

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk



IGSMiE
PAN

Techniczno-ekonomiczna analiza potencjału produkcji zielonego wodoru z energetyki wiatrowej

Dr inż. Aleksandra KOMOROWSKA

Dr inż. Pablo BENALCAZAR

Prof. dr hab. inż. Jacek KAMIŃSKI

XXXVI Konferencja z cyklu: Zagadnienia surowców
energetycznych i energii w gospodarce krajowej
Zakopane, 15-18 października 2023 r.



Plan prezentacji

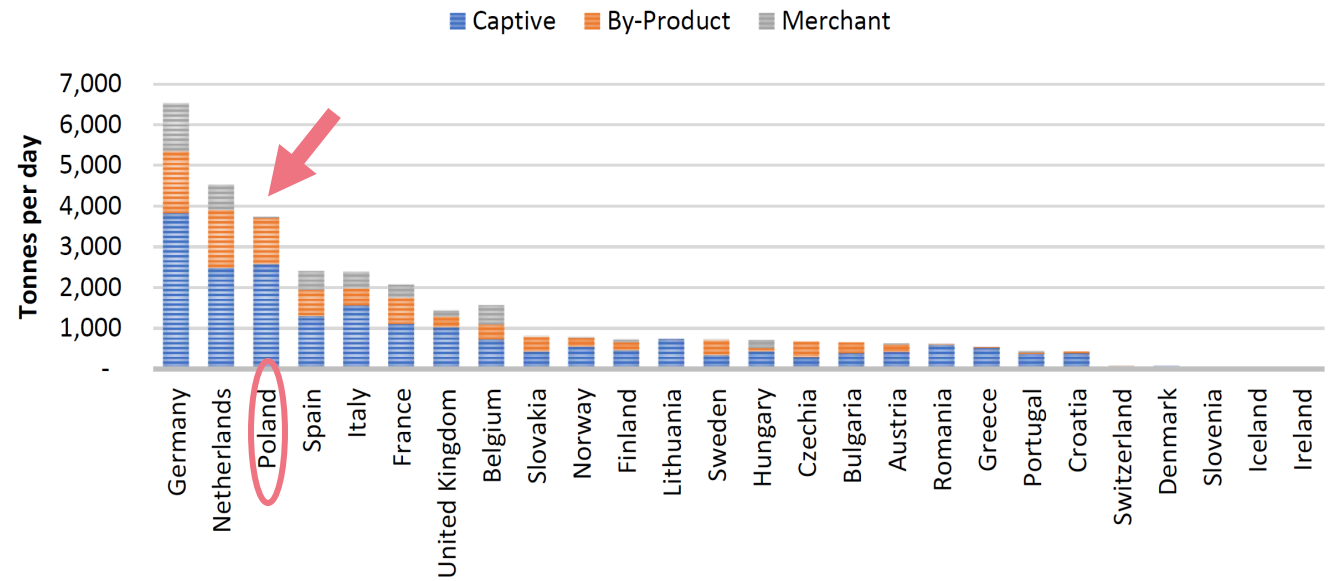
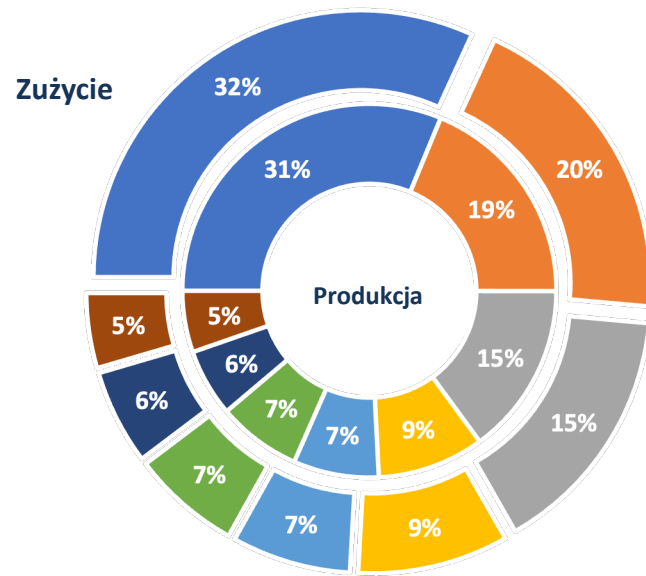
2

1. Wprowadzenie
2. Cele badawcze
3. Studium przypadku
4. Metodyka
5. Dyskusja wyników
6. Podsumowanie i dalsze kierunki badawcze



Kontekst badawczy – rynek wodoru

Polska zajmuje 5 miejsce na światowym rynku produkcji wodoru oraz 3 miejsce w Europie

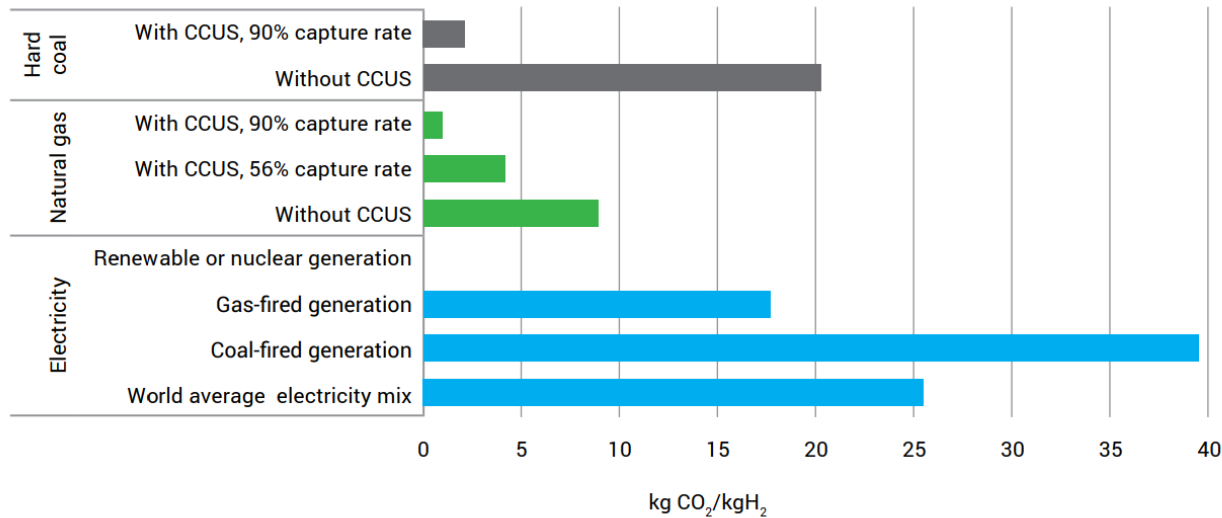


■ Other ■ Germany ■ Netherlands ■ Poland ■ Spain ■ Italy ■ France ■ United Kingdom

