



Ministerstwo  
Klimatu i Środowiska



Sfinansowano ze środków  
NARODOWEGO FUNDUSZU  
OCHRONY ŚRODOWISKA  
i GOSPODARKI WODNEJ

# Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Rozwiązania w zakresie wdrożenia NZIA  
w Polsce w zakresie CCS/CCU wraz  
z oceną skutków regulacji

KPMG Advisory Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k.

## Podziękowania

Serdecznie dziękujemy Grupie Roboczej ds. strategii CCUS za inspirującą współpracę, konstruktywne sugestie i konsultacje w zakresie danych, technologii i wyzwań branżowych.

W szczególności pragniemy podziękować:

1. Panu Dr Inż. Pawłowi Gładyszowi - CCUS Poland Association
2. Panu Szczepanowi Polakowi - Equinor Polska sp. z o.o.
3. Pani Lidii Król - Heidelberg Materials Polska

## 1. Spis skrótów

Skrót	Rozwinięcie (ang./pol.)	Definicja / Wyjaśnienie
<b>Anchor emitter</b>	-	Emitent kotwiczący - instalacja przemysłowa o dużym wolumenie emisji, wokół której budowany jest klaster CCUS.
<b>BECCS</b>	Bio-Energy with Carbon Capture and Storage	Bioenergia z wychwytem i składowaniem CO <sub>2</sub> (ujemne emisje netto).
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure	Nakłady inwestycyjne.
<b>CCS</b>	Carbon Capture and Storage / Wychwył i składowanie CO <sub>2</sub>	Technologia wychwytywania i trwałego składowania dwutlenku węgla w formacjach geologicznych.
<b>CCU</b>	Carbon Capture and Utilisation / Wychwył i wykorzystanie CO <sub>2</sub>	Technologia wychwytywania i ponownego wykorzystania CO <sub>2</sub> jako surowca w przemyśle.
<b>CCUS</b>	Carbon Capture, Utilisation and Storage	Łącuch technologii obejmujący wychwył, wykorzystanie i/lub składowanie CO <sub>2</sub> .
<b>DAC</b>	Direct Air Capture	Bezpośredni wychwył CO <sub>2</sub> z powietrza.
<b>E-fuels</b>	-	Paliwa syntetyczne produkowane z CO <sub>2</sub> i zielonego wodoru (np. e-metanol, e-kerosen).
<b>EPC</b>	Engineering, Procurement, Construction	Faza realizacji inwestycji: projektowanie, zamówienia, budowa.
<b>EU ETS</b>	European Union Emissions Trading System	Europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> .
<b>EOR/EGR</b>	Enhanced Oil/Gas Recovery	Zwiększone wydobycie ropy/gazu przy użyciu CO <sub>2</sub> .
<b>FEED</b>	Front-End Engineering Design	Szczegółowe projektowanie techniczne inwestycji.
<b>FID</b>	Final Investment Decision	Ostateczna decyzja inwestycyjna.
<b>Hub</b>	-	Węzeł CCUS - centralny punkt agregacji strumieni CO <sub>2</sub> z kilku instalacji.
<b>Klaster</b>	-	Regionalna grupa emitentów CO <sub>2</sub> współdzielących infrastrukturę CCUS.
<b>LCOC</b>	Levelized Cost of Capture	Uśredniony koszt wychwytu CO <sub>2</sub> (€/t CO <sub>2</sub> ).
<b>LCOCC</b>	Levelized Cost of Carbon Capture and Storage	Uśredniony koszt całkowity CCS (€/t CO <sub>2</sub> ).
<b>MRV</b>	Monitoring, Reporting and Verification	System monitorowania, raportowania i weryfikacji ilości CO <sub>2</sub> .
<b>NbS</b>	Nature-based Solutions	Rozwiązania oparte na naturze (np. odbudowa ekosystemów dla pochłaniania CO <sub>2</sub> ).
<b>NZIA</b>	Net Zero Industry Act	Rozporządzenie UE dotyczące rozwoju technologii neutralnych emisyjnie, w tym CCS/CCU.
<b>OPEX</b>	Operating Expenditure	Koszty operacyjne (bieżące).
<b>PCI</b>	Projects of Common Interest	Projekty o znaczeniu wspólnotowym w UE.
<b>Pre-FEED</b>	Preliminary Front-End Engineering Design	Wstępna faza projektowania technicznego inwestycji.
<b>SAF</b>	Sustainable Aviation Fuel	Zrównoważone paliwo lotnicze, często produkowane z CO <sub>2</sub> i zielonego wodoru.
<b>SMR</b>	Steam Methane Reforming	Reforming parowy metanu - proces produkcji wodoru i CO <sub>2</sub> .
<b>VCM</b>	Voluntary Carbon Markets	Dobrowolne rynki uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .
<b>WACC</b>	Weighted Average Cost of Capital	Średni ważony koszt kapitału.

## Spis treści

Podziękowania .....	2
Spis skrótów .....	3
Spis treści .....	4
Spis wykresów .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Spis tabel .....	6
Spis rysunków .....	7
Streszczenie zarządcze .....	8
Rola wychwytu i składowania dwutlenku węgla w politykach dekarbonizacyjnych .....	10
NZIA w kontekście CCS/CCU .....	17
Założenia projektowe pod infrastrukturę CCUS .....	42
Infrastruktura transportowa .....	68
Kierunki rozwoju sieci CCUS .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Koncepcja systemu terminalu eksportowo-importowego CO <sub>2</sub> .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Scenariusze rozwoju infrastruktury szkieletowej CCUS .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Bibliografia .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Załączniki .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Zastrzeżenia .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

## Spis wykresów

Wykres 1. Instalacje CCS w Europie wedle statusu operacyjnego i poziomu wychwytu CO <sub>2</sub> (mln t CO <sub>2</sub> rocznie).....	16
Wykres 2. Zmiana pozycji 20 największych emitentów po przejściu z całkowitych emisji na emisje procesowe.....	47
Wykres 3. Krzywa kosztów wychwytu CO <sub>2</sub> w sektorach przemysłowych w Polsce (EUR/t CO <sub>2</sub> ) .....	50
Wykres 4. Krzywa kosztów wychwytu CO <sub>2</sub> w sektorach przemysłowych w Polsce (EUR/t CO <sub>2</sub> ) .....	51
Wykres 5. Krzywe kosztów krańcowych wychwytu CO <sub>2</sub> według klastrów CCS (EUR/t CO <sub>2</sub> )	55
Wykres 6 Składowe koszty zabezpieczenia finansowego magazynowania CO <sub>2</sub> .....	65
Wykres 7. Założenia modelowania kosztów transportu rurociągowego <b>Error! Bookmark not defined.</b>	
Wykres 8 Krzywa kosztu krańcowego transportu - porównanie krzywych kosztowych dla trzech scenariuszy transportu (EUR/t) .....	70
Wykres 9. Koszty transportu wg Klastra - średni koszt transportu dla instalacji w poszczególnych hubach (EUR/t) .....	71
Wykres 10. Porównanie całkowitych kosztów CCS - 5 wariantów (EUR/t) .....	80
Wykres 11. Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS - scenariusz Onshore (EUR/t)...	81
Wykres 12. Mapa całkowitych kosztów CCS - scenariusz Onshore (EUR/t) <b>Error! Bookmark not defined.</b>	
Wykres 13. Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS w podziale na klastry - scenariusz Onshore (EUR/t).....	82
Wykres 14. Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS - scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie) (EUR/t).....	83
Wykres 15. Mapa całkowitych kosztów CCS - scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie) (EUR/t) .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Wykres 16. Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS w podziale na klastry - scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie) (EUR/t).....	84
Wykres 17. Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS - scenariusz Offshore (Morze Północne) (EUR/t) .....	85
Wykres 18. Mapa całkowitych kosztów CCS - scenariusz Offshore (Morze Północne) (EUR/t) .....	85
Wykres 19. Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS w podziale na klastry - scenariusz Offshore (Morze Północne) (EUR/t) .....	86
Wykres 20. Porównanie kosztów re-użycia (CCU) i składowania (CCS) CO <sub>2</sub> w horyzoncie do 2030 .....	99

## Spis tabel

Tabela 1. Struktura emisji całkowitych i gotowych do ekonomicznego wychwytu według sektorów oraz liczba instalacji (priorytet wysoki i niski).....	44
Tabela 2. Czynniki różnicujące koszt wychwytu CO <sub>2</sub> według sektorów przemysłowych.....	48
Tabela 3. Koszty wychwytu CO <sub>2</sub> według sektorów przemysłowych (EUR/t CO <sub>2</sub> ) .....	49
Tabela 4. Charakterystyka zidentyfikowanych klastrów CCS .....	54
Tabela 5: Zidentyfikowane struktury składowania CO <sub>2</sub> w Polsce .....	56
Tabela 6. Regionalne składowiska CO <sub>2</sub> poza Polską.....	59
Tabela 7. Elementy łańcucha transportowo-składowiskowego według scenariusza .....	62
Tabela 8 Techniczne koszty składowania i transportu offshore CO <sub>2</sub> według scenariusza (EUR/t CO <sub>2</sub> ) .....	64
Tabela 9. Zakres potencjalnego wykorzystania CO <sub>2</sub> w e-paliwach w Polsce [Mt CO <sub>2</sub> /rok] ....	88
Tabela 10. Zakres potencjalnego wykorzystania CO <sub>2</sub> w mineralizacji w Polsce [Mt CO <sub>2</sub> /rok]	90
Tabela 11. Zakres potencjalnego wykorzystania CO <sub>2</sub> w konwersjach chemicznych w Polsce [Mt CO <sub>2</sub> /rok] .....	92
Tabela 12. Zakres potencjalnego wykorzystania CO <sub>2</sub> w rozwiązaniach biotechnologicznych w Polsce [Mt CO <sub>2</sub> /rok].....	94
Tabela 13. Zakres potencjalnych ujemnych emisji z BECCS (składowany CO <sub>2</sub> biogeniczny) [Mt CO <sub>2</sub> /rok] .....	96
Tabela 14. Zakres potencjalnych ujemnych emisji z BECCS (składowany CO <sub>2</sub> biogeniczny) [Mt CO <sub>2</sub> /rok] .....	97
Tabela 15. Podsumowanie skali re-użycia wychwyconego CO <sub>2</sub> do roku 2030 [Mt CO <sub>2</sub> /rok] .	98
Tabela 16. Warianty architektury terminalu CO <sub>2</sub> w Gdańsku: porównanie wymagań i kosztów (lądowy, kombinowany, pływający).....	103
Tabela 17. Harmonogram przygotowania i budowy terminalu CO <sub>2</sub> w Gdańsku — wariant bazowy .....	109
Tabela 18. Struktura kosztów według scenariusza (EUR/t CO <sub>2</sub> ) .....	114
Tabela 19. Porównanie scenariuszy infrastruktury CCUS w Polsce.....	116

## Spis rysunków

Rysunek 1. Wybrane metody sekwestracji dwutlenku węgla .....	12
Rysunek 2. Mapa całkowitych emisji CO <sub>2</sub> instalacji przemysłowych w Polsce .....	42
Rysunek 3. Udział emisji CCS-ready w emisjach całkowitych - rozkład geograficzny .....	46
Rysunek 4. Rozmieszczenie geograficzne emitentów przemysłowych w Polsce według wolumenu emisji i kosztu wychwytu CO <sub>2</sub> .....	52
Rysunek 5. Potencjalne klastry wychwytu i transportu CO <sub>2</sub> w Polsce - lokalizacja i wolumen emisji emitentów przemysłowych .....	53
Rysunek 6. Potencjalne zdolności składowania CO <sub>2</sub> w Polsce.....	58
Rysunek 7. Rozmieszczenie zagranicznych struktur składowania .....	61
Rysunek 9: Porównanie kosztów składowania z kosztem zabezpieczenia (EUR/t CO <sub>2</sub> ) ..	<b>Error!</b>
<b>Bookmark not defined.</b>	
Rysunek 8. Mapa kosztów transportu - scenariusz Onshore .....	72
Rysunek 9. Mapa kosztów transportu - scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie) .....	73
Rysunek 10. Mapa kosztów transportu - scenariusz Offshore (Morze Północne).....	74
Rysunek 11. Modelowa sieć transportowa - Hub Płock.....	75
Rysunek 12. Modelowa sieć transportowa - Hub Bielawy.....	76
Rysunek 13. Modelowa sieć transportowa - Hub Ożarów.....	77
Rysunek 14. Modelowa sieć transportowa - Hub Gorażdze .....	78
Rysunek 16. Struktura kosztów inwestycyjnych terminalu CO <sub>2</sub> w reżimie Medium-P (15-20 bar, -35 °C) .....	105
Rysunek 17. Struktura kosztów operacyjnych terminalu CO <sub>2</sub> w reżimie Low-P (6-8 bar, -50 °C) .....	106
Rysunek 18. Wrażliwość opłaty terminalowej (EUR/t CO <sub>2</sub> ) na cenę energii elektrycznej oraz poziom CAPEX: wariant Gdańsk, 3 Mt/rok .....	107

## Streszczenie zarządcze

Niniejszy raport został opracowany w odpowiedzi na coraz większe wymogi polityki klimatycznej Unii Europejskiej oraz narastającą presję na dekarbonizację polskiego sektora przemysłowego, szczególnie w kontekście wejścia w życie Rozporządzenia *Net Zero Industry Act (NZIA)*. Dokument ten nakłada na państwa członkowskie UE zobowiązanie do rozwoju technologii neutralnych emisyjnie, takich jak wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) oraz wychwytywanie i wykorzystanie CO<sub>2</sub> (CCU), a ponadto przewiduje osiągnięcie do roku 2030 rocznej zdolności zatłaczania CO<sub>2</sub> na poziomie 50 mln ton w skali całej Unii Europejskiej. Polska, jako kraj o znaczącym udziale przemysłu wysokoenergetycznego i emisyjnego, stoi przed wyzwaniem wdrożenia tych technologii, co implikuje konieczność przeprowadzenia analizy potencjału, kosztów, barier regulacyjnych oraz scenariuszy rozwoju infrastruktury.

### Cel opracowania analizy

Głównym motywem przygotowania niniejszego raportu była potrzeba zidentyfikowania sposobów, w jakie Polska może efektywnie wdrożyć technologie CCS/CCU celem realizacji zarówno krajowych, jak i europejskich celów klimatycznych. Szczególny nacisk położono na wsparcie dekarbonizacji sektorów przemysłowych, w których emisje procesowe są trudne do wyeliminowania alternatywnymi metodami, oraz na zapewnienie konkurencyjności polskiego przemysłu w warunkach zaostrzających się regulacji środowiskowych. Analiza ma również na celu identyfikację barier prawnych, technicznych i społecznych, a także określenie optymalnych ścieżek rozwoju infrastruktury CCS/CCU w Polsce.

### Struktura raportu

Dokument został podzielony na spójne części, prowadzące odbiorcę od ogólnego kontekstu politycznego i technologicznego, poprzez szczegółową analizę potencjału i kosztów, aż do rekomendacji strategicznych. Raport rozpoczyna się ogólnym oglądem na aspekty dekarbonizacji, następnie omawia rolę wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> w politykach dekarbonizacyjnych, przedstawia analizę prawną NZIA, opisuje założenia projektowe dla infrastruktury CCUS, analizuje źródła emisji oraz potencjał składowania, prezentuje modele organizacyjne i techniczne, jak również scenariusze rozwoju infrastruktury.

### Metodyka analizy

Analiza została przeprowadzona z wykorzystaniem szerokiego zakresu danych oraz metod badawczych:

- Wykorzystano dane z krajowych i europejskich baz emisji (EU ETS, Polski Instytut Ekonomiczny, Państwowy Instytut Geologiczny).
- Przeanalizowano literaturę branżową oraz raporty międzynarodowych instytucji (IEA, ZEP, IPCC).
- Przeprowadzono konsultacje z przedstawicielami przemysłu, ekspertami technologicznymi oraz regulatorami.
- Opracowano modele kosztów wychwytywania, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla różnych sektorów oraz lokalizacji.
- Przeprowadzono analizę scenariuszową, obejmującą warianty krajowe (*onshore*, *offshore*) oraz eksportowe (do lokalizacji składowania w regionie Morza Północnego).

## Technologie CCS/CCU - charakterystyka i znaczenie

Technologia CCS (Carbon Capture and Storage) polega na wychwytywaniu CO<sub>2</sub> z procesów przemysłowych lub energetycznych i trwałym składowaniu go w formacjach geologicznych, celem zapobieżenia jego emisji do atmosfery. Stanowi ona kluczowe narzędzie polityki klimatycznej, zwłaszcza dla sektorów charakteryzujących się wysokimi emisjami procesowymi, takich jak cementownie, rafinerie, przemysł chemiczny czy hutnictwo stali. Technologia CCU (*Carbon Capture and Utilisation*) polega natomiast na ponownym wykorzystaniu wychwyconego CO<sub>2</sub> jako surowca w przemyśle, między innymi do produkcji paliw syntetycznych, chemikaliów, materiałów budowlanych czy w biotechnologii. Wdrożenie tych technologii wymaga zbudowania złożonego łańcucha wartości, obejmującego instalacje wychytujące CO<sub>2</sub>, infrastrukturę transportową (rurociągi, terminale), a także składowiska geologiczne lub zakłady wykorzystujące CO<sub>2</sub> jako surowiec.

Raport szczegółowo omawia możliwości wdrożenia technologii CCS/CCU w polskich warunkach, z uwzględnieniem specyfiki krajowego miksu energetycznego, rozmieszczenia przemysłu oraz dostępności struktur geologicznych do składowania CO<sub>2</sub>. Podkreślono, iż CCS/CCU to nie tylko narzędzie redukcji emisji, lecz również szansa na rozwój nowych gałęzi gospodarki, takich jak produkcja e-paliw czy zielonej chemii.

### Skala wyzwania i potencjału<sup>1</sup>

Łączny wolumen emisji z instalacji przemysłowych kwalifikujących się priorytetowo do wychwytu CO<sub>2</sub> wynosi ok. 24 Mt rocznie - obejmuje to zakłady w sektorach o wysokim i średnim priorytecie dekarbonizacji, ze strumieniem emisji powyżej 100 kt/rok, stanowiące bazę dla pierwszej fali wdrożeń CCUS w Polsce. Największy potencjał koncentruje się w klastrach: Góraždze (11,0 Mt - stal, cement, wapno), Ożarów (4,1 Mt - chemia, cement), Płock (3,1 Mt - petrochemia), Bielawy (2,3 Mt - cement, soda) oraz wśród emitentów rozproszonych (3,4 Mt). Udział emisji procesowych, trudnych do redukcji metodami innymi niż wychwyty, wynosi: 50-60% w cementowniach i wapiennikach, ok. 60% w hutnictwie, ok. 30% w chemii i ok. 15% w rafineriach. Potencjał składowania geologicznego CO<sub>2</sub> w Polsce przekracza 600 Mt w zidentyfikowanych strukturach lądowych oraz ~1,9 Gt w formacjach bałtyckich. Całkowity koszt CCS kształtuje się następująco: scenariusz onshore 80-90 €/t CO<sub>2</sub>, offshore Bałtyk 100-105€/t CO<sub>2</sub>, eksport do Morza Północnego 150-160 €/t CO<sub>2</sub>. W pierwszym etapie wdrożenia (2034-2035) możliwe jest objęcie ok. 3 Mt CO<sub>2</sub> rocznie (Klaster Bielawy + Hub Płock), z dalszą rozbudową przepustowości systemu na potrzeby emisji przemysłowych na poziomie 12-13 Mt CO<sub>2</sub> rocznie po roku 2040. Do 2033 r. realne redukcje emisji zapewnia przede wszystkim scenariusz eksportowy, wykorzystujący zagraniczne składowiska w Morzu Północnym.

### Scenariusze rozwoju infrastruktury

Badanie analizuje trzy zasadnicze scenariusze wdrożenia technologii CCS/CCU w Polsce:

1. Krajowy *onshore* - składowanie CO<sub>2</sub> w krajowych składowiskach lądowych. Wariant ten charakteryzuje się najniższymi kosztami oraz zapewnia największą suwerenność, wymaga jednak przyspieszenia procesów regulacyjnych oraz uzyskania społecznej

<sup>1</sup> Analiza KPMG na podstawie danych z EU ETS za 2022 rok.

akceptacji dla składowisk geologicznych. Przewidywana gotowość operacyjna to lata 2034-2035.

2. Krajowy *offshore* - składowanie CO<sub>2</sub> pod dnem Bałtyku. Wariant ten wiąże się z wyższymi kosztami oraz zależnością od uwarunkowań prawnych dotyczących składowania podmorskiego, lecz pozwala na wykorzystanie znaczących zasobów geologicznych.
3. Eksportowy - eksport CO<sub>2</sub> do zagranicznych składowisk (Norwegia, Dania, Holandia). Opcja ta umożliwi szybkie rozpoczęcie redukcji emisji, korzystając z istniejącej infrastruktury, jednak nie przyczynia się do budowy krajowych kompetencji i jest najkosztowniejsza w dłuższej perspektywie. Może pełnić rolę rozwiązania przejściowego do czasu uruchomienia krajowych składowisk.

### Podsumowanie i rekomendacje

Przeprowadzona analiza jednoznacznie wskazuje, iż najbardziej efektywnym ekonomicznie i strategicznie rozwiązaniem jest krajowy scenariusz *onshore*, zapewniający najniższy koszt jednostkowy zatłaczania CO<sub>2</sub> oraz pełną kontrolę nad łańcuchem CCUS. Realizacja tego wariantu wymaga jednak skutecznej polityki krajowej, przyspieszenia procedur uzyskiwania pozwoleń oraz szeroko zakrojonej edukacji społecznej. Scenariusz *offshore* może stanowić alternatywę w przypadku pojawienia się barier dla składowisk lądowych, jednakże wymaga rozwiązania kwestii prawnych związanych z obszarem Bałtyku. Scenariusz eksportowy umożliwia szybkie rozpoczęcie działań redukcyjnych, lecz nie sprzyja rozwojowi krajowych kompetencji i generuje najwyższe koszty w perspektywie długoterminowej.

Rozwój prac nad technologiami wychwytu, transportu, wykorzystania i składowania dwutlenku węgla powinien być w Polsce traktowany priorytetowo na poziomie strategii krajowej. Wynika to zarówno z istotnego wpływu regulacyjnego - w tym wymogów unijnych oraz konieczności dostosowania prawa krajowego - jak i strategicznego znaczenia tych technologii dla konkurencyjności i transformacji polskiego przemysłu. Skuteczne wdrożenie CCS/CCU pozwoli nie tylko na realizację celów klimatycznych, ale także na budowę nowych kompetencji gospodarczych i zapewnienie długofalowej suwerenności w zakresie redukcji emisji przemysłowych.

## Rola wychwytu i składowania dwutlenku węgla w politykach dekarbonizacyjnych

Naukowy konsensus dotyczący antropogenicznego (mającego źródła w działalności człowieka) charakteru obserwowanego w ostatnich dekadach wzrostu średniej, globalnej temperatury w porównaniu do okresu sprzed rewolucji przemysłowej generuje presję na wdrażanie polityk dekarbonizacyjnych, mających prowadzić do redukcji wykorzystywania paliw kopalnych i powiązanych z nimi emisji gazów cieplarnianych.

Trend ten znajduje swoje odzwierciedlenie m.in. w globalnych szczytach klimatycznych (COP) - na międzynarodowym spotkaniu w Paryżu w roku 2015 przyjęte zostało porozumienie klimatyczne, którego celem ma być wspólne dążenie do ograniczenia poziomu wzrostu temperatury znacząco poniżej 2 stopni Celsjusza, a najlepiej - do poziomu poniżej 1,5 stopnia. Za tego typu zobowiązaniami idzie następnie przyjmowanie regulacji i celów klimatycznych,

takich jak dążenie Unii Europejskiej do osiągnięcia stanu neutralności klimatycznej do roku 2050.

## Dekarbonizacja modeli biznesowych

Aby osiągnąć ten cel, mający wypełnić zobowiązania UE do odegrania roli w globalnych wysiłkach na rzecz stabilizacji klimatu, niezbędne będą szeroko zakrojone zmiany w modelach biznesowych - wzorcach produkcji i konsumpcji czy źródłach pozyskiwanej energii. Przekrój realizowanych działań dekarbonizacyjnych jest szeroki i uwzględnia m.in. oszczędzanie energii, efektywne jej wykorzystywanie czy inwestowanie w nowe moce wytwórcze ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych.

Niezbędne zmiany nie ograniczają się wyłącznie do branży energetycznej - przykładem może być wdrażanie zasad gospodarki o obiegu zamkniętym czy dążenie do sprawiedliwego charakteru zielonej transformacji, np. poprzez zaadresowanie potrzeb społeczności lokalnych na obszarach wydobywczych / przemysłowych czy wykorzystywanie narzędzi redystrybucyjnych.

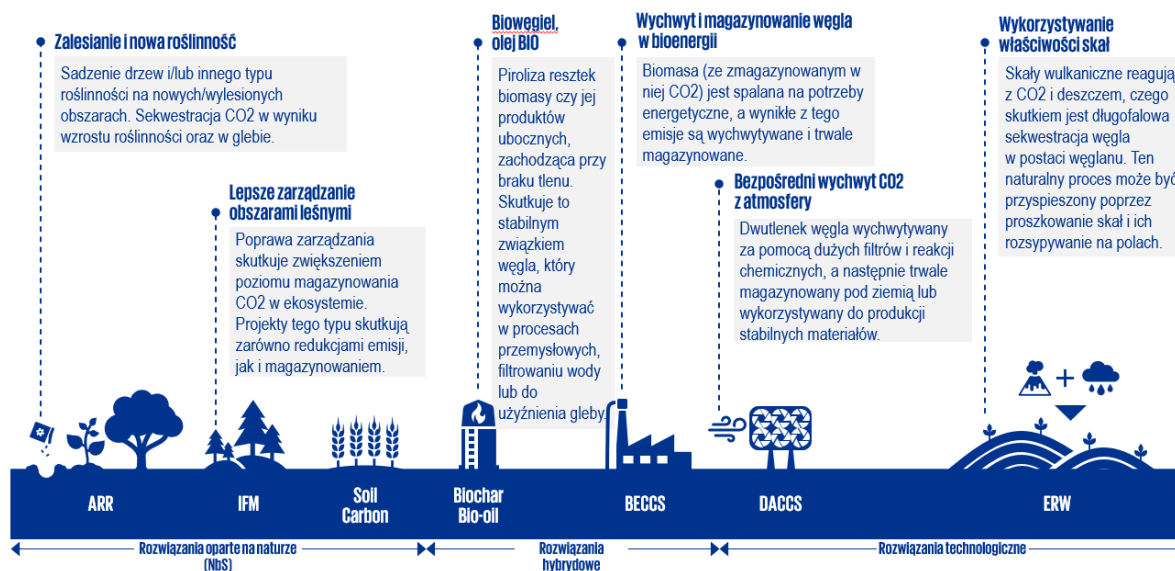
Tempo wdrażania działań dekarbonizacyjnych zależy jest od szeregu czynników, takich jak dostępność finansowania, dojrzałość technologiczna dostępnych rozwiązań czy poziom opłacalności ich wdrażania. Swoją rolę odgrywa również otoczenie regulacyjne czy wdrażane narzędzia, takie jak system handlu emisjami EU ETS. Dodatkowo, niezależnie od poziomu ambicji danej firmy, branży czy państwa, mierzyć się one będą ze zjawiskiem tzw. emisji resztkowych, pozostałych po wdrożeniu strategii dekarbonizacji.

Emisje tego typu stanowią wyzwanie dla dążenia do neutralności klimatycznej, dlatego też w ramach definicji *net-zero* podkreśla się, że w wypadku braku możliwości ich uniknięcia konieczne staje się podejmowanie działań, umożliwiających zbilansowanie rachunku emisyjnego. Jego realizacja możliwa jest za pomocą dwóch kategorii działań - opartych o naturę (*Nature-based Solutions*, NbS) oraz technologicznych. Te pierwsze wiążą się z wykorzystywaniem możliwości naturalnego wychwytu i składowania gazów cieplarnianych, np. poprzez odbudowę ekosystemów takich jak obszary podmokłe lub praktyki rolnictwa regeneratywnego.

Działania typu NbS, mogące przynieść dodatkowe korzyści z perspektywy zrównoważonego rozwoju (np. ochrony różnorodności biologicznej) mierzą się z własnymi wyzwaniami, związanymi np. z niepewnością wokół trwałości wychwytu czy dodatkowością zrealizowanego działania w stosunku do stanu zastanego. Dodatkowo mogą one w niedostateczny sposób odpowiadać na potrzeby części przedsiębiorstw, objętych określonymi obowiązkami prawnymi, np. koniecznością zakupu pozwoleń na emisje CO<sub>2</sub>.

Dekarbonizacja stanowić będzie szczególne wyzwanie dla energo- i zasobochłonnego przemysłu, pełniącego ważną rolę ekonomiczną. Może on odgrywać istotną rolę na lokalnych rynkach pracy. W obliczu globalnych napięć, takich jak kwestie geopolityczne, nierównowagi handlowe, zakłócenia w łańcuchach dostaw czy ograniczona dostępność zasobów, rośnie przekonanie o konieczności utrzymania jego znaczenia w europejskiej gospodarce. . Równocześnie jednak, ze względu na specyfikę procesów produkcyjnych, ich dekarbonizacja stanowi niemałe wyzwanie - tym bardziej, że odbywa się ona w otoczeniu konkurencji z rynków o słabszych regulacjach środowiskowych i towarzyszy jej konieczność ponoszenia kosztów, takich jak obecność w systemie EU ETS.

**Rysunek 1. Wybrane metody sekwestracji dwutlenku węgla**



Źródło: Opracowanie własne

## Rola CCS w procesach dekarbonizacyjnych

Odpowiedzią na to wyzwanie są technologiczne rozwiązania z zakresu wychwyty i składowania lub ponownego wykorzystywania dwutlenku węgla - CCS (*Carbon Capture and Storage*) oraz CCU (*Carbon Capture and Utilisation*). Składowanie CO<sub>2</sub> w złożach geologicznych pozwolić ma na uniknięcie jego ucieczki do atmosfery (i związanego z nią negatywnego oddziaływania na klimat) i na łatwe oszacowanie unikniętych emisji. Wyzwaniem przy jego szerszym wdrażaniu może być z kolei kwestia kosztów, powiązana m.in. z poziomem dojrzałości technologii czy stopniem skomplikowania jej wdrożenia (dostępu do odpowiednich struktur geologicznych, długości rurociągów etc.).

Technologie tego typu mogą służyć realizacji celom polityk klimatycznych w dwojaki sposób. Inwestujące w nie firmy mogą wykorzystywać wychwycony dwutlenek węgla do generowania kredytów węglowych, które następnie mogą być kupowane na rynku dobrowolnych uprawnień do emisji (*Voluntary Carbon Markets*, VCMs) przez przedsiębiorstwa, wykorzystujące ich do realizacji własnych strategii dekarbonizacyjnych.

Ze względu na wyższe koszty w porównaniu do rozwiązań opartych na naturze inwestycje z zakresu wychwyty i składowania / wykorzystywania dwutlenku węgla (CCS/CCU, w dalszej części raportu wykorzystujemy również łączący obie kwestie skrót CCUS) są szczególnie atrakcyjne dla biznesu z branż wysokoemisyjnych, znajdujących się pod presją dekarbonizacyjną ze strony regulatorów. Z ich perspektywy, bardziej niż wspieranie działań innych podmiotów poprzez rynek VCM, kluczowe jest zapewnienie wychwyty własnych emisji, wynikłych z wyższego zapotrzebowania na energię oraz emisji procesowych.

Kluczowe dla powodzenia wykorzystywania CCS w działaniach dekarbonizacyjnych na poziomie przedsiębiorstwa jest wpisanie go w ramy przemysłanej strategii dekarbonizacyjnej, uwzględniającej opcję wykorzystywania szerokiej palety działań umożliwiających redukcję emisji. Dla przykładu - w wypadku emisji powiązanych z produkcją cementu jako rozwiązania

wymienia się m.in. szersze wykorzystywanie drewna czy innych substytutów, wdrażanie rozwiązań procesowych skutkujących poprawą efektywności surowcowej czy priorytet na wykorzystywanie już istniejących budynków w miejsce budowania nowych<sup>2</sup>.

Jak widać z tego krótkiego wyliczenia rozwiązania te mogą na różny sposób zakłócać dotychczasowy model biznesowy przedsiębiorstw, w niektórych wypadkach wprost stanowiąc wyzwanie dla funkcjonowania dotychczasowych zakładów produkcyjnych. Redukowanie śladu węglowego tworzonych produktów będzie kluczowe z perspektywy dostępu do środków finansowych (finansowania UE, dotacji, kredytów) czy komunikacji z klientami, wśród których znajdują się firmy przyjmujące własne, wewnętrzne cele dekarbonizacyjne bądź zobowiązane prawnie do realizowania działań z zakresu zrównoważonego rozwoju.

Dekarbonizacja zakładów przemysłowych mierzy się zatem z szeregiem wyzwań. W wypadku Polski wyzwaniem z perspektywy zużycia energii jest miks energetyczny kraju, wciąż w znaczący sposób oparty na paliwach kopalnych (w szczególności na węglu), ale również konieczność zapewnienia stabilności dostaw energii, co - w obliczu braku działających w Polsce elektrowni jądrowych - utrudnia zaspokojenie potrzeb energetycznych za pośrednictwem własnych mocy wytwórczych, takich jak turbiny wiatrowe czy panele fotowoltaiczne.

## Znaczenie technologii dla polskiego przemysłu

Kolejnym wyzwaniem, wyróżniającym sektor przemysłowy, są dominujące w nich procesy produkcyjne. Dla przykładu - znacząco różnią się od siebie ślady węglowe produkcji stali pierwotnej i stali generowanej ze złomu czy mokre i suche metody produkcji cementu. Modyfikacje w procesach produkcyjnych, takie jak zastępowanie koksu zielonym wodorem w procesach redukcyjnych będących elementem wytwarzania stali, wymagają poniesienia wysokich nakładów inwestycyjnych, a w wypadku technologii o niskim poziomie dojrzałości - dodatkowych środków na badania i rozwój czy skalowanie.

Poświęcona dekarbonizacji polskiego przemysłu publikacja Polskiego Instytutu Ekonomicznego<sup>3</sup> wskazuje na kluczowe znaczenie technologii CCS dla dwóch sektorów produkcyjnych - cementowego oraz chemicznego. W wypadku tej pierwszej branży mówimy o źródle ponad 20% wszystkich emisji przemysłowych w Polsce, z kolei drugą cechuje wysokie wewnętrzne zróżnicowanie, z którego wynikać ma konieczność zastosowania szerokiego wachlarza dopasowanych do specyfiki zakładu produkcyjnego rozwiązań dekarbonizacyjnych. Oba te sektory cechuje znacząco wyższa energochłonność w porównaniu do średniej dla całego przetwórstwa przemysłowego w Polsce, a także generowanie miejsc pracy o wyższym niż przeciętne wynagrodzeniu.

Sektor produkcji cementu ma potrzebować szerszego upowszechnienia się technologii CCS ze względu na specyfikę produkcji klinkieru cementowego i występujące w procesie jego wypalania emisje procesowe. Wdrażanie wychwytu i składowania dwutlenku węgla, jak zauważają eksperci PIE, generować będzie jednak zwiększone za potrzebowanie na energię elektryczną, co pokazuje na istotne znaczenie otoczenia rynkowego i regulacyjnego dla upowszechniania się działań dekarbonizacyjnych. Według danych Międzynarodowej Agencji

<sup>2</sup> Zob. np. Barnard M., *The Realistic Future Of Carbon Capture: Pure Streams, Right Locations, Smart Uses*, CleanTechnica, 6.11.2025: [The Realistic Future Of Carbon Capture: Pure Streams, Right Locations, Smart Uses - CleanTechnica](#) (dostęp 13.11.2025).

<sup>3</sup> Sobkiewicz, M., Krawiec, K. (2025), *Przemysł net-zero. Dekarbonizacja bez utraty konkurencyjności*, Policy Paper, nr 4, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa. [www: Point-Paper\\_Przemysl-net-zero.Dekarbonizacja-bez-utraty-konkurencyjnosci-1.pdf](#) (dostęp 13.11.2025).

Energetycznej (IEA) sektor ten ma odpowiadać za ponad 20% zdolności składowania dwutlenku węgla w Europie planowanych do roku 2030<sup>4</sup>.

W wypadku sektora chemicznego raport odnotowuje potencjalną rolę CCS w charakterze jednej z opcji dekarbonizacji dla instalacji, w których zauważalna jest obecność strumieni CO<sub>2</sub> o wysokiej koncentracji. W ich wypadku, poza kwestią składowania, możliwe staje się również wykorzystywanie wychwyconego dwutlenku węgla w innych procesach, takich jak produkcja mocznika. Zarówno w wypadku branży cementowej, jak i chemicznej, wspólną potrzebą jest dostęp do infrastruktury przesyłowej oraz możliwość składowania CO<sub>2</sub> na lądzie, umożliwiające kontrolowanie kosztów (np. przesyłowych) związanych z wdrażaniem tego rozwiązania.

## CCS jako narzędzie polityk dekarbonizacyjnych UE

Rozporządzenie *Net Zero Industry Act*<sup>5</sup> (szczegółowa analiza prawna dokumentu zaprezentowana zostanie w kolejnym rozdziale) ustanawia w artykule 20 cel osiągnięcia przez Unię Europejską do roku 2030 rocznej mocy zatlaczania na poziomie co najmniej 50 milionów ton dwutlenku węgla w składowiskach, takich jak „wyeksploatowane pola naftowe i gazowe czy solankowe warstwy wodonośne, które znajdują się na terytorium Unii, w jej wyłącznych strefach ekonomicznych lub na jej szelfie kontynentalnym”. W celu zagwarantowania ciągłości procesu wycofywania się ze spalania paliw kopalnych w przepisie znalazło się zastrzeżenie, że składowiska te nie były powiązane z intensyfikacją wydobycia węglowodorów. Według danych IEA cel ten niemal dokładnie odpowiada obecnym poziomom globalnego poziomu wychwyty dwutlenku węgla<sup>6</sup>.

Polski Instytut Ekonomiczny w raporcie poświęconym rozwojowi technologii CCS w Polsce<sup>7</sup> zauważa, że roczny potencjał wychwyty CO<sub>2</sub> w Polsce w 10 proponowanych przez PIE lokalizacjach (2 już istniejących, w Borzęcinie i Kaniowie, oraz 8 planowanych) waha się od 64,2 do nawet 96,5 miliona ton dwutlenku węgla rocznie - to znacząco więcej niż nie tylko niż unijny cel NZIA, ale również więcej niż całość emisji z procesów przemysłowych w Polsce (18,8 milionów ton w roku 2021).

Co ważne, większość krajowego potencjału (ok. 93%) znajduje się w głębokich solankowych poziomach wodonośnych, dysponujących w naszym kraju znacząco wyższym potencjałem niż wyeksploatowane złoża ropy i gazu czy nieeksploatowane pokłady węgla. Ich zaletą jest szerokie rozpowszechnienie geograficzne - od polskiej strefy ekonomicznej na Bałtyku i okolic Szczecina aż po Karpaty. Dla porównania możliwość wykorzystywania pozostałych dwóch głównych form składowania ogranicza się, odpowiednio, do obszaru karpackiego i zachodniej Polski oraz do Górnego Śląska.

<sup>4</sup> International Energy Agency, *CCUS Projects Explorer*. WWW: [CCUS Projects Explorer - Data Tools - IEA](#) (dostęp 13.11.2025).

<sup>5</sup> *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724*. www: [L\\_202401735PL.000101.fmx.xml](#) (dostęp 13.11.2025).

<sup>6</sup> Fajardy, M., Greenfeield, C., Tweneboah Koduah, J., *CCUS projects around the world are reaching new milestones*. International Energy Agency, 30.4.2025. www: [CCUS projects around the world are reaching new milestones - Analysis - IEA](#) (dostęp 13.11.2025).

<sup>7</sup> Miniszewski, M., Piłszyk, M. (2024), *Czas na polski CCS? Szanse i wyzwania wychwyty i składowania CO<sub>2</sub> w polskim przemyśle*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa. www: [Polski-CCS-CO2.pdf](#) (dostęp 13.11.2025).

Wyzwaniem może być pozyskiwanie akceptacji społecznej dla inwestycji, które mogą być lokalizowane na obszarach o dotychczas niewielkiej aktywności przemysłowej, szczególnie na łądzie. Jedną z rekomendacji PIE, mającą odpowiedzieć zarówno na potrzeby inwestycyjne związane z CCS, jak i infrastrukturą wodorową, ma być wykorzystanie korytarzy ochronnych infrastruktury przesyłu gazu ziemnego. Takie posunięcie pomogłoby w redukcji barier administracyjnych, takich jak wymóg konsultacji przebiegu infrastruktury w nowym śladzie, jak również w minimalizacji potencjalnych napięć społecznych, wynikłych z podejmowanych inwestycji. Wykorzystanie istniejących korytarzy może przyspieszyć procesy inwestycyjne związane z transportem wychwyconego CO<sub>2</sub>, uprościć dostęp do zakładów wychwytyjących CO<sub>2</sub> oraz zwiększyć atrakcyjność wychwytu wśród emitentów, którzy będą mieli bardziej uproszczony dostęp do instalacji transportujących CO<sub>2</sub>.

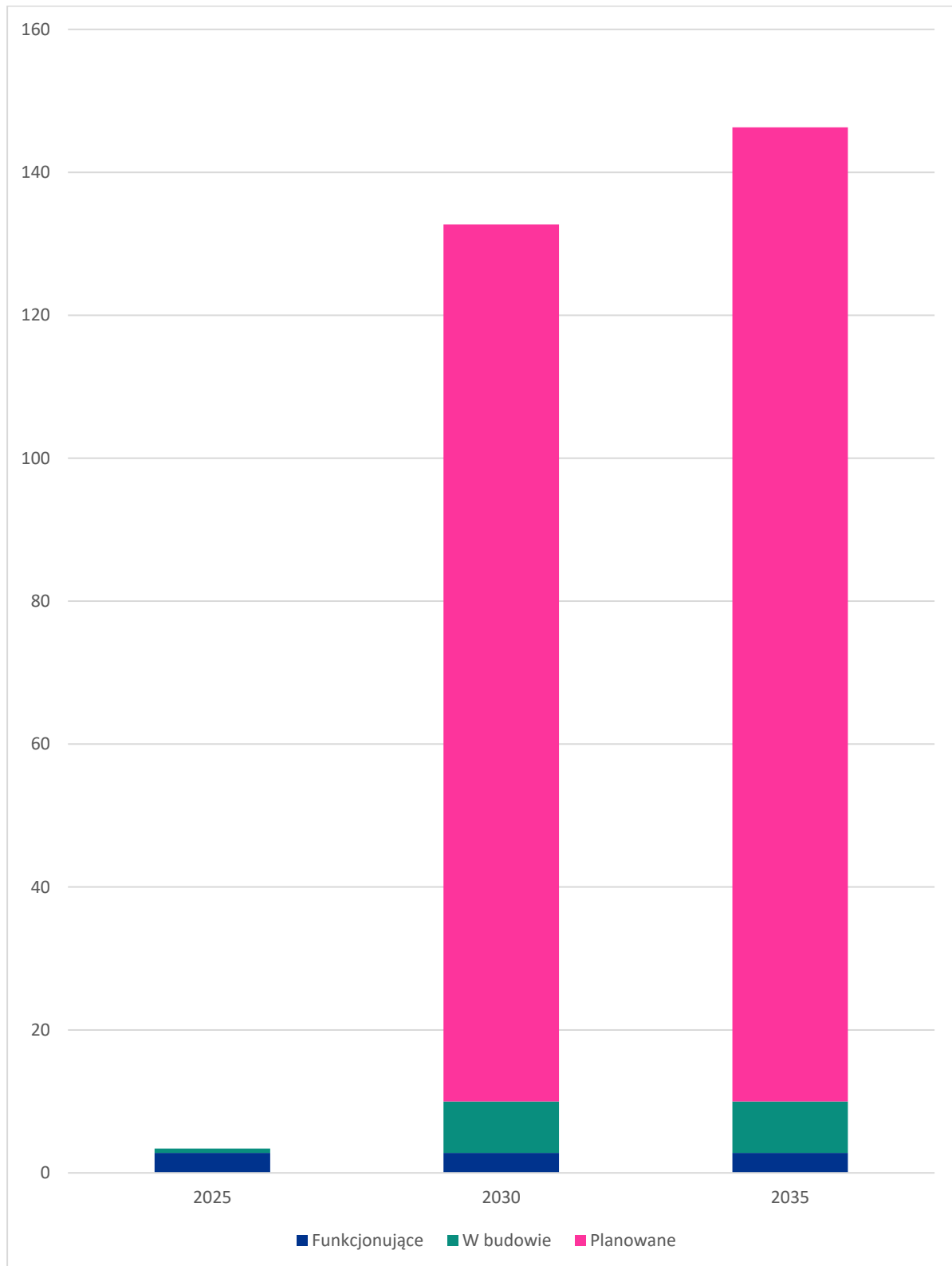
Na szerszym (w tym europejskim) dostrzegalna jest z kolei rosnąca luka między deklaracjami dotyczącymi planowanej ilości inwestycji w CCS i związanymi z nimi poziomami wychwytu a funkcjonującymi i budowanymi instalacjami. W Polsce, jak zauważa zespół PIE, w ostatnich latach doszło wręcz do porzucenia projektów CCS, np. w Bełchatowie (2013, możliwość wychwytu 1,66 mln t CO<sub>2</sub> rocznie) oraz Kędzierzynie (2011, 3,21 mln ton).

Unijny *Net Zero Industry Act*, stawiający sobie za cel upowszechnienie się technologii neutralnych emisyjnie, ma za zadanie pomóc w przekładaniu planów na rzeczywistość. Upowszechnianie technologii CCS ma pomóc w zachowaniu konkurencyjności produkcji przemysłowej - nie tylko w obliczu słabszych regulacji środowiskowych w innych rejonach świata, ale również ze względu na podejmowane w nich inwestycje w wychwyt i składowanie dwutlenku węgla. Dla przykładu - w roku 2023 w Chinach działać zaczęły 4 instalacje tego typu, zaś na Bliskim Wschodzie rozwijanych jest 15 nowych projektów. Oba te rynki odpowiadać mają za ¼ już funkcjonującej bądź budowanej pojemności składowania CO<sub>2</sub><sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Fajardy, M., Greenfeild, C., Tweneboah Koduah, J., *CCUS projects around the world are reaching new milestones*.

**Wykres 1. Instalacje CCS w Europie wedle statusu operacyjnego i poziomu wychwytu CO<sub>2</sub> (mln t CO<sub>2</sub> rocznie)**



Źródło: Międzynarodowa Agencja Energetyczna<sup>9</sup>

<sup>9</sup> International Energy Agency, *CCUS Projects Explorer*.

## NZIA w kontekście CCS/CCU

### Uwagi ogólne - tło legislacyjne

Ograniczanie emisji gazów cieplarnianych, przede wszystkim emisji dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) stanowi kluczowy element globalnej polityki klimatycznej oraz przedmiot szczególnej regulacji na poziomie prawa międzynarodowego, unijnego i krajowego. CO<sub>2</sub> jest gazem cieplarnianym (GHG), którego obecność w atmosferze przyczynia się do efektu cieplarnianego, a w konsekwencji - do zmian klimatycznych. Zgodnie z ustaleniami Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC), działalność człowieka, w szczególności spalanie paliw kopalnych (węгля, ropy naftowej, gazu ziemnego) oraz procesy przemysłowe, są głównym źródłem antropogenicznych emisji CO<sub>2</sub>.

W Unii Europejskiej problematyka emisji CO<sub>2</sub> została objęta szerokim zakresem regulacji prawnych, których celem jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych i osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku rozumianą jako równowaga między emisjami CO<sub>2</sub> a pochłanianiem CO<sub>2</sub> z atmosfery. Warto podkreślić, że regulacje dotyczące emisji CO<sub>2</sub> obejmują nie tylko obowiązki sprawozdawcze i rozliczeniowe, ale również coraz bardziej restrykcyjne cele redukcyjne, wynikające zarówno z unijnego pakietu „Fit for 55”, jak i krajowych polityk klimatycznych. Wdrażane są także instrumenty wspierające rozwój technologii nisko- i zeroemisyjnych, w tym wychwytywania (CCS - ang. *Carbon Capture Storage*), i wykorzystania (CCU - ang. *Carbon Capture Utilisation*) CO<sub>2</sub> (CCS/CCU), które mają umożliwić dekarbonizację sektorów przemysłowych o wysokiej emisyjności.

Według danych Polskiego Instytutu Ekonomicznego, całkowity potencjał składowania CO<sub>2</sub> w Polsce szacuje się na **12,8-15,6 mln t**, co zakładając całkowity wychwyt pozwala na składowanie tego gazu pochodzącego z procesów przemysłowych przez blisko 830 lat, a z elektrowni i elektrociepłowni przez ok. 100 lat<sup>10</sup>.

### System handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS oraz EU ETS2)

Kluczowym instrumentem prawnym polityki klimatycznej UE w zakresie GHG jest system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS), mający na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w największych instalacjach przemysłowych, w tym sektora energetycznego, jak również w sektorze lotniczym, w sposób efektywny kosztowo (EU ETS). Dodatkowo na zbliżonych zasadach UE zakłada objęcie systemem handlu uprawnieniami sektora transportowego, budowlanego oraz tzw. sektorów dodatkowych (EU ETS2).

EU ETS został ustanowiony dyrektywą 2003/87/WE<sup>11</sup> i funkcjonuje od 2005 roku jako pierwszy tego typu system na świecie o charakterze ponadnarodowym. Jego podstawą jest mechanizm „*cap and trade*”, polegający na wyznaczeniu ogólnego limitu (*cap*) emisji dla objętych systemem sektorów gospodarki, przy jednoczesnym umożliwieniu handlu uprawnieniami do emisji (*trade*) pomiędzy uczestnikami systemu w celu realizacji publicznoprawnego obowiązku umarzania uprawnień do emisji w wielkości odpowiadające faktyczny emisjom CO<sub>2</sub> do atmosfery.

<sup>10</sup> M. Miniszewski, M. Piłszyk: „Czas na polski CCS? Szanse i wyzwania wychwyty i składowania CO<sub>2</sub> w polskim przemyśle”, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa, czerwiec 2024, s. 4.

<sup>11</sup> Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Tekst mający znaczenie dla EOG), Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, pp. 32-46.

EU ETS obejmuje obecnie przede wszystkim sektory energetyki, przemysłu energochłonnego oraz lotnictwa wewnątrz EOG. Instalacje objęte systemem są zobowiązane do posiadania uprawnień odpowiadających rzeczywistej wielkości emisji CO<sub>2</sub> (lub innych objętych systemem gazów cieplarnianych) w danym okresie rozliczeniowym. Uprawnienia te mogą być nabywane na aukcjach (rynek pierwotny) lub pozyskiwane w drodze wtórnego obrotu na rynku (rynek wtórny), jak również przydzielane bezpłatnie (w ograniczonym zakresie). System przewiduje coroczne zmniejszanie całkowitej puli dostępnych uprawnień, co ma zapewnić stopniową redukcję emisji w sektorach objętych systemem.

W wyniku reformy pakietu „Fit for 55” oraz przyjęcia dyrektywy 2023/959<sup>12</sup>, Unia Europejska zdecydowała o rozszerzeniu zakresu systemu handlu uprawnieniami do emisji poprzez utworzenie tzw. EU ETS2. Nowy system, który, według pierwotnych założeń miał wejść w życie w 2027 roku<sup>13</sup>, obejmie dodatkowo emisje z sektora transportu drogowego oraz budownictwa, a także niektóre emisje z małych instalacji przemysłowych, które dotychczas nie były objęte podstawowym systemem EU ETS. Kluczową różnicą jest to, że EU ETS2 będzie funkcjonował jako odrębny system, z własnym limitem emisji oraz mechanizmem przydziału i rozliczania uprawnień, przy czym uprawnienia w tym systemie będą nabywane wyłącznie na aukcjach lub w ramach obrotu wtórnego, bez bezpłatnych przydziałów.

Wprowadzenie EU ETS2 ma na celu objęcie systemem handlu uprawnieniami do emisji tych sektorów gospodarki, które dotychczas nie podlegały rygorom redukcyjnym wynikającym z EU ETS, a jednocześnie generują znaczący udział w całkowitych emisjach GHG w UE. Rozszerzenie systemu ma zapewnić spójność i efektywność polityki klimatycznej, a także umożliwić osiągnięcie ambitniejszych celów redukcyjnych na poziomie całej Unii Europejskiej.

W polskim porządku prawnym zagadnienie emisji CO<sub>2</sub> znajduje odzwierciedlenie w szeregu aktów prawnych, w tym w ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych<sup>14</sup> oraz w przepisach dotyczących ochrony środowiska i polityki energetycznej. Polska jako państwo członkowskie UE, jest zobowiązana do realizacji celów redukcyjnych określonych na poziomie unijnym, a także do wdrażania rozwiązań umożliwiających monitorowanie, raportowanie i weryfikację emisji CO<sub>2</sub> na poziomie przedsiębiorstw.

Istotą polityki dekarbonizacyjnej Unii Europejskiej jest zatem konsekwentne dążenie do ograniczenia emisji GHG, w szczególności CO<sub>2</sub>, we wszystkich kluczowych sektorach gospodarki. System EU ETS oraz EU ETS2, choć stanowią podstawowe instrumenty w tym zakresie, to jednak nie obejmują tych obszarów, w których redukcja emisji nie jest technicznie możliwa lub ekonomicznie uzasadniona. Jednocześnie, wysokie koszty operacyjne (koszty zmienne) związane z koniecznością zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, stanowią istotny czynnik motywujący przedsiębiorców do poszukiwania bardziej neutralnych emisyjnie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych. Wzrost cen uprawnień do emisji przekłada się bezpośrednio na wzrost kosztów produkcji, co wpływa na konkurencyjność przedsiębiorstw zarówno na rynku krajowym, jak i międzynarodowym. W konsekwencji, firmy coraz częściej są skłonne inwestować w innowacyjne technologie (takie jak CCS/CCU), które pozwalają

<sup>12</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Tekst mający znaczenie dla EOG), Dz. Urz. UE: L 130 z 16.5.2023, pp. 134-202.

<sup>13</sup> Zgodnie z ustaleniami ministrów środowiska państw członkowskich UE z 5 listopada 2025 r. wejście w życie systemu EU ETS2 ma zostać odroczone o 12 miesięcy do roku 2028.

<sup>14</sup> Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (tj. Dz. U. z 2024 r. poz. 1505 z późn. zm.)

ograniczyć generowane emisje GHG, a w dłuższej perspektywie także znacząco zmniejszyć koszty operacyjne prowadzonej działalności. Działania te nie tylko przyczyniają się do realizacji celów klimatycznych UE, ale również umożliwiają przedsiębiorstwom budowanie przewagi konkurencyjnej w warunkach postępującej transformacji energetycznej i rosnących oczekiwań społecznych w zakresie ochrony środowiska.

## Net-Zero Industry Act

Aktem prawnym, regulującym kwestie związane z wychwytywaniem, składowaniem i wykorzystaniem CO<sub>2</sub> jest *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724 (Tekst mający znaczenie dla EOG)* (w dalszej części materiału określany również angielskim skrótem „**NZIA**”)<sup>15</sup>.

Rozporządzenie NZIA przewiduje szereg mechanizmów mających na celu stymulowanie rozwoju infrastruktury CCS/CCU oraz przyjaznego otoczenia regulacyjnego dla inwestorów i przedsiębiorstw zainteresowanych wdrażaniem tego typu technologii. Przede wszystkim akt ten uznaje CCS (art. 4 ust. 1 pkt g) NZIA) oraz transport CO<sub>2</sub> i CCU (art. 4 ust. 1 pkt q) NZIA) jako technologie neutralne emisyjnie, za kluczowe z punktu widzenia realizacji celów klimatycznych UE, zwłaszcza w sektorach przemysłowych, gdzie redukcja emisji jest szczególnie trudna lub kosztowna przy użyciu innych metod. Dodatkowo, załącznik do NZIA, zmieniony rozporządzeniem delegowanym Komisji UE 2025/1463 z dnia 23 maja 2025 r.<sup>16</sup> określa także podkategorie technologii neutralnych emisyjnie jak również wykaz komponentów, które można racjonalnie uważać za używane głównie do produkcji technologii neutralnych emisyjnie<sup>17</sup>. Kryteria uznania komponentów za „głównie używane” do produkcji technologii neutralnych emisyjnie opierają się na ich specyficzności, dostępności na rynku, dominującym zastosowaniu w danej technologii oraz zasadniczym znaczeniu dla jej funkcjonowania. W odniesieniu do technologii związanych z wychwytywaniem, składowaniem, transportem i wykorzystaniem CO<sub>2</sub> wykaz ten prezentuje się następująco:

	Podkategorie technologii neutralnych emisyjnie	Produkty końcowe	Komponenty używane głównie do celów technologii neutralnych emisyjnie
Technologie CCS	Technologie wychwytywania dwutlenku węgla	<ul style="list-style-type: none"> <li>—Wychwytywanie absorpcyjne</li> <li>—Wychwytywanie adsorpcyjne</li> <li>—Wychwytywanie membranowe</li> <li>—Wychwytywanie oparte na substancjach stałych</li> <li>—Wychwytywanie kriogeniczne</li> <li>—Bezpośrednie wychwytywanie dwutlenku węgla z powietrza</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—Rozpuszczalniki zoptymalizowane pod kątem wychwytywania dwutlenku węgla</li> <li>—Sorbenty zoptymalizowane pod kątem wychwytywania dwutlenku węgla</li> <li>—Sprężarki CO<sub>2</sub></li> </ul>

<sup>15</sup> Dz. Urz. UE OJ L, 2024/1735, 28.6.2024.

<sup>16</sup> Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2025/1463 z dnia 23 maja 2025 r. zmieniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 w odniesieniu do określenia podkategorii technologii neutralnych emisyjnie oraz wykazu konkretnych komponentów używanych na potrzeby tych technologii

<sup>17</sup> Zgodnie z art. 3 pkt 10 NZIA „używane głównie” oznacza produkty końcowe i konkretne komponenty, które mają zasadnicze znaczenie dla produkcji technologii neutralnych emisyjnie, określone w załączniku, lub produkty końcowe, konkretne komponenty i konkretne maszyny, które są niezbędne do produkcji technologii neutralnych emisyjnie, co jest stwierdzone na podstawie dowodów dostarczonych właściwemu organowi krajowemu przez projektodawcę, z wyjątkiem projektów dekarbonizacji sektorów energochłonnych, w odniesieniu do których to projektów takie dowody nie są wymagane

Technologie transportowania i wykorzystywania CO <sub>2</sub>	Technologie transportowania CO <sub>2</sub>	—Infrastruktura transportu CO <sub>2</sub>	—Sprężarki CO <sub>2</sub>
	Technologie wykorzystywania CO <sub>2</sub>	—Wykorzystanie termochemiczne —Wykorzystanie elektrochemiczne	—Katalizatory przystosowane do procesów konwersji CO <sub>2</sub> —Elektrolizery CO <sub>2</sub>

Regulacja ta ma na celu zapewnienie jednolitego stosowania przepisów NZIA w zakresie identyfikacji technologii i elementów infrastruktury neutralnej emisyjnie, które kwalifikują się do mechanizmów wsparcia, preferencji w zamówieniach publicznych i aukcjach oraz innych instrumentów przewidzianych w NZIA<sup>18</sup>.

NZIA ustanawia również następujące wiążące cele dla państw członkowskich w zakresie:

- a) osiągnięcia zdolności produkcyjnych dla technologii neutralnych emisyjnie na poziomie referencyjnym co najmniej: (i) **40% rocznego zapotrzebowania w UE** w zakresie niezbędnym do osiągnięcia celów Unii w dziedzinie klimatu i energii na 2030 r.; (ii) **15% światowej produkcji** w zakresie niezbędnym do osiągnięcia celów Unii w dziedzinie klimatu i energii na 2040 r.;
- b) zapewnienia mocy zatlaczania na poziomie wynoszący **co najmniej 50 mln ton rocznie** do roku 2030 w składowiskach, z zastrzeżeniem braku ich powiązań z zwiększeniem wydobycia węglowodorów (art. 20 ust. 1 NZIA).

Jednym z głównych filarów wsparcia regulacyjnego jest uproszczenie i przyspieszenie procedur administracyjnych związanych z realizacją projektów neutralnych emisyjnie - takich jak CCS/CCU. W tym celu, NZIA przewiduje m.in. wprowadzenie tzw. „one-stop-shop”, czyli pojedynczego punktu kontaktowego dla inwestorów, który koordynuje cały proces uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i decyzji administracyjnych, dzięki czemu znacznie skraca się czas oczekiwania na zgodę na realizację inwestycji, a także ogranicza się ryzyko związane z niepewnością regulacyjną (art. 6 NZIA)<sup>19</sup>. Punkt kontaktowy ma obowiązek weryfikacji kompletności wniosku o wydanie pozwolenia w ciągu 45 dni od jego otrzymania, a w razie braków - niezwłocznego wezwania do ich uzupełnienia. Po potwierdzeniu kompletności wniosku rozpoczyna się właściwy proces wydawania pozwolenia, a harmonogram tego procesu jest publikowany na stronie internetowej (art. 9 ust. 10 i nast. NZIA)

Rozporządzenie nakłada również na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia inwestorom (ze szczególnym uwzględnieniem MŚP) niezbędnego wsparcia administracyjnego, ułatwiającego terminową i skuteczną realizację projektów neutralnych emisyjnie, w tym:

- a) internetowego dostępu do informacji na temat pojedynczego punktu kontaktowego, procedury wydawania pozwoleń<sup>20</sup>, usług finansowych i inwestycyjnych, jak również możliwości finansowania i usług wspomagających prowadzenie działalności gospodarczej;

<sup>18</sup> W ten sposób, rozporządzenie delegowane wspiera realizację celów NZIA w zakresie zwiększenia zdolności produkcyjnych i odporności łańcuchów dostaw technologii neutralnych emisyjnie, w tym CCS/CCU, przez co państwa członkowskie mogą skuteczniej wdrażać mechanizmy popytowe przewidziane w NZIA, a przedsiębiorstwa działające w obszarze CCS/CCU uzyskują jasność co do zakresu regulacyjnego i możliwości korzystania z instrumentów wsparcia, tym samym wpisuje się to w strategię UE na rzecz neutralności klimatycznej do 2050 r.

<sup>19</sup> W Polsce pojedynczy punkt kontaktowy wyznaczony został przy Ministerstwie Rozwoju i Technologii, Departamencie Rozwoju Inwestycji: <https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologie/pojedynczy-punkt-kontaktowy-do-spraw-projektow-produkcji-technologiei-neutralnych-emisyjnie#:~:text=Punkt%20kontaktowy%20odpowiada%20za%20u%C5%82atwienie%20i%20koordynowanie%20procesu,tem at%20tego%2C%20kiedy%20wniosek%20uznaje%20si%C4%99%20za%20kompletny>.

<sup>20</sup> w tym nt. rozstrzygania sporów.

- b) pomocy w odniesieniu do realizacji obowiązków administracyjnych,
- c) pomocy w informowaniu opinii publicznej w celu zwiększenia akceptacji społecznej dla projektu;
- d) pomocy w procesie wydawania pozwoleń.

Przepisy regulujące proces wydawania pozwoleń na projekty CCS/CCU wprowadzają jasne i rygorystyczne terminy, których celem jest przyspieszenie realizacji tego typu inwestycji. W zależności od skali projektu, czas trwania procedury wydawania pozwoleń nie może przekroczyć odpowiednio: **12 miesięcy** - w przypadku projektów o rocznej zdolności produkcji poniżej 1 GW lub **18 miesięcy** - w przypadku projektów o rocznej zdolności produkcji co najmniej 1 GW, lub których roczna zdolność produkcji nie jest mierzona w GW (jak ma to miejsce np. w przypadku projektów związanych ze składowaniem CO<sub>2</sub>). W przypadku bardziej złożonych inwestycji, przepisy przewidują możliwość podzielenia projektu na mniejsze części, aby ułatwić dotrzymanie wyznaczonych terminów. Dodatkowo, w wyjątkowych przypadkach, ww. terminy mogą zostać przedłużone, odpowiednio o: jednokrotnie o **maksymalnie 3 miesiące** - np. ze względu na złożoność, rozmiar lub lokalizację projektu, bądź o **kolejne 6 miesięcy** - jeśli projekt stwarza wyjątkowe ryzyko dla zdrowia lub bezpieczeństwa.

Do czasu trwania procedury wydawania pozwoleń nie wlicza się czasu niezbędnego do przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (OOS) - jeśli jest wymagana) (art. 9 ust. 4 NZIA). Aby jednak usprawnić proces realizacji oceny oddziaływania, NZIA przewiduje szereg ułatwień dla projektodawców. Przede wszystkim, daje inwestorom możliwość uprzedniego zwrócenia się do pojedynczego punktu kontaktowego o opinię dotyczącą zakresu i stopnia szczegółowości informacji, jakie powinny znaleźć się w raporcie o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko, która powinna zostać wydana w nieprzekraczalnym terminie 45 dni od dnia złożenia zapytania przez projektodawcę (art. 10 ust. 1 NZIA). Zapewnia również, że konsultacje społeczne oraz uzgodnienia z właściwymi organami realizowane w ramach OOS nie powinny co do zasady trwać dłużej niż 85 dni (art. 10 ust. 5 NZIA). Państwa członkowskie są ponadto zobowiązane zapewnić wystarczającą liczbę wykwalifikowanych pracowników oraz wystarczające zasoby finansowe, techniczne i technologiczne niezbędne do realizacji ww. obowiązków (art. 10 ust. 6 NZIA). Ponadto, w przypadku, gdy obowiązek przeprowadzenia OOS wynika z kilku aktów prawnych, NZIA zobowiązuje państwa członkowskie do skoordynowania prac i procedur, tak aby uzasadniona konkluzja dot. OOS została wydana w maksymalnym terminie 90 dni od otrzymania kompletu niezbędnych informacji<sup>21</sup> (art. 10 ust. 2 w zw. z ust. 5 *in fine* NZIA).

Istotnym pozostaje również, że na gruncie NZIA **projekty produkcji technologii neutralnych emisyjnie mogą uzyskać status inwestycji o znaczeniu strategicznym na rzecz neutralności emisyjnej państwa członkowskiego**, co wiąże się z priorytetowym traktowaniem przez organy administracji publicznej oraz możliwością korzystania z uproszczonych procedur środowiskowych i budowlanych. W myśl art. 13 ust. 1 NZIA warunkiem uznania projektu za strategiczny jest spełnianie co najmniej jednego z następujących kryteriów:

- a) projekt przyczynia się do zwiększenia odporności technologicznej i przemysłowej technologii neutralnych emisyjnie Unii dzięki zwiększeniu zdolności produkcji

<sup>21</sup> W szczególnie uzasadnionych przypadkach termin ten może zostać wydłużony maksymalnie o 20 dni, przy czym projektodawca musi zostać pisemnie poinformowany o przyczynach wydłużenia oraz nowym terminie.

komponentu lub segmentu w łańcuchu dostaw technologii neutralnych emisyjnie, w określonych przypadkach zwiększania zdolności produkcyjnych w Unii<sup>22</sup>;

- b) projekt ma wyraźny pozytywny wpływ na unijny łańcuch dostaw przemysłu technologii neutralnych emisyjnie lub na sektory niższego szczebla, zapewniając europejskiemu przemysłowi technologii neutralnych emisyjnie dostęp do najlepszej osiągalnej technologii neutralnej emisyjnie lub do produktów wytwarzanych w pierwszym w swoim rodzaju zakładzie produkcyjnym i spełnia co najmniej jedno z następujących kryteriów:
  - (i) wprowadzanie środków mających na celu przyciągnięcie, zatrzymanie siły roboczej potrzebnej do technologii neutralnych emisyjnie oraz podnoszenie lub zmianę kwalifikacji tej siły roboczej, w tym w ramach przygotowania zawodowego, staży, kształcenia i szkolenia ustawicznego, w ścisłej współpracy z organami regionalnymi i lokalnymi, instytucjami kształcenia i szkolenia oraz z partnerami społecznymi, w tym związkami zawodowymi;
  - (ii) przyczynianie się do konkurencyjności MŚP w ramach łańcucha dostaw technologii neutralnych emisyjnie;
- c) projekt przyczynia się do osiągnięcia celów klimatycznych i energetycznych Unii poprzez produkcję technologii neutralnych emisyjnie za pomocą praktyk wdrażających lepsze zrównoważenie środowiskowe i efektywność środowiskową lub cechy obiegu zamkniętego, w tym kompleksową efektywność niskoemisyjną, energetyczną, wodną lub materiałową oraz praktyki w tych obszarach, które to efektywność i praktyki znacząco i trwale obniżają poziomy emisji ekwiwalentu CO<sub>2</sub>.

O istotności projektów CCS z perspektywy realizacji celów w zakresie neutralności klimatycznej świadczyć powinien fakt, że w art. 13 ust. 3 NZIA dla projektów CCS przewidziane zostały odrębne kryteria, warunkujące ich kwalifikację jako projekty strategiczne. Zgodnie tym przepisem, za projekty strategiczne uznaje się te projekty składowania CO<sub>2</sub>, które łącznie spełniają poniższe kryteria:

- a) składowisko CO<sub>2</sub> znajduje się na terytorium Unii, w jej wyłącznych strefach ekonomicznych lub na jej szelfie kontynentalnym w rozumieniu Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza (UNCLOS);
- b) projekt składowania CO<sub>2</sub> przyczynia się do osiągnięcia celu określonego w art. 20 NZIA<sup>23</sup>;
- c) w ramach projektu składowania CO<sub>2</sub> złożono wniosek o pozwolenie na bezpieczne i stałe geologiczne składowanie CO<sub>2</sub> zgodnie z dyrektywą 2009/31/WE.

Przepis precyzuje ponadto, że **za projekt strategiczny uznaje się również każdy projekt wychwytywania CO<sub>2</sub> związany z projektem składowania CO<sub>2</sub> spełniający ww. kryteria oraz każdy powiązany projekt infrastruktury CO<sub>2</sub> niezbędny do transportu wychwyconego CO<sub>2</sub>.**

<sup>22</sup> Konkretnie przypadki zwiększania zdolności produkcyjnych w Unii obejmują: (i) zwiększenie zdolności produkcji w Unii w odniesieniu do technologii neutralnej emisyjnie, w przypadku której Unia jest w ponad 50 % zależna od przywozu z państw trzecich; (ii) znaczne zwiększenie zdolności produkcji drogą istotnego wkładu w osiągnięcie celów klimatycznych lub energetycznych Unii na 2030 r.; lub (iii) zwiększenie zdolności produkcji lub aktualizację istniejących w Unii zdolności produkcji do poziomu technologii neutralnej emisyjnie, w przypadku której udział unijnej zdolności produkcji jest znaczący w skali światowej i która odgrywa kluczową rolę w odporności Unii.

<sup>23</sup> Obowiązek osiągnięcia do roku 2030 rocznej mocy zatłaczania wynoszącej co najmniej 50 mln ton CO<sub>2</sub> w składowiskach.

Organy państw członkowskich dokonują oceny spełnienia przez projekt ww. kryteriów i wydają decyzję o uznaniu projektu za strategiczny, w terminie 1 miesiąca od otrzymania kompletnego wniosku (po potwierdzeniu jego kompletności), sporządzonego przez inwestora na formularzu i zawierającego dowody dotyczące spełnienia ww. kryteriów, biznesplanu obejmującego ocenę rentowności projektu w zakresie tworzenia wysokiej jakości miejsc pracy oraz wstępny harmonogram projektu określający (orientacyjnie) w jakiej perspektywie czasowej projekt może przyczynić się do osiągnięcia unijnych celów w zakresie zdolności produkcyjnej lub zatłaczania CO<sub>2</sub>.

Jeśli projektodawca nie dostarczy wszystkich wymaganych informacji, państwo członkowskie może jednokrotnie poprosić o ich uzupełnienie. W przypadku opóźnienia decyzji projektodawca może zażądać nowego terminu, nie późniejszego niż 30 dni od pierwotnego terminu. Jeżeli państwo członkowskie odrzuci wniosek, wnioskodawca może skierować go bezpośrednio do Komisji, która dokonuje oceny w terminie 20 dni roboczych, przy czym ocena ta nie wpływa na ostateczną decyzję państwa członkowskiego<sup>24</sup>.

Podkreślenia wymaga, że definiując kryteria kwalifikacji projektów jako strategicznych, unijny ustawodawca posłużył się terminem „**uznaje się**” zamiast „można uznać” co pozwala przyjąć, że intencją tego przepisu jest zakwalifikowanie jako strategiczne wszystkich projektów neutralnych emisyjnie, spełniających kryteria kwalifikacyjne określone w art. 13 NZIA, bez pozostawiania organom państw członkowskich luzu decyzyjnego w tym zakresie<sup>25</sup>.

W przypadku kwalifikacji projektu jako strategicznego, maksymalny czas trwania procesu wydawania pozwoleń nie może przekroczyć: **9 miesięcy** - w przypadku projektu o rocznej zdolności produkcji poniżej 1 GW; **12 miesięcy** - w przypadku projektu o rocznej zdolności produkcji co najmniej 1 GW lub projektu, którego roczna zdolność produkcji nie jest mierzona w GW lub **18 miesięcy** - w przypadku wszystkich niezbędnych pozwoleń na eksploatację składowiska zgodnie z dyrektywą 2009/31/WE<sup>26</sup>. W naszej ocenie, w odniesieniu do projektów CCS, stanowiących technologię neutralną emisyjnie w rozumieniu art. 4 ust. 1 NZIA oraz kwalifikowanych jako strategiczne, zastosowanie znajdzie termin 18-miesięczny. Wprawdzie, w odniesieniu do instalacji składowania CO<sub>2</sub> nie znajdzie zastosowania kryterium „zdolności produkcyjnej”, co mogłoby sugerować, że w przypadku tych projektów właściwy będzie termin 12-miesięcy. Niemniej, mając na uwadze, że eksploatacja składowiska CO<sub>2</sub> wymaga uzyskania szeregu pozwoleń zgodnie z dyrektywą 2009/31/WE, w naszej ocenie przepis art. 16 NZIA należy interpretować w ten sposób, że termin 12-miesięczny, o którym mowa w art. 16 ust. 2 odnosi się do projektów, których roczna zdolność produkcji nie jest mierzona w GW innych niż CCS, podczas gdy do projektów CCS zastosowanie znajdzie termin 18-miesięczny, o którym mowa w art. 16 ust. 1 lit. c) NZIA.

Powyższe należy uzupełnić o wniosek, że zarówno projekty CCS jak i CCU mogą zostać zakwalifikowane jako projekty strategiczne w zakresie neutralności emisyjnej państwa członkowskiego, pod warunkiem spełnienia przez te projekty kryteriów określonych, odpowiednio: (i) w przypadku CCS - art. 13 ust. 3 NZIA, (ii) w przypadku CCU - art. 13 ust. 1 NZIA. To z kolei daje możliwość ich preferencyjnego traktowania już na etapie procedur

<sup>24</sup> W razie istotnych zmian, niespełnienia kryteriów lub stwierdzenia, że status strategicznego projektu został nadany w oparciu o nieprawdziwe informacje, status ten może zostać cofnięty, co oznacza utratę związanych z nim praw.

<sup>25</sup> Ang. „shall recognise” - rozumiane zgodnie z *English Style Guide, A handbook for authors and translators in the European Commission* jako “obowiązek”.

<sup>26</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Tekst mający znaczenie dla EOG).

administracyjnych, i w efekcie sprawniejszą i bardziej efektywną realizację tych inwestycji w celu osiągnięcia neutralności emisyjnej państwa członkowskiego.

Mając jednak na uwadze, że w obecnym stanie prawnym, proces uzyskiwania wszystkich decyzji i zezwoleń niezbędnych dla realizacji i eksploatacji instalacji składowania CO<sub>2</sub> wynosi szacunkowo ok. 2-3 lat (nie wliczając czasu trwania OOS), w związku z określeniem w NZIA ogólnounijnego terminu dla tej procedury, konieczne może okazać się odpowiednie dostosowanie (skrócenie) krajowych procedur dotyczących poszczególnych pozwoleń i decyzji, celem zapewnienia realnej możliwości dotrzymania terminów przewidzianych w NZIA przez organy krajowe. Dotyczy to w szczególności zmiany ustawy ocenowej poprzez określenie terminów właściwych dla procedury OOS oraz samego procesu wydawania decyzji środowiskowej, zmiany PGiG poprzez określenie maksymalnego terminu wydania koncesji na podziemne składowanie CO<sub>2</sub>, czy też zmiany Prawa budowlanego poprzez określenie maksymalnego terminu wydania pozwolenia na budowę - każdorazowo z rozróżnieniem na projekty „zwykłe” oraz strategiczne. Zwrócić należy również uwagę na to, że całkowity czas trwania procedury administracyjnej dla projektów CCS/CCU powinien uwzględniać także konieczność uzyskania innych pozwoleń i zezwoleń sektorowych (np. pozwoleń wodnoprawnych, pozwolenia zintegrowanego<sup>27</sup> - jeśli są wymagane)<sup>28</sup>.

Jednocześnie, w obowiązującym stanie prawnym spełnienie przez projekt CCS kryterium określonego w art. 13 ust. 3 lit. c) NZIA może być w praktyce trudne do spełnienia. Jedną z głównych korzyści uznania projektu za strategiczny jest bowiem korzystanie z przyspieszonej procedury administracyjnej w zakresie uzyskiwania pozwoleń inwestycyjnych. Tymczasem, wniosek o udzielenie koncesji na podziemne składowanie CO<sub>2</sub> stanowi jeden z ostatnich elementów procedury administracyjnej i musi być poprzedzony uzyskaniem również innych decyzji administracyjnych (przede wszystkim decyzji środowiskowej - vide art. 72 ust. 1 pkt 4 ustawy ocenowej). Złożenie wniosku o wydanie zezwolenia na eksploatację składowiska na późniejszym etapie procedury administracyjnej uniemożliwia zatem spełnienie kryterium warunkującego kwalifikację projektu jako strategiczny i w konsekwencji niweczy związane z tym korzyści. Wobec tego, w naszej ocenie, niezbędne może okazać się dokonanie stosownych zmian legislacyjnych, celem odpowiedniego dostosowania przepisów polskich do treści NZIA i zapewnienia inwestorom realnej możliwości skorzystania z procedury kwalifikacji projektów CCS za strategiczne i związanych z tym korzyści.

W celu umożliwienia realizacji projektów takich jak CCS/CCU, NZIA nakłada także na państwa członkowskie obowiązek rozważenia uwzględnienia przepisów dotyczących rozwoju projektów produkcji technologii neutralnych emisyjnie w dokumentach planistycznych (np. planach zagospodarowania przestrzennego), (art. 11 NZIA). Ponadto, przewiduje się również możliwość wyznaczania przez państwa członkowskie specjalnych obszarów, mających na celu przyspieszenie rozwoju przemysłu neutralnego klimatycznie, zwłaszcza poprzez realizację i testowanie innowacyjnych technologii oraz projektów neutralnych emisyjnie, w tym projektów strategicznych na rzecz neutralności emisyjnej na obszarach gdzie istnieje infrastruktura oraz zasoby umożliwiające efektywną kosztowo realizację projektów neutralnych emisyjnie (w tym CCS/CCU) (tzw. „dolin neutralności emisyjnej”).

<sup>27</sup> Zgodnie z pkt. 6 ppkt 11 Załącznika do Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, IPPC jest wymagane dla instalacji do wychwytywania strumieni dwutlenku węgla z instalacji objętych obowiązkiem uzyskania pozwolenia zintegrowanego na użytek podziemnego składowania dwutlenku węgla.

<sup>28</sup> Do rozważenia wprowadzenie możliwości wymierzenia właściwym organom kary pieniężnej za każdy dzień zwłoki w wydaniu właściwej decyzji - na wzór art. 51 ust. 2 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

Zgodnie z NZIA, wyznaczenie takiego obszaru wymaga określenia jej granic, uwzględnienia priorytetowo terenów przemysłowych i zdegradowanych oraz przeprowadzenia odpowiednich ocen środowiskowych<sup>29</sup>. Takie podejście sprzyja zwiększeniu atrakcyjności inwestycyjnej tych terenów, ogranicza dodatkowe obciążenie dla środowiska oraz umożliwi ich aktywizację zgodnie z polityką Unii Europejskiej w zakresie zrównoważonego rozwoju i efektywnego wykorzystania przestrzeni.

Decyzji o utworzeniu doliny neutralności emisyjnej towarzyszy plan działań, który obejmuje wsparcie infrastrukturalne, zachęty dla inwestorów i działania na rzecz rozwoju lokalnych kompetencji. W planie tym, określone ma zostać również, jaka działalność w zakresie produkcji technologii neutralnych emisyjnie (wskazana w art. 4 ust. 1 NZIA) ma być prowadzona w ramach danej doliny<sup>30</sup>. Dla każdej doliny wyznaczany jest pojedynczy punkt kontaktowy, odpowiedzialny za koordynację projektodawców w jej ramach oraz udostępnianie wzorów dokumentów określających wymagane pozwolenia. W ramach dolin neutralności emisyjnej dopuszczalne jest również uwzględnianie przy OOS wyników wcześniejszych ocen przeprowadzonych w ramach innych procedur. Publiczne inwestycje w te obszary mogą korzystać z preferencyjnego dofinansowania unijnego.

Tworzenie takich obszarów ma istotne znaczenie z perspektywy rozwoju infrastruktury CCS/CCU. Art. 17 NZIA przewiduje bowiem, że doliny neutralności emisyjnej mają pełnić funkcję centrów **demonstracyjnych i wdrożeniowych** dla nowoczesnych rozwiązań dekarbonizacyjnych, w tym m.in. CCS i CCU, na różnych etapach łańcucha (tj. zarówno w zakresie wychwytywania, jak też transportu (sieci przesyłowych) i wykorzystania CO<sub>2</sub> w innych procesach przemysłowych). Dzięki koncentracji inwestycji, know-how oraz współpracy międzysektorowej, doliny te mają przyspieszyć komercjalizację i upowszechnienie technologii CCS/CCU, co jest kluczowe dla osiągnięcia celów klimatycznych UE, zwłaszcza w sektorach, w których całkowita eliminacja emisji jest technicznie lub ekonomicznie trudna. Jednocześnie, ułatwienia administracyjne przewidziane dla dolin (oddzielne punkty kontaktowe, uproszczenia w procedurach OOS) mają za zadanie stworzyć sprzyjające otoczenie regulacyjne dla rozwoju CCS/CCU na tych obszarach.

Kolejnym istotnym elementem wsparcia jest koordynacja rozwoju infrastruktury CCS/CCU na poziomie unijnym. NZIA promuje współpracę pomiędzy państwami członkowskimi w zakresie budowy i eksploatacji transgranicznych sieci transportu CO<sub>2</sub>, co ma kluczowe znaczenie dla efektywnego funkcjonowania rynku tych usług i umożliwia optymalne wykorzystanie dostępnych zasobów geologicznych do składowania dwutlenku węgla. W tym celu, przepis art. 22 NZIA zobowiązuje państwa członkowskie do podejmowania niezbędnych środków w celu rozwoju i umożliwienia dostępu do sieci transportowych CO<sub>2</sub>, w tym infrastruktury transgranicznej. Przewidziano także mechanizmy monitorowania postępów w rozwoju

<sup>29</sup> Zgodnie z dyrektywą 2001/42/WE w sprawie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz dyrektywą siedliskową.

<sup>30</sup> Zgodnie z motywem 30 do NZIA: „Państwa członkowskie powinny mieć możliwość wyznaczenia i wspierania dolin. Wyznaczając dolinę, państwa członkowskie powinny sporządzić plan określający, **jaka działalność w zakresie produkcji technologii neutralnych emisyjnie ma być w niej prowadzona** (zwany dalej „planem”). Państwa członkowskie powinny również przeprowadzić oceny oddziaływania na środowisko wymagane względem działalności w zakresie produkcji technologii neutralnych emisyjnie, która ma być prowadzona w danej dolinie. Takie oceny oddziaływania znacznie ograniczają konieczność dokonywania ich przez przedsiębiorstwa na potrzeby uzyskania pozwoleń na prowadzenie działalności w zakresie produkcji technologii neutralnych emisyjnie wchodzącej w zakres danej doliny. Plan powinien zawierać wyniki ocen oddziaływania na środowisko oraz określać środki krajowe, jakie należy podjąć w celu minimalizowania lub łagodzenia negatywnego oddziaływania na środowisko. Plan powinien również określać konkretne środki krajowe, które mają wspierać działalność przemysłową wchodzącą w zakres danej doliny. Wśród nich powinny być środki mające na celu inwestowanie lub stymulowanie prywatnych inwestycji w infrastrukturę energetyczną, cyfrową i transportową, a także środki służące zmniejszaniu wydatków operacyjnych ponoszonych przez przemysł w danej dolinie, np. zawieranie kontraktów różnicowych dotyczących cen energii. Inne środki, które należy rozważyć, to środki mające na celu wzmocnienie ochrony własności intelektualnej, aby utworzyć centrum innowacji w danej dolinie, a także przyciągać do niej przedsiębiorstwa typu start-up. W celu zapewnienia unijnemu przemysłowi bezpieczeństwa inwestycji w planie należy również określić czas obowiązywania środków wsparcia”.

infrastruktury oraz obowiązek regularnego (corocznego) raportowania przez państwa członkowskie w zakresie (i) zmapowanych projektów wychwytywania, składowania i transportu CO<sub>2</sub> będących w toku lub realizowanych we współpracy z innymi państwami członkowskimi, (ii) przyjętych lub zamierzonych do przyjęcia krajowych środków wsparcia w celu przyspieszenia realizacji ww. projektów; (iii) w stosownych przypadkach - krajowej strategii i celów w odniesieniu do wychwytywania CO<sub>2</sub> do 2030 r. oraz (iv) projektów transportu CO<sub>2</sub>, w tym również współpracy w zakresie projektów transgranicznych oraz szacunków w zakresie niezbędnej zdolności przyszłych projektów w zakresie transportu CO<sub>2</sub> (art. 21 ust. 2 NZIA).

Szczególne znaczenie, dla możliwości rozwoju infrastruktury neutralnej emisyjnie - w tym projektów CCS/CCU mają przepisy NZIA odnoszące się do procedur aukcyjnych oraz zamówień publicznych, które mają na celu zwiększenie konkurencyjności i efektywności inwestycji w tym sektorze. Przede wszystkim, NZIA nakłada na instytucje zamawiające obowiązek uwzględniania w postępowaniach o udzielenie zamówienia publicznego obejmujących technologie neutralne emisyjnie jak również zamówień o roboty budowlane i koncesje na roboty budowlane, które wykorzystują te technologie, minimalnych obowiązkowych wymogów dotyczących zrównoważenia środowiskowego, które mają zostać ustanowione w akcie wykonawczym, wydanym na podstawie art. 25 ust. 5 NZIA. W związku z powyższym, z perspektywy możliwości rozwoju projektów CCS/CCU zgodnie z wymogami NZIA uzasadnionym może okazać się wprowadzenie w polskim prawie rozwiązań w zakresie postępowań o zamówienia publiczne, które - w odniesieniu do zamówień obejmujących technologie neutralne emisyjnie (takie jak CCS) - będą zapewniały stosowanie kryteriów dotyczących zrównoważenia środowiskowego.

Warto podkreślić, że wsparcie dla CCS/CCU w ramach NZIA nie ogranicza się wyłącznie do ułatwień administracyjno-prawnych. Technologie te są również pośrednio wspierane poprzez szereg komplementarnych mechanizmów dekarbonizacyjnych funkcjonujących na poziomie unijnym, w tym ww. system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS i EU ETS2), który poprzez stopniowe ograniczanie dostępnych uprawnień oraz wzrost ich cen, zwiększa opłacalność inwestycji w technologie ograniczające emisje, w tym CCS/CCU.

Przede wszystkim, warto zwrócić uwagę, że dyrektywa 2003/87/WE przewiduje możliwość uznania za niepodlegające rozliczeniu emisji CO<sub>2</sub>, które zostały trwale wychwycone i zdeponowane w ramach zatwierdzonych projektów CCS (art. 12 ust. 3a dyrektywy 2003/97/WE). **Oznacza to, iż operatorzy instalacji objętych systemem EU ETS, którzy wdrożą technologie CCS, mogą odliczać ilość trwale zdeponowanego CO<sub>2</sub> od swojego salda emisyjnego, co przekłada się na realne korzyści ekonomiczne w postaci zmniejszenia konieczności nabywania uprawnień do emisji.**

W przypadku technologii CCU, uznanie wychwyconego CO<sub>2</sub> za nieemisyjny jest uzależnione od tego czy CO<sub>2</sub> wykorzystane jest w taki sposób, aby był związany chemicznie z produktem w sposób uniemożliwiający jego przedostanie się do atmosfery przy normalnym użytkowaniu (art. 12 ust. 3b dyrektywy 2003/87/WE). Przykładowo, w sytuacji, gdy CO<sub>2</sub> jest wykorzystywany do produkcji materiałów budowlanych lub innych produktów o długim cyklu życia, możliwe jest uznanie takiego procesu za równoważny z trwałym składowaniem. Natomiast w przypadkach, gdy CO<sub>2</sub> jest wykorzystywany do produkcji paliw syntetycznych, emisja jest rozliczana w momencie spalania tych paliw, zgodnie z zasadą rozliczania emisji w miejscu ich faktycznego uwolnienia do atmosfery.

## Bezpośrednie stosowanie NZIA a zmiany w prawie krajowym

Podkreślenia wymaga, że NZIA jako rozporządzenie unijne stosuje się bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich bez konieczności jego transpozycji do prawa krajowego - począwszy od 29 czerwca 2024 r. (art. 49 NZIA)<sup>31</sup>. W treści rozporządzenia nie ma zatem jednoznacznego przepisu nakładającego obowiązek dostosowania przepisów krajowych do wymogów NZIA. W rozporządzeniu określono jednak szereg działań, które powinny zostać podjęte przez państwa członkowskie w celu wdrożenia w życie postanowień NZIA (np. obowiązek uwzględniania technologii neutralnych emisyjnie na etapie planowania przestrzennego, zapewnienie rozwoju infrastruktury transportu CO<sub>2</sub>, zapewnienia odpowiedniej liczby wykwalifikowanych pracowników administracji, stosowanie skoordynowanych procedur z innymi państwami członkowskimi, zapewnienie publicznego dostępu do danych). To z kolei może wymagać odpowiednich zmian legislacyjnych, w celu zapewnienia spójności i przejrzystości przepisów krajowych oraz skutecznego stosowania NZIA w praktyce. Wprowadzenie takich zmian może być pożądane zwłaszcza w sytuacji gdy krajowe regulacje pozostają w sprzeczności z nowymi wymogami lub gdy istnieje potrzeba doprecyzowania właściwości organów krajowych odpowiedzialnych za realizację poszczególnych zadań.

Należy również zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 41 NZIA, powinno ono zostać uwzględnione przez państwa członkowskie przy projektowaniu krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu, w szczególności w odniesieniu do wymiaru „badania, innowacje i konkurencyjność” unii energetycznej, odzwierciedlając priorytety strategii na rzecz unii energetycznej i strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych. Stosownie do wymogów rozporządzenia 2018/1999<sup>32</sup>, we wkładzie krajowym w poprawę efektywności energetycznej do 2030 r. i na ostatni rok okresu objętego kolejnymi krajowymi planami państwa członkowskie mogą uwzględniać m.in. okoliczności krajowe związane ze zmianami w koszyku energetycznym **oraz rozwój wychwytywania i składowania dwutlenku węgla** (art. 6 ust. 2 lit. d) rozporządzenia 2018/1999, por. także motyw 114 do NZIA).

## CBAM - mechanizm dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO<sub>2</sub>

Dodatkowym mechanizmem, wspierającym redukcję emisji w ramach CCS/CCU jest CBAM<sup>33</sup>, wprowadzony rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiającym mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO<sub>2</sub><sup>34</sup> („**rozporządzenie CBAM**”).

Mechanizm CBAM działa jako uzupełnienie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) i ma na celu wyrównanie kosztów emisji CO<sub>2</sub> pomiędzy producentami z UE a producentami spoza UE, zapobiegając przenoszeniu produkcji określonych towarów do krajów o niższych standardach klimatycznych. W praktyce, będzie to wiązało się z nałożeniem na określone towary objęte Rozporządzeniem

<sup>31</sup> Za wyjątkiem art. 26 i 28 dot. aukcji mających na celu wdrażanie odnawialnych źródeł energii oraz innych form interwencji publicznej, które stosuje się od 30 grudnia 2025 r. oraz art., 25 ust. 1, który do 30 czerwca 2026 r. stosuje się wyłącznie do zamówień udzielanych przez centralne jednostki zakupujące zdefiniowane w art. 2 ust. 1 pkt 16 dyrektywy 2014/24/UE i art. 2 ust. 1 pkt 12 dyrektywy 2014/25/UE oraz do zamówień o wartości co najmniej 25 mln EUR.

<sup>32</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Tekst mający znaczenie dla EOG.)

<sup>33</sup> ang. *Carbon Border Adjustment Mechanism*.

<sup>34</sup> Dz. Urz. UE: Dz.U. L 130 z 16.5.2023, s. 52-104.

CBAM (stal, cement, nawozy czy aluminium) opłaty emisyjnej, która ma motywować uczestników rynku do wdrażania bardziej ambitnych polityk klimatycznych, a docelowo do osiągnięcia neutralności klimatycznej w UE do roku 2050.

System jest wdrażany etapami: **od 1 października 2023 r.** obowiązuje okres przejściowy, w którym importerzy mają obowiązek jedynie raportowania emisji<sup>35</sup> (bez konieczności dokonywania jakichkolwiek płatności ani dostosowań finansowych w celu rozliczenia emisji), zaś **od 1 stycznia 2026 r.** rozpocznie się okres docelowy, z tym zastrzeżeniem, że importerzy będą zobowiązani do zakupu certyfikatów CBAM dopiero począwszy **od 1 lutego 2027 r.** (certyfikaty za emisje z roku 2026 będzie można nabyć w 2027 r.).

W tym celu, importer, który chce wprowadzać do UE towary objęte mechanizmem CBAM (lub jego pośrednik celny), będzie musiał uzyskać status „upoważnionego zgłaszającego CBAM” zgodnie z procedurą określoną w art. 17 Rozporządzenia CBAM (art. 3 pkt 17 tego rozporządzenia) i rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) 2025/486 z dnia 17 marca 2025 r. ustanawiającym zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do warunków i procedur dotyczących statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM<sup>36</sup>. Osoby posiadające ten status będą zobowiązane do corocznego raportowania ilości towarów sprowadzonych na obszar celny UE oraz związanych z nimi emisji wbudowanych, za poprzedni rok - tzw. „deklaracja CBAM” (art. 6 rozporządzenia CBAM), jak również do zapewnienia, aby całkowity poziom emisji wbudowanych<sup>37</sup>, zadeklarowany w złożonej deklaracji CBAM, został zweryfikowany przez akredytowanego weryfikatora (art. 8 ust. 1 rozporządzenia CBAM)<sup>38</sup>. Następnie, będą zobowiązane rozliczyć te emisje poprzez umorzenie odpowiedniej liczby certyfikatów CBAM, które wcześniej należy zakupić i posiadać na rachunku w rejestrze CBAM (art. 14, 16 oraz 20 i 22 rozporządzenia CBAM).

Cena certyfikatów będzie ustalana na podstawie średniej tygodniowej ceny aukcyjnej uprawnień do emisji w EU ETS (wyrażonej w EUR), przy założeniu, że jeden certyfikat CBAM pozwoli na rozliczenie jednej tony CO<sub>2</sub> (art. 21 rozporządzenia CBAM). Liczba certyfikatów CBAM do umorzenia będzie mogła zostać zmniejszona, jeżeli stosowna opłata emisyjna zostanie uprzednio uiszczona w kraju pochodzenia towaru<sup>39</sup>. Wysokość łącznej opłaty w należnej w ramach CBAM uzależniona będzie od rzeczywistej ilości emisji wbudowanych związanych z towarami, którą oblicza się zgodnie z metodami przedstawionymi w Załączniku IV do rozporządzenia CBAM (art. 7 ust. 1 tego rozporządzenia).

Mechanizm CBAM obejmuje szereg towarów i sektorów, które są szczególnie emisyjne i narażone na ryzyko ucieczki emisji, wymienionych w Załączniku nr I do Rozporządzenia

<sup>35</sup> Obowiązek składania kwartalnych (w terminie jednego miesiąca od zakończenia odpowiedniego kwartału sprawozdawczego) sprawozdań nt. emisji pośrednich i bezpośrednich związanych z produkcją towarów objętych CBAM importowanych z państw trzecich, w oparciu o dane uzyskane od dostawców. Zasadniczo, w sprawozdaniu CBAM należy wykazywać rzeczywiste emisje wbudowane, określone zgodnie z metodologią ustanowioną w *Rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2023/1773 z dnia 17 sierpnia 2023 r. ustanawiającym zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do obowiązków sprawozdawczych do celów mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO<sub>2</sub> w okresie przejściowym (Tekst mający znaczenie dla EOG)*.

<sup>36</sup> Jeśli importer sprowadza towary we własnym zakresie, bez udziału innych podmiotów, lub korzysta z usług przedstawiciela bezpośredniego, wówczas zgłaszającym jest importer. Należy pamiętać, że wyznaczenie bezpośredniego przedstawiciela celnego nie jest możliwe, jeśli importer ma swoją siedzibę poza UE. Jeśli importer korzysta z usług pośredniego przedstawiciela celnego, za sprawozdawczość odpowiada ten przedstawiciel. W tym przypadku zgłaszającym jest pośredni przedstawiciel celny.

<sup>37</sup> W myśl art. 3 pkt 22 Rozporządzenia CBAM „emisje wbudowane” oznaczają emisje bezpośrednie uwalniane podczas produkcji towarów oraz emisje pośrednie pochodzące z wytwarzania energii elektrycznej zużywanej podczas procesów produkcyjnych, których poziom oblicza się zgodnie z metodami określonymi w załączniku IV i doprecyzowuje w aktach wykonawczych przyjętych na podstawie art. 7 ust. 7.

<sup>38</sup> Zgodnie z procedurą określoną w art. 18 i metodologią określoną w Załączniku VI.

<sup>39</sup> Przejściowo liczba certyfikatów CBAM do umorzenia będzie podlegała korekcie (zmniejszeniu) w związku z funkcjonującym w ramach ETS bezpłatnym przydziałem uprawnień do emisji. Wdrażanie obowiązku rozliczania emisji w CBAM nastąpi stopniowo w latach 2026-2034 i będzie skorelowane ze stopniowym wycofywaniem bezpłatnego przydziału uprawnień w ramach EU ETS.

CBAM i pochodzących z państwa trzeciego, gdy towary te lub produkty przetworzone powstałe z tych towarów w wyniku procedury uszlachetniania czynnego, o której mowa w art. 256 rozporządzenia (UE) nr 952/2013<sup>40</sup>, są przywożone na obszar celny Unii.

Mimo iż rozporządzenie CBAM nie odwołuje się wprost do technologii CCS/CCU, to jednak w praktyce stanowi jego uzupełnienie i zachętę dla inwestorów do zwrócenia się w stronę innowacyjnych rozwiązań technologicznych ograniczających emisje, takich jak CCS/CCU, które pozwalają na znaczące ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w procesach produkcyjnych i w efekcie zmniejszenia kosztów z tym związanych. Wyeliminowanie zjawiska „ucieczki emisji” (ang. *carbon leakage*) czyli przenoszenia produkcji do krajów o mniej rygorystycznych regulacjach i celach klimatycznych zwiększa opłacalność lokalnych projektów, ponieważ ogranicza zagrożenie przenoszenia produkcji poza UE do krajów oferujących tańsze, ale bardziej emisyjne rozwiązania. W rezultacie, mechanizm CBAM przyczynia się do wyrównania konkurencji pomiędzy producentami z UE i spoza UE i pozwala na lepsze wykorzystanie lokalnych zasobów, co w dłuższej perspektywie przekłada się nie tylko na przyspieszenie transformacji przemysłu, ale również na wzrost atrakcyjności inwestycyjnej regionu i jego stabilność gospodarczą.

Podkreślenia wymaga, że 21 listopada 2025 r. Sejm przyjął ustawę o zmianie ustawy o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji oraz niektórych innych ustaw, wdrażającą mechanizm CBAM do polskiego porządku prawnego<sup>41</sup>.

## Unijne i krajowe regulacje dotyczące geologicznego składowania CO<sub>2</sub>

Na gruncie prawa krajowego, kwestie związane z CCS zostały częściowo uregulowane przepisami ustawy z dnia 27 września 2013 r. o zmianie ustawy - Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw<sup>42</sup>, implementującej przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla („**dyrektywa CCS**”)<sup>43</sup>.

Dyrektywa CCS i przepisy polskiej ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze („**PGiG**”)<sup>44</sup>, ustanawiają kompleksowe ramy prawne dla bezpiecznego i kontrolowanego składowania CO<sub>2</sub> w podziemnych formacjach geologicznych. Głównym celem tych regulacji jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery poprzez umożliwienie trwałego składowania CO<sub>2</sub>, który powstaje w wyniku działalności przemysłowej i energetycznej. Wskazuje na to w szczególności motyw 4 dyrektywy CCS, w myśl którego: „*wychwytywanie i geologiczne składowanie dwutlenku węgla (CCS) jest technologią pomostową, która przyczyni się do złagodzenia zmian klimatu*”. W tym celu, przepisy przywołanych aktów określają szczegółowe wymogi dotyczące poszukiwania i wyboru lokalizacji składowisk, procesu wydawania pozwoleń eksploatacyjnych, monitorowania oraz zamykania obiektów, a także nakładają na operatorów szereg obowiązków związanych z bezpieczeństwem i ochroną środowiska.

Przed wszystkim, dyrektywa CCS precyzuje w art. 4, że państwa członkowskie zachowują prawo do określenia obszarów, na których składowanie CO<sub>2</sub> może mieć miejsce, z tym zastrzeżeniem, że obszary te (formacje geologiczne), spełniają rygorystyczne kryteria

<sup>40</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 952/2013 z dnia 9 października 2013 r. ustanawiające unijny kodeks celny (przekształcenie), Dz.Urz. UE L 269 z 10.10.2013, s. 1-101.

<sup>41</sup> <https://www.sejm.gov.pl/Sejm10.nsf/PrzebiegProc.xsp?nr=1855>

<sup>42</sup> Dz. U. z 2013 r. poz. 1238.

<sup>43</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Tekst mający znaczenie dla EOG).

<sup>44</sup> tj. Dz. U. z 2024 r. poz. 1290 z późn. zm.

bezpieczeństwa pod względem m.in. głębokości i chłonności formacji, grubości, szczelności i uskokowości nakładu i pojemności składowania, które zapewniają, że w ramach proponowanych warunków użytkowania nie istnieje znaczące ryzyko wycieku i jeżeli nie powstaje znaczące zagrożenie dla środowiska lub zdrowia<sup>45</sup>.

W tym celu, przed rozpoczęciem działalności w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla, wymagane jest przeprowadzenie szczegółowej charakterystyki miejsca składowania, obejmującej m.in. analizę geologiczną, hydrogeologiczną oraz ocenę potencjalnych zagrożeń dla środowiska i zdrowia ludzi, jak również uzyskania pozwolenia (koncesji) na podziemne składowanie CO<sub>2</sub>.

W Polsce, zezwolenie na prowadzenie działalności w zakresie podziemnego składowania CO<sub>2</sub> wydawane jest w formie koncesji przez ministra właściwego ds. środowiska<sup>46</sup>, pod warunkiem wykazania się przez wnioskodawcę m.in. prawem własności lub użytkowania wieczystego nieruchomości, na której będzie zlokalizowany zakład górniczy, w szczególności instalacja zatłaczająca oraz instalacja służąca do prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (art. 28a ust. 1 pkt 1 w zw. z art. 27a ust. 4 pkt 4 PGiG) i określa m.in. dopuszczalną ilość i skład zatłaczanego CO<sub>2</sub>, wymagania dotyczące monitoringu, środki zaradcze w przypadku wykrycia nieszczelności oraz warunki zamknięcia składowiska.

Na gruncie krajowym, działalność w zakresie podziemnego składowiska CO<sub>2</sub> może być prowadzona jedynie na obszarach określonych rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 3 września 2014 r. w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla<sup>47</sup>, rozumianego jako podziemne składowisko dwutlenku węgla wraz z otaczającymi je formacjami geologicznymi, które mogą mieć wpływ na stabilność i bezpieczeństwo podziemnego składowania dwutlenku węgla (art. 6 ust. 1 pkt 2a PGiG). Zgodnie z załącznikiem do tego rozporządzenia, jedynym obszarem, na którym dopuszczalne jest aktualnie lokalizowanie tego typu kompleksów jest zbiornik kambryjski w wyłącznej strefie ekonomicznej Rzeczypospolitej Polskiej o powierzchni 1390 km<sup>2</sup>. Na uwagę zasługuje jednak fakt, że obszar ten jest nadal eksploatowany, co oznacza, że w praktyce, uzyskanie koncesji na prowadzenie działalności związanej z CCS w tym obszarze nie jest możliwe<sup>48</sup>.

Powyższe ograniczenie nie uniemożliwia wprawdzie podejmowania działań związanych z poszukiwaniem potencjalnych obszarów podziemnego składowania CO<sub>2</sub>, niemniej nawet w przypadku zidentyfikowania takiego kompleksu, prowadzenie w nim działalności polegającej na podziemnym składowaniu CO<sub>2</sub>, wymaga uprzedniej zmiany przywołanego rozporządzenia lokalizacyjnego.

W gruncie rzeczy oznacza to, że w obecnym stanie prawnym, na terenie kraju brak jest obszarów, dla których możliwe jest uzyskanie koncesji na podziemne składowanie CO<sub>2</sub>. Rozwiązanie takie, choć uzasadniane koniecznością zapewnienia „odpowiedniości” składowiska i najwyższego poziomu bezpieczeństwa dla zdrowia i środowiska, w praktyce stanowi jedną z kluczowych okoliczności, uniemożliwiających rozwój infrastruktury CCS w Polsce.

Podkreślenia wymaga także, że aż do 27 października 2023 r. na gruncie PGiG dozwolone było realizowanie jedynie projektów demonstracyjnych wychwyty i składowania CO<sub>2</sub>,

<sup>45</sup> M. Szalewska [w:] *Prawo geologiczne i górnicze. Komentarz*, red. B. Rakoczy, Warszawa 2015, komentarz do art. 127a, Nb 2, LEX.

<sup>46</sup> Art. 22 ust. 1 pkt 6 PGiG.

<sup>47</sup> Dz.U. 2014 poz. 1272.

<sup>48</sup> A. Lipiński, *Prawna regulacja podziemnego składowania dwutlenku węgla* [w:] *Przegląd Geologiczny*, vol. 73, nr 7, 2025, s. 628.

(art. 21 ust. 1a PGiG), co stanowiło istotną barierę regulacyjną dla rozwoju technologii CCS w naszym kraju<sup>49</sup>. Przepisy te zostały jednak uchylone na mocy ustawy z dnia 16 czerwca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw („**ustawa nowelizująca 2023**”), która dopuściła również możliwość prowadzenia działalności polegającej na podziemnym składowaniu CO<sub>2</sub> także w przypadku przedsięwzięć, które nie spełniają minimalnych warunków brzegowych określonych w dyrektywie CCS, to jest przewidując łączne składowanie poniżej 100 kiloton CO<sub>2</sub> (art. 2 ust. 2 dyrektywy CCS), co miało na celu pobudzenie i umożliwienie działalności CCS w Polsce<sup>50</sup>.

Biorąc pod uwagę postanowienia NZIA dotyczące zarówno uwzględniania projektów neutralnych emisyjnie w planach zagospodarowania przestrzennego (art. 11 NZIA) jak i możliwości wyznaczania dolin neutralności emisyjnej, można wskazać, że istnieje możliwość powiązania tych rozwiązań z krajowymi przepisami dotyczącymi wyznaczania kompleksów podziemnego składowania CO<sub>2</sub>. NZIA promuje bowiem mapowanie obszarów posiadających potencjał w zakresie CCS/CCU oraz koncentrację kluczowych inwestycji z nimi związanych w wyznaczonych obszarach. Sprzyja to synergii pomiędzy różnymi technologiami dekarbonizacyjnymi. W tym celu należy rozważyć dostosowanie krajowych przepisów związanych z rozwojem projektów CCS/CCU (w tym zarówno przepisów PGiG i uzupełniających je aktów wykonawczych) jak i właściwych przepisów planistycznych w celu uproszczenia późniejszego planowania poszczególnych projektów i pełniejszego wykorzystania potencjału Polski w zakresie projektów neutralnych emisyjnie. Zatem zasadnym staje się rozważenie następujących działań:

- a) wprowadzenie do prawa krajowego definicji „*doliny neutralności emisyjnej*”;
- b) zintegrowanie procedur wyznaczania kompleksów podziemnego składowania CO<sub>2</sub> z planowaniem dolin neutralności emisyjnej - umożliwienie, aby wyznaczanie takich kompleksów było elementem planowania przestrzennego i inwestycyjnego w ramach dolin, co pozwoli na skoordynowane wydawanie decyzji administracyjnych i przyspieszenie realizacji projektów, jak również wyznaczenie większej liczby obszarów, na których realizowanie projektów CCS/CCU jest możliwe;
- c) uproszczenie i przyspieszenie procedur administracyjnych - wprowadzenie preferencyjnych ścieżek administracyjnych dla inwestycji w podziemne składowanie CO<sub>2</sub>, zgodnie z zasadami przewidzianymi w NZIA;
- d) dostosowanie przepisów dotyczących konsultacji społecznych i ocen oddziaływania na środowisko - zapewnienie, aby procedury te były prowadzone w sposób skoordynowany dla wszystkich inwestycji w ramach doliny, co pozwoli na efektywniejsze zarządzanie procesem inwestycyjnym.

Na uwagę zasługuje fakt, że 31 lipca 2025 r. w wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska pojawił się projekt rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (pozycja w wykazie nr 1274). Celem tego projektu jest wyznaczenie nowych

<sup>49</sup> Przez projekt demonstracyjny wychwyty i składowania dwutlenku węgla należy rozumieć przedsięwzięcie polegające na wychwytywaniu, przesyłaniu i podziemnym składowaniu dwutlenku węgla, spełniające kryteria dotyczące projektów demonstracyjnych określone w decyzji Komisji nr 2010/670/UE z dnia 3 listopada 2010 r. ustanawiającej kryteria i środki dotyczące finansowania komercyjnych projektów demonstracyjnych mających na celu bezpieczne dla środowiska wychwytywanie i geologiczne składowanie CO<sub>2</sub> oraz projektów demonstracyjnych w zakresie innowacyjnych technologii energetyki odnawialnej realizowanych w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, ustanowionego dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 290 z 06.11.2010, str. 39), które jest realizowane w celu sprawdzenia: (uchylony) 1) skuteczności i przydatności stosowania technologii wychwyty i składowania dwutlenku węgla w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla; 2) bezpieczeństwa stosowania technologii wychwyty i składowania dwutlenku węgla dla zdrowia i życia ludzi oraz dla środowiska; 3) potrzeby i zasadności dopuszczenia do stosowania technologii wychwyty i składowania dwutlenku węgla na skalę przemysłową. (uchylony art. 1 ust. 3 PGiG).

<sup>50</sup> Dz. U. z 2023 r. poz. 2029.

obszarów, na których dopuszczalne będzie lokalizowanie kompleksów podziemnego składowania CO<sub>2</sub>, określenie ograniczeń dotyczących lokalizacji składowisk CO<sub>2</sub> w obszarach wymagających ochrony (m.in. głębokie ujęcia wód podziemnych, złoża wód leczniczych, termalnych i solanek), czy wyłączenie możliwości lokalizowania powierzchniowych instalacji zatłaczającej podziemnego składowiska CO<sub>2</sub> na obszarach parków narodowych, rezerwatów przyrody i obszarach gęstości zaludnienia wynoszących co najmniej 75 osób/km<sup>2</sup><sup>51</sup>. Projekt ten stanowi niewątpliwie jeden z istotnych kroków w kierunku ułatwienia rozwoju projektów CCS i CCU w Polsce. Niemniej, może on wymagać weryfikacji pod kątem spełnienia wymogów NZIA i wykorzystania krajowego potencjału składowania CO<sub>2</sub>, jak również wsparcia ze strony odpowiednich rozwiązań legislacyjnych w innych obszarach, w celu stworzenia kompleksowego tła legislacyjnego dla tego typu inwestycji.

Ważnym elementem regulacji dotyczących podziemnego składowania CO<sub>2</sub>, jest nałożenie na operatora składowiska obowiązku sporządzenia i dołączenia do wniosku tzw. planu zagospodarowania podziemnego składowiska dwutlenku węgla, obejmującego w szczególności: plan monitoringu kompleksu miejsca składowania, plan działań naprawczych oraz tymczasowy plan działań po zamknięciu podziemnego składowiska CO<sub>2</sub> (art. 27a ust. 2 pkt 2 i ust. 4 PGiG)<sup>52</sup>, prowadzenia dokładnego monitoringu kompleksu podziemnego składowania, a także regularnego raportowania wyników takiego monitoringu składowiska właściwym organom (art. 127d ust. 1 PGiG).

Szczególny nacisk położono na zapewnienie bezpieczeństwa środowiskowego oraz ochronę zdrowia ludzi, a także na minimalizację ryzyka związanego z długoterminowym przechowywaniem CO<sub>2</sub>. W tym celu, przepisy PGiG precyzują m.in. zasady dotyczące kontroli składu strumienia dwutlenku węgla, w tym wymóg spełnienia kryteriów akceptacji (takich jak skład procentowy i inne parametry fizyczne) oraz zakaz dodawania do strumienia odpadów i innych substancji (art. 127e oraz 127f PGiG). Dodatkowo, szczegółowe wymagania w zakresie eksploatacji CO<sub>2</sub> określa również rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących eksploatacji podziemnego składowiska dwutlenku węgla, zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla oraz prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla<sup>53</sup>

Dodatkowo, przepisy dyrektywy i implementujące ją przepisy PGiG, określają także szczegółowe zasady zamknięcia składowiska po zakończeniu jego eksploatacji, obejmujące obowiązek sporządzenia przez operatora planu zamknięcia oraz wykazanie, że miejsce składowania nie stanowi zagrożenia dla środowiska ani zdrowia ludzi jak również zasady przekazania odpowiedzialności za zamknięte składowisko na rzecz Skarbu Państwa (art. 17 i 18 dyrektywy CCS oraz art. 127i PGiG).

Jednym z kluczowych wymogów, zarówno na gruncie dyrektywy, jak i polskich przepisów, jest obowiązek ustanowienia przez operatora przed rozpoczęciem zatłaczania CO<sub>2</sub> do składowiska i utrzymywania (do czasu formalnego przekazania odpowiedzialności za składowisko państwu) zabezpieczenia finansowego<sup>54</sup>, mającego na celu zagwarantowanie, że operator będzie dysponował środkami niezbędnymi do pokrycia kosztów związanych z monitoringiem, naprawą ewentualnych szkód środowiskowych, realizacją obowiązków

<sup>51</sup>[https://bip.mos.gov.pl/fileadmin/user\\_upload/bip/prawo/wykaz\\_prac\\_legislacyjnych/2025.08.21\\_Wykaz\\_prac\\_legislacyjnych\\_Ministra\\_Klimatu\\_i\\_Srodowiska.pdf](https://bip.mos.gov.pl/fileadmin/user_upload/bip/prawo/wykaz_prac_legislacyjnych/2025.08.21_Wykaz_prac_legislacyjnych_Ministra_Klimatu_i_Srodowiska.pdf)

<sup>52</sup> Szczegółowe wymagania dla plan zagospodarowania podziemnego składowiska CO<sub>2</sub> określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 maja 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinien odpowiadać plan zagospodarowania podziemnego składowiska dwutlenku węgla (Dz. U. z 2014 r. poz. 591) - art. 27a ust. 6 PGiG.

<sup>53</sup> Dz. U. z 2015 r. poz. 1840.

<sup>54</sup> Zabezpieczenie finansowe może przyjąć formę depozytu pieniężnego, gwarancji bankowej, gwarancji ubezpieczeniowej lub umowy ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej i może być ustanowione w jednej lub kilku formach.

związanych z zamknięciem składowiska, a także usunięciem skutków ewentualnych awarii czy wycieków CO<sub>2</sub>.

Zgodnie z art. 28a ust. 8 PGiG (art. 19 CCS), forma i wysokość zabezpieczenia na realizację poszczególnych obowiązków, jest określana indywidualnie dla każdego projektu, w drodze postanowienia organu koncesyjnego, w toku postępowania o udzielenie koncesji na podziemne składowanie CO<sub>2</sub>. Na postanowienie to przysługuje zażalenie. Zabezpieczenie nie może zostać zwolnione, dopóki organ nie potwierdzi, że wszystkie obowiązki operatora zostały należycie wykonane, a składowisko nie stanowi zagrożenia dla środowiska ani zdrowia ludzi. Takie rozwiązanie ma na celu ochronę interesu publicznego oraz zapewnienie, że ewentualne koszty związane z długoterminowym składowaniem CO<sub>2</sub> nie zostaną przerzucone na państwo lub społeczeństwo.

Jednocześnie, w przypadku, gdy okaże się, że nastąpiła zmiana poziomu ryzyka związanego z eksploatacją podziemnego składowiska CO<sub>2</sub> lub likwidacją zakładu górniczego, organ koncesyjny orzeka, w drodze decyzji, o zmianie wysokości zabezpieczenia finansowego, a operator zobowiązany jest do jego zwiększenia w terminie określonym w tej decyzji (art. 28b PGiG).

Niezależnie od powyższego, w myśl art. 28e PGiG (art. 20 dyrektywy CCS) operator, który uzyskał koncesję na podziemne składowanie CO<sub>2</sub>, obowiązany jest również do ustanowienia zabezpieczenia środków (ustanowienia mechanizmu finansowego) na pokrycie kosztów<sup>55</sup> ponoszonych przez Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla<sup>56</sup>. Ustanowienie zabezpieczenia środków następuje w toku postępowania o wydanie koncesji, na zasadach analogicznych jak zabezpieczenie finansowe, o którym mowa w pkt. 0-00 powyżej, a uruchomienie środków z niego pochodzących (za wyjątkiem opłaty gwarancyjnej) następuje na podstawie postanowienia organu koncesyjnego, na rzecz Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla oraz na rzecz podmiotu, któremu prawomocnym wyrokiem sądu przyznano odszkodowanie za szkody, które ujawniły się po przekazaniu odpowiedzialności za zamknięte podziemne składowisko dwutlenku węgla Krajowemu Administratorowi Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla (art. 28e ust. 7 PGiG).

Rozwiązanie przewidziane w art. 28e PGiG jest tym bardziej godne uwagi z perspektywy możliwości (opłacalności) potencjalnych projektów CCS, że wprowadza mechanizm, który znacząco wykracza poza standardowe ramy odpowiedzialności. Obliguje on bowiem operatora do ustanowienia i utrzymywania zabezpieczenia środków na pokrycie ewentualnych szkód, które mogą ujawnić się w związku ze składowiskiem, pomimo formalnego zwolnienia go z odpowiedzialności za zamknięte składowisko CO<sub>2</sub> i przekazania tej odpowiedzialności państwu, co w rzeczywistości następuje wiele lat po jego zamknięciu)<sup>57</sup>.

<sup>55</sup> Związanych z prowadzeniem, przez okres nie krótszy niż 30 lat, monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla oraz finansowaniem zabezpieczenia ryzyka związanego z podejmowaniem działań naprawczych, rozliczeniem emisji w przypadku wydostania się dwutlenku węgla poza kompleks podziemnego składowania dwutlenku węgla, kosztów działań naprawczych i działań zapobiegawczych w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 13 kwietnia 2007 r. o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie oraz podejmowaniem innych działań mających na celu zagwarantowanie długoterminowej stabilności podziemnego składowania dwutlenku węgla, a także finansowania wypłaty odszkodowań za szkody mogące ujawnić się po przekazaniu odpowiedzialności za zamknięte podziemne składowisko dwutlenku węgla Krajowemu Administratorowi Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla.

<sup>56</sup> Podmiot utworzony na mocy art. 163a ust. 1 PGiG, odpowiedzialny za przejęcie i zarządzanie zamkniętymi podziemnymi składowiskami CO<sub>2</sub>. Zgodnie z art. 163b PGiG wykonywanie zadań KAPSDW powierzono Państwowemu Instytutowi Geologicznemu - Państwowemu Instytutowi Badawczemu.

<sup>57</sup> Zgodnie z art. 127i ust. 2 pkt 2 PGiG operator zobowiązany jest do prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla po zamknięciu podziemnego składowiska dwutlenku węgla, przez okres **nie krótszy niż 20 lat od dnia jego zamknięcia**. Dopiero po tym czasie może nastąpić przekazanie odpowiedzialności za składowisko Krajowemu Administratorowi Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla.

Z jednej strony takie rozwiązanie pozwala uniknąć przerzucenia kosztów ewentualnych szkód związanych ze składowiskiem na państwo i społeczeństwo, co jest istotne z perspektywy ochrony interesu publicznego, w tym bezpieczeństwa zdrowia i ochrony środowiska. Z drugiej jednak strony, może ono stanowić istotne obciążenie ekonomiczne, które może zniechęcać potencjalnych inwestorów do realizacji projektów CCS i zmniejszać ich opłacalność.

W praktyce, wysokość obu zabezpieczeń uzależniona jest od przewidywanych kosztów realizacji wszystkich obowiązków operatora związanych z danym składowiskiem i w zależności od skali projektu, wielkości składowania i poziomu ryzyka może w każdym przypadku wynosić od kilku nawet do kilkudziesięciu milionów złotych. Tak duże koszty mogą mieć (i w praktyce mają) istotny wpływ na decyzje inwestorów dotyczące zaangażowania w projekty dotyczące CCS. Konieczność zapewnienia i utrzymywania znacznych środków na zabezpieczenie potencjalnych kosztów związanych ze składowiskiem, w tym również po jego zamknięciu i po przekazaniu odpowiedzialności za zamknięte składowisko Krajowemu Administratorowi Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla może stanowić (i w praktyce stanowi) istotną barierę rozwojową, zwłaszcza dla mniejszych podmiotów lub w warunkach niepewności co do opłacalności tego typu inwestycji.

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2025 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla<sup>58</sup> stanowi akt wykonawczy do art. 28a i art. 28e PGiG i uszczegóławia zasady i sposób ustalania wysokości zabezpieczenia finansowego (art. 29a ust. 2 PGiG) oraz zabezpieczenia środków (art. 28e ust. 1 PGiG), a także kryteria wyboru formy ww. zabezpieczeń oraz formę, terminy przekazywania i zakres sprawozdań (art. 28c ust. 4 i art. 28e ust. 9 PGiG). Przytoczone rozporządzenie określa w szczególności kryteria i sposób ustalania wysokości obu zabezpieczeń poprzez powiązanie ich kalkulacji z zakresem obowiązków operatora wynikających z koncesji i planu zagospodarowania składowiska, w tym z planem monitoringu, katalogiem działań naprawczych, warunkami zamknięcia i likwidacji instalacji oraz koniecznością usuwania ewentualnych szkód w środowisku - uwzględnia przy tym profil i skalę składowania oraz ocenę ryzyka wystąpienia nieszczelności. Opisany akt wykonawczy wprowadza obowiązek sprawozdawczości: w przypadku zabezpieczenia finansowego sprawozdanie należy złożyć w terminie dwóch miesięcy od zakończenia wydatkowania środków, natomiast w przypadku zabezpieczenia środków - corocznie do 31 stycznia. Sprawozdania muszą zawierać zestawienie wydatków, procent wykorzystania zabezpieczenia, uzasadnienie kosztów oraz opinię biegłego rewidenta wraz z dowodami poniesionych wydatków.

W dokumencie szczegółowo opisano sposób wyliczania zabezpieczeń finansowych, które mają zagwarantować, że operator będzie w stanie prawidłowo wykonywać wszystkie zadania związane zarówno z eksploatacją składowiska, jak i późniejszą likwidacją zakładu górniczego oraz monitorowaniem składowiska po jego zamknięciu. Zabezpieczenia obejmują bardzo szeroki zakres potencjalnych kosztów: prowadzenie monitoringu przez cały okres działania instalacji i przez kolejne 20 lat po jej zamknięciu, działania naprawcze w przypadku wycieku CO<sub>2</sub>, rozliczenie emisji według aktualnej ceny uprawnień EUA, usunięcie wszystkich obiektów i infrastruktury związanej ze składowiskiem, a także ewentualne odszkodowania za szkody środowiskowe, które mogą ujawnić się nawet wiele lat po zakończeniu eksploatacji. Tak skonstruowane przepisy mają zapewnić długoterminowe bezpieczeństwo środowiskowe i ograniczyć ryzyko, że koszty utrzymania lub naprawy składowiska zostaną przerzucone na państwo.

---

<sup>58</sup> Dz. U. 2015 poz. 2144

W praktyce jednak to właśnie te regulacje są przez rynek wskazywane jako jeden z najpoważniejszych czynników hamujących rozwój technologii składowania CO<sub>2</sub> w Polsce. Zabezpieczenia finansowe wyliczane są w oparciu o konserwatywne założenia, takie jak maksymalna ilość CO<sub>2</sub> planowana do zatłoczenia oraz rynkowa cena uprawnień do emisji, co powoduje, że końcowe kwoty mogą być niezwykle wysokie. Operator musi je zagwarantować jeszcze zanim rozpocznie działalność, co oznacza konieczność dysponowania znacznym kapitałem obrotowym już na etapie inwestycyjnym. Ponadto wieloletni charakter monitoringu i potencjalnych zobowiązań - trwających nawet 30 lat po przekazaniu składowiska państwowemu administratorowi - ogranicza dostępność instrumentów finansowych i podnosi koszt kapitału. Rynek podkreśla, że tak skonstruowane obciążenia tworzą wysoką barierę wejścia dla nowych projektów CCUS, utrudniają rozwój tego segmentu gospodarki oraz obniżają konkurencyjność Polski jako miejsca do lokowania inwestycji w składowanie dwutlenku węgla.

W rezultacie rozporządzenie, chociaż istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa i długoterminowej odpowiedzialności, jest powszechnie oceniane jako regulacja znacząco zwiększająca finansowe ryzyka i koszty prowadzenia projektów składowania CO<sub>2</sub>.

## Prawo Energetyczne

Szereg rozwiązań istotnych z perspektywy technologii CCS/CCU, zawiera również ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne („**Prawo energetyczne**”)<sup>59</sup> w brzmieniu nadanym ustawą nowelizującą 2023, regulującą zasady przesyłania wychwyconego CO<sub>2</sub> w celu jego podziemnego składowania.

Transport wychwyconego CO<sub>2</sub> został uregulowany w tejże ustawie na zasadach zbliżonych do przesyłu energii elektrycznej i gazu ziemnego, zgodnie z zasadą dostępu stron trzecich (*Third Party Access*). W tym celu, operator sieci transportowej dwutlenku węgla<sup>60</sup> zobowiązany jest zapewnić dostęp do sieci transportowej dwutlenku węgla<sup>61</sup> ze szczególnym uwzględnieniem: 1) zasad bezpieczeństwa powszechnego; 2) potrzeby poszanowania uzasadnionych potrzeb przedsiębiorcy wykonującego działalność w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla oraz interesów wszystkich podmiotów, których dotyczy lub może dotyczyć proces podziemnego składowania dwutlenku węgla; 3) aktualnych możliwości transportowych sieci transportowej dwutlenku węgla oraz składowania dwutlenku węgla w podziemnych składowiskach dwutlenku węgla (art. 11o ust. 2 Prawa energetycznego), zaś Prezes URE sprawuje kontrolę nad zapewnieniem równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla i rozstrzyga spory dotyczące zawierania umów przyłączeniowych (art. 23 ust. 7 Prawa energetycznego).

Prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania dwutlenku węgla<sup>62</sup> wymaga uzyskania koncesji (art. 32 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego) i jest możliwe po uprzednim przyłączeniu do sieci transportowej dwutlenku węgla, na podstawie umowy o świadczenie

<sup>59</sup> Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.

<sup>60</sup> **Operator sieci transportowej dwutlenku węgla** - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem dwutlenku węgla, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci transportowej dwutlenku węgla, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tej sieci, jej eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę (art. 3 pkt 28a) Prawa energetycznego).

<sup>61</sup> **Sieć transportowa dwutlenku węgla** - sieć służąca do przesyłania dwutlenku węgla, wraz z towarzyszącymi jej tłoczniami lub stacjami redukcyjnymi, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator sieci transportowej dwutlenku węgla (art. 3 pkt 11h) Prawa energetycznego).

<sup>62</sup> **Przesyłanie dwutlenku węgla** - transport dwutlenku węgla w celu podziemnego składowania dwutlenku węgla w rozumieniu art. 6 ust. 1 pkt 5b ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze (art. 3 pkt 4a Prawa energetycznego).

usług przesyłania dwutlenku węgla zawartej z operatorem sieci transportowej (art. 11 m Prawa energetycznego). Ustawa zawiera również delegację ustawową do wyznaczenia przez Prezesa URE operatora sieci transportowej CO<sub>2</sub> (art. 11n) oraz do wydania aktu wykonawczego, określającego szczegółowe warunki (w tym wymagania techniczne) przyłączenia do sieci transportowej CO<sub>2</sub> (art. 11r Prawa energetycznego). Choć wskazane przepisy weszły w życie ok. 12 lat temu, do chwili obecnej wynikająca z nich delegacja nie została zrealizowana. Jest to kolejna przeszkoda, stojąca na drodze możliwości efektywnego realizowania projektów CCS.

Podkreślenia wymaga także, że pierwotnie, ustawa ta, podobnie jak PGiG, dopuszczała możliwość przesyłu wychwyconego CO<sub>2</sub> wyłącznie w celu jego podziemnego składowania dla potrzeb projektu demonstracyjnego (por. art. 1 ust. 2a Prawa energetycznego w brzmieniu obowiązującym do dnia 28 lipca 2023 r.).

Mając na uwadze, że rozporządzenie NZIA kładzie szczególny nacisk na rozwój i integrację infrastruktury umożliwiającej efektywny przesył CO<sub>2</sub>, zarówno w kontekście krajowym, jak i transgranicznym (konieczność zapewnienia przez państwa członkowskie odpowiedniej przepustowości sieci przesyłowych CO<sub>2</sub>, ich interoperacyjności oraz preferencyjnego traktowania takich inwestycji na etapie procedur administracyjnych - art. 22 NZIA), w naszej ocenie NZIA stanowi podstawę dla rozbudowania przepisów krajowych w zakresie infrastruktury przesyłowej CO<sub>2</sub> - w szczególności uproszczenia procedur administracyjnych związanych z wydawaniem pozwoleń na budowę i eksploatację infrastruktury do przesyłu CO<sub>2</sub> i wydania ww. przepisów wykonawczych określających warunki techniczne przyłączenia do sieci, jak również wyznaczenie operatora sieci transportowej CO<sub>2</sub>. Dostosowanie polskich przepisów do wymogów NZIA może również oznaczać konieczność nowelizacji przepisów dotyczących planowania przestrzennego oraz ochrony środowiska, tak aby umożliwić sprawną realizację inwestycji w infrastrukturę CO<sub>2</sub>, w tym na terenach objętych szczególną ochroną. Warto także rozważyć wprowadzenie mechanizmów wsparcia finansowego i regulacyjnego dla operatorów takich sieci, a także jasnych zasad współpracy transgranicznej, co jest istotne w kontekście budowy ogólnoeuropejskiej sieci transportu CO<sub>2</sub>.

## Inne rozwiązania i akty prawne

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że regulacje odnoszące się do działalności związanej ze składowaniem i wykorzystaniem dwutlenku węgla można znaleźć także w szeregu innych aktów prawnych (zarówno o charakterze unijnym jak i krajowym). Wśród nich tytułem przykładu wskazać należy:

- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych i emisji pochodzących z chowu zwierząt gospodarskich (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona) (Tekst mający znaczenie dla EOG) („**dyrektywa IED**”), która m.in. w pkt. 6.9 Załącznika I wymienia *Wychwytywanie strumieni CO<sub>2</sub> z instalacji objętych niniejszą dyrektywą na użytek geologicznego składowania zgodnie z dyrektywą 2009/31/WE*, jako objęte zakresem dyrektywy IED;
- rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko<sup>63</sup>, w myśl którego podziemne składowanie dwutlenku węgla kwalifikowane jest jako przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (§ 2 ust. 1 pkt 52 rozporządzenia), dla którego wymagane jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji

<sup>63</sup> Dz. U. z 2019 r. poz. . 1839 z późn. zm.

przedsięwzięcia, poprzedzonej raportem o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko (art. 72 ust. 1 pkt 4 ustawy ocenowej<sup>64</sup>).

To drugie rozwiązanie jest tym istotniejsze, że z uwagi na konieczność przeprowadzenia kompleksowej oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, znacząco wydłuża proces inwestycyjny.

## Kwalifikacja CO<sub>2</sub> jako odpad i jej wpływ na projekty CCS/CCU

Nie bez znaczenia z perspektywy możliwości rozwoju technologii CCS/CCU pozostaje również status prawny CO<sub>2</sub> na gruncie przepisów odpadowych. Należy bowiem zwrócić uwagę, że klasyfikacja danego surowca jako odpad ma bowiem dużą doniosłość prawną i niesie za sobą konieczność spełnienia szeregu obowiązków w zakresie gospodarki odpadami, w tym w szczególności w zakresie transportu, składowania i raportowania, jak również odpowiedzialności za ewentualne szkody w środowisku.

Zgodnie z obowiązującym stanem prawnym, odpadem jest każda substancja lub przedmiot, których posiadacz pozbywa się, zamierza się pozbyć, lub do których pozbycia został zobowiązany (art. 3 pkt 1 ramowej dyrektywy odpadowej<sup>65</sup> oraz art. 3 ust. 1 pkt 6 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach („UOO”)<sup>66</sup>). Nie ulega wątpliwości, że w wielu przypadkach CO<sub>2</sub> stanowi niepożądaną pozostałość procesu i nie znajduje zastosowania jako „nowy” surowiec. W przypadku instalacji CCS, wychwycony dwutlenek węgla jest transportowany do miejsc trwałego składowania, w celu unieszkodliwienia, co może zostać uznane za jego „pozbycie się”. W związku z tym zasadne jest przeanalizowanie, czy możliwa jest jego kwalifikacja jako odpadu oraz jakie skutki taka klasyfikacja mogłaby mieć dla rozwoju technologii CCS/CCU.

W pierwszej kolejności należy wskazać, że w uprzednio obowiązującym stanie prawnym kwestia ta nie budziła wątpliwości, albowiem obowiązująca do 12 grudnia 2010 r. dyrektywa odpadowa, w brzmieniu nadanym dyrektywą CCS, wyłączała CO<sub>2</sub> wychwycony i transportowany do celów geologicznego składowania oraz geologicznie składowany z zakresu definicji odpadów<sup>67</sup>. Przepis ten znajdował swoje odzwierciedlenie również w prawodawstwie krajowym (por. art. 2 pkt 12 UOO).

Sytuacja ta uległa jednak zmianie w momencie przyjęcia nowej ramowej dyrektywy odpadowej, która to nie zawierała wprost takiego wyłączenia. Z uwagi na pojawiające się w tym zakresie wątpliwości, 10 września 2025 r. Parlament Europejski przyjął dyrektywę zmieniającą ramową dyrektywę odpadową, na mocy której przywrócono wyłączenie CO<sub>2</sub> składowanego geologicznie z zakresu stosowania tej dyrektywy w brzmieniu odpowiadającym pierwotnej regulacji<sup>68</sup>. Rozwiązanie to pozostaje zgodne z intencją unijnego ustawodawcy, wyrażoną w art. 12 dyrektywy CCS, zgodnie z którym strumień CO<sub>2</sub> kierowany do podziemnego składowania powinien składać się w przeważającej części z dwutlenku węgla i żadne odpady ani inne substancje nie powinny być do niego dodawane w celu składowania, co jednoznacznie przesądza o konieczności rozróżnienia na gruncie prawnym dwutlenku węgla od frakcji odpadowej

<sup>64</sup> Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (tj. Dz. U. z 22024 r. poz. 1940 z późn. zm.)

<sup>65</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy (Tekst mający znaczenie dla EOG) Dz. Urz. UE: L 312 z 22.11.2008, s. 3-30.

<sup>66</sup> tj. Dz. U. z 2023 r. poz. 1587 z późn. zm.

<sup>67</sup> Art. 2 ust. 1 lit. a) dyrektywy 2006/12/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie odpadów (Tekst mający znaczenie dla EOG) Dz. Urz. UE: L.2006.114.9, 27.04.2006.

<sup>68</sup> Art. 1 pkt 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2025/1892 z dnia 10 września 2025 r. zmieniającej dyrektywę 2008/98/WE w sprawie odpadów (Tekst mający znaczenie dla EOG) Dz. Urz. UE: L, 2025/1892, 26.9.2025.

i wyłączenia tego pierwszego spod wymogów prawa odpadowego (w tym dotyczących m.in. składu, bezpieczeństwa i monitoringu) jak również „nieprawidłowego uznania możliwości składowania CO<sub>2</sub> w ramach koncesji na podziemne składowanie odpadów”<sup>69</sup>.

Przepisy dyrektywy zmieniającej weszły w życie 16 października 2025 r., co oznacza, że obecnie w świetle prawa unijnego CO<sub>2</sub> w technologii CCS nie jest uznawane za odpad. Niemniej, w wyniku omawianej zmiany powstała rozbieżność pomiędzy przepisami unijnymi i krajowymi powodująca niepewność prawną co do klasyfikacji CO<sub>2</sub> w projektach CCS. Podkreślenia bowiem wymaga, że przepis wyłączający CO<sub>2</sub> objętego procesem CCS z zakresu przedmiotowego UOO został uchylony na mocy ustawy nowelizującej 2023 z mocą od 28 lipca 2023 r. W uzasadnieniu do projektu ustawy nowelizującej 2023 wskazano, że zmiana taka motywowana jest faktem, iż ramowa dyrektywa odpadowa, w brzmieniu obowiązującym w dacie procedowania nowelizacji nie zawierała takiego wyłączenia<sup>70</sup>. Spowodowało to, że obecnie brak jest w polskim prawie wyraźnego wyłączenia dwutlenku węgla dla CCS spod reżimu odpadów i może rodzić poważne konsekwencje z perspektywy obowiązków operatorów składowisk CO<sub>2</sub>.

Wobec przywołanej zmiany ramowej dyrektywy odpadowej, argumentacja ta jednak uległa dezaktualizacji i jako taka stanowi istotną przeszkodę dla rozwoju technologii CCS w Polsce. W konsekwencji, *de lege ferenda*, należy postulować jak najszybszą zmianę przepisów polskiej UOO i wyłączenie CO<sub>2</sub> objętego technologią CCS spod krajowego reżimu przepisów odpadowych, co zgodnie z delegacją zawartą w art. 2 ust. 1 dyrektywy zmieniającej powinno nastąpić do 17 czerwca 2027 r.

Rozwiązanie takie jest zgodne nie tylko z założeniami dyrektywy CCS, ale też stanowi uzupełnienie (potwierdzenie) regulacji zawartych w PGiG, która w sposób jednoznaczny różnicuje podziemne składowanie odpadów (art. 21 ust. 1 pkt 4 PGiG) oraz podziemne składowanie CO<sub>2</sub> (art. 21 ust. 1 pkt 5 PGiG). Podobnie, art. 127 ust. 1 PGiG wskazuje, że określone przepisy UOO stosuje się odpowiednio jedynie do podziemnego składowania odpadów (ale już nie do podziemnego składowania dwutlenku węgla), co dodatkowo przemawia za potrzebą dostosowania regulacji do aktualnych wymogów prawa unijnego.

Innymi słowy, w obecnie obowiązującym stanie prawnym UE, CO<sub>2</sub> składowane geologicznie pozostaje wyłączone z reżimu prawa odpadowego, zaś Polska posiada kompetencje do (obowiązek) zmiany przepisów krajowych, w celu ich dostosowania do prawa unijnego. Powyższe, rozwiązanie rozwiewa dotychczasowe wątpliwości w zakresie klasyfikacji CO<sub>2</sub> jako odpadu i obowiązków związanych z prowadzeniem składowiska. W konsekwencji, powinno przyczynić się do rozwoju technologii CCS.

W kontekście technologii CCU brak jest szczegółowych rozwiązań. Niemniej, mając na uwadze regulacje prawa odpadów przyjmuje się, że jeżeli wychwycony CO<sub>2</sub> nie jest trwale składowany, lecz poddany dalszemu użyciu w procesach produkcyjnych (np. produkcja metanolu, syntezy gazów, mineralizacja w materiałach budowlanych), to nie wypełnia on definicji odpadu, ale jest produktem (surowcem)/produktem ubocznym, albowiem w stosunku do niego nie zachodzi zjawisko „pozbycia się”. Przepisy odpadowe wskazują bowiem, że określone rodzaje odpadów przestają być odpadami, jeżeli na skutek poddania ich recyklingowi lub innemu odzyskowi mogą być ponownie wykorzystane, istnieje na nie zapotrzebowanie i spełniają określone wymagania jakościowe (techniczne i środowiskowe)

<sup>69</sup> M. Malciak, G. Pokrzywka *Uśpiony CCS Czy długo wyczekiwana nowelizacja p przyczyni się do rozwoju technologii CCS w Polsce?* [w:] Nowa Energia, Warszawa, nr 3(89)/2023, s. 69.

<sup>70</sup> *Uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw*; druk sejmowy nr 3238 z dnia 5 maja 2023 r., Sejm Rzeczypospolitej Polskiej IX kadencji; s. 132.

(por. art. 14 ust. 1 UOO oraz art. 6 ust. 1 ramowej dyrektywy odpadowej). Przykładowo, dwutlenek węgla użyty do produkcji syntetycznych paliw odnawialnych (RFNBO) nie jest objęty regulacją prawa odpadowego ale dyrektywy RED II<sup>71</sup>/III<sup>72</sup>. Unijne regulacje wskazują więc, że wykorzystywany CO<sub>2</sub> nie powinien być kwalifikowany jako odpad, lecz cenny surowiec, który może znaleźć ponowne zastosowanie w duchu gospodarki cyrkularnej. Niemniej, kwalifikacja strumieni CO<sub>2</sub> objętych projektami CCU wymaga każdorazowo indywidualnej oceny, z uwzględnieniem okoliczności danego przypadku.

## Uwarunkowania prawno-gospodarczo-rynkowe wpływające na realizację projektów CCS/CCU

Warto zaznaczyć, że realizacja projektów wykorzystujących technologie CCS/CCU jako pożądaných z punktu widzenia wypełniania wymogów polityki dekarbonizacyjnej Unii Europejskiej, może mieć również kluczowe znaczenie dla budowania pozytywnych relacji z partnerami biznesowymi (w tym inwestorami zagranicznymi) i instytucjami finansującymi oraz dla tworzenia warunków sprzyjających postrzeganiu polskiego rynku jako odpowiedzialnego i zgodnego z kierunkiem polityki klimatycznej UE. Inwestycje w technologie ograniczające emisje CO<sub>2</sub> są bowiem coraz częściej postrzegane jako wyznacznik odpowiedzialności środowiskowej i długoterminowej stabilności, co może przekładać się na większą atrakcyjność dla inwestorów oraz ułatwiać dostęp do finansowania.

Przede wszystkim, wraz z coraz szerszym wdrażaniem tzw. zielonego finansowania, inwestowanie w projekty neutralne emisyjnie staje się rzeczywistym czynnikiem, decydującym o dostępności i warunkach pozyskania finansowania zewnętrznego. W praktyce oznacza to, że banki, przy podejmowaniu decyzji kredytowych biorą pod uwagę ryzyka środowiskowe, a dla projektów, które są neutralne emisyjnie często oferują niższe oprocentowanie czy priorytetowe traktowanie w portfelach inwestycyjnych.

Przykładem takiego podejścia są rozwiązania przewidziane w tzw. pakiecie CRD IV / CRR, składającym się z dwóch aktów prawnych: dyrektywy CRD (*Capital Requirements Directive*, CRD IV)<sup>73</sup> oraz rozporządzenia CRR (*Capital Requirements Regulation*)<sup>74</sup>, które określają wymogi kapitałowe i ostrożnościowe dla banków oraz firm inwestycyjnych, mające na celu zwiększenie ich stabilności finansowej i odporności na kryzysy, zgodnie z porozumieniem Bazylea III.

Zgodnie z wymogami przywołanych regulacji, celem pokrycia potencjalnych strat związanych z finansowaniem projektów o podwyższonym ryzyku klimatycznym, w tym niezgodnych z polityką dekarbonizacyjną UE, instytucje finansujące są zobowiązane do utrzymywania kapitałów własnych na znacznie podwyższonych poziomach oraz szereg innych rozwiązań o charakterze ostrożnościowym. To z kolei przekłada się na wyższe koszty kredytów i mniej korzystne warunki finansowania (w tym wymóg ustanowienia dodatkowych zabezpieczeń) dla projektów, które nie wpisują się w cele klimatyczne UE. Dodatkowo, banki są zobowiązane do szczegółowego raportowania swoich ekspozycji na projekty niewpisujące się w politykę klimatyczną Unii Europejskiej, co powoduje, że coraz częściej ograniczają finansowanie takich

<sup>71</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona) (Tekst mający znaczenie dla EOG).

<sup>72</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.

<sup>73</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/36/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi i firmami inwestycyjnymi, zmieniająca dyrektywę 2002/87/WE i uchylająca dyrektywy 2006/48/WE oraz 2006/49/WE.

<sup>74</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 575/2013 z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie wymogów ostrożnościowych dla instytucji kredytowych i firm inwestycyjnych, zmieniające rozporządzenie (UE) nr 648/2012.

inwestycji. W efekcie, dostęp do finansowania projektów nieneutralnych emisyjnie staje się trudniejszy i droższy. Banki preferują finansowanie przedsięwzięć zgodnych z zasadami zrównoważonego rozwoju, co jest zgodne z ogólną strategią Unii Europejskiej na rzecz ochrony klimatu.

Zgodność projektu z celami transformacji klimatycznej oraz realizacją założeń dotyczących redukcji emisji może mieć także istotny wpływ na zainteresowanie i oczekiwania potencjalnych partnerów. Mając na uwadze, że projekty infrastrukturalne nierzadko realizowane są we współpracy innymi podmiotami (w tym przy udziale inwestorów zagranicznych), partnerzy ci mogą oczekiwać, że wspólny projekt będzie spełniał określone standardy środowiskowe w zakresie neutralności klimatycznej. Coraz częściej, duże przedsiębiorstwa przenoszą swoje zobowiązania klimatyczne na cały łańcuch dostaw, wymagając od dostawców i partnerów konkretnych działań na rzecz ograniczenia emisji. Wśród inwestorów (projektodawców) może zatem pojawić się presja, aby ich działalność była zgodna z celami neutralności emisyjnej, co ułatwi partnerowi wykazanie postępów w realizacji własnych strategii klimatycznych oraz dostęp do finansowania. Z punktu widzenia wyboru partnera, realizacja wysokich standardów środowiskowych stanowi istotny atut - podmiot aktywnie wspierający transformację klimatyczną jest postrzegany jako nowoczesny i wiarygodny, co sprzyja nawiązywaniu współpracy.

Realizacja projektów neutralnych emisyjnie - takich jak CCS/CCU jest pożądana także z perspektywy sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju oraz planów transformacji klimatycznej. Projekty wykorzystujące innowacyjne, neutralne emisyjnie technologie (takie jak CCS/CCU) przyczyniają się do ograniczenia śladu węglowego organizacji, co znajduje odzwierciedlenie w raportach niefinansowych sporządzanych zgodnie z obowiązującymi regulacjami, w tym wymogami dyrektywy CSRD<sup>75</sup>, standardów ESRS<sup>76</sup> oraz Taksonomii UE<sup>77</sup>. Ponadto wdrażanie inicjatyw neutralnych emisyjnie wspiera realizację celów klimatycznych określonych w planach transformacji przedsiębiorstw, a także wzmacnia pozycję przedsiębiorstwa jako podmiotu transparentnego i odpowiedzialnego społecznie i środowiskowo.

## Podsumowanie

Rozporządzenie NZIA wprowadza szerokie ramy prawne, które mają na celu przyspieszenie rozwoju technologii neutralnych emisyjnie, w tym CCS/CCU. NZIA uznaje zarówno CCS, jak i transport oraz ponowne wykorzystanie CO<sub>2</sub> za technologie kluczowe z punktu widzenia realizacji celów klimatycznych Unii Europejskiej, szczególnie w sektorach, gdzie ograniczenie emisji innymi metodami jest trudne lub kosztowne. Rozporządzenie to nakłada na państwa członkowskie konkretne zobowiązania, takie jak zapewnienie odpowiednich mocy zatłaczania CO<sub>2</sub> do 2030 roku oraz uproszczenie i przyspieszenie procedur administracyjnych dla projektów neutralnych emisyjnie, w tym technologii CCS oraz technologii transportowania i wykorzystywania CO<sub>2</sub> (art. 4 ust. 1 lit. g) i q) NZIA).

NZIA obejmuje wszystkie etapy łańcucha CCS/CCU - od wychwytywania i transportu, po składowanie i wykorzystanie CO<sub>2</sub>. Wskazuje, że państwa członkowskie mają obowiązek

<sup>75</sup> Tekst skonsolidowany: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2464 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, dyrektywy 2006/43/WE oraz dyrektywy 2013/34/UE w odniesieniu do sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (Tekst mający znaczenie dla EOG).

<sup>76</sup> European Sustainability Reporting Standards - Tekst skonsolidowany: Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/2772 z dnia 31 lipca 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/34/UE w odniesieniu do standardów sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju (Tekst mający znaczenie dla EOG).

<sup>77</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Tekst mający znaczenie dla EOG) oraz związane z nim akty delegowane.

rozwijać zarówno infrastrukturę do wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub>, jak i sieci transportowe, w tym transgraniczne, zapewniając otwarty dostęp do tych sieci. Rozporządzenie przewiduje także szereg ułatwień administracyjnych, takich jak wprowadzenie pojedynczych punktów kontaktowych („one-stop-shop”) dla inwestorów, jasne i krótkie terminy wydawania pozwoleń oraz możliwość nadania projektom statusu inwestycji strategicznych. NZIA promuje również uwzględnianie projektów CCS/CCU w dokumentach planistycznych oraz tworzenie specjalnych stref - tzw. dolin neutralności emisyjnej, gdzie możliwa jest koncentracja inwestycji i stosowanie uproszczonych procedur.

Obecnie polskie prawo tylko częściowo reguluje kwestie związane z CCS/CCU, głównie poprzez Prawo geologiczne i górnicze oraz Prawo energetyczne. Przepisy te implementują dyrektywę CCS i określają zasady wydawania koncesji, monitoringu, zabezpieczeń finansowych oraz zamknięcia składowisk. Jednakże, obecnie uzasadnioną wydaje się być ocena, że regulacje te są niewystarczające. Przede wszystkim, w Polsce brakuje wyznaczonych obszarów, na których możliwe byłoby uzyskanie koncesji na podziemne składowanie CO<sub>2</sub>, co w praktyce stanowi istotny bloker dla rozwoju tej technologii. Procedury administracyjne są długotrwałe i skomplikowane, a brak skoordynowanych terminów wydawania pozwoleń oraz preferencyjnych ścieżek dla tego typu projektów dodatkowo utrudnia realizację inwestycji. Kwestia transportu CO<sub>2</sub> również pozostaje niewystarczająco uregulowana - brak jest bowiem przepisów określających warunki techniczne przyłączenia do sieci przesyłowych, nie wyznaczono operatora sieci transportowej CO<sub>2</sub>. Dodatkowo, niepewność prawna dotycząca klasyfikacji CO<sub>2</sub> jako odpadu, wynikająca z braku wyłączenia w polskiej ustawie o odpadach, mimo powrotu takiego wyłączenia w prawie unijnym, stanowi istotną barierę dla inwestorów. Brakuje także powiązania planowania przestrzennego z rozwojem CCS/CCU oraz mechanizmów umożliwiających tworzenie dolin neutralności emisyjnej.

Aby w pełni wykorzystać potencjał NZIA i umożliwić dynamiczny rozwój CCS/CCU w Polsce, od strony regulacyjnej konieczne jest przeprowadzenie szeregu zmian legislacyjnych. Przede wszystkim, należy znowelizować Prawo geologiczne i górnicze oraz akty wykonawcze, wyznaczając nowe obszary dla podziemnego składowania CO<sub>2</sub>, upraszczając i skracając procedury koncesyjne oraz wprowadzając preferencyjne ścieżki dla projektów strategicznych. Wymagane jest także ponowne wyłączenie CO<sub>2</sub> składowanego geologicznie z reżimu odpadów w polskiej ustawie o odpadach, zgodnie ze zmienioną ramową dyrektywą odpadową. W zakresie transportu CO<sub>2</sub> konieczne jest wyznaczenie operatora sieci transportowej, określenie warunków technicznych przyłączenia do sieci oraz uproszczenie procedur inwestycyjnych dla infrastruktury przesyłowej. Równie istotne jest dostosowanie przepisów planistycznych - wprowadzenie formalnych zasad tworzenia dolin neutralności emisyjnej, integrowanie planowania przestrzennego z wyznaczaniem kompleksów CCS/CCU oraz uproszczenie procedur środowiskowych dla inwestycji w tych strefach. Ponadto, należy dostosować przepisy dotyczące zamówień publicznych i aukcji, tak aby inwestycje dekarbonizacyjne miały priorytet, a wybór projektów opierał się także na kryteriach pozacenowych i zrównoważonych środowiskowo. Kluczowe jest również zapewnienie odpowiedniego wsparcia administracyjnego, w tym stworzenie punktów kontaktowych „one-stop-shop” oraz zapewnienie odpowiedniej liczby wykwalifikowanych pracowników co pozwoli nie tylko na stworzenie odpowiednich ram prawnych, ale również da realną możliwość realizacji projektów w zakresie technologii CCS/CCU, jako neutralnych emisyjnie, zgodnie z założeniami NZIA.

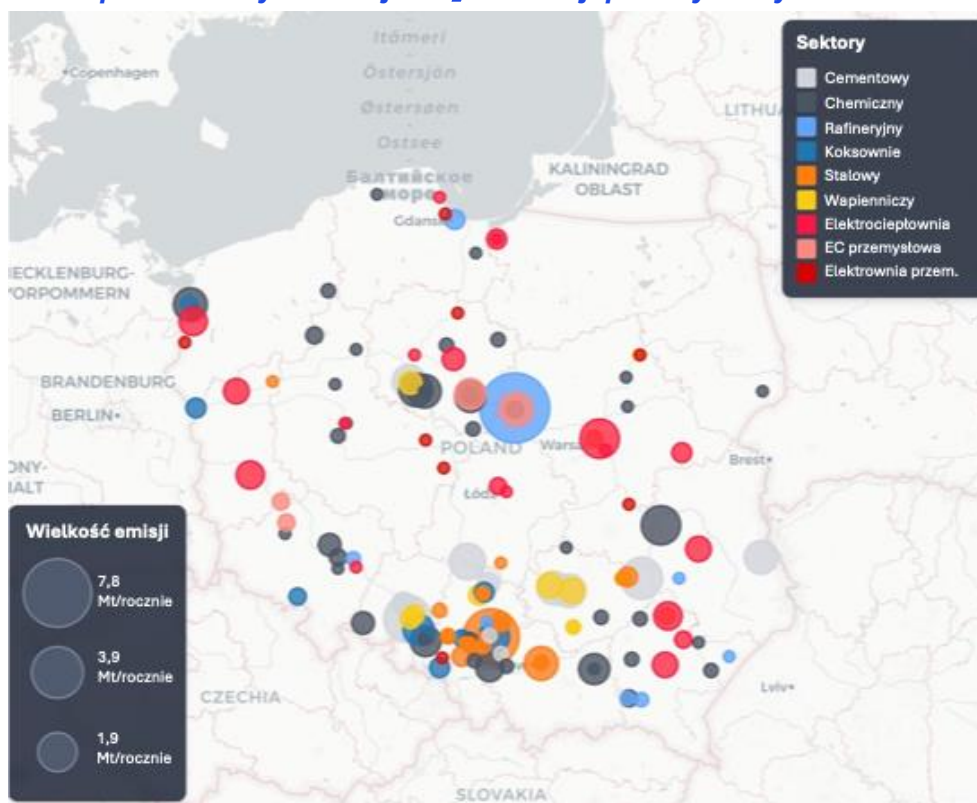
## Założenia projektowe pod infrastrukturę CCUS

Polska stoi przed istotnym wyzwaniem dekarbonizacji, przy czym emisje przemysłowe stanowią znaczącą część krajowej emisji CO<sub>2</sub>. Technologie wychwytywania, wykorzystywania i składowania dwutlenku węgla (CCUS) mogą odegrać kluczową rolę w redukcji emisji, szczególnie w sektorach, gdzie alternatywne rozwiązania technologiczne są ograniczone. Niniejszy rozdział przedstawia analizę założeń projektowych dla rozwoju infrastruktury CCUS w Polsce, uwzględniając rozmieszczenie źródeł emisji, charakterystykę strumieni CO<sub>2</sub> oraz potencjalne modele organizacyjne dla projektów wychwytu i składowania.

### Analiza emisji przemysłowych

Polska baza przemysłowa generuje 58,2 Mt CO<sub>2</sub> rocznie (2024), co stanowi istotny udział w całkowitych emisjach kraju (Instrat, 2025). Największe całkowite emisje pochodzą z sektora cementowego (11,8 Mt), rafineryjnego (8,0 Mt), chemicznego (9,4 Mt) oraz stalowego (8,5 Mt). Analizowana próba obejmuje 140 instalacji przemysłowych na terytorium Polski, których rozmieszczenie geograficzne przedstawia Rysunek 2. Struktura sektorowa emisji odzwierciedla zarówno skład polskiej gospodarki, jak i stopień zaawansowania procesów dekarbonizacyjnych w poszczególnych gałęziach przemysłu. Zrozumienie tej struktury jest kluczowe dla określenia priorytetów polityki klimatycznej oraz identyfikacji sektorów, w których technologie CCUS mogą przynieść największe efekty redukcyjne.

**Rysunek 2. Mapa całkowitych emisji CO<sub>2</sub> instalacji przemysłowych w Polsce**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EU ETS za rok bazowy 2022. Analiza obejmuje instalacje przemysłowe o wolumenie emisji przekraczającym 100 kt CO<sub>2</sub> eq rocznie.

Analiza obejmuje wyłącznie instalacje przemysłowe emitujące ponad 100 kt CO<sub>2</sub> rocznie, co pozwala skoncentrować się na źródłach o największym znaczeniu dla

**krajowego systemu wychwytu i składowania.** Kryterium to eliminuje mniejsze zakłady oraz instalacje elektroenergetyczne, które nie stanowią przedmiotu tej części analizy ze względu na odmienną dynamikę transformacji technologicznej i dostępność alternatywnych ścieżek dekarbonizacji. W rezultacie zidentyfikowano 67 instalacji przemysłowych, których łączne emisje wynoszą 46,7 Mt CO<sub>2</sub> rocznie. Struktura sektorowa tego wolumenu potwierdza dominację pięciu głównych grup: cementu, petrochemii, chemii, stali oraz „pozostałych” gałęzi produkcji. Takie zawężenie próby pozwala skupić ocenę potencjału CCS na źródłach, które mogą mieć istotny wpływ na osiągnięcie krajowych celów klimatycznych oraz zapewnienie minimalnej skali niezbędnej do opłacalnego działania infrastruktury przesyłowej i składowania.

**W kolejnym kroku uwzględnia się jedynie te strumienie emisji, które przekraczają 500 kt CO<sub>2</sub> rocznie, z wyjątkiem sektora wapienniczego, gdzie charakter procesów umożliwia efektywny wychwyt również przy niższych wolumenach.** Ograniczenie to odzwierciedla fakt, że projekty CCS wymagają odpowiedniej skali emisji, aby uzasadnić koszty inwestycyjne i operacyjne związane z instalacją wychwytu oraz przyłączeniem do infrastruktury transportowej. W przypadku wapiennictwa odstępuje się od tego progu, ponieważ procesy kalcynacji generują strumienie CO<sub>2</sub> o wysokim stężeniu i niskiej zmienności, co pozwala uzyskać wysokie współczynniki wychwytu nawet w mniejszych zakładach. Po zastosowaniu tych kryteriów przeprowadza się priorytetyzację sektorów na trzy kategorie - wysoki, średni oraz niski potencjał - a do dalszego mapowania i analizy infrastrukturalnej wybierane są sektory o priorytecie wysokim i średnim. Koncentracja na tych dwóch grupach zapewnia, że rekomendacje dotyczące CCS obejmują źródła emisji, w których techniczna wykonalność, ekonomiczna racjonalność oraz skalowalność projektów są największe.

**Priorytetyzacja sektorów według potencjału wdrożenia CCS opiera się na ocenie warunków technologicznych i ekonomicznych, które determinują wykonalność wychwytu CO<sub>2</sub> w różnych gałęziach przemysłu.** W analizie zastosowano algorytm uwzględniający dwa parametry: średnie stężenie CO<sub>2</sub> w spalinach oraz udział emisji biogenicznych. Parametry te pozwalają rozróżnić strumienie, które mogą zostać wychwycone w sposób efektywny kosztowo, od tych, w których wdrożenie CCS nie przyniosłoby korzyści klimatycznych lub finansowych. Sektory o stężeniu poniżej 14% uznano za niskopriorytetowe, ponieważ koszty wychwytu rosną tam bardzo szybko wraz ze spadkiem koncentracji gazu. Jednocześnie udział emisji biogenicznych przekraczający 15% eliminuje zasadność ekonomiczną CCS, gdyż strumień biogeniczny nie generuje kosztów ETS. Dopiero sektory spełniające oba kryteria podlegają dalszej klasyfikacji według zakresu stężenia CO<sub>2</sub>.

**Sektory uznane za wysoki priorytet charakteryzują się strumieniami CO<sub>2</sub> o wysokiej koncentracji i niskim udziale emisji biogenicznych, co umożliwia ich technicznie i ekonomicznie uzasadnione wdrożenie.** Dotyczy to przede wszystkim sektorów cementowego, wapienniczego, petrochemicznego oraz chemicznego, w których stężenia CO<sub>2</sub> przekraczają 20% i pozwalają na stosunkowo niskoenergetyczny wychwyt. W sektorach tych udział emisji CCS-ready jest wysoki - w cementowym i wapienniczym około 90%, a w petrochemicznym i chemicznym od 40 do 70% - co wynika z charakteru procesów generujących stabilne i łatwe do separacji strumienie CO<sub>2</sub>. Należy przy tym podkreślić, że udział emisji możliwych do wychwytu zależy nie tylko od parametrów sektorowych, lecz także od specyfiki procesów technologicznych, miejsca spalania paliw i sposobu mieszania się strumieni spalin z emisjami procesowymi. W praktyce oznacza to, że nawet w sektorach o wysokim stężeniu CO<sub>2</sub> nie wszystkie instalacje są jednakowo predysponowane do wychwytu, co wymaga oceny na poziomie zakładu. Dane te wskazują, że właśnie te branże będą największymi dostawcami CO<sub>2</sub> w krajowej infrastrukturze wychwytu, transportu i składowania, a tym samym odegrają kluczową rolę w osiągnięciu celów dekarbonizacyjnych.

**Największy potencjał podaży CO<sub>2</sub> do projektów CCUS zapewniają cementownie, zakłady wapiennicze i wybrane segmenty przemysłu chemicznego, które łącznie generują większość emisji procesowych w polskim przemyśle.** Spośród sektorów charakteryzujących się wysokim udziałem emisji procesowych w Polsce, najczęściej generuje przemysł cementowy 7,4 Mt CO<sub>2</sub> rocznie (co stanowi 63% z 11,8 Mt całkowitych emisji tego sektora), przemysł chemiczny 2,7 Mt CO<sub>2</sub> rocznie (29% z 9,4 Mt całkowitych), oraz zakłady wapienne 0,8 Mt CO<sub>2</sub> rocznie (51% z 1,6 Mt całkowitych). Dla porównania, sektor rafinerijny odpowiedzialny jest za 1,1 Mt emisji procesowych rocznie (13,8% z 8,0 Mt całkowitych emisji sektora), a przemysł stalowy za ok. 0,3 Mt CO<sub>2</sub> rocznie (3,9% z 6,5 Mt całkowitych). Łącznie tworzy to znaczący strumień procesowego CO<sub>2</sub>, który może być wykorzystany w klastrowych lub indywidualnych projektach CCUS, w zależności od lokalnej gęstości źródeł emisji i dostępności tras transportowych do potencjalnych lokalizacji składowania geologicznego.

**Tabela 1. Struktura emisji całkowitych i gotowych do ekonomicznego wychwytu według sektorów oraz liczba instalacji (priorytet wysoki i niski)**

Sektor	Całkowite emisje (Mt CO <sub>2</sub> )	Emisje CO <sub>2</sub> CCS-ready (Mt CO <sub>2</sub> )	Liczba instalacji
Cementowy	10,0	9,0	9
Chemiczny - amoniak	5,87	3,81	5
Chemiczny - soda	0,89	0,62	1
Chemiczny - pozostałe	1,10	0,44	4
Petrochemiczny	9,03	3,61	2
Stalowy	8,28	6,21	7
Wapienniczy	0,80	0,72	5
<b>RAZEM</b>	<b>36,0</b>	<b>24,4</b>	<b>33</b>

**Notka metodologiczna:** Obliczenia emisji na poziomie sektorów zagregowane z oszacowanych udziałów emisji gotowych do wychwytu dla indywidualnych emitentów:

- Petrochemia: przyjęto udział emisji CCS-ready na poziomie 40%. Wynika to z charakterystyki procesów rafinerijnych i petrochemicznych, w których skoncentrowane strumienie CO<sub>2</sub> powstają głównie w instalacjach wytwarzania wodoru (SMR) oraz w wybranych jednostkach procesowych. Udział ten odzwierciedla wyniki Straelen et al. (2009), wskazujące na możliwość wychwytu ok. jednej trzeciej-połowy strumienia CO<sub>2</sub> przy użyciu standardowych konfiguracji wychwytu.
- Cement: przyjęto 90% udziału emisji możliwych do wychwytu, zgodnie z wynikami Stojny et al. (2024), które wskazują, że zdecydowana większość emisji w cementowniach - zarówno procesowych, jak i energetycznych - może zostać wychwycona dzięki wysokiemu stężeniu CO<sub>2</sub> i ciągłości strumienia spalin. Konfiguracje wychwytu na klinkierze umożliwiają uzyskanie wysokich stopni separacji.
- Chemia - amoniak: przyjęto 65% emisji CCS-ready, zgodnie z IEA Ammonia Technology Roadmap (2021). W procesach reformingu parowego CO<sub>2</sub> powstaje jako skoncentrowany strumień z reformatu, co umożliwia technicznie efektywny i stosunkowo niskoenergetyczny wychwyty. Pozostała część emisji pochodzi z procesów spalania, które charakteryzują się niższą opłacalnością wychwytu. Z bazy wyłączono zakład chemiczny Janikowo ze względu na zakończenie działalności w 2025 roku.
- Chemia - soda: założono 70% udziału emisji CCS-ready bazując na analizie procesów kalcynacji i karbonizacji opisanych w Krótki (2025). Produkcja sody generuje stabilne, relatywnie wysokostężeniowe strumienie CO<sub>2</sub>, co pozwala obejmować wychwytem większość emisji.
- Chemia - pozostałe procesy: przyjęto 40% udziału emisji możliwych do wychwytu. Wynika to z dużej heterogeniczności tego segmentu - niektóre procesy generują strumienie o wysokiej koncentracji CO<sub>2</sub>, inne natomiast jedynie rozproszone emisje spalania.

- Wapiennictwo: zastosowano 90% udziału CCS-ready zgodnie z wynikami Stojny et al. (2024), które wskazują, że zarówno emisje wynikające z kalcynacji, jak i emisje energetyczne w piecach mogą zostać efektywnie objęte wychwytem ze względu na wysokie stężenia CO<sub>2</sub> w spalinach.
- Stal: przyjęto 75% udziału emisji możliwych do wychwytu, opierając się na analizie technologicznej Hetmańskiego (2024, Instrat). Udział ten odzwierciedla potencjał wychwytu w procesach wielkopiecowych (BF-BOF), gdzie dominują duże, punktowe strumienie CO<sub>2</sub>, przy jednoczesnym uwzględnieniu ograniczeń dla emisji rozproszonych i niskostężeniowych w obszarze hutnictwa elektrycznego (EAF).

**Sektory o średnim priorytecie łączą umiarkowane lub wysokie stężenia CO<sub>2</sub> ale z możliwością zastosowania technologii alternatywnej.** Przykładem jest sektor stalowy, w którym średnie stężenie CO<sub>2</sub> na poziomie około 18% spełnia warunki dopuszczające, choć nie osiąga wartości typowych dla sektorów wysokiego priorytetu. Udział emisji biogenicznej jest w nim marginalny, a emisje charakteryzują się odpowiednią koncentracją przestrzenną, co sprzyja potencjalnemu włączeniu w klastrów systemy wychwytu i transportu CO<sub>2</sub>. Jednocześnie udział emisji możliwych do wychwytu szacuje się na około 75%, co wskazuje na możliwość wdrożenia CCS w perspektywie średnioterminowej. Należy jednak podkreślić, że sektor stalowy posiada dostępne alternatywy technologiczne, w tym stopniowe przejście na procesy DRI-H<sub>2</sub> zasilane wodorem odnawialnym, co ogranicza zasadność traktowania CCS jako rozwiązania priorytetowego i uzasadnia jego klasyfikację jako sektor średniego potencjału.

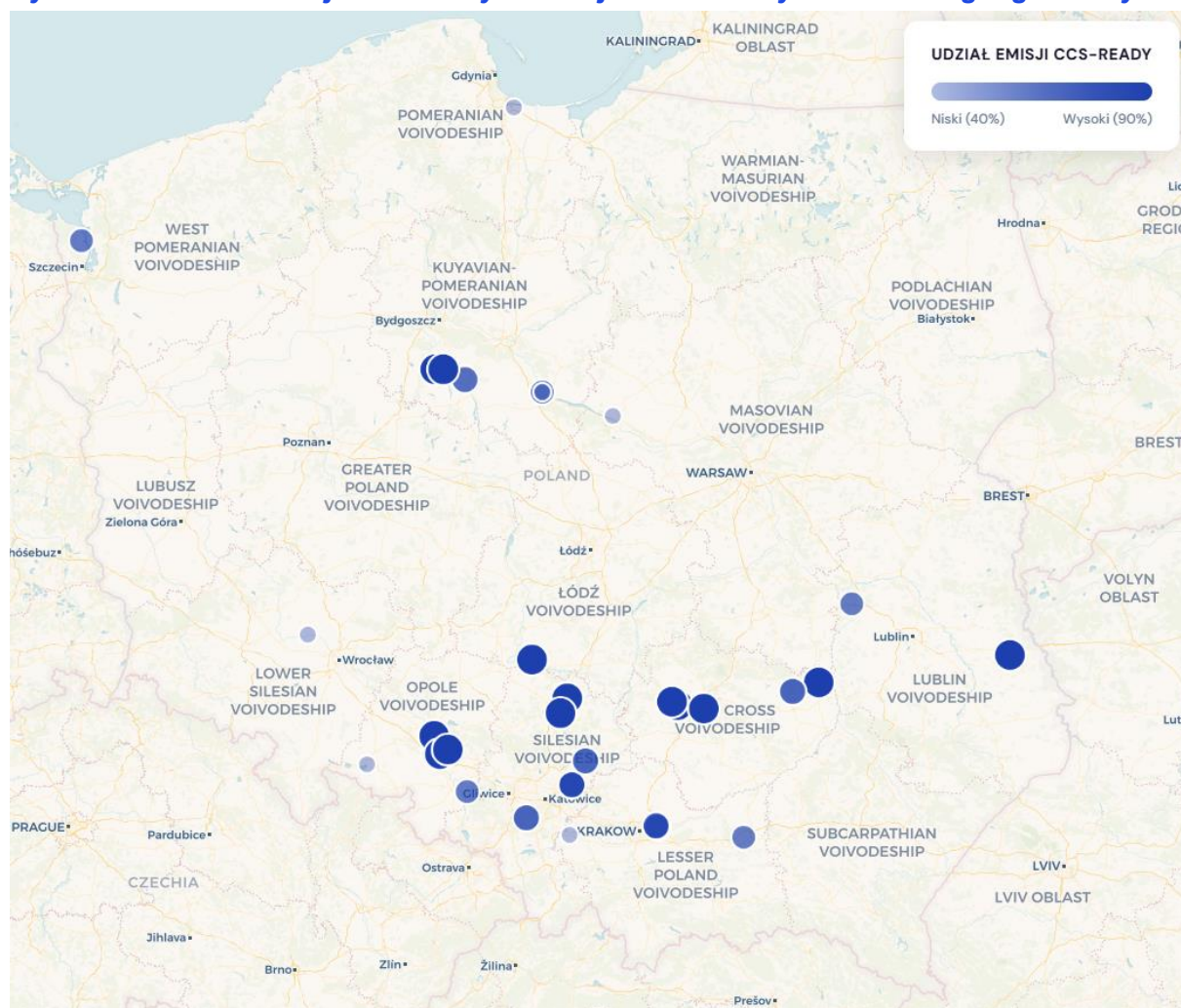
**Sektory o niskim priorytecie charakteryzują się parametrami ograniczającymi efektywność i zasadność wdrożeń CCS, co sprawia, że technologia ta nie powinna być traktowana jako podstawowy kierunek dekarbonizacji w tych branżach.** Należą do nich sektory o niskich stężeniach CO<sub>2</sub>, takie jak szkło czy metale nieżelazne, oraz sektory o bardzo wysokim udziale emisji biogenicznych, takie jak papierniczy, drzewny czy spożywczy. W ich przypadku wychwyty wiązałyby się z wysokimi kosztami jednostkowymi lub nie generowałyby korzyści finansowych wynikających z uniknięcia kosztów ETS. Do tej grupy zaliczono także sektor koksowniczy, gdzie mimo spełnienia minimalnego progu stężenia CO<sub>2</sub> skala emisji możliwych do wychwytu jest niewielka, a dostępne są inne ścieżki redukcji. W rezultacie CCS w tych sektorach może być stosowany jedynie tam, gdzie istnieje już infrastruktura lub gdy lokalne uwarunkowania tworzą ku temu wyjątkowe możliwości.

Ostateczna klasyfikacja sektorów odzwierciedla zróżnicowany potencjał tworzenia stabilnych strumieni CO<sub>2</sub> nadających się do wychwytu, a także wpływa na sposób planowania krajowej infrastruktury CCS. Sektory o wysokim priorytecie będą podstawą przyszłych klastrów przemysłowych CCS, dostarczając głównego strumienia CO<sub>2</sub> i generując warunki skali niezbędne do ekonomicznego działania infrastruktury transportu i składowania. Sektory średniego i niskiego priorytetu mogą dołączać do tej infrastruktury w miarę jej rozwoju, o ile lokalizacja i charakter procesowy uzasadniają takie rozszerzenie. Wyłączenia poszczególnych instalacji, takich jak zamknięty zakład Qementica w Janikowie, nie wpływają istotnie na ocenę sektorową, lecz pełnią funkcję porządkowania zbioru emitentów. W efekcie priorytetyzacja umożliwia kierowanie inwestycji tam, gdzie potencjał redukcji emisji jest największy i technologicznie najlepiej ugruntowany.

**Emitenci charakteryzujący się wysokim udziałem emisji możliwych do ekonomicznego wychwytu tworzą skupiska regionalne sprzyjające budowie klastrów CCUS, co stanowi istotną przewagę z perspektywy ekonomiki projektów.** Mapa udziału emisji procesowych w całkowitych emisjach (Rysunek 3) pokazuje wyraźną koncentrację instalacji przemysłowych w południowej i centralnej Polsce, gdzie występują cementownie, zakłady sodowe i inne jednostki przemysłu chemicznego. Takie rozmieszczenie geograficzne umożliwia współdzielenie węzłów kompresji i mieszania strumieni CO<sub>2</sub> oraz budowę wspólnych tras

przesyłowych, co znacząco ogranicza jednostkowy koszt infrastruktury dla poszczególnych uczestników klastra. Gromadzenie strumienia CO<sub>2</sub> z wielu źródeł na krótszych odcinkach rurociągów zbiorczych obniża ryzyko techniczne i finansowe projektu oraz ułatwia etapowanie inwestycji w miarę dołączania kolejnych emitentów. W efekcie, w planowaniu infrastruktury wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> rozważane są zarówno portfele regionalne (klastry), zgodnie z kumulacją zakładów o wysokim wolumenie emisji procesowych, jak i instalacje przy pojedynczych dużych emitentach dysponujących wystarczającym strumieniem do realizacji samodzielnego projektu.

### Rysunek 3. Udział emisji CCS-ready w emisjach całkowitych - rozkład geograficzny

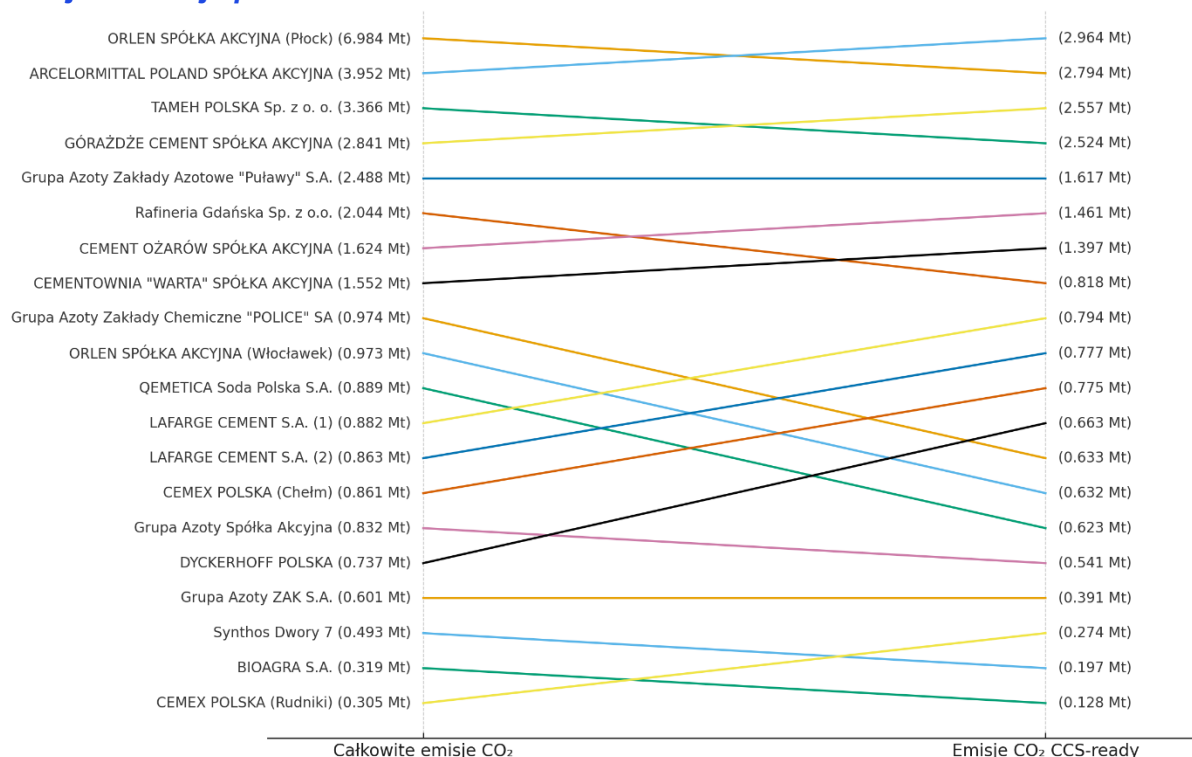


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych sektorowych i estymacji udziałów emisji procesowych dla poszczególnych instalacji zgodnie z metodyką opisaną w Tabeli 1.

**Kolejność wdrożeń projektów CCUS powinna wynikać przede wszystkim z bezwzględnego wolumenu emisji CO<sub>2</sub> CCS-ready, co prowadzi do depriorytetyzacji dużych emitentów charakteryzujących się wysokim udziałem emisji energetycznych, ale niskim wolumenem emisji procesowych.** Wykres przemieszczeń (Wykres 2) pokazuje, że po przejściu z kryterium rankingowego „emisje całkowite” na „emisje procesowe” pozycje wielu instalacji przemysłowych istotnie się zmieniają, a źródła o niskim udziale emisji procesowych, takie jak elektrownie czy huty, wypadają z czołówki potencjalnych kandydatów do projektów CCUS. Na przykład, instalacja emitująca rocznie 2 Mt CO<sub>2</sub> całkowitych z udziałem CCS-ready na poziomie 30% (np. 0,6 Mt procesowych) jest bardziej atrakcyjna dla

CCUS niż instalacja emitująca 5 Mt całkowitych, ale niemal wyłącznie z emisji energetycznych (<100 kt procesowych), mimo że ta druga ma znacznie wyższe emisje całkowite. Taka analiza oparta na bezwzględny wolumenie emisji procesowych zapobiega strategicznemu pominięciu dużych strumieni CO<sub>2</sub> wynikających z pozornie niskich udziałów procentowych, jednocześnie koncentrując wysiłki inwestycyjne na tych źródłach, gdzie CCUS stanowi najbardziej efektywne lub jedyne dostępne rozwiązanie technologiczne dla osiągnięcia głębokiej dekarbonizacji.

**Wykres 2. Zmiana pozycji 20 największych emitentów po przejściu z całkowitych emisji na emisje procesowe**



Źródło: Opracowanie własne. Wizualizacja pokazuje przesunięcia rankingowe instalacji przemysłowych wynikające z zastosowania kryterium bezwzględnego wolumenu emisji procesowych zamiast emisji całkowitych.

## Koszty wychwyty

**Koszt wychwyty CO<sub>2</sub> różni się znacząco między sektorami przemysłowymi, co wynika przede wszystkim z charakterystyki fizykochemicznej strumieni spalin oraz specyfiki procesów produkcyjnych.** Kluczowym parametrem determinującym efektywność i ekonomię wychwyty jest stężenie CO<sub>2</sub> w spalinach: im wyższe, tym mniejszy nakład energetyczny wymagany do separacji dwutlenku węgla, a co za tym idzie - niższy koszt jednostkowy. Drugim istotnym czynnikiem jest struktura emisji w danym sektorze, a w szczególności udział emisji procesowych (powstających w wyniku reakcji chemicznych) względem emisji ze spalania paliw. Emisje procesowe często charakteryzują się wyższym stężeniem CO<sub>2</sub>, co czyni je bardziej predysponowanymi do wychwyty. Dodatkowe zróżnicowanie wprowadza skala instalacji oraz specyfika technologiczna poszczególnych procesów produkcyjnych w ramach danego sektora.

**Tabela 2. Czynniki różnicujące koszt wychwyty CO<sub>2</sub> według sektorów przemysłowych**

Sektor	Stężenie CO <sub>2</sub> w spalinach (%)	Udział emisji procesowych (%)	Relatywny koszt wychwyty
<b>Chemiczny (amoniak, wodór SMR)</b>	Bardzo wysokie (>70%)	Średni (ok. 30%)	Najniższy
<b>Wapienniczy</b>	Wysokie (ok. 30%)	Wysoki (ok. 50%)	Niski
<b>Stalowy</b>	Średnie - zróżnicowane w zależności od procesu (ok. 20%)	Wysoki (ok. 60%)	Średni
<b>Cementowy</b>	Średnie (ok. 20-30%)	Wysoki (50-60%)	Średni do wysokiego
<b>Rafineryjny</b>	Niskie (ok. 12%)	Niski (ok. 15%)	Wysoki

**Notatka:** Opracowanie własne na podstawie IEA (2020) *Is carbon capture too expensive?*; Songolzadeh et al. (2014) *Carbon Dioxide Separation from Flue Gases: A Technological Review*, The Scientific World Journal.

**Zróżnicowanie parametrów technicznych strumieni spalin przekłada się bezpośrednio na znaczące różnice w kosztach jednostkowych wychwyty CO<sub>2</sub> między sektorami przemysłowymi.** Najniższe koszty, w zakresie 20-35 EUR/t CO<sub>2</sub>, występują w produkcji amoniaku, gdzie strumień procesowy charakteryzuje się bardzo wysokim stężeniem CO<sub>2</sub> (powyżej 90%), co minimalizuje nakłady energii na separację (Tabela 3). Wraz ze spadkiem stężenia CO<sub>2</sub> w spalinach koszty wychwyty systematycznie rosną: dla produkcji sody wynoszą 55-75 EUR/t, dla pozostałych procesów chemicznych do 80 EUR/t, a dla sektora stalowego 68-92 EUR/t. Sektory cementowy i wapienniczy, mimo relatywnie wysokiego udziału emisji procesowych, wykazują koszty w przedziale 72-89 EUR/t ze względu na konieczność integracji

technologii wychwytu z wysokotemperaturowymi procesami piecowymi oraz wciąż ograniczoną dojrzałość technologiczną dedykowanych rozwiązań dla tych branż. Spośród uwzględnionych w analizie sektorów, najwyższe koszty wychwytu występują w petrochemii, co wynika z rozproszenia źródeł emisji w obrębie instalacji rafineryjnych, zróżnicowanego składu strumieni gazowych oraz obecności zanieczyszczeń wymagających dodatkowego oczyszczania przed procesem wychwytu.

**Tabela 3. Koszty wychwytu CO<sub>2</sub> według sektorów przemysłowych (EUR/t CO<sub>2</sub>)**

Sektor	Scenariusz FOAK (EUR/t)	Scenariusz NOAK (EUR/t)	Uwagi
Chemiczny - Amoniak	19,50	36,00	Koszt bez kompresji
Chemiczny - Soda	55,00	75,00	Koszt bez kompresji
Chemiczny - Pozostałe	65,00	80,00	Koszt bez kompresji
Stalowy	68,00	92,00	Koszt bez kompresji
Cementowy	72,40	89,15	Koszt uwzględniający kompresję HP
Wapienniczy	72,40	89,15	Jak w sektorze cementowym - ze względu na klinkier
Petrochemiczny	73,50	85,00	Koszt bez kompresji

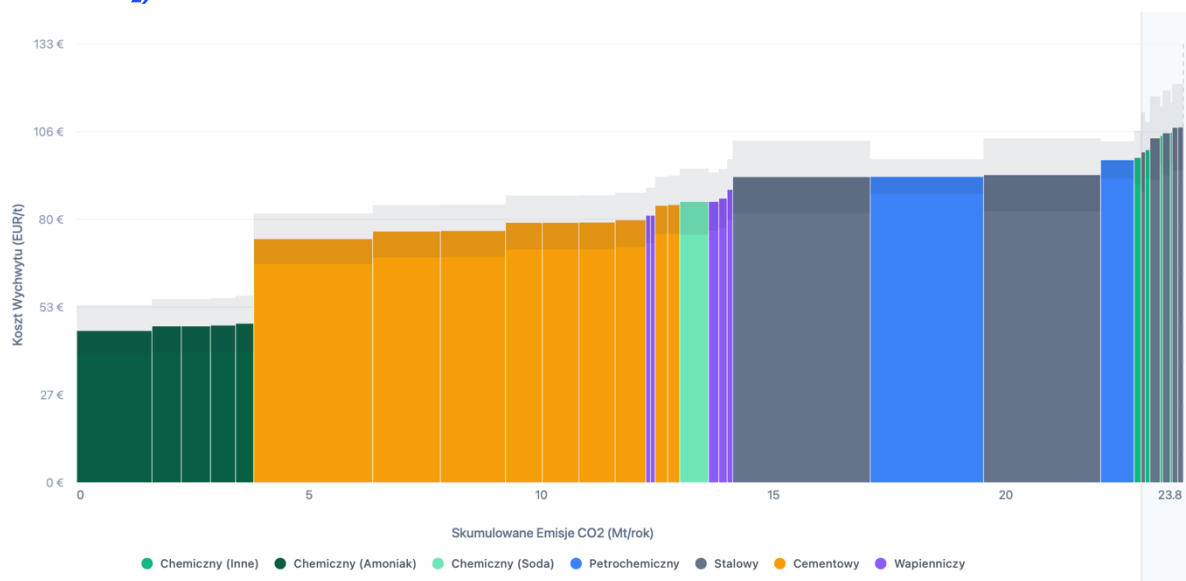
**Notatka:** JRC (2024); Stojny et al. (2024); konsultacje z grupą roboczą CCUS.

Prezentowane szacunki kosztów wychwytu CO<sub>2</sub> uwzględniają różnicę między instalacjami pierwszej generacji (FOAK - First-of-a-Kind) a dojrzałymi technologiami wdrażanymi na skalę komercyjną (NOAK - Nth-of-a-Kind). Koszty FOAK odzwierciedlają wyższe nakłady inwestycyjne i operacyjne charakterystyczne dla pionierskich projektów, obejmujące premię za ryzyko technologiczne, brak efektu skali oraz ograniczone doświadczenie w integracji systemów wychwytu z istniejącą infrastrukturą przemysłową. W miarę komercjalizacji technologii i realizacji kolejnych instalacji koszty systematycznie maleją w kierunku wartości NOAK, co wynika z efektów uczenia się, standaryzacji rozwiązań projektowych oraz rozwoju łańcuchów dostaw. Należy podkreślić, że wartości przyjęte w niniejszej analizie dla warunków polskich plasują się powyżej median kosztowych publikowanych w międzynarodowych opracowaniach referencyjnych. Wynika to przede wszystkim z wyższych cen energii elektrycznej i ciepłej w Polsce w porównaniu z rynkami, na których ustalane są globalne benchmarki kosztowe wychwytu - takimi jak Stany Zjednoczone, Norwegia czy kraje Zatoki Perskiej.

Potencjał wychwytu CO<sub>2</sub> o najniższych kosztach jest ograniczony do kilku instalacji chemicznych, podczas gdy większość wolumenu emisji wymaga nakładów przekraczających 70 EUR/t CO<sub>2</sub>. Szerokość każdego słupka odpowiada wolumenowi emisji CO<sub>2</sub> z danej instalacji (Mt/rok), wysokość słupka obrazuje średni koszt, zaś szary prostokąt obrazuje zakres kosztów jednostkowych wychwytu między scenariuszem NOAK (dolna krawędź) a FOAK (górną krawędź). Instalacje uporządkowano od najniższego do najwyższego kosztu wychwytu. Układ krzywej potwierdza wcześniejsze obserwacje: najtańszy potencjał

wychwytu, poniżej 55 EUR/t CO<sub>2</sub>, koncentruje się w kilku instalacjach produkcji amoniaku o łącznym wolumenie około 4 Mt CO<sub>2</sub> rocznie. Dominujący udział w całkowitym potencjale wychwytu przypada na sektor cementowy (kolor pomarańczowy), gdzie liczne instalacje o zróżnicowanej skali generują koszty od 70 do 90 EUR/t. Prawa strona krzywej, obejmująca najdroższe opcje wychwytu powyżej 80 EUR/t, jest zdominowana przez sektory stalowy i petrochemiczny, charakteryzujące się dużymi, ale kosztownymi do dekarbonizacji instalacjami.

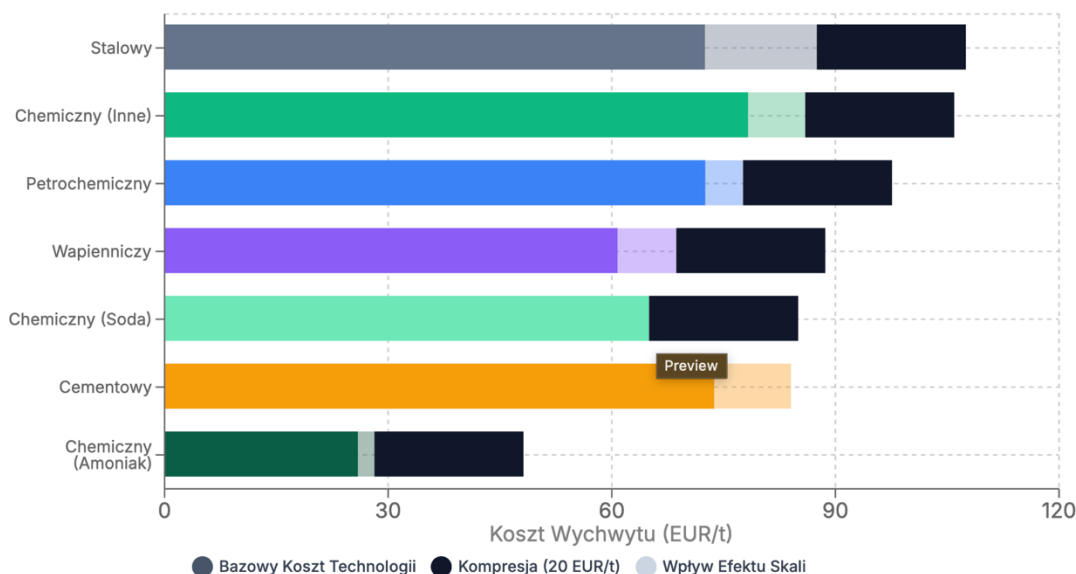
**Wykres 3. Krzywa kosztów wychwytu CO<sub>2</sub> w sektorach przemysłowych w Polsce (EUR/t CO<sub>2</sub>)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Koszt wychwytu CO<sub>2</sub> dla poszczególnych emitentów jest korygowany w oparciu o wielkości instalacji oraz zakresu przygotowania strumienia CO<sub>2</sub> do transportu.** Instalacje o większym wolumenie emisji korzystają z ekonomii skali, która obniża jednostkowy koszt wychwytu - zależność tę uwzględniono w modelu poprzez zastosowanie wykładnika skalowania 0,80 względem referencyjnej instalacji o przepustowości 1 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, przy założeniu 40% udziału nakładów inwestycyjnych (CAPEX) w całkowitych kosztach wychwytu. Dodatkowo, przygotowanie wychwyconego CO<sub>2</sub> do transportu rurociągowego wymaga sprężenia strumienia do ciśnienia około 110 bar, co generuje dodatkowy koszt rzędu 20 EUR/t CO<sub>2</sub> niezależnie od sektora. Wykres 4 przedstawia dekompozycję całkowitego kosztu wychwytu na trzy składowe: bazowy koszt technologii wychwytu, wpływ efektu skali oraz koszt kompresji. Analiza wskazuje, że kompresja stanowi istotny, ale względnie stały komponent kosztowy, podczas gdy największe zróżnicowanie międzysektorowe wynika z bazowych kosztów technologii separacji CO<sub>2</sub>.

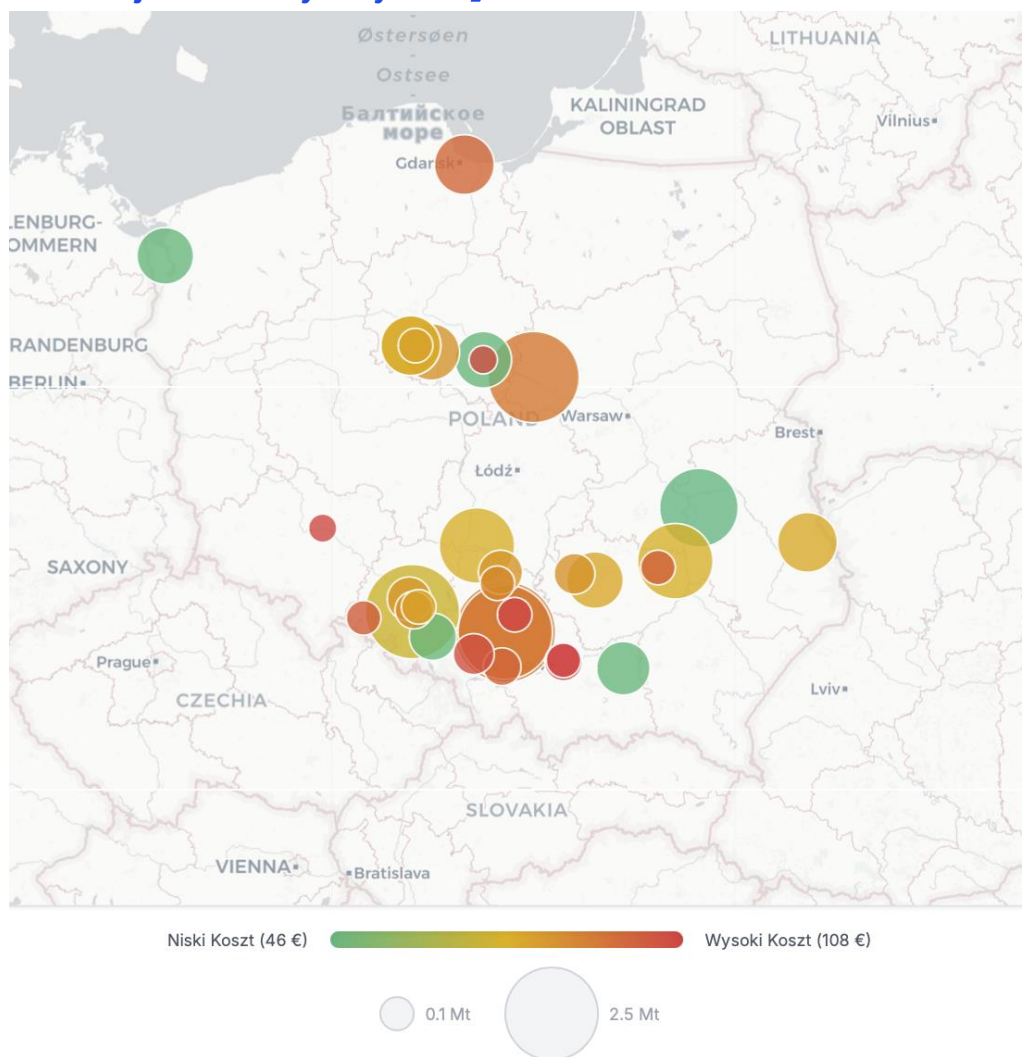
**Wykres 4. Krzywa kosztów wychwyty  $CO_2$  w sektorach przemysłowych w Polsce (EUR/t  $CO_2$ )**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego. Metodologia skalowania według QGESS Capital Cost Scaling Methodology: Revision 4 Report (NETL, 2022).

**Emitenci przemysłowi o największym potencjale wychwyty  $CO_2$  koncentrują się w południowej Polsce, podczas gdy instalacje o najniższych kosztach wychwyty są rozproszone na terenie całego kraju.** Wykres 5 przedstawia lokalizację analizowanych instalacji, gdzie wielkość okręgu odpowiada wolumenowi emisji  $CO_2$ , a skala barwna jednostkowemu kosztowi wychwyty w przedziale od 46 do 108 EUR/t. Największe zagęszczenie emitentów występuje w województwach śląskim i małopolskim, gdzie dominują instalacje cementowe i stalowe o kosztach wychwyty w przedziale 70-90 EUR/t. Instalacje chemiczne produkujące amoniak, charakteryzujące się najniższymi kosztami wychwyty, zlokalizowane są w Policach, Puławach oraz w rejonie Włocławka. Najwyższe koszty wychwyty, przekraczające 100 EUR/t, dotyczą pojedynczych instalacji w rejonie Gdańska oraz w Polsce południowej.

**Rysunek 4. Rozmieszczenie geograficzne emitentów przemysłowych w Polsce według wolumenu emisji i kosztu wychwytu CO<sub>2</sub>**



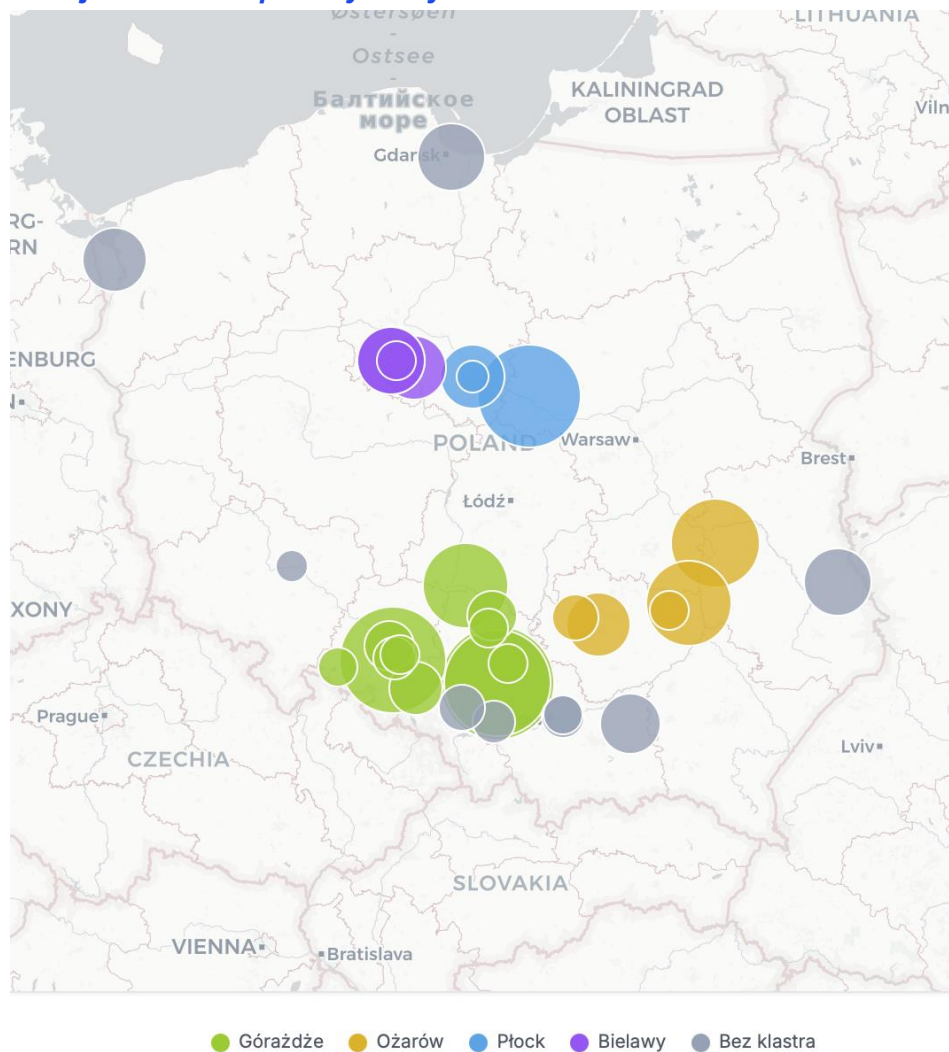
Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Geograficzna koncentracja źródeł emisji stwarza warunki do klastrowania instalacji, co jest czynnikiem pozwalającym obniżyć jednostkowe koszty dekarbonizacji w łańcuchu CCUS.** Zgrupowanie emitentów na ograniczonym obszarze umożliwia odejście od kosztownych, dedykowanych rozwiązań na rzecz współdzielonej infrastruktury przesyłowej, gdzie największe oszczędności generowane są w transporcie rurociągowym dzięki efektowi skali. Według analiz JRC, koszty pełnego łańcucha wartości spadają, gdy strumień z wielu źródeł są agregowane i obsługiwane przez jeden system logistyczny, co eliminuje konieczność budowy oddzielnych nitek przesyłowych dla każdego zakładu. Taka konfiguracja przestrzenna nie tylko optymalizuje nakłady inwestycyjne (CAPEX) niezbędne do budowy magistrali, co jest kluczowe dla rentowności projektów w regionach planujących transport do składowisk morskich wymagających transportu na setki kilometrów.

**Analiza geograficznego rozkładu emitentów pozwoliła na wyodrębnienie czterech kluczowych klastrów przemysłowych: Płock, Górażdże, Ożarów oraz Bielawy.** Koncentracja zakładów w tych strefach umożliwia efektywną ekonomicznie budowę

współdzielonej infrastruktury transportowej, realizując postulat redukcji nakładów inwestycyjnych poprzez efekt skali. Obok głównych hubów zidentyfikowano również grupę podmiotów niesklastrowanych - są to instalacje, których znaczna odległość od innych emitentów sprawia, że przyłączenie ich do wspólnej sieci wewnątrz klastra wymagałoby budowy dłuższych odcinków rurociągów niż w przypadku bezpośredniego połączenia z najbliższym potencjalnym miejscem składowania (Rysunek 5). Taka segmentacja rynku pozwala na precyzyjne dopasowanie modelu logistycznego do lokalnych uwarunkowań przestrzennych.

**Rysunek 5. Potencjalne klastry wychwytu i transportu CO<sub>2</sub> w Polsce - lokalizacja i wolumen emisji emitentów przemysłowych**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Krajowej Bazy. Wielkość okręgu odpowiada rocznej emisji CO<sub>2</sub> instalacji.

**Połowę wolumenu emisji koncentruje klastr Góraźdze na południu Polski, obejmujący instalacje hutnicze i cementowe w województwach śląskim i małopolskim. Klastr Płock agreguje emitentów z sektora petrochemicznego i chemicznego, charakteryzujących się względnie stabilnym składem strumieni gazowych. Klastry Ożarów i Bielawy obejmują**

mniejsze wolumeny emisji, jednak dotyczą głównie emisji procesowych z produkcji cementu i wapna, których redukcja innymi metodami niż wychwyty jest technicznie ograniczona. Instalacje niesklastryzowane obejmują pojedynczych emitentów w rejonie Gdańska, w Polsce wschodniej oraz mniejsze instalacje w centralnej części kraju. Ich oddalenie od głównych korytarzy transportowych oznacza, że koszt podłączenia do sieci rurociągów może przekraczać opłacalność ekonomiczną wychwyty, szczególnie w przypadku instalacji o niższym wolumenie emisji.

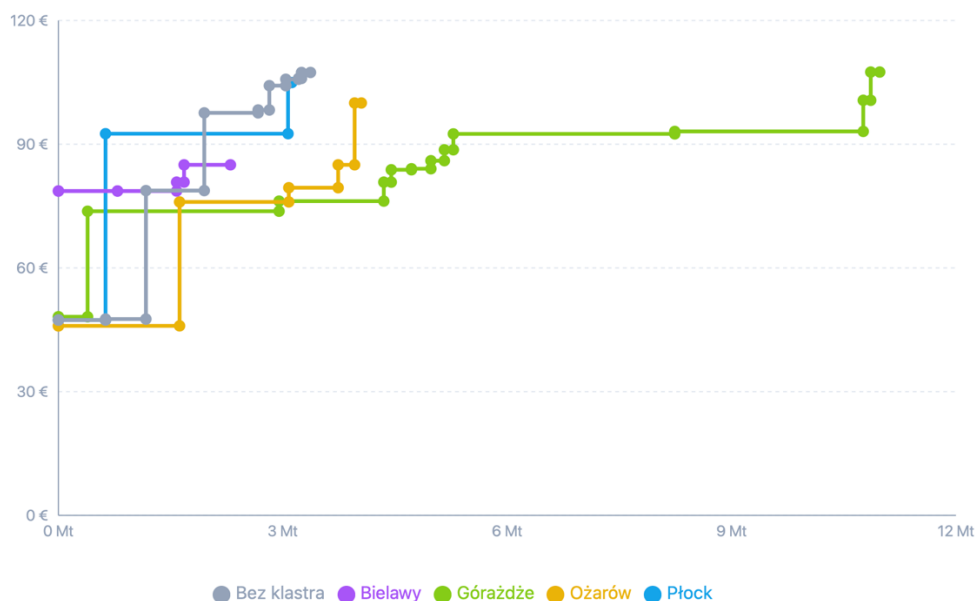
**Tabela 4. Charakterystyka zidentyfikowanych klastrów CCS**

Nazwa klastra	Wolumen CO <sub>2</sub> do CCS (Mt/rok)	Główne sektory	Liczba emitentów
<b>Góraźdże</b>	11,0	Stalowy, Cementowy, Wapienniczy	12
<b>Ożarów</b>	4,1	Chemiczny, Cementowy, Stalowy	6
<b>Płock</b>	3,1	Petrochemiczny, Chemiczny	3
<b>Bielawy</b>	2,3	Cementowy, Chemiczny (Soda)	3
<b>Niesklastrwane</b>	3,4	Różne (rozproszone)	9

Notatka: Lista zakładów przyporządkowanych do poszczególnych klastrów znajduje się w Załączniku 1.

**Koszty wychwyty dla poszczególnych klastrów wykazują zbliżony przebieg, zarówno pod względem dystrybucji, jak i średniego ważonego kosztu wychwyty, który dla wszystkich klastrów kształtuje się w przedziale 70-80 EUR/t CO<sub>2</sub>.** Oznacza to, że wybór klastra do priorytetowego rozwoju infrastruktury nie może opierać się na kryterium niższych kosztów wychwyty, ponieważ żaden z klastrów nie oferuje w tym zakresie istotnej przewagi. Głównym czynnikiem różnicującym klastry jest wolumen emisji możliwych do wychwyty: klastr Góraźdże agreguje największy potencjał, przekraczający 11 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, podczas gdy klastry Bielawy i Ożarów oferują wolumeny rzędu 2-3 Mt. Decyzja o kolejności rozwoju klastrów powinna zatem uwzględniać przede wszystkim kryteria infrastrukturalne, dostępność korytarzy transportowych, bliskość pojemności magazynowej oraz gotowość inwestycyjną emitentów kotwicznych, a nie zróżnicowanie kosztów samego wychwyty.

**Wykres 5. Krzywe kosztów krańcowych wychwytu CO<sub>2</sub> według klastrów CCS (EUR/t CO<sub>2</sub>)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

Rozwój infrastruktury CCS w ramach poszczególnych klastrów będzie prawdopodobnie inicjowany przez największych emitentów, którzy pełnią funkcję projektów kotwicznych (ang. *anchor emitters*) zapewniają stabilność finansowania infrastruktury i minimalizują ryzyko jej niewykorzystania. Względna bliskość geograficzna emitentów w obrębie każdego klastra umożliwia jednak stopniowe włączanie mniejszych instalacji w kolejnych fazach rozbudowy sieci. Przy rosnących cenach uprawnień EU ETS uczestnictwo w infrastrukturze klastrowej staje się ekonomicznie atrakcyjne również dla mniejszych emitentów. Wszystkie instalacje uwzględnione w analizie emitują powyżej 100 kt CO<sub>2</sub> rocznie, co oznacza, że każda z nich dysponuje wolumenem wystarczającym do uzasadnienia inwestycji w wychwyty w perspektywie etapowej rozbudowy systemu.

Zidentyfikowane klastry stanowią istotny potencjał w kontekście realizacji celu NZIA, który dla Polski określa roczną zdolność zatłaczania CO<sub>2</sub> na poziomie 4,3 Mt do 2030 roku. Każdy z klastrów indywidualnie reprezentuje znaczący wolumen emisji możliwych do wychwyty, a połączenie wybranych klastrów mogłoby pozwolić na osiągnięcie lub przekroczenie tego progu. Dyskusja na temat możliwości realizacji celu NZIA, uwzględniająca warianty tras transportowych i dostępność pojemności magazynowej, zostanie przedstawiona w dalszej części raportu.

## Analiza miejsc składowania

Wychwycony CO<sub>2</sub> z instalacji przemysłowych może być składowany geologicznie w trzech podstawowych konfiguracjach: w strukturach lądowych (onshore) na terytorium Polski, w strukturach morskich (offshore) w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim, lub poprzez eksport do zagranicznych składowisk w regionie Morza Północnego. Każda z tych opcji charakteryzuje się odmiennym profilem kosztowym, harmonogramem dostępności oraz wymaganiami infrastrukturalnymi. Struktury lądowe oferują potencjalnie najniższe koszty transportu dla emitentów zlokalizowanych w ich pobliżu, jednak napotykają na bariery regulacyjne i ryzyko sprzeciwu lokalnych społeczności. Składowanie offshore w Bałtyku wymaga budowy infrastruktury portowej i podmorskich rurociągów, ale eliminuje problem akceptacji społecznej. Eksport do Morza Północnego bazuje na już istniejących lub zaawansowanych projektach składowiskowych w Norwegii, Danii i Holandii, przy jednoczesnej konieczności organizacji transportu morskiego na znaczne odległości.

### Składowiska w Polsce

Polska dysponuje znaczącym potencjałem geologicznym dla składowania CO<sub>2</sub>, jednak żaden projekt na skalę przemysłową nie jest obecnie operacyjny, a uruchomienie pierwszych instalacji przed 2030 rokiem pozostaje mało prawdopodobne ze względu na wczesny etap zaawansowania prac przygotowawczych. Zidentyfikowane struktury geologiczne oferują łączną efektywną pojemność składowania przekraczającą 1 Gt CO<sub>2</sub>, z czego największy potencjał reprezentuje formacja kambryjska w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Struktury lądowe koncentrują się w trzech regionach: Wielkopolsce (antyklina Konary), rejonie Płocka (antyklina Kamionki) oraz na Górnym Śląsku (struktury SU#01 i SU#02) (Tabela 5). Dodatkową pojemność oferują wyeksploatowane złoża gazowe Załęcze i Żuchłów w południowo-zachodniej Polsce. Spośród wszystkich zidentyfikowanych lokalizacji jedynie antyklina Konary znajduje się w fazie przygotowania projektu pilotażowego, pozostałe struktury pozostają na etapie koncepcyjnym lub, jak w przypadku Budziszewice-Zaosie, zostały wycofane z planów rozwojowych.

**Tabela 5: Zidentyfikowane struktury składowania CO<sub>2</sub> w Polsce**

Składowisko	Typ	Szac. pojemność	Gotowość	Obecny etap	Operator / Właściciel
<b>Morze Bałtyckie, kambryjskie (obszar złoża B3) - (polska EEZ)</b>	Wyeksploatowane złożo ropy i głęboki akwifer kambryjski	B3 (~7 Mt), cała polska EEZ (~188 Mt efektywna, ~1 Gt potencjał)	~2030 (potencjalnie)	Wyznaczony obszar składowania (brak aktywnego projektu)	Orlen Petrobaltic
<b>Antyklina Konary - lądowa, Wielkopolska</b>	Głęboki zbiornik solankowy	~282 Mt CO <sub>2</sub> (szacunek)	~2028-2030 (planowana-pilotaż)	Planowany projekt pilotażowy (wniosek o pozwolenie w 2023 r.; lokalny sprzeciw wobec zatłaczania)	PKN Orlen (PGNiG) - planowany w ramach klastra CCUS

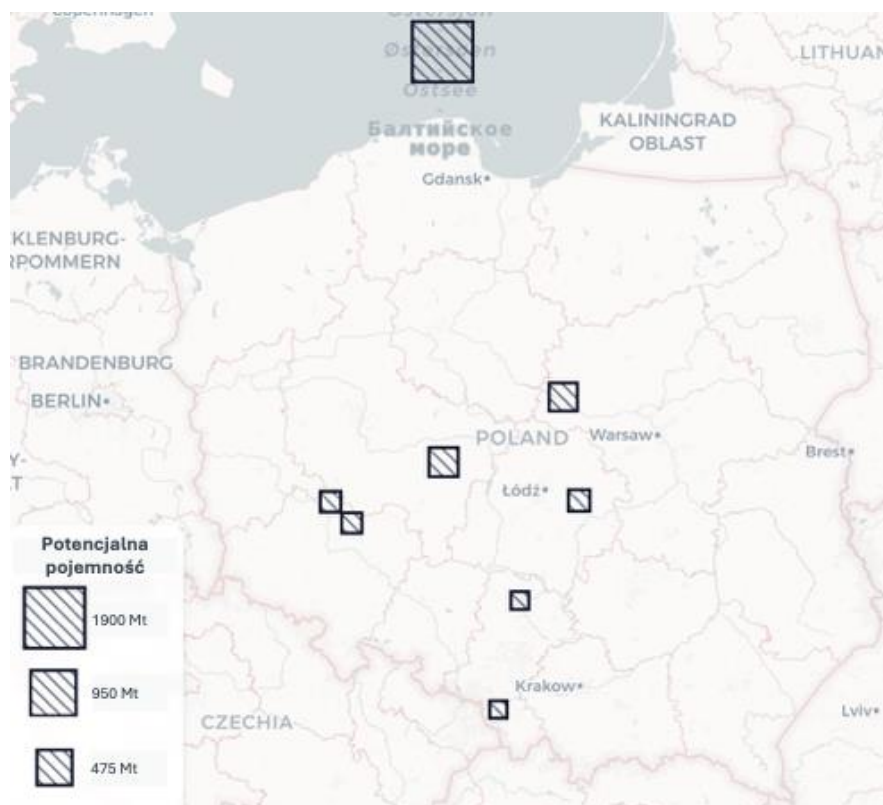
<b>Antyklina Kamionki - lądowa, rejon Płocka</b>	Głęboki zbiornik solankowy	~248 Mt CO <sub>2</sub> (łącznie) - np. 99 Mt + 149 Mt w dwóch poziomach zbiornikowych	~2030+ (koncepcja)	Zidentyfikowana koncepcja (scenariusz przyszłego klastra)	PKN Orlen - propozycja w planach klastra CCUS
<b>Antyklina Budziszewice-Zaosie - lądowa, rejon Bełchatowa</b>	Głęboki zbiornik solankowy	~107 Mt CO <sub>2</sub> (szacunek)	Do ustalenia (planowany wcześniej)	Projekt demonstracyjny (anulowany) - wybrany dla projektu CCS Bełchatów (zarzucony)	PGE (projekt Elektrowni Bełchatów)
<b>Złoże gazowe Załęcze - lądowe, południowy zachód</b>	Wyeksploatowane złoża gazu	~107 Mt CO <sub>2</sub>	Do ustalenia	Zidentyfikowane - wyeksploatowane złoża gazowe (symulacje potwierdzają szczelność składowania)	Orlen (dawniej PGNiG) - brak aktywnego projektu CCS
<b>Złoże gazowe Żuchłów - lądowe, południowy zachód</b>	Wyeksploatowane złoża gazu	~91.9 Mt CO <sub>2</sub>	Do ustalenia	Zidentyfikowane - wyeksploatowane złoża gazowe (dawny duży producent gazu, obecnie w dużej mierze wyeksploatowany)	Orlen (dawniej PGNiG) - brak aktywnego projektu CCS
<b>Głęboki zbiornik Częstochowa (SU#02) - lądowa, Śląsk</b>	Głęboki zbiornik solankowy	~50 Mt CO <sub>2</sub>	2030 (prognoza)	Studium wykonalności - scenariusz w planie CCUS 2050 dla Górnego Śląska	- (scenariusz badawczy GIG)
<b>Zbiornik Cieszyn-Czechowice (SU#01) - lądowa, Śląsk</b>	Głęboki zbiornik solankowy	~46,2 Mt CO <sub>2</sub> (szacunek)	2030 (prognoza)	Studium wykonalności - zidentyfikowany dla przyszłego CCS na Śląsku (etap koncepcyjny)	- (scenariusz badawczy GIG)

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny; projekty CCUS.pl i CCUS Zen; dokumentacja projektowa operatorów.

**Łączna pojemność zidentyfikowanych struktur lądowych i morskich w Polsce przekracza 900 Mt CO<sub>2</sub> w wariantcie efektywnym, przy czym największe pojedyncze zasoby, formacja kambryjska w polskiej EEZ Bałtyku, oferują potencjał rzędu 188 Mt efektywnej pojemności z możliwością rozszerzenia do około 1 Gt przy wykorzystaniu szerszego akwiferu.** Struktury lądowe rozkładają się nierównomiernie: największe pojemności oferują antykliny Konary i Kamionki w centralnej Polsce (łącznie ponad 500 Mt), natomiast struktury śląskie SU#01 i SU#02 dysponują ograniczoną pojemnością rzędu 96 Mt, wystarczającą dla obsługi pojedynczego średniej wielkości emitenta przez okres kilkudziesięciu lat. Wyeksploatowane złoża gazowe Załęcze i Żuchłów na Monoklinie Przedśudeckiej oferują łącznie około 200 Mt pojemności w formacjach o potwierdzonej

szczelności geologicznej. Z perspektywy geograficznej, największe zasoby składowiskowe są skoncentrowane w centralnej Polsce i na Bałtyku, podczas gdy klastry przemysłowe o najwyższym wolumenie emisji - przede wszystkim GóraŹdze - zlokalizowane są na południu kraju, co implikuje konieczność budowy magistral transportowych o długości 300-500 km. Rysunek 6 przedstawia rozmieszczenie geograficzne struktur składowania z wielkością proporcjonalną do szacowanej pojemności.

**Rysunek 6. Potencjalne zdolności składowania CO<sub>2</sub> w Polsce**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Państwowego Instytutu Geologicznego oraz projektów badawczych. Pojemności składowisk przedstawiono w skali proporcjonalnej.

#### **Boks 1 Pilotaż składowania offshore w Polsce**

W ramach prac przygotowawczych **Orlen (Petrobaltic)** wraz z **INiG-PIB** analizują pilotaż zatłaczania ok. **150 tys. t CO<sub>2</sub>/rok** do złoża **B3** metodą naprzemiennego wtłaczania wody i CO<sub>2</sub> (WAG) w celu potwierdzenia szczelności i trwałości składowania.

Szacunki dla polskiej części Bałtyku mówią o pojemności rzędu kilkuset milionów ton CO<sub>2</sub>, co czyni wariant offshore naturalnym uzupełnieniem dla struktur lądowych.

**Mimo rozpoznania geologicznego licznych struktur o potencjale składowania CO<sub>2</sub> w Polsce, komercyjne wdrożenie projektów CCUS jest obecnie ograniczone przede wszystkim przez brak regulacji prawnych i ostatecznych decyzji administracyjnych dotyczących długoterminowego składowania geologicznego, jak również przez ryzyko**

**lokalnych sprzeciwów społecznych na etapie uzyskiwania pozwoleń operacyjnych.** Wyzwania w obszarze składowania obrazuje przypadek Konary Anticline, gdzie wniosek o realizację pilotażowego wtrysku złożony został w 2023 roku, lecz projekt spotkał się z lokalnym wetem ze strony władz samorządowych wobec planowanego zatłaczania CO<sub>2</sub>, co wstrzymało dalszy rozwój tej inicjatywy. Projekt demonstracyjny planowany pierwotnie dla elektrowni Bełchatów z wykorzystaniem struktury Budziszewice-Zaosie również został wcześniej formalnie odłożony, głównie ze względów ekonomicznych i strategicznych w kontekście transformacji energetycznej. Dla wyczerpanych złóż gazowych Załęcze i Żuchłów, mimo potwierdzenia integralności geologicznej formacji do długoterminowego składowania CO<sub>2</sub> w przeprowadzonych symulacjach numerycznych, nie są obecnie prowadzone inicjatywy rozwojowe. Główną barierą dla rozwoju komercyjnego składowania CO<sub>2</sub> w Polsce nie jest niewystarczająca dostępność odpowiednich formacji geologicznych, lecz przede wszystkim nieukształtowana ścieżka uzyskiwania pozwoleń administracyjnych oraz brak ostatecznie doprecyzowanego modelu regulacyjnego dla długoterminowego składowania geologicznego.

### Składowiska poza granicami Polski

**W przypadku opóźnień w uruchomieniu krajowych składowisk geologicznych, polscy emitenci mogą kierować wychwycony CO<sub>2</sub> do projektów składowiskowych w regionie Morza Północnego.** Norwegia, Dania i Holandia dysponują zaawansowanymi projektami, z których część jest już operacyjna (Northern Lights od 2024), a pozostałe osiągną gotowość w latach 2025-2030 (Tabela 7). Łączna zdolność przyjęcia CO<sub>2</sub> przez zagraniczne składowiska w tym regionie osiągnie 20-30 Mt rocznie do końca dekady, co znacząco przekracza potencjalny wolumen eksportowy z Polski w perspektywie krótkoterminowej. Eksport CO<sub>2</sub> do tych lokalizacji wymaga organizacji transportu morskiego specjalistycznymi statkami do przewozu skroplonego dwutlenku węgla oraz budowy terminala eksportowego na wybrzeżu - najprawdopodobniej w rejonie Gdańska lub Gdyni, gdzie istnieje możliwość integracji z istniejącą infrastrukturą portową. Dodatkowe koszty transportu morskiego rzędu 60 EUR/t w porównaniu ze składowaniem krajowym oznaczają, że wariant eksportowy jest ekonomicznie uzasadniony przede wszystkim jako rozwiązanie przejściowe do czasu uruchomienia składowisk w Polsce lub jako opcja długoterminowa dla emitentów, dla których krajowe składowiska są niedostępne geograficznie.

**Tabela 6. Regionalne składowiska CO<sub>2</sub> poza Polską**

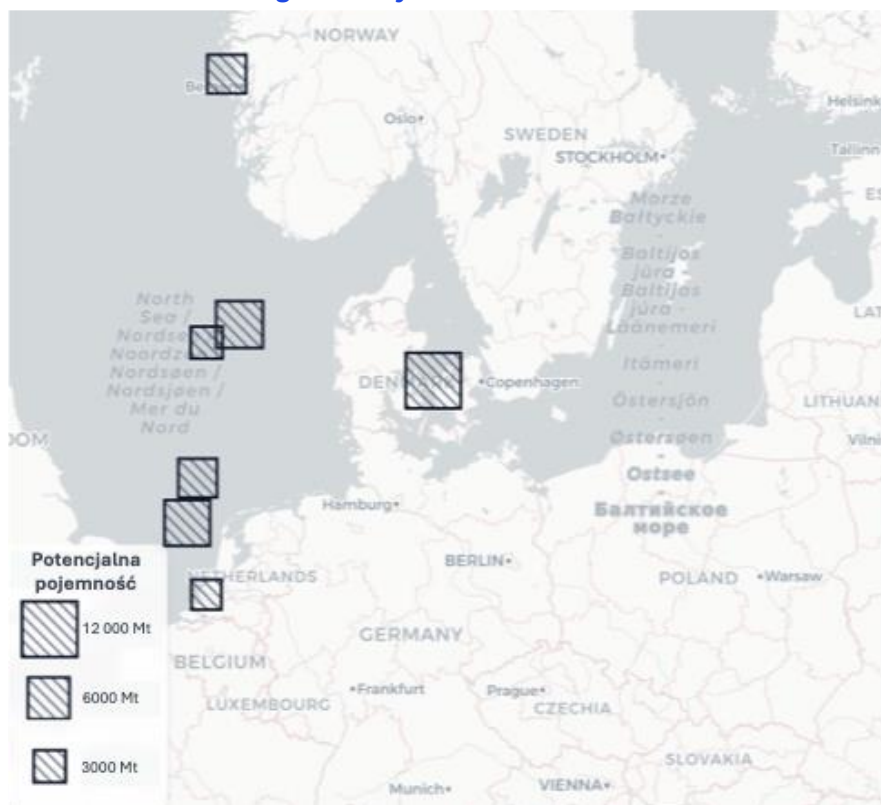
Składowisko	Typ	Szac. pojemność	Gotowość	Obecny etap	Operator / Właściciel
Northern Lights (Norwegia)	Akwifer solankowy	~1,5 Mt/rok (Faza 1), do 5 Mt/rok do 2028	2024 (operacyjny)	Eksploatacja (Faza 1)	Equinor / Shell / TotalEnergies
Project Greensand (Dania) - Nini West field	Złoże ropy, offshore	~0,4 Mt/rok → ~8 Mt/rok do 2030	2025 (start)	W rozwoju (FID 2024)	INEOS partnerzy +

Project Bifrost (Dania) - Harald	Złoże gazu, offshore	~3 Mt/rok (projekt)	~2030 (planowane)	Studium / FEED	TotalEnergies + DUC/Ørsted
CO <sub>2</sub> Storage Kalundborg (Dania)	Akwifer solankowy onshore	do ~12 Mt/rok (potencjał)	~2030	Rozpoznanie (pozw. 2024)	Equinor / Ørsted / Nordsøfonden
Porthos (Holandia)	Złoże gazu, offshore	~2,5 Mt/rok (15 lat)	2026	Budowa (FID 2023)	Porthos JV (Gasunie/EBN /Port of Rotterdam)
Aramis (Holandia)	Złoże gazu, offshore	≥7,5 Mt/rok (F1), do ~22 Mt/rok	2028	Projektowanie / FEED	TotalEnergies & Shell (+EBN / Gasunie)
L10 CCS (Holandia)	Złoże gazu, offshore	~5 Mt/rok; ~120 Mt łącznie	2028 (z Aramis)	FEED (FID ~2025)	Neptune Energy + partnerzy

Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej Northern Lights (Equinor), Porthos (Port of Rotterdam Authority), Aramis/L10 (TotalEnergies, Shell, Neptune Energy), Greensand (INEOS), Bifrost (TotalEnergies) oraz Kalundborg (Equinor/Ørsted). Stan na Q4 2024.

**Zagraniczne składowiska w regionie Morza Północnego oferują łączną zdolność przyjęcia rzędu 20-30 Mt CO<sub>2</sub> rocznie do 2030 roku, przy czym dostępność poszczególnych projektów jest rozłożona w czasie.** Northern Lights w Norwegii jako jedyny projekt operacyjny od 2024 roku przyjmuje już kontrakty na składowanie od zewnętrznych emitentów - pierwsza faza oferuje 1,5 Mt/rok z planowaną rozbudową do 5 Mt/rok do 2028 roku. Projekty holenderskie (Porthos, Aramis, L10) osiągną gotowość operacyjną w latach 2026-2028 i łącznie zaoferują pojemność przekraczającą 15 Mt/rok, przy czym Aramis jako największy z nich planuje docelową zdolność przyjęcia do 22 Mt/rok. Duńskie projekty Greensand i Bifrost uruchamiane będą stopniowo w latach 2025-2030, wykorzystując wyeksploatowane złoża ropy i gazu na Morzu Północnym. Operatorami tych składowisk są główne europejskie koncerny energetyczne, Equinor, Shell, TotalEnergies, INEOS, które oferują usługi składowania na zasadach komercyjnych w modelu "storage-as-a-service". Dla polskich emitentów oznacza to możliwość kontraktowania pojemności składowiskowej bez konieczności ponoszenia nakładów inwestycyjnych na rozwój własnej infrastruktury, przy jednoczesnym przeniesieniu ryzyka geologicznego i regulacyjnego na operatora składowiska.

### Rysunek 7. Rozmieszczenie zagranicznych struktur składowania



**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie danych podmiotów realizujących projekty składowania CO<sub>2</sub> w Europie. Pojemności składowisk przedstawiono w skali proporcjonalnej. Stan na Q4 2025.

Dostępność zagranicznych składowisk w latach 2024-2030 tworzy dla polskich emitentów realistyczną alternatywę na wypadek opóźnień w uruchomieniu infrastruktury krajowej, przy czym Northern Lights jako jedyny operacyjny projekt może przyjmować kontrakty już obecnie, a pozostałe składowiska będą uruchamiane stopniowo do końca dekady.

### Scenariusze składowania

Dla polskich emitentów przemysłowych analizowane są trzy podstawowe scenariusze składowania CO<sub>2</sub>, różniące się lokalizacją docelową i wymaganą infrastrukturą transportową: składowanie w strukturach lądowych na terytorium Polski, składowanie offshore w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego oraz eksport do składowisk w regionie Morza Północnego. Scenariusze nie są wzajemnie wykluczające: w praktyce system CCUS w Polsce może obejmować kombinację wszystkich trzech opcji, z przypisaniem poszczególnych emitentów lub klastrów do optymalnej ścieżki w zależności od ich lokalizacji i harmonogramu gotowości inwestycyjnej (Tabela 7). Dla emitentów składowanych możliwe jest współdzielenie infrastruktury magistralnej, podczas gdy emitenci niesklastryzowani wymagają indywidualnych rozwiązań przyłączeniowych lub transportu alternatywnego do najbliższego punktu agregacji. Wybór scenariusza determinuje zarówno koszty jednostkowe składowania, jak i harmonogram możliwego uruchomienia łańcucha wartości CCUS.

**Tabela 7. Elementy łańcucha transportowo-składowiskowego według scenariusza**

Scenariusz	Emitenci w klastrach	Emitenci poza klastrami
Składowanie onshore w Polsce	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transport rurociągiem przyłączeniowym wewnątrz klastra do magistrali</li> <li>2. Transport rurociągiem magistralnym do składowiska</li> <li>3. Zatłaczanie w składowisku lądowym</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transport rurociągiem przyłączeniowym do składowiska</li> <li>2. Zatłaczanie w składowisku lądowym</li> </ol>
Składowanie offshore na dnie Morza Bałtyckiego	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transport rurociągiem przyłączeniowym wewnątrz klastra do magistrali</li> <li>2. Transport rurociągiem magistralnym do wybrzeża</li> <li>3. Rekompresja</li> <li>4. Transport rurociągiem podmorskim</li> <li>5. Zatłaczanie w składowisku bałtyckim</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transport rurociągiem przyłączeniowym do najbliższej magistrali</li> </ol> <p><i>lub</i></p> <p>Bezpośredni transport rurociągiem przyłączeniowym do wybrzeża w przypadku emitentów w województwach zachodniopomorskim i pomorskim</p> <p>Kolejne kroki takie same jak w przypadku emitentów w klastrach</p>
Project Bifrost (Dania) - Harald	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transport rurociągiem przyłączeniowym wewnątrz klastra do magistrali</li> <li>2. Transport rurociągiem magistralnym do Gdańska</li> <li>3. Skraplanie</li> <li>4. Fracht morski</li> <li>5. Zatłaczanie w składowisku zagranicznym</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transport rurociągiem przyłączeniowym do najbliższej magistrali</li> </ol> <p>Bezpośredni transport rurociągiem przyłączeniowym do Gdańska w przypadku emitentów w województwie pomorskim</p>

Źródło: Opracowanie własne.

**Składowanie w strukturach lądowych oferuje najkrótsze dystanse transportu dla emitentów zlokalizowanych w pobliżu zidentyfikowanych formacji geologicznych.** Emitenci sklastryzowani mogą korzystać ze wspólnej infrastruktury magistralnej prowadzącej do najbliższego składowiska o wystarczającej pojemności, natomiast emitenci niesklastryzowani wymagają indywidualnych rurociągów przyłączeniowych. Wybór konkretnej struktury składowiskowej dla danego klastra lub emitenta zależy od dostępnej pojemności, odległości transportowej oraz gotowości regulacyjnej lokalizacji. Dla klastrów Góraźdze i Ożarów potencjalnymi lokalizacjami są struktury śląskie oraz formacje w rejonie Bełchatowa, natomiast klastry Płock i Bielawy mogą być obsługiwane przez struktury w centralnej Polsce. Główną barierą scenariusza lądowego pozostaje brak operacyjnych składowisk i niejasna ścieżka uzyskiwania pozwoleń administracyjnych.

**Wykorzystanie formacji geologicznych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego wymaga skierowania strumieni CO<sub>2</sub> do terminala na Pomorzu, rekompresji do parametrów wymaganych dla transportu podmorskiego oraz budowy rurociągu po dnie morskim do lokalizacji składowiska.** Szacowana pojemność efektywna polskiej części Bałtyku jest wystarczająca dla obsługi wszystkich zidentyfikowanych klastrow przemysłowych przez kilkadziesiąt lat. Scenariusz ten wymaga budowy magistrali łączącej klastry południowe i centralne z terminalem na wybrzeżu, co oznacza dystanse transportu rzędu 400-600 km dla klastrow Góraźdze i Ożarów. Emitenci niesklastryzowani w rejonie Gdańska znajdują się w najbliższej odległości od potencjalnego terminala bałtyckiego. Scenariusz offshore eliminuje problem akceptacji społecznej związany ze składowaniem lądowym, jednak wymaga znaczących nakładów na infrastrukturę portową i podmorską.

**W wariacie scenariuszowym zakładającym brak dostępności lub opóźnienia w uruchomieniu krajowych składowisk geologicznych, wychwycone polskie strumienie CO<sub>2</sub> mogą być kierowane do dojrzałych projektów składowania w Norwegii, Danii i Holandii.** Wybór konkretnej opcji składowania transgranicznego zależy od dostępności wolnych slotów wtrysku w odpowiednim horyzoncie czasowym, warunków komercyjnych oferowanych przez operatorów składowisk oraz dostępności korytarzy transportowych. W praktyce operacyjnej realizacja konfiguracji transgranicznych wymaga agregacji ładunków CO<sub>2</sub> z wielu mniejszych źródeł w punktach konsolidacji i transportu morskiego specjalistycznymi statkami.

**Realizacja eksportu CO<sub>2</sub> do składowisk zagranicznych wymaga skierowania wychwyconych strumieni na Pomorze, gdzie dedykowany terminal portowy może pełnić funkcję punktu konsolidacji ładunków z wielu źródeł oraz obsługi operacji załadunku CO<sub>2</sub> na specjalistyczne statki transportujące skroplony dwutlenek węgla.** Infrastruktura lądowa wymagana w tym scenariuszu pokrywa się częściowo z wariantem bałtyckim - magistrale prowadzące z klastrow do terminala pomorskiego mogą obsługiwać oba kierunki w zależności od ostatecznej konfiguracji systemu. Takie rozwiązanie logistyczne jest spójne z fundamentalną potrzebą osiągnięcia minimalnej skali ekonomicznej na poziomie pojedynczego łańcucha logistycznego dla zapewnienia długoterminowej efektywności kosztowej całego systemu transportu i składowania transgranicznego.

### *Koszty składowania*

**Koszt jednostkowy składowania CO<sub>2</sub> zależy od lokalizacji (onshore vs. offshore) oraz odległości do składowiska docelowego, przy czym warianty krajowe są istotnie tańsze od eksportu transgranicznego.** Szacunkowe koszty techniczne dla trzech analizowanych scenariuszy składowiskowych zawierają się w zakresie 20-35 EUR/t. Składowanie w strukturach lądowych na terytorium Polski generuje najniższy koszt jednostkowy rzędu 20 EUR/t CO<sub>2</sub>, obejmujący koszty zatłaczania, monitoringu i zabezpieczenia finansowego. Wariant offshore w polskiej EEZ Bałtyku zwiększa koszt do około 30 EUR/t ze względu na dodatkowe nakłady na infrastrukturę podmorską i rekompresję. Eksport do składowisk w regionie Morza Północnego, uwzględniający koszty skraplania, frachtu morskiego i opłaty składowiskowe, generuje łączny koszt rzędu 95 EUR/t CO<sub>2</sub>.

**Tabela 8 Techniczne koszty składowania i transportu offshore CO<sub>2</sub> według scenariusza (EUR/t CO<sub>2</sub>)**

Element kosztu	Onshore Polska	Offshore Morze Bałtyckie	Offshore Morze Północne
Składowanie	20	30	35
Rekompresja	-	10	-
Transport podmorski / Fracht morski	-	10	60
Łączny koszt transport i składowania	20	50	95

Źródło: JRC 2024 (po konsultacjach z Grupą Roboczą); ZEP 2019; Clarksons/CCSA Report on CO<sub>2</sub> Ship Transport. Koszty nie obejmują transportu lądowego.

**Dla każdego zidentyfikowanego hubu przemysłowego oraz projektu indywidualnego przeprowadza się równoległą analizę komparatywną alternatywnych ścieżek realizacji: wariantu ze składowaniem krajowym w polskich strukturach geologicznych oraz wariantu ze składowaniem transgranicznym w składowiskach regionu Morza Północnego.** Powyższe podejście pozwala odzwierciedlić różne scenariusze regulacyjne i zróżnicowane harmonogramy osiągania gotowości operacyjnej poszczególnych składowisk. Wariant krajowy minimalizuje dystanse transportu i związane z tym koszty, lecz wymaga wcześniejszego ustanowienia kompletnych ram prawnych dla długoterminowego składowania w Polsce i budowy infrastruktury składowania. Wariant eksportowy bazuje natomiast na dojrzałości i dostępności już istniejących lub zaawansowanych aktywów składowiskowych w krajach sąsiednich, przy jednoczesnej potrzebie budowy morskiego terminala eksportowego oraz infrastruktury wewnątrz krajowej.

## Koszt zabezpieczenia składowania dla Polski

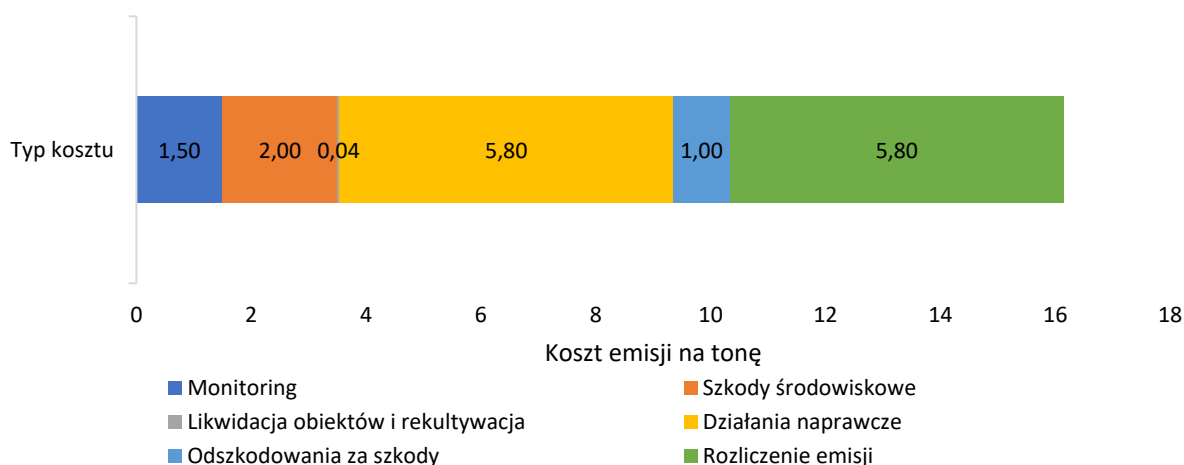
**Koszt zabezpieczenia finansowego stanowi jeden z głównych komponentów całkowitego kosztu składowania CO<sub>2</sub> i wynika bezpośrednio z konstrukcji ram prawnych regulujących funkcjonowanie podziemnych składowisk.** Regulacje wymagają<sup>78</sup>, aby operator zapewnił środki na pokrycie wszystkich potencjalnych zobowiązań, w tym monitoringu, działań naprawczych, odszkodowań oraz likwidacji infrastruktury. W analizowanym scenariuszu, opartym na 40-letniej eksploatacji i 20-letnim okresie monitoringu po zamknięciu, łączna kwota zabezpieczenia wyniosła 1,94 mld euro, czyli około 16 euro na tonę CO<sub>2</sub>. Dane wykorzystywane do oszacowania kosztów monitoringu pochodzą z publikacji

<sup>78</sup> Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla

IEAGHG<sup>79</sup>, przedstawiającej całościowe podejście do monitorowania i modelowania składowisk CO<sub>2</sub>, natomiast cenę EUA zaczerpnięto z prognoz KOBiZE, które stanowią oficjalne odniesienie dla polityki klimatycznej w Polsce.

**Konstrukcja regulacyjna powoduje wielokrotne naliczanie kosztów związanych z ryzykiem wycieku CO<sub>2</sub>, co znacząco zwiększa wysokość wymaganego zabezpieczenia finansowego.** Przepisy nakładają obowiązek osobnego liczenia kosztów działań naprawczych i kosztów rozliczenia emisji w EU ETS zarówno na etapie eksploatacji, jak i na etapie likwidacji. W każdym przypadku stosuje się identyczny wskaźnik wycieku (2%) oraz cenę EUA, co w praktyce oznacza czterokrotne przeliczenie tego samego ryzyka. W rezultacie składniki oparte o cenę uprawnień do emisji stanowią ponad trzy czwarte całkowitej kwoty zabezpieczenia. Takie podejście wynika z intencji regulatora, który traktuje naprawę szkód i rozliczenie emisji jako odrębne obowiązki, mimo że ich obciążenia finansowe są wysoce skorelowane i bazują na identycznym założeniu ilościowym.

**Wykres 6 Składowe koszty zabezpieczenia finansowego magazynowania CO<sub>2</sub>**



Źródło: Obliczenia własne

**Koszty związane z uprawnieniami EUA stanowią największy komponent zabezpieczenia finansowego, co odzwierciedla kluczową rolę polityki klimatycznej UE w kształtowaniu kosztów CCS.** W analizowanym scenariuszu przyjęto cenę CO<sub>2</sub> zgodną z prognozami KOBiZE rządu 145 euro w 2030 roku<sup>80</sup>, które stanowią najbardziej miarodajne krajowe źródło szacunków cen EUA. Na tej podstawie łączny koszt rozliczenia potencjalnego wycieku CO<sub>2</sub> został oszacowany na ponad 1,44 mld euro, co odpowiada około 75 procentom całkowitego zabezpieczenia. Wysoki udział tego komponentu wynika zarówno z powtarzanego mnożenia ryzyka we wzorze, jak i z rosnących cen EUA, które odzwierciedlają zaostrzającą się politykę klimatyczną UE. Oznacza to, że ekonomiczna opłacalność CCS jest bezpośrednio uzależniona od dynamiki rynku EU ETS, a nie tylko od parametrów technicznych składowiska.

**Pozostałe elementy zabezpieczenia, choć istotne z perspektywy operacyjnej, mają relatywnie niewielki udział w całkowitym koszcie, co wpływa na strukturę ekonomiczną projektów CCS.** Koszty monitoringu, oparte na danych IEAGHG<sup>81</sup>, obejmują m.in. monitoring

<sup>79</sup> <https://ieaghg.org/publications/monitoring-and-modelling-of-co2-storage>

<sup>80</sup>

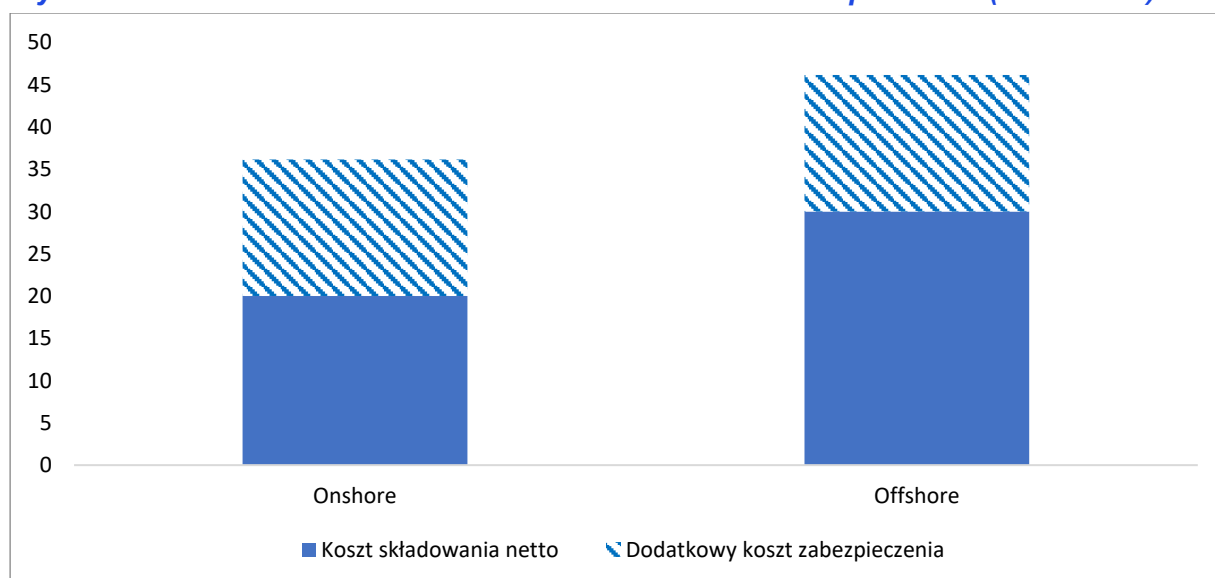
[https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy\\_do\\_pobrania/aktualnosci/2025/102\\_KOBiZE\\_Analiza\\_rynku\\_CO2\\_wrzesien\\_2025.pdf](https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/aktualnosci/2025/102_KOBiZE_Analiza_rynku_CO2_wrzesien_2025.pdf)

<sup>81</sup> <https://ieaghg.org/publications/monitoring-and-modelling-of-co2-storage>

sejsmiczny, geodezyjny, chemiczny i satelitarny, zarówno w czasie eksploatacji, jak i po zamknięciu składowiska. Łącznie oszacowano je na 180 mln euro, co odpowiada około 9% całkowitej wartości zabezpieczenia. Koszty likwidacji infrastruktury wynoszą w tym przypadku 5 mln euro, co odzwierciedla brak złożonej infrastruktury powierzchniowej. Z kolei koszty działań naprawczych i odszkodowań określono jako stawki jednostkowe per tonę CO<sub>2</sub>, odpowiednio 1 i 0,5 euro w fazie eksploatacji oraz 0,8 i 0,3 euro po zamknięciu, co odpowiada praktykom modelowym stosowanym w europejskich analizach.

**Największą niepewność w kosztach zabezpieczenia stanowią szacunki dotyczące działań naprawczych i odszkodowawczych, które nie posiadają wiarygodnych benchmarków w warunkach polskich.** Projekty CCS w Europie są nieliczne, a dane kosztowe dotyczące szkód środowiskowych i ich remediacji mają charakter orientacyjny i często są oparte na pojedynczych przypadkach o ograniczonej porównywalności. W Polsce brak jest doświadczeń operacyjnych w zakresie eksploatacji i likwidacji składowisk CO<sub>2</sub>, co powoduje konieczność stosowania wartości europejskich o niskiej pewności. W praktyce oznacza to szeroki przedział możliwych kosztów, zwłaszcza w przypadku działań zapobiegawczych, których charakter zależy od bardzo lokalnych uwarunkowań geologicznych. Niepewność ta zwiększa ryzyko regulacyjne i utrudnia tworzenie wiarygodnych modeli finansowych, zwłaszcza dla projektów w początkowej fazie rozwoju.

**Wykres 7: Porównanie kosztów składowania z kosztem zabezpieczenia (EUR/t CO<sub>2</sub>)**



Źródło: Opracowanie własne

**Wyniki porównawcze wskazują, że różnice pomiędzy kosztami składowania onshore i offshore wynikają przede wszystkim z kosztów technicznych, podczas gdy koszty zabezpieczenia finansowego pozostają zbliżone dla obu typów lokalizacji.** W scenariuszu analitycznym koszt składowania netto wynosi około 20 euro za tonę CO<sub>2</sub> dla projektów lądowych i około 30 euro dla projektów morskich, co odzwierciedla wyższą złożoność operacji offshore, w tym większą głębokość iniekcji oraz bardziej rozbudowaną infrastrukturę. Natomiast regulacyjnie wymagany koszt zabezpieczenia, szacowany na około 16 euro za tonę, jest taki sam w obu przypadkach, ponieważ wynika z jednolitego sposobu naliczania ryzyka wycieku i obowiązków monitoringowych. W efekcie różnice całkowitych kosztów

składowania między onshore i offshore są determinowane głównie przez czynniki techniczne, a nie przez konstrukcję wymogów prawnych.

**Wysokość zabezpieczenia finansowego tworzy istotną barierę wejścia dla inwestorów i wpływa na konkurencyjność technologii CCS w polskim systemie redukcji emisji.**

Utrzymywanie zabezpieczenia o wartości blisko 2 mld euro wiąże się z znacznym kosztem kapitału, który przy stopie 5% wynosi około 97 mln euro rocznie. Tak wysoki koszt finansowania może prowadzić do sytuacji, w której ekonomika projektu jest zdominowana przez wymogi regulacyjne, a nie przez rzeczywiste koszty techniczne składowania. W rezultacie operatorzy mogą być skłonni opóźnić decyzje inwestycyjne lub uzależniać je od dostępności instrumentów wsparcia takich jak kontrakty różnicowe, gwarancje skarbowe lub dedykowane środki z funduszy unijnych. Ogranicza to zdolność rynku do szybkiego rozwoju infrastruktury CCS, która jest kluczowa dla realizacji celów transformacji energetycznej i przemysłowej.

## Infrastruktura transportowa

**Koszt transportu CO<sub>2</sub> stanowi kluczowy element ekonomiki projektów CCUS i zależy przede wszystkim od odległości między źródłem emisji a miejscem składowania oraz od wybranego scenariusza transportowego.** W analizie uwzględniono trzy podstawowe warianty: transport rurociągowy do składowisk lądowych w Polsce (onshore), transport rurociągowy do terminala bałtyckiego z dalszym przesylem podmorskim (offshore Bałtyk) oraz transport do portu eksportowego w Gdańsku z dalszym frachtem morskim do składowisk w regionie Morza Północnego (offshore M. Północne). Dla każdego emitenta obliczono całkowity koszt transportu obejmujący: rurociąg przyłączeniowy od instalacji do najbliższej magistrali, udział w koszcie magistrali klastrowej proporcjonalny do wolumenu emisji oraz koszty infrastruktury terminalowej i transportu morskiego w przypadku scenariuszy offshore. Przyjęto jednostkowe koszty budowy rurociągów zgodne z benchmarkami JRC, uwzględniające efekt skali dla większych średnic i przepływów.

**Koszty transportu rurociągowego obliczono na podstawie modelu levelized cost uwzględniającego nakłady inwestycyjne (CAPEX), koszty operacyjne (OPEX) oraz efekt skali dla różnych przepustowości.** Przyjęto 30-letni okres eksploatacji infrastruktury, stopę dyskontową WACC na poziomie 7% oraz współczynnik wykorzystania przepustowości 95%. Dla rurociągów przyłączeniowych (feeder) założono referencyjny CAPEX 1,3 mln EUR/km przy przepustowości 2 Mt/rok, natomiast dla magistrali - 4 mln EUR/km przy przepustowości 8 Mt/rok. Skalowanie kosztów dla innych przepustowości realizowano z wykładnikiem 0,8, zgodnie z metodologią QGESS (NETL). Koszty operacyjne przyjęto jako 4% CAPEX rocznie dla przyłączy i 2,5% dla magistrali. Odległości euklidesowe między punktami przeliczono na rzeczywiste długości tras z zastosowaniem współczynnika trasowania 1,3, który uwzględnia konieczność omijania przeszkód terenowych, obszarów zabudowanych i stref ochronnych.

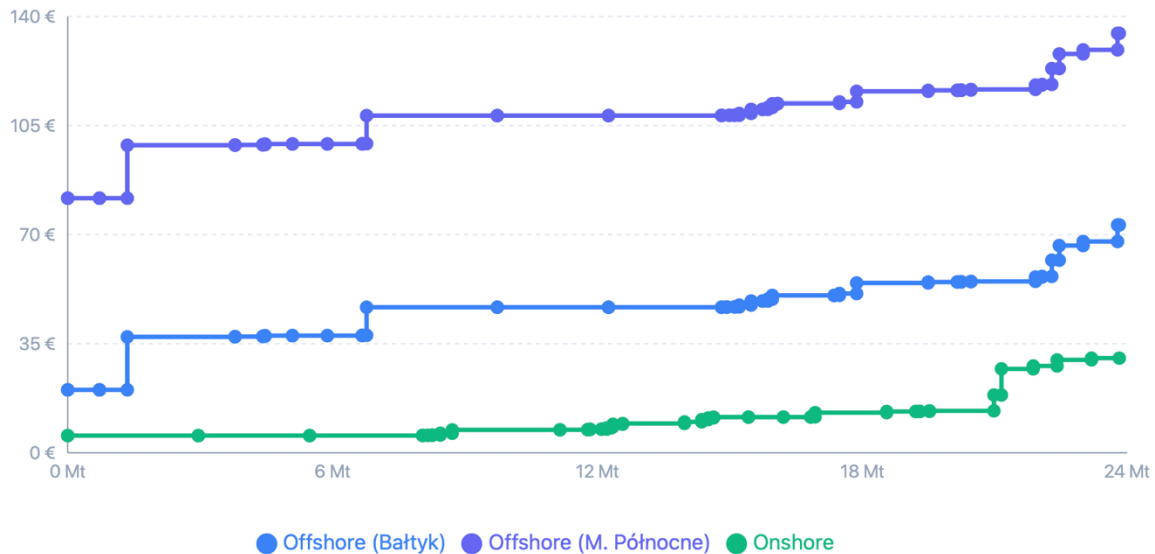
**Tabela 9: Założenia modelowania kosztów transportu rurociągowego**

Parametr	Rurociąg przyłączeniowy	Rurociąg magistralny	Źródło
Założenia ogólne			
Okres eksploatacji (lata)	30		-
WACC	7,0%		-
Współczynnik wykorzystania	95%		-
Współczynnik trasowania	1,3x		-
Parametry			
CAPEX referencyjne (mln EUR/km)	1,3	2,0	Solomon et al. 2024
Przepustowość referencyjna (Mt/rok)	2	8	Solomon et al. 2024; IEAGHG 2020
Współczynnik skali (scaling factor)	0,8	0,8	QGESS Capital Cost Scaling Methodology: Revision 4 Report
OPEX (% CAPEX rocznie)	4,0%	2,5%	JRC 2024

Źródło: Opracowanie własne na podstawie literatury technicznej.

**Scenariusz onshore oferuje najniższe koszty transportu dla większości emitentów przemysłowych, podczas gdy eksport do Morza Północnego generuje koszty trzy- do czterokrotnie wyższe.** Przy składowaniu lądowym koszty transportu dla pierwszych 18 Mt CO<sub>2</sub> rocznie mieszczą się w przedziale 6-35 EUR/t, podczas gdy dla scenariusza bałtyckiego wynoszą 35-70 EUR/t, a dla eksportu do Morza Północnego przekraczają 70 EUR/t dla niemal wszystkich instalacji (Wykres 7). Różnica wynika przede wszystkim z dystansu transportowego: składowiska lądowe zlokalizowane są w odległości 20-150 km od głównych klastrów, terminal bałtycki wymaga budowy magistrali o długości 200-400 km, natomiast eksport morski dodatkowo obciąża koszty frachtem na dystansie przekraczającym 1000 km. Nachylenie krzywych odzwierciedla heterogeniczność lokalizacyjną emitentów - instalacje położone peryferyjnie generują nieproporcjonalnie wysokie koszty jednostkowe niezależnie od scenariusza.

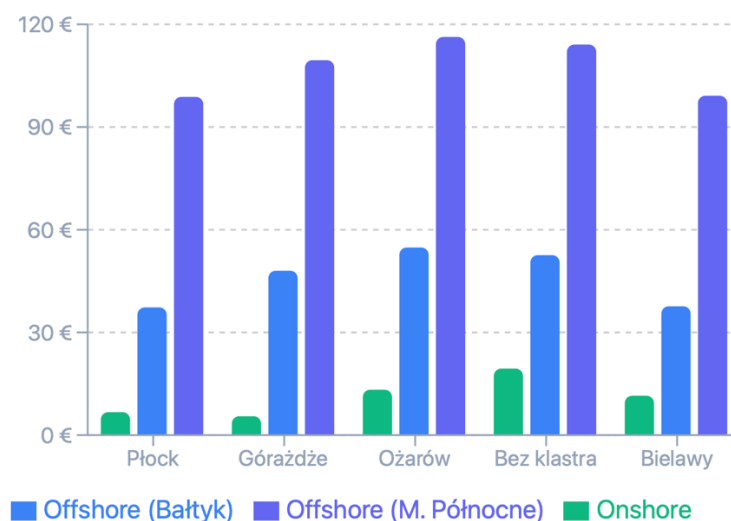
**Wykres 8 Krzywa kosztu krańcowego transportu - porównanie krzywych kosztowych dla trzech scenariuszy transportu (EUR/t)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Zróznicowanie kosztów transportu między klastrami wynika z ich położenia geograficznego względem potencjalnych składowisk oraz z wewnętrznej struktury sieci przyłączeniowej.** Średni ważony koszt transportu dla poszczególnych hubów przemysłowych kształtuje się na zbliżonym poziomie. W scenariuszu onshore najniższe koszty osiągają klastry Płock i Góraźdze (poniżej 10 EUR/t), co wynika z bliskości składowisk Kamionki i Częstochowa. Klaster Bielawy, mimo kompaktowej struktury wewnętrznej, ponosi wyższe koszty ze względu na większą odległość do najbliższego składowiska (Konary, ok. 93 km). Emitenci niesklastryzowani („Bez klastra”) wykazują najwyższe średnie koszty w każdym scenariuszu, ponieważ nie mogą współdzielić infrastruktury magistralnej. W scenariuszu eksportu do Morza Północnego różnice między klastrami ulegają częściowemu wyrównaniu - dominującym składnikiem kosztu staje się fracht morski, który jest jednakowy dla wszystkich źródeł.

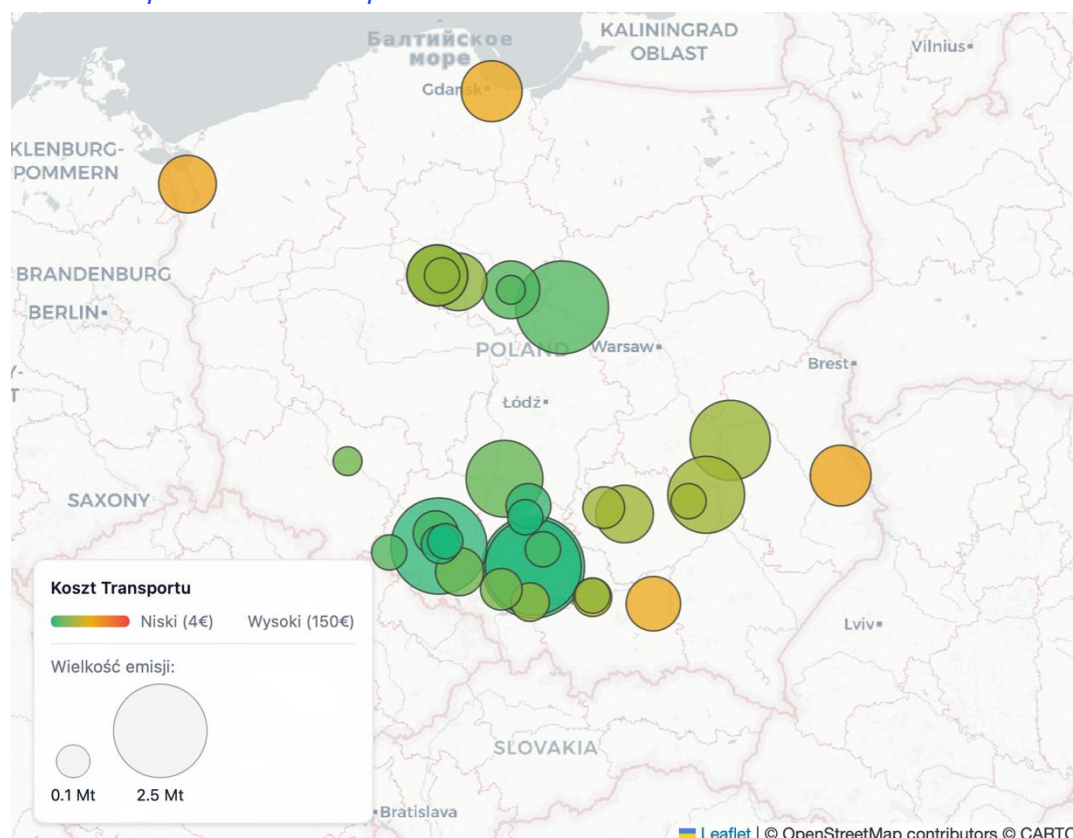
**Wykres 9. Koszty transportu wg Klastra - średni koszt transportu dla instalacji w poszczególnych hubach (EUR/t)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Analiza przestrzenna kosztów transportu w scenariuszu onshore wskazuje na istotne zróżnicowanie regionalne, determinowane przede wszystkim odległością od dostępnej infrastruktury składowania.** Emitenci zlokalizowani w Polsce południowej i centralnej wykazują najkorzystniejszy profil kosztowy, co wynika z bezpośredniej bliskości formacji geologicznych Częstochowa oraz Cieszyn-Czechowice. Rysunek 10 przedstawia rozkład instalacji przemysłowych według jednostkowego kosztu transportu (zakres 4-150 EUR/t), gdzie wielkość symbolu odzwierciedla wolumen emisji. Instalacje w aglomeracji górnośląskiej charakteryzują się kosztami transportu nieprzekraczającymi 15 EUR/t. W przypadku emitentów zlokalizowanych w północnych i wschodnich regionach kraju koszty te są istotnie wyższe, co odzwierciedla brak lokalnych struktur składowania w tych obszarach. Szczególnie niekorzystne uwarunkowania logistyczne dotyczą instalacji w rejonie Chełma oraz Tarnowa, gdzie odległość do najbliższego potencjalnego składowiska przekracza 200 km, co przekłada się na proporcjonalnie wyższe koszty jednostkowe transportu.

**Odległości transportowe wewnątrz hubów były szacowane w dwóch wariantach. Wariant krótki (40-130 km) zakładał transport magistralny do obszarów składowania położonych najbliżej środkowego punktu magistrali przesyłowej, natomiast wariant długi (90-190 km) uwzględniał transport do bardziej odległych kompleksów geologicznych.** Na potrzeby kalkulacji kosztowych przyjęto średnią arytmetyczną z obu wariantów jako referencyjną odległość magistralną i zastosowano tę samą stawkę transportu magistralnego dla wszystkich emitentów w danym klastrze. Przebieg infrastruktury był optymalizowany w taki sposób, aby minimalizować łączną długość rurociągów, zarówno odcinków przyłączeniowych poszczególnych instalacji, jak i infrastruktury wewnątrz hubu. W przypadku emitentów zlokalizowanych poza klastrami odległość transportowa była wyznaczana indywidualnie do najbliższego obszaru o zidentyfikowanym potencjale składowania, z zastosowaniem stawek właściwych dla rurociągów przyłączeniowych. Modelowy rozkład infrastruktury transportowej dla poszczególnych klastrów został przedstawiony w dalszej części niniejszego podrozdziału, w ramach szczegółowej analizy dedykowanej pojedynczym klastram.

**Rysunek 8. Mapa kosztów transportu - scenariusz Onshore**


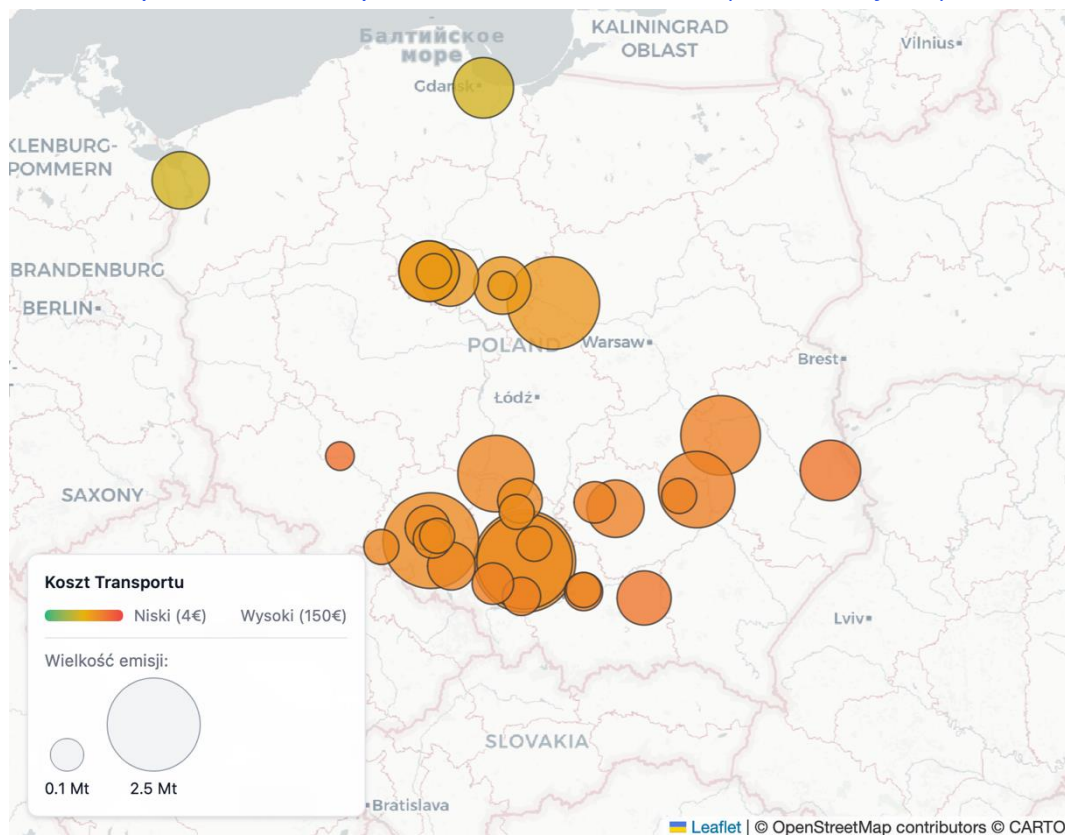
**Źródło:** Opracowanie własne. Wielkość okręgu odpowiada rocznej emisji CO<sub>2</sub> instalacji.

**W scenariuszu składowania offshore na Bałtyku rozkład kosztów transportu ulega odwróceniu względem wariantu onshore - najkorzystniejszy profil kosztowy wykazują emitenci zlokalizowani w Polsce północnej, podczas gdy instalacje w regionach południowych obciążone są kosztami długodystansowego transportu rurociągowego.** Emitenci w rejonie Gdańska i Pomorza Zachodniego osiągają koszty transportu poniżej 40 EUR/t, co wynika z bezpośredniej bliskości planowanego terminala bałtyckiego. Klasy południowe, Góra i Ożarów, wymagają budowy magistrali o długości 400-500 km, co podnosi jednostkowy koszt transportu do poziomu 50-70 EUR/t. Rozkład przestrzenny kosztów jednostkowych w podziale na poszczególne instalacje przedstawiono na mapie zbiorczej (Rysunek 11). Charakterystyczną cechą scenariusza offshore jest relatywnie mniejsze zróżnicowanie kosztów między emitentami w porównaniu ze scenariuszem onshore. Wynika to z dominującego udziału kosztów magistrali przesyłowej oraz infrastruktury morskiej w całkowitym koszcie transportu, które rozkładają się względnie równomiernie na wszystkich uczestników systemu.

**W scenariuszu bałtyckim rozkład infrastruktury wewnątrz klastrów, tj. konfiguracja rurociągów przyłączeniowych oraz geometria elementów magistrali, pozostawał tożsamy z wariantem onshore.** Do kosztów transportu lądowego doliczany był koszt magistralny, jednolity dla wszystkich emitentów w danym klastrze. W przypadku emitentów spoza klastrów koszt magistralny był również uwzględniany, wraz z kosztem rurociągu przyłączeniowego wyznaczonym na podstawie najkrótszej odległości do magistrali. Ponadto, do kosztów rurociągów lądowych doliczane były koszty rekompresji oraz transportu rurociągowego po dnie Bałtyku, zgodnie ze stawkami opisanymi w poprzednim podrozdziale.

W przypadku emitentów zlokalizowanych w województwach zachodniopomorskim i pomorskim kalkulacja obejmowała wyłącznie koszt rurociągów do wybrzeża.

**Rysunek 9. Mapa kosztów transportu - scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie)**



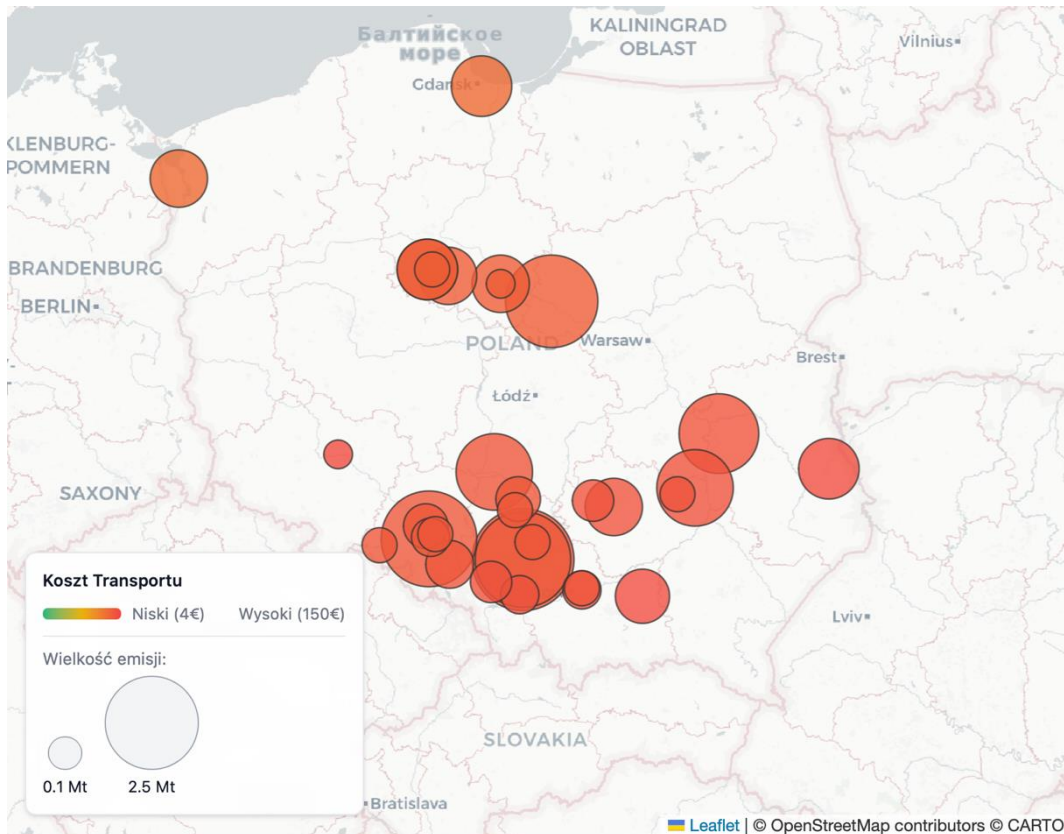
**Źródło:** Opracowanie własne. Wielkość okręgu odpowiada rocznej emisji CO<sub>2</sub> instalacji.

**Scenariusz eksportu do Morza Północnego** charakteryzuje się najwyższymi oraz najbardziej wyrównanymi kosztami transportu spośród analizowanych wariantów, co wynika z dominującego udziału frachtu morskiego w strukturze łańcucha logistycznego. Wszystkie instalacje przemysłowe objęte analizą ponoszą koszty transportu przekraczające 70 EUR/t, niezależnie od lokalizacji w kraju. Różnicowanie między poszczególnymi emitentami jest niewielkie i nie przekracza 20 EUR/t, a wynika wyłącznie z odległości do terminala eksportowego w Gdańsku. Rozkład przestrzenny kosztów jednostkowych w podziale na poszczególne instalacje przedstawiono na mapie zbiorczej (Rysunek 12). Taka struktura kosztowa implikuje, że w scenariuszu eksportowym wybór docelowej lokalizacji składowania nie jest determinowany położeniem geograficznym emitenta, lecz dostępnością wolnych slotów iniekcyjnych w zagranicznych formacjach geologicznych oraz warunkami komercyjnymi oferowanymi przez ich operatorów. Jednocześnie wysoki poziom kosztów bazowych sprawia, że wariant eksportowy jest ekonomicznie uzasadniony wyłącznie w sytuacji ograniczonej dostępności tańszych opcji krajowych.

W scenariuszu eksportowym do kosztów rurociągowych, zarówno dla członków klastrów, jak i dla pojedynczych emitentów niesklastrowanych, doliczane były koszty procesowania w

terminalu eksportowym oraz frachtu morskiego, zgodnie ze stawkami przedstawionymi w poprzednim podrozdziale.

**Rysunek 10. Mapa kosztów transportu - scenariusz Offshore (Morze Północne)**

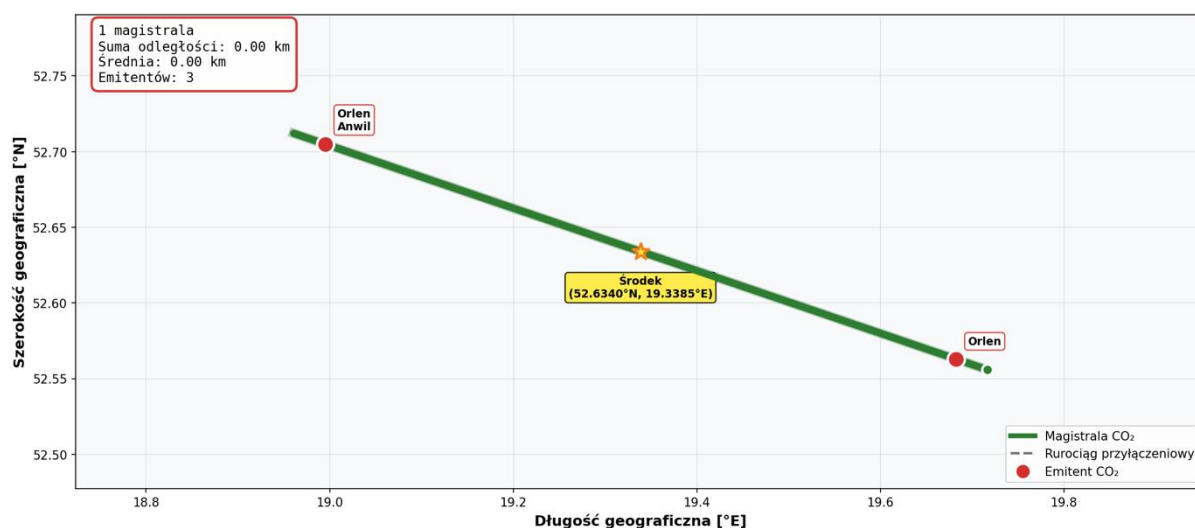


**Źródło:** Opracowanie własne. Wielkość okręgu odpowiada rocznej emisji CO<sub>2</sub> instalacji.

### Hub Płock

**Hub Płock obejmuje trzech emitentów z sektora petrochemicznego, zlokalizowanych w bliskim sąsiedztwie wzdłuż osi północny zachód-południowy wschód. Niewielkie rozproszenie geograficzne instalacji, wynikające z historycznej koncentracji przemysłu rafineryjnego w tym regionie, pozwala na zastosowanie prostej, liniowej konfiguracji magistrali o łącznej długości około 49 km. Wszystkie instalacje znajdują się bezpośrednio na trasie magistrali, co eliminuje konieczność budowy dodatkowych odcinków przyłączeniowych i znacząco upraszcza architekturę sieci transportowej (Rysunek 13). Hub Płock charakteryzuje się tym samym najniższym stopniem złożoności infrastrukturalnej spośród analizowanych klastrów, co przekłada się na relatywnie niskie nakłady inwestycyjne na infrastrukturę wewnętrzną.**

**Rysunek 11. Modelowa sieć transportowa - Hub Płock**



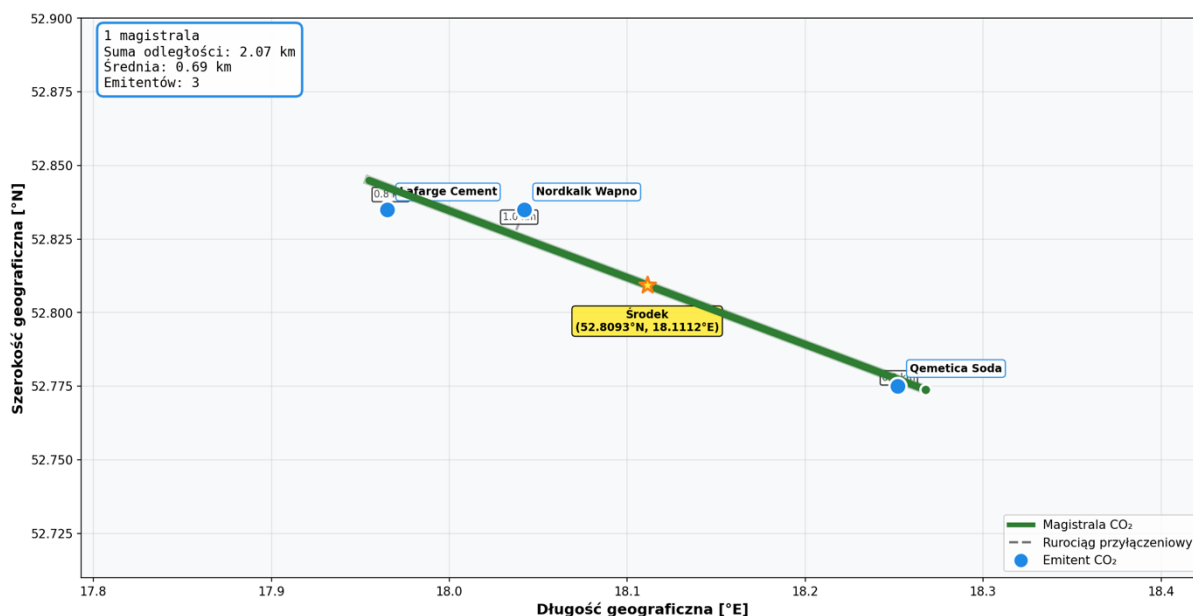
**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie współrzędnych lokalizacyjnych poszczególnych emitentów, lokalizacji magazynów na podstawie PIG, oraz założeń optymalizacyjnych przebiegu rurociągu.

**W scenariuszu onshore odległość od węzła centralnego hubu do potencjalnych obszarów składowania wynosi 50 km w wariancie bliższym oraz 120 km w wariancie dalszym, co plasuje Hub Płock w grupie klastrów o umiarkowanie korzystnym profilu odległościowym do infrastruktury składowania lądowego. Średnia odległość magistralna przyjęta do kalkulacji kosztowych wynosi zatem 85 km. W scenariuszu offshore odległość do terminala eksportowego w Gdańsku wynosi około 196 km, co stanowi drugą najkrótszą trasę spośród analizowanych hubów i wynika z północnego położenia klastra względem pozostałych analizowanych skupisk przemysłowych.**

### Hub Bielawy

**Hub Bielawy skupia trzech emitentów z sektora cementowego i chemicznego, zlokalizowanych w regionie Kujaw.** Kompaktowy rozkład przestrzenny instalacji, skoncentrowanych na obszarze nieprzekraczającym 30 km w osi północ-południe, umożliwia zastosowanie liniowej konfiguracji magistrali o długości około 21 km. Odcinki przyłączeniowe poszczególnych emitentów nie przekraczają 1 km, co wynika z bezpośredniej bliskości instalacji względem optymalnej trasy magistrali (Rysunek 14). Pod względem łącznej długości infrastruktury wewnętrznej Hub Bielawy stanowi najmniejszy spośród analizowanych klastrów, co implikuje najniższe nakłady kapitałowe na budowę sieci rurociągów w przeliczeniu na tonę transportowanego CO<sub>2</sub>.

**Rysunek 12. Modelowa sieć transportowa - Hub Bielawy**



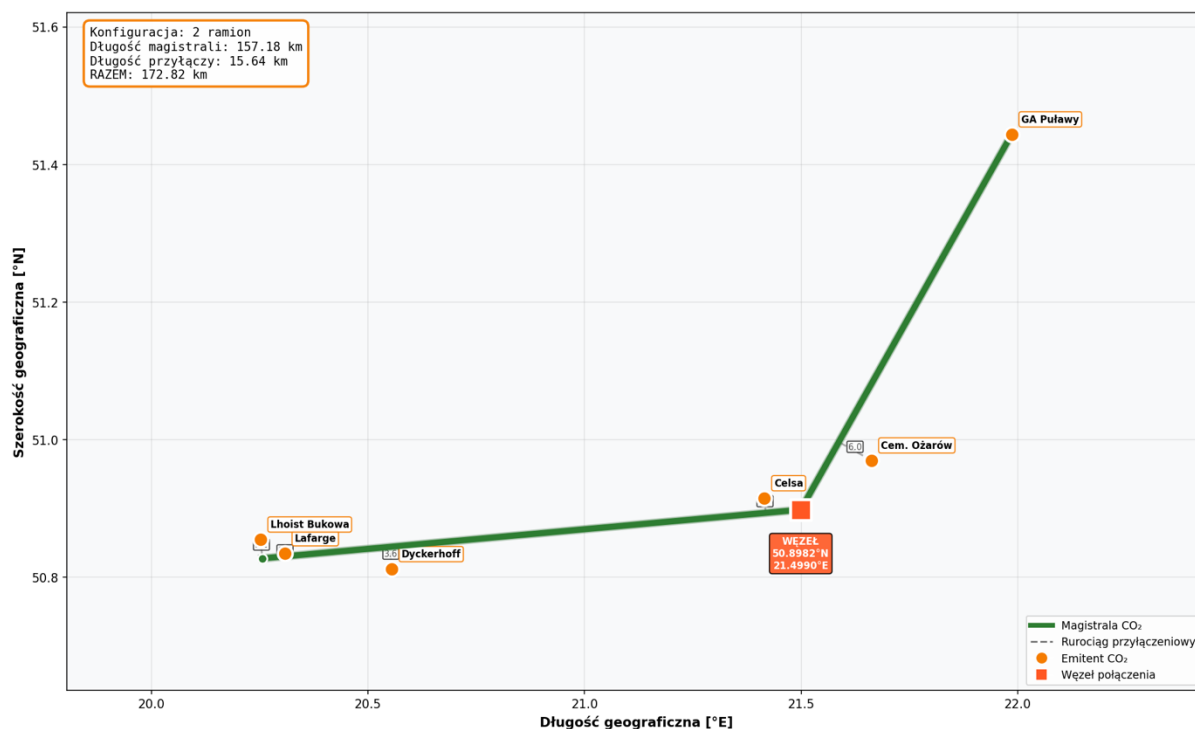
**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie współrzędnych lokalizacyjnych poszczególnych emitentów, lokalizacji magazynów na podstawie PIG, oraz założeń optymalizacyjnych przebiegu rurociągu.

**W scenariuszu onshore odległość od węzła centralnego hubu do potencjalnych obszarów składowania wynosi 90 km w wariancie bliższym oraz 135 km w wariancie dalszym, co daje średnią odległość magistralną na poziomie około 113 km. Hub Bielawy charakteryzuje się jednocześnie najkorzystniejszym profilem odległościowym w scenariuszu offshore - odległość do terminala eksportowego w Gdańsku wynosi około 173 km, co stanowi najkrótszą trasę spośród wszystkich analizowanych hubów. Północne położenie klastra względem głównych ośrodków przemysłowych Polski południowej sprawia, że w scenariuszu eksportu morskiego emitenci z Hubu Bielawy ponoszą najniższe koszty transportu lądowego do infrastruktury portowej.**

### Hub Ożarów

**Hub Ożarów obejmuje sześciu emitentów z sektorów cementowego, chemicznego i hutniczego, rozproszonych na znacznym obszarze Polski centralnej i południowo-wschodniej. Rozległy zasięg geograficzny klastra, obejmujący instalacje od regionu świętokrzyskiego po Lubelszczyznę, wymaga zastosowania konfiguracji dwuramiennej z centralnym węzłem przesyłowym zlokalizowanym w geometrycznym środku ciężkości sieci. Łączna długość magistrali wynosi około 157 km, przy dodatkowych 16 km rurociągów przyłączeniowych łączących poszczególne instalacje z główną osią transportową. Sumaryczna długość infrastruktury wewnątrz hubu osiąga tym samym poziom 173 km, co plasuje Hub Ożarów w grupie klastrów o średnim stopniu złożoności infrastrukturalnej (Rysunek 15).**

**Rysunek 13. Modelowa sieć transportowa - Hub Ożarów**



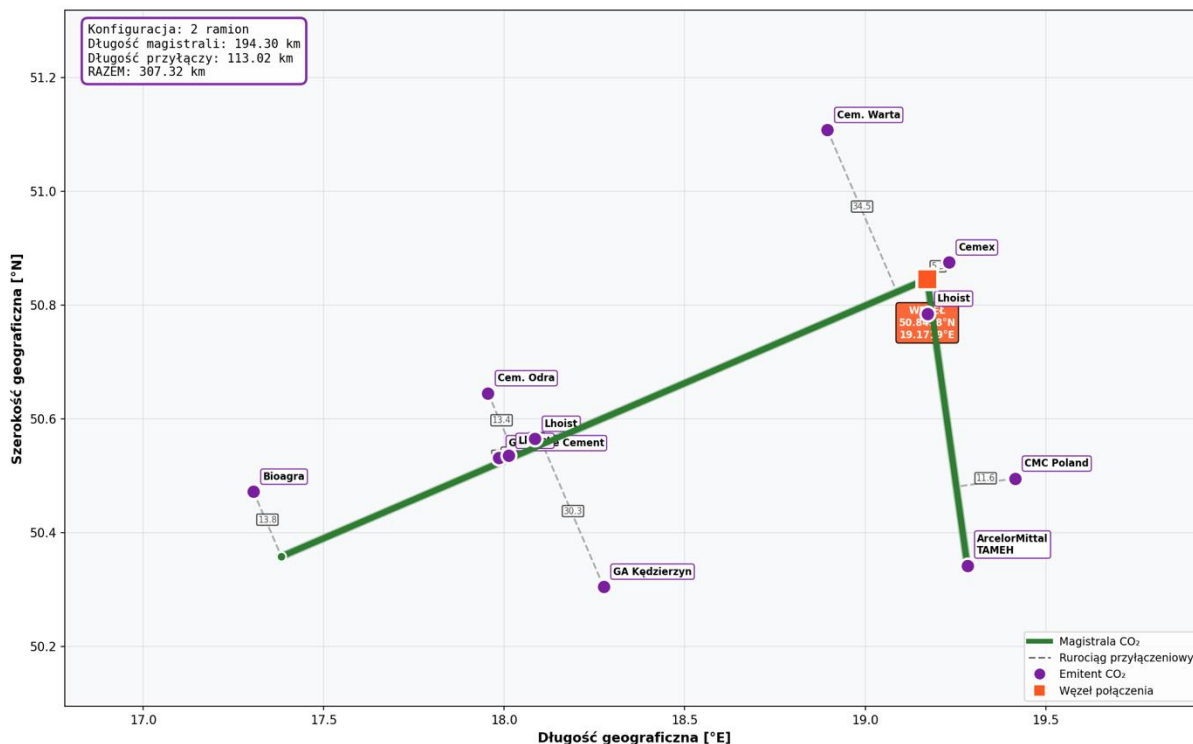
**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie współrzędnych lokalizacyjnych poszczególnych emitentów, lokalizacji magazynów na podstawie PIG, oraz założeń optymalizacyjnych przebiegu rurociągu.

**W scenariuszu onshore odległość od węzła centralnego hubu do potencjalnych obszarów składowania wynosi 130 km w wariancie bliższym oraz 190 km w wariancie dalszym, co stanowi najdłuższe dystanse spośród analizowanych hubów i wynika z peryferyjnego położenia klastra względem zidentyfikowanych formacji geologicznych. Średnia odległość magistralna przyjęta do kalkulacji kosztowych wynosi 160 km. W scenariuszu offshore odległość do terminala eksportowego w Gdańsku wynosi około 430 km, plasując Hub Ożarów jako najbardziej oddalony od infrastruktury morskiej spośród wszystkich analizowanych klastrów. Niekorzystny profil odległościowy w obu scenariuszach przekłada się na najwyższe jednostkowe koszty transportu dla emitentów wchodzących w skład tego hubu.**

## Hub Gorządze

**Hub Górażdże stanowi największy spośród analizowanych klastrów, obejmując dwunastu emitentów z sektorów cementowego, wapienniczego, chemicznego i hutniczego, zlokalizowanych na Górnym i Dolnym Śląsku oraz w regionie opolskim. Znaczne rozproszenie geograficzne instalacji, rozciągających się na obszarze przekraczającym 200 km w osi wschód-zachód, wymaga zastosowania konfiguracji dwuramiennej z centralnym węzłem przesyłowym. Łączna długość magistrali wynosi około 194 km, przy dodatkowych 113 km rurociągów przyłączeniowych niezbędnych do połączenia instalacji oddalonych od głównej osi transportowej (Rysunek 16). Sumaryczna długość infrastruktury wewnątrz hubu osiąga poziom 307 km - najwyższy spośród wszystkich analizowanych klastrów, co wynika zarówno z liczby emitentów, jak i ich znacznego rozproszenia przestrzennego.**

**Rysunek 14. Modelowa sieć transportowa - Hub Gorządze**



**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie współrzędnych lokalizacyjnych poszczególnych emitentów, lokalizacji magazynów na podstawie PIG, oraz założeń optymalizacyjnych przebiegu rurociągu.

**W scenariuszu onshore odległość od węzła centralnego hubu do potencjalnych obszarów składowania wynosi 60 km w wariancie bliższym oraz 100 km w wariancie dalszym, co stanowi najkrótsze dystanse spośród wszystkich analizowanych hubów.** Korzystny profil odległościowy wynika z bezpośredniej bliskości formacji geologicznych zlokalizowanych w regionie śląskim, które oferują znaczny potencjał pojemnościowy dla składowania CO<sub>2</sub>. Średnia odległość magistralna przyjęta do kalkulacji kosztowych wynosi zatem jedynie 80 km. W scenariuszu offshore odległość do terminala eksportowego w Gdańsku wynosi około 392 km, co w połączeniu z rozbudowaną infrastrukturą wewnętrzną hubu generuje znaczące koszty transportu w wariancie eksportu morskiego. Paradoksalnie, Hub Górażdże charakteryzuje się tym samym najkorzystniejszym profilem kosztowym w scenariuszu onshore przy jednoczesnym relatywnie wysokim obciążeniu kosztami w scenariuszu offshore.

**Koszty transportu istotnie różnią się w zależności od przyjętego scenariusza składowania oraz lokalizacji geograficznej instalacji.** W scenariuszu onshore przewagę kosztową uzyskują emitenci z Polski południowej i centralnej, w szczególności członkowie Hubu Górażdże, dla których bliskość formacji geologicznych przekłada się na jednostkowe koszty transportu nieprzekraczające 15 EUR/t. Scenariusz offshore na Morzu Bałtyckim odwraca tę relację - najkorzystniejszy profil kosztowy wykazują emitenci z Polski północnej, podczas gdy klastry południowe obciążone są kosztami długodystansowego transportu magistralnego. Scenariusz eksportu do Morza Północnego charakteryzuje się najwyższymi, lecz zarazem najbardziej wyrównanymi kosztami transportu, gdzie dominujący udział frachtu

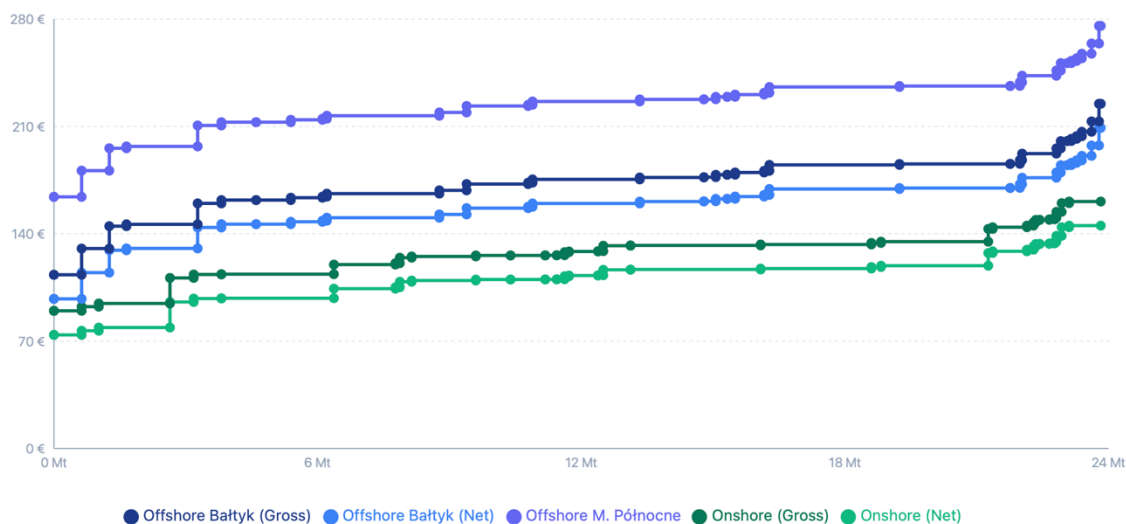
morskiego niweluje różnice wynikające z położenia geograficznego emitentów na terytorium kraju.

**Zaproponowana konfiguracja czterech hubów transportowych, Płock, Bielawy, Ożarów i Góraźdze, pozwala na realizację efektów skali w zakresie infrastruktury przesyłowej poprzez współdzielenie kosztów magistrali przez wielu emitentów.** Łączna długość zoptymalizowanej infrastruktury wewnątrz hubów wynosi około 550 km, z czego największy udział przypada na Hub Góraźdze (307 km) ze względu na liczbę i rozproszenie geograficzne wchodzących w jego skład instalacji. Emitenci niesklastrowani, stanowiący około jednej trzeciej analizowanej populacji, ponoszą większe koszty indywidualnej infrastruktury przyłączeniowej, co w wielu przypadkach przekłada się na wyższe jednostkowe koszty transportu w porównaniu z członkami hubów o zbliżonym profilu odległościowym.

## Kierunki rozwoju sieci CCUS

**Całkowity koszt CCS dla polskich emitentów przemysłowych kształtuje się w przedziale od 80 do 280 EUR/t CO<sub>2</sub>, przy czym wybór scenariusza składowania stanowi główny czynnik różnicujący.** Scenariusz onshore oferuje najniższe koszty całkowite, mieszczące się w przedziale 80-160 EUR/t dla pierwszych 18 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, co wynika z krótkich dystansów transportowych i niskich kosztów składowania lądowego (Wykres 10). Scenariusz offshore na Bałtyku generuje koszty wyższe o 30-50 EUR/t względem wariantu lądowego, osiągając poziom 140-220 EUR/t. Najdroższy wariant eksportu do Morza Północnego przekracza 180 EUR/t dla wszystkich instalacji, a dla emitentów peryferyjnych zbliża się do 280 EUR/t. Różnica między najtańszym a najdroższym scenariuszem dla tego samego emitenta może przekraczać 100 EUR/t, co fundamentalnie wpływa na ekonomikę projektów dekarbonizacyjnych.

**Wykres 10. Porównanie całkowitych kosztów CCS - 5 wariantów (EUR/t)**

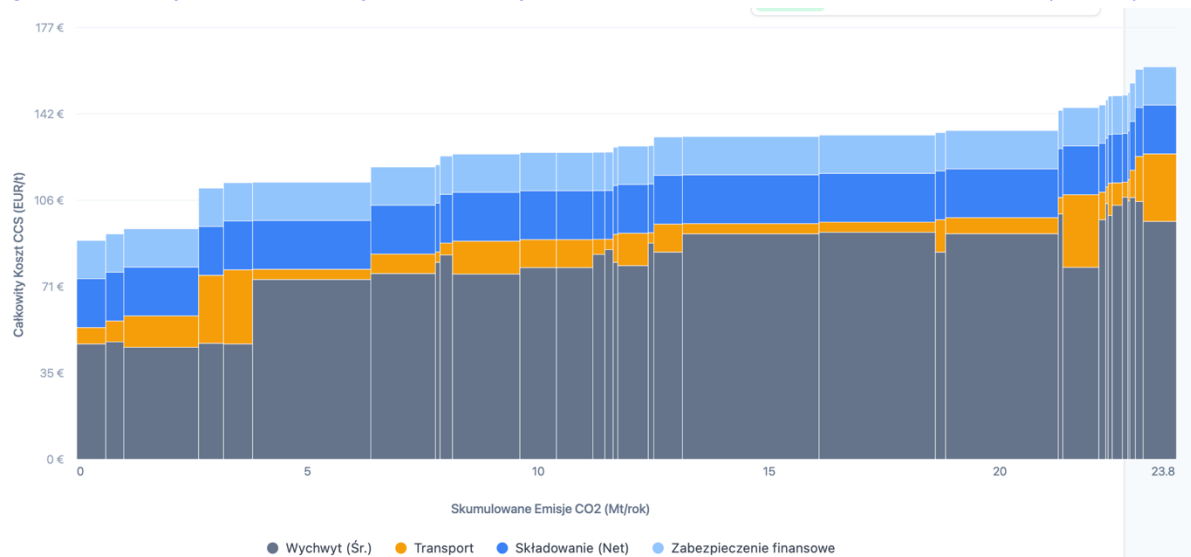


Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

### Scenariusz Onshore

**W scenariuszu składowania lądowego wychwyty CO<sub>2</sub> stanowi dominujący komponent kosztowy, odpowiadając za 50-70% całkowitego kosztu łańcucha wartości CCS.** Dla najtańszych instalacji chemicznych produkujących amoniak koszt wychwyty nie przekracza 50 EUR/t, podczas gdy dla sektorów cementowego i stalowego osiąga 70-90 EUR/t. Transport rurociągowy generuje koszty rzędu 5-35 EUR/t w zależności od odległości do składowiska, przy czym emitenci składowani korzystają z efektu współdzielenia infrastruktury magistralnej (Wykres 11). Składowanie lądowe wraz z zabezpieczeniem finansowym dodaje stały komponent 36 EUR/t, niezależny od sektora przemysłowego emitenta. Struktura kosztowa wskazuje, że optymalizacja technologii wychwyty oferuje największy potencjał redukcji całkowitych kosztów CCS.

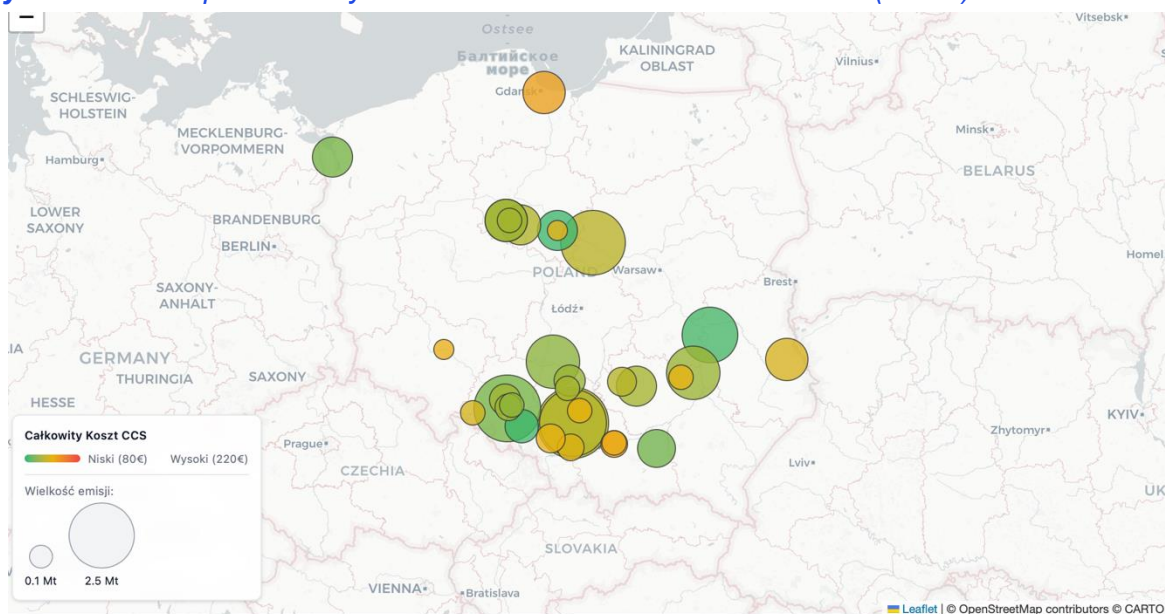
**Wykres 11.** Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS - scenariusz Onshore (EUR/t)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Geograficzna dystrybucja całkowitych kosztów CCS w scenariuszu onshore wykazuje wyraźną przewagę emitentów zlokalizowanych w Polsce południowej i centralnej.** Instalacje w województwach śląskim, opolskim i świętokrzyskim osiągają najniższe koszty całkowite, nieprzekraczające 120 EUR/t, co wynika z bezpośredniej bliskości formacji geologicznych Częstochowa i Cieszyn-Czechowice (Wykres 12). Emitenci w Polsce północnej i wschodniej ponoszą koszty wyższe o 30-50 EUR/t ze względu na większe odległości transportowe do dostępnych składowisk. Instalacje produkujące amoniak, niezależnie od lokalizacji, utrzymują przewagę kosztową wynikającą z wysokiego stężenia CO<sub>2</sub> w strumieniu procesowym.

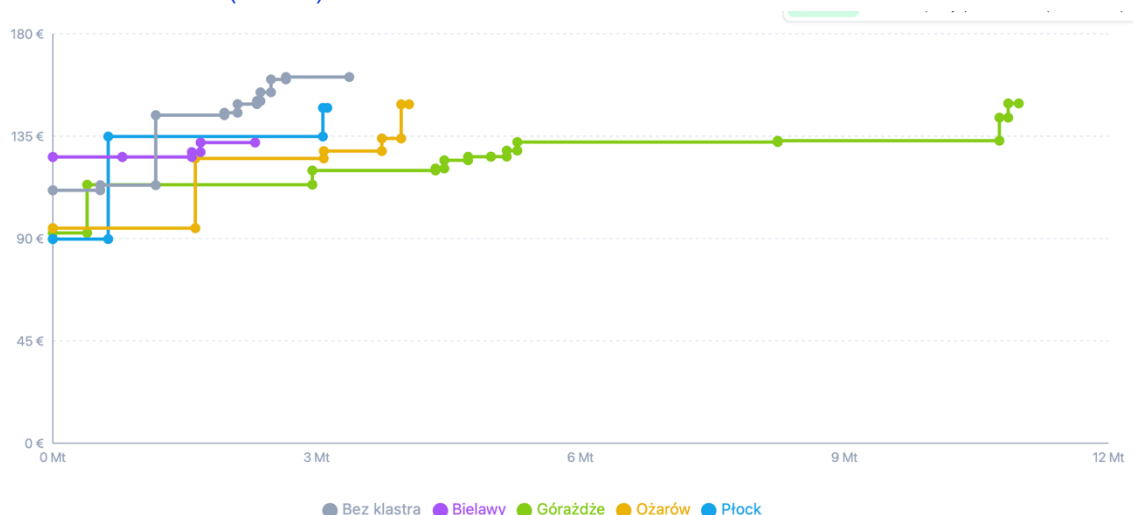
**Rysunek 15:** Mapa całkowitych kosztów CCS - scenariusz Onshore (EUR/t)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Analiza kosztów według klastrów potwierdza, że w scenariuszu onshore różnicowanie między hubami przemysłowymi wynika przede wszystkim z odległości transportowych, nie zaś z różnic w kosztach wychwytu.** Klaster Góraždze, mimo najrozleglejszej infrastruktury wewnętrznej, osiąga najniższe średnie koszty całkowite rzędu 90-135 EUR/t dzięki bezpośredniej bliskości struktur składowania na Śląsku (Wykres 13). Klaster Płock korzysta z relatywnie niskich kosztów wychwytu w sektorze petrochemicznym oraz umiarkowanych dystansów do potencjalnych składowisk w centralnej Polsce. Emitenci niesklastryzowani ponoszą systematycznie wyższe koszty ze względu na brak możliwości współdzielenia infrastruktury magistralnej oraz często peryferyjną lokalizację względem formacji geologicznych.

**Wykres 12.** Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS w podziale na klastry - scenariusz Onshore (EUR/t)

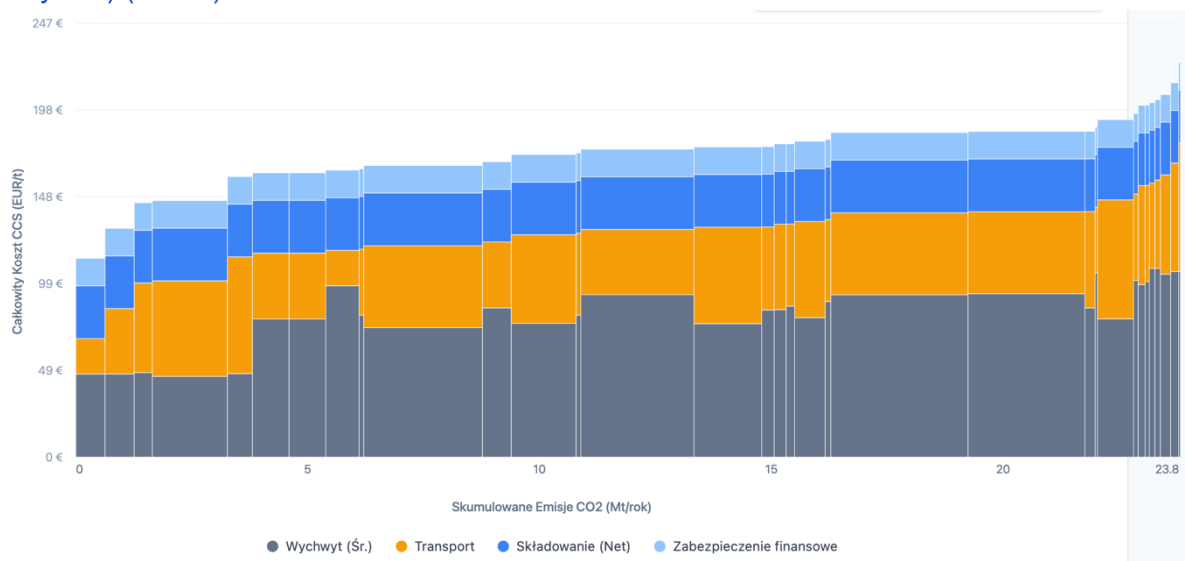


Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

### Scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie)

**Scenariusz składowania na Morzu Bałtyckim zwiększa całkowite koszty CCS o 30-50 EUR/t względem wariantu lądowego, przy czym dodatkowe obciążenie wynika z kosztów transportu magistralnego, rekompresji i infrastruktury podmorskiej.** Koszty wychwytu pozostają identyczne jak w scenariuszu onshore i nadal stanowią największy pojedynczy komponent. Transport lądowy do terminala bałtyckiego generuje koszty 20-50 EUR/t w zależności od położenia emitenta, podczas gdy rekompresja i rurociąg podmorski dodają stałe 20 EUR/t (Wykres 14). Składowanie offshore wraz z zabezpieczeniem finansowym kosztuje 46 EUR/t, o 10 EUR/t więcej niż wariant lądowy. Całkowite koszty dla większości emitentów mieszczą się w przedziale 150-200 EUR/t.

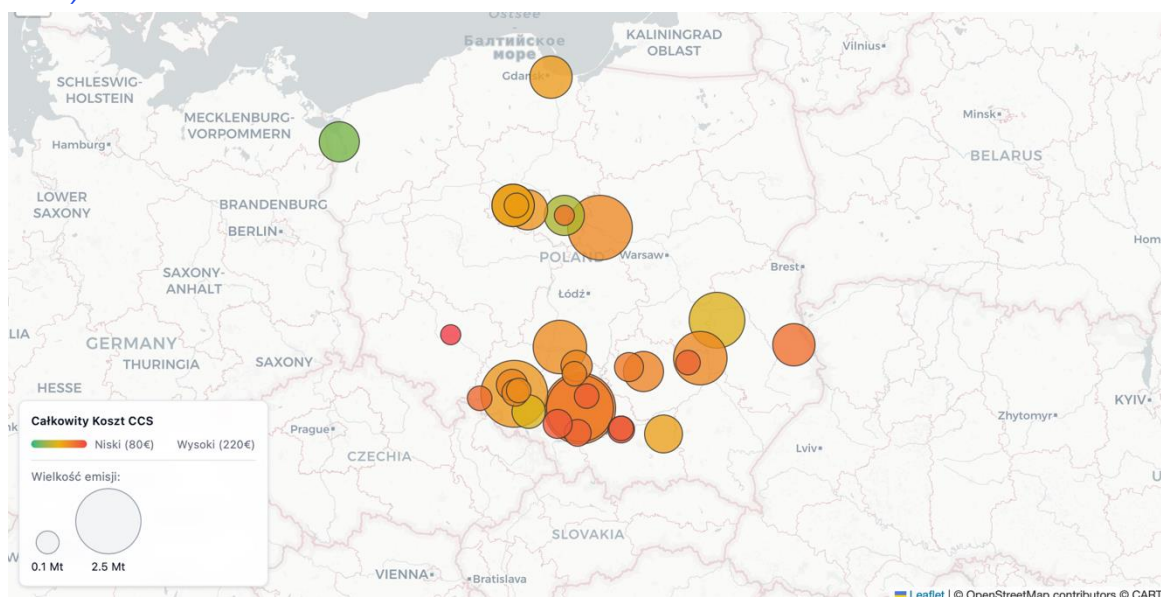
**Wykres 13.** Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS - scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie) (EUR/t)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Rozkład przestrzenny kosztów w scenariuszu bałtyckim ulega odwróceniu względem wariantu onshore - najkorzystniejszy profil kosztowy wykazują emitenci z Polski północnej.** Instalacje w rejonie Gdańska i Pomorza osiągają koszty całkowite poniżej 150 EUR/t dzięki minimalnym dystansom do planowanego terminala eksportowego. Klasytery południowe, Góraźdze i Ożarów, obciążone są kosztami magistrali o długości 400-500 km, co podnosi ich całkowite koszty do poziomu 180-220 EUR/t (Wykres 15). Różnica kosztowa między emitentami północnymi a południowymi jest tym samym większa niż w scenariuszu onshore i przekracza 50 EUR/t dla porównywalnych instalacji.

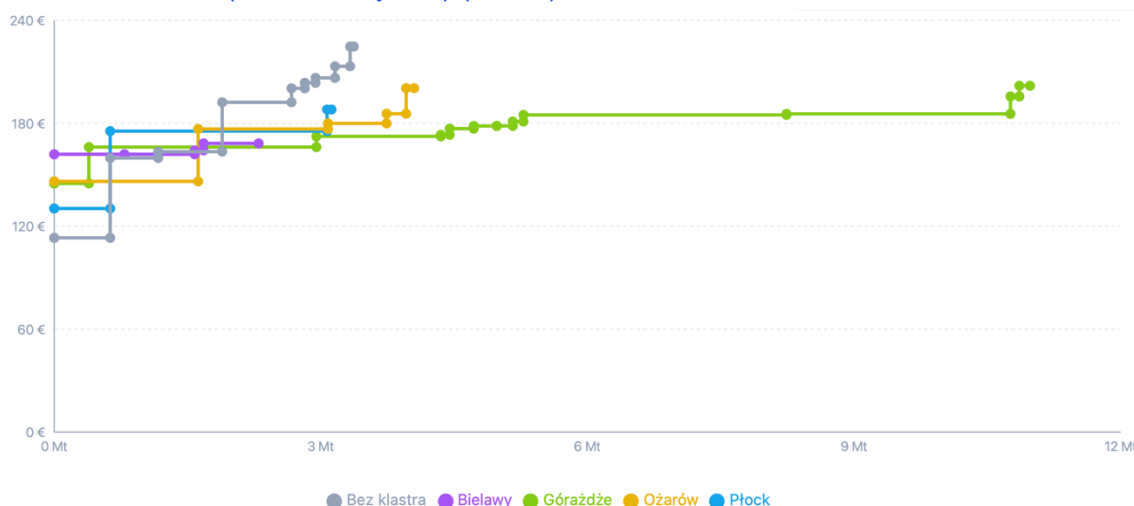
**Rysunek 16:** Mapa całkowitych kosztów CCS - scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie) (EUR/t)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Porównanie klastrów w scenariuszu bałtyckim wskazuje na utratę przewagi kosztowej przez Hub Góraždze, który w wariancie onshore zajmował pozycję lidera.** Klaster Bielawy, zlokalizowany najbliżej wybrzeża, osiąga najniższe średnie koszty całkowite rzędu 155-180 EUR/t. Klaster Płock utrzymuje umiarkowanie korzystny profil kosztowy dzięki północnemu położeniu (Wykres 16). Klaster Góraždze i Ożarów, mimo znaczącego wolumenu emisji, ponoszą najwyższe koszty w tym scenariuszu, co wynika z konieczności transportu na dystansach przekraczających 400 km. Zmiana rankingu kosztowego między scenariuszami ma istotne implikacje dla strategii rozwoju infrastruktury CCS w Polsce.

**Wykres 14.** Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS w podziale na klastry - scenariusz Offshore (Morze Bałtyckie) (EUR/t)

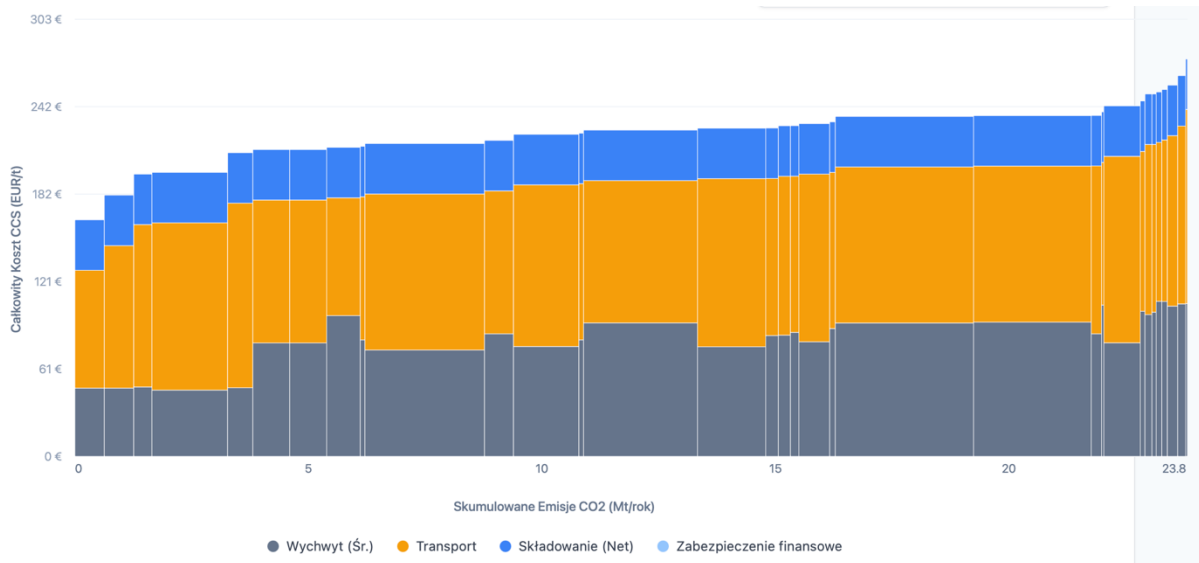


Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

### Scenariusz Offshore (Morze Północne)

**Eksport CO<sub>2</sub> do składowisk w regionie Morza Północnego generuje najwyższe całkowite koszty spośród analizowanych scenariuszy, przekraczające 200 EUR/t dla większości emitentów.** Dominującym komponentem kosztowym staje się fracht morski, wynoszący 60 EUR/t niezależnie od lokalizacji emitenta w Polsce (Wykres 17). Koszty wychwyty i transportu lądowego pozostają zbliżone do scenariusza bałtyckiego, natomiast składowanie zagraniczne kosztuje 35 EUR/t plus koszty procesowania w terminalu eksportowym. Całkowite koszty dla najtańszych instalacji chemicznych zaczynają się od poziomu 180 EUR/t, a dla emitentów z sektorów cementowego i stalowego przekraczają 220 EUR/t. Najdroższe instalacje, położone peryferyjnie względem terminala w Gdańsku, zbliżają się do progu 280 EUR/t.

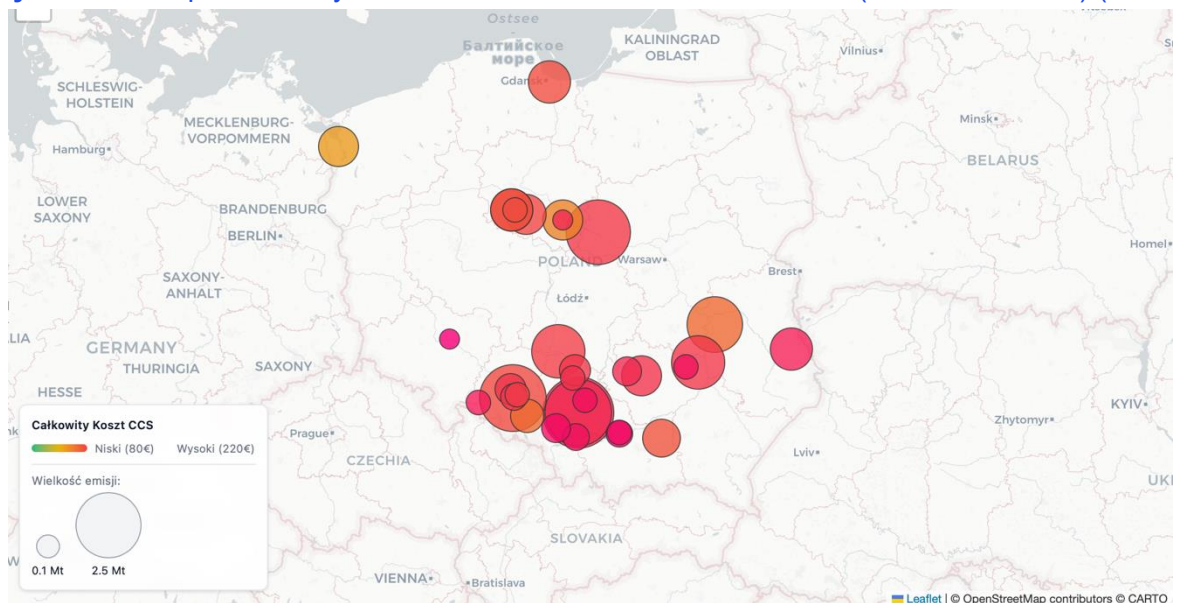
**Wykres 15.** Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS - scenariusz Offshore (Morze Północne) (EUR/t)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Rozkład geograficzny kosztów w scenariuszu eksportowym charakteryzuje się najmniejszym zróżnicowaniem między emitentami spośród wszystkich analizowanych wariantów.** Dominujący udział frachtu morskiego, jednakowego dla wszystkich źródeł, niweluje różnice wynikające z położenia geograficznego w kraju. Różnica między najtańszym a najdroższym emitentem nie przekracza 80 EUR/t i wynika wyłącznie z kosztów wychwytu oraz odległości do terminala eksportowego (Wykres 18). Taka struktura kosztowa oznacza, że w scenariuszu eksportowym o konkurencyjności emitenta decyduje przede wszystkim sektor przemysłowy i związany z nim koszt wychwytu, nie zaś lokalizacja geograficzna (Rysunek X).

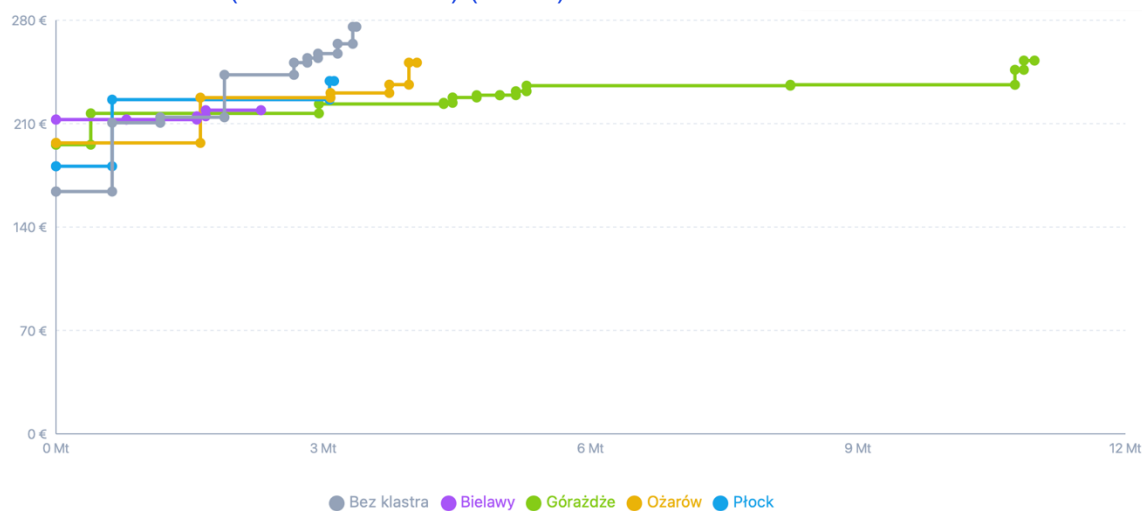
**Wykres 16.** Mapa całkowitych kosztów CCS - scenariusz Offshore (Morze Północne) (EUR/t)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

**Analiza klastrowa w scenariuszu eksportowym potwierdza wyrównanie kosztów między hubami przemysłowymi, przy utrzymaniu przewagi instalacji o niskich kosztach wychwytu.** Średnie koszty całkowite dla wszystkich klastrów mieszczą się w wąskim przedziale 210-240 EUR/t, z różnicą nieprzekraczającą 30 EUR/t między najtańszym a najdroższym hubem (Wykres 19). Klaster Płock utrzymuje niewielką przewagę dzięki obecności instalacji petrochemicznych o relatywnie niskich kosztach wychwytu. Emitenci niesklastryzowani w rejonie Gdańska osiągają koszty porównywalne z członkami hubów, co wynika z bliskości terminala eksportowego kompensującej brak efektów skali w infrastrukturze wewnętrznej.

**Wykres 17.** Wykres krańcowych całkowitych kosztów CCS w podziale na klastry - scenariusz Offshore (Morze Północne) (EUR/t)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

## Potencjał na re-użycie CO<sub>2</sub> w przemyśle

**Wykorzystanie wychwyconego CO<sub>2</sub> (ang. *Carbon Capture and Utilization, CCU*) stanowi ważne uzupełnienie klasycznego łańcucha wychwytu i składowania.** Pozwala ono ponownie włączyć CO<sub>2</sub> jako surowiec do procesów przemysłowych, zmniejszając emisje netto i tworząc dodatkowe strumienie przychodów. Strategicznie, integracja CCU z projektami wychwytu może podnieść efektywność ekonomiczną łańcucha CCUS, sprzedaż lub zagospodarowanie części CO<sub>2</sub> obniża koszty jednostkowe składowania oraz zwiększa akceptację społeczną dla inwestycji poprzez oferowanie produktów o wartości dodanej zamiast jedynie odpadów. CCU jest więc postrzegane jako element budujący łańcuch wartości wokół CO<sub>2</sub>, wpisujący się w ideę gospodarki o obiegu zamkniętym.

**Motywacje strategiczne dla CCU wynikają z ograniczeń samego składowania geologicznego: nie wszystkie sektory mogą szybko redukować emisje wyłącznie przez CCS, a permanentne składowanie wymaga czasu, infrastruktury i akceptacji społecznej.**

Wykorzystanie CO<sub>2</sub> w produktach przemysłowych oferuje krótkoterminowe rozwiązania, np. produkcję paliw syntetycznych lub materiałów budowlanych, co może przyspieszyć dekarbonizację sektorów trudnych do elektryfikacji. Porównując wykorzystanie vs. składowanie: składowanie zapewnia trwałe usunięcie CO<sub>2</sub>, podczas gdy większość ścieżek CCU prowadzi do czasowego zatrzymania węgla (np. paliwa syntetyczne emitują CO<sub>2</sub> ponownie przy spalaniu). Z perspektywy kosztów, składowanie geologiczne jest często najbardziej efektywne dla masowych wolumenów CO<sub>2</sub>, natomiast projekty CCU są na ogół mniejszej skali i droższe w przeliczeniu na tonę CO<sub>2</sub> mogą jednak generować produkty rynkowe, częściowo rekompensując koszty. W efekcie CCU nie zastąpi konieczności permanentnego składowania dla osiągnięcia celów klimatycznych, ale stanowi cenne uzupełnienie łańcucha CCUS, szczególnie w okresie przejściowym i w niszach, gdzie powstają wartościowe produkty z CO<sub>2</sub>.

### E-paliwa syntetyczne (e-metanol, e-kerosen)

**Paliwa syntetyczne z CO<sub>2</sub> i wodoru, takie jak e-metanol czy e-kerosen (syntetyczna nafta lotnicza), to kierunek wykorzystania dwutlenku węgla pozwalający na użycie największych wolumenów wychwyconych gazów.** W Polsce głównymi dostawcami CO<sub>2</sub> do tych procesów mogłyby być rafinerie i zakłady chemiczne produkujące wodór metodą reformingu metanu (SMR), które generują czysty strumień CO<sub>2</sub> jako produkt uboczny. Również źródła biogeniczne, np. emisje z fermentacji w biogazowniach lub przy produkcji bioetanolu, stanowią atrakcyjny surowiec, bo zawierają niemal czysty CO<sub>2</sub>. Wykorzystanie tych strumieni pozwoliłoby zamknąć obieg węgla: wychwycony CO<sub>2</sub> z istniejących instalacji (np. z produkcji wodoru dla rafinerii) mógłby posłużyć do syntezy nowych paliw, zmniejszając ogólny ślad węglowy paliw płynnych. Sektory, które skorzystają na e-paliwach, to przede wszystkim transport lotniczy i morski - branże, w których trudno o pełną elektryfikację, a które potrzebują zeroemisyjnych paliw zastępczych. Polski sektor rafineryjno-paliwowy (np. Grupa Orlen) może tu pełnić rolę dostawcy CO<sub>2</sub> i producenta e-paliw, łącząc istniejącą infrastrukturę rafineryjno-portową z nowymi instalacjami CCU.

**Skala potencjalnego popytu na paliwa syntetyczne z CO<sub>2</sub> w Polsce jest znacząca, choć rozwój dopiero się rozpoczyna.** Przykładem ambitnego projektu jest koncepcja budowy w Gdyni pierwszej dużej instalacji e-metanolu - zielonego paliwa dla statków. Projekt ten (inicjatywa spółki Strand Energy we współpracy z samorządem) zakłada produkcję aż 200 tys. ton e-metanolu rocznie, wykorzystując CO<sub>2</sub> wychwycony z lokalnej elektrociepłowni PGE (źródło emisji biogennej) oraz zielony wodór z nowych elektrolizerów. Planowana inwestycja o

wartości ~0,5 mld € miałyby bazować na CO<sub>2</sub> z elektrociepłowni Gdynia (należącej do PGE), który jest już dostępny na miejscu. Taka skala produkcji (200 kt e-metanolu) wymagałaby zużycia ok. 275 tys. ton CO<sub>2</sub> rocznie, co pokazuje znaczący potencjał absorpcji emisji przez sektor e-paliw. Choć 200 kt paliwa to ułamek krajowego zużycia, projekty tego typu mogłyby wchłonąć setki tysięcy ton CO<sub>2</sub> i dostarczyć paliwo dla morskich portów i linii żeglugowych, redukując emisje sektora transportu morskiego (który globalnie odpowiada za ~3% emisji CO<sub>2</sub>). Popyt napędzany będzie rosnącymi wymogami dekarbonizacji: linie lotnicze i żeglugowe poszukują paliw neutralnych klimatycznie, a e-metanol czy e-kerosen mogą z czasem stać się standardem dla zielonej floty.

**Tabela 10. Zakres potencjalnego wykorzystania CO<sub>2</sub> w e-paliwach w Polsce [Mt CO<sub>2</sub>/rok]**

Zastosowanie	Kluczowe źródła CO <sub>2</sub> / sektory	2030	2035	Uwagi i założenia
<b>e-metanol (paliwo/chem.)</b>	SMR/H <sub>2</sub> w rafineriach i amoniaku; fermentacja biogeniczna	0,2-0,6	0,6-1,5	Oparte o wysokoczyste strumienie chemia/rafineria wzrost zależny od podaży H <sub>2</sub> OZE i mocy portowej.
<b>e-kerosen (SAF)</b>	jw. + miks z DAC (w miarę dojrzewania)	0,0-0,1	0,1-0,4	SAF operacyjny po 2030; możliwy blend z e-metanolem / e-naftą.
<b>Razem</b>	--	0,2-0,7	0,7-1,9	Górne pułapy nie przekraczają dostępnej podaży wysokoczystych strumieni z przemysłu chemicznego i rafineryjnego

**Notatka:** Odzwierciedlenie sekwencji wdrożeń od pojedynczych instalacji pierwszej generacji (2030) do szeregu jednostek komercyjnych (2035+). W scenariuszu ambitnym do 2035 r. wykorzystanie CO<sub>2</sub> w e-paliwach mogłoby przekroczyć 1 Mt/rok, pozostając jednak ograniczone dostępnością niskoemisyjnego H<sub>2</sub> oraz logistyką portową.

**Przykłady projektów angażujących polskie firmy już się pojawiają.** Wspomniany projekt e-metanolu w Gdyni poszukuje partnerstw z dużymi podmiotami - prowadzone są rozmowy z Portem Gdynia, Grupą Orlen i PGNiG, które mogłyby zaangażować się w logistykę i odbiór produktu. Również na poziomie badawczym i europejskim Polska uczestniczy w innowacjach, np. Instytut Technologii Paliw i Energii (ITPE) realizował pilotażowe testy syntezy metanu z wychwyconego CO<sub>2</sub> (projekt CO<sub>2</sub>-SNG) i bada technologie uwodornienia CO<sub>2</sub> do metanolu. Duże koncerny paliwowe, takie jak Orlen, deklarują w strategiach dążenie do neutralności emisyjnej 2050 i analizują możliwości produkcji e-paliw (Orlen współpracuje m.in. z Equinor nad CCS/CCU w regionie Morza Północnego). Można spodziewać się, że w najbliższych latach powstaną pilotażowe instalacje produkujące e-metanol przy rafineriach lub hubach przemysłowych, początkowo o mocy kilkuset ton rocznie w charakterze poligonu doświadczalnego. Jeśli potwierdzi się rentowność technologii, e-paliwa mogą stać się jednym z głównych obszarów zagospodarowania CO<sub>2</sub> w Polsce po 2030 r., przy czym tempo rozwoju będzie zależeć od ceny CO<sub>2</sub>, kosztów OZE oraz globalnego popytu na zielone paliwa.

**Box 1. Strategia ORLEN 2030+ w świetle re-użycia CO<sub>2</sub> w produkcji e-paliw**

W opublikowanej w 2025 r. strategii biopaliwowej **ORLEN 2030+** Grupa ORLEN ogłosiła cel wytwarzania **do 3 mln ton biopaliw rocznie do 2030 r.**, obejmujących zarówno konwencjonalne bio-komponenty (FAME, HVO, bioetanol, biometan), jak i paliwa syntetyczne (e-metanol, e-kerosen). W strukturze tego wolumenu **około 10-15 %** ma stanowić właśnie segment e-paliw, rozwijany w drugiej połowie dekady w ramach inwestycji w Płocku, Gdańsku i Gdyni. Dla potrzeb tych procesów niezbędnym będzie **strumień 0,4-0,6**

**Mt CO<sub>2</sub> rocznie** o wysokiej czystości, pozyskiwany z instalacji SMR, FCC oraz z biogenicznych źródeł (np. fermentacja bioetanolu, spalarnie biomasy).

Skala ta pokrywa się z zakresem **0,2-0,7 Mt CO<sub>2</sub>/rok** przyjętym w analizie niniejszego raportu jako realistyczny potencjał „U” dla segmentu e-paliw do 2030 r. Oznacza to, że pierwsze duże projekty ORLEN mogłyby **pochłaniać 5-7 %** całkowitego wolumenu CO<sub>2</sub> wychwytywanego w ramach krajowych inicjatyw CCUS w pierwszej fali wdrożeń. Zastosowanie CO<sub>2</sub> jako surowca do syntezy paliw umożliwi równoczesne uruchomienie infrastruktury transportowej dla CCUS (rurociągi, terminal w Gdańsku) oraz budowę pierwszego krajowego łańcucha wartości o charakterze „carbon-to-product”. W perspektywie po 2030 r. segment ten może stać się głównym obszarem rozwoju komercyjnych zastosowań „U” w Polsce - pod warunkiem spadku kosztów H<sub>2</sub> z OZE i utrzymania stabilnych ram regulacyjnych dla e-paliw w transporcie lotniczym i morskim.

**Wymagania infrastrukturalne i regulacyjne dla e-paliw są znaczne.** Kluczowym czynnikiem jest dostęp do taniej, niskoemisyjnej energii elektrycznej, jako że produkcja wodoru w elektrolizerach na potrzeby syntezy e-metanolu wymaga ogromnych ilości prądu (np. projekt gdyński szacuje zapotrzebowanie ~2 TWh/rok, ponad 1% całej konsumpcji energii w Polsce). Konieczna będzie rozbudowa OZE i infrastruktury sieciowej w celu zasilenia tych procesów. Ponadto potrzebne są instalacje do wychwytu i oczyszczania CO<sub>2</sub> przy źródle (np. w elektrociepłowniach czy zakładach chemicznych) tak, aby podawany do syntezy gaz miał wymaganą czystość (zwykle >99% CO<sub>2</sub>, bez zanieczyszczeń katalitycznie trujących). Transport CO<sub>2</sub> w kontekście e-paliw może wymagać dedykowanych rurociągów lub transportu cysternami z zakładów wychwytu do instalacji syntezy, o ile te nie są zintegrowane na jednym terenie. Wreszcie, od strony regulacyjnej, wsparcie inwestycyjne (np. kontrakty różnicowe na produkty niskoemisyjne lub ulgi) oraz dostosowanie norm paliwowych będą niezbędne, by e-kerosen czy e-metanol mogły wejść do użytku na szeroką skalę. Polska będzie musiała wdrożyć przepisy UE dot. zielonych paliw transportowych, co może objąć obowiązkowe domieszki e-paliw lub systemy certyfikatów pochodzenia CO<sub>2</sub> w produktach. Zapewnienie takich ram prawnych obniży ryzyko inwestorów i przyspieszy rozwój tego segmentu CCU.

#### Mineralizacja i produkty budowlane

**Mineralizacja CO<sub>2</sub> to proces przekształcania dwutlenku węgla w trwałe formy mineralne, co znajduje zastosowanie przede wszystkim w przemyśle budowlanym.** W kontekście Polski, kluczową dziedziną jest produkcja betonu i cementu. Sektor ten generuje ~6-7% globalnych emisji CO<sub>2</sub> i ~4% krajowych, głównie z powodu kalcynacji wapienia w piecach cementowych. Paradoksalnie, ten sam beton może ponownie wiązać CO<sub>2</sub>: przy kontrolowanej karbonatyzacji dwutlenek węgla reaguje z tlenkiem wapnia w zaccynie cementowym, tworząc stabilne węglany wapnia. Można to wykorzystać na etapie dojrzewania prefabrykatów betonowych, np. w procesie utwardzania betonu w komorach wzbogaconych CO<sub>2</sub> lub w trakcie mieszania (technologia *CarbonCure* wtryskuje wychwycony CO<sub>2</sub> do mieszanki betonowej, gdzie zostaje on trwale zaabsorbowany i jednocześnie zwiększa wytrzymałość materiału). W Polsce potencjalnymi dostawcami CO<sub>2</sub> do mineralizacji mogą być cementownie (które mogłyby kierować część własnego dwutlenku węgla z pieców do utwardzania swoich produktów) oraz elektrownie lub huty zlokalizowane blisko zakładów materiałów budowlanych, jeśli zapewni się transport CO<sub>2</sub>. Sektorem bezpośrednio korzystającym byłaby branża budowlana, producenci betonu towarowego, prefabrykatów i materiałów wiążących, którzy dzięki karbonatyzacji mogą obniżyć ślad węglowy swoich produktów i spełnić coraz ostrzejsze normy zrównoważonego budownictwa.

**Skala popytu i potencjał objętościowy dla mineralizacji CO<sub>2</sub> są ograniczone w porównaniu z geologicznym składowaniem, ale niebagatelne.** Każda tona zaabsorbowanego CO<sub>2</sub> staje się trwałym składnikiem produktu (betonu lub zmineralizowanego kruszywa), co oznacza, że ten węgiel nie wraca już do atmosfery, jest to więc prawdziwa sekwestracja w produktach. Szacunki branżowe wskazują, że typowa mieszanka betonowa może zaabsorbować od kilku do kilkunastu kilogramów CO<sub>2</sub> na metr sześcienny betonu, poprawiając przy tym wytrzymałość (co pozwala nieco zmniejszyć ilość spoiwa cementowego). Przy rocznej produkcji betonu rzędu ~20 mln m<sup>3</sup> (Polska w 2018: 18,94 mln ton cementu co odpowiada podobnemu rzędowi m<sup>3</sup> betonu), potencjał teoretyczny wiązań CO<sub>2</sub> mógłby sięgać kilkuset tysięcy ton rocznie, gdyby wszystkie betony były w ten sposób utwardzane. W praktyce jednak nie cała produkcja nadaje się do takiego procesu - najłatwiej wdrożyć go w prefabrykach (bloki, elementy drobnowymiarowe) utwardzanych w fabryce, czy przy produkcji kruszyw syntetycznych z odpadów przemysłowych (np. karbonatyzacja popiołów i żużli w celu otrzymania lekkiego kruszywa). Tego typu innowacyjne kruszywa mogłyby wchłonąć do 50-100 kg CO<sub>2</sub> na tonę produktu, co przy niszowych, ale rozwijających się zastosowaniach (np. zagospodarowaniu odpadów energetycznych) tworzy dodatkowy popyt na CO<sub>2</sub>. Potencjał CCU w sektorze budowlanym w horyzoncie 2030-2040 ocenia się na setki tysięcy ton CO<sub>2</sub> rocznie, jeśli technologie się upowszechnią. Nie jest to poziom porównywalny z milionami ton zdolnymi do składowania geologicznego, ale każda zaoszczędzona tona w tym sektorze to jednocześnie redukcja emisji procesowych cementowni i trwałe usunięcie węgla z obiegu.

**Tabela 11. Zakres potencjalnego wykorzystania CO<sub>2</sub> w mineralizacji w Polsce [Mt CO<sub>2</sub>/rok]**

Zastosowanie	Kluczowe źródła CO <sub>2</sub> / sektory	2030	2035	Uwagi i założenia
<b>Karbonatyzacja prefabrykatów (utwardzanie CO<sub>2</sub>)</b>	Cementownie / EC blisko wytwórni betonu	0,03-0,10	0,10-0,30	Przyjęto kilka-kilkanaście kg CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> betonu; adopcja gł. w prefabrykacji.
<b>Kruszywa zmineralizowane (popioły/żuźle)</b>	Energetyka, stal	0,02-0,10	0,10-0,30	Zależne od dostępności strumieni odpadów i rynku kruszyw.
<b>Razem</b>	--	0,05-0,20	0,20-0,60	Trwałe związanie węgla w produkcie (removal w materiale).

**Notatka:** Umiarkowany, lecz trwale sekwestrujący potencjał mineralizacji - rzędu setek tysięcy ton CO<sub>2</sub> rocznie w horyzoncie 2035-2040. Rozwój będzie najszybszy tam, gdzie bliskość cementowni i węzłów betonowych obniża koszty logistyki CO<sub>2</sub>; potencjał podaży i efekt skali wspiera koncentracja cementowni w klastrach 1-3.

**Mineralizacja CO<sub>2</sub> wymaga odpowiedniej infrastruktury przy zakładach produkcyjnych, a także dostosowania procesów.** Betonowe prefabrykaty muszą być utwardzane w warunkach kontrolowanych: potrzebne są komory ciśnieniowe lub osłony, do których wprowadza się czysty CO<sub>2</sub>. Oznacza to konieczność zainstalowania stacji dozowania CO<sub>2</sub> na wytwórniach betonu lub prefabrykatów. Dwutlenek węgla musi być dostarczany pod odpowiednim ciśnieniem, zwykle wymagana jest czystość min. 99% i osuszenie gazu, aby reakcje karbonatyzacji przebiegały efektywnie. Dla zakładów cementowych czy betoniarni, które chciałyby wdrożyć tę technologię, barierą jest koszt urządzeń oraz konieczność przerwania dotychczasowych ciągów produkcyjnych (wdrożenia zwykle zaczyna się od linii pilotażowych). Rolę odgrywają tu również regulacje i normy budowlane: trzeba udokumentować, że beton wytwarzany przy użyciu CO<sub>2</sub> spełnia wszystkie normy

wytrzymałości i trwałości (co w praktyce wymaga certyfikacji nowych rozwiązań, np. przez Instytut Techniki Budowlanej). Standardy zrównoważonego budownictwa coraz częściej nagradzają obniżony ślad węglowy materiałów, co może ułatwić wejście takich produktów na rynek. W Polsce trwają prace badawcze (np. Politechnika Śląska, Politechnika Częstochowska) nad recepturami betonów karbonatyzowanych, ale komercyjne wdrożenia są dopiero w fazie prób. Barięą jest również logistyka: opłacalność wymaga, by źródło CO<sub>2</sub> było blisko zakładu, stąd inicjatywy konsorcjów, gdzie np. cementownia z wysokimi emisjami mogłaby przekazywać CO<sub>2</sub> pobliskiej fabryce betonu. Tego typu symbiozy przemysłowe mogą być wspierane przez państwo (np. granty na gospodarkę obiegu zamkniętego), łączą bowiem redukcję odpadów z tworzeniem nowych produktów.

**Na świecie działają już komercyjne instalacje CarbonCure, wdrożone w setkach zakładów, gdzie wstrzyknięcie 0,5-1 kg CO<sub>2</sub> na 1 m<sup>3</sup> betonu jest standardem poprawiającym parametry i redukującym emisje.** W Polsce na razie brak doniesień o pełnoskalowych wdrożeniach, ale sektor cementowy wykazuje zainteresowanie technologiami CCUS. Przykładowo, Lafarge (Holcim) rozwija projekt Go4ECOPlanet w Cementowni Kujawy, który obejmuje wychwytywanie CO<sub>2</sub> do transportu i składowania, a w kolejnych etapach grupa może rozważać wykorzystanie części strumienia CO<sub>2</sub> do produktów ubocznych (np. produkcji syntetycznych kruszyw). Również firma HeidelbergCement globalnie testuje technologie mineralizacji CO<sub>2</sub> (np. projekt ReCarb o mineralizacji w materiałach budowlanych), co może zostać zaadaptowane także w jej polskich zakładach (Góraźdze). Możliwość łączenia odpadów przemysłowych z CO<sub>2</sub> dostrzegają startupy, np. firma Reactive Technologies opatentowała metodę produkcji materiałów budowlanych z popiołów i CO<sub>2</sub>, a polskie uczelnie biorą udział w europejskich projektach dotyczących karbonatyzacji odpadów. Choć na razie brak dużych krajowych demonstratorów, to prawdopodobne jest, że pierwsze polskie pilotaże mineralizacji pojawią się do 2030 r., wspierane funduszami unijnymi (np. Innovation Fund dla CCU). Impulsem regulacyjnym może stać się wprowadzenie w UE kredytów za trwałe usunięcie CO<sub>2</sub> - mineralizacja w produktach mogłaby kwalifikować się jako *Carbon Removal* (pod warunkiem ścisłego monitoringu), co stworzy dodatkowy bodziec finansowy do rozwoju tych technologii.

### Konwersje chemiczne CO<sub>2</sub> (mocznik i inne produkty)

**Chemiczne wykorzystanie CO<sub>2</sub> w tradycyjnym przemyśle nie jest nowością - od dziesięcioleci dwutlenek węgla służy jako surowiec do produkcji mocznika (karbamidu) w przemyśle nawozowym.** W Polsce duże zakłady azotowe (Puławy, Police, Kędzierzyn z Grupy Azoty) zużywają znaczące ilości CO<sub>2</sub> w tym procesie, np. Zakłady Azotowe Puławy produkują ok. 1,2 mln ton mocznika rocznie, co oznacza związanie w tym produkcie blisko 0,9 mln ton CO<sub>2</sub> (do syntezy 1 t mocznika potrzeba ok. 0,73 t CO<sub>2</sub>). Ten CO<sub>2</sub> pochodzi z własnej produkcji amoniaku: gazy spalinowe z reformingu gazu ziemnego są oczyszczane i w całości przetwarzane na mocznik, przez co zakłady emitują znacznie mniej CO<sub>2</sub> niż wynikałoby ze spalania paliw (wykorzystują go w produkcji). Można powiedzieć, że sektor nawozowy był pionierem CCU jeszcze przed powstaniem tego terminu. Poza mocznikiem, CO<sub>2</sub> jest wykorzystywany także do produkcji sody kalcynowanej (proces Solvaya w zakładach chemicznych, np. Ciech Soda Polska, gdzie reaguje się CO<sub>2</sub> z solanką amoniakalną w celu wytrącenia Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) oraz w mniejszych ilościach w syntezach chemicznych takich jak kwas salicylowy, metanolan sodu, poliuretany (np. poliuretany z polioli CO<sub>2</sub>). W polskim przemyśle chemicznym główne strumienie CO<sub>2</sub> do utylizacji pochodzą jednak z procesów chemicznych samych w sobie (np. amoniak -> mocznik). Patrząc przyszłościowo, kluczowe pytanie brzmi: czy można wykorzystać dodatkowe CO<sub>2</sub> spoza tych tradycyjnych ścieżek do nowych produktów chemicznych?

**Potencjał zapotrzebowania na CO<sub>2</sub> w chemii może wzrosnąć, jeśli rozwiną się nowe procesy katalityczne przekształcające CO<sub>2</sub> w surowce.** Przykładowo, trwają prace nad bezpośrednią syntezą metanolu z CO<sub>2</sub> (co częściowo zająłoby się z omawianymi e-paliwami, bo metanol jest też uniwersalnym półproduktem chemicznym). Już teraz na świecie istnieją pierwsze komercyjne instalacje (np. w Islandii, Niemczech) przetwarzające ~ kilka tysięcy ton CO<sub>2</sub> rocznie na metanol, czy też produkujące kwas mrówkowy, metan, polimery z użyciem CO<sub>2</sub>. Dla Polski, jeśli powstaną huby wychwytu CO<sub>2</sub>, część strumienia mogłaby zasilić lokalne zakłady chemiczne - dla przykładu dodatkowy CO<sub>2</sub> z elektrociepłowni miejskiej mógłby zostać wykorzystany przez pobliską fabrykę sody lub metanolu, jeśli taka istnieje lub powstanie. Skala: obecnie największym „nowym” konsumentem CO<sub>2</sub> jest przemysł napojów (produkcja gazowanego CO<sub>2</sub> spożywczego, np. z bioetanolu, na poziomie kilkudziesięciu tys. ton w kraju), ale to raczej odzysk niż CCU. Gdyby natomiast doszło do budowy np. instalacji syntezy metanolu z CO<sub>2</sub> na Pomorzu (co rozważa się w powiązaniu z projektami e-paliw w Gdyni), to każdy 100 tys. ton metanolu z CO<sub>2</sub> oznacza ~150 tys. ton zużytego CO<sub>2</sub> rocznie. Inne chemikalia potencjalnie wytwarzane z CO<sub>2</sub> to np. olefiny (etylen, propylen) poprzez ko-elektrolizę czy reakcje z wodorem + Fischer-Tropsch (dla paliw i tworzyw), metanol do olefin (MTO), czy polikarbonaty (Covestro opracowało poliole do pianek z ~20% zawartością CO<sub>2</sub>). Jeśli pojawią się zachęty (np. cena emisji CO<sub>2</sub> >100 €/t oraz popyt na zielone produkty), polskie firmy chemiczne mogłyby zainwestować w takie technologie. Szacunkowo, do 2040 r. krajowy popyt na CO<sub>2</sub> w chemii (poza mocznikiem) mógłby wzrosnąć z praktycznie 0 do ok. 0,5-1 Mt rocznie, głównie w nowych segmentach jak metanol czy syntetyczne paliwa chemiczne, o ile zostaną zbudowane stosowne instalacje.

**Tabela 12. Zakres potencjalnego wykorzystania CO<sub>2</sub> w konwersjach chemicznych w Polsce [Mt CO<sub>2</sub>/rok]**

Zastosowanie	Kluczowe źródła CO <sub>2</sub> / sektory	2030	2035	Uwagi i założenia
<b>Mocznik (dodatkowy CO<sub>2</sub> z CCUS)</b>	Produkty uboczne innych procesów chemicznych	0,00-0,05	0,00-0,10	Sektor już dziś zużywa CO <sub>2</sub> z własnych strumieni procesowych; dodatkowy popyt dot. tylko okazjonalnych niedoborów / sezonowości.
<b>Metanol z CO<sub>2</sub> (chemiczny, nie paliwowy)</b>	j.w.	0,05-0,20	0,20-0,50	Pokrywa zapotrzebowanie chemiczne / rozpuszczalnikowe; możliwa ko-lokacja przy Hubach CCUS.
<b>Metan (SNG) / metanizacja</b>	j.w.	0,00-0,05	0,05-0,15	Zależne od warunków rynkowych gazu i dostępności H <sub>2</sub>
<b>Polimery / poliwęglany (CO<sub>2</sub>-poliole itp.)</b>	j.w.	0,00-0,01	0,01-0,03	Niszowe, wysokomarżowe zastosowania.
<b>Razem</b>	--	0,10-0,31	0,26-0,78	Sumy nie obejmują wewnętrznych obiegów CO <sub>2</sub> w amoniaku/moczniku.

**Notatka:** Dodatkowe (ponad istniejące pętle procesowe) zużycie CO<sub>2</sub> w chemii może osiągnąć ~0,5-1,6 Mt/rok do 2040 r., głównie dzięki metanolowi chemicznemu i metanizacji. Potencjał absorpcji jest ograniczony przez popyt rynkowy i koszty H<sub>2</sub>, lecz sprzyja mu dostępność wysokoczystych strumieni w chemii i możliwość ko-lokacji w hubach.

**Projekty chemicznego CCU często wymagają wysokiej czystości CO<sub>2</sub> i dedykowanych instalacji.** W przeciwieństwie do składowania geologicznego, gdzie akceptowalne jest 95-97% CO<sub>2</sub> (reszta to gazy obojętne), syntezy chemiczne są czułe na zanieczyszczenia; nawet śladowe ilości SOx, NOx czy związków organicznych mogą zatruć katalizatory. Zatem

niezbędne są zaawansowane systemy oczyszczania (np. katalityczne dopalacze, separatory związków kwaśnych) przed podaniem CO<sub>2</sub> do reaktorów. Ponadto, procesy te są energochłonne (np. synteza metanolu wymaga dostarczenia wodoru i ciepła procesowego). Integracja z istniejącymi zakładami, np. montaż instalacji CCU obok istniejącej fabryki chemicznej wiąże się z kwestiami pozwoleń, bezpieczeństwa i zgodności z ciągiem produkcyjnym. W Polsce potrzebne będą dostosowania regulacji środowiskowych pozwalających na uznanie produktów CCU za obniżające emisje (np. żeby uniknąć podwójnego liczenia emisji, gdy CO<sub>2</sub> jest użyty w produkcji, emitent powinien móc wykazać redukcję). Wiele procesów chemicznych może odbywać się na miejscu wychwytu (np. instalacja przy elektrowni produkująca metanol z wychwyconego CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>) - eliminuje to koszty transportu, ale wymaga współpracy między branżami (energetyka + chemia). Alternatywnie, huby CO<sub>2</sub> mogą zbierać strumienie z kilku źródeł i rurociągiem przesyłać do parku chemicznego, gdzie różne procesy CCU zużywają CO<sub>2</sub>. Ta druga opcja wymaga wysokiego stopnia standaryzacji gazu w hubie i zabezpieczenia ciągłości dostaw (chemia potrzebuje stabilnego reżimu pracy, więc dostawy CO<sub>2</sub> muszą być ciągłe lub składowane w razie przerw). Prawo energetyczne i akcyzowe będzie musiało nadać za tymi inicjatywami, np. e-metanol czy syntetyczny gaz z CO<sub>2</sub> powinny zostać zdefiniowane w przepisach jako neutralne lub odnawialne, aby ułatwić ich sprzedaż. Wykorzystanie CO<sub>2</sub> w chemii będzie zatem wymagało ścisłej koordynacji regulacyjnej i infrastrukturalnej, ale oferuje szansę tworzenia nowych gałęzi przemysłu (np. zielona chemia, zielone tworzywa) i nowych miejsc pracy.

**Poza wspomnianym tradycyjnym mocznikiem, w kraju pojawiają się mniejsze inicjatywy CCU w branży chemicznej.** Synthos analizował możliwość użycia CO<sub>2</sub> do syntezy polioli czy metanolu w ramach strategii klimatycznej. Grupa Azoty w Kędzierzynie już dekadę temu planowała projekt ZAK ECO<sub>2</sub>, dużą instalację zgazowania węgla i wychwytu CO<sub>2</sub> ze spalania dla syntez chemicznych, jednak ostatecznie nie doszło to do skutku, co pokazuje wyzwania ekonomiczne. Aktualnie bardziej realne wydają się projekty bardziej niskokosztowe - dla przykładu start-upy interesują się produkcją nanomateriałów czy paliw (metanol, metan) z CO<sub>2</sub> w skali kontenerowej. W ramach funduszy EU Innovation Fund polskie konsorcja mogą starać się o dotacje na pionierskie instalacje potencjalnie. W kolejnym rozdaniu (po 2025) zobaczymy polski projekt CCU zakwalifikowany do wsparcia. Podsumowując, chemiczne CCU w Polsce ma solidne podstawy (doświadczenie w moczniku, duże firmy chemiczne) i jeśli warunki rynkowe się poprawią (wysoka cena emisji, tańszy H<sub>2</sub>), może stać się jednym z filarów wykorzystania CO<sub>2</sub> do 2040 r.

### Biotechnologia i mikroalgi (wykorzystanie biologiczne CO<sub>2</sub>)

**Wykorzystanie CO<sub>2</sub> przez mikroorganizmy to alternatywna, biologiczna ścieżka unieszkodliwiania i zagospodarowania dwutlenku węgla.** W naturze fotosynteza roślin i alg jest głównym mechanizmem wiązania CO<sub>2</sub>, na tej zasadzie opierają się technologie oparte o hodowlę mikroalg karmionych skoncentrowanym CO<sub>2</sub>. Mikroalgi (jednokomórkowe glony) potrafią bardzo efektywnie przyswajać CO<sub>2</sub> i przekształcać go w biomasę dzięki fotosyntezie, ich wydajność per hektar znacznie przewyższa uprawy lądowe. W warunkach przemysłowych buduje się fotobioreaktory lub baseny z kulturami alg, do których wprowadza się gazowe CO<sub>2</sub> (np. z komina elektrociepłowni) oraz składniki odżywcze. W Polsce sektorem, który mógłby dostarczać CO<sub>2</sub> do takich instalacji, jest przede wszystkim energetyka i ciepłownictwo (stabilne źródła spalin) oraz ewentualnie przemysł cementowy lub biogazownie. Dobór źródła jest istotny: algi najlepiej rosną na względnie czystym strumieniu CO<sub>2</sub>, bez dużej ilości zanieczyszczeń czy toksyn, dlatego często wybiera się biogazownie (gdzie po spaleniu biogazu powstaje CO<sub>2</sub> bez związków toksycznych) lub fermentację etanolową (CO<sub>2</sub>

spożywczy). Sektory korzystające z efektów to z kolei rolnictwo, energetyka odnawialna i przemysł spożywczy - biomasę alg można przetwarzać na pasze wysokobiałkowe, biogaz, bioolej czy bioplastiki. W ten sposób CO<sub>2</sub> zostaje przekształcony w wartościowe produkty biologiczne, wpisując się w model biogospodarki o obiegu zamkniętym.

**Potencjał skali wdrożenia biotechnologii CO<sub>2</sub> jest niewielki, hodowle alg wymagają bowiem sporej powierzchni lub kosztownych fotobioreaktorów, co ogranicza wolumeny. Mogą one jednak odegrać rolę lokalnych pochłaniaczy CO<sub>2</sub> i dostawców zielonych produktów.** Pilotażowe instalacje wykazują zdolność do utylizacji setek ton CO<sub>2</sub> rocznie: przykładowo spółka Global Hydrogen uruchomiła w 2023 r. w Warszawie instalację do hodowli mikroalg o pojemności 900 litrów, służącą R&D nad usuwaniem CO<sub>2</sub> z gazów przemysłowych. Choć to skala laboratoryjna, firma ta wskazuje na plan skalowania technologii i współpracy z przemysłem, dostrzegając perspektywiczność mikroalg zarazem w wychwytywaniu CO<sub>2</sub>, jak i produkcji biopaliw czy bio-wodoru. Jeżeli chodzi o większe plany pojawiają się koncepcje, by przy dużych ciepłowniach lub cementowniach zbudować farmy algowe. Przykładowo, pojawiły się doniesienia medialne o planach instalacji algowej przy elektrociepłowni w Kielcach, aczkolwiek tam finalnie realizowany jest raczej pilotaż DAC (*Direct Air Capture*) niż algowy. W komentarzach branżowych pojawiła się informacja o polskiej technologii algowej firmy ITEO z Zielonej Góry, która posiada patent i prototyp instalacji wychwytywającej CO<sub>2</sub> przez algi (projekt LUKON integrujący biogazownię, algi i OZE). Gdyby takie systemy upowszechnić, mogłyby one pochłaniać dziesiątki tysięcy ton CO<sub>2</sub> rocznie w skali kraju (np. 100 farm algowych x 500 t/rok każda = 50 kt). To nadal nisza, ale biotechnologia CO<sub>2</sub> ma dodatkowy atut: poza redukcją emisji dostarcza produkty o wysokiej wartości (np. pasze, suplementy, biopaliwa), co ekonomicznie może uzasadniać inwestycje.

**Tabela 13. Zakres potencjalnego wykorzystania CO<sub>2</sub> w rozwiązaniach biotechnologicznych w Polsce [Mt CO<sub>2</sub>/rok]**

Zastosowanie	2030	2035	Uwagi i założenia
Fotobioreaktory / hodowle alg (R&D → FOAK → skala lokalna)	0,005-0,020	0,020-0,080	Skala ograniczona sezonowością i CAPEX; przyspieszenie możliwe z ciepłem odpadowym i czystymi strumieniami CO <sub>2</sub> (biogeniczne).

**Notatka:** Niszowy wolumen biotechnologii CO<sub>2</sub> w przedziale kilku do kilkuset tysięcy ton rocznie do 2040 r. Integracja z ciepłem odpadowym i biogenicznymi strumieniami CO<sub>2</sub> (np. w pobliżu EC/biopaliw) może zwiększyć produktywność i ograniczyć koszty operacyjne.

**Hodowle algowe potrzebują światła słonecznego lub energii do oświetlenia, dużo wody i stałych warunków środowiskowych.** W Polsce klimat umiarkowany oznacza, że produkcja alg na zewnątrz jest sezonowa, zimą wydajność fotosyntezy spada. Dlatego rozwiązaniem są zamknięte fotobioreaktory z doświetleniem LED, ogrzewane ciepłem odpadowym z przemysłu, co pozwala prowadzić hodowlę cały rok. Integracja z przemysłem jest kluczowa: np. ciepło odpadowe z elektrociepłowni może utrzymywać temperaturę kultur alg zimą, a CO<sub>2</sub> ze spalin stanowi pokarm w tunelach hodowlanych. Tego typu symbioza zwiększa efektywność, odpad jednego procesu staje się zasobem dla drugiego. Wymagane jest jednak odfiltrowanie toksyn z spalin (algi nie tolerują np. wysokiego stężenia SO<sub>2</sub>, stąd lepiej współpracują z czystszyimi źródłami, jak spalanie biomasy czy gazu). Regulacyjnie, brakuje jeszcze pełnego uznania tych technologii np. w kwestiach, takich jak czy pochłonięty CO<sub>2</sub> w biomasie alg może być rozliczony jako redukcja emisji w ramach EU ETS. Obecnie nie, dopóki CO<sub>2</sub> nie jest trwale składowany lub zniszczony - spalając jednak biomasę alg, CO<sub>2</sub> wróci do

atmosfery. Dlatego modele biznesowe skupiają się raczej na produktach: sprzedaż biomasy lub pochodnych (np. biogazu z alg) ma finansować operację. W Polsce brakuje też przepisów sanitarnych i jakościowych dla wykorzystania takiej biomasy np. na paszę. Musi to zostać uregulowane, zanim powstałyby duże zakłady (podobnie jak dopuszczanie mączki z glonów do karmienia zwierząt). Wsparcie publiczne (np. granty NCBiR czy fundusze ekologiczne) może odegrać rolę w przeniesieniu technologii algowych z fazy badawczej do pilotażowej. Podsumowując, biologiczne CCU jest ciekawym uzupełnieniem portfela technologii, raczej na mniejszą skalę, ale może przyczynić się do lokalnych redukcji emisji oraz produkcji ekologicznych surowców, jeśli pokona bariery klimatyczne i regulacyjne.

### *BECCS - wychwyty i składowanie biogenicznego CO<sub>2</sub>*

**BECCS (Bio-Energy with Carbon Capture and Storage) to technologia łącząca produkcję energii z biomasy z wychwytem i trwałym składowaniem CO<sub>2</sub>, co skutkuje ujemnymi emisjami netto.** Choć BECCS kojarzony jest głównie ze składowaniem (CCS), można go ująć w ramach CCUS jako specyficzne wykorzystanie strumienia biogenicznego CO<sub>2</sub>, jego „wykorzystaniem” jest tu w zasadzie wygenerowanie ujemnej emisji lub zielonego produktu (kredytu węglowego). W Polsce potencjał BECCS rysuje się w horyzoncie po 2040 roku, kiedy to oczekuje się, że większość łatwo redukowalnych emisji zostanie obniżona, a negatywne emisje będą potrzebne do bilansowania reszty (zgodnie z celami neutralności klimatycznej 2050). Sektory dostarczające biogeniczny CO<sub>2</sub> to przede wszystkim duże instalacje na biomasę: np. elektrownie i elektrociepłownie spalające biomasę (jak blok biomasowy 205 MW w Połańcu), spalarnie odpadów (częściowo biogenych) czy zakłady produkujące bioetanol (gdzie fermentacja cukrów w etanol wydziela czysty CO<sub>2</sub>). Przykładowo, wytwórnie bioetanolu (które Orlen Południe rozwija, np. w Jedliczu) generują CO<sub>2</sub> o jakości spożywczej i mogłyby stać się łatwym celem do BECCS, bo koncentracja i czystość są wysokie. Korzyść klimatyczna BECCS jest wyjątkowa: usuwamy z atmosfery CO<sub>2</sub>, który niedawno został zaabsorbowany przez rosnącą biomasę: każde 1 t tak składowanego CO<sub>2</sub> faktycznie zmniejsza stężenie gazów cieplarnianych. Strategicznie zatem BECCS staje się naturalnym rozszerzeniem projektów CCUS w Polsce: po zbudowaniu infrastruktury do wychwyty przy emitentach przemysłowych, można dołączać kolejne instalacje na biomasę jako uczestników hubów, uzyskując dodatkowy efekt ujemnych emisji.

**Obecnie udział biomasy w energetyce i przemyśle jest ograniczony, ale wzrostowy.** Scenariusze EU przewidują, że do 2040 r. BECCS może dostarczyć istotny wolumen redukcji, np. kilka procent całkowitych redukcji emisji. W Polsce, gdyby np. Elektrownia Połaniec (biomasa) czy duże ciepłownie miejskie na biomasę zostały wyposażone w wychwyty CO<sub>2</sub> (np. ~1 Mt/rok składowane), dałyby to ujemne emisje rzędu 1-2 Mt CO<sub>2</sub> rocznie z każdej instalacji. Dodatkowo, w wypadku sektora bioetanolu, jedna duża fabryka (~100 mln litrów/rok) generuje ok. 70-100 tys. ton CO<sub>2</sub> jako produkt fermentacji - dziś często sprzedawany do branży spożywczej jako suchy lód czy gaz do napojów, potencjalnie mógłby być zatłoczony geologicznie. Gdyby łącznie zebrać emisje biogeniczne z polskich browarów, gorzelnii, biogazowni i spalarni odpadów, to pula możliwa do wychwycenia może sięgać kilku Mt CO<sub>2</sub> rocznie po 2035 r. (zakładając rozbudowę tych sektorów). Zagranicznym przykładem jest projekt Stockholm Exergi BECCS - miejskiej ciepłowni na biomasę w Szwecji, która wdraża wychwyty 800 tys. t CO<sub>2</sub>/rok i ma uzyskać 180 mln € dofinansowania. W Polsce na razie brak tak zaawansowanych projektów, a BECCS został tylko pobieżnie wspomniany w rządowych planach (KPEiK). Mimo to, instytucje badawcze już analizują potencjał - np. raport CATF sugeruje potrzebę gotowości infrastrukturalnej po 2040, by BECCS mógł zafunkcjonować na szerszą skalę. Możliwe, że pierwsze polskie pilotaże BECCS pojawią się w latach 30., np. demonstracja wychwyty na istniejącej spalarni odpadów z częściowym składowaniem CO<sub>2</sub> za granicą, co przetestuje łańcuch ujemnych emisji w praktyce.

**Tabela 14. Zakres potencjalnych ujemnych emisji z BECCS (składowany CO<sub>2</sub> biogeniczny) [Mt CO<sub>2</sub>/rok]**

Zastosowanie	2030	2035	Uwagi i założenia
<b>EC/elektrownie na biomasę, spalarnie, bioetanol (fermentacja)</b>	0,00- 0,10	0,30- 1,00	Rozwój zależny od mechanizmów wynagradzania <i>Carbon Removal</i> i możliwości przyłączenia do hubów składowania.

**Notatka:** Choć BECCS nie jest wykorzystaniem CO<sub>2</sub> sensu stricto, Tabela 17 prezentuje jego rolę jako komplementarnego źródła ujemnych emisji, które powinny współdziałać z infrastrukturą CCUS. Do 2040 r. realnie wydaje się ~1-3 Mt/rok trwałego składowania CO<sub>2</sub> biogenicznego, pod warunkiem stworzenia ram rozliczania usuniętego CO<sub>2</sub> i integracji z klastrami.

**Technologicznie BECCS nie różni się mocno od CCS na paliwach kopalnych - potrzebne są instalacje wychwytyjące (np. aminowe) dostosowane do spalin z biomasy (zwykle czystsze niż węglowe, ale zawierające więcej pary wodnej).** Wyzwaniem mogą być lokalizacje, jako że wiele źródeł biogenicznego CO<sub>2</sub> to średnie instalacje rozproszone (np. cukrownie, gorzelnie), co wymaga ich łączenia w huby by osiągnąć ekonomię skali. Ważny jest aspekt prawny: obecne prawo klimatyczne UE nie daje pełnych kredytów za składowanie biogenicznego CO<sub>2</sub> (emisje z biomasy w ETS liczone są jako neutralne, więc ich wychwycenie nie przynosi dodatkowych uprawnień). Trwają jednak prace nad mechanizmem umorzeń za usunięcie CO<sub>2</sub> (certyfikaty CRCF), co mogłoby pomóc monetyzować ujemne emisje. Dla BECCS w Polsce kluczowe będzie zatem wdrożenie takich mechanizmów, w przeciwnym razie brak zachęty finansowej. Infrastrukturalnie, BECCS może korzystać z tej samej sieci transportowej i składowisk co *fossil-CCS* - co więcej, mieszanie strumieni biogenicznych z kopalnymi w tym samym składowisku zwiększa ogólną redukcję emisji systemu. Należy jednak zadbać o systemy ewidencji: by uniknąć podwójnego rozliczania, biogeniczny CO<sub>2</sub> musi być śledzony i certyfikowany aż do trwałego składowiska. Istotny jest również aspekt społeczny. BECCS może być łatwiejszy do zaakceptowania, bo oferuje atrakcyjną komunikacyjnie wizję „przechwytywania naturalnego CO<sub>2</sub>”. Dla decydentów kluczowy wniosek jest następujący: już w latach 20. planować infrastrukturę z myślą o BECCS po 2040, bo np. wybór lokalizacji rurociągów powinien uwzględniać przyszłe podłączenie źródeł biomasowych (często innych niż obecne huby przemysłowe).

#### Direct Air Capture (DAC) - wychwytywanie CO<sub>2</sub> z powietrza

**Direct Air Capture (DAC) to technologia wychwytu dwutlenku węgla bezpośrednio z atmosfery, która teoretycznie może dostarczać czysty CO<sub>2</sub> wszędzie tam, gdzie jest potrzebny, niezależnie od lokalizacji emitentów przemysłowych.** W kontekście CCUS w Polsce DAC jawi się jako uzupełnienie miksu podaży CO<sub>2</sub> w długoterminowej perspektywie - szczególnie po 2040 r., gdy emisje punktowe zostaną zredukowane, a wciąż może istnieć zapotrzebowanie na CO<sub>2</sub>, np. do syntez lub dla osiągnięcia ujemnych emisji. DAC może zapewnić niezależne źródło CO<sub>2</sub> dla klastrów CCUS, uniezależniając je od spadku emisji przemysłowych w miarę dekarbonizacji (co paradoksalnie zmniejsza dostępność CO<sub>2</sub> do wykorzystania). Sektory korzystające z DAC to głównie projekty negatywnych emisji, DAC + składowanie może usuwać historyczny CO<sub>2</sub> z atmosfery, co będzie produktem samym w sobie (certyfikaty umorzenia CO<sub>2</sub>). Ponadto sektor paliw syntetycznych może być docelowo odbiorcą, idealnie zielone e-paliwa powinny wykorzystywać CO<sub>2</sub> z DAC (co czyni cykl węglowy zamkniętym i niepowiązany z emisjami kopalnymi). W Polsce pierwszymi użytkownikami

DAC mogą stać się ośrodki badawcze, miasta lub start-upy chcące budować kompetencje w tym obszarze.

**DAC globalnie jest w początkowej fazie - największe instalacje (Climeworks w Islandii, Carbon Engineering w Kanadzie) wychwytyują kilkaset do kilku tysięcy ton CO<sub>2</sub> rocznie, przy bardzo wysokich kosztach (kilkaset dolarów za tonę).** W Polsce w 2025 r. planowane jest uruchomienie pilotażowej instalacji DAC w Kielcach, umiejscowionej obok miejscowej elektrociepłowni. Ma to być projekt demonstracyjny (firma Oraquel) wychwytyjący ok. 500 ton CO<sub>2</sub> rocznie kosztem ~1,4 mln zł, co da cenne doświadczenia w naszym klimacie. Takie ilości CO<sub>2</sub> mogą wydawać się małe, ale ważne jest sprawdzenie technologii sorbentów i integracji z lokalnym źródłem energii. Zgodnie z planami, po Kielcach podobne pilotaże DAC mają pojawić się w innych miastach wojewódzkich i zakładach przemysłowych w Polsce, co tworzy załączek kompetencji. Jeśli koszty DAC będą spadać (co przewiduje się dzięki skali i innowacjom materiałowym), w drugiej połowie lat 30. możemy zobaczyć pierwsze komercyjne moduły DAC przy klastrach przemysłowych - np. urządzenia obok hubu CO<sub>2</sub>, które dopełniają strumień w momencie spadki emisji. Potencjał skali DAC jest teoretycznie nieograniczony - ograniczony głównie dostępną energią. W praktyce, by wychwycić 1 mln ton CO<sub>2</sub> DAC-em, potrzeba ogromnych ilości energii (2-4 TWh) i sorbentów, co czyni to mało prawdopodobnym przed 2040. Jednak w niszowych zastosowaniach - np. dostarczenie kilku tysięcy ton czystego CO<sub>2</sub> do małej instalacji e-paliw z dala od dużych emitentów - DAC może okazać się opłacalny szybciej, zwłaszcza jeśli powstanie rynek premiujący czysty CO<sub>2</sub> DAC (np. paliwo z DAC CO<sub>2</sub> sprzedawane drożej jako w pełni neutralne).

**Tabela 15. Zakres potencjalnych ujemnych emisji z BECCS (składowany CO<sub>2</sub> biogeniczny) [Mt CO<sub>2</sub>/rok]**

Zastosowanie	2030	2035	Uwagi i założenia
DAC (Direct Air Capture) - moduły przy hubach / składowiskach	0,005-0,020	0,050-0,200	Rozwój zależny od kosztów energii i sorbentów; funkcja bilansująca strumienie CO <sub>2</sub> w klastrach (Faza III).

**Notatka:** DAC pełni rolę asekuracji podaży CO<sub>2</sub> dla rosnących zastosowań CCU oraz jako narzędzie negatywnych emisji (DAC+S). Zakresy są konserwatywne i zakładają stopniowe dołączanie modułów DAC do istniejących hubów po 2030 r.

**Najważniejszym zasobem jest energia. DAC to proces odwrócony do spalania, wymaga wkładu energetycznego, żeby wychwycić CO<sub>2</sub> z powietrza (które ma jedynie 0,04% CO<sub>2</sub>).** Zwykle potrzebne jest niskotemperaturowe ciepło (80-120°C) do regeneracji sorbentów chemicznych i sporo elektryczności do przepompowywania powietrza przez kontaktry. Idealną lokalizacją DAC są więc miejsca z tanimi nadwyżkami energii odnawialnej lub ciepła odpadowego. W Polsce mogłyby to być np. okolice farm geotermalnych (ciepło niskoparametrowe), duże farmy fotowoltaiczne lub wiatrowe z nadmiarem mocy w godzinach szczytu produkcji, czy też przy samych składowiskach CO<sub>2</sub> (gdzie można wprost zatłaczać wychwycony DAC-CO<sub>2</sub> bez długiego transportu). Kolejną kwestią jest infrastruktura materiałowa: DAC potrzebuje znacznych ilości sorbentów (np. aminy na nośnikach stałych), należałoby rozwinąć ich produkcję krajową lub łańcuch dostaw. Regulacyjnie Na chwilę obecną nie ma przeszkód prawnych by wychwytywać CO<sub>2</sub> z powietrza, brakuje jednak mechanizmów wynagradzania za to. Polska powinna aktywnie uczestniczyć w tworzeniu systemu certyfikacji usuniętego CO<sub>2</sub>. Społecznie technologia DAC jest dość neutralna (nie budzi takich emocji jak składowiska geologiczne), może być zatem łatwiej akceptowalna przy

lokalizowaniu - urządzenia DAC przypominają infrastrukturalnie duże chłodnie wentylatorowe. Z perspektywy CCUS, włączenie DAC do planów zapewnia elastyczność. Jeśli okaże się, że Polska ma pewien niedobór CO<sub>2</sub> do realizacji wszystkich planowanych e-paliw czy do wypełnienia rurociągu, moduły DAC mogą uzupełnić strumień (takie rozwiązanie przewiduje się jako *Trzeci etap* rozbudowy klastrów CCUS). Innymi słowy, DAC to asekuracja - trudna i droga dziś, ale potencjalnie kluczowa w świecie dążącym do pełnej neutralności.

### Rola re-użycia CO<sub>2</sub> (utilisation) w łańcuchu CCUS

**W horyzoncie do 2030 krajowy potencjał wykorzystania CO<sub>2</sub> (CCU) pozostanie ograniczony i komplementarny wobec CCS.** Szacuje się, że do końca dekady wykonalny jest zakres wykorzystania CO<sub>2</sub> w e-paliwach, mineralizacji, chemii i niszowych biotechnologiach może osiągnąć łącznie ~0,5-1,0 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, co odpowiada do jednej czwartej celu NZIA oraz poniżej 10% wolumenu emisji procesowych przemysłu. Oznacza to, że zdecydowana większość wychwyconego CO<sub>2</sub> w dalszym ciągu będzie musiało zostać trwale składowane w formacjach geologicznych lub składowiskach zagranicznych. Reużycie CO<sub>2</sub> pozostaje więc narzędziem uzupełniającym, wzmacniającym ekonomiczną logikę projektów CCUS poprzez zagospodarowanie czystych strumieni w produktach o wartości rynkowej.

**Tabela 16. Podsumowanie skali re-użycia wychwyconego CO<sub>2</sub> do roku 2030 [Mt CO<sub>2</sub>/rok]**

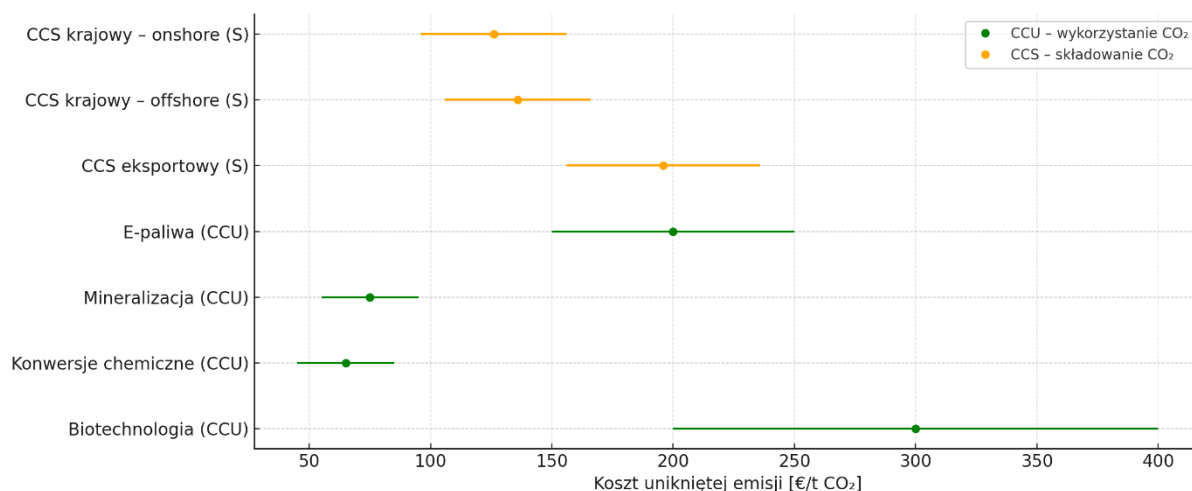
Zastosowanie	Szac. wolumen CO <sub>2</sub>	Główne lokalizacje	Główne sektory
<b>E-paliwa (e-metanol, e-kerosen)</b>	0,2 - 0,7	Gdańsk / Gdynia / Płock	Rafineria, chemia, porty
<b>Mineralizacja (beton, kruszywa)</b>	0,05 - 0,2	Kujawy, Ożarów, Góraźdże	Cement, materiały budowlane
<b>Konwersje chemiczne (metanol, SNG, polimery)</b>	0,1 - 0,3	Janikowo, Puławy, Kędzierzyn	Chemia sodowa / azotowa
<b>Biotechnologie (algi, bio-CO<sub>2</sub>)</b>	0,01 - 0,05	EC, biogazownie, laboratoria	Energetyka, rolnictwo
<b>Łącznie re-użycie</b>	0,5-1,2	---	---

**Pierwsze zastosowania „U” w Polsce do 2030 r. skoncentrują się wokół istniejących hubów przemysłowych i portowych, gdzie występują czyste strumienie CO<sub>2</sub> i dostęp do infrastruktury energetycznej.** Największy potencjał skupia się w rejonie Płocka i Gdańska/Gdyni, gdzie Grupa ORLEN rozwija projekty e-metanolu i e-kerosenu oraz posiada zarówno strumienie procesowe CO<sub>2</sub> z reformingu (SMR), jak i zaplecze portowe dla eksportu i syntez. Kolejne węzły pojawią się przy cementowniach Kujawy, Ożarów i Góraźdże, które generują wysokostężony CO<sub>2</sub> sprzyjający mineralizacji i lokalnym projektom CCU. W sektorze chemicznym potencjał koncentruje się w Janikowie, Puławach i Kędzierzynie, gdzie możliwa jest integracja z produkcją amoniaku i sody. Te trzy obszary, północny, centralny i południowy, pokrywają się z obszarami potencjalnych klastrów CCUS, co pozwoli wykorzystać wspólną infrastrukturę transportową oraz stopniowo zwiększać wolumen re-użycia bez konieczności budowy osobnych rurociągów.

**W perspektywie do 2030 r. wykorzystanie CO<sub>2</sub> będzie ekonomicznie opłacalne jedynie w niszach z wysoką wartością produktu lub wsparciem publicznym.** Obecne koszty wychwytu i konwersji CO<sub>2</sub> pozostają znacząco wyższe niż ceny rynkowe produktów końcowych. Dla e-paliw (e-metanol, e-kerosen) koszt unikniętej emisji przekracza 150-250 €/t

CO<sub>2</sub>, przy czym samo wytworzenie 1 t e-metanolu wymaga ok. 1,4 t CO<sub>2</sub> i 2 MWh zielonej energii. Dla porównania, koszt trwałego składowania (CCS) w klastrach krajowych wynosi 77-91 €/t CO<sub>2</sub>. Oznacza to, że bez dopłat lub kontraktów różnicowych (CfD) e-paliwa nie osiągną progu rentowności (Wykres 14). W segmentach mineralizacji i chemii koszty jednostkowe są niższe (40-90 €/t), lecz ograniczone popytem. Ekonomiczna wykonalność projektów CCU do 2030 r. będzie więc uzależniona od premii regulacyjnych (np. *SAF mandates*, certyfikaty zrównoważonego budownictwa) i dostępności taniego wodoru z OZE, którego koszt dziś decyduje o konkurencyjności całego łańcucha re-użycia.

**Wykres 18. Porównanie kosztów re-użycia (CCU) i składowania (CCS) CO<sub>2</sub> w horyzoncie do 2030**



**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie danych kosztowych przedstawionych w rozdziałach 6.1-6.4. Zakresy odzwierciedlają orientacyjne koszty wychwytu („capture-only”) i pełnego łańcucha CCUS, oszacowane w oparciu o IPCC Special Report on CCS (2005), IEA CCUS Technology Roadmap (2013), ZEP Cost Report (2020) oraz dane projektowe.

**Skuteczne uruchomienie pierwszych projektów re-użycia wymaga do 2030 r. stworzenia ram prawnych, technicznych i infrastrukturalnych integrujących CCS i CCU.** Obecnie brak spójnych regulacji dotyczących własności CO<sub>2</sub>, zasad raportowania redukcji w systemie EU ETS oraz kwalifikacji produktów CCU powoduje niepewność inwestycyjną. Wdrożenie jasnych standardów, m.in. uniknięcie podwójnego liczenia emisji, certyfikacja produktów jako niskoemisyjnych (np. e-paliw z DAC-CO<sub>2</sub>) i opracowanie procedur dopuszczania ich do obrotu — jest warunkiem koniecznym, by projekty mogły uzyskać finansowanie. Infrastruktura przesyłowa powinna być projektowana jako „CCS-first, CCU-ready”, umożliwiając przyłączanie instalacji chemicznych, cementowych czy portowych do wspólnych hubów bez konieczności budowy nowych linii przesyłu. Takie podejście zwiększa efektywność kapitałową i ogranicza ryzyko blokowania inwestycji w sytuacji, gdy rynek produktów CO<sub>2</sub> będzie rozwijał się wolniej niż infrastruktura składowania.

**Po 2030 r. zastosowania re-użycia mogą wejść w fazę komercyjną, nadal jednak będą stanowiły mniejszość wobec składowania CO<sub>2</sub>.** Oczekuje się, że spadek kosztów energii z OZE i zielonego wodoru, a także wdrożenie europejskich mechanizmów wsparcia (np. *SAF mandates* i EU Innovation Fund) umożliwią szybkie skalowanie e-paliw i syntez chemicznych. W horyzoncie 2035 r. całkowity wolumen re-użycia mógłby wzrosnąć do 2-3 Mt CO<sub>2</sub>/rok, co odpowiada 15-25% emisji przemysłowych w Polsce. Kluczowym czynnikiem będzie gotowość infrastruktury przesyłowej i składowania, zbudowanej w pierwszej fali CCUS, która umożliwi kierowanie strumieni zarówno do wykorzystania, jak i do składowania. Mimo rosnącego

znaczenia *re-użycia*, trwałe składowanie pozostanie dominującym narzędziem dekarbonizacji, gdyż tylko ono zapewnia pełne usunięcie węgla z obiegu. *Re-użycie* będzie natomiast katalizatorem rozwoju zielonego przemysłu i czynnikiem obniżającym koszty krańcowe redukcji emisji w systemie.

## Koncepcja systemu terminalu eksportowo-importowego CO<sub>2</sub>

W tym rozdziale przedstawiamy koncepcję krajowego systemu eksportowo-importowego CO<sub>2</sub>, który umożliwi składowanie wychwyconego CO<sub>2</sub> poza lądowym terytorium Polski. Najpierw analizujemy wymagania techniczne i organizacyjne dla terminalu morskiego w Gdańsku, przez który możliwy będzie eksport (oraz docelowo import) ciekłego CO<sub>2</sub> do/ze składowisk geologicznych w regionie Morza Północnego. Następnie omawiamy alternatywę w postaci bezpośredniego przesyłu rurociągiem do struktur składowiskowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Każdy wariant opisujemy pod kątem architektury, kosztów, harmonogramu, ryzyk i komplementarności względem rozwoju krajowych składowisk *onshore*.

### Terminal morski CO<sub>2</sub> w Gdańsku

Terminal eksportowo-importowy jest potrzebny w scenariuszu, w którym uruchomienie krajowych składowisk CO<sub>2</sub> na lądzie (*onshore*) napotyka opóźnienia regulacyjne (decyzje środowiskowe, planowanie przestrzenne) lub ryzyko niskiej akceptacji społecznej. Krajowe składowanie *onshore* pozostaje rozwiązaniem docelowo najtańszym w ujęciu systemowym, natomiast terminal morski pozwala wcześniej rozpocząć redukcję emisji, zapewniając bufor logistyczny dla źródeł przemysłowych oraz łączność z dojrzałymi składowiskami *offshore* w regionie Morza Północnego. W niniejszym podrozdziale przedstawiamy wymagane elementy takiego terminalu oraz wynikające z nich parametry kosztowe i harmonogramowe.

#### Lokalizacja oraz przepustowość terminalu

Gdańsk jest najbardziej uzasadnioną lokalizacją dla krajowego terminalu CO<sub>2</sub> ze względu na parametry żeglugowe, infrastrukturę oraz bliskość głównych źródeł emisji. Port Zewnętrzny w Gdańsku dysponuje torem wodnym o głębokości 17 metrów, co umożliwia obsługę dużych jednostek o zanurzeniu do 15 metrów - parametr kluczowy przy potencjalnym załadunku dużych statków LCO<sub>2</sub> o pojemności 20-30 tys. m<sup>3</sup> przy przyszłych większych potrzebach eksportowych (obecnie mniejsze statki LCO<sub>2</sub> mają pojemności ok. 2 tys. m<sup>3</sup>). Dodatkowym atutem jest rozbudowane zaplecze kolejowe i drogowe (autostrada A1, linie towarowe w kierunku Płocka i Kujaw) oraz dostępność terenów przemysłowych umożliwiających wydzielenie strefy technologicznej dla instalacji skraplania i składowisk przejściowych. Gdańsk posiada także stabilne warunki żeglugowe przez cały rok - brak zlodzenia i ograniczeń pływowych - co pozwala na regularną rotację jednostek eksportowych.

Gdańsk jest jedyną lokalizacją w Polsce, dla której przeprowadzono studium wykonalności budowy terminalu CO<sub>2</sub>. Spółka Orlen przeprowadziła studium wykonalności budowy terminalu CO<sub>2</sub> w Gdańsku<sup>82</sup>, jednak po analizie wyników zrezygnował z kontynuacji projektu ze względu na brak opłacalności inwestycji<sup>83</sup>. Gdańsk był jedyną lokalizacją w Polsce, dla której przygotowano pełne studium wykonalności

<sup>82</sup> <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/8.%20ECO2CEE%20PKN%20ORLEN.pdf>

<sup>83</sup> <https://energetyka24.com/elektroenergetyka/wiadomosci/orlen-wycofuje-sie-z-projektu-polaris-mozliwosci-magazynowania-co2-mniejsze-niz-zakladano>

budowy terminalu CO<sub>2</sub>. Studium opracowane przez ORLEN ECO<sub>2</sub>CEE miało na celu ocenę zasadności realizacji inwestycji w Porcie Gdańsk. Analiza objęła uwarunkowania przestrzenne, hydrotechniczne i logistyczne oraz możliwość integracji terminalu z planowaną krajową siecią rurociągów i systemem transportu kolejowego CO<sub>2</sub>. Projekt uzyskał status na liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI), co zwiększało jego wiarygodność inwestycyjną i ułatwiało dostęp do finansowania publicznego. W toku prac stwierdzono jednak, że budowa terminalu w żadnej z analizowanych konfiguracji nie jest ekonomicznie uzasadniona, a wysokie koszty inwestycji doprowadziły do zakończenia studium na etapie analizy wykonalności.

**Gdańsk jest portem znajdującym się najbliższej największych krajowych klastrów emisji procesowych, co czyni go naturalnym punktem wylotowym dla transportu CO<sub>2</sub> z centralnej Polski.** Zgodnie z analizą rozmieszczenia źródeł emisji przemysłowych, największe skupiska emitentów z potencjałem do wychwytu CO<sub>2</sub> występują w pasie od Kujaw po Mazowsze, obejmując instalacje cementowe Lafarge Kujawy, chemiczne CIECH Janikowo i Inowrocław, zakłady Azoty Anwil Włocławek oraz kompleks ORLEN Płock - cztery z czternastu instalacji generujących ponad 500 kt emisji procesowych rocznie. Region ten (Klaster 1 i 4 według klasyfikacji rozdziału 6) wytwarza łącznie ok. 10-12 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, czyli ponad połowę potencjału pierwszej fali projektów CCUS w Polsce. Gdańsk jest dla tych źródeł najbliższym portem głębokowodnym - dystanse kolejowe i planowane rurociągowo wynoszą 120-220 km, co mieści się w zakresie ekonomicznej opłacalności przesyłu CO<sub>2</sub> przy wolumenach powyżej 1 Mt rocznie. Takie położenie umożliwia konsolidację strumieni CO<sub>2</sub> z różnych sektorów (cement, chemia, rafinerie) w jednym punkcie eksportowym, obniżając koszt jednostkowy transportu i ułatwiając etapowe zwiększanie przepustowości terminalu.

**Na potrzeby niniejszego raportu przyjęto, że przepustowość terminalu CO<sub>2</sub> odpowiada 3 mln ton rocznie, co stanowi ok. 70% celu NZIA dla Polski na 2030 rok (tj. 4,3 mln ton rocznie).** Założenie to zapewnia spójność z unijnymi celami dotyczącymi rozwoju infrastruktury wychwytywania i składowania dwutlenku węgla. Jednocześnie, zgodnie z dokumentacją przygotowaną przez spółkę ORLEN, w pierwszym etapie realizacji projektu (*stage 1*) terminal oraz powiązana infrastruktura miały być zaprojektowane z przepustowością około 3 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie w okresie 2027-2030. Takie etapowe podejście odzwierciedla stopniowe uruchamianie systemu w fazie początkowej i było uzasadnione w scenariuszu, w którym terminal pełniłby funkcję eksportową - obsługując transport CO<sub>2</sub> do podmorskich złóż składowiskowych zlokalizowanych poza terytorium Polski.

#### Parametry techniczne

**Terminal eksportowo-importowy CO<sub>2</sub> w Gdańsku mógłby zostać zaprojektowany w oparciu o parametry techniczne zbliżone do referencyjnych instalacji europejskich, takich jak Rotterdam, Antwerpia czy Øygarden,** z uwzględnieniem współczesnych standardów średniociśnieniowych. W projektach tego typu zakłada się przepustowość rzędu 3-5 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie, co odpowiada 8-14 tysiącom ton dziennie. Taka skala pozwala na obsługę zarówno dużych emitentów przemysłowych, jak i zintegrowanych klastrów przemysłowych. W praktyce oznacza to konieczność zastosowania kilku równoległych linii skraplania pracujących w jednostopniowym obiegu chłodniczym, z co najmniej jednym modułem rezerwowym. Zapewnia to odporność systemu na planowe przerwy serwisowe i zmienność dostaw surowca.

**Zapotrzebowanie na energię i powierzchnię w terminalach tej klasy kