendacje

Zielony wodór ma wiele potencjalnych zastosowań, ale jego wysoka cena sprawia, że rynek kształtują głównie regulacje i polityki.

1. Rafinerie - odpowiadają za 58% obecnego popytu na wodór w Europie (ok. 4,5 Mt/rok). REDIII wymaga, aby RFNBO stanowiły min. 1% paliw w transporcie do 2030 r., co oznacza 1,1 Mt wodoru.
2. Transport drogowy - REDIII i AFIR napędzają rozwój wodoru w transporcie ciężkim. Szacowany popyt: ok. 1,1 Mt wodoru do 2030 r. (poza lotnictwem i żegluga). Potrzebna jest infrastruktura: ok. 400–500 stacji HRS (niektóre źródła mówią nawet o 1 000–2 000). Projekty pilotażowe w Niemczech, Francji, Szwajcarii już działają, ale skala jest wciąż mała.
3. Amoniak - Obecne zużycie wodoru: ~2 Mt/rok (25% popytu w Europie). REDIII może wymusić 0,8 Mt RFNBO do 2030 r., ale ryzyko ucieczki emisji i brak jasnych regulacji ograniczają inwestycje. Ogłoszone projekty: 2,2 Mt/rok, z czego 0,9 Mt/rok w zaawansowanym stadium. Amoniak staje się atrakcyjny jako nośnik wodoru i paliwo dla żeglugi.
4. Metanol - Obecne zużycie wodoru: 0,16 Mt/rok. REDIII może wymusić 0,05 Mt/rok, ale projekty e-metanolu są ambitne: 1,1 Mt/rok ogłoszone, 0,3 Mt/rok zaawansowane. Główny motor: żegluga i produkcja e-SAF (syntetycznych paliw lotniczych).
5. ReFuelEU Aviation wymaga 1,2% paliw syntetycznych do 2030 r., co oznacza ~0,3 Mt wodoru. Ogłoszone projekty: 1 Mt/rok, z czego 0,3 Mt/rok w zaawansowanym stadium. Wysokie kary za brak zgodności (np. w Niemczech 17 000 €/t SAF) czynią ten rynek atrakcyjnym dla inwestorów.
6. Stal - Potencjalny popyt: 4 Mt/rok, jeśli przejście na DRI-EAF się powiedzie. Ogłoszone projekty: 0,9 Mt/rok, z czego 0,5 Mt/rok w zaawansowanym stadium.
7. Elektroenergetyka - Wodór może wspierać długoterminowe magazynowanie energii i zasilanie awaryjne. Projekty pilotażowe już działają (np. Microsoft w Dublinie, HDF Energy we Francji). Wzrost zapotrzebowania na moc w centrach danych (150–200 TWh do 2030 r.) może zwiększyć rolę wodoru w stabilizacji sieci.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Hydrogen Monitor 2025

## IV. Zastosowanie – wnioski i rekomendacje - dekarbonizacja produkcji amoniaku i stali

- Produkcja amoniaku w Europie jest silnie uzależniona od cen gazu ziemnego, który stanowi 70–80% kosztów jego wytworzenia. Wyliczono, że przy obecnych cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, koszt produkcji szarego amoniaku wynosi około 600 EUR/t, ale rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz stopniowe wycofywanie darmowych uprawnień spowodują wzrost kosztów do około 800 EUR/t w 2035 roku.
- Systemy ETS i CBAM mogą być głównym czynnikiem wymuszającym zmiany technologiczne w kierunku niskoemisyjnych procesów. Produkcja zielonego amoniaku jest obecnie znacznie droższa – wyliczono, że to mogą być wartości od 900 do nawet 2300 EUR/t w zależności od przyjętej ceny wodoru (4÷12 EUR/kg). Luka kosztowa między szarym, a zielonym amoniakiem w latach 2025÷2030 jest wysoka zakładając, że realne koszty wodoru wyniosą ok. 10÷12 EUR/kg. Oczywiście ta luka kosztowa może się zmniejszać dzięki spadkowi kosztów wodoru, rozwojowi OZE oraz mechanizmom wsparcia produkcji zielonego amoniaku.
- Wg szacowań „Hydrogen Europe” rosnące koszty emisji CO<sub>2</sub> będą znacząco podnosić koszty produkcji nawozów na bazie szarego amoniaku, które do 2050 roku mogą przekroczyć 1 500 EUR/t H<sub>2</sub>. W tym samym czasie zielony amoniak stanie się bardziej konkurencyjny, pod warunkiem spadku ceny wodoru – przy 7 EUR/kg opłacalność pojawia się około 2030 roku, przy 4 EUR/kg około 2038 roku, a przy 2 EUR/kg dopiero około 2048 roku.
- Z obliczeń wynika, że w sektorze stali obecny koszt produkcji metodą BF-BOF wynosi około 600÷800 EUR/t, natomiast produkcja zielonej stali w technologii H<sub>2</sub>-DRI-EAF to koszt od 700÷1100 EUR/t przy cenie wodoru 4÷12 EUR/kg, co oznacza lukę kosztową rzędu 100–300 EUR/t w latach 2025÷2030. Wg szacowań „Hydrogen Europe” opłacalność zielonej stali jest przewidywana dopiero po 2040 roku, chyba że nastąpi szybki spadek kosztów wodoru i wzrost cen emisji. Presja regulacyjna, dostęp do taniej energii z OZE oraz wsparcie finansowe będą kluczowe dla przyspieszenia transformacji. Obecne prognozy wskazują, że bez dodatkowych mechanizmów wsparcia realna konkurencyjność zielonych technologii w UE pojawi się dopiero w latach 2040–2050.

Źródło: Opracowanie własne oraz na podstawie Hydrogen Monitor 2025