Całkowita produkcja i zużycie wodoru w Unii Europejskiej

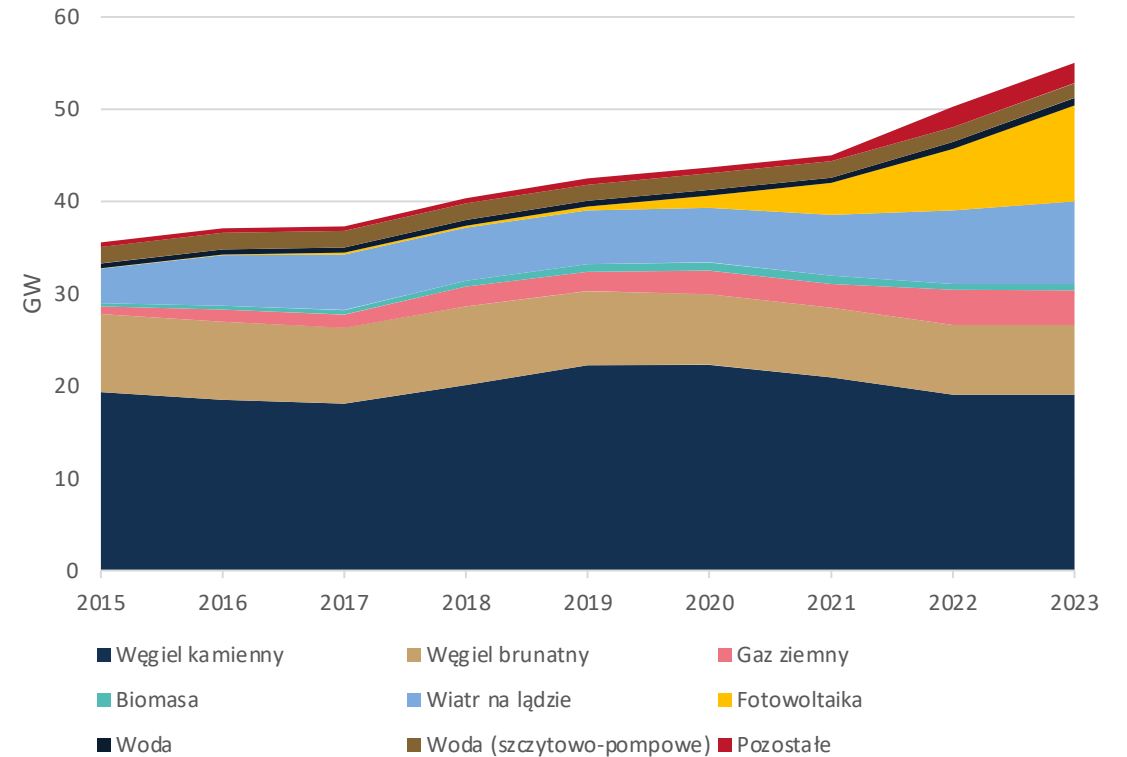


Emisyjność produkcji wodoru



Źródło: MAE.

Struktura mocy zainstalowanej w KSE



Wiatr na lądzie: 8.97 GW (16,3%)

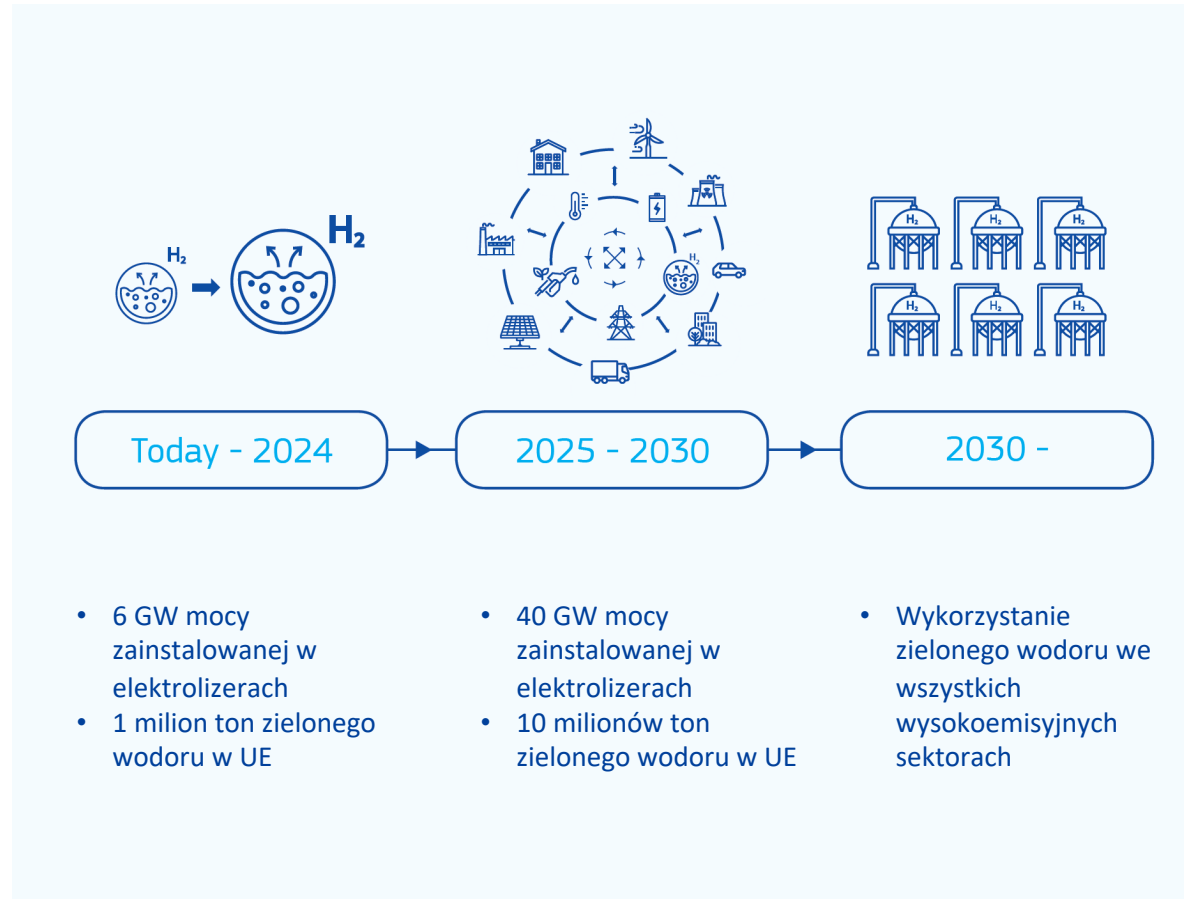
PV: 10,42 GW (18,9%)



Kontekst badawczy – wodór w dokumentach strategicznych

5

Strategia wodorowa UE: „produkować czysty, odnawialny wodór dzięki skumulowanym inwestycjom”





CEL 1

Wdrożenie technologii wodorowych w **energetyce** i **ciepłownictwie**

CEL 2

Wdrożenie wodoru jako paliwa alternatywnego w **transporcie**

CEL 3

Wsparcie dekarbonizacji **przemysłu**

CEL 4

Produkcja wodoru w nowych instalacjach

CEL 5

Sprawny i bezpieczny **przesył, dystrybucja** i **magazynowanie** wodoru

CEL 6

Stworzenie stabilnego otoczenia **regulacyjnego**

CEL 1

Wdrożenie technologii wodorowych w **energetyce** i **ciepłownictwie**

WSPIERANE DZIAŁANIA

2025	2030
<ol style="list-style-type: none">1. Uruchomienie instalacji P2G klasy co najmniej 1 MW celem wsparcia stabilizacji pracy sieci dystrybucyjnych;2. Współspalanie wodoru w turbinach gazowych (w zależności od możliwości technicznych) i konwersja istniejących instalacji;3. Wsparcie B+R w zakresie tworzenia układów ko- i poligeneracyjnych dla bloków mieszkalnych, biurowców, małych osiedli oraz obiektów użyteczności publicznej od 10 kW do 250 kW z wykorzystaniem ogniwi paliwowych;4. Rozwój magazynów energii opartych o wódór i jego pochodne;5. B+R w zakresie kompaktowych układów P2G i G2P;	<ol style="list-style-type: none">6. Uruchomienie instalacji ko- i poligeneracyjnych, np. elektrociepłowni o mocy do 50 MWt, gdzie głównym paliwem będzie wódór;7. Rozpoczęcie wykorzystania wodoru jako nośnika energii wykorzystywanego do procesów magazynowania energii;8. Instalacja układów ko- i poligeneracyjnych dla bloków mieszkalnych, biurowców, małych osiedli oraz obiektów użyteczności publicznej od 10 kW do 250 kW z wykorzystaniem ogniwi paliwowych;9. Uruchomienie instalacji mikrogeneracyjnych 1-10 kW do wytwarzania wodoru dla instalacji grzewczej lub energii elektrycznej, oraz do zastosowań do zasilania w trudno dostępnych miejscach;10. Rozbudowa instalacji fotowoltaicznych o elektrolizery oraz stacje podczyszczania wody opadowej do produkcji odnawialnego wodoru.

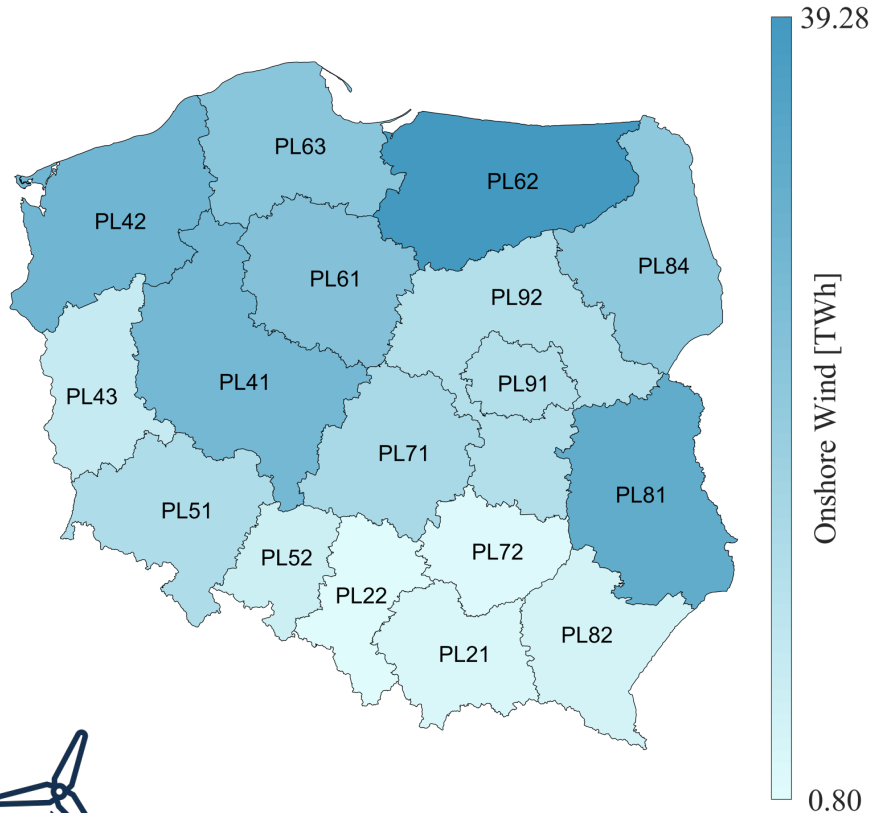


1. Techniczno-ekonomiczna analiza możliwości produkcji zielonego wodoru z:
 - wiatru na morzu w obszarze planowanych projektów morskiej energetyki wiatrowej oraz
 - wiatru na lądzie na poziomie regionów NUTS-2z zastosowaniem metody Monte Carlo.

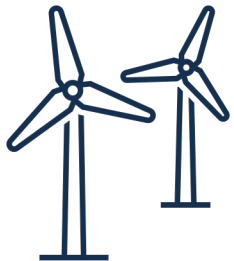
2. Identyfikacja techniczno-ekonomicznych parametrów, które mogą przyczynić się do sukcesu Polskiej Strategii Wodorowej.



Studium przypadku – energetyka wiatrowa na lądzie

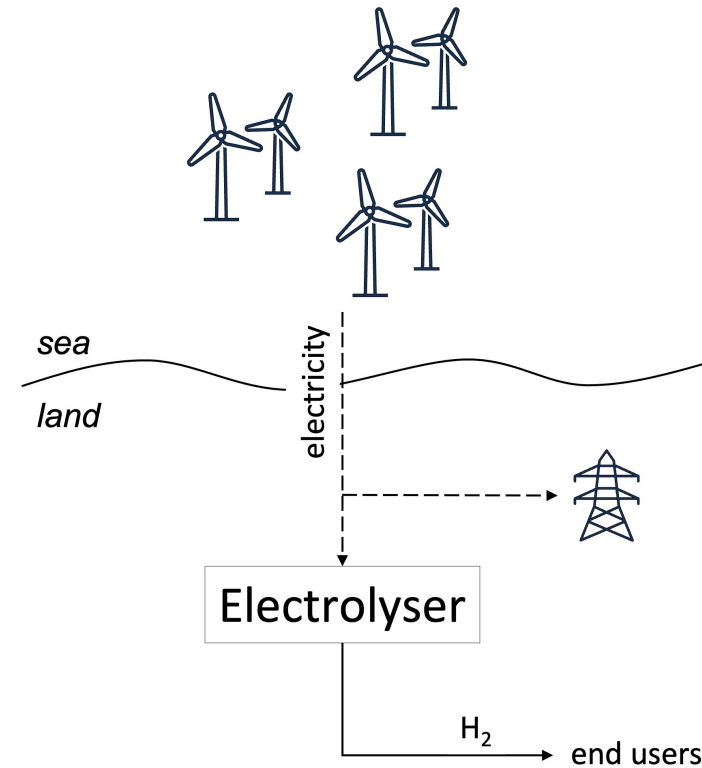


NUTS-2 2021	Region	Ground Solar PV [TWh/yr]	Onshore Wind [TWh/yr]	Consumption in 2019 [TWh]	Surplus/deficit [TWh/yr]
PL21	Małopolskie	10.70	2.90	15.12	-1.52
PL22	Śląskie	9.14	0.80	21.59	-11.65
PL41	Wielkopolskie	31.77	27.34	14.72	44.39
PL42	Zachodniopomorskie	13.57	28.34	7.22	34.69
PL43	Lubuskie	8.00	7.66	4.28	11.38
PL51	Dolnośląskie	18.79	13.42	12.93	19.28
PL52	Opolskie	11.75	6.13	4.62	13.26
PL61	Kujawsko-pomorskie	19.18	23.41	9.34	33.25
PL62	Warmińsko-mazurskie	17.56	39.28	6.17	50.67
PL63	Pomorskie	12.23	22.71	9.74	25.2
PL71	Łódzkie	20.48	14.40	10.97	23.91
PL72	Świętokrzyskie	10.44	1.80	5.61	6.63
PL81	Lubelskie	27.82	32.30	9.37	50.75
PL82	Podkarpackie	12.09	4.30	9.03	7.36
PL84	Podlaskie	15.37	21.4	5.06	31.71
PL91	Warszawski stołeczny	4.45	12.15	12.49	4.11
PL92	Mazowiecki regionalny	29.06	12.15	10.05	31.16
Total		272.40	270.49	168.31	374.58





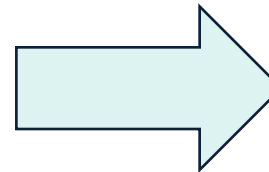
Studium przypadku – morska energetyka wiatrowa





$$LCOH = \frac{(C_{CC} \times CRF) + C_{O\&M} + C_{REP}}{M_{H_2}}$$

- C_{CC} → koszt elektrolizera (€)
- CRF → wskaźnik CRF, rata kapitałowa
- $C_{O\&M}$ → roczne koszty operacyjne (O&M) (€)
- C_{REP} → roczny koszt wymiany stosu (€)
- M_{H_2} → roczna produkcja wodoru (kg)



Lata: 2030, 2050

- 17 regionów NUTS-2
- 23 lokalizacje MWF



$$LCOH = \frac{(C_{CC} \times CRF) + C_{O\&M} + C_{REP}}{M_{H_2}}$$

$$C_{CC} = P_{el} \times I_{el}$$

$$CRF = \frac{i \times (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1}$$

$$C_{O\&M} = (\tau \times P_{el} \times u_{el} \times c_e) + (\gamma \times M_{H_2} \times c_w) + (C_{CC} \times \varphi)$$

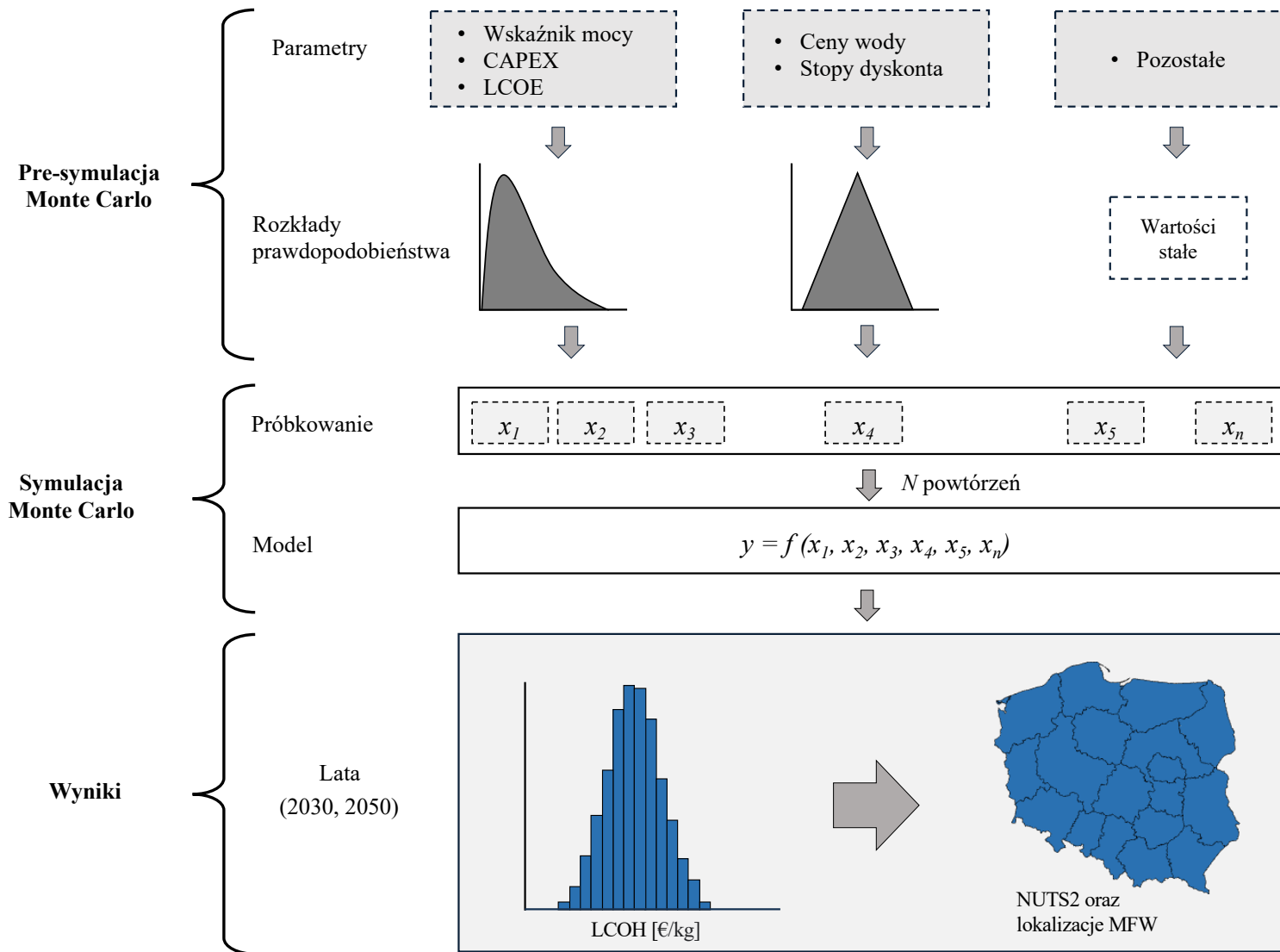
$$C_{rep} = \frac{i \times (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} \times \frac{C_{TotalRep}}{(1 + i)^N}$$

$$M_{H_2} = \frac{\tau \times P_{el} \times u_{el}}{E_{el}}$$

C_{CC}	całkowity koszt elektrolizera (<i>ang. electrolyzer cost</i>), €
P_{el}	moc elektrolizera (<i>ang. power rate of electrolyzer</i>), kW
I_{el}	jednostkowe nakłady inwestycyjne elektrolizera (<i>ang. specific investment cost of electrolyzer</i>), €/kW
CRF	wskaźnik CRF, rata kapitałowa (<i>ang. capital recovery factor</i>)
i	stopa dyskontowa (<i>ang. interest rate</i>)
N	czas życia instalacji (<i>ang. lifetime</i>)
$C_{O\&M}$	roczne koszty operacyjne (<i>ang. operation and maintenance cost</i>), €
τ	liczba godzin w roku (8760) (<i>ang. number hours in a year</i>)
u_{el}	wskaźnik wykorzystania mocy elektrolizera (<i>ang. utilization rate of electrolyzer</i>)
c_e	LCOE, koszt energii elektrycznej (<i>ang. levelized cost of electricity</i>), €/kWh
γ	zużycie wody (<i>ang. water requirement</i>), L/kg
c_w	cena wody (<i>ang. price water</i>), €/L
φ	współczynnik kosztów operacyjnych (<i>ang. operational costs ratio</i>)
C_{REP}	roczny koszt wymiany systemu (<i>ang. annual replacement cost of the system</i>), €
$C_{TotalRep}$	całkowity koszt wymiany systemu (<i>ang. total replacement cost of the system</i>), €
M_{H_2}	produkcja wodoru w roku (<i>ang. annual hydrogen production</i>), kg
E_{el}	zużycie energii elektrycznej przez elektrolizer (<i>ang. electricity consumption of the electrolyzer</i>), kWh/kg



Metodyka

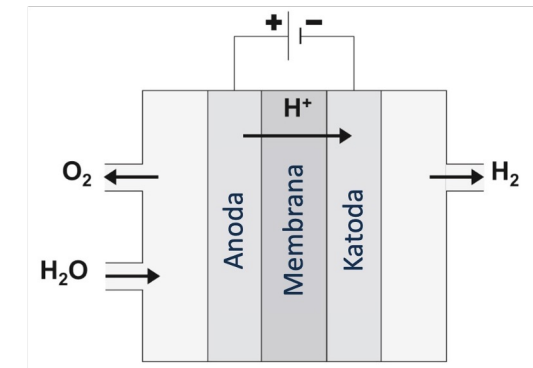




Scenariusze badawcze

13

Parameter	Jednostka	Scenariusz I (2030)	Scenariusz II (2050)
Moc elektrolizera	MW	6,0	10,0
Sprawność	%	69,0	75,0
Zużycie energii elektrycznej	kWh/kg	46,0	44,0
Czas życia systemu	lata	20	30
Koszty operacyjne	% kosztu elektrolizera	2,20	1,85
Koszty wymiany systemu	% kosztu elektrolizera	40,0	40,0
Rok wymiany systemu	lata	10	15
Zużycie wody	L/kg H ₂	10,0	10,0
Wartość opałowa	kWh/kg	33,3	33,3



Elektrolizer polimerowy (PEM)



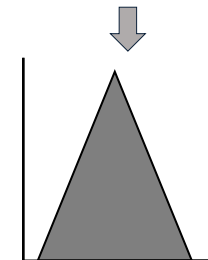
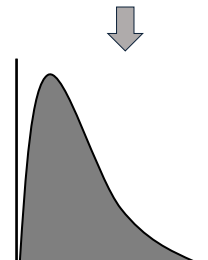
Założenia dla rozkładów prawdopodobieństwa

14

Parameter	Unit	Scenario II (2030)	Scenario III (2050)
Koszt elektrolizera	€/kW	PERT(242.36; 640.66; 1232.37)	PERT(138.6; 174.5; 210.5)
LCOE - Koszt energii elektrycznej (wiatr na lądzie)	€/MWh	PERT(25.40; 33.87; 42.34)	PERT(16.93; 21.17; 25.40)
LCOE - Koszt energii elektrycznej (wiatr na morzu)	€/MWh	PERT(43.85; 61.39; 78.93)	PERT(26.31; 43.85; 61.39)
Cena wody	€/kg	Tr(0.00106; 0.00113; 0.00118)	Tr(0.00143; 0.00150; 0.00158)
Stopa dyskonta	%	Tr(4.00; 6.00; 8.00)	Tr(4.00; 6.00; 8.00)

- Wskaźnik mocy
- CAPEX
- LCOE

- Ceny wody
- Stopy dyskonta



• PERT(A; B; C) – Rozkład Beta-PERT

• Tr(A; B; C) – Rozkład trójkątny

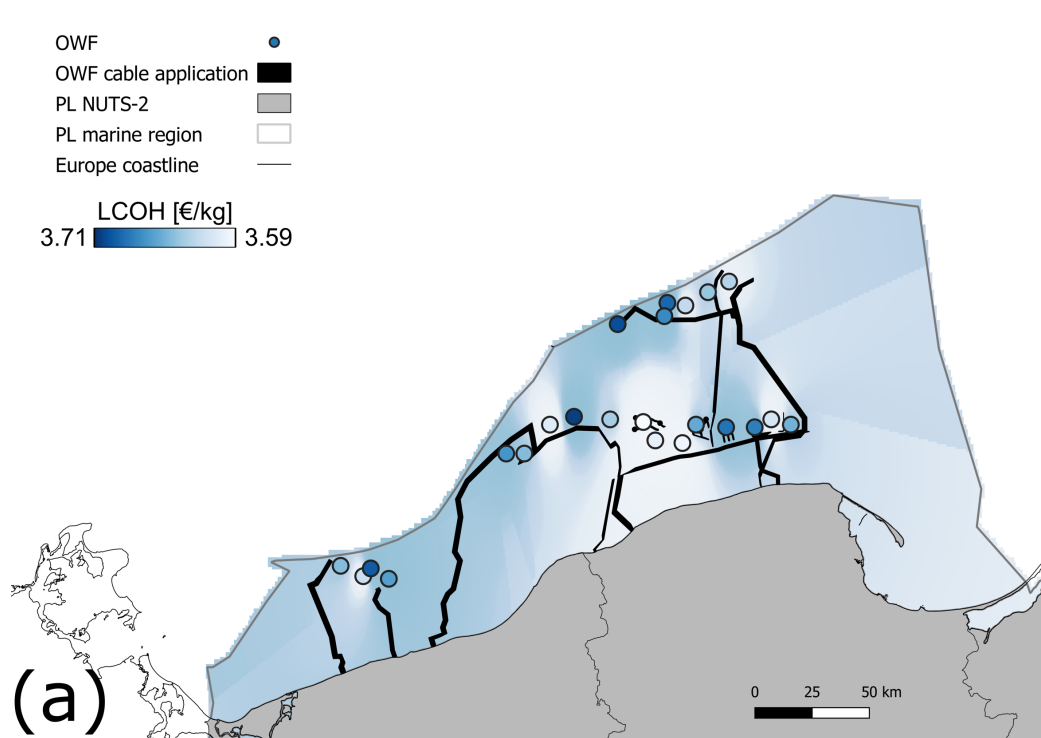
A – najniższa możliwa wartość

B – wartość z największym prawdopodobieństwem

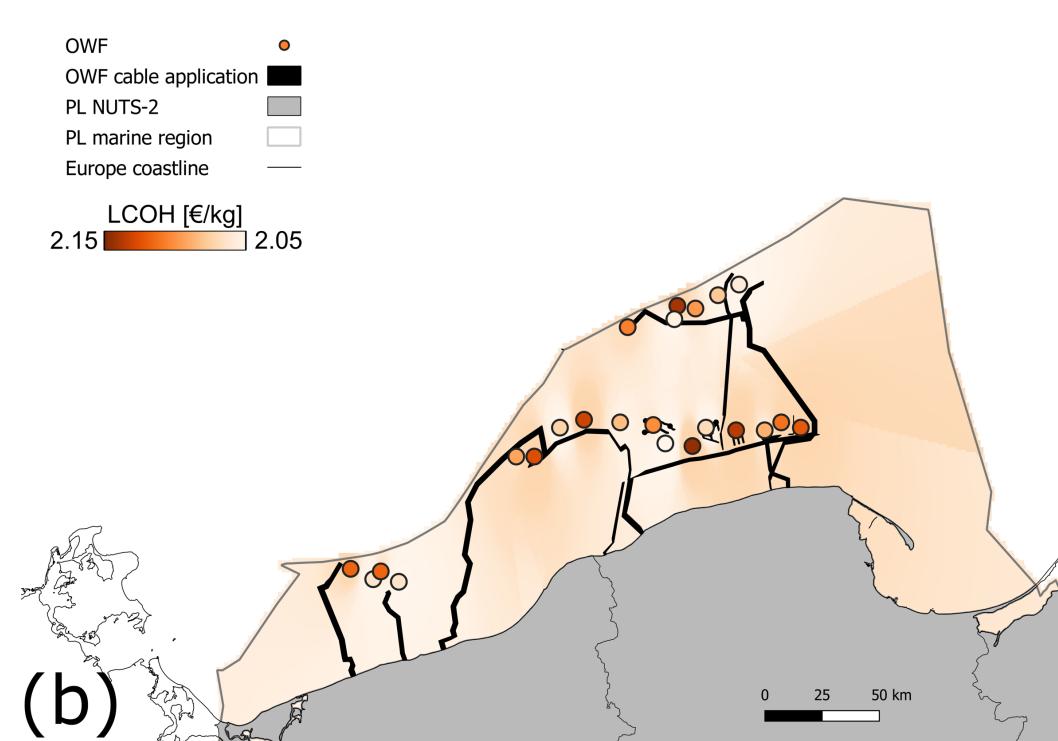
C – najwyższa możliwa wartość



Wyniki: LCOH – morskie farmy wiatrowe



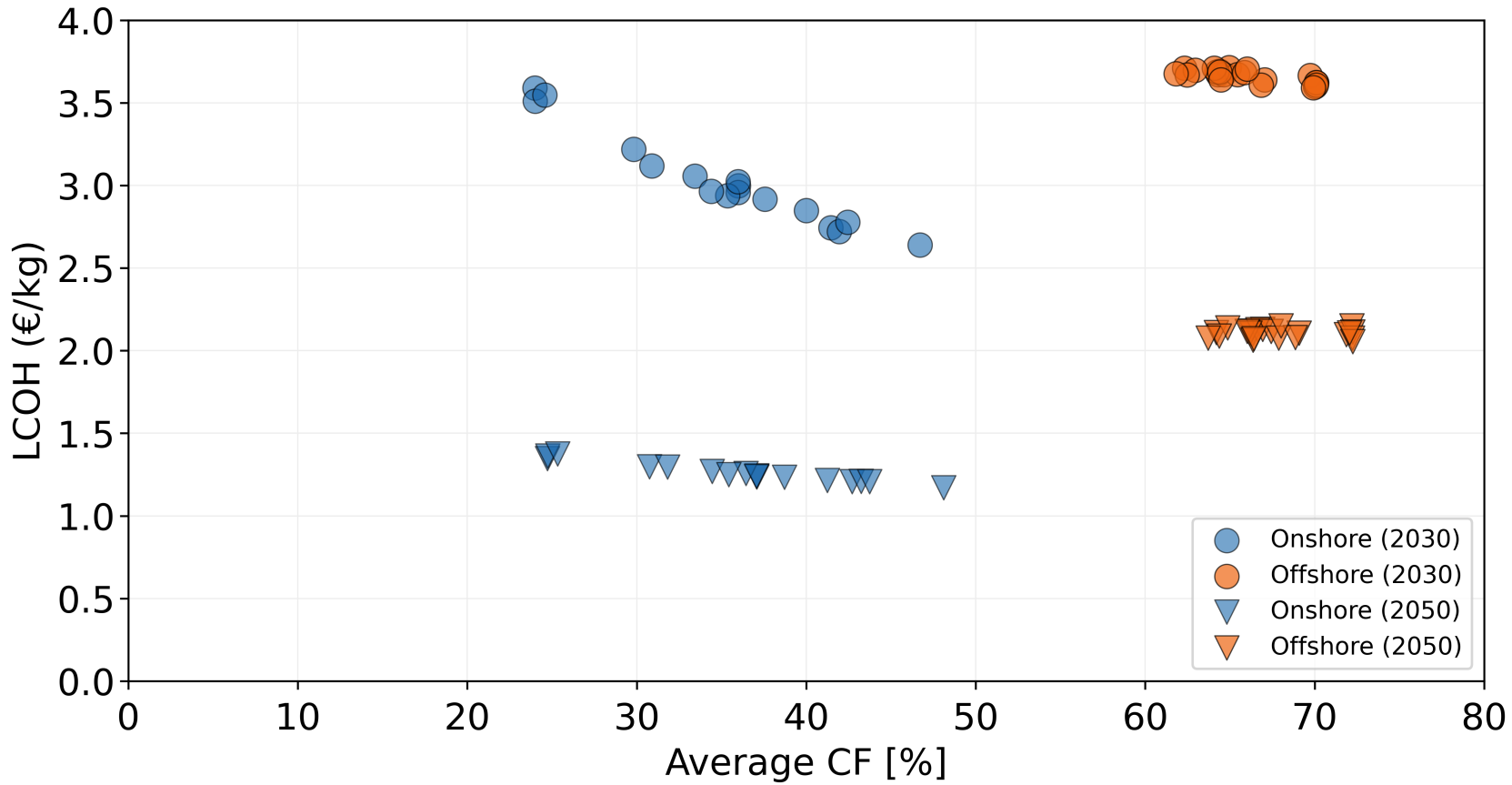
2030: 3,59–3,71 €/kg



2050: 2,05–2,15 €/kg



Wyniki: LCOH – morskie i lądowe farmy wiatrowe



OFFSHORE

➤ 2030: 3,59–3,71 €/kg

➤ 2050: 2,05–2,15 €/kg

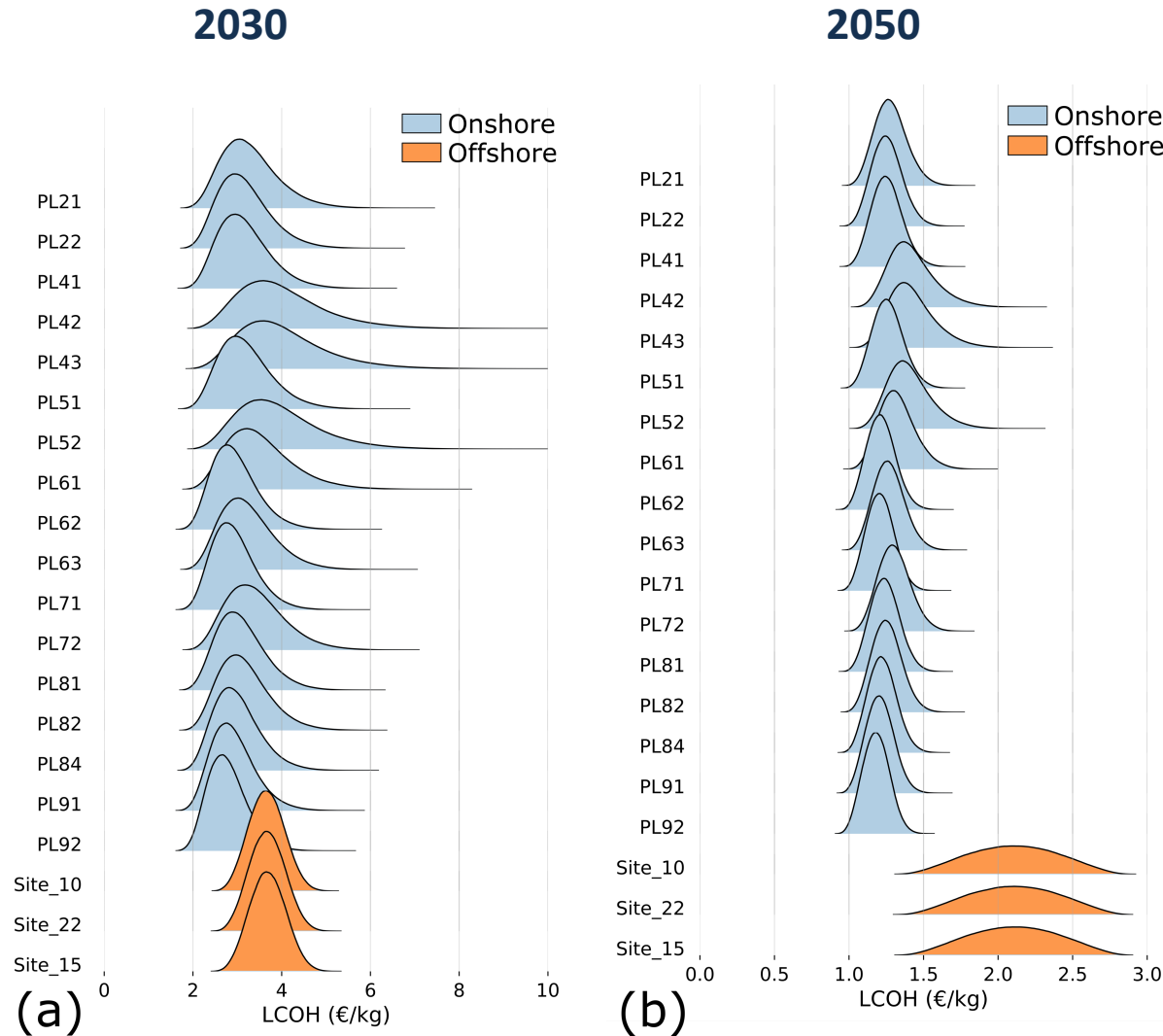
ONSHORE

➤ 2030: 2,72–3,59 €/kg

➤ 2050: 1,17–1,36 €/kg



Wyniki: LCOH – rozkłady prawdopodobieństwa



OFFSHORE

- Rozkłady niepewności w latach 2030 i 2050 są niemal symetryczne i przypominają kształtem rozkład Gaussa.
- Węższy kształt w 2030 roku wskazuje na większą pewność wystąpienia modalnych wartości LCOH, podczas gdy szerszy kształt w 2050 roku wskazuje na większą niepewność przyszłych kosztów produkcji.

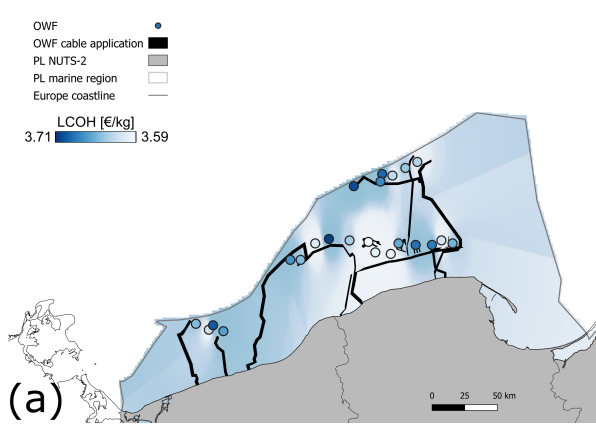
ONSHORE

- Mimo że koszty są niższe w porównaniu do MFW, kształty i skośność rozkładów prawdopodobieństwa wskazują na większe ryzyko tych projektów.
- Rozkłady różnią się między sobą pod względem kształtu, skośności oraz długości ogonów, co jest spowodowane zróżnicowanymi warunkami meteorologicznymi w analizowanych regionach NUTS-2.
- Większość rozkładów jest przesunięta w lewo, co wskazuje na wyższe prawdopodobieństwo osiągnięcia niższych wartości spośród zbioru możliwych rozwiązań.

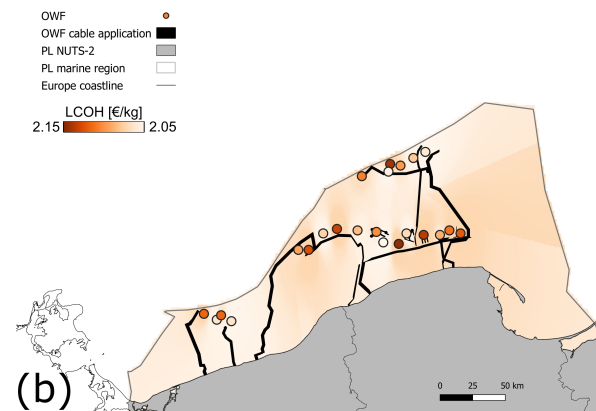


Wyniki: Analiza wrażliwości

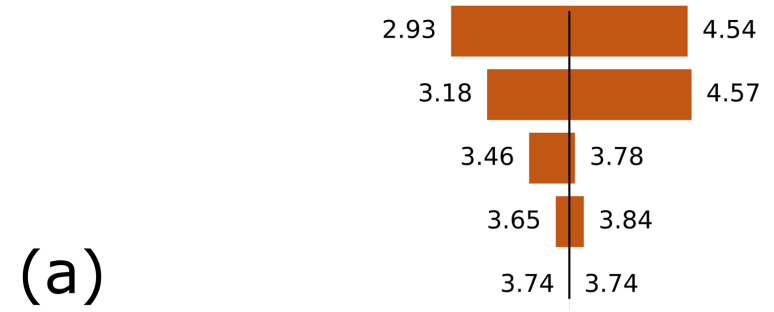
2030



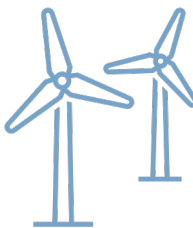
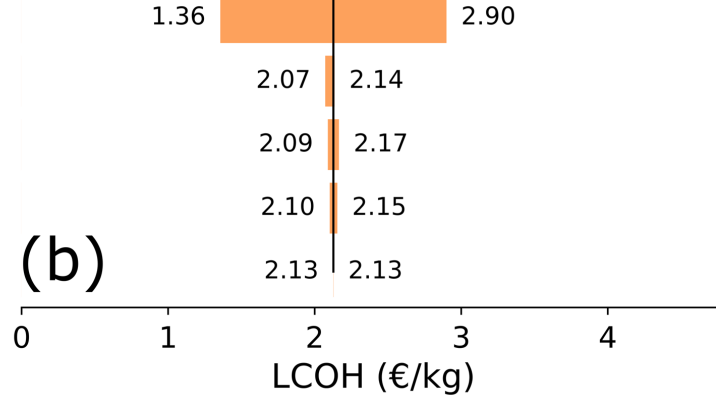
2050



Ceny energii elektrycznej
 Nakłady inwestycyjne
 Wskaźnik wykorzystania mocy elektrolizera
 Stopa dyskonta
 Ceny wody



Ceny energii elektrycznej
 Wskaźnik wykorzystania mocy elektrolizera
 Nakłady inwestycyjne
 Stopa dyskonta
 Ceny wody



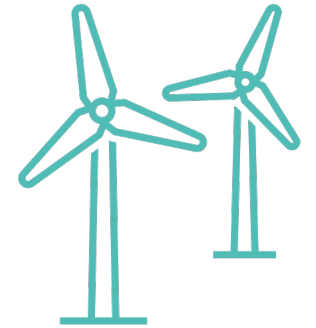


Podsumowanie

19

Do 2030 roku, uśredniony koszt zielonego wodoru z elektrolizera PEM może wynieść do:

- od 3,59 do 3,71 €/kg (offshore),
- od 2,72 do 3,59 €/kg (onshore).



Do 2050 roku, uśredniony koszt zielonego wodoru z elektrolizera PEM może obniżyć się do:

- od 2,05 do 2,15 €/kg (offshore),
- od 1,17 do 1,36 €/kg (onshore)

— głównie ze względu na postępy technologiczne w obszarze jednostek wytwórczych oraz elektrolizerów.

W perspektywie długoterminowej, uśredniony koszt wodoru produkowanego w procesie elektrolizy, charakteryzuje się mniejszą niepewnością w przypadku zasilania energią elektryczną z morskich farm wiatrowych.

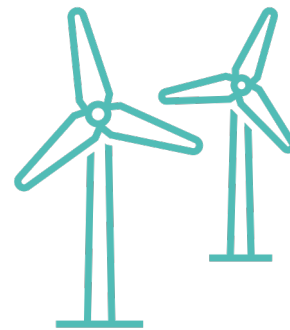


Analiza wrażliwości wskazuje, że w 2030 r. głównymi czynnikami wpływającymi na uśredniony koszt produkcji wodoru będą:

- nakłady inwestycyjne na zakup elektrolizera oraz
- ceny energii elektrycznej.

W 2050 r. znaczący wpływ na LCOH w wielkoskalowych systemach elektrolizerów PEM będą miały przede wszystkim:

- ceny energii elektrycznej produkowanej w farmach wiatrowych.





Dalsze kierunki badawcze

21

- Opracowanie modelu umożliwiającego obliczenie uśrednionego koszt **magazynowania i transportu** wodoru.
- Przeprowadzenie techniczno-ekonomicznej analizy opłacalności produkcji zielonego wodoru z wykorzystaniem **różnych elektrolizerów** w horyzoncie średnio i długoterminowym.
- Rozwinięcie opracowanego narzędzia o model umożliwiający **optymalizację procesu dostaw** w zależności od potencjału i zapotrzebowania na wodór w poszczególnych regionach kraju.



Aleksandra Komorowska

Head of the Division of Minerals and Energy
Sustainable Development



Dziękuję za uwagę!



IGSMiE
PAN

Dr inż. Aleksandra Komorowska

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i energią PAN

komorowska@min-pan.krakow.pl