

RAPORT

# ŁAŃCUCH WARTOŚCI GOSPODARKI WODOROWEJ W POLSCE

ORGANIZATORZY



PARTNER MERYTORYCZNY KONFERENCJI



Narodowy Fundusz  
Ochrony Środowiska  
i Gospodarki Wodnej



Raport pod kierunkiem dr. hab. Grzegorza Tchorka, prof. IEn  
11 maja 2023 r.

# RAPORT

## ŁAŃCUCH WARTOŚCI GOSPODARKI WODOROWEJ W POLSCE

### Autorzy

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

Instytut Energetyki,

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania (redakcja)

**Mgr Filip Targowski**

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

**Mgr Piotr Mikusek**

Uniwersytet Warszawski, Wydział Prawa i Administracji

**Michał Grzybowski**

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

### Współpraca

**Dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn**

Instytut Energetyki

**Dr inż. Jarosław Hercog**

Instytut Energetyki

**Dr inż. Marek Skrzypkiewicz**

Instytut Energetyki

**Dr inż. Anna Niemczyk**

Instytut Energetyki

**Dr inż. Marcin Blesznowski**

Instytut Energetyki

**Mgr inż. Michał Wierzbicki**

Instytut Energetyki

# SPIS TREŚCI

## Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce

|                   |     |
|-------------------|-----|
| I. PRODUKCJA      | 4   |
| II. MAGAZYNOWANIE | 40  |
| III. TRANSPORT    | 56  |
| IV. ZASTOSOWANIE  | 83  |
| BADANIE ANKIETOWE | 108 |



## Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce

# I. PRODUKCJA

# Obszary analizy

## Otoczenie technologiczne

**Charakterystyka i porównanie wybranych metod produkcji wodoru (TRL, emisje CO<sub>2</sub>, koszt produkcji):**

- Elektroliza z OZE
- Elektroliza z sieci
- Elektroliza z energii jądrowej
- Reforming parowy gazu ziemnego
- Reforming parowy biogazu
- Gazyfikacja węgla
- Pyroliza gazu ziemnego
- Przerób odpadów
- Procesy termochemiczne
- Gazyfikacja biomasy

## Otoczenie regulacyjne

**Wpływ regulacji UE na kształtowanie rynku wodoru w Polsce i regionie:**

- Dyrektywa RED + akty delegowane
- Taksonomia UE + akt delegowany
- Nowy Pakiet Gazowy
- REPower EU
- Net Zero Industry Act
- Pozostałe: EU ETS, CEEAG
- Wybrane akty krajowe

## Otoczenie rynkowe

**Wpływ czynników makro na produkcję wodoru:**

- Wahania cen gazu ziemnego
- Wahania cen energii elektrycznej
- Koszty produkcji energii elektrycznej z OZE
- Rozwój rynku elektrolizy
- Rozwój rynku CCSU
- Przykładowe wielkoskalowe projekty produkcji wodoru
- Wpływ regulacji na ekonomikę projektów

# Łańcuch wartości wodoru I. Produkcja

Otoczenie technologiczne

## Wybrane metody produkcji wodoru 1/4

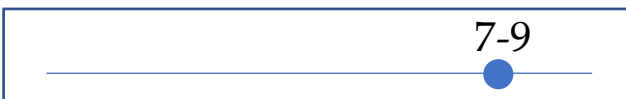
### Elektroliza zasilana z OZE (farmy wiatrowe)

- 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

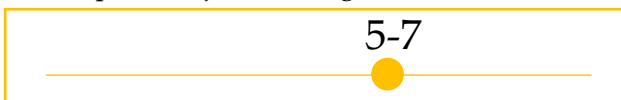
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



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

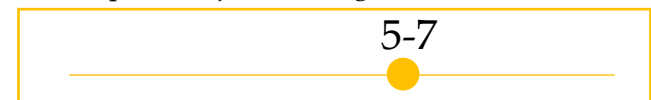
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



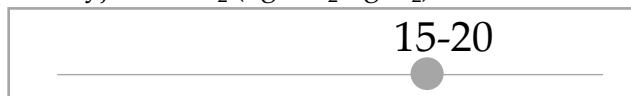
Dane dotyczą Polski i odnoszą się do uśrednionych cen z przełomu 2022/2023 r. (po częściowej stabilizacji cen energii elektrycznej i gazu ziemnego na rynkach hurtowych)  
Źródła: analiza własna na podstawie - Hydrogen Europe, University of Michigan, Shell, TGE

## Wybrane metody produkcji wodoru 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

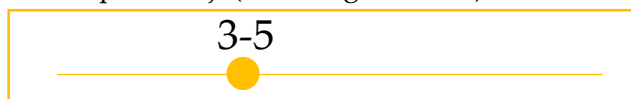
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



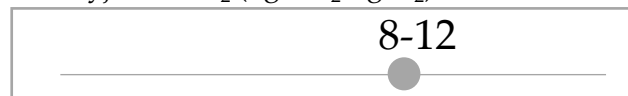
Koszt produkcji (EUR/1kg - LCOH)



### 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

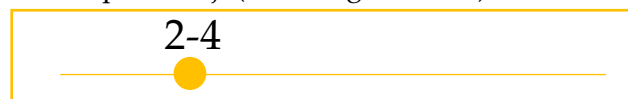
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



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>)

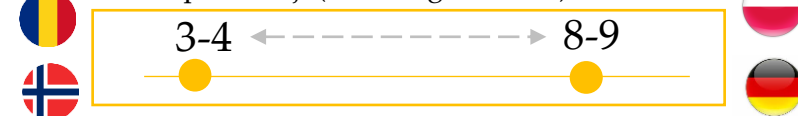
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg - LCOH)



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

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



## 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

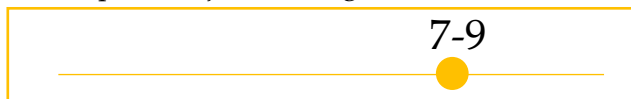
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



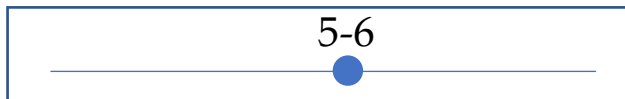
### Procesy termochemiczne

- 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 przedkomercjalizacyjnych.

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



TRL



Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



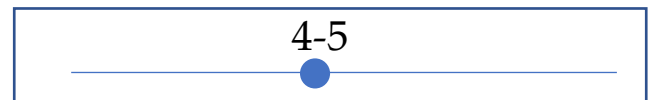
### Piroliza gazu ziemnego

- 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 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

## 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

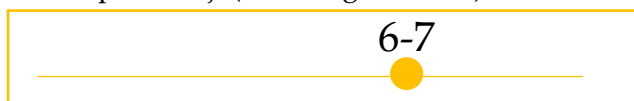
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



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)



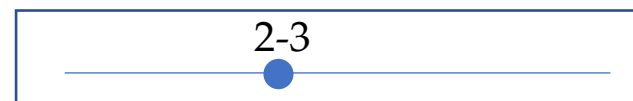
### Pozostałe metody

- 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

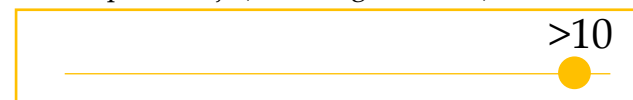
Emisyjność CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



TRL



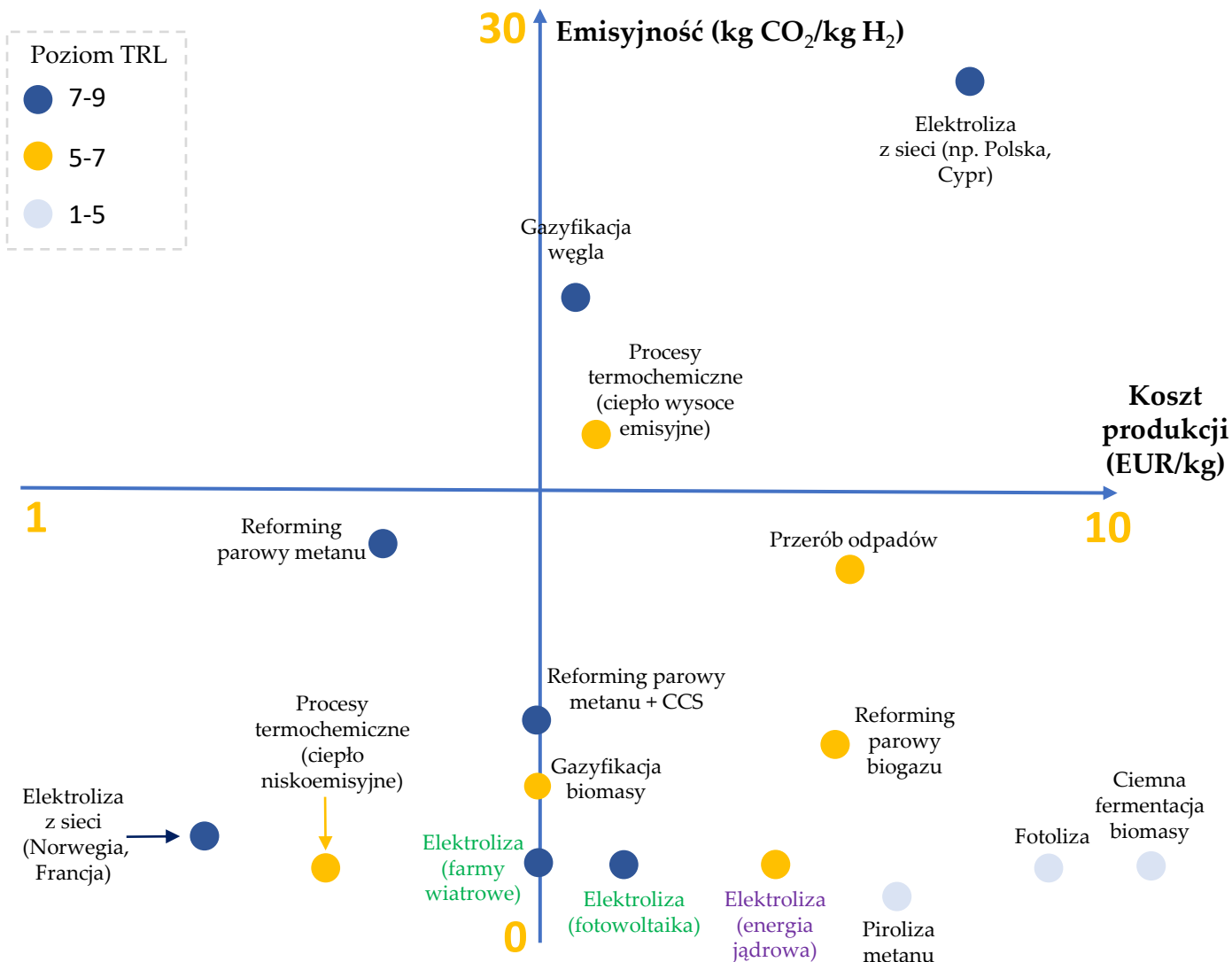
Koszt produkcji (EUR/1kg – LCOH)



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

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



## Komentarz

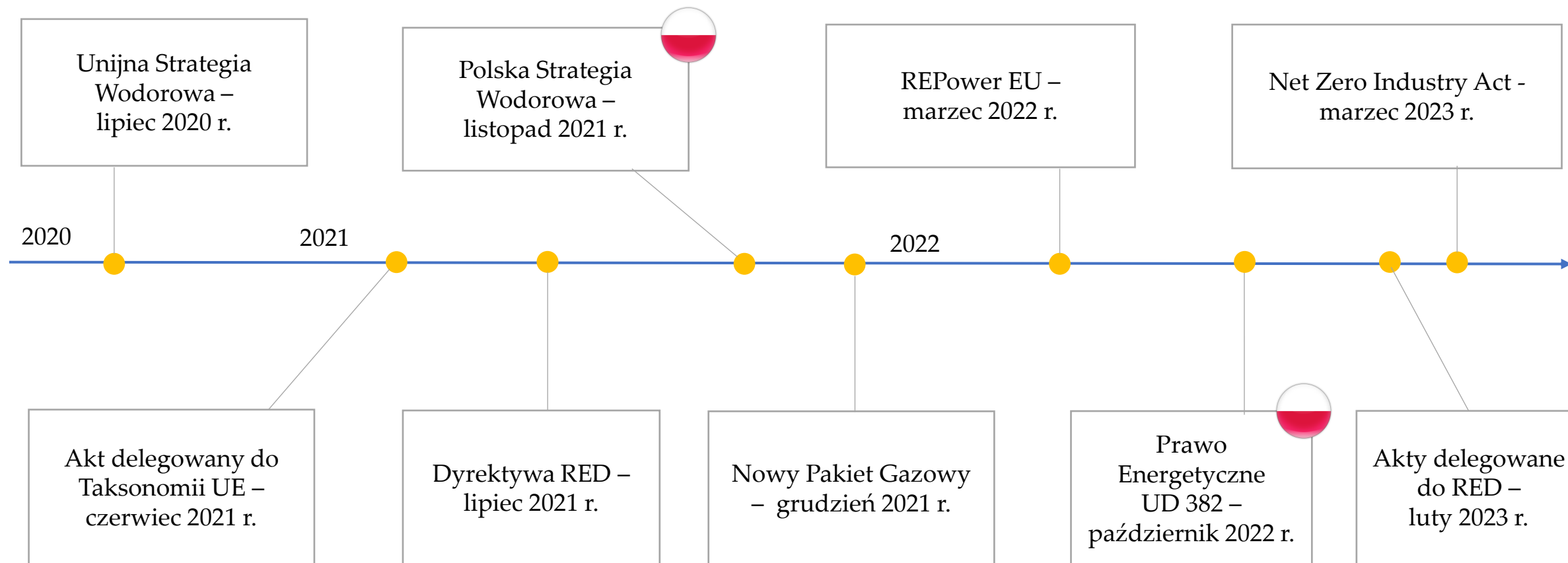
- Elektroliza z sieci w warunkach polskich jest **drogą i wysoce emisyjną** metodą produkcji wodoru, którą trudno uznać za optymalną
- Gazyfikacja węgla, reforming parowy gazu ziemnego to metody **opanowane komercyjnie i stosunkowo niedrogie** jednak długoterminowo wymagałyby zastosowania **urządzeń 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 regulacyjne

## Harmonogram rozwoju legislacji w zakresie produkcji wodoru

Poniższe regulacje w sposób bezpośredni wpływają na kreację przepisów w zakresie produkcji wodoru.



## Akty strategiczne

| Dokument strategiczny                          | Unijna Strategia Wodorowa   | REPower EU  | Polska Strategia Wodorowa  |
|--|---|---|--|
| Rok publikacji                                 | 2020 r.   | 2022 r.   | 2021 r.  |
| Cel produkcji wodoru                           | 1 Mt do 2024 r.<br>10 Mt do 2030 r.   | 20 Mt do 2030 r.<br>(10 Mt produkcja UE + 10 Mt import)   | Brak celu wolumenowego   |
| Moc zainstalowana urządzeń do produkcji wodoru | 6 GW do 2024 r.<br>40 GW do 2030 r.<br>(elektroliza UE)   | 2 x 40 GW do 2030 r.<br>(elektroliza w UE + poza UE)  | 50 MW do 2025 r.<br>2 GW do 2030 r.<br>(wszystkie instalacje do produkcji H <sub>2</sub> )   |
| Rodzaj wspieranego wodoru                      | Wodór odnawialny  | Wodór odnawialny  | Wodór niskoemisyjny i odnawialny   |
| Import wodoru                                  | nie   | tak   | nie  |
| Cele sektorowe                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>80-120 GW dodatkowych mocy OZE wyłącznie dla zasilania elektrolizerów</li> <li>Rozwój europejskiego przemysłu budowy elektrolizerów o mocy 100 MW +</li> <li>Wstępne wizje w zakresie importu wodoru – sojusz wodorowy z krajami Afryki Północnej i Ukrainą</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Powołanie EU Energy Platform dla importu LNG i wodoru z państw trzecich</li> <li>Około 30% redukcja emisji CO<sub>2</sub> w sektorze stali dzięki zastosowaniu zielonego wodoru</li> <li>8 mln ton wodoru odnawialnego ma zastąpić import około 27 mld m<sup>3</sup> gazu</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Co najmniej 5 dolin wodorowych do 2030 r.</li> <li>100-250 autobusów wodorowych do 2025 r.</li> <li>800-1000 autobusów wodorowych do 2030 r.</li> <li>Liczba stacji wodoru: min. 32 do 2025 r.</li> </ul> |

## Akt delegowany do Taksonomii UE

**Data publikacji:**  
4 czerwca 2021 r.

**Status legislacyjny:**  
akt obowiązujący od 1 stycznia 2023 r.

**Numer aktu prawnego:**  
Rozporządzenie delegowane Komisji  
2021/2139; C/2021/800

**Pkt. 3.10. aktu delegowanego 2021/2139** jest ogólnounijnym standardem dla produkcji **wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego (w tym paliw syntetycznych)** – określa jaki wodór można będzie zaliczyć do kategorii zrównoważonego środowiskowo/ekologicznego i zgodnego z wymogami Taksonomii UE

Podstawowe kryteria dotyczące wodoru:

3t CO<sub>2</sub>/t H<sub>2</sub>\*

Limit emisji CO<sub>2</sub> dla wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego

73,4%

Minimalny poziom redukcji emisji dla wodoru w porównaniu do nośnika kopalnego

70%

Minimalny poziom redukcji emisji dla paliw syntetycznych w porównaniu do nośnika kopalnego

94g CO<sub>2</sub>/MJ  
= ok. 11t  
CO<sub>2</sub>/t H<sub>2</sub>

Poziom emisji dla porównywanego nośnika kopalnego

\* W praktyce taki limit emisji spełniać będą paliwa RFNBO, a potencjalnie także część paliw niskoemisyjnych produkowanych z użyciem CCS

## Dyrektywa o odnawialnych źródłach energii - RED

**Data publikacji:**  
14 lipca 2021 r.

**Status legislacyjny:**  
Wstępne porozumienie Rady i  
Parlamentu Europejskiego –  
marzec 2023 r.

**Numer aktu prawnego:**  
COM/2021/557/final

- **Wodór odnawialny i jego pochodne\*** wpisują się obecnie w definicję **paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO)** zgodnie z art. 2 (36) RED. Paliwa RFNBO oznaczają ciekłe i gazowe nośniki energii, których wartość energetyczna pochodzi ze źródeł odnawialnych innych niż biomasa.
- Dyrektywa RED wprowadza także definicję **węglowych paliw z recyklingu (RCF)\*\***, których produkcja i wykorzystanie może służyć do realizacji celów udziału OZE i redukcji emisji CO<sub>2</sub> w transporcie zgodnie z art. 25 (1b)

Kluczowe przepisy dyrektywy RED z perspektywy produkcji wodoru:

Art. 27 (3)

Podstawa prawna dla publikacji aktu delegowanego do RED w zakresie zasad produkcji RFNBO

Art. 25 (2)

Podstawa prawna dla publikacji aktu delegowanego do RED w zakresie pomiaru emisji CO<sub>2</sub> dla RFNBO



**Polska może mieć duże trudności w realizacji założeń przepisów dyrektywy RED dotyczących RFNBO !**

\*m.in. odnawialny amoniak, odnawialny metanol i paliwa syntetyczne produkowane z użyciem CO<sub>2</sub>

\*\* m.in. paliwa produkowane z przerobu odpadów plastikowych (PET); paliwa produkowane z procesowych gazów odpadowych



## Akty delegowane do RED – zasady produkcji RFNBO

**Data publikacji:**  
13 luty 2023 r.

**Status legislacyjny:**  
Parlament i Rada UE mają 2 miesiące  
na zgłoszenie uwag

**Numery aktów prawnych:**  
C(2023) 1087 final

### Art. 27 (3)

#### Akt delegowany dotyczący zasad produkcji RFNBO (jak produkować wodór i pochodne by realizować cele RFNBO?)\*

##### Produkcja z dedykowanego źródła OZE (on-site):

- Produkcja RFNBO z użyciem energii elektrycznej z OZE z wykorzystaniem linii bezpośredniej + magazynu energii (w Polsce linia bezpośrednia w praktyce nie funkcjonuje)
- Dodatkowość - instalacja OZE została oddana do użytku nie wcześniej niż 36 miesięcy przed oddaniem do użytku instalacji wytwarzającej RFNBO (elektrolizer)
- Instalacja OZE nie jest podłączona do sieci, lub jest podłączona do sieci, ale posiada inteligentne opomiarowania mierzące cały przepływ energii elektrycznej z sieci wykazuje, że nie pobrano żadnej energii elektrycznej z sieci do produkcji RFNBO

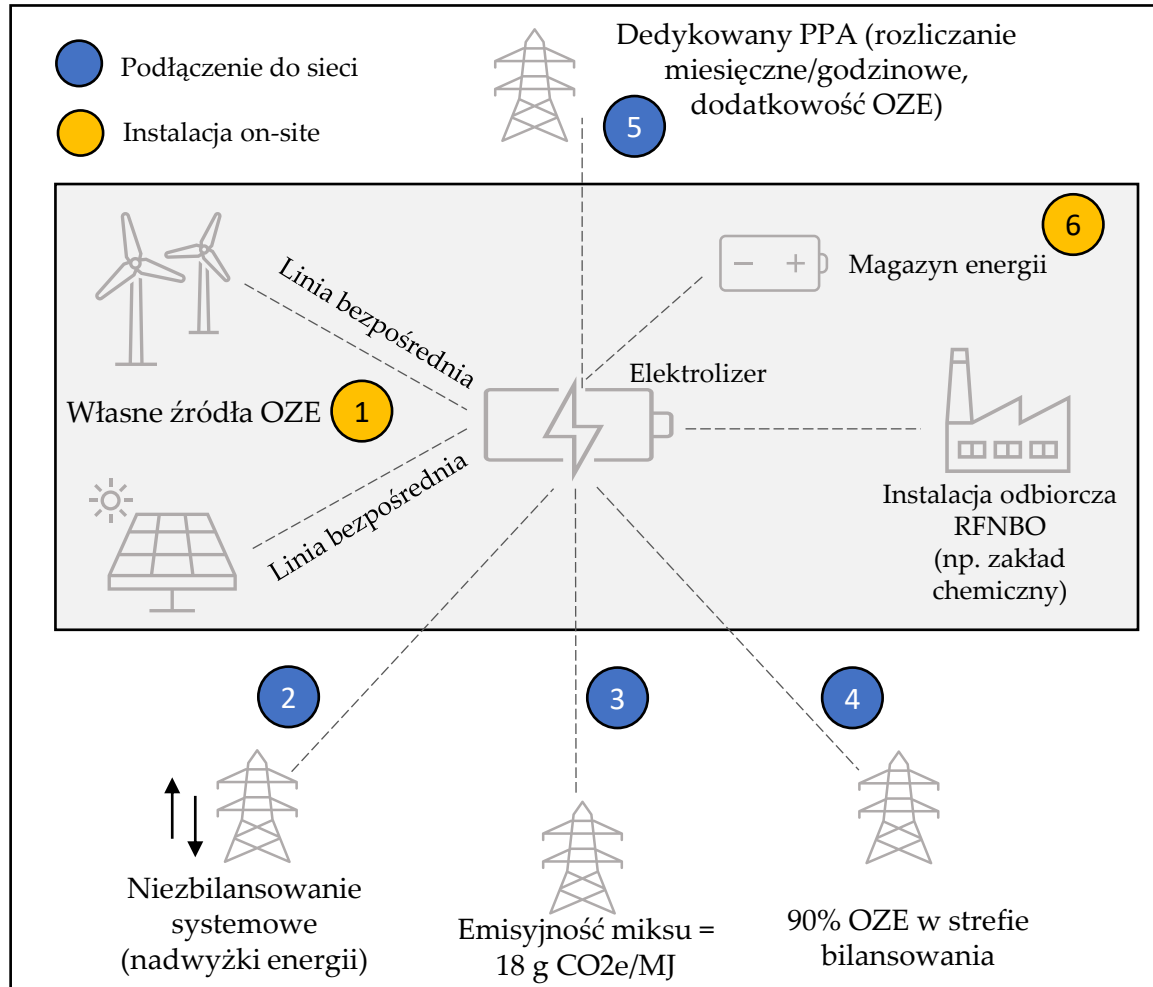
##### Produkcja z sieci (grid-connected):

- Instalacja do produkcji RFNBO znajduje się w strefie bilansowania energii, gdzie średnia ilość przyłączonych źródeł OZE wynosi ponad 90% lub
- Instalacja do produkcji RFNBO znajduje się w strefie bilansowania energii, gdzie średnia emisyjność miksu energetycznego wynosi 18g CO<sub>2</sub>/MJ i zakontraktowano przynajmniej jeden dedykowany PPA dla zasilania instalacji produkcji RFNBO lub
- Instalacja do produkcji RFNBO jest zasilana energią elektryczną pochodzącą z niezbilansowania systemowego zgodnie z danymi operatora sieciowego lub
- Instalacja do produkcji RFNBO jest zasilana ze źródła OZE (z zachowaniem dodatkowości) na podstawie PPA (bilansowanie miesięczne/godzinowe)

\* Obecne system energetyczny w Polsce, w tym jego uregulowanie, są znaczącym wyzwaniem dla produkcji RFNBO zgodnie z powyższymi wytycznymi.

\*\* Powyższe przepisy obejmą także eksporterów wodoru i pochodnych do UE (dedykowane certyfikaty).

# Akty delegowane do RED – zasady produkcji RFNBO – grafika wyjaśniająca



## Możliwe opcje zasilania instalacji do produkcji RFNBO

- 1 Własna instalacja OZE połączona z elektrolizerem za pomocą linii bezpośredniej (on-site, autokonsumpcja), instalacja OZE nie może mieć więcej niż 36 miesięcy i nie może pobierać energii z sieci na potrzeby produkcji RFNBO
- 2 Instalacja produkcji RFNBO (elektrolizer) podłączona do sieci i zasilana z wykorzystaniem nadwyżek energii (wynikających z niezbilansowania systemowego operatora) – metoda prawdopodobnie uzupełniająca
- 3 Instalacja produkcji RFNBO (elektrolizer) podłączona do sieci i zasilana z wykorzystaniem energii sieciowej, w strefie bilansowania (państwie) gdzie średni wskaźnik emisyjności miks energetyczny wynosi 18g CO<sub>2</sub>e/MJ (w praktyce spełnić może Szwecja, prawdopodobnie Francja)
- 4 Instalacja produkcji RFNBO (elektrolizer) podłączona do sieci i zasilana z wykorzystaniem energii sieciowej, w strefie bilansowania (państwie) gdzie średni udział instalacji OZE stanowi minimum 90%
- 5 Instalacja produkcji RFNBO (elektrolizer) podłączona do sieci i zasilana z wykorzystaniem dedykowanego PPA rozliczanego miesięcznie (do 2030 r.) i godzinowo (po 2030 r.) z użyciem OZE, które nie jest starsze niż 36 miesięcy i nie otrzymuje wsparcia publicznego
- 6 Magazyn energii może pełnić istotną funkcję uzupełniającą i bilansującą pracę instalacji produkcji RFNBO, gdy jest ona zasilana z użyciem własnych źródeł OZE lub w przypadku kontraktacji PPA

# Akty delegowane do RED – pomiar emisji CO<sub>2</sub> dla RFNBO

**Data publikacji:**  
13 luty 2023 r.

**Status legislacyjny:**  
Parlament i Rada UE mają 2 miesiące  
na zgłoszenie uwag

**Numery aktów prawnych:**  
C(2023) 1086 final

Art. 25 (2)

**Akt delegowany dotyczący pomiaru emisji CO<sub>2</sub> dla RFNBO**  
(jak opomiarować emisje CO<sub>2</sub> by realizować cele RFNBO?)

**Wzór dla kalkulacji emisji CO<sub>2</sub> dla RFNBO:**

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

$e_i$  = emisje z nośników wsadowych (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

$e_p$  = emisje z procesów technologicznych (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

$e_{td}$  = emisje dla transportu i dystrybucji (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

$e_u$  = emisje ze spalania w procesach końcowych (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

$e_{ccs}$  = emisje zredukowane z użyciem CCS (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

**Wybrane wskaźniki:**

**70%**

minimalny poziom redukcji emisji dla paliw RFNBO/RCF w cyklu życia w stosunku do nośnika kopalnego

**94 g  
CO<sub>2</sub>e/MJ**

Wskaźnik średniej emisji dla porównywalnego nośnika kopalnego\* (ok. 11 t CO<sub>2</sub>/t H<sub>2</sub>)

\* Rozporządzenie C(2023) 1086 final wskazuje, że średnie emisje całkowite dla oleju napędowego w cyklu życia wynoszą około 95 g CO<sub>2</sub>e/MJ

## Pakiet Dekarbonizacji Rynku Gazu Ziemnego i Wodoru (tzw. Nowy Pakiet Gazowy)

**Data publikacji:**  
15 grudnia 2021 r.

**Status legislacyjny:**  
propozycja zmian Rady Unii  
Europejskiej

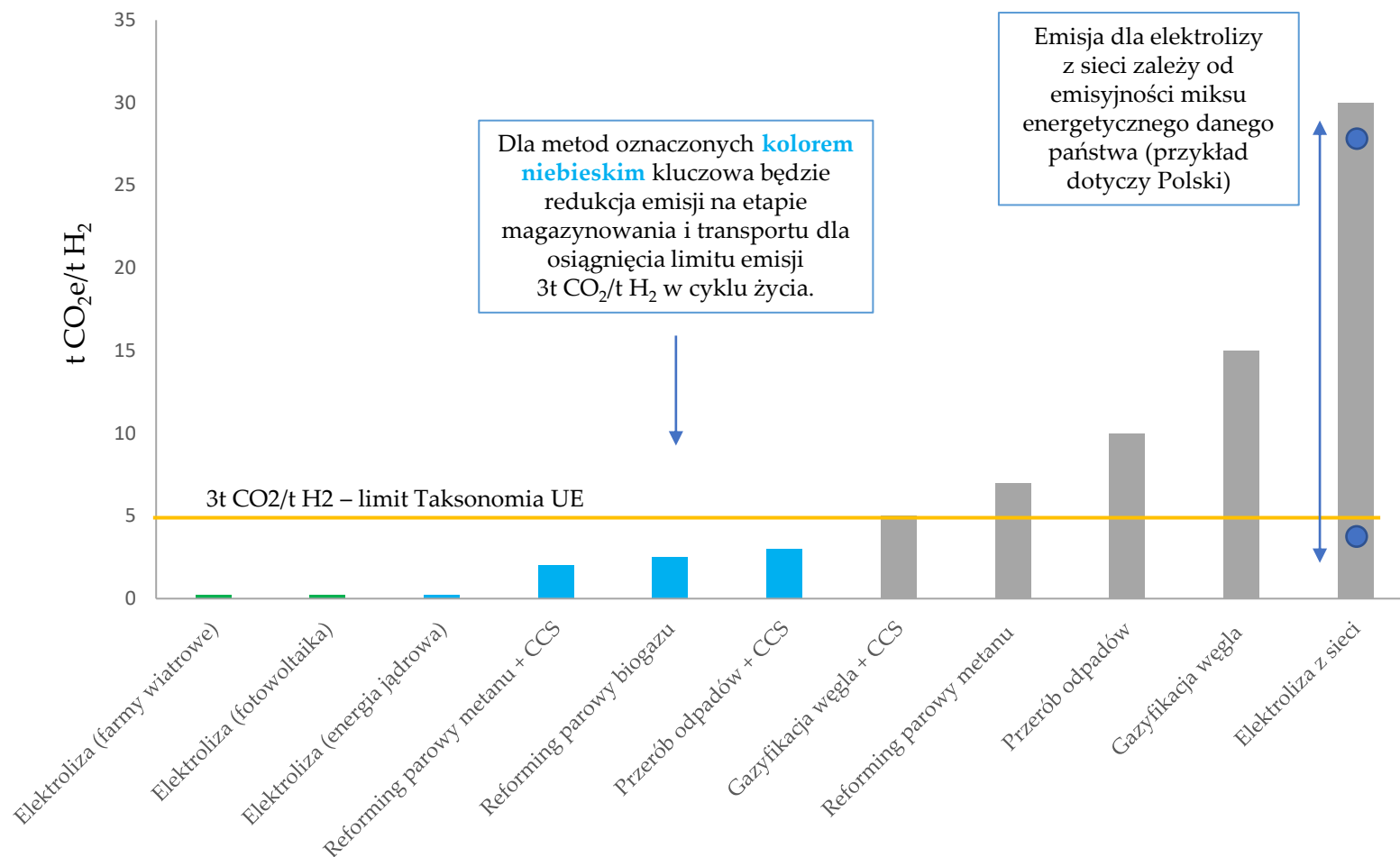
**Numery aktów prawnych:**  
COM/2021/803/final;  
COM/2021/804/final

- W art. 2 (10) Nowej Dyrektywy Gazowej wprowadzono propozycję **definicji wodoru niskoemisyjnego i paliw niskoemisyjnych**
- **Wodór niskoemisyjny** oznacza wodór, którego wartość energetyczna pochodzi ze źródeł nieodnawialnych i który spełnia wymóg dotyczący prognozy redukcji emisji na poziomie 70% np. **wodór z reformingu gazu ziemnego + CCS**
- **Paliwa niskoemisyjne** oznaczają część paliw gazowych w ramach pochodzących z **recyklingu paliw węglowych** zdefiniowanych w art. 2 dyrektywy (UE) 2018/2001, wodór niskoemisyjny i syntetyczne paliwa gazowe, których wartość energetyczna pochodzi z wodoru niskoemisyjnego i który spełnia wymóg dotyczący prognozy redukcji emisji na poziomie 70%;
- Wodór niskoemisyjny musi osiągnąć taki sam efekt redukcji emisji CO<sub>2</sub> jak paliw niskoemisyjnych **do realizacji celów RFNBO**
- Do 31 grudnia 2024 r. KE opublikuje akt delegowany dotyczący opomiarowania emisji CO<sub>2</sub> dla paliw niskoemisyjnych
- Wodór i paliwa niskoemisyjne będą mogły zapewnić dekarbonizację Polskiej gospodarki jednak będą w mniejszym stopniu wspierane niż paliwa RFNBO

\* Trwają negocjacje państw członkowskich UE (na czele z Francją) na temat możliwości włączenia wodoru niskoemisyjnego (w tym wodoru z atomu) do realizacji celów RFNBO - [France slams 'hypocrisy' of low-carbon hydrogen critics – EURACTIV.com](https://euractiv.com/en/energy/france-slams-hypocrisy-of-low-carbon-hydrogen-critics)

## Porównanie emisyjności CO<sub>2</sub> dla wybranych metod produkcji (w cyklu życia)

Emisje CO<sub>2</sub> (w cyklu życia) dla wybranych metod produkcji wodoru



Źródło: opracowanie własne na podstawie Hydrogen Europe, PSE

### Komentarz

- Należy zaznaczyć, że wodór produkowany z „naturalnie” zeroemisyjnych technologii energetycznych jak: turbiny wiatrowe, PV, energia jądrowa powinien bez problemowo osiągać cel 70% redukcji emisji CO<sub>2</sub> w cyklu życia oraz znajdować się poniżej limitu emisji 3kg CO<sub>2</sub>e/kg H<sub>2</sub>
- W przypadku technologii takich jak: reforming parowy metanu, przerób odpadów konieczne jest zastosowanie urządzeń CCS dla spełnienia przepisów UE, a także redukcja emisji na etapie magazynowania i transportu.
- Metody oparte o wysoce emisyjne procesy energetyczne jak m.in. gazyfikacja węgla czy elektroliza z sieci będą daleko odbiegały od limitów przewidzianych przez KE

## Zgodność wybranych metod produkcji wodoru z kryteriami regulacyjnymi UE

| Metoda produkcji                               | RFNBO | Wodór niskoemisyjny | Paliwa węglowe z recyklingu (RCF) |
|--|-------|---------------------|-----------------------------------|
| Elektroliza z OZE                              | ✓     | ✗                   | ✗                                 |
| Elektroliza z sieci (w Polsce)                 | ✗     | ✗                   | ✗                                 |
| Elektroliza z energii jądrowej                 | ✗     | ✓                   | ✗                                 |
| Reforming parowy metanu                        | ✗     | ✗                   | ✗                                 |
| Reforming parowy metanu + CCS                  | ✗     | ✓                   | ✗                                 |
| Przerób odpadów (DMG) + CCS                    | ✗     | ✗                   | ✓                                 |
| Gazyfikacja węgla                              | ✗     | ✗                   | ✗                                 |
| Reforming parowy biogazu (biowodór)            | ✗     | ✗                   | ✗                                 |
| Przerób gazów odpadowych (procesy przemysłowe) | ✗     | ✗                   | ✓                                 |

### Komentarz

- W warunkach polskich jedynym rodzajem wodoru, które będzie mógł zostać zaliczony na poczet realizacji celów RFNBO będzie wodór produkowany z OZE (o ile spełnione zostaną przepisy aktu delegowanego do RED art. 27)
- Definicję wodoru niskoemisyjnego będą mogły spełnić wodór produkowany z gazu ziemnego + CCS, a także wodór produkowany z energii jądrowej (o ile spełnią 70% efekt redukcji emisji CO<sub>2</sub>)
- Zakłada się, że paliwa z przerobu odpadów lub odpadowych gazów technologicznych będzie można zaliczyć do paliw węglowych z recyklingu (o ile spełnione zostaną przepisy aktu delegowanego do RED art. 28)
- Wodór i pochodne produkowane na bazie biomasy **nie kwalifikują się obecnie do żadnej definicji unijnej** (ani RFNBO, ani wodór niskoemisyjny, ani RCF), jednak będą mogły być rozliczane w ramach realizacji celów OZE w przemyśle lub transporcie zgodnie z RED.

## Net Zero Industry Act – odpowiedź UE na amerykańską IRA

**Data publikacji:**  
16 marca 2023 r.

**Status legislacyjny:**  
Parlament i Rada UE mają 2 miesiące  
na zgłoszenie uwag

**Numer aktu prawnego:**  
Rozporządzenie - COM(2023) 161 final  
EU H2 Bank - COM(2023) 156 final

W ramach Net Zero Industry Act, Komisja Europejska określiła wodór m.in. wodór odnawialny oraz urządzenia CCUS jako kluczowe technologie strategiczne UE (*net-zero technologies*), ogłoszono także powstanie EU Hydrogen Bank.

### Kluczowe założenia Net Zero Industry Act (wodór i pochodne)

- Skrócenie procesów administracyjnych i środowiskowych dla m.in. budowy fabryk elektrolizerów i fabryk urządzeń CCUS
- Cel 50 Mt składowania CO<sub>2</sub> w UE do 2030 r.
- Zwiększenie zdolności wytwórczych elektrolizerów w UE, aby osiągnąć zdolność produkcji europejskiej do 100 GW elektrolizerów w 2030 r.
- Wprowadzenie piaskownic regulacyjnych dla przyspieszonej realizacji projektów wpisujących się w kategorię *net-zero technologies*
- Dodatkowe wsparcie finansowane dla projektów wpisujących się w kategorię *net-zero technologies*: m.in. EBI, EBRD, EU Hydrogen Bank

### EU Hydrogen Bank



- Planowana aukcja wodorowa dla wodoru odnawialnego zgodnego z definicją RFNBO w drugiej połowie 2023 r.
- Budżet aukcji: 800 mln EUR
- Koordynacja: Komisja Europejska po przez CINEA
- Formuła aukcji: pay-as-bid
- Ceny referencyjne wodoru zostaną ustalone w przyszłości
- Komisja Europejska planuje także dedykowane aukcje dla importu wodoru (potencjalnie Afryka Północna, Bliski Wschód)

# Wybrane akty krajowe dotyczące produkcji wodoru



Polskie otoczenie regulacyjne dla wodoru i pochodnych zaczyna się stopniowo rozwijać w odpowiedzi na bardzo dużą dynamikę regulacyjną na poziomie europejskim.

## Ustawa Prawo Energetyczne\*

- Wprowadzono ogólną **definicję wodoru** z rozróżnieniem na rodzaje: Wodór niskoemisyjny; Wodór elektrolityczny; Wodór odnawialny, a także rozszerza definicję „paliwa” o wodór.
- Wprowadzono definicję **konwersji elektrolitycznej** i **instalacji konwersji elektrolitycznej** (urządzenia służące do zamiany nośnika energii: energia elektryczna - wodór)
- Ustanowienie **nowego organu (Komitet Wodorowy)** w NCBR, który będzie oceniał wnioski i przydzielał finansowanie na działalność B+R w zakresie wodoru

## Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych\*\*

- Wprowadzenie krajowego celu w zakresie udziału wodoru niskoemisyjnego, **wodoru elektrolitycznego i wodoru odnawialnego** w całości paliw wykorzystywanych w transporcie, ustalony na poziomie wspierającym rozwój **wodoru elektrolitycznego i wodoru odnawialnego** ([na wzór unijnego celu RFNBO w transporcie](#))

## Ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw\*\*\*

- Ustanowienie podstawowych zasad **certyfikacji wodoru** i obowiązków wytwórców z tym związanych
- Określenie **zakresu badania certyfikacyjnego wodoru** poprzez **akredytowane laboratorium**
- Określenie obowiązkowych **terminów** przeprowadzenia badań jakości wodoru i jego certyfikacji
- Określenie **treści i szczegółowych danych** przedstawionych w certyfikacie jakości wodoru
- 29 grudnia 2022 r. opublikowano rozporządzenie wykonawcze MKiŚ dotyczące **metod badania jakości wodoru przez akredytowane laboratorium**

\* Projekt ustawy z dnia 21 października 2022 r. o zmianie Ustawy Prawo Energetyczne i niektórych innych ustaw (UD 382)

\*\* Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083 i 1260)

\*\*\* Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2021 r. poz. 133)

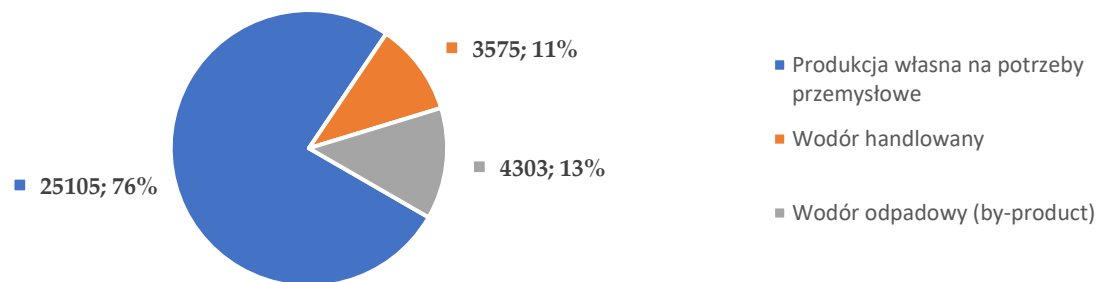


# Łańcuch wartości wodoru I. Produkcja

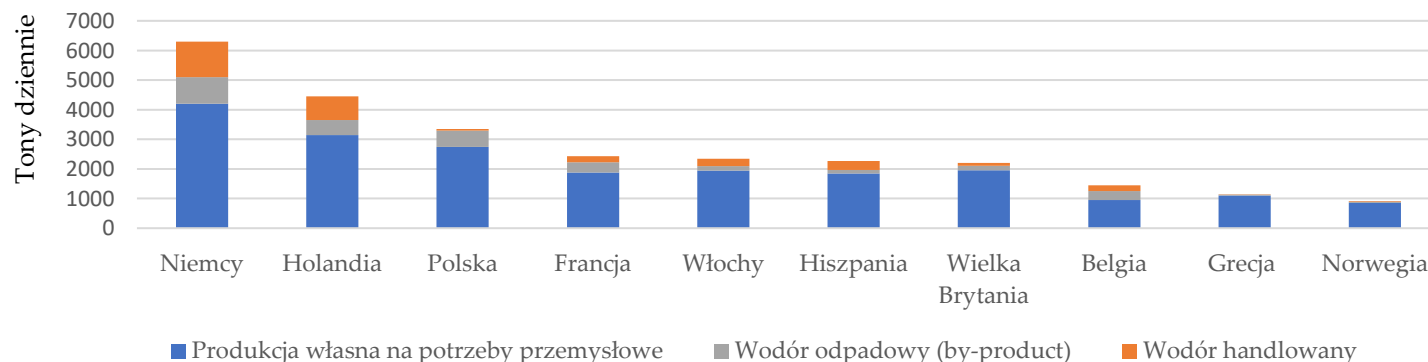
Otoczenie rynkowe

# Rynek produkcji wodoru w Europie w 2022 r. – struktura produkcji

Struktura produkcji wodoru w Europie - 2021 r. (tony dziennie)



Struktura produkcji wodoru w Europie w podziale na państwa - 2021 r. (tony dziennie)



Źródło: Fuel Cells and Hydrogen Observatory, Hydrogen Europe

## Komentarz

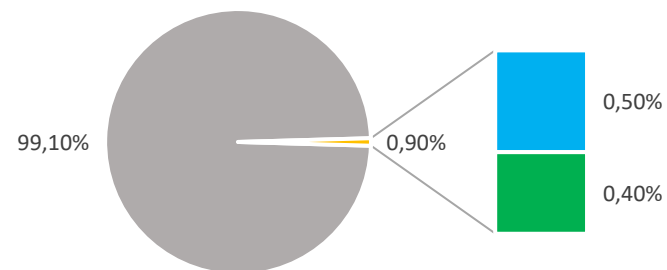
- W 2021 r. w UE produkowano średnio około 33 tysięcy ton dziennie wodoru z czego:
  - 76% wodoru pochodziło z produkcji własnej na potrzeby realizacji procesów przemysłowych m.in. przerobu ropy naftowej, produkcji amoniaku, produkcji metanolu i innych chemikaliów
  - 13% wodoru było produkowane w formie odpadu z reakcji przemysłowych m.in. gazu koksowniczego, produkcji etylenu oraz produkcji styrenu
  - 11% wodoru było produkowane w zakładach zewnętrznych handlujących wodorem jako gazem technicznym m.in. na potrzeby przemysłu spożywczego
- Liderem produkcji wodoru w UE są Niemcy (2,1 Mt/rocznie), Polska (1 Mt/rocznie), znajduje się na trzecim miejscu, tuż za Holandią (1,6 Mt/rocznie) i przed Francją (0,8 Mt/rocznie).

## Rynek produkcji wodoru w Europie w 2022 r. – metody produkcji

### Komentarz

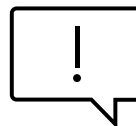
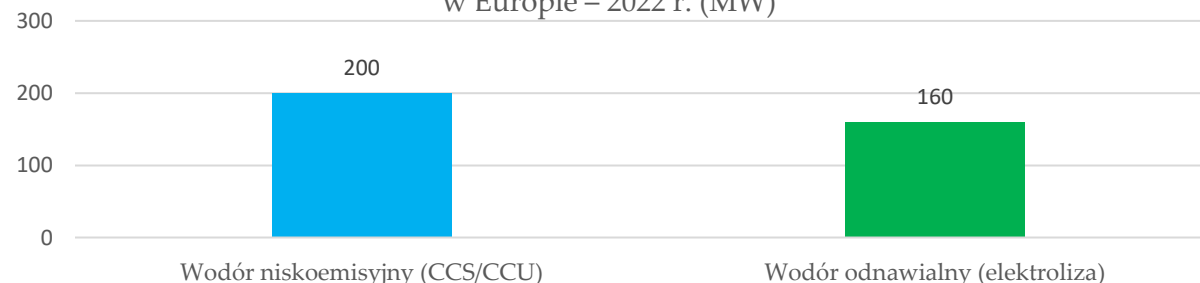
- W 2022 r. produkcja wodoru w Europie bazowała na metodach konwencjonalnych, ponad 99% produkcji wodoru pochodziło z trzech procesów przemysłowych:
  - Reforming parowy metanu (SMR) gazu ziemnego
  - Reforming autotermiczny (ATR) gazu ziemnego
  - Częściowe utlenianie (POX)
- Częściowe utlenianie (POX), głównie ciężkich frakcji ropy naftowej. W 2022 r. niskoemisyjne (CCS/CCU) i zeroemisyjne (elektroliza) metody produkcji wodoru stanowiły około 1% całkowitych zdolności wytwórczych.
- Niemniej należy zaznaczyć, że dynamika przyrostu mocy instalacji elektrolizy w latach 2018-2021 w Europie przekraczała 30-50% rocznie.
- Ocenia się, że w najbliższych latach na rynku w Europie mogą być budowane instalacje 100 MW+ w zakresie wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego

Udział wybranych metod produkcji wodoru w rynku wytwarzania – 2022 r.



■ Wodór kopalny (SMR, ATR, POX) ■ Wodór niskoemisyjny (CCS/CCU) ■ Wodór odnawialny (elektroliza)

Moc instalacji do produkcji wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego w Europie – 2022 r. (MW)

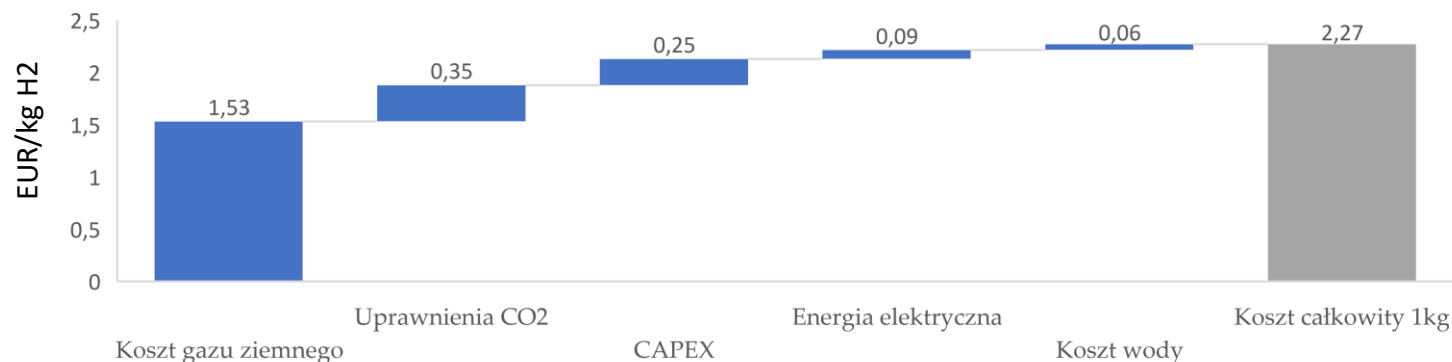


Dane organizacji The Smarter Europe wskazują, że w UE, Norwegii i Wielkiej Brytanii do 2030 r. wybudowanych zostanie 138 GW instalacji do produkcji wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego, z czego 42 GW jest już na etapie projektowania lub finalnych decyzji inwestycyjnych (głównie Niemcy, Holandia, Hiszpania).

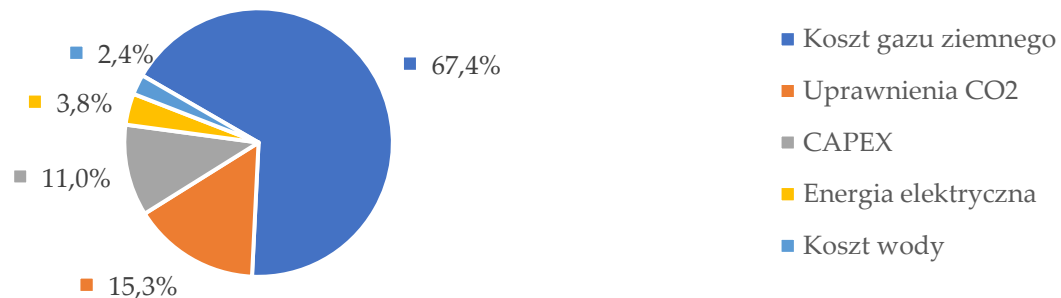
Źródło: Fuel Cells and Hydrogen Observatory, Hydrogen Europe, The Smarter Europe

## Kształtowanie kosztów produkcji wodoru – reforming parowy metanu (SMR)

Koszt produkcji wodoru z gazu ziemnego (SMR) w stabilnych warunkach rynkowych – czerwiec 2021 r.\*



Procentowy rozkład czynników kosztowych – produkcja wodoru metodą SMR



### Komentarz

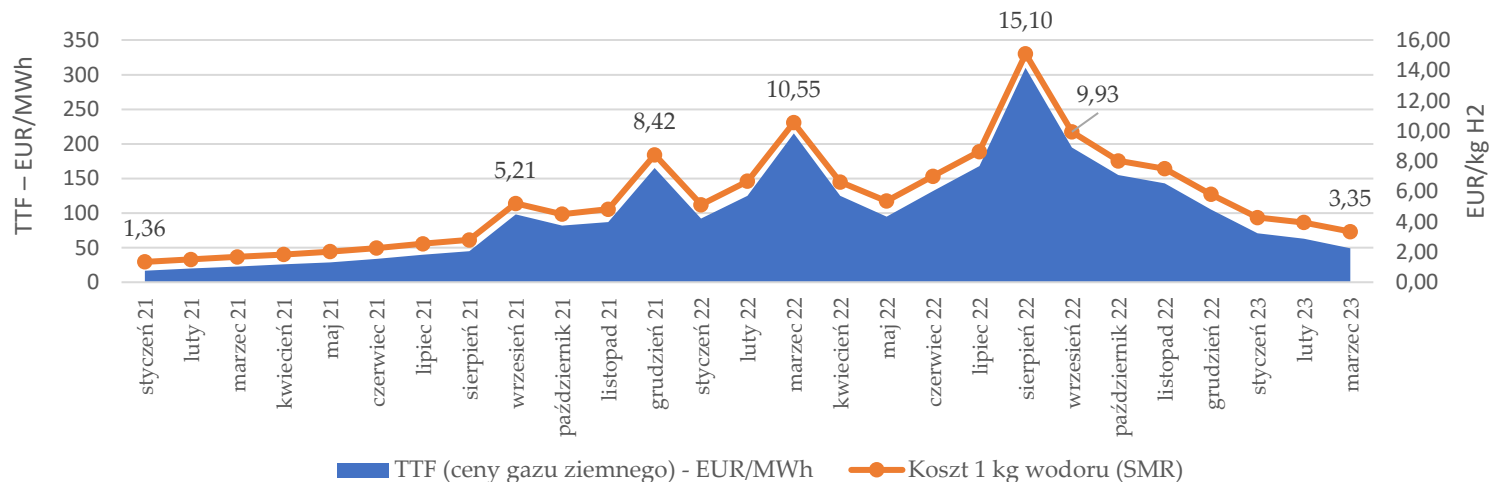
- W czerwcu 2021 r. przy względnie niskich cenach gazu ziemnego (TTF = 30-35 EUR/MWh), struktura kosztu produkcji wodoru metodą reformingu parowego metanu kształtowała się w następujący sposób:
  - Okolo 75% kosztu wytworzenia 1 kg wodoru stanowiły koszty zakupu gazu ziemnego
  - Okolo 12% kosztu wytworzenia 1 kg wodoru stanowiły koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS)
  - Okolo 10% kosztu wytworzenia 1 kg wodoru stanowił rozkład CAPEXu
  - Okolo 4% kosztu wytworzenia 1 kg wodoru stanowiły koszty pozostałe (m.in. energia elektryczna,)
- Przy koszcie całkowitym na poziomie 2,27 EUR/kg wodoru produkowanego metodą SMR był ekonomicznie opłacalny i stanowił podstawę dla wytwarzania wodoru na potrzeby przemysłowe m.in. do produkcji amoniaku.

\* Założenia: zużycie gazu ziemnego: 0,045 MWh/kg H<sub>2</sub>; zużycie energii: 1,11 kWh/kg H<sub>2</sub>; emisja: 11 kg CO<sub>2</sub>e/kg H<sub>2</sub>

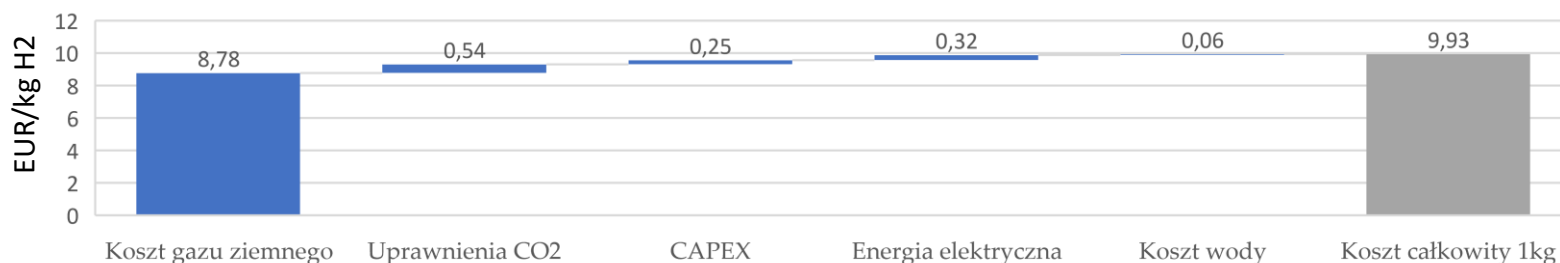
Źródło: opracowanie własne na podstawie Hydrogen Europe

# Fluktuacje cen gazu ziemnego i ich wpływ na koszty produkcji wodoru

Wpływ cen gazu ziemnego na koszt produkcji wodoru (SMR) | 2021 - 2023



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



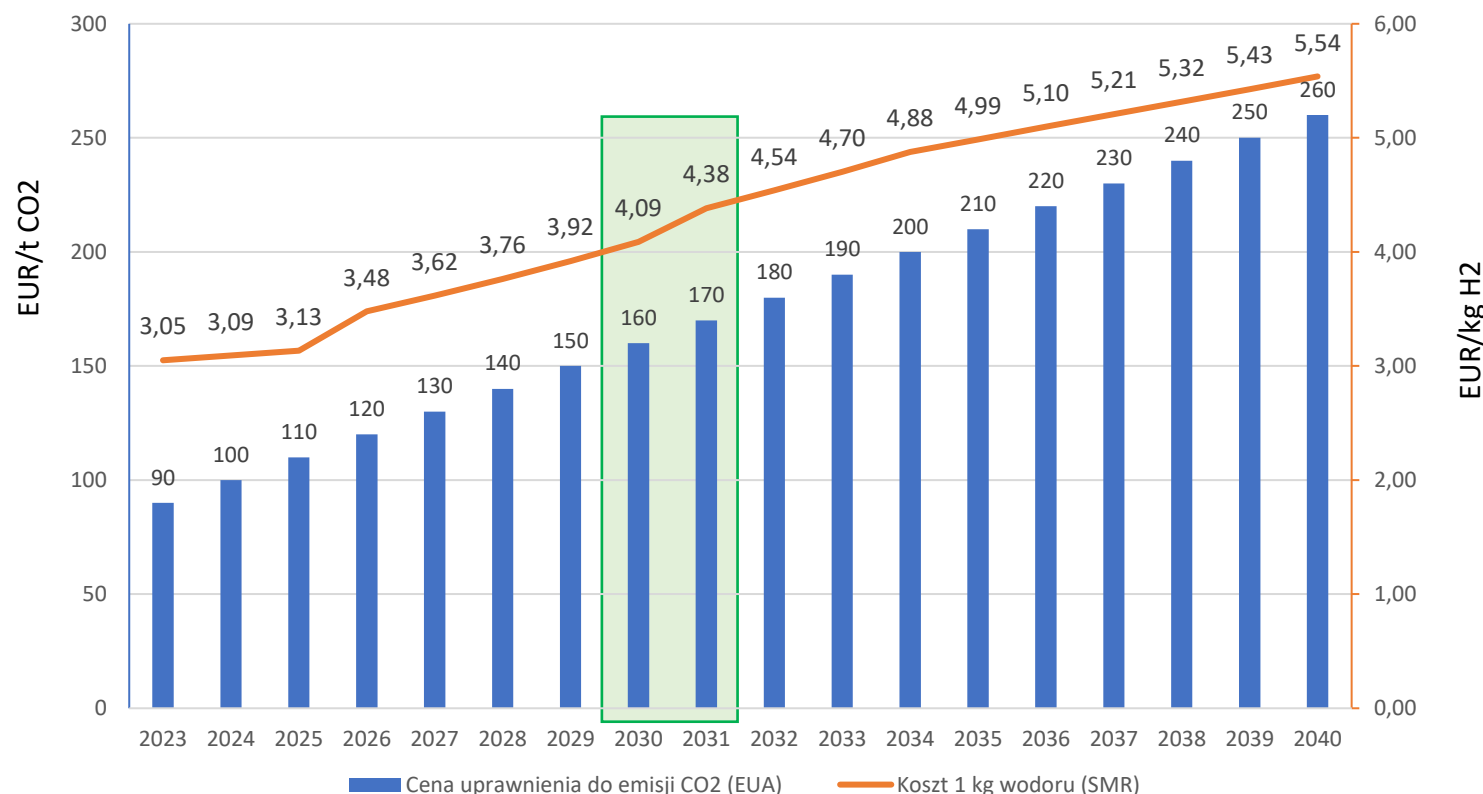
Źródło: opracowanie własne na podstawie Hydrogen Europe

## Komentarz

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

# Wpływ systemu EU ETS/CBAM na koszty produkcji wodoru z gazu ziemnego (SMR)

Koszt produkcji 1 kg wodoru z gazu ziemnego (SMR) w zależności od EU ETS/CBAM | 2023 – 2040 | Cena gazu = 50 EUR/MWh



## Komentarz

- Dla całego rozpatrywanego okresu cena gazu ziemnego wynosi 50 EUR/MWh (2023 - 2040)
- Obecny benchmark emisji dla produkcji wodoru w ramach EU ETS wynosi 6,84 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>
- Zakładana trajektoria cenowa EU ETS uwzględnia liniowy wzrost cena EUA o 10 EUR rocznie osiągając poziom 260 EUR/t CO<sub>2</sub> w 2040 r.
- Główne czynniki wpływające na wzrost kosztów produkcji wodoru z gazu ziemnego (SMR):
  - Wzrost cen uprawnień CO<sub>2</sub>
  - Wejście wodoru do CBAM od 2026 r. co przekłada się na odejście od darmowej alokacji w ramach EU ETS w latach 2026 – 2034
  - Zaostrzenie benchmarków EU ETS w cyklach 5 letnich, czyli w 2026 r., 2031 r. i 2036 r.
- Przyjmując tylko i wyłącznie oddziaływanie EU ETS/CBAM, wódór z gazu ziemnego (SMR) może osiągnąć ten samo poziom cenowy co wódór z elektrolizy OZE nawet przed 2030 r.

## Kształtowanie kosztów produkcji wodoru – elektroliza z OZE – analiza wariantów

| Wariant  | Wariant 1  | Wariant 2   | Wariant 3   |
|--|--|---|---|
| Koszty energii elektrycznej i model kontraktacji | 100% energii elektrycznej zakontraktowanej na podstawie cPPA<br>Cena = 600 zł / MWh  | 50% energii elektrycznej z własnego OZE (on-site)<br>Cena = 225 zł / MWh<br>50% energii elektrycznej na podstawie cPPA (warunki rynkowe)<br>Cena = 600 zł / MWh   | 50% energii elektrycznej z własnego OZE (on-site)<br>Cena = 225 zł / MWh<br>50% energii elektrycznej na podstawie cPPA (grupa kapitałowa)<br>Cena = 225 zł / MWh  |
| Opłaty regulacyjne                               | Całość energii elektrycznej zakontraktowanej w ramach PPA jest obciążona opłatami regulacyjnymi – opłata mocowa, opłata kogeneracyjna, kolorowe certyfikaty (zgodnie ze stawkami na 2023 r.)   | Wyłącznie wolumen energii elektrycznej zakontraktowanej w ramach PPA (pobierany z sieci) jest obciążony opłatami regulacyjnymi – opłata mocowa, opłata kogeneracyjna, kolorowe certyfikaty (zgodnie ze stawkami na 2023 r.)   | Wyłącznie wolumen energii elektrycznej zakontraktowanej w ramach PPA (pobierany z sieci) jest obciążony opłatami regulacyjnymi – opłata mocowa, opłata kogeneracyjna, kolorowe certyfikaty (zgodnie ze stawkami na 2023 r.)   |
| Opłaty sieciowe                                  | Pełne opłaty sieciowe - stała, zmienna, przejściowa, jakościowa (zgodnie ze stawkami na 2023 r.)   | Pełne opłaty sieciowe - stała, zmienna, przejściowa, jakościowa (zgodnie ze stawkami na 2023 r.)  | Pełne opłaty sieciowe - stała, zmienna, przejściowa, jakościowa (zgodnie ze stawkami na 2023 r.)  |
| Koszt 1 kg wodoru                                | <b>8,52 EUR/kg</b>   | <b>6,13 EUR/kg</b>  | <b>4,05 EUR/kg</b>  |
| Komentarz  | Model zasadniczo nieopłacalny, kontraktacja energii elektrycznej, która jest indeksowana do aktualnych hurtowych cen energii elektrycznej przekłada się na produkcję drogiego wodoru odnawialnego. Źródło OZE należy do niezależnego dewelopera, który maksymalizuje zysk i marżę. | Model częściowo zoptymalizowany, gdyż zakłada udział energii elektrycznej z własnego źródła OZE, które jest elementem instalacji wodorowej i przekazują energię elektryczną po koszcie wytworzenia. Model wymaga praktycznego funkcjonowania linii bezpośredniej w Polsce*, korzystne może być zastosowanie magazynu energii. | Model potencjalnie maksymalnie zoptymalizowany, gdyż zakłada udział energii elektrycznej z własnego źródła OZE oraz kontraktację PPA po koszcie wytwarzania źródła OZE (model prawdopodobnie możliwy tylko w grupach kapitałowych). Model wymaga praktycznego funkcjonowania linii bezpośredniej w Polsce*, korzystne może być zastosowanie magazynu energii. |
| Pozostałe  | CAPEX elektrolizera = 1500 EUR/kW; Zużycie energii przez elektrolizer = 50 kWh/kg H <sub>2</sub> ; Moc własnego źródła OZE: 25 MW; Sprawność źródła OZE: 40%; Moc elektrolizera: 10 MW; Zużycie wody: 10l/kg H <sub>2</sub> ; Kurs PLN/EUR: 4,5                                    |   |   |

Źródła: PSE, TGE, Hydrogen Europe,

\* kalkulacja nie uwzględnia potencjalnej opłaty solidarnościowej dla linii bezpośredniej, która może podwyższyć koszt wytworzenia 1 kg wodoru w modelach on-site

# Kształtowanie kosztów produkcji wodoru – elektroliza z OZE – **wariant 1**

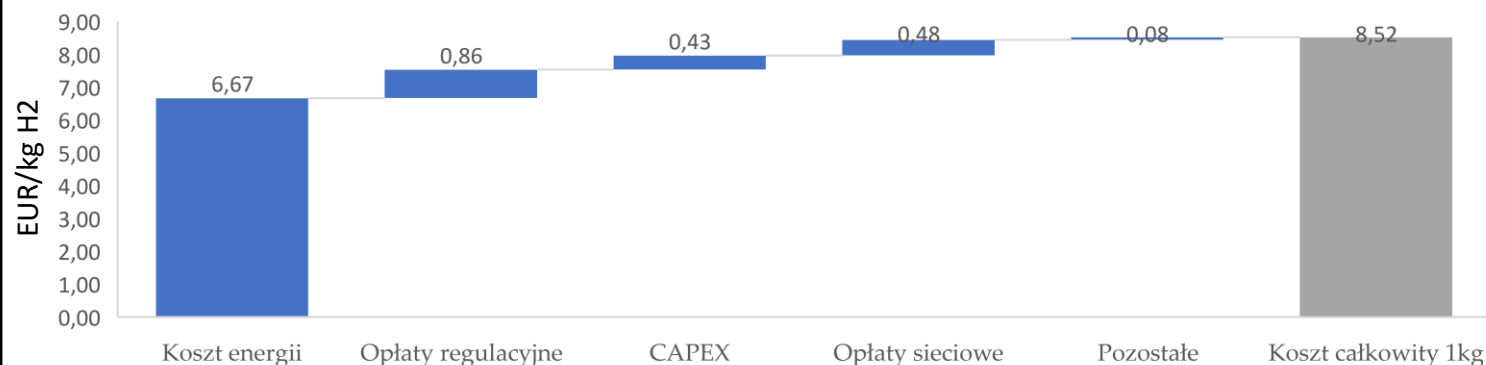
100% energii elektrycznej zakontraktowanej na podstawie cPPA (warunki rynkowe)

## Komentarz

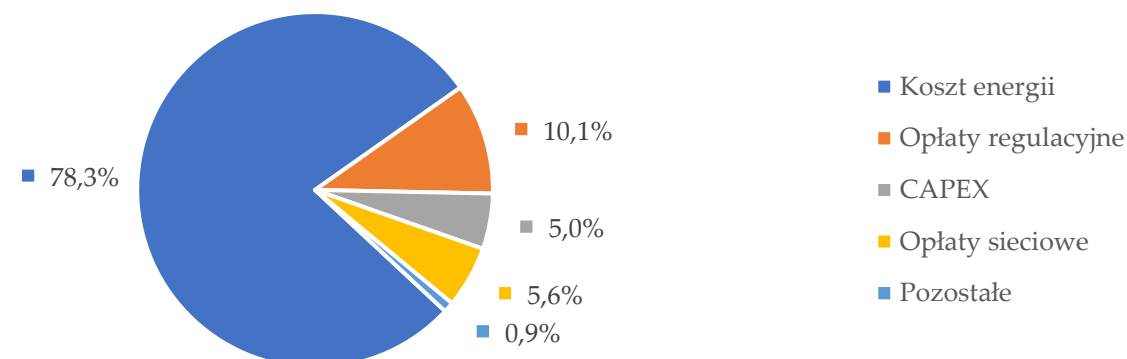
- Koszt energii = 600 zł / MWh (kontraktacja PPA na warunkach rynkowych od niezależnego dewelopera OZE)
- Pełne opłaty regulacyjne od całkowitego wolumenu energii pobranej z sieci (opłata mocowa, opłata kogeneracyjna, kolorowe certyfikaty)
- Pełne opłaty sieciowe (stała, zmienna, przejściowa, jakościowa)
- Pozostałe koszty to m.in. akcyza i koszt wody
- Całkowity koszt wytworzenia dla wariantu 1 wynosi 8,52 EUR/kg
- Podstawowym czynnikiem kształtującym koszt wytworzenia wodoru jest cena zakupu energii elektrycznej.
- Opłaty regulacyjne i sieciowe stanowią ponad 1,5 EUR na każdy kilogram H<sub>2</sub>

Źródła: PSE, TGE, Hydrogen Europe

Składniki jednostkowego kosztu produkcji 1 kg wodoru (elektroliza z OZE) – wariant 1



Procentowy rozkład czynników kosztowych – wariant 1





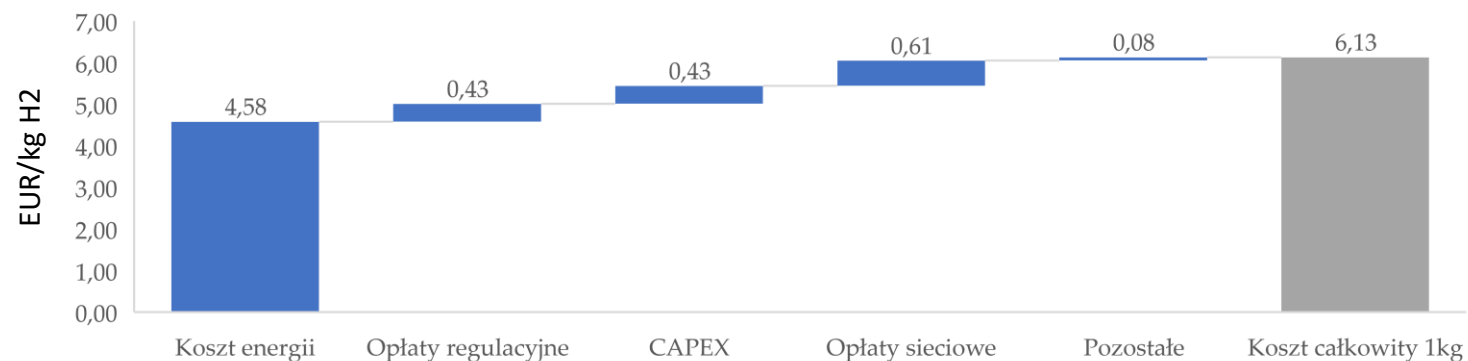
# Kształtowanie kosztów produkcji wodoru – elektroliza z OZE – wariant 2

50% energii elektrycznej z własnego OZE (on-site) + 50% energii elektrycznej na podstawie PPA (warunki rynkowe)

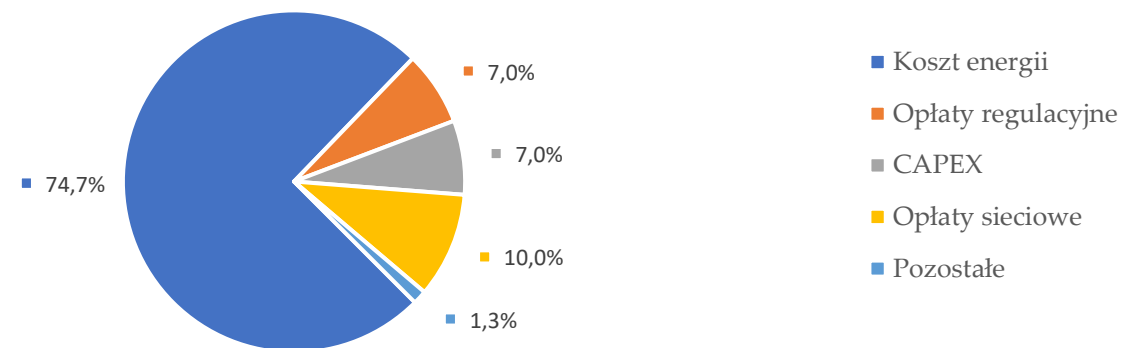
## Komentarz

- Koszt energii
  - 600 zł / MWh (kontraktacja PPA na warunkach rynkowych od niezależnego dewelopera OZE)
  - 225 zł / MWh (koszt energii elektrycznej z własnego źródła OZE połączonego z elektrolizerem linią bezpośrednią)
- Opłaty regulacyjne (opłata mocowa, opłata kogeneracyjna, kolorowe certyfikaty) dotyczą tylko wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci (PPA)
- Pełne opłaty sieciowe (stała, zmienna, przejściowa, jakościowa)
- Pozostałe koszty to m.in. akcyza i koszt wody
- Całkowity koszt wytworzenia dla wariantu 2 wynosi ponad 6 EUR/kg
- Opłaty regulacyjne i sieciowe stanowią koszt około 1 EUR na każdy kilogram H<sub>2</sub>

Składniki jednostkowego kosztu produkcji 1 kg wodoru (elektroliza z OZE) – wariant 2



Procentowy rozkład czynników kosztowych – wariant 2



Źródła: PSE, TGE, Hydrogen Europe

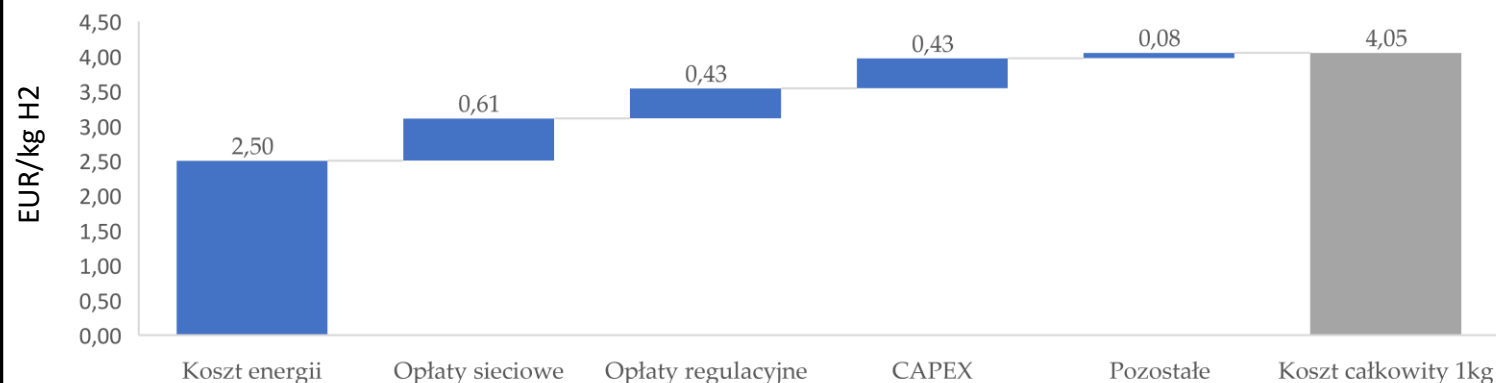
# Kształtowanie kosztów produkcji wodoru – elektroliza z OZE – wariant 3

50% energii elektrycznej z własnego OZE (on-site) + 50% energii elektrycznej na podstawie PPA (grupa kapitałowa)

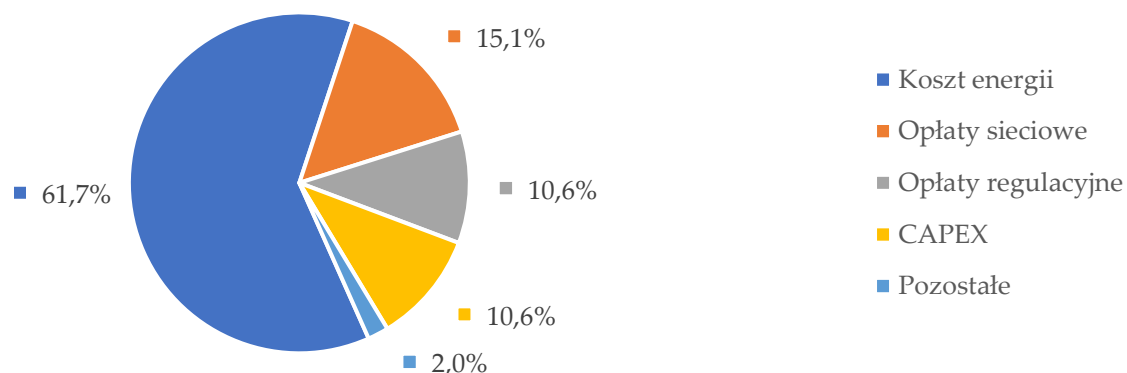
## Komentarz

- Koszt energii
  - 225 zł / MWh (kontraktacja PPA po koszcie wytworzenia wewnątrz grupy kapitałowej)
  - 225 zł / MWh (koszt energii elektrycznej z własnego źródła OZE połączonego z elektrolizerem linią bezpośrednią)
- Opłaty regulacyjne (opłata mocowa, opłata kogeneracyjna, kolorowe certyfikaty) dotyczą tylko wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci (PPA)
- Pełne opłaty sieciowe (stała, zmienna, przejściowa, jakościowa)
- Pozostałe koszty to m.in. akcyza i koszt wody
- Całkowity koszt wytworzenia dla wariantu 3 wynosi około 4 EUR/kg
- Opłaty regulacyjne i sieciowe stanowią koszt około 1 EUR na każdy kilogram H<sub>2</sub>
- Zakup energii elektrycznej od spółki z grupy po koszcie wytworzenia jest kluczowym czynnikiem optymalizującym.

Składniki jednostkowego kosztu produkcji 1 kg wodoru (elektroliza z OZE) – wariant 3



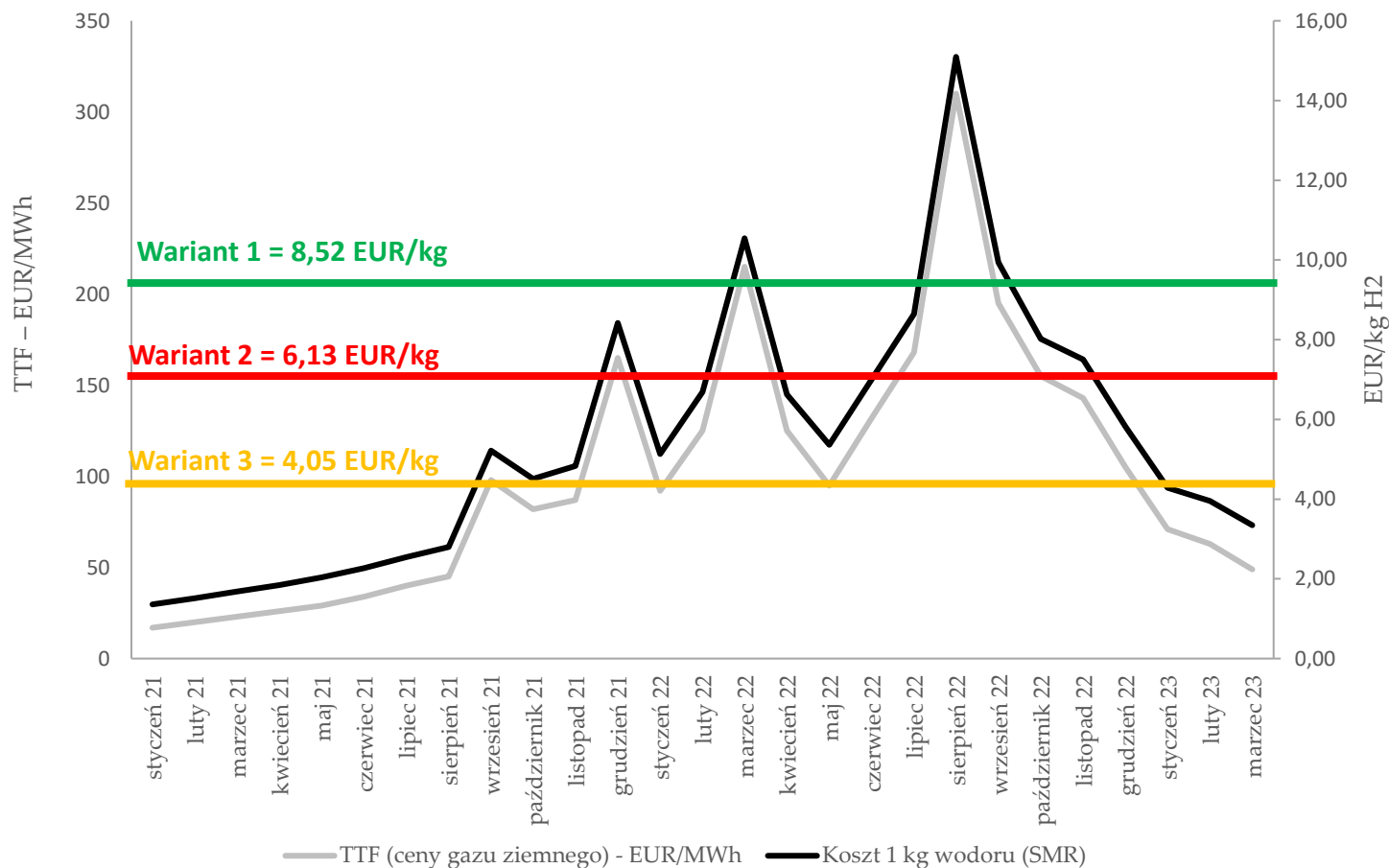
Procentowy rozkład czynników kosztowych – wariant 3



Źródła: PSE, TGE, Hydrogen Europe

## Porównanie kosztów wytworzenia wodoru

Koszty wytworzenia wodoru z elektrolizy OZE vs koszty wytworzenia wodoru z reforming gazu ziemnego (SMR) w zależności od cen gazu ziemnego (TTF)

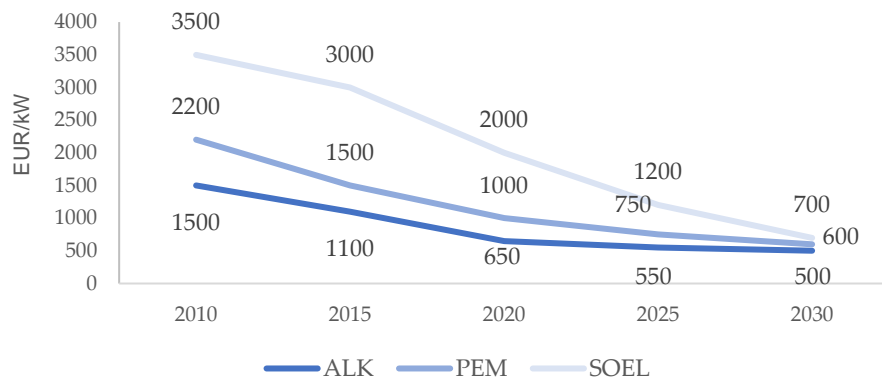


### Komentarz

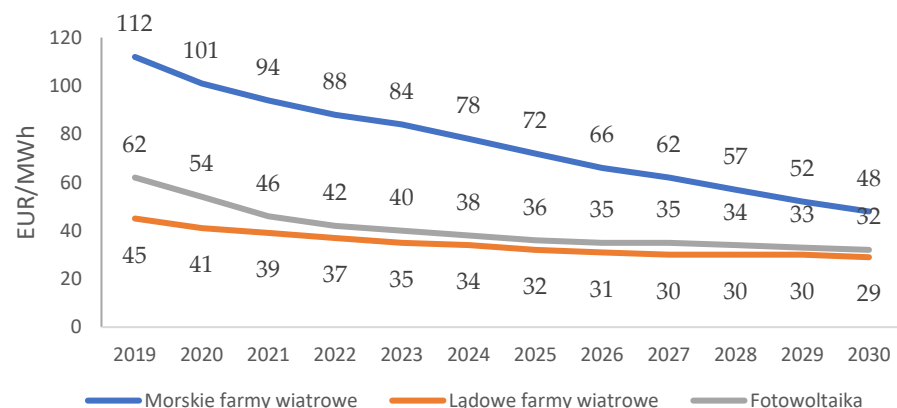
- Produkcja wodoru z użyciem metod konwencjonalnych będzie wypychana z rynku na korzyść metod nisko i zeroemisyjnych (m.in. elektroliza zasilana z OZE)
- W przypadku potencjalnie najbardziej korzystnego wariantu 3, produkcja wodoru metodą elektrolizy z OZE może generować koszt na 1 kg H<sub>2</sub> zbliżony do kosztu produkcji wodoru z gazu ziemnego (SMR) – luka finansowa wynosi maksymalnie 1 EUR/kg H<sub>2</sub>
- Wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będzie korzystnie wpływał na opłacalność produkcji wodoru metodą elektrolizy z OZE w stosunku do konwencjonalnej produkcji wodoru z gazu ziemnego (SMR)
- W przypadku pozostałych wariantów produkcji wodoru z elektrolizy z OZE (1 i 2), niekorzystnym czynnikiem kosztowym są wysokie ceny energii elektrycznej
- Kontraktacja energii elektrycznej na potrzeby elektrolizera (np. PPA) w oparciu o indeksy giełdowe/ceny hurtowe negatywnie wpływa na opłacalność wodoru odnawialnego
- Rekomendowanym jest traktowanie źródła OZE jako elementu instalacji wodorowej i zakup energii po koszcie wytworzenia (preferencja grup kapitałowych lub dużych podmiotów o wspólnym interesie finansowym)

# Prognoza w zakresie optymalizacji kosztu produkcji wodoru z elektrolizy z OZE

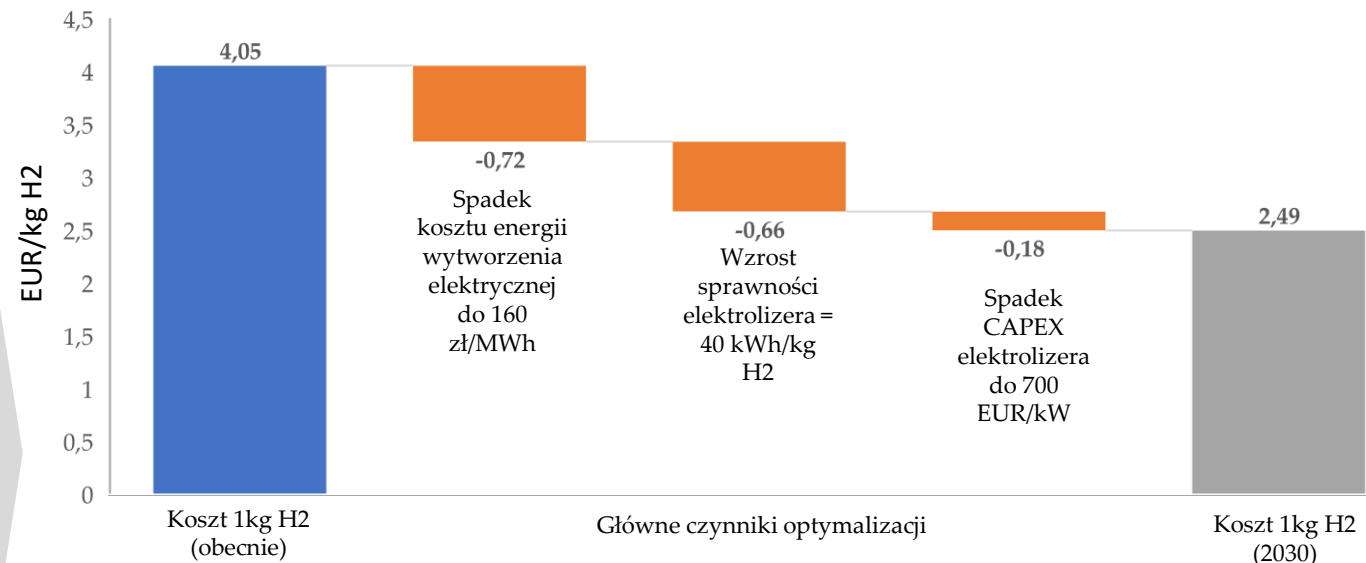
CAPEX elektrolizerów w latach 2010 - 2030



Koszt produkcji energii elektrycznej z OZE (2019-2030)



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



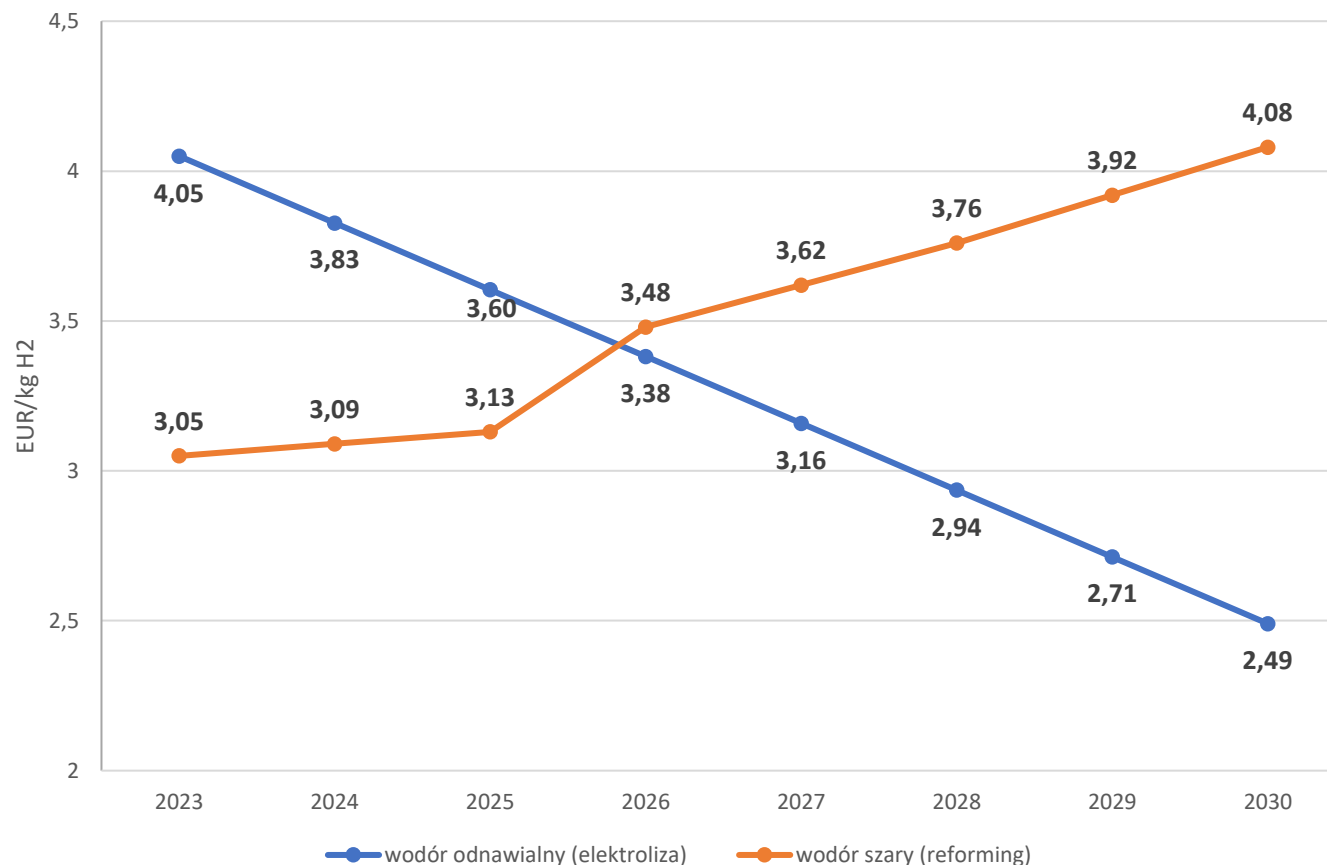
## Komentarz

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

Źródła: Clean Hydrogen Partnership, Greensight, IEA

## Prognoza kosztów wytworzenia wodoru (reforming vs elektroliza)

Porównanie kosztów wytworzenia 1kg wodoru dla wybranych metod (2023-2030)



Źródła: Clean Hydrogen Partnership, Greensight, IEA, EEX, tradingeconomics.com

### Komentarz

- Ścieżka cenowa wodoru odnawialnego uwzględnia:
  - najbardziej optymistyczny scenariusz spadku kosztu wytworzenia energii elektrycznej
  - Stosunkowo dynamiczną trajektorię spadku CAPEX elektrolizerów oraz poprawę ich wydajności
  - Prognoza dla wodoru odnawialnego powinna być uznawana za przykład „najlepszych” instalacji w kraju, a nie „średniej” rynkowej
- Ścieżka cenowa dla wodoru szarego uwzględnia:
  - Stały poziom cen gazu ziemnego (50 EUR/MWh)
  - Wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (160 EUR/t CO<sub>2</sub> w 2030 r.)
  - Wejście wodoru do CBAM od 2026 r. i stopniowe odejście od darmowej alokacji
  - Zaostrzenie benchmarków sektorowych w zakresie emisji CO<sub>2</sub> dla produkcji wodoru w EU ETS
- Parytet kosztowy można szacować na lata 2026-2027.

# Łańcuch wartości wodoru I. Produkcja

Wnioski i rekomendacje

# I. Produkcja – wnioski i rekomendacje

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



**Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce**

## **II. MAGAZYNOWANIE**



# Obszary analizy

## Otoczenie technologiczne

### Charakterystyka i porównanie wybranych metod magazynowania wodoru:

- Schemat możliwości magazynowania wodoru w łańcuchu dostaw;
- Przykładowe sposoby magazynowania wodoru w formie gazowej;
- Przykładowe sposoby magazynowania wodoru w formie ciekłej i stałej.

## Otoczenie regulacyjne

### Wpływ regulacji na kształtowanie zasad transportu wodoru w UE i w Polsce:

- Taksonomia;
- Pakiet Dekarbonizacji Rynku Gazu Ziemnego i Wodoru;
- Prawo energetyczne (UD382);
- Prawo geologiczne i górnicze (UD280).

## Otoczenie rynkowe

### Koszt transport wodoru:

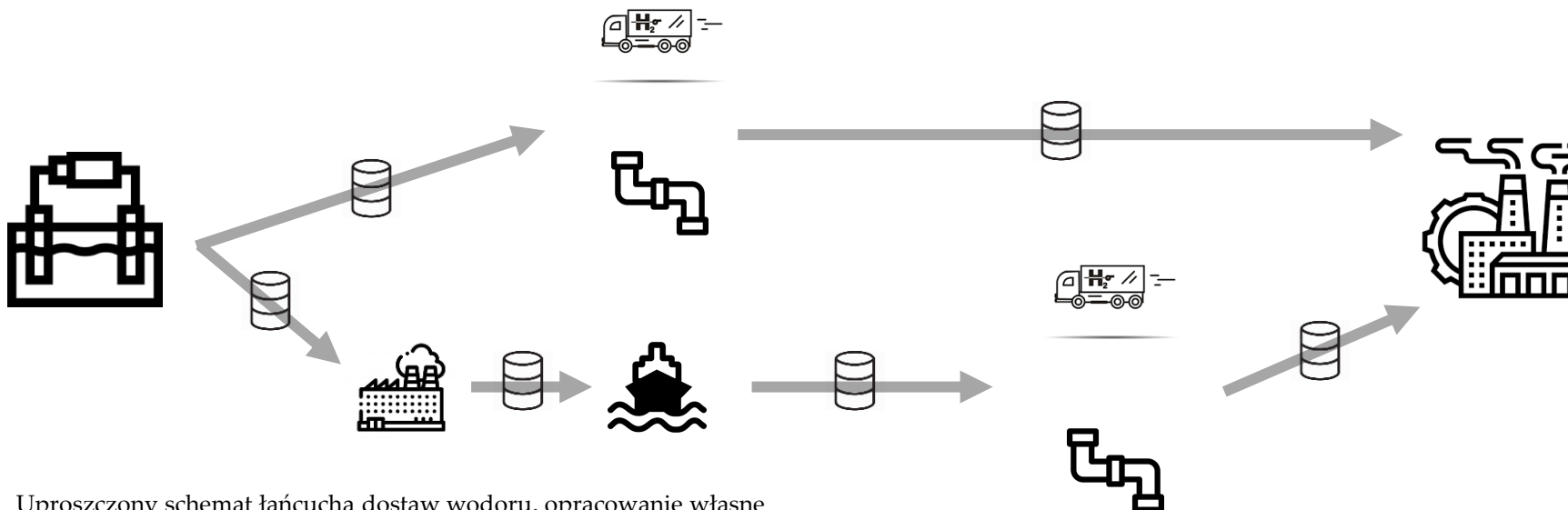
- Perspektywa nakładów inwestycyjnych na infrastrukturę magazynowania wodoru;
- Koszt magazynowania wodoru w stosunku do przestrzeni magazynowej;
- Wykorzystanie kawern solnych do magazynowania wodoru w Europie.

# 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        |
|---------------------|---------------------------|-------------------|--------------------|
| Skompresowany wódor | Syntetyczne węglowodory   | Hybrydy chemiczne | Wodorki metali     |
|                     | Skompresowany metan / SNG | Ciekły wodór      | Materiały porowate |
|                     | Ciekły SNG                | Amoniak           | Borowodorek        |
|                     | Syntetyczna benzyna       | Metanol           | Stopy typu-AB      |
|                     | Syntetyczny disel         | Izopropanol       | Wodorek glinu      |
|                     |                           | LOHC              |                    |
|                     |                           | MCH               |                    |
|                     |                           | DBT               |                    |
|                     |                           | Benzen            |                    |
|                     |                           |                   | Grafen             |
|                     |                           |                   | Aerożel węglowy    |
|                     |                           |                   | Nano rurki węglowe |

- 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 odgrywać istotną rolę do zapewnienia stabilności funkcjonowania systemu energetycznego w przypadku zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w sieciach.
- Można je podzielić na dwie główne kategorie: podziemne (geologiczne) i naziemne (zbiornikowe).
- Podobnie jak to ma miejsce w przypadku produkcji, wódor może być magazynowany bezpośrednio lub w formie derywatu, a także w różnych stanach skupienia w zależności od celu magazynowania i docelowego sektora wykorzystania.

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

# Wybrane metody magazynowanie wodoru w formie gazowej

## Kawerny solne

- Wykorzystywane od lat 70 XX wieku do przechowywania wodoru;
- Niskie straty – wydajność na poziomie około 98%;
- Niskie ryzyko zanieczyszczenia przechowywanego wodoru;
- Wysokie ciśnienie umożliwia reagowanie na sytuacje rynkowe (wykorzystanie w szczytach);
- Głębokość magazynu: 300-1800 m;
- Całkowita pojemność w stosunku do wielkości kawerny: 70%;
- Ciśnienie magazynu: 35-210 barów;
- Wymagana stała objętość gazu w magazynie: 25-25%.

TRL

8-9

Pojemność magazynu

300-120.000 t H<sub>2</sub>

## Kawerny skalne

- Montaż wykładziny stalowej zapewniającej gazoszczelność;
- Wymaga kontroli ciśnienia w celu uniknięcia deformacji górotworu oraz wykładziny;
- Głębokość magazynu: ok. 1000 m;
- Całkowita pojemność w stosunku do wielkości kawerny 90%;
- Ciśnienie magazynu: 20-200 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%.

TRL

4-5

Pojemność magazynu

300-2.500 t H<sub>2</sub>

## 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 gaz z wodorem.;
- Wymagana stała objętość gazu w magazynie: 45-60%.

TRL

3

Pojemność magazynu

300-400.000 t H<sub>2</sub>

## Zbiorniki ciśnieniowe

- Występują zarówno w formie stacjonarnej (np. przy instalacjach przemysłowych), jak i w formie mobilnej (np. w transporcie intermodalnym);
- Zbiorniki wykonane z materiałów kompozytowych zmniejszają wagę całej instalacji, przy czym są droższe niż stalowe odpowiedniki;
- Ciśnienie magazynu: 150-800 barów;
- Najbardziej rozpowszechniona metoda magazynowania wodoru obecnie.

TRL

9

Pojemność magazynu

do 1,1 t H<sub>2</sub>

Źródła: analiza własna na podstawie - Hydrogen Europe; IRENA; IEA; Epelle et. al, Sustainable Energy Fuels, 2022, 6; Muhammed et. al, Fuel, 127032; Energy Transitions Commission; Londe, ADIPEC 2021; Damasceno et. al., Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 15(1); NAM.

## Wybrane metody magazynowanie wodoru w formie ciekłej i stałej

## Ciekły wodór

- Dojrzała technologia zbiornikowa działająca komercyjnie na świecie dla małej i średniej skali magazynowania;
- W odróżnieniu od części innych metod brak potrzeby zagospodarowania węgla;
- Wysokie zużycie energii w celu utrzymania wodoru w stanie ciekłym;
- Średnia możliwość zwiększania elastyczności systemu;
- Palność substancji;
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 100 kg wodoru: 1,41 m<sup>3</sup>.

TRL

7-9

Pojemność magazynu\*

do 270 t H<sub>2</sub>

## Amoniak

- Dojrzała technologia zbiornikowa działająca komercyjnie na świecie;
- Większa skala zastosowania niż w przypadku ciekłego wodoru;
- Potrzeba przeprowadzenia rekonwersji dla odzyskania wodoru;
- Brak potrzeby zagospodarowania węgla;
- Średnie zużycie energii na potrzeby magazynowania;
- Średnia możliwość zwiększania elastyczności systemu;
- Palność substancji;
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 100 kg wodoru: 0,88 m<sup>3</sup>.

TRL

9

Pojemność magazynu\*

do 6.000 t H<sub>2</sub>

## LOHC (MCH)

- Średni poziom gotowości technologicznej i poziomu komercjalizacji technologii zbiornikowego magazynowania;
- Potrzeba przeprowadzenia rekonwersji dla odzyskania wodoru;
- Potrzeba zagospodarowania węgla;
- Niskie zużycie energii na potrzeby magazynowania;
- Duża możliwość zwiększania elastyczności systemu;
- Palność substancji;
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 100 kg wodoru: 2,12 m<sup>3</sup>.

TRL

6-8

Pojemność magazynu\*

do 4.750 t H<sub>2</sub>

## Wodorek glinu (f. stała)

- Średni poziom gotowości technologicznej, przy czym wykorzystanie wodoru glinu jest skomercjalizowane przemysłowo;
- Potrzeba przeprowadzenia rekonwersji dla odzyskania wodoru;
- Brak potrzeby zagospodarowania węgla;
- Niska możliwość zwiększania elastyczności systemu;
- Niepalność substancji;
- Przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 100 kg wodoru: 1,04 m<sup>3</sup>.

TRL

5-8

Pojemność magazynu\*

poniżej 0,26 t H<sub>2</sub>

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

# Łańcuch wartości wodoru

## II. Magazynowanie

Otoczenie regulacyjne

## Akt delegowany do Taksonomii UE

**Data publikacji:**  
4 czerwca 2021 r.

**Status legislacyjny:**  
akt obowiązujący od 1 stycznia 2023 r.

**Numer aktu prawnego:**  
Rozporządzenie delegowane Komisji  
2021/2139; C/2021/800

**Pkt. 4.12. aktu delegowanego 2021/2139** określa zasady zaliczania inwestycji w magazynowanie wodoru jako zgodnych z Taksonomią i mających istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu. Takimi inwestycjami są:

- 1) budowa instalacji do magazynowania wodoru;
- 2) przekształcenie istniejących podziemnych magazynów gazu w magazyny przeznaczone do przechowywania wodoru;
- 3) eksploatacja instalacji do magazynowania wodoru, o ile magazynowany wodór został wytworzony zgodnie z zasadami pozwalającymi na uznanie go za mający istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu.

Natomiast eksploatacja magazynu wodoru, nawet z wodorem nie spełniających kryteriów Taksonomii, po spełnieniu dodatkowych przesłanek dotyczących udokumentowania i przeprowadzenia szczegółowej oceny ryzyk związanych z klimatem może zostać zakwalifikowana jako mający istotny wkład w adaptację do zmian klimatu.

## Pakiet Dekarbonizacji Rynku Gazu Ziemnego i Wodoru (tzw. Nowy Pakiet Gazowy)

**Data publikacji:**  
15 grudnia 2021 r.

**Status legislacyjny:**  
Komisja Europejska i Rada Unii Europejskiej przedstawiły stanowiska; w Parlamencie Europejskim nadal trwają prace

**Numery aktów prawnych:**  
COM/2021/803/final;  
COM/2021/804/final

- Stworzenie faktycznie **nowej gałęzi rynku wewnętrznego** w obrębie Unii Europejskiej tj. rynku wodoru, poprzez określenie dedykowanych zasad jego funkcjonowania na bazie praw i obowiązków funkcjonujących na rynku wewnętrznym gazu.
- Za instalację magazynowania będą uznawane wyłącznie **instalacje magazynujące wodór wysokiej czystości**, w tym części terminali wodorowych. Spod zakresu regulacji wyłączone małe, łatwo odtwarzalne instalacje.
- Podobnie jak to ma miejsce w przypadku magazynów gazu ziemnego **magazynowanie wodoru będzie prowadzona przez wyodrębnionych operatorów** zobowiązanych do zapewnienia bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury, a także jej rozwoju.
- Zobowiązanie operatorów magazynów wodorowych do **zapewnienia na niedyskryminacyjnych warunkach dostępu do usługi magazynowej** podmiotom trzecim (tzw. zasada TPA), a także świadczenia usług zatłaczania i wytłaczania wodoru z magazynu.
- Obowiązkowe **stosowanie rabatów taryfowych** na magazynowanie na zatłaczanie wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego.



# Wybrane akty krajowe dotyczące produkcji wodoru



Polskie otoczenie regulacyjne dla wodoru i pochodnych zaczyna się stopniowo rozwijać w odpowiedzi na bardzo dużą dynamikę regulacyjną na poziomie europejskim.

## Ustawa Prawo Energetyczne\*

- Wdrożenie przepisów określających zasady funkcjonowania magazynów wodoru.
- Wskazanie, że magazynowanie wodoru jest formą magazynowania energii.
- Zdefiniowanie magazynu wodoru i wskazanie, co nie mieści w zakresie definicji (np.: magazynowanie w stacjach tankowania).
- Wdrożenie zasady równego dostępu stron trzecich do infrastruktury magazynowej.
- Umożliwienie operatorom systemu magazynowania wodoru świadczenia usługi udostępniania elektrolizerów.
- Obowiązek przygotowywania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowania wodoru.

## Ustawa Prawo geologiczne i górnictwo\*\*

- Wdrożenie przepisów bezpośrednio pozwalających na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie wodoru.
- Podziemne magazynowanie będzie mogło się odbywać w podziemnych kawernach solnych, wyeksploatowanych złożach węglowodorów oraz w formacjach wodonośnych - solankowych.
- Uznanie tego rodzaju inwestycji za inwestycje celu publicznego.
- Przedsiębiorstwa eksploatujące złoża będą miały pierwszeństwo na uzyskanie koncesji w zakresie magazynowania wodoru w danym złożu.
- Objęcie złóż wodoru własnością górnictwem.

## Rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu wodorowego\*\*\*

- Rozporządzeniem określającym warunki przyłączenia do sieci i świadczenia usług magazynowania wodoru będzie rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu wodorowego.
- Powiązanie parametrów jakościowych magazynowanego wodoru z parametrami mającymi zastosowanie do wodoru transportowanego sieciami.
- Wyznaczenie zasad współpracy pomiędzy operatorem sieci przesyłowej wodoru a operatorem magazynu wodoru.

\* Projekt ustawy z dnia 21 grudnia 2022 r. o zmianie Ustawy Prawo Energetyczne i niektórych innych ustaw (UD 382)

\*\* Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnictwo oraz niektórych innych ustaw (UD 280)

\*\*\* Rozporządzenie poglądowe (projekt z dnia 19 grudnia 2022 r.) w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu wodorowego (załącznik do UD 382)

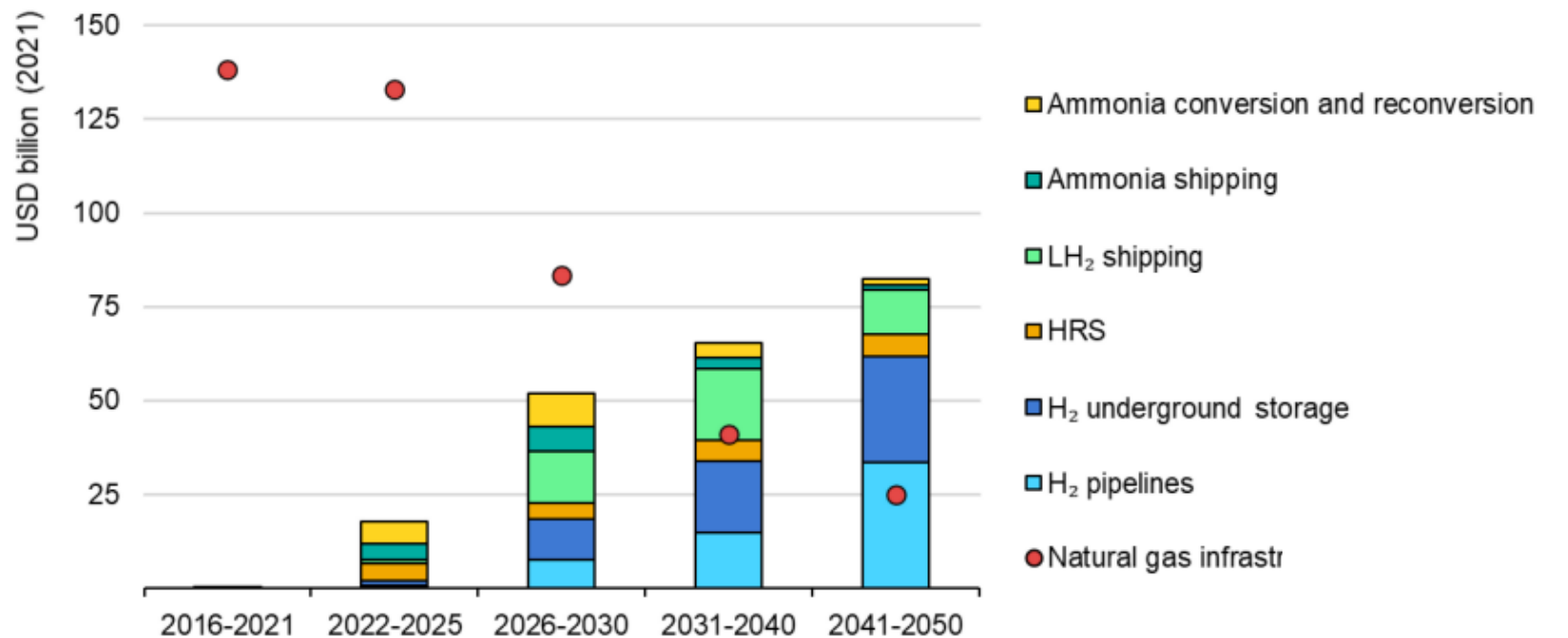
# Łańcuch wartości wodoru

## II. Magazynowanie

Otoczenie rynkowe

## Perspektywa nakładów inwestycyjnych na magazynowania wodoru do 2050 r.

Średnioroczne inwestycje światowe w infrastrukturę wodorową niezbędną do osiągnięcia scenariusza Net-Zero do 2050 r. (bez produkcji)

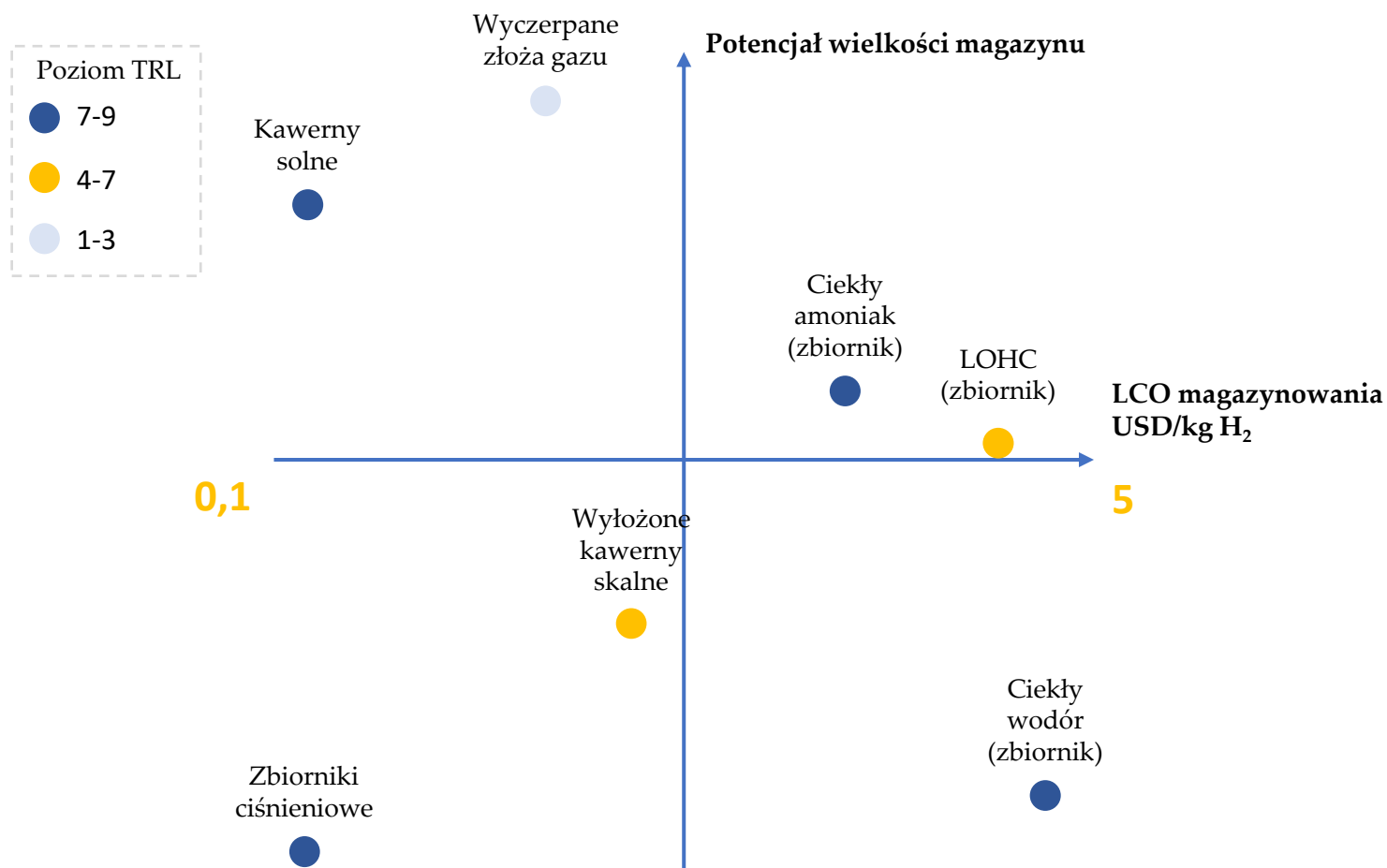


Źródło: IEA, Energy Technology Perspectives 2023, s. 304

IEA. CC BY 4.0.

- Wykorzystanie wodoru jako formy średnio- i długoterminowego magazynowania energii wskazywane jest jako jeden z głównych priorytetów rozwoju gospodarki wodorowej.
- Wraz ze wzrostem wykorzystania wodoru w światowej gospodarce potrzeby inwestycyjne na magazynowanie wodoru będą rosły i mogą stanowić nawet 1/3 całkowitych kosztów infrastrukturalnych łańcucha wartości (z wyłączeniem wytwarzania).
- 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.
- W przypadku dynamizacji procesów transformacyjnych prognozuje się, że wartość inwestycji w infrastrukturę wodorową po 2030 r. wyprzedzi wartość inwestycji w infrastrukturę gazu ziemnego.

# Koszty magazynowania wodoru w stosunku do wielkości magazynowych

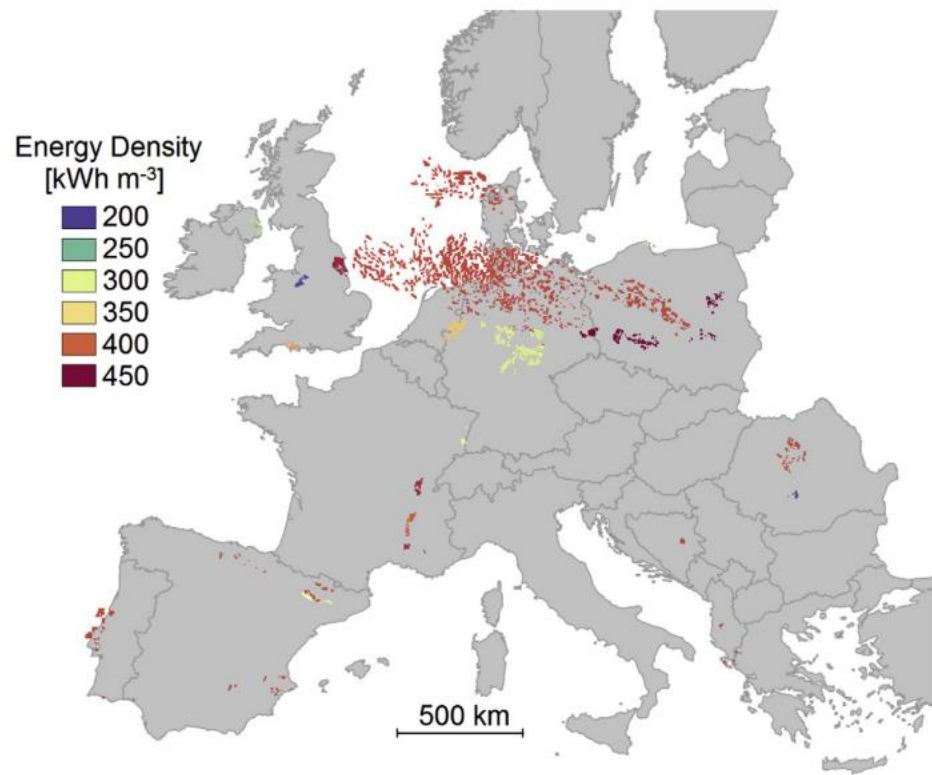


- Najniższymi uśrednionymi kosztami magazynowania (LCOS) na kg charakteryzują się magazynowanie sprężonego wodoru w kawernach solnych oraz w zbiornikach ciśnieniowych.
- W przypadku metod magazynowania w formacjach geologicznych potencjał magazynowy zależy od wielkości formacji.
- Zdecydowanie największym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

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

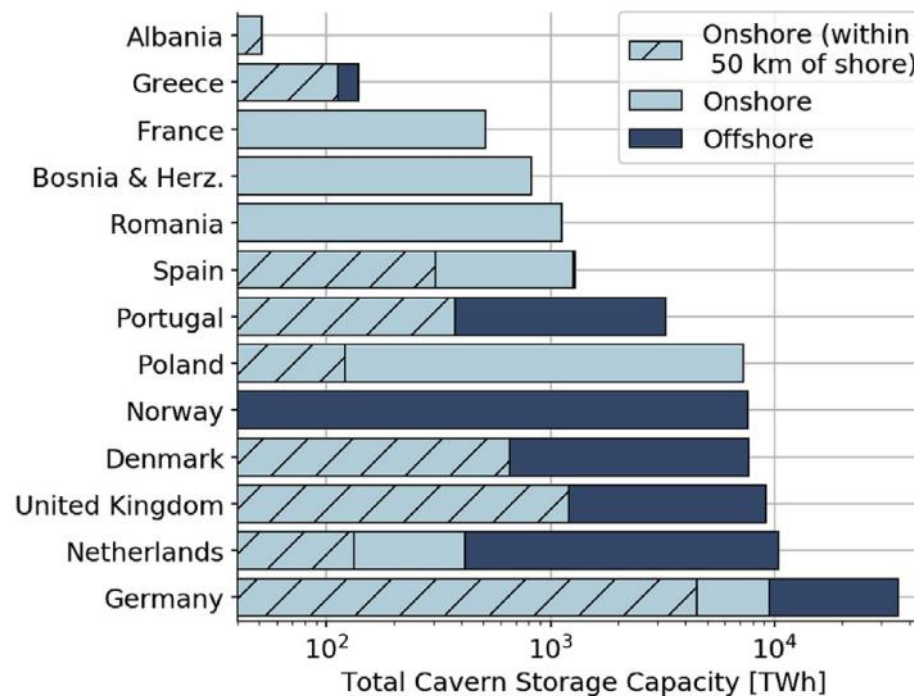
# Magazynowanie wodoru w kawernach solnych

Rozkład kawern solnych o potencjale do wykorzystania w celu magazynowania wodoru



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

Potencjalna pojemność kawern solnych w podziale na państwa europejskie



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

# Łańcuch wartości wodoru

## II. Magazynowanie

Wnioski i rekomendacje

## 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.



**Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce**

## **III. TRANSPORT**



# Obszary analizy

## Otoczenie technologiczne

### Charakterystyka i porównanie wybranych metod transportu wodoru:

- Schemat transportu wodoru;
- Długodystansowy za pomocą statków;
- Długodystansowy za pomocą rurociągów;
- Długodystansowy za pomocą ciężarówek;
- Krótkodystansowy za pomocą rurociągów;
- Krótkodystansowy za pomocą transportu intermodalnego.

## Otoczenie regulacyjne

### Wpływ regulacji na kształtowanie zasad transportu wodoru w UE i w Polsce:

- Strategie na poziomie UE, Niemiec i Polski;
- Taksonomia;
- Akt delegowany do REDII;
- Pakiet dekarbonizacyjny rynku gazu i wodoru;
- CBAM;
- Wybrane regulacje krajowe.

## Otoczenie rynkowe

### Koszt transport wodoru:

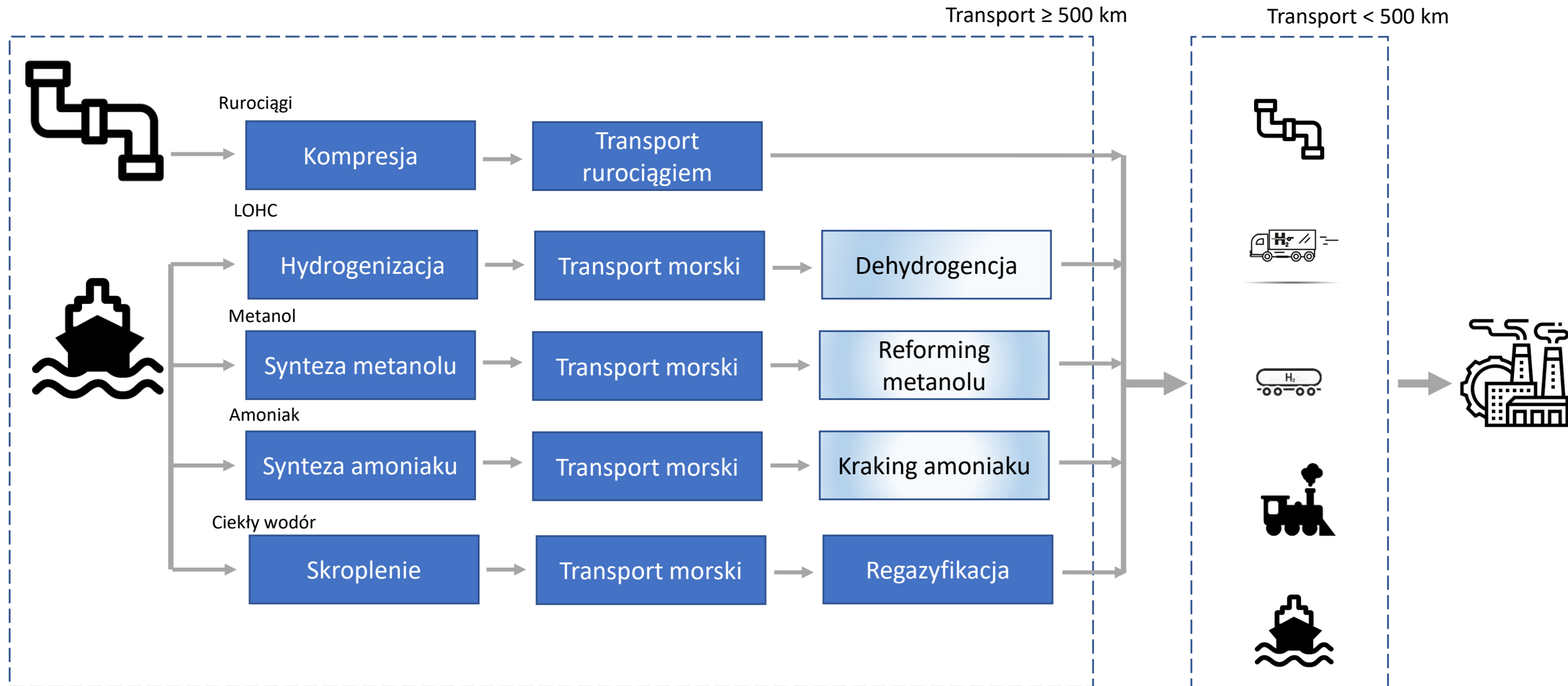
- Długodystansowego transportu morskiego;
- Długodystansowego transportu rurociągami;
- Średnio- i krótkodystansowego transportu (dystrybucji wodoru).

# Łańcuch wartości wodoru

## III. Transport

Otoczenie technologiczne

## Schemat głównych elementów łańcucha wartości transportu 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: 6-9            | <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: 7-9          | <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: 7-9                      | <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. Wylimitowanie 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: 8-9 |                           |
| <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: 8-9     | <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 t/dobę, natomiast średnia światowa jest ponad dwukrotnie niższa.
- Transport w temperaturze poniżej  $-252,87 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Obecna technologia pozwala na transport drogowy jedną naczepą do 4000 kg wodoru.
- Podczas podróży kriogeniczny wodór 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

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

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

# Łańcuch wartości wodoru

## III. Transport

Otoczenie regulacyjne

## Akty strategiczne

| Dokument strategiczny                                      | Unijna Strategia Wodorowa                       | REPower EU   | Niemiecka Strategia Wodorowa                                    | Polska Strategia Wodorowa   |
|--|---|--|---|---|
| Rok publikacji   | 2020 r.   | 2022 r.  | 2020 r.*  | 2021 r.   |
| Odniesienie do metod transportu wodoru                     | Rurociągi<br>Statki<br>Ciężarówki               | Rurociągi<br>Statki                                | Rurociągi;<br>Statki  | Rurociągi<br>Statki<br>Ciężarówki<br>Kolej  |
| Uwzględnienie transportu pod postacią derywatów wodorowych | Tak, bezpośrednie wyminienie amoniaku oraz LOHC | Tak, bezpośrednie wyminienie amoniaku              | Tak, bezpośrednie wyminienie amoniaku, metanolu, LOHC           | Niebezpośrednie, wskazanie jednak celu na 2030 r. na poziomie 2 GW H <sub>2</sub> i jego pochodnych |
| Uwzględnienie importu wodoru                               | Tak, 0,05 Mt wodoru                             | Tak, od 2027 r. import 6 Mt wodoru i 4 Mt amoniaku | Tak, zakładane zapotrzebowanie na import to 2,26 Mt – 2,86 Mt** | Nie   |
| Dopuszczenie retrofitingu sieci gazowych                   | Tak   | Tak  | Tak   | Tak   |
| Dopuszczenie do blendingu w sieciach gazowych              | Tak   | Tak  | Tak   | Tak, cel 10% (w tym jednak również biometan)  |

\* Rząd federalny prowadzi pracę nad aktualizacją strategii

\*\* Założenie: 1 kg H<sub>2</sub> – 33,6 kWh



## Akt delegowany do Taksonomii UE

### Data publikacji:

4 czerwca 2021 r.

### Status legislacyjny:

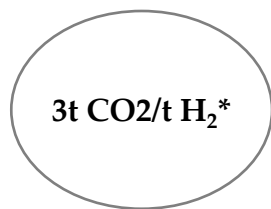
akt obowiązujący od 1 stycznia 2023 r.

### Numer aktu prawnego:

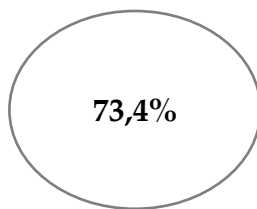
Rozporządzenie delegowane Komisji  
2021/2139; C/2021/800

**Pkt. 3.10. aktu delegowanego 2021/2139** do kategorii zrównoważonego środowiskowo/ekologicznego i zgodnego z wymogami Taksonomii UE będzie można zaliczyć wodór o odpowiednim poziomie redukcji emisji w cyklu życia, co oznacza, że również emisyjność transportu wodoru jest brana pod uwagę.

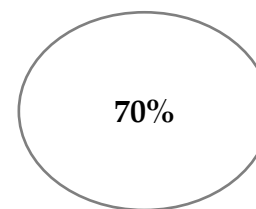
Podstawowe kryteria dotyczące wodoru:



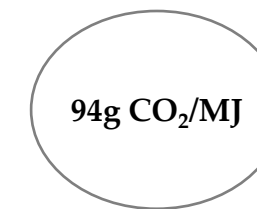
Limit emisji CO<sub>2</sub> dla wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego



Minimalny poziom redukcji emisji dla wodoru w porównaniu do nośnika kopalnego



Minimalny poziom redukcji emisji dla paliw syntetycznych w porównaniu do nośnika kopalnego



Poziom emisji dla porównywanego nośnika kopalnego

## Akt delegowany do Taksonomii UE

**Data publikacji:**  
4 czerwca 2021 r.

**Status legislacyjny:**  
akt obowiązujący od 1 stycznia 2023 r.

**Numer aktu prawnego:**  
Rozporządzenie delegowane Komisji  
2021/2139; C/2021/800

**Pkt. 4.14. aktu delegowanego 2021/2139** do kategorii zrównoważonego środowiskowo/ekologicznego i zgodnego z wymogami Taksonomii UE będzie można zaliczyć działalność w zakresie **sieci przesyłowych i dystrybucji gazów odnawialnych i niskoemisyjnych** (a zatem także wodoru) polegającą na:

- Retrofitingu sieci gazowych;
- Modernizacji sieci gazowych w celu umożliwienia blendingu wodoru;
- Budowie i eksploatacji dedykowanych sieci wodorowych lub jego derywatów.

Zasada  
„nie czyn poważnych  
szkód”



Zmiana przeznaczenia nie  
zwiększa zdolności transmisji  
gazu sieci gazowej

Nie przedłuża cyklu życia  
sieci gazowej, chyba że ma  
ona transportować wodór  
niskoemisyjny

Inwestycje w obecnie istniejące sieci gazowe w celu przedłużenia ich funkcjonowania, aby zostały uznane za spełniające zasadę „nie czyn poważnych szkód”, będą musiały polegać na retrofitingu.

## Akty delegowane do RED – pomiar emisji CO<sub>2</sub> dla RFNBO

**Data publikacji:**  
13 luty 2023 r.

**Status legislacyjny:**  
Parlament i Rada UE mają 2 miesiące  
na zgłoszenie uwag

**Numery aktów prawnych:**  
C(2023) 1086 final

Art. 25 (2)

**Akt delegowany dotyczący pomiaru emisji CO<sub>2</sub> dla RFNBO**  
(jak opomiarować emisje CO<sub>2</sub> by realizować cele RFNBO?)

**Wzór dla kalkulacji emisji CO<sub>2</sub> dla RFNBO:**

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

$e_i$  = emisje z nośników wsadowych (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

$e_p$  = emisje z procesów technologicznych (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

$e_{td}$  = emisje dla transportu i dystrybucji (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

$e_u$  = emisje ze spalania w procesach końcowych (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

$e_{ccs}$  = emisje zredukowane z użyciem CCS (gCO<sub>2</sub>eq / MJ paliwa)

**Wybrane wskaźniki:**

Emisje dla transportu i dystrybucji obejmują wszystkie emisje powiązane z dostarczeniem wodoru. Wartość  $e_{td}$  obejmuje także emisje związane z magazynowaniem wodoru, w tym także u odbiorcy.

**Emisje wyłączone z kalkulacji wartości  $e_{td}$ :**

Do emisji z transportu i dystrybucji nie włącza się emisji powstałych przy wytworzeniu urządzeń oraz emisji z sprężania i dystrybucji wodoru w celu jego bezpośredniego wykorzystania w pojazdach.

## Pakiet Dekarbonizacji Rynku Gazu Ziemnego i Wodoru (tzw. Nowy Pakiet Gazowy)

**Data publikacji:**  
15 grudnia 2021 r.

**Status legislacyjny:**  
Komisja Europejska i Rada Unii Europejskiej przedstawiły stanowiska; w Parlamencie Europejskim nadal trwają prace

**Numery aktów prawnych:**  
COM/2021/803/final;  
COM/2021/804/final

- Stworzenie faktycznie **nowej gałęzi rynku wewnętrznego** w obrębie Unii Europejskiej tj. rynku wodoru, poprzez określenie dedykowanych zasad jego funkcjonowania na bazie praw i obowiązków funkcjonujących na rynku wewnętrznym gazu.
- Powołanie **Europejskiej Sieci Operatorów Wodorowych** (ENNOH) mającej koordynować transgranicznie budowę sieci wodorowych oraz opracowywać szczegółowe zasady techniczne eksploatacji sieci.
- Umożliwienie transportu **zblendowanego** wodoru przez połączenia transgraniczne do **5%** zawartości mieszanki gazu.
- Wdrożenie obowiązku przygotowywania **dziesięcioletnich planów rozwoju sieci** oraz uwzględnianie sieci wodorowych w krajowych planach energetyczno-klimatycznych.
- Od **1 stycznia 2031 r.** zasadą będzie **dostęp do sieci wodorowej w oparciu o taryfy**. W okresie przejściowym możliwe jest stosowanie dostępu w oparciu o system negocjowania dostępu.
- **Wdrożenie unbundlingu** (rozdział wertykalny) tj. rozdziału działalności wytwarzania i obrotu wodorem od jego transportu. Domyślną zasadą będzie rozdział własnościowy, natomiast do 31 grudnia 2030 r. można funkcjonować w oparciu o zarządzanie siecią za pośrednictwem spółki zależnej, bez wpływu na nie przez spółkę dominującą (model ITO).
- Niezależność operatora sieci wodorowej od operatora sieci gazowej / energii elektrycznej (rozdział horyzontalny) powinien zostać zapewniony poprzez co najmniej **niezależność w zakresie formy prawnej**.

# Wybrane akty krajowe dotyczące produkcji wodoru



Polskie otoczenie regulacyjne dla wodoru i pochodnych zaczyna się stopniowo rozwijać w odpowiedzi na bardzo dużą dynamikę regulacyjną na poziomie europejskim.

## Ustawa Prawo Energetyczne\*

- Wdrożenie przepisów określających zasady dotyczące funkcjonowania sieci wodorowych.
- Brak rozróżnienia transportu wodoru na przesył i dystrybucję sieciową.
- Wprowadzenie kategorii „małych sieci wodorowych” zwolnionych z części obowiązków przewidzianych dla sieci.
- Możliwość pełnienia roli operatora sieci gazowej oraz operatora sieci wodorowej.
- Określenie sposobu wyboru operatora sieci wodorowej i jego obowiązków, np. opracowania instrukcji ruchu sieci.

## Ustawa Prawo budowlane / o gospodarce nieruchomościami\*

- Wskazanie, że dotychczasowe uprawnienia budowlane w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń cieplnych, gazowych, wodociągowych i kanalizacyjnych uprawniają do projektowania sieci i rurociągów bezpośrednio wodorowych.
- Sieci wodorowe i rurociągi bezpośrednie o ciśnieniu nie wyższym niż 5 bar realizowane będą w oparciu o zgłoszenie.
- Inwestycje w sieci przesyłowe wodoru, w tym urządzeń niezbędnych do ich utrzymania, będą mogły zostać uznane za inwestycje celu publicznego.

## Rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego\*\* / wodorowego\*\*\*

- W chwili obecnej rozporządzenie dotyczące szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego nie dopuszcza możliwości blendingu wodoru w sieciach gazowych.
- Rozporządzenie podglądowe dotyczące szczegółowych warunków funkcjonowania systemu wodorowego uszczegółowi zasady warunków przyłączania do sieci wodorowych, sposobu prowadzenia obrotu wodorem, warunki świadczenia usług przesyłania i prowadzenia ruchu sieciowego, zasady wprowadzenia ograniczeń w sieci, a także parametry jakościowe wodoru transportowane sieciami.

\* Projekt ustawy z dnia 21 grudnia 2022 r. o zmianie Ustawy Prawo Energetyczne i niektórych innych ustaw (UD 382)

\*\* Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158 i 1814 oraz z 2022 r. poz. 1899)

\*\*\* Rozporządzenie podglądowe (projekt z dnia 19 grudnia 2022 r.) w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu wodorowego (załącznik do UD 382)

# 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.

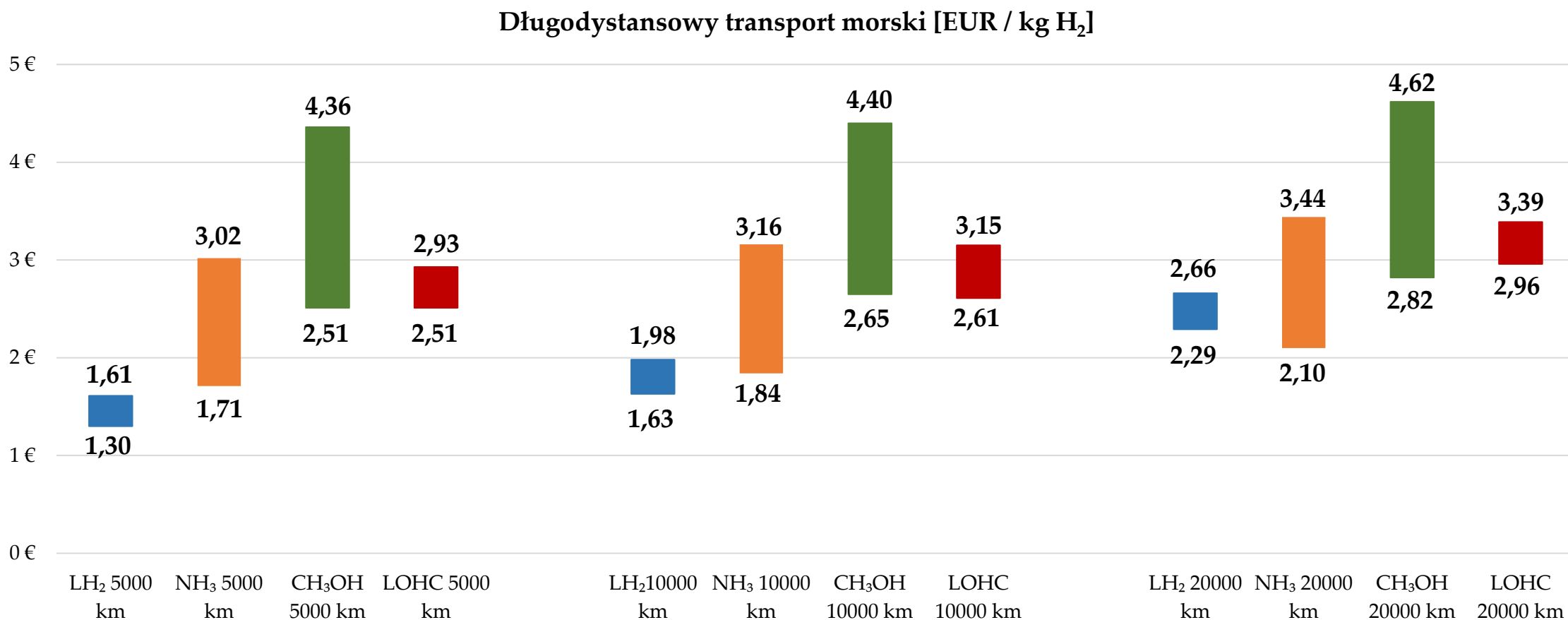
### LOHC

- 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> | <b>1,46</b>  | <b>Rek: 2,85<br/>NIERek: 0,71</b> | <b>Rek: 5,00<br/>NIERek: 3,83</b> | <b>3,28</b> |

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

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

- Wolumen dostarczenia to 1 Mt/rok wodoru odnawialnego;
- Odległość transportu wynosi 2500 km;
- Cena energii elektrycznej na poziomie 50 EUR/MWh;
- Brak uwzględnienia kosztów budowy terminali odbioru amoniaku, metanolu i LOHC;
- Napęd biodislowy statków;
- W przypadku metanolu CO<sub>2</sub> pozyskiwane w ramach technologii DAC, aby umożliwić zakwalifikowanie jako wódór odnawialny.

\* Dibenzytololuen.

## 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

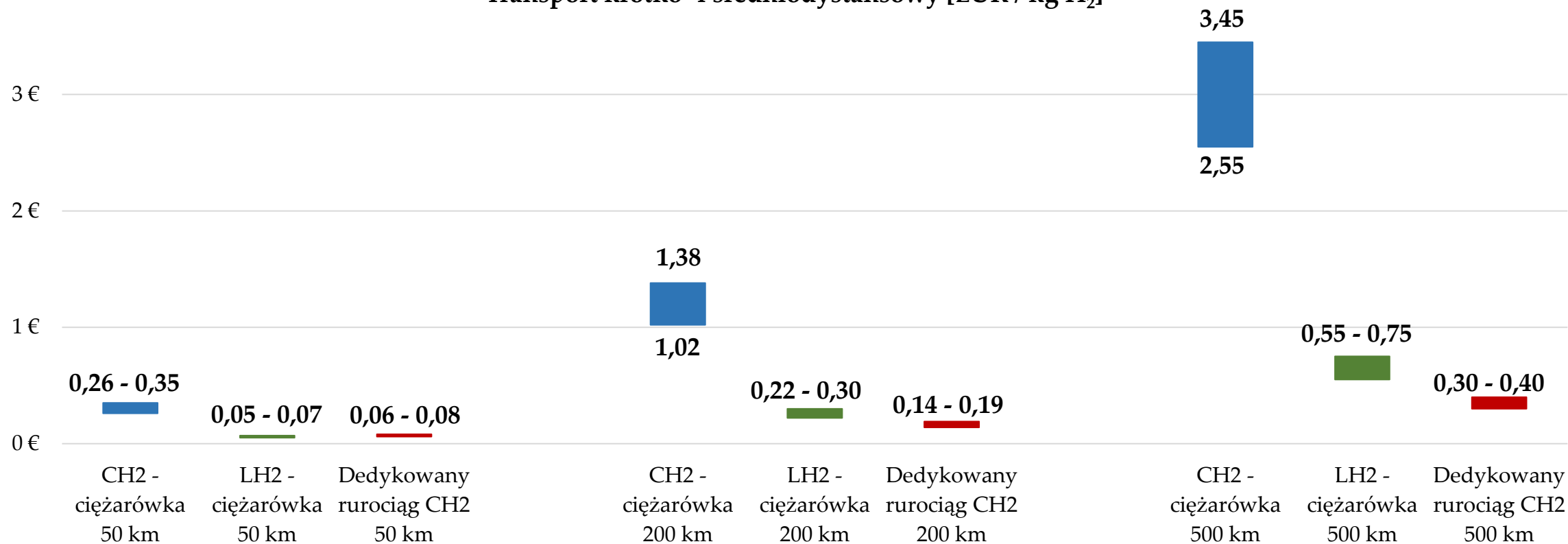
- Obecna infrastruktura to głównie 8- i 12-calowe rurociągi działające pod ciśnieniem 40-60 barów;
- Niski OPEX oraz ślad węglowy funkcjonowania;
- Stosunkowo wysoki CAPEX i wymóg realizacji czasochłonnego procesu inwestycyjnego.

- 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

# Łańcuch wartości wodoru

## III. Transport

Infrastruktura tankowania

## Stacje tankowania wodoru w Polsce i UE - rozporządzenie PE i Rady w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR) z marca 2023 roku

- *Rozporządzenie w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR)* stanowi element pakietu „Fit for 55” i wyznacza konkretne etapy tworzenia infrastruktury ładowania pojazdów alternatywnych, w tym:
  - energią elektryczną pojazdów drogowych BEV oraz jednostek pływających w portach i samolotów na lotniskach,
  - **tankowania pojazdów drogowych FCEV wodorem,**
  - tankowania pojazdów drogowych skroplonym amoniakiem.
- W marcu 2023 r. Rada i Parlament Europejski osiągnęły wstępne porozumienie co do proponowanych przepisów.
- Punktem wyjścia rozporządzenia jest **Transeuropejska sieć transportowa – TEN-T**, która stanowi podstawę europejskiej polityki w zakresie infrastruktury transportowej z siecią bazową (główne autostrady transeuropejskie), siecią kompleksową i 424 węzłami miejskimi.

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

Ponadto, infrastruktura musi spełniać następujące wymagania:

- umożliwiać doraźne tankowanie,
  - umożliwiać płatność elektroniczną,
  - jasno informować o wariantach płatności.
- **Umieszczenie stacji co 200 km w sieci rdzeniowej oznacza ok. 233 punktów tankowania H<sub>2</sub> oraz 424 stacje w węzłach miejskich. Łącznie sieć stacji tankowania wodoru w 2030 roku w Unii Europejskiej powinna liczyć przynajmniej 657 stacji.**

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

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

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

|           |               | Stacje H <sub>2</sub> w węzłach miejskich | Stacje H <sub>2</sub> przy drogach sieci bazowej TEN-T | Razem     |
|-----------|---------------|---|--|-----------|
| 1.        | Niemcy        | 77  | 32   | 109       |
| 2.        | Hiszpania     | 49  | 29   | 78        |
| 3.        | Włochy        | 49  | 21   | 70        |
| 4.        | Francja       | 42  | 26   | 68        |
| <b>5.</b> | <b>Polska</b> | <b>30</b>                                 | <b>19</b>  | <b>49</b> |
| ...       | ...           | ...                                       | ...  | ...       |
| 27.       | UE            | 424                                       | 233  | 657       |

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

- Zakładając, że stacje będą pracowały przez 365 dni w roku i będą eksploatowane przy wydajności 1 tony wodoru dziennie, **roczne zapotrzebowanie na wodór w sektorze transportu drogowego w Unii Europejskiej w ramach sieci TEN-T w 2030 roku wynosiłoby przynajmniej 239 805 ton H<sub>2</sub>**
- Przyjmując podobne założenia dla **49 stacji tankowania wodoru, które powinny powstać w Polsce do 2030 roku, roczne zapotrzebowanie na wodór w sektorze transportu drogowego ramach sieci TEN-T wynosiłoby przynajmniej 17 885 ton H<sub>2</sub>**

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

# Łańcuch wartości wodoru

## III. Transport

Wnioski i rekomendacje



### 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 rzutować na wybór jego nośnika przy imporcie ze względu na możliwość bezpośredniego wykorzystania derywatu w niektórych sektorach gospodarki (np. rafineryjnym, petrochemicznym, nawozowym).
- Skala retrofitingu sieci gazowych i przekształcania ich w sieci wodorowe, pomimo największej atrakcyjności kosztowej, może być ograniczona ze względu na potrzebę dostosowania infrastruktury u odbiorców umożliwiających wykorzystanie wodoru.
- Wąskim gardłem w transporcie wodoru może okazać się jego dystrybucja do odbiorcy końcowego. Istotną rolę w minimalizacji kosztów dystrybucyjnych może odegrać tworzenie lokalnych centrów bilansujących zapotrzebowanie ze zdolnościami wytwórczymi. W tym kontekście koncepcja dolin wodorowych może pozytywnie oddziaływać nie tylko na zmniejszenie ceny wodoru u odbiorcy końcowego, lecz także ograniczenie śladu węglowego dostarczanego wodoru.
- Uzasadnione wydaje się stworzenie dedykowanego systemu wsparcia dla importu zielonego wodoru i jego pochodnych. Jest to rozwiązanie stosowane przez Niemcy (platforma H2Global) oraz Niderlandy.



**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 regulacyjne

**Wpływ regulacji UE na zastosowanie wodoru:**

- Dyrektywa RED
- Dyrektywa EED
- Dyrektywa ETD
- Dyrektywa IED
- Rewizja EU ETS
- Rozporządzenie FuelEU Maritime
- Rozporządzenie REFuel EU Aviation

### 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

# Łańcuch wartości wodoru

## IV. Zastosowanie

Sektory zastosowania

## Sektory zastosowania wodoru 1/3



## Przemysł chemiczny

- Podstawą działania sektora chemicznego jest synteza amoniaku. Proces produkcji amoniaku wymaga reakcji pomiędzy wodorem i azotem (reakcja Habera-Boscha).
- Współcześnie do produkcji amoniaku w sektorze chemicznym głównie używa się wodoru szarego pochodzącego z reformingu parowego gazu ziemnego.
- Przemysł chemiczny mógłby znacząco obniżyć swoje bezpośrednie emisje CO<sub>2</sub>, w tym ekspozycję na EU ETS przechodząc na wykorzystanie mniej emisyjnych rodzajów wodoru w procesie produkcji amoniaku.
- Zastosowanie paliw RFNBO i niskoemisyjnych może być główną metodą redukcji emisji CO<sub>2</sub> w sektorze chemicznym.

Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2023-2025

TRL

8-9



## 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

2023-2025

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).

Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2025-2030

TRL

7-8



## 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.

Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2030

TRL

6-7

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).

Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2030

TRL

7-8

## 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



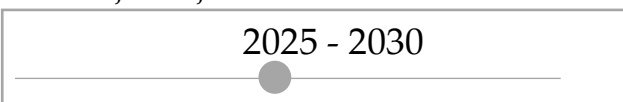
TRL



### 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



TRL



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

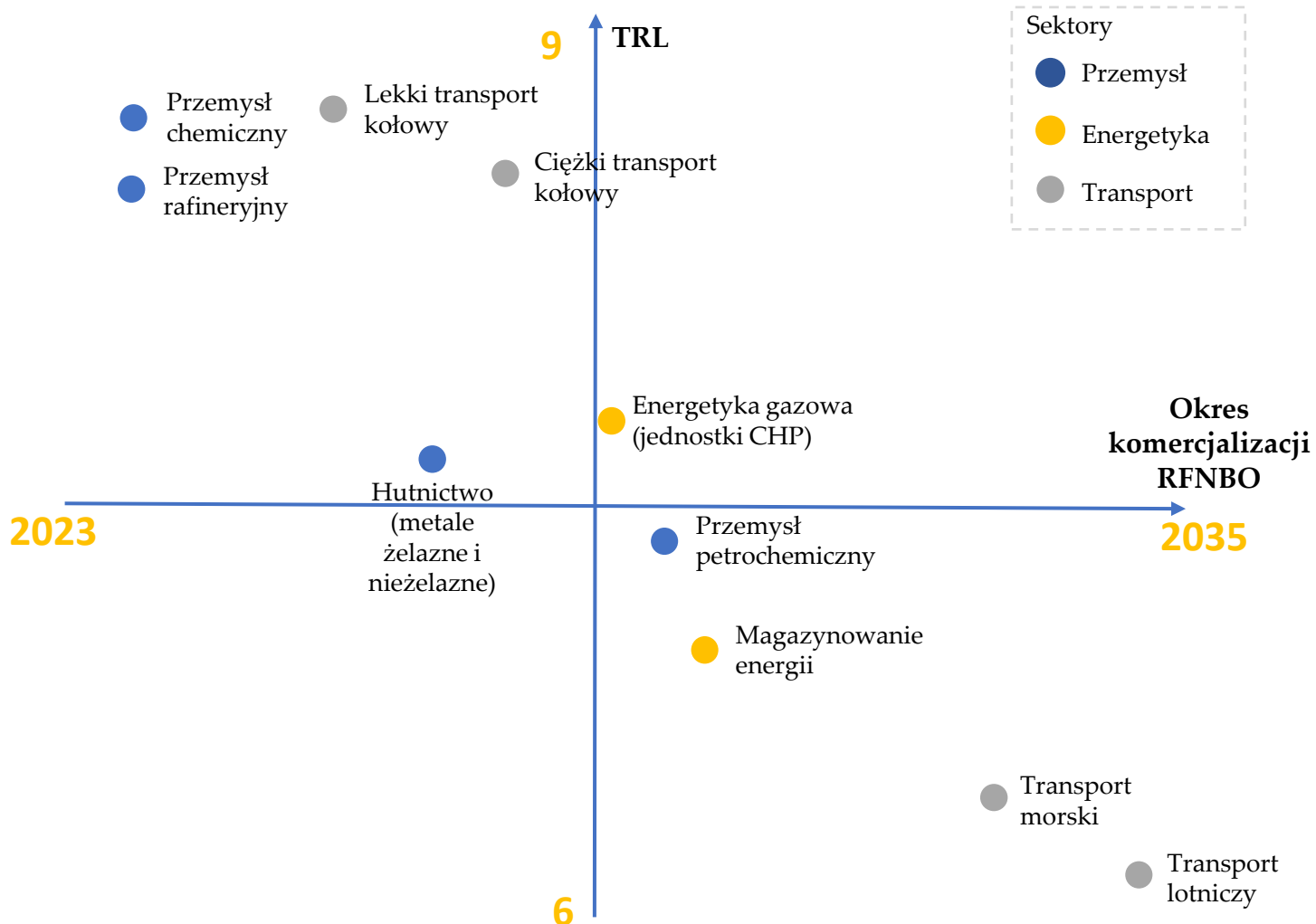
Komercjalizacja zastosowania RFNBO



TRL



## 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).



# Łańcuch wartości wodoru

## IV. Zastosowanie

Otoczenie regulacyjne

# Kluczowe regulacje wpływające na zastosowanie wodoru i pochodnych w UE - podsumowanie

| Nazwa aktu prawnego                   | Jak wpływa na zastosowanie paliw RFNBO?  | Na jakie sektory zastosowania paliw RFNBO wpływa?                                   | Skrócony opis   | Kiedy może wejść w życie? |
|---------------------------------------|--|---|---|---------------------------|
| <b>EU ETS – emisje CO2</b>            | Wywiera presję redukcji emisji CO <sub>2</sub> i zachęca do użycia nisko i zeroemisyjnych nośników energii (np. paliw RFNBO) | Przemysł, energetyka, ciepłownictwo, transport morski i lotniczy, transport osobowy | Rosnące ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> , zastrzane benchmarki emisyjności oraz odejście od darmowej alokacji istotnie wpłyną na wzrost kosztów użycia węglowodorów w procesach przemysłowych i energetycznych, przejście na użycie mniej emisyjnych nośników energii będzie preferowane (np. RFNBO) | 1H 2023 r.                |
| <b>RED III – OZE</b>                  | Promuje wykorzystanie paliw RFNBO w państwach UE poprzez dedykowane cele sektorowe   | Przemysł, transport   | RED III wprowadza dedykowane cele zastosowania RFNBO w przemyśle do 2030 r. (42%), do 2035 r. (60%), w transporcie do 2030 r. (1%)  | 1H 2023 r.                |
| <b>EED – efektywność energetyczna</b> | Promuje technologię gazową, wysokosprawnej kogeneracji, która może być stopniowo dekarbonizowana z użyciem paliw RFNBO       | Energetyka, ciepłownictwo   | Dyrektywa wprowadza limit emisyjności 270g CO <sub>2</sub> /kWh dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych systemów ciepłowniczych co może generować stopniowe procesy zazieleniania jednostek kogeneracyjnych z użyciem m.in. wodoru   | 1H/2H 2023 r.             |
| <b>ETD – opodatkowanie energii</b>    | Wprowadza preferencyjne stawki opodatkowania dla paliw RFNBO stosowanych na potrzeby transportowe i grzewcze                 | Energetyka, transport   | Paliwa RFNBO stosowane na potrzeby transportowe i grzewcze mają posiadać 6-krotnie niższe stawki podatkowe niż paliwa bazujące na węglowodorach   | 2023/2024 r.              |
| <b>IED – emisje przemysłowe</b>       | Określa wymogi środowiskowe i emisyjności dla dużych instalacji przemysłowych w UE   | Przemysł, energetyka, ciepłownictwo   | Wprowadza obowiązkowe standardy BAT dla instalacji przemysłowych, operatorzy instalacji będą musieli przedstawić plany dekarbonizacji aktywów do 2050 r.  | 2H2024 r.                 |
| <b>FuelEU Maritime</b>                | Promuje wykorzystanie nisko i zeroemisyjnych technologii w transporcie morskim (m.in. paliw RFNBO, biopaliw)                 | Transport morski  | Rozporządzenie ma zapewnić redukcję emisji CO <sub>2</sub> w sektorze transportu morskiego z wykorzystaniem LNG, paliw pochodzenia biologicznego, a także paliw RFNBO (m.in. odnawialny metanol i odnawialny amoniak), cel użycia 2% RFNBO do 2034 r.   | 2H 2023 r.                |
| <b>REFuelEU Aviation</b>              | Promuje wykorzystanie nisko i zeroemisyjnych technologii w transporcie lotniczym (m.in. paliw RFNBO, biopaliw)               | Transport lotniczy  | Rozporządzenie ma zapewnić redukcję emisji CO <sub>2</sub> w sektorze transportu lotniczego po przez zastosowanie paliw pochodzenia biologicznego, a także paliw RFNBO (m.in. paliwa syntetyczne produkowane metodą Fischera-Tropscha, e-kerozyna)  | 2H 2023 r.                |

# Rewizja EU ETS – wypieranie zastosowania węglowodorów w gospodarce UE

**Data publikacji:**  
14 lipca 2021 r. (Fit for 55)

**Status legislacyjny:**  
Przyjęte przez Radę UE i Parlament Europejski – oczekuje na finalną publikację

**Numer aktu prawnego:**  
COM/2021/551 final

## Sektory EU ETS



Przemysł



Energetyka i ciepłownictwo



Transport lotniczy (koniec darmowych uprawnień w 2026 r.)



Transport morski (od 2024 r. w EU ETS)



Transport drogowy (od 2027 r. w EU ETS II)

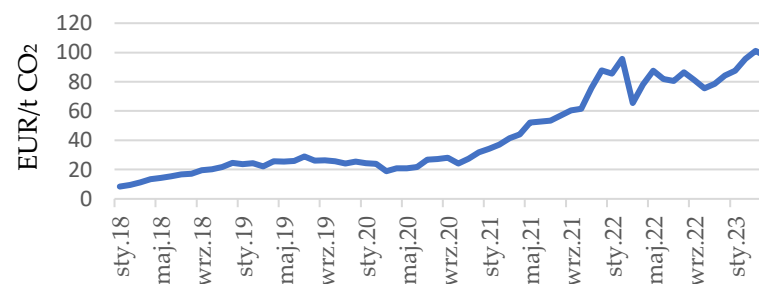


Budownictwo (od 2027 r. w EU ETS II)

## Presja dekarbonizacyjna EU ETS

- Stały wzrost cen uprawnień do emisji
- Zmniejszanie liczby uprawnień w obiegu rynkowym
- Obniżanie sektorowych benchmarków emisji
- Ograniczanie darmowej alokacji w EU ETS (brak darmowych uprawnień CO<sub>2</sub>)

Ceny uprawnień CO<sub>2</sub> na rynku EU ETS (2018-obecnie)



## Konsekwencje EU ETS

- Wzrost kosztów konwencjonalnych procesów produkcyjnych i technologii opartych na użyciu węglowodorów
- Zwiększanie atrakcyjności kosztowej wykorzystania nośników nisko i zeroemisyjnych (m.in. paliw RFNBO) – zmniejszanie ekspozycji na EU ETS
- Długoterminowa dekarbonizacja unijnej gospodarki z wykorzystaniem alternatywnych nośników energii
- System EU ETS jest jednym z kluczowych mechanizmów transformacji energetycznej UE, w tym także zastosowania paliw RFNBO!

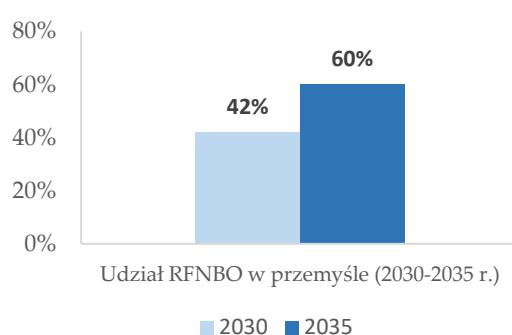
# Dyrektywa RED III – cele zastosowania RFNBO w Unii Europejskiej

**Data publikacji:**  
14 lipca 2021 r. (Fit for 55)

**Status legislacyjny:**  
Wstępne porozumienie Rady i  
Parlamentu Europejskiego – marzec  
2023 r.

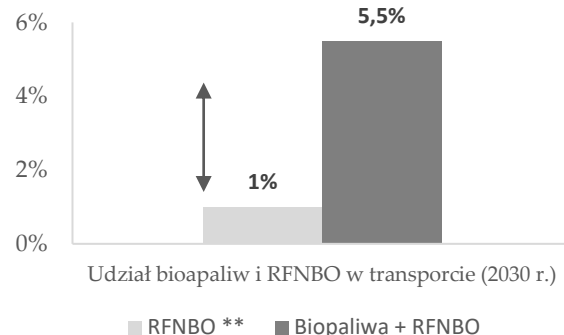
**Numer aktu prawnego:**  
COM/2021/557/final

## Cele RFNBO - RED III



### PRZEMYSŁ

42% wodoru wykorzystywanego w przemyśle do 2030 r. będą stanowił paliwa RFNBO, a 60% do 2035 r.\*



### TRANSPORT

1% udział RFNBO w całkowitym zużyciu energii w transporcie do 2030 r., jako część w ramach łącznego celu 5,5% dla zaawansowanych biopaliw i RFNBO.

## Realizacja celów RFNBO w Polsce

- Wymagana aktualizacja KPEiK z uwzględnieniem sektorowych celów RFNBO do 2030 r. (przemysł, transport osobowy, ewentualnie transport morski i lotniczy)
- Cel RFNBO w transporcie będzie prawdopodobnie realizowany na podobnych zasadach jak Narodowy Cel Wskaźnikowy (NCW)
- Cel RFNBO w przemyśle będzie wymagał opracowania nowych rozwiązań legislacyjnych, a także rozpoznania wybranych procesów technologicznych wykorzystujących wodór i jego pochodne (potrzebne dla odpowiedniej kalkulacji realizacji celów RFNBO zgodnie z wzorem z art. 22 RED III)
- Realizacja celów RFNBO może wymagać dedykowanego systemu wsparcia, np. wdrożenia planowanych kontraktów różnicowych dla wytwórców i odbiorców wodoru w Polsce (pokrycie luki finansowej projektów, połączenie popytu z podażą)
- Konieczne może być także zaplanowanie rozwoju dedykowanych źródeł OZE w Polsce dla produkcji wodoru odnawialnego oraz potencjalnych kierunków importu wodoru i pochodnych (inwestycje zagraniczne/terminale importowe)

\* W przypadku krajów, które do 2030 r. osiągną udział wodoru wolnego od paliw kopalnych na poziomie co najmniej 77%, cel RFNBO w przemyśle może zostać obniżony o 20% (do 22%). Przepis ten zapewnia elastyczność krajom dążącym do opracowania silnej polityki w zakresie wodoru z energii jądrowej (np. Francja, Szwecja, jednak może być to także istotne dla Polski).

\*\* Cel RFNBO w transporcie do 2030 r. wynosi minimum 1% jako łączny cel 5,5% dla biopaliw i RFNBO, udział paliw RFNBO w transporcie może być większy niż 1% w zależności od polityki danych państw UE.

# Rozporządzenie FuelEU Maritime – dekarbonizacja transportu morskiego w UE

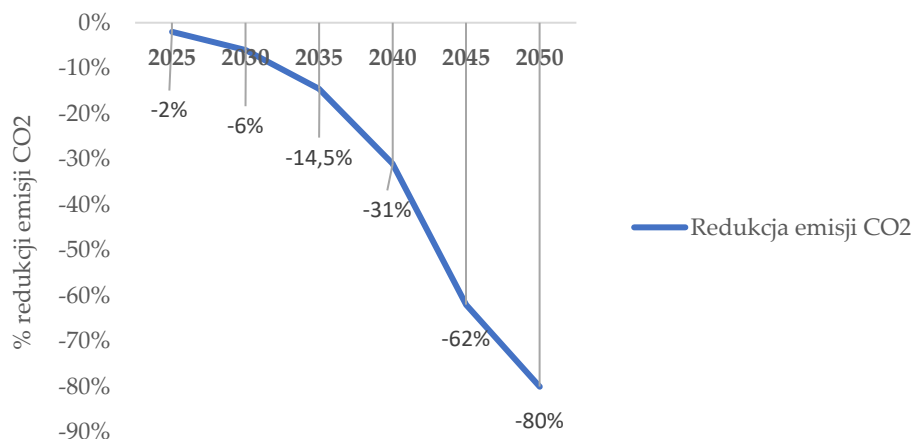
**Data publikacji:**  
14 lipca 2021 r. (Fit for 55)

**Status legislacyjny:**  
Wstępne porozumienie Rady i  
Parlamentu Europejskiego – marzec  
2023 r.

**Numer aktu prawnego:**  
COM (2021) 562 final

## Redukcja emisji CO<sub>2</sub> w transporcie morskim (2025-2050)

Rozporządzenie FuelEU Maritime zakłada 80% redukcję emisji CO<sub>2</sub>\* w transporcie morskim w latach 2025 - 2050 r. w UE z wykorzystaniem paliw niskoemisyjnych i odnawialnych (m.in. biopaliwa, paliwa RFNBO).



## Zakres wpływu regulacji:

- Wszystkie statki o **tonażu powyżej 5000 ton brutto** (oprócz lodolamaczy)
- Obowiązek **monitorowania i raportowania zużycia energii przez statki** wraz z wbudowaną emisją CO<sub>2</sub> w okresach rocznych, pokrycie redukcji emisji CO<sub>2</sub> z wykorzystaniem **certyfikatów (FuelEU Certificate)**
- Obowiązki związane z rozporządzeniem wchodzi w życie **1 stycznia 2025 r.**



## Struktura paliwowa w transporcie morskim:

- 2030 r. → paliwa odnawialne i niskoemisyjne (m.in. biopaliwa, paliwa RFNBO) mają stanowić **6% - 9% mieszanki paliwowej** w międzynarodowym transporcie morskim
- 2034 r. → **2% cel wykorzystania RFNBO w 2034 r.\*\***, jeżeli Komisja stwierdzi, że w 2031 r. udział RFNBO w koszyku paliw wyniesie mniej niż 1%
- 2050 r. → paliwa odnawialne i niskoemisyjne (m.in. biopaliwa, paliwa RFNBO) mają stanowić **86% - 88% mieszanki paliwowej** międzynarodowego transportu morskiego

\* Należy zauważyć, że oprócz wpływu FuelEU Maritime, dużym czynnikiem zmian technologicznych i dekarbonizacji w sektorze będzie wejście transportu morskiego do EU ETS (od 2024 r.)

\*\* Aby zachęcić do stosowania paliw RFNBO w transporcie morskim KE planuje wprowadzić mnożnik 2x do roku 2035, dzięki czemu każda tona użytego e-paliwa będzie liczona dwukrotnie do celów redukcji emisji CO<sub>2</sub>, dodatkowo przeznaczone zostaną środki w ramach Funduszu Innowacyjnego i Funduszu Oceanicznego na rozwój paliw RFNBO w sektorze morskim.

# Rozporządzenie REFueLEU Aviation – dekarbonizacja transportu lotniczego w UE

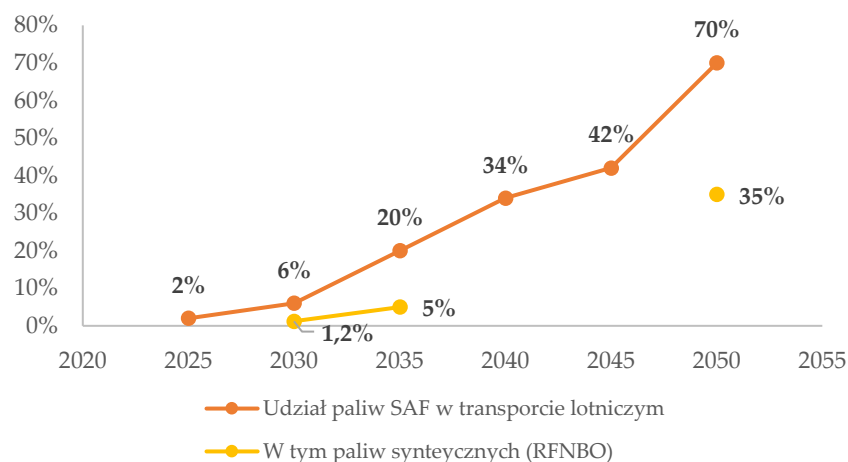
**Data publikacji:**  
14 lipca 2021 r.

**Status legislacyjny:**  
Wstępne porozumienie Rady i  
Parlamentu Europejskiego –  
kwiecień 2023 r.

**Numer aktu prawnego:**  
COM (2021) 651 final

## Paliwa SAF\* w transporcie lotniczym (2025-2050)

Rozporządzenie ReFuelEU Aviation zakłada stopniowe zwiększanie wykorzystania **zrównoważonych paliw lotniczych (SAF)\*** przez operatorów statków powietrznych.



## Zakres wpływu regulacji:

- Wszyscy operatorzy statków powietrznych, których loty rozpoczynają się w europejskich portach lotniczych będą zobowiązani do przestrzegania tego rozporządzenia
- Cele udziału paliw SAF w transporcie lotniczym będą realizowane przez dostawców paliw\*\*
- Operatorzy statków powietrznych będą zobowiązani do raportowania zużycia paliw, w tym paliw SAF do Agencji UE ds. Bezpieczeństwa Lotniczego (EASA)
- Realizacja obowiązków wskazanych w rozporządzeniu rozpocznie się od 2024 i od 2025 r.



## Struktura paliwowa w transporcie morskim:

- W pierwszej kolejności, dekarbonizacja transportu lotniczego będzie realizowana z wykorzystaniem paliw pochodzenia biologicznego (biopaliw), a w dalszej kolejności z użyciem paliw syntetycznych (RFNBO m.in. e-kerozyna)
- W ramach realizacji ogólnych celów SAF, określony udział w koszyku paliw będą musiały stanowić **paliwa syntetyczne (RFNBO), takie jak e-kerozyna (1,2% w 2030 r., 2% w 2032 r., 5% w 2035 r. i stopniowo do 35% w 2050 r.)**.

\* Zrównoważone paliwa lotnicze (SAF) – oznaczają paliwa lotnicze typu „drop-in” będące syntetycznymi paliwami lotniczymi (paliwa RFNBO m.in. e-kerozyna), zaawansowanymi biopaliwami zdefiniowanymi w RED lub biopaliwami wytworzonymi z surowców wymienionych w załączniku IX do RED. Oznacza to, że do definicji paliwa SAF kwalifikują się zarówno paliwa pochodzenia biologicznego jak i niebiologicznego (wodoropochodne).

\*\* Ostateczny tekst powinien również zawierać mechanizm elastyczności do 2035 r., pozwalający dostawcom paliw na dostarczanie części SAF jako średniej ważonej wszystkich paliw lotniczych dostarczanych przez nich każdego roku do portów lotniczych w UE.

# Dyrektywa EED – limity emisji dla wysokosprawnej kogeneracji

**Data publikacji:**  
14 lipca 2021 r. (Fit for 55)

**Status legislacyjny:**  
Wstępne porozumienie Rady i  
Parlamentu Europejskiego –  
marzec 2023 r.

**Numer aktu prawnego:**  
COM/2021/558 final

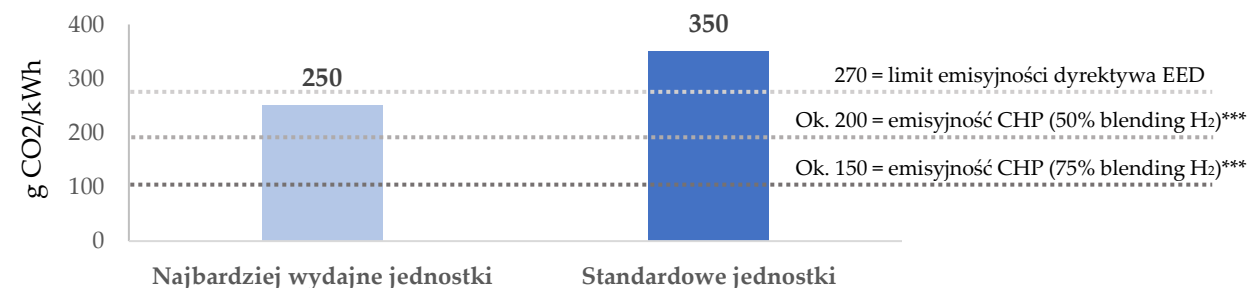
## Wymogi dla wysokosprawnej kogeneracji – dyrektywa EED:

- Produkcja kogeneracyjna w jednostkach kogeneracji powinna zapewnić oszczędności energii pierwotnej w wysokości **co najmniej 10%** w porównaniu z wartościami referencyjnymi dla rozdzielonej produkcji ciepła i energii elektrycznej;
- Jednostki wysokosprawnej kogeneracji, które zostały zbudowane lub poddane istotnej renowacji po transpozycji tej dyrektywy, będą musiały wykazać, że emisje dwutlenku węgla z produkcji kogeneracyjnej zasilanej paliwami kopalnymi wynoszą **mniej niż 270 g CO<sub>2</sub> na 1 kWh energii wyjściowej\***;
- Jednostki kogeneracji działające przed wejściem w życie tej dyrektywy mogą odstąpić od tego wymogu do dnia 1 stycznia 2034 r., pod warunkiem że posiadają plan stopniowego zmniejszenia emisji w celu osiągnięcia proggu emisyjności **poniżej 270 g CO<sub>2</sub> na 1 kWh\*\* energii wyjściowej do dnia 1 stycznia 2034 r.** i powiadomiły o tym planie odpowiednie podmioty krajowe;
- Jednostki posiadające moc powyżej 25 MW pracujące w skojarzeniu **będą musiały charakteryzować się minimum 70% sprawnością pracy.**

## Jednostki wysokosprawnej kogeneracji na rynku krajowym/UE:

- Znacząca część pracujących lub uruchamianych jednostek CHP w Polsce charakteryzuje się **emisyjnością jednostkową na poziomie 300-350g CO<sub>2</sub>/kWh**;
- Planowane jednostki kogeneracyjne (planowane/budowane) mogą charakteryzować się **emisyjnością poniżej 270g CO<sub>2</sub>/kWh** o ile zastosowane zostaną wiodące technologie rynkowe o wysokiej sprawności całkowitej (>70%);
- Długoterminowe obniżenie emisyjności jednostek CHP będzie możliwe dzięki częściowej zmianie nośnika energii o mniejszym śladzie węglowym (**np. współspalanie gazu ziemnego z wodorem**).

Emisyjność jednostek wysokosprawnej kogeneracji CHP (kg CO<sub>2</sub>/kWh)



\* Należy zakładać, że limity emisji dla wysokosprawnej kogeneracji będą redukowane w kolejnych rewizjach dyrektywy EED, kreując rynek jednostek CHP dostosowanych do domieszki wodoru/biometanem.

\*\* Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) w Energy Lending Policy z 2020 r. określił, że nie będzie finansował jednostek gazowych o emisyjności jednostkowej powyżej 250g CO<sub>2</sub>/kWh

\*\*\* Podane poziomy zredukowanych emisji CO<sub>2</sub> dotycząc jednostki o wyjściowej emisyjności 330g CO<sub>2</sub>/kWh, która jest dostosowana do wysokich % domieszki wodoru (50-75%) – ETN Global 2022

# Dyrektywa ETD – opodatkowanie nośników energii w zależności od śladu węglowego

**Data publikacji:**  
14 lipca 2021 r. (Fit for 55)

**Status legislacyjny:**  
Trwają prace w Radzie UE, nie odbyło się jeszcze pierwsze czytanie w Parlamencie Europejskim

**Numer aktu prawnego:**  
COM (2021) 563 final

## Skrócony opis:

- Dyrektywa ETD w najnowszej wersji (z 2021 r.) wprowadza nowe stawki minimalnego opodatkowania dla nośników energii **uwzględniając ich ślad węglowy oraz wpływ na środowisko**, a nie tylko wolumen
- Przyjęte stawki opodatkowania są wyrażone w EUR/GJ
- Dyrektywa odnosi się do opodatkowania nośników energii używanych jako **paliwa silnikowe, paliwa grzewcze oraz paliwa do produkcji energii elektrycznej** (art. 3 ETD wprowadza wybrane wyłączenia)
- Nośniki energii o wysokim śladzie węglowym będą opodatkowane istotnie wyższymi stawkami niż te o niskim lub zerowym śladzie węglowym
- Dyrektywa ETD jest kolejną z regulacji typu „carbon pricing”, które wprowadzą **dotychczasowe koszty dla wykorzystania węglowodorów w gospodarce UE**
- Przepisy dyrektywy ETD oraz stawki opodatkowania będą obowiązywać w dwóch cyklach od 2024 r. do 2034 r. oraz po 2034 r.
- Dyrektywa ETD może wpłynąć na koszty funkcjonowania transportu konwencjonalnego w UE, a także na sektor ogrzewania.

## Proponowane minimalne stawki opodatkowania (Załącznik 2, ETD)

| Kategoria nośnika energii                                    | Przykład paliwa                              | Minimalna stawka podatkowa  |
|--|--|---|
| Konwencjonalne paliwa kopalne                                | Olej opałowy, mazut, kerozyna, olej napędowy | 10,75 EUR/GJ jako paliwo silnikowe<br>0,9 EUR/GJ na potrzeby grzewcze |
| Konwencjonalne paliw przejściowe                             | Gaz ziemny, LPG                              | 7,17 EUR/GJ jako paliwo silnikowe<br>0,6 EUR/GJ na potrzeby grzewcze  |
| Zrównoważone paliwa pochodzenia biologicznego                | Biopaliwa produkowane z roślin pastewnych    | 5,38 EUR/GJ jako paliwo silnikowe<br>0,45 EUR/GJ na potrzeby grzewcze |
| Zaawansowane paliwa pochodzenia biologicznego, paliwa RFNBO* | Biopaliwa 2 generacji<br>Wodór odnawialny    | 0,15 EUR/GJ   |

\* W ramach rewizji dyrektywy ETD, dla paliw RFNBO (wodór i pochodne) przypisano najniższe minimalne wartości opodatkowania na GJ, co wskazuje, że paliwa RFNBO będą priorytetowo traktowane w dekarbonizacji europejskiej gospodarki.



# Dyrektywa IED – dodatkowe wymogi środowiskowe dla dużych instalacji przemysłowych

**Data publikacji:**  
6 kwietnia 2022 r.

**Status legislacyjny:**  
Trwają prace w Radzie UE, nie odbyło się jeszcze pierwsze czytanie w Parlamencie Europejskim

**Numer aktu prawnego:**  
COM (2022) 156

**Dyrektywa IED** reguluje normy emisji zanieczyszczeń – (m.in. dwutlenek siarki, tlenki azotu, rtęć, chlor, pyły itd) z dużych instalacji spalania paliw – **powyżej 50 MW** mocy dostarczonej w paliwie. IED jest jedną z najbardziej wymagających regulacji środowiskowych, wpływających na przemysłowe instalacje wytwórcze obok systemu EU ETS.

## Kluczowe założenia rewizji dyrektywy IED z 2022 r.

- **Obowiązkowe BAT** - wymogi dotyczące stosowania najlepszych dostępnych technik (BAT) mają stać się obowiązkowe w całej UE, a KE zlikwiduje elastyczność krajowych instytucji wyznaczających normy emisji w ramach BAT (w Polsce są to Marszałkowie Województw) dla instalacji spalania w pozwoleniach zintegrowanych.
- **Plany Transformacji instalacji** - do dnia 30 czerwca 2030 roku operatorzy instalacji będą musieli przygotować plan transformacji dla każdej instalacji zawierający informacje o tym, w jaki sposób instalacja przekształci się w okresie 2030-2050, aby przyczynić się do osiągnięcia neutralnej dla klimatu gospodarki do 2050 r. Plan transformacji każdej instalacji ma podlegać niezależnemu audytowi w zakresie zgodności z celami klimatycznymi UE.

## Potencjalne konsekwencje rewizji IED

- **Zwiększenie wymogów środowiskowych dla instalacji przemysłowych**, w tym w sektorach trudnych do elektryfikacji i dekarbonizacji takich jak m.in.: rafinerie, huty, zakłady chemiczne (przyszłe sektory zastosowania RFNBO)
- Ryzyko konieczności pozyskania **nowych zgód i pozwoleń środowiskowych**
- **Wypieranie z rynku procesów bazujących na węglowodorach** i ich spalaniu, zwiększanie efektywności energetycznej procesów.

H<sub>2</sub>

Rewizja IED może wpłynąć na rozwój zastosowania paliw RFNBO w przemyśle zmniejszając przy tym emisję szkodliwych substancji do środowiska w ramach instalacji produkcyjnych (może zostać to określone w ramach Planów Transformacji do 2050 r.)

Źródło: Komisja Europejska, biznesalert.pl

# Łańcuch wartości wodoru

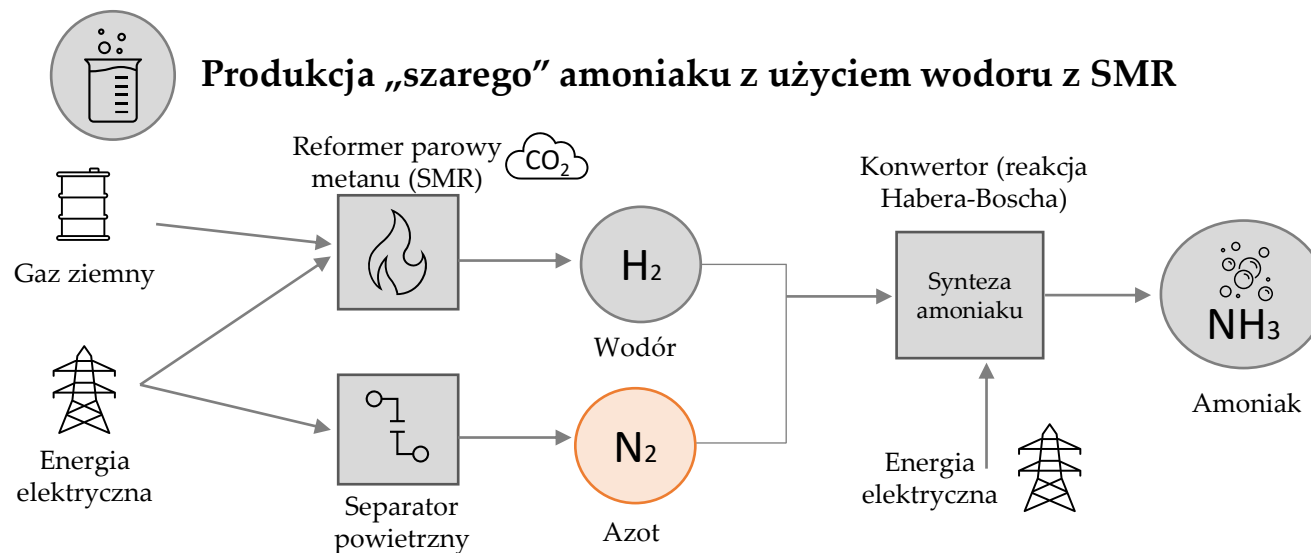
## IV. Zastosowanie

Otoczenie rynkowe

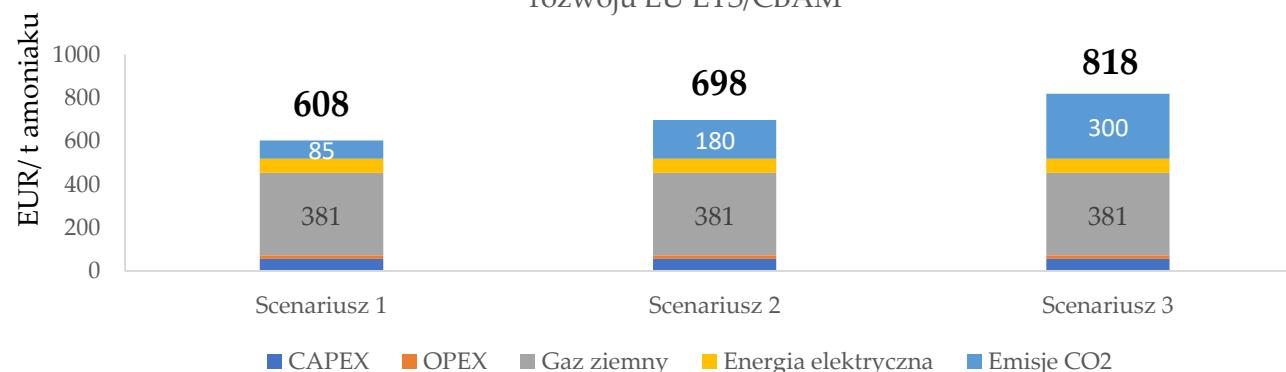
# Sektor chemiczny – produkcja amoniaku w procesach konwencjonalnych

## Komentarz

- Produkcja amoniaku jest wysoce wrażliwa na koszty zakupu gazu ziemnego, które stanowią nawet 70-80% całkowitego kosztu produkcji 1 tony amoniaku
- Przedstawiona kalkulacja zakłada cenę zakupu gazu ziemnego na poziomie 50 EUR/MWh (stała cena dla wszystkich scenariuszy)
- Główną zmienną kosztową w przeprowadzonej kalkulacji są ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a także ścieżką odejścia od darmowej alokacji oraz zastrzegające się benchmarki sektorowe
- Przyjęto, że koszt wytworzenia 1 tony amoniaku może wahać się w przedziale 608-818 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:
  - Scenariusz 1** - 100% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 100 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan obecny)
  - Scenariusz 2** - 50% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 150 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan około 2030 r.)
  - Scenariusz 3** - 0% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 200 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan około 2035 r.)
- Ocenia się, że w latach 2025-2035 „szary” amoniak będzie stopniowo wypychany z rynku ze względu na rosnące koszty emisji i zostanie uzupełniony przez niskoemisyjne procesy produkcyjne (m.in. bazujące na wodorze odnawialnym)



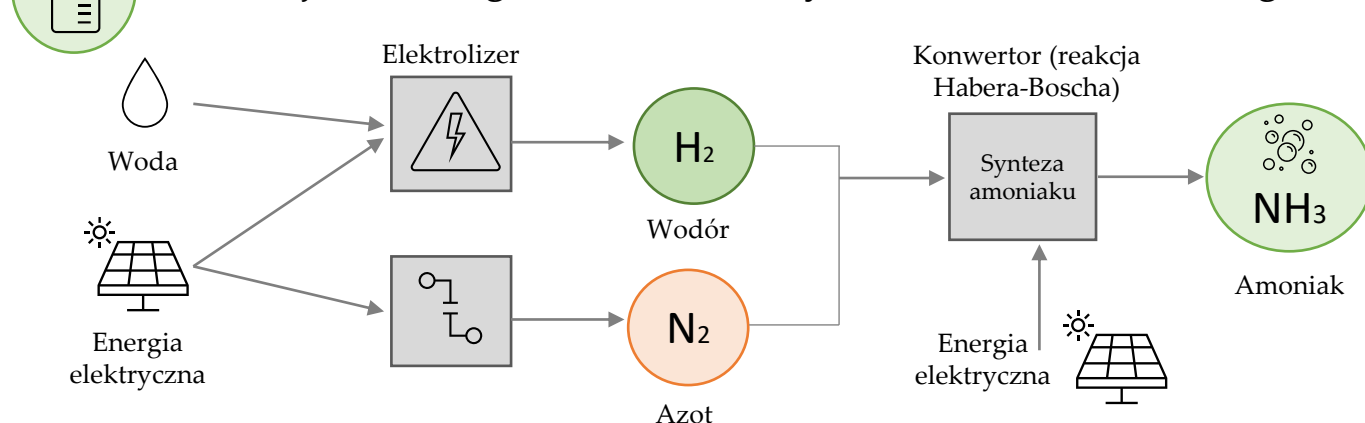
Koszt produkcji 1 tony „szarego” amoniaku w zależności od scenariusza rozwoju EU ETS/CBAM



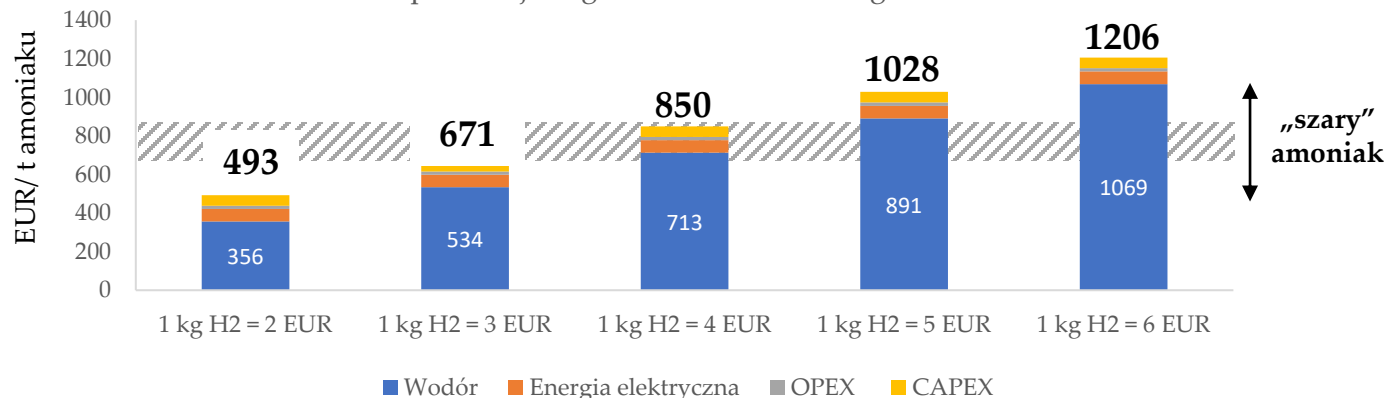
Źródło: opracowanie na podstawie Hydrogen Europe \* Cena gazu ziemnego = 50 EUR/MWh ; Cena energii elektrycznej = 90 EUR/MWh; Emisje CO<sub>2</sub> = 2,3 t CO<sub>2</sub>/t amoniaku; ścieżki cenowe CO<sub>2</sub> rozpisane w ramach scenariuszy 1-3

# Sektor chemiczny – dekarbonizacja produkcji amoniaku z użyciem zielonego wodoru

## Produkcja „zielonego” amoniaku z użyciem wodoru odnawialnego



Koszt produkcji 1 tony „zielonego” amoniaku w zależności od kosztu produkcji 1 kg wodoru odnawialnego



Źródło: opracowanie na podstawie Hydrogen Europe \* Cena gazu ziemnego = 50 EUR/MWh ; Cena energii elektrycznej = 90 EUR/MWh;

## Komentarz

- Koszt produkcji zielonego amoniaku oscylują w granicach 493-1206 EUR/t przy założeniu ceny dostarczenia wodoru reakcji Habera-Boscha na poziomie 2-6 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.

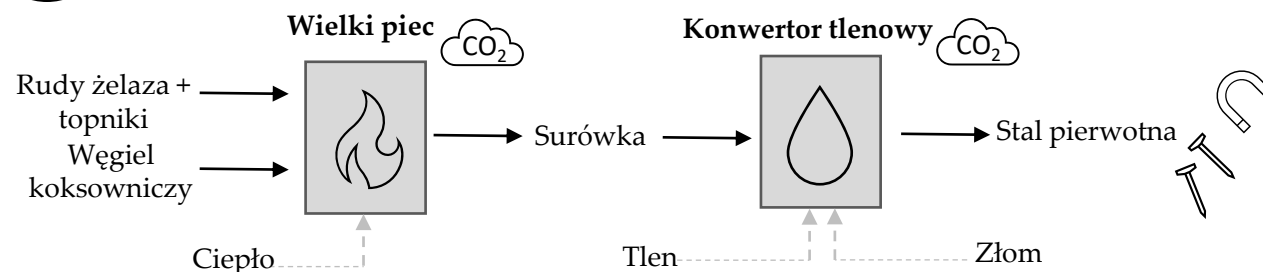
# Sektor stalowy – produkcja stali w procesach konwencjonalnych

## Komentarz

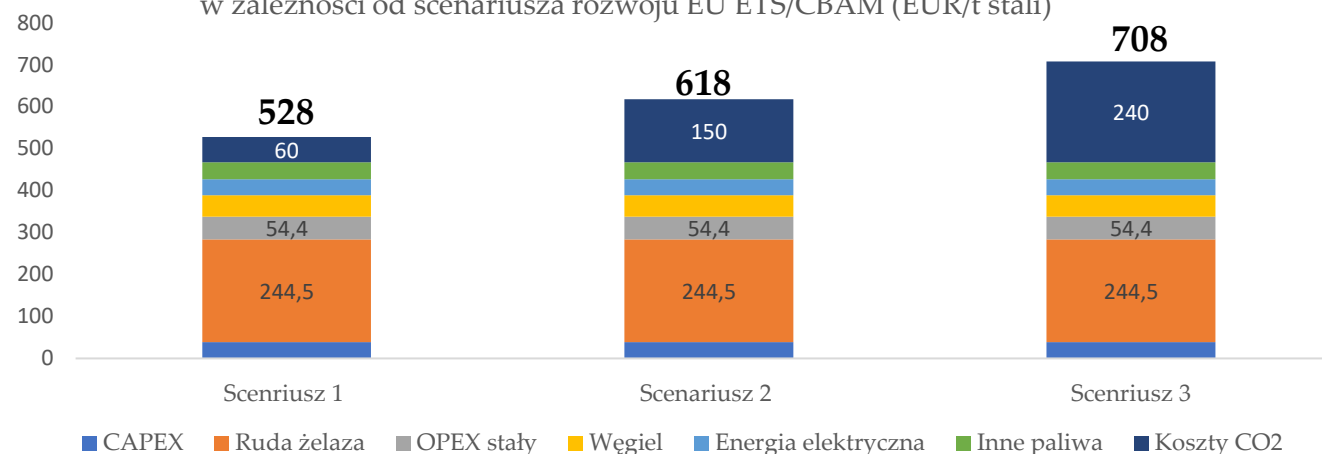
- Obecny koszt stali pierwotnej to **około 800-900 EUR/t (Eurofer – 2023 r.)**, wynika on z podwyższonych cen podstawowych surowców (ruda żelaza, węgiel, koks, gaz ziemny, energia elektryczna), a także globalnych wahań w łańcucha dostaw i relacji popyt-podaż.
- Przedstawiona kalkulacja wskazuje stosunkowo niskie ceny surowców podstawowych (rynek ustabilizowany)\*.
- W zależności od ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i przydziału darmowych uprawnień, koszt 1 tony stali wynosi **528 – 708 EUR**, pozostałe zmienne m.in. koszty rudy żelaza i surowców podstawowych są jednakowe dla każdego scenariusza.
- **Systemy EU ETS/CBAM** będą głównymi czynnikami zmian technologicznych w sektorze stali oraz jego dekarbonizacji:
  - **Scenariusz 1** - 100% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 100 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan obecny)
  - **Scenariusz 2** - 50% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 150 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan około 2030 r.)
  - **Scenariusz 3** - 0% darmowych uprawnień ETS, cena CO<sub>2</sub> = 200 EUR/t CO<sub>2</sub> (stan około 2035 r.)
- Ocenia się, że w latach 2025-2035 „szara” stal będzie stopniowo wypychana z rynku ze względu na rosnące koszty emisji i zostanie uzupełniona przez niskoemisyjne procesy produkcyjne (m.in. bazujące na wodorze, ew. bezpośredniej elektryfikacji).



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



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



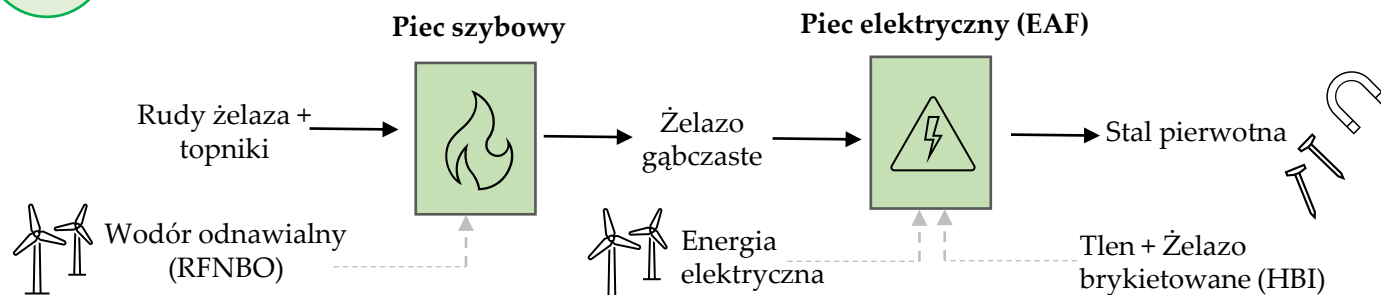
\* Cena rudy żelaza = 145 EUR/t ; Cena węgla = 80 EUR/t; Cena energii elektrycznej = 90 EUR/MWh; Emisja = 1,8t CO<sub>2</sub>/t stali \*\* BF-BOF – technologia produkcji stali z wykorzystaniem wielkiego pieca z konwertytorem tlenowym

Źródło: Eurofer, Hydrogen Europe

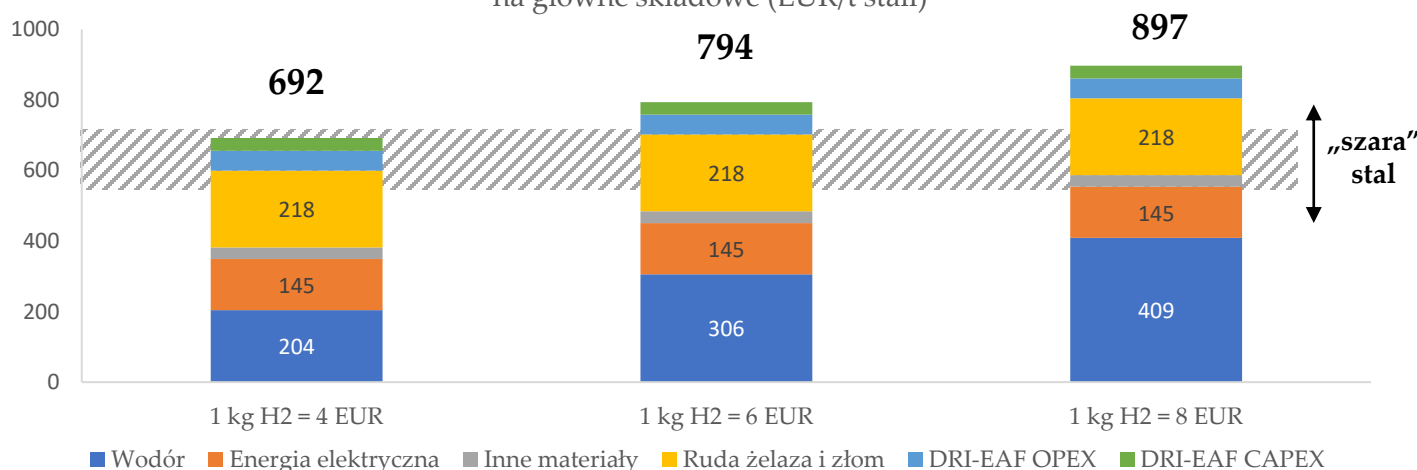
# Sektor stalowy – dekarbonizacja produkcji stali z użyciem zielonego wodoru



## Produkcja „zielonej” stali w procesach nisko emisyjnych (H<sub>2</sub>-DRI-EAF)



Koszt produkcji surowej stali w procesie niskoemisyjnym (H<sub>2</sub>-DRI-EAF) w podziale na główne składowe (EUR/t stali)



## Komentarz

- Koszt produkcji stali w procesie H<sub>2</sub>-DRI-EAF oscyluje w granicach 692-897 EUR/t przy założeniu ceny dostarczenia wodoru do pieca na poziomie 4-8 EUR/kg (produkcja + transport + buforowe magazynowanie)
- Zdolność wytworzenia wodoru po jak najniższym koszcie będzie kluczowym elementem wpływającym na opłacalność całego procesu (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 100-200 EUR/t, a różnica ta będzie się dalej zmniejszać z powodu:
  - Presji cenowej EU ETS/CBAM na „szarą” stal (wzrost cen uprawnień do emisji 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)
- Ceny surowców podstawowych zostały przyjęte na takim samym poziomie jak w przypadku „szarej” stali.

\* Cena rudy żelaza = 145 EUR/t ; Cena energii elektrycznej = 90 EUR/MWh; \*\* H<sub>2</sub>-DRI-EAF – technologia produkcji stali z wykorzystaniem wodoru odnawialnego i pieca elektrycznego

Źródło: Eurofer, Hydrogen Europe

## Przykładowe projekty sektorowe 1/2



**Huta stali w Hamburgu będzie zasilana zielonym wodorem**

**Państwo:** Niemcy

**Nazwa firmy:** Arcelor Mittal

Sektor: Stal



Opis: Projekt Hamburg H2 o wartości 110 mln euro, który otrzymał zobowiązanie rządu niemieckiego do zapewnienia 55 mln euro wsparcia finansowego, ma na celu sprawdzenie możliwości zastąpienia wykorzystania gazu ziemnego wodorem w celu redukcji rudy żelaza i komercjalizację technologii H2-DRI na skalę przemysłową. Huta będzie prawdopodobnie najmniej emisyjną w całym systemie EU ETS.



**H2 Magnum – jednostka gazowa dostosowana do spalania 100% wodoru**

**Państwo:** Niderlandy

**Nazwa firmy:** Vatenfall, RWE

Sektor: Elektroenergetyka



Opis: W 2022 r. RWE wykupiło od Vatenfall 1,4 GW kogeneracyjną jednostkę gazową, która posiada techniczną możliwość dostosowania do spalania 100% wodoru. Jednostka ta jest zlokalizowana z holenderskim mieście Eemshaven i prawdopodobnie jest obecnie największym tego typu obiektem w UE, który ma możliwość przejścia na paliwo alternatywne w cyklu swojego życia.



**Projekt HEGRA – Yara inwestuje w zielony amoniak**

**Państwo:** Norwegia

**Nazwa firmy:** Yara International

Sektor: Chemia



Opis: W 2022 r. norweskie przedsiębiorstwo produkujące nawozy sztuczne - Yara - ogłosiło rozpoczęcie realizacji projektu dekarbonizacji zakładów chemicznych w kierunku produkcji zielonego amoniaku. Firma zakupiła 24 MW elektrolizer do produkcji odnawialnego wodoru, który posłuży jako podstawowy substrat do produkcji amoniaku. Docelowo projekt ma zapewnić roczną redukcję emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 800 000 ton.



**Innowacyjny kraker petrochemiczny w Belgii**

**Państwo:** Belgia

**Nazwa firmy:** INEOS – Project ONE

Sektor: Petrochemia



Opis: Belgijski koncern petrochemiczny INEOS ogłosił w 2022 r. rozpoczęcie projektu budowy niskoemisyjnego krakera parowego, który będzie miał zdolność pracy na niskoemisyjnym i odnawialnym wodorze, a także alternatywnych wsadach surowcowych m.in. etan, metanol. Instalacja będzie mogła obniżyć swoje jednostkowe emisje do poziomu 0,29t CO<sub>2</sub>/t produktu, co jest wartością o 43% niższą niż przeciętnie w systemie EU ETS obecnie (benchmark BM42- Steam Cracking).

Źródła: Arcelor Mittal, S&P Global, Reuters, RWE, INEOS

## Przykładowe projekty sektorowe 2/2



Statek zasilany odnawialnym metanolem w Szwecji

Państwo: Szwecja

Nazwa firmy: Stena Line

Sektor: Transport morski

Opis: W 2023 r. jednostka pasażersko-handlowa typu Ropax należąca do operatora Stena Line została zabunkrowana odnawialnym metanolem w szwedzkim porcie Goeteborg. Statek posiada dwupaliwowy silnik i może być zasilany zarówno olejem napędowym jak i metanolem (w różnych stężeniach), co pozwala znacznie zredukować jednostkowe emisje CO<sub>2</sub> generowane w czasie operacji morskich i w porcie.



Lot komercyjny z wykorzystaniem paliwa syntetycznego

Państwo: Niderlandy

Nazwa firmy: Shell, KLM, Boeing

Sektor: Transport lotniczy

Opis: W 2021 r. jako pierwszy na świecie, Boeing 737 linii KLM wykonał regularne połączenie pasażerskie z Amsterdamu do Madrytu, zasilany 500 litrami certyfikowanej syntetycznej nafty (e-kerozyny), pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, która została zmieszana ze zwykłym paliwem lotniczym. Domieszka e-kerozyny stanowiła około 5% całego paliwa potrzebnego do powyższego rejsu.



Taksówki wodorowe w Hamburgu

Państwo: Niemcy

Nazwa firmy: Toyota, Best Taxi

Sektor: Transport osobowy

Opis: W 2023 r. operator taksówek z Hamburga (Best Taxi) w ramach współpracy z Toyotą rozpoczął proces wymiany floty samochodów na zeroemisyjne pojazdy wodorowe (Toyota Mirai). W pierwszej fazie wymiany floty zakupionych zostało 25 pojazdów wodorowych. Firma taksówkarska planuje do 2025 r. posiadać flotę 350 pojazdów wodorowych do przewozu osób. Projekt został dofinansowany przez samorząd Hamburga w ramach programu „Taxi for future”.



Testy autobusów wodorowych w Krakowie

Państwo: Polska

Nazwa firmy: MPK Kraków, ORLEN Południe

Sektor: Transport osobowy

Opis: W Krakowie na linii miejskiej o numerze 128 kursują łącznie trzy autobusy wodorowe marki Solaris, Autosan i Arthur Bus, zasilane ogniwami paliwowymi i mogące przejechać około 400 km na jednym tankowaniu. Autobusy są zasilane w paliwo z wykorzystaniem pierwszej mobilnej stacji tankowania wodoru udostępnionej przez ORLEN Południe dla miasta Kraków. Krakowski przewoźnik w najbliższych latach planuje zakup nowych autobusów zasilanych wodorem z wykorzystaniem środków unijnych.



Źródła: Shell, H2me.eu, MPK Kraków, offshore-energy.biz



# Łańcuch wartości wodoru

## IV. Zastosowanie

Wnioski i rekomendacje

## 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).



**Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce**

# **BADANIE ANKIETOWE**

**(materiał przygotowany przez grupę 3 – *Wykorzystanie Wodoru - Porozumienia Wodorowego*)**

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

- Badanie zostało przeprowadzone w formie kwestionariusza online w okresie od 17.04 do 08.05. 2023 roku.
- **Celem badania było:**
  1. skatalogowanie wiedzy na temat podmiotów funkcjonujących w Porozumieniu Wodorowym,
  2. pogłębienie wiedzy na temat obszarów łańcucha wartości, które nie występują w powszechnej dyskusji oraz działaniach stymulujących rozwój rynku wodoru,
  3. zebranie opinii na temat roli i funkcji, jakie może pełnić Porozumienie Wodorowe w dalszym rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.
- W badaniu wzięło udział 37 podmiotów, analiza zbiorcza uwzględniła 34 podmioty (wyniki od 3 organizacji otrzymano po dokonaniu zbiorczej analizy)
- 32 z 34 ankietowanych jest członkiem Porozumienia Wodorowego
- 23 z 34 podmiotów jest członkiem przynajmniej jednej doliny wodorowej
- 19 podmiotów jest jednocześnie członkiem przynajmniej jednej organizacji zrzeszającej zainteresowanych rozwojem gospodarki wodorowej, np. Hydrogen Europe czy Klaster Technologii Wodorowych.

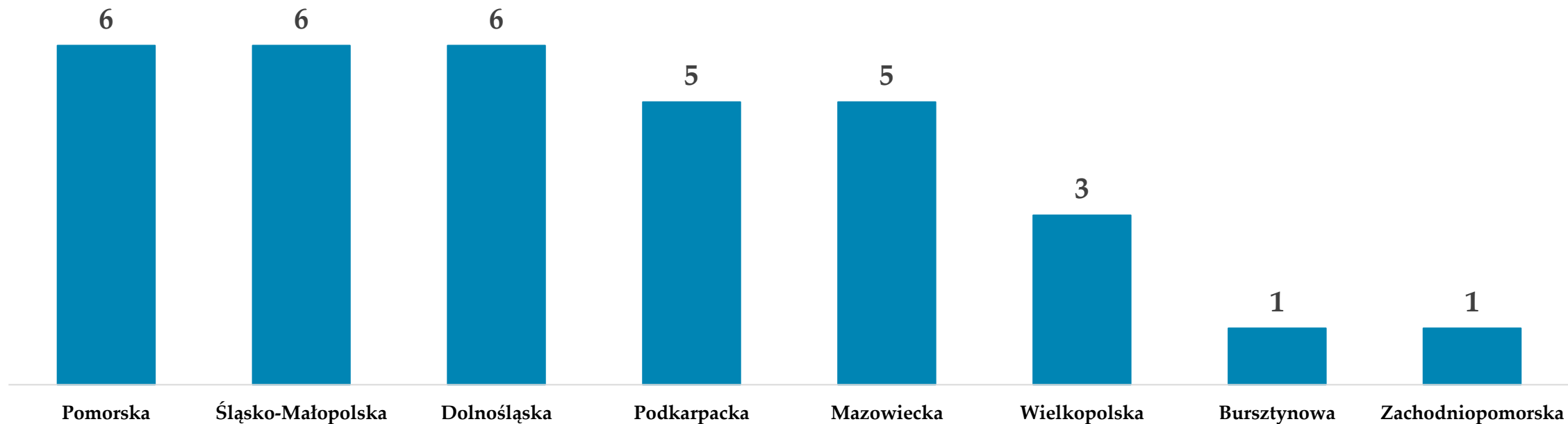
## Lista podmiotów, które wypełniły ankietę

- ABB Sp.z o.o.
- Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie
- Alstom Konstal
- AVL Software and Functions GmbH Sp. z o.o
- B.D.
- BIPRORAF Sp. z o.o.
- Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
- Główny Instytut Górnictwa
- Grupa Azoty (Tarnów, Kędzierzyn, Police, Puławy)
- Hydrogen Poland
- ILF CONSULTING ENGINEERS POLSKA SP. Z O.O.
- Instytut Energetyki
- Instytut Technologii Paliw i Energii
- Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie
- JSW Nowe Projekty S.A.
- KGHM Polska Miedź S.A.
- Linde Gaz Polska Sp. z o.o.
- NEXUS Consultants sp. z o.o.
- OX2
- Petroster-Serwis Sp. J. A. Koźbiał, A. Koźbiał
- PGNiG Technologie S.A.
- PKN ORLEN S.A.
- Polenergia S.A.
- Polenergia S.A.
- Promet-Plast s.c.
- PWiK Sp.z o.o.
- Regionalna Izba Gospodarcza Pomorza
- Stowarzyszenie Podkarpacka Dolina Wodorowa
- Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych
- Towarowa Giełda Energii S.A.
- Toyota Central Europe
- Uniwersytet im. A. Mickiewicza w Poznaniu, SITPChem
- Uniwersytet Szczeciński, Centrum Fizyki Eksperymentalnej "eLBRUS"
- Wałbrzyska Specjalna Strefa Ekonomiczna "INVEST-PARK" sp. z o.o.
- Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.
- ZE PAK SA
- Związek Pracodawców Polskie Szkło

## Doliny wodorowe

- 23 podmioty (68% badanych) należą do przynajmniej jednej doliny wodorowej
- Najwięcej ankietowanych jest członkiem dolin: Pomorskiej, Śląsko-Małopolskiej i Dolnośląskiej, oraz Podkarpackiej i Mazowieckiej.

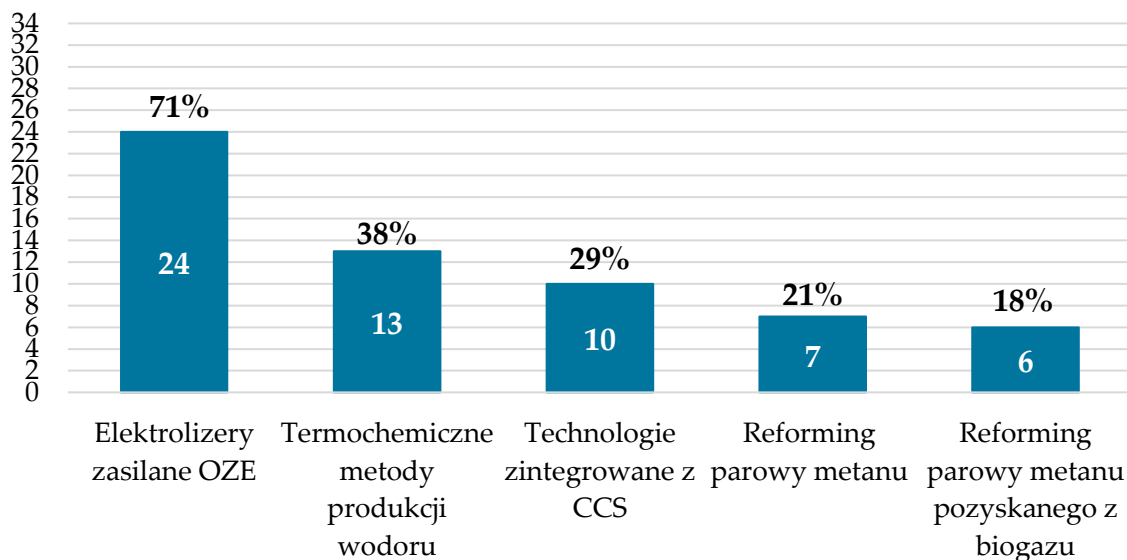
Doliny wodorowe, do których należą ankietowane podmioty



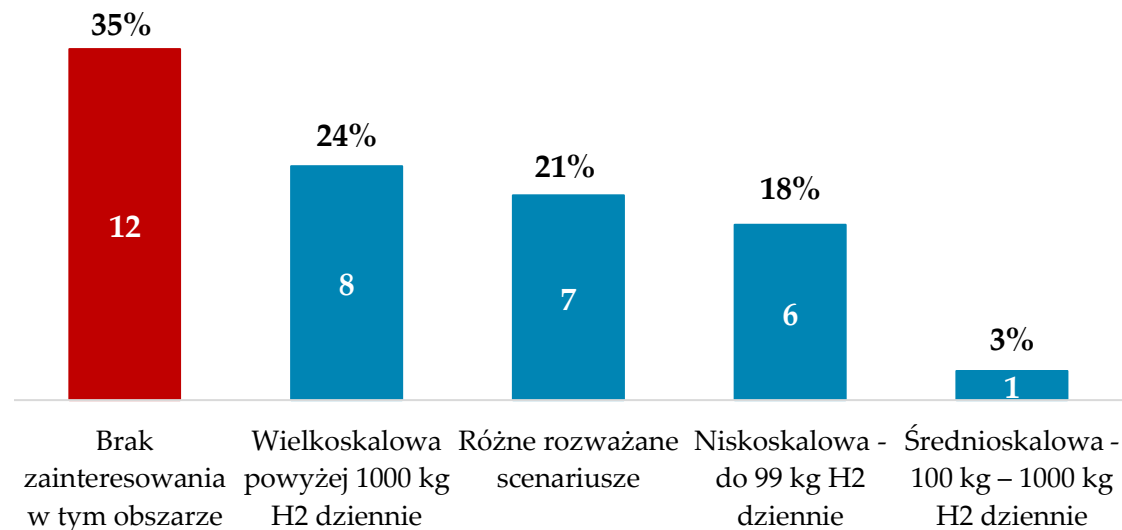
## Pozycja ankietowanych w łańcuchu wartości gospodarki wodorowej – I. Produkcja wodoru

- Pytania wielokrotnego wyboru dotyczące planów w zakresie produkcji wodoru przez ankietowany podmiot w perspektywie 2025 r. pokazały, że **26 podmiotów (76%) prowadzi działalność powiązaną z produkcją wodoru ogólnie, z czego najwięcej z produkcją H<sub>2</sub> w procesie elektrolizy zasilanej energią z OZE (71%).**
- 22 z 34 organizacji (65%) planuje produkcję H<sub>2</sub> do 2025 r., z czego 8 produkcję wielkoskalową (powyżej 1t dziennie), a 6 małoskalową (do 99 kg dziennie). 7 podmiotów rozważa różne scenariusze, w zależności od zapotrzebowania.**

**Produkcja wodoru - liczba wskazań poszczególnych metod produkcji H<sub>2</sub>, z którymi powiązana jest lub będzie działalność ankietowanych do 2025 r.**



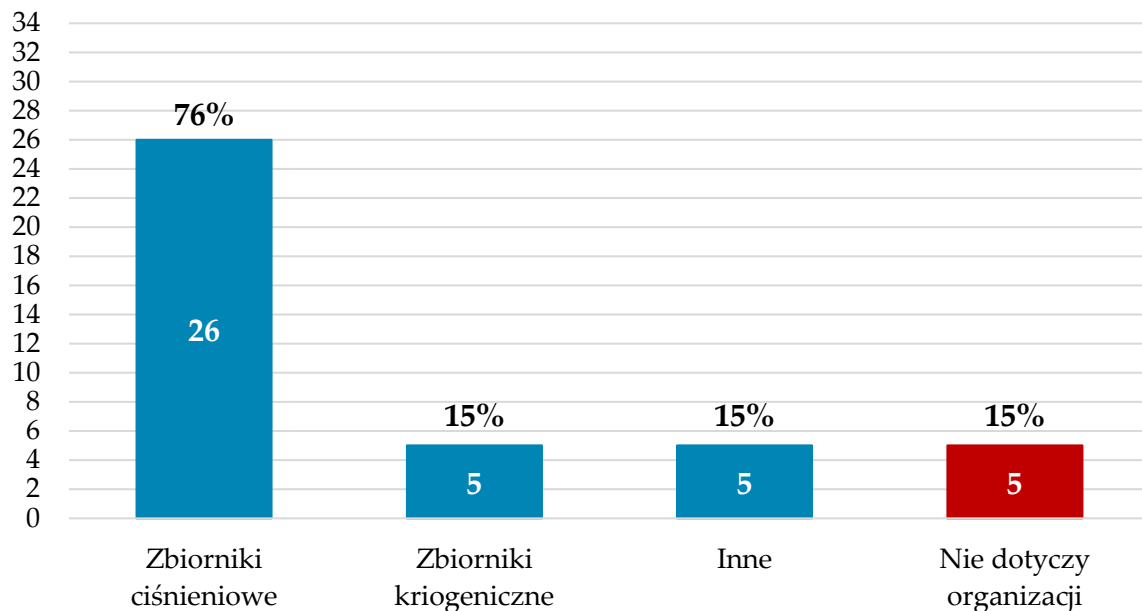
**Rozważana skala produkcji wodoru – liczba podmiotów planujących produkcję wodoru w danej skali do 2025 r.**



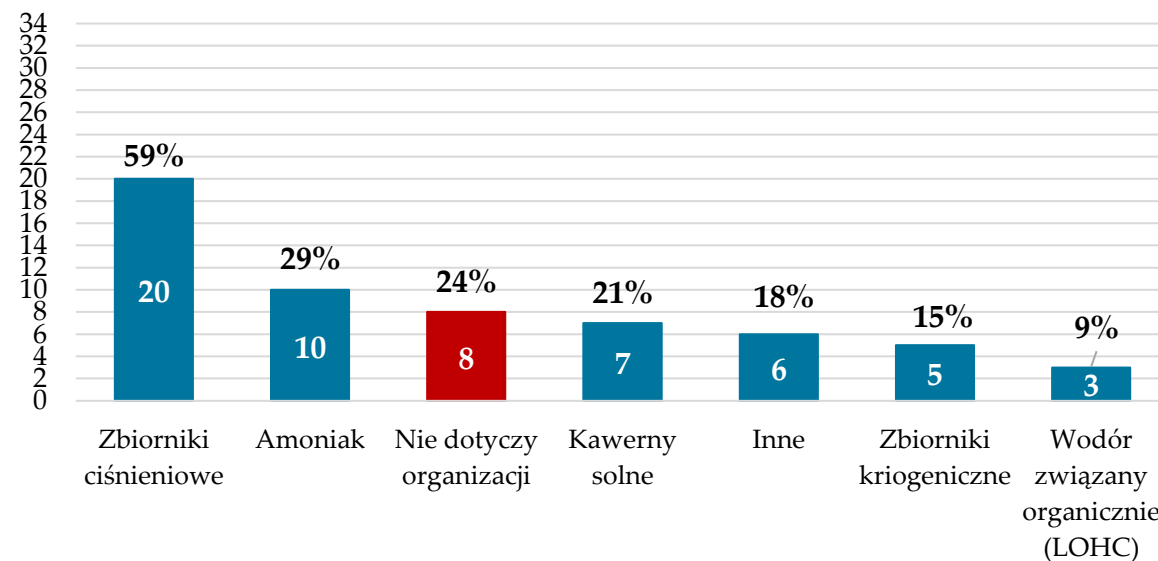
## Pozycja ankietowanych w łańcuchu wartości gospodarki wodorowej – II. Magazynowanie

- Pytanie wielokrotnego wyboru
- Zdecydowanie najczęściej ankietowanych ma w planach magazynowanie wodoru w zbiornikach ciśnieniowych, chociaż inne metody są również rozważane przez wybrane organizacje

Małoskalowe magazynowanie wodoru (do 1 tony H<sub>2</sub>) - liczba wskazań poszczególnych metod magazynowania



Wielkoskalowe magazynowanie wodoru (pow. 1 tony H<sub>2</sub>) - liczba wskazań poszczególnych metod magazynowania

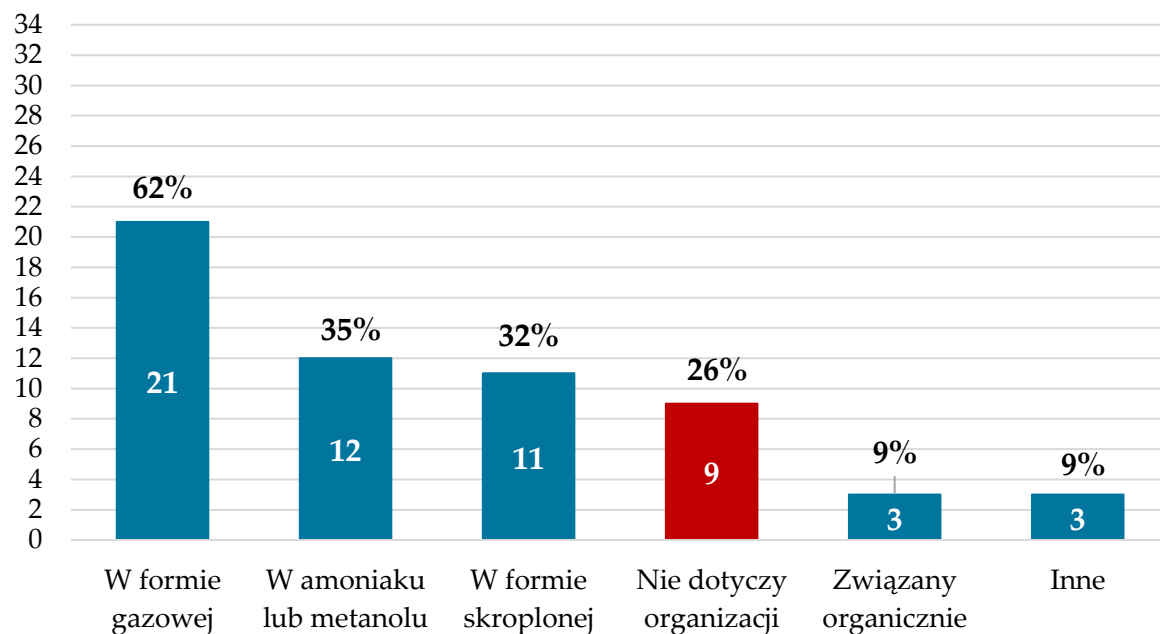




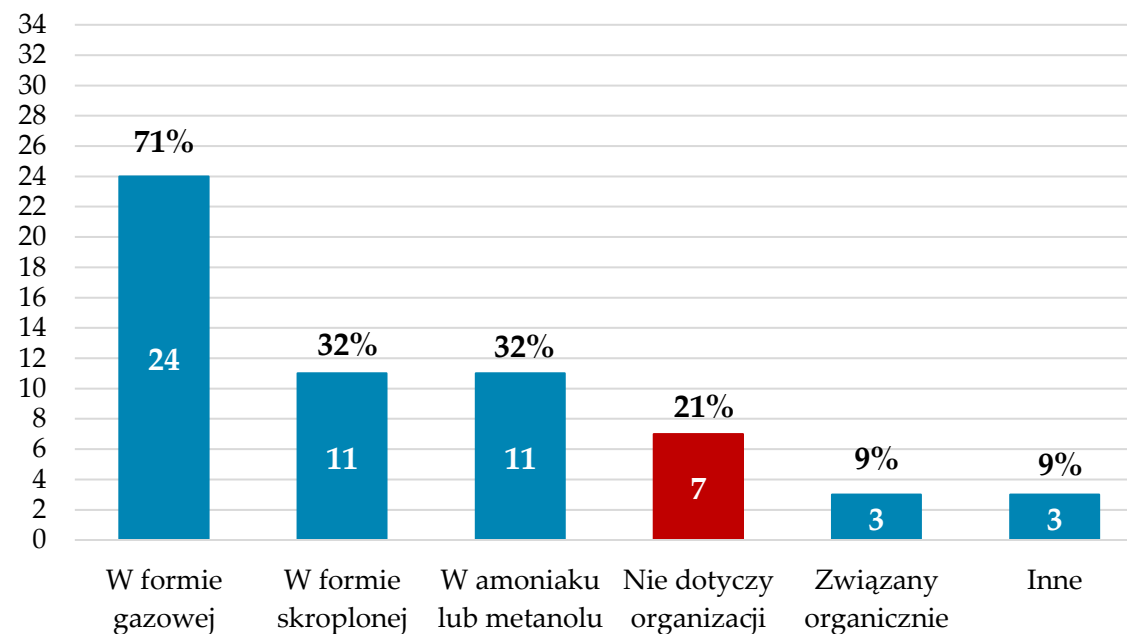
## Pozycja ankietowanych w łańcuchu wartości gospodarki wodorowej – III. Przesył i dystrybucja

- Pytanie wielokrotnego wyboru
- W zakresie przesyłu i dystrybucji najczęściej podmiotów planuje transport wodoru w formie gazowej. Na drugim miejscu ankietowani wskazali praktycznie na równym poziomie możliwość transportu wodoru skroplonego oraz amoniaku lub metanolu.

### Przesył

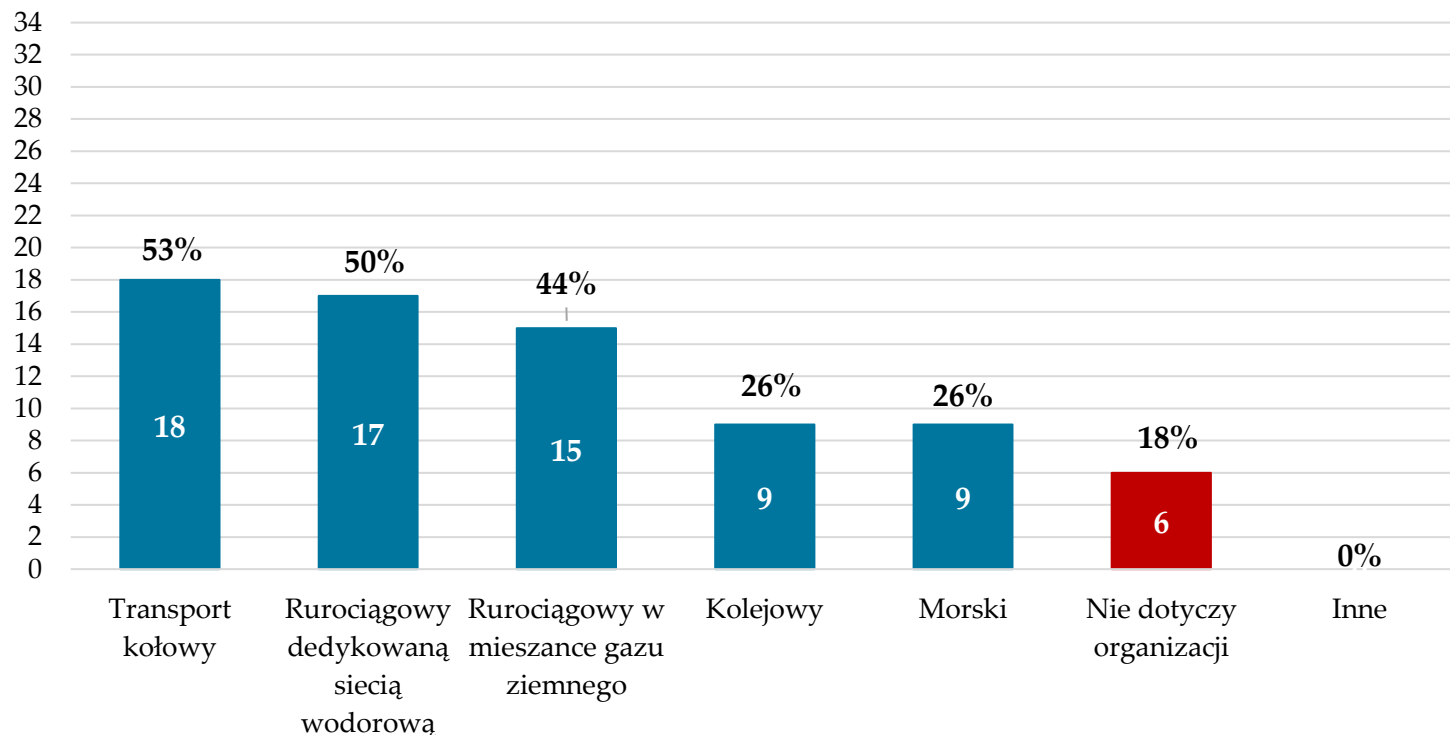


### Dystrybucja



## Pozycja ankietowanych w łańcuchu wartości gospodarki wodorowej – III. Przesył i dystrybucja

### Forma dystrybucji

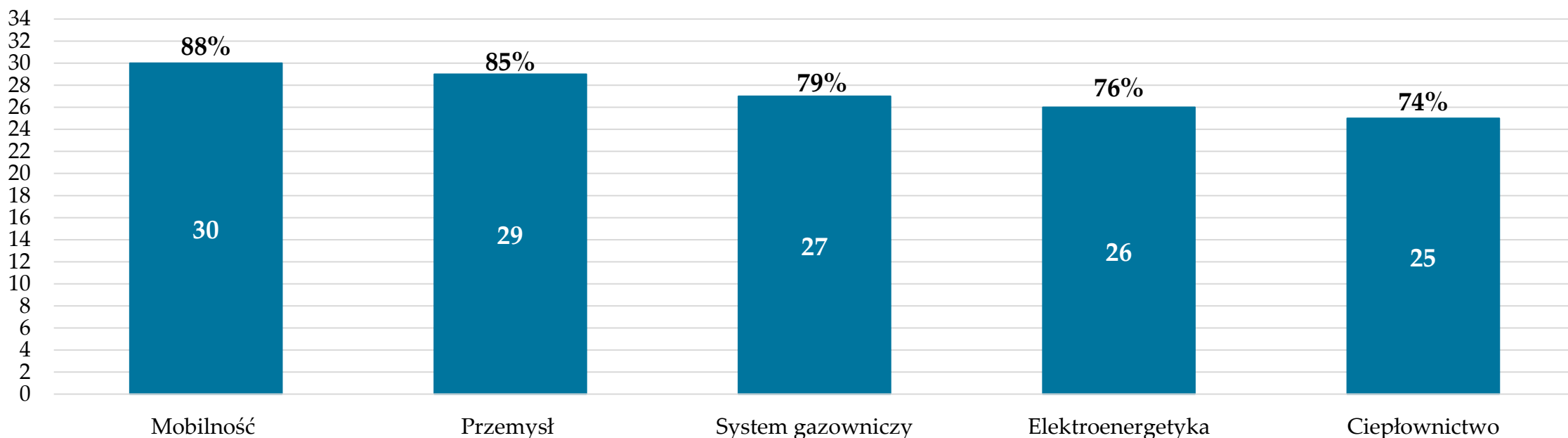


W kwestii formy transportu wodoru podczas dystrybucji, **najwięcej ankietowanych zadeklarowało plany transportu kołowego, transportu rurociągowego dedykowaną siecią wodorową, ale również transportu rurociągowego w mieszance gazu ziemnego.**

## Pozycja ankietowanych w łańcuchu wartości gospodarki wodorowej – IV. Zastosowanie

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

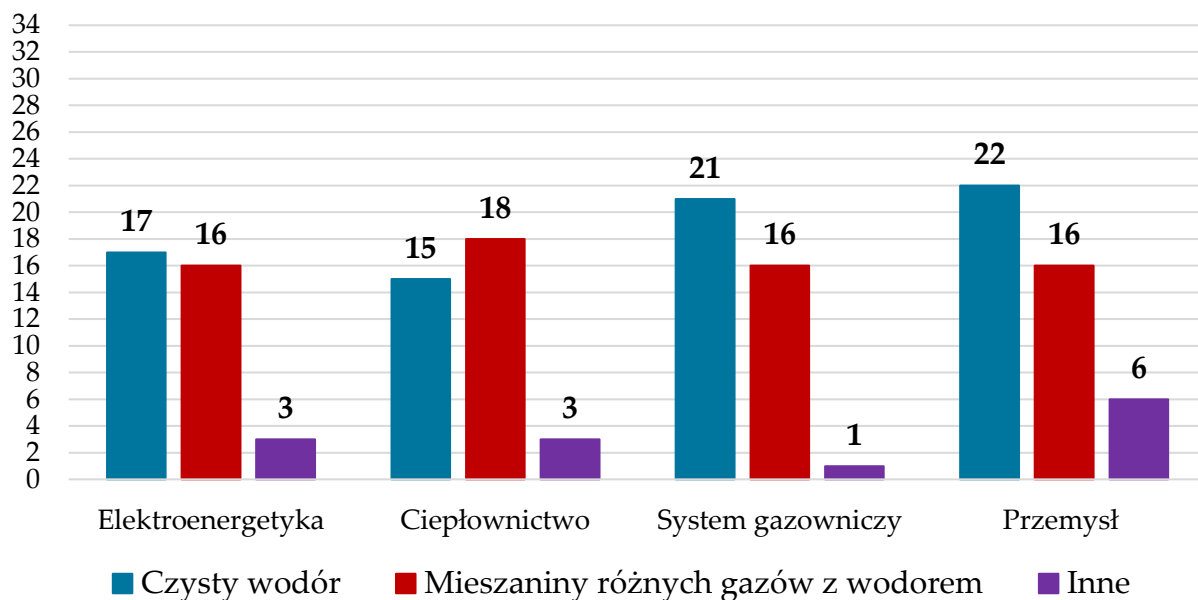
Deklarowane obszary zastosowania wodoru przez ankietowanych w perspektywie 2025 r.



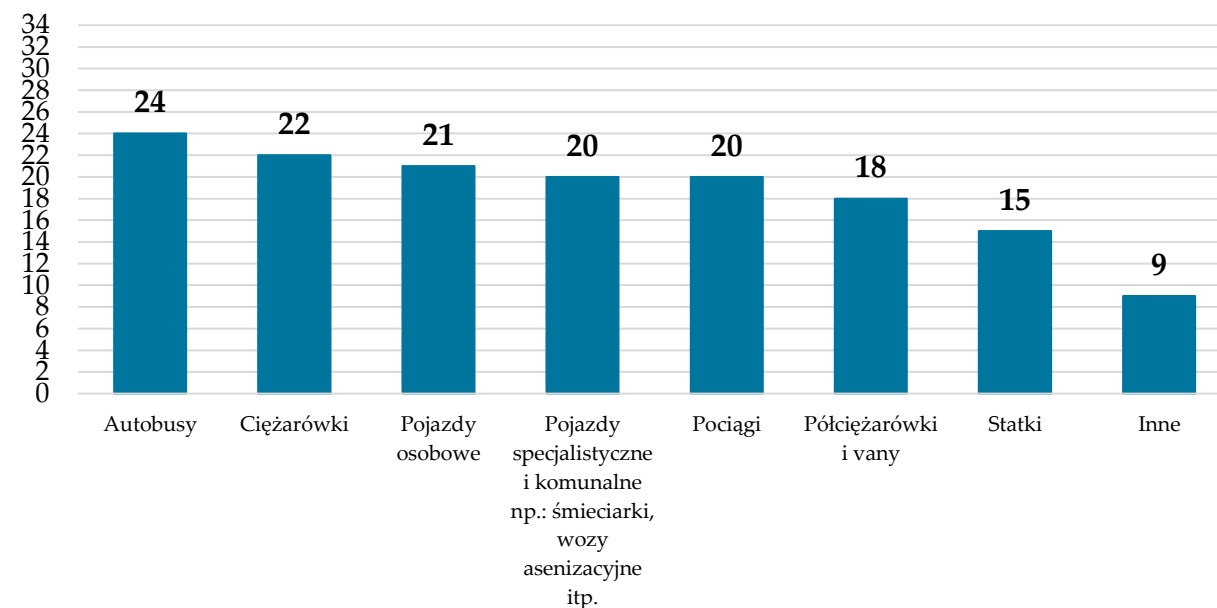
## Forma wykorzystania wodoru w energetyce i przemyśle oraz obszary zastosowania w mobilności

- Według badanych podmiotów w przemyśle oraz systemie gazowniczym istnieje większy potencjał zastosowania czystego wodoru niż mieszaniny różnych gazów z wodorem. W ciepłownictwie nieznacznie więcej wskazań otrzymały mieszaniny różnych gazów z wodorem, a w elektroenergetyce opinie były podzielone (17 vs 16 wskazań).
- W mobilności najczęściej ankietowanych planuje wykorzystanie wodoru w autobusach, pojazdach ciężarowych oraz pojazdach osobowych.

### Deklarowana forma wykorzystania wodoru w poszczególnych obszarach

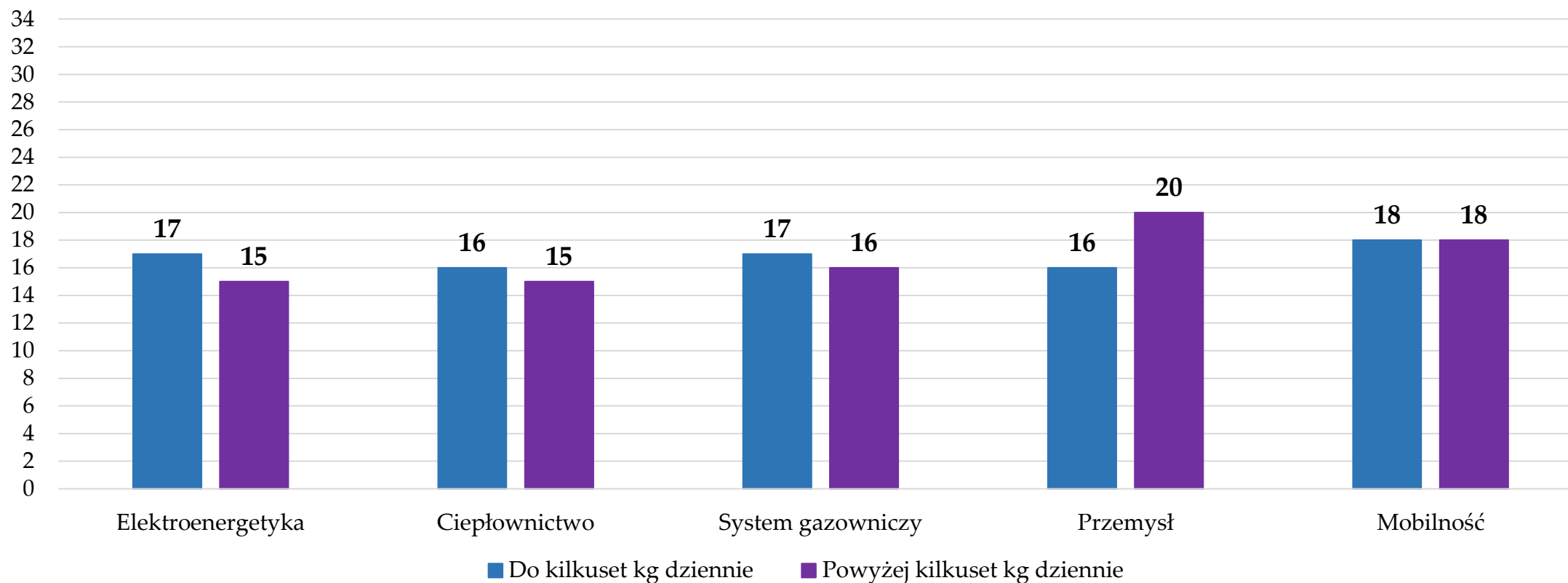


### Deklarowane zastosowanie wodoru w różnych obszarach mobilności



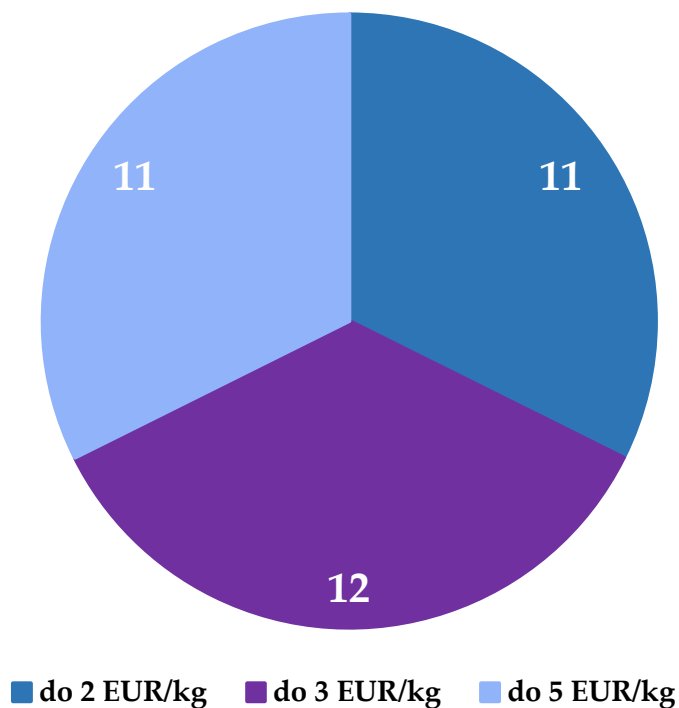
## Deklarowana wielkość zapotrzebowania na wodór w poszczególnych obszarach

Deklarowana wielkość zapotrzebowania na wodór w poszczególnych obszarach



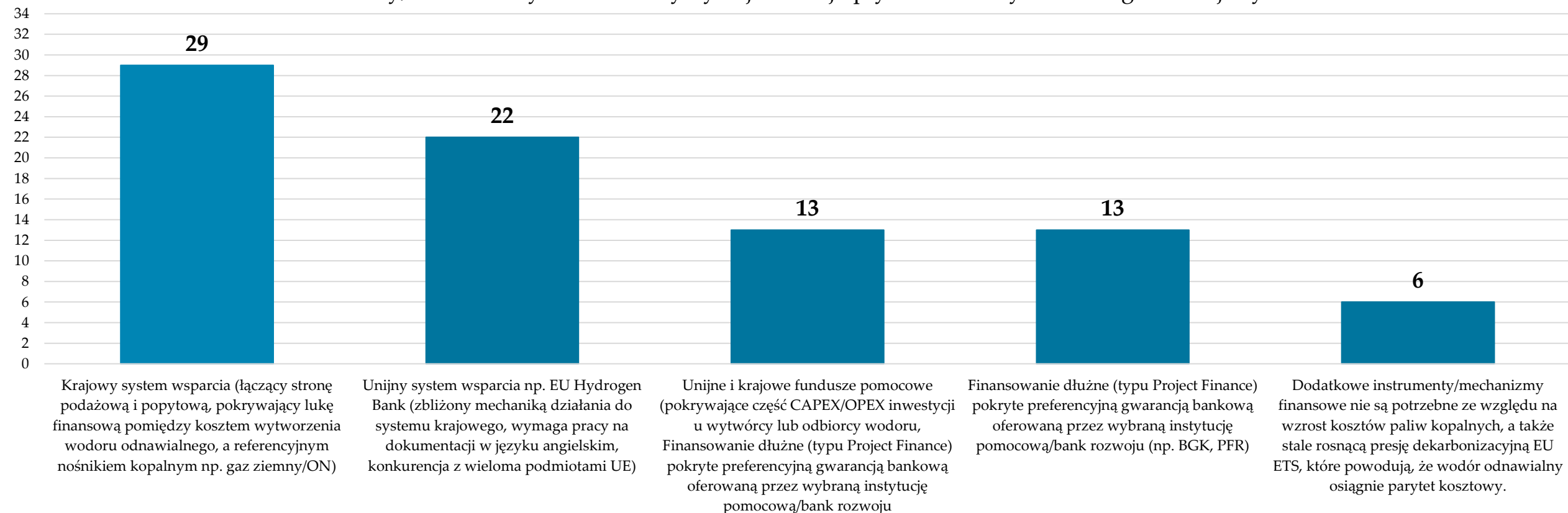
## Poziom cen wodoru odnawialnego a możliwość substytucji paliw kopalnych

Przy jakim poziomie cen wodoru odnawialnego byłoby Państwo w stanie użyć go jako substytutu dla paliw kopalnych stosowanych w procesach przemysłowych i transporcie?  
(uwzględniając także takie czynniki jak presja redukcji emisji EU ETS, wymogi raportowania)



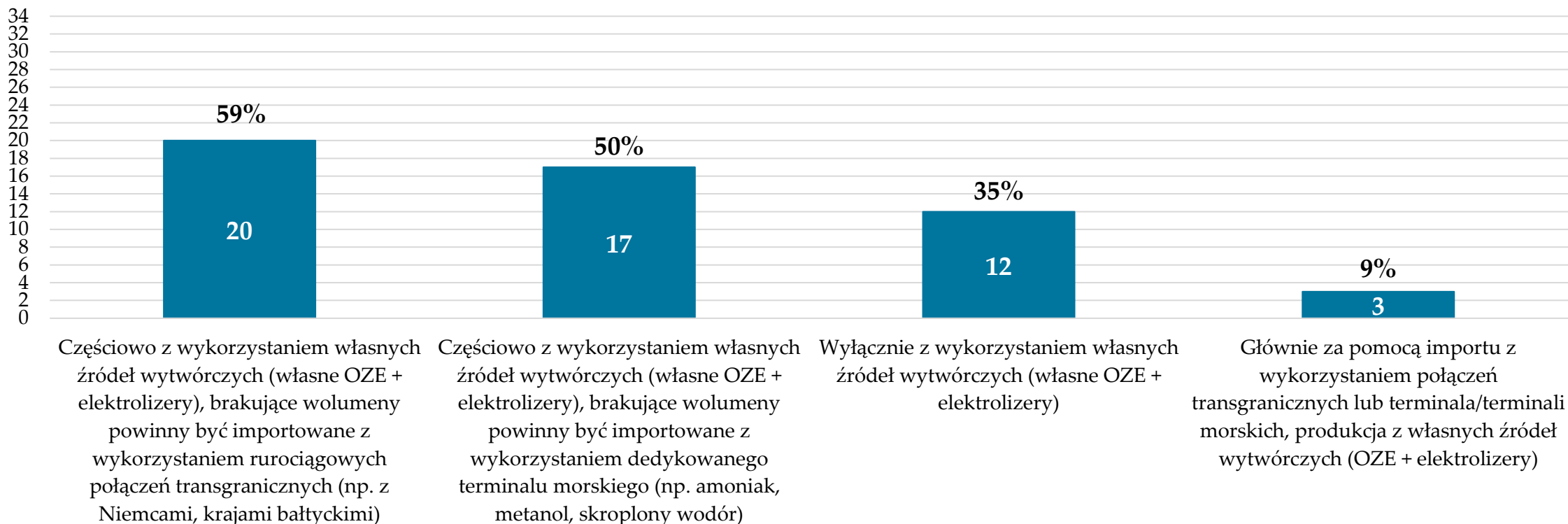
## Finansowanie projektów wodorowych – optymalne instrumenty wg ankietowanych

Jak zapewnić finansowanie i „bankowalność” projektów wodorowych w pierwszych fazach rozwoju rynku? Jakie instrumenty/mechanizmy finansowe byłyby najbardziej optymalne dla dynamicznego rozwoju rynku?



## Wodór odnawialny – produkcja krajowa czy konieczność importu?

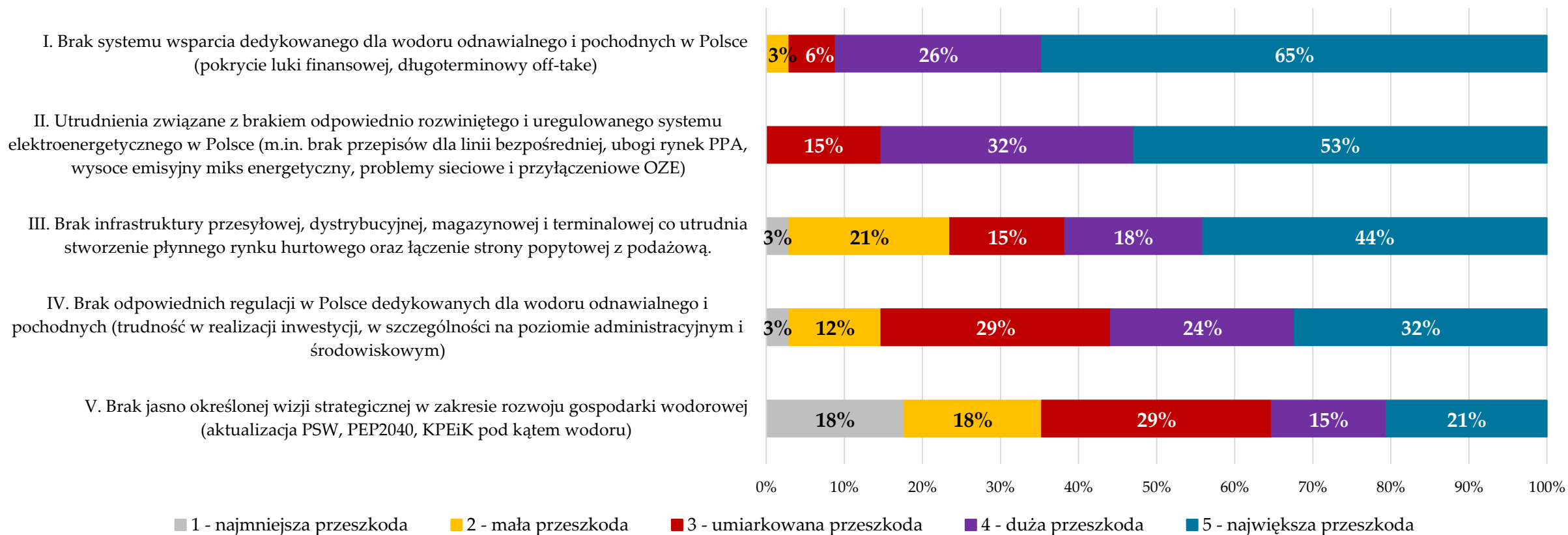
W jaki sposób Polska będzie zdolna realizować swój przyszły popyt na wodór odnawialny i pochodne (RFNBO)?





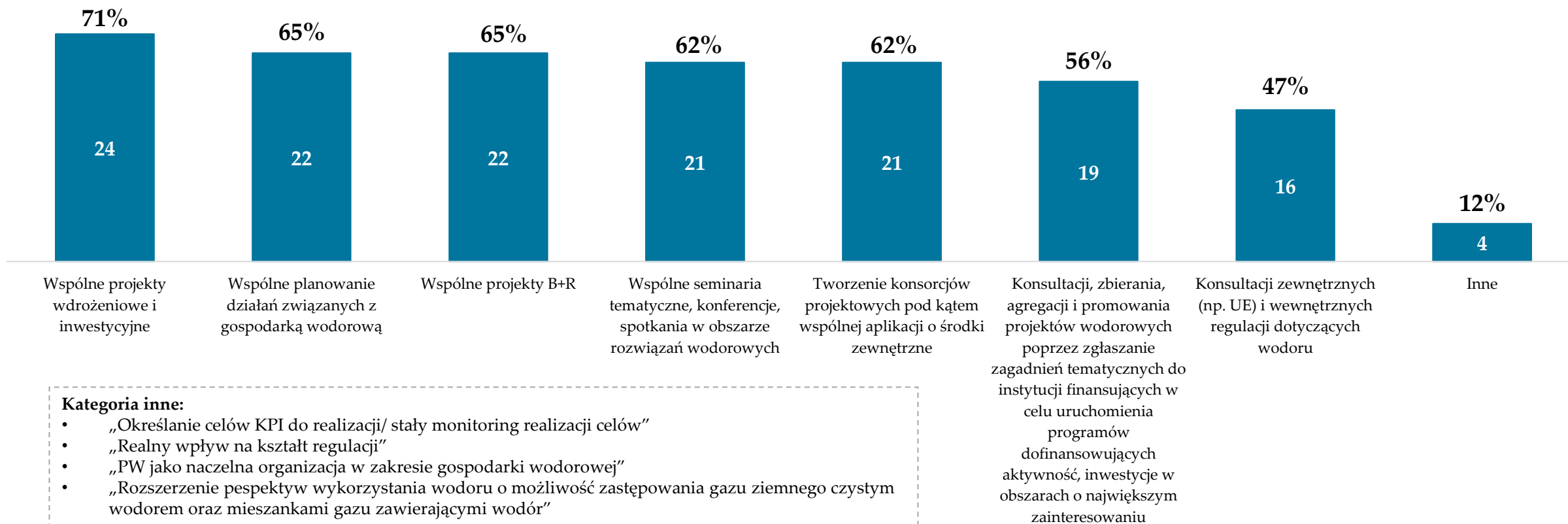
## Główne wyzwania dla rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce wg ankietowanych

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



## Oczekiwana forma działań Porozumienia Wodorowego wg ankietowanych

- Na pytanie dotyczące oczekiwanej formy działań Porozumienia Wodorowego, **najwięcej ankietowanych wskazało potrzebę realizacji wspólnych projektów wdrożeniowych i inwestycyjnych (71%)**. Powyżej 60% wskazań otrzymały również odpowiedzi dotyczące wspólnego planowania działań związanych z gospodarką wodorową, wspólnych projektów badawczo-rozwojowych, szkoleń i wymiany wiedzy oraz tworzenia konsorcjów projektowych w celu wspólnej aplikacji o środki zewnętrzne.



# Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego



Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego powstał w 1972 r.

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

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

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

# Klub Energetyczny



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

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

Posiedzenia Klubu odbywają się od września 2020 roku.

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

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

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

Założycielem Klubu jest Michał Niewiadomski.

# Instytut Energetyki – Instytut Badawczy (IFn)



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

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

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

## **Obszar działań CTH2 obejmuje m.in.:**

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

**ARTUR MICHALSKI,**

**Wiceprezes Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej:**



Wspieranie rozwoju technologii wodorowych jest jednym ze strategicznych celów NFOŚiGW. Będąc największą w kraju instytucją publiczną finansującą ekorozwój Polski, Narodowy Fundusz prowadzi kilka projektów związanych z nowoczesną gospodarką wodorową.

Innowacyjny program „Nowa Energia” pozwala dofinansowywać przedsięwzięcia związane z produkcją, transportem, magazynowaniem i wykorzystaniem wodoru w polskiej gospodarce.

Program „Zielony Transport Publiczny” daje możliwość udzielania samorządom i operatorom komunikacji miejskiej dotacji i pożyczek na zakup zeroemisyjnych autobusów wodorowych.

W ramach programu „Mój elektryk” dotacje do ekologicznych samochodów elektrycznych i wodorowych otrzymują osoby fizyczne i instytucje.

Dopełnieniem w obszarze „zielonego” transportu jest program „Wsparcie infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych i wodorowych”.

We wspieraniu wodoryzacji NFOŚiGW widzi szansę podnoszenia poziomu innowacyjności polskiej gospodarki oraz rozwijania w Polsce bezemisyjnej energetyki, przemysłu i transportu.

RAPORT

# ŁAŃCUCH WARTOŚCI GOSPODARKI WODOROWEJ W POLSCE

ORGANIZATORZY



PARTNER MERYTORYCZNY KONFERENCJI



Raport pod kierunkiem dr. hab. Grzegorza Tchorka, prof. IEn  
11 maja 2023 r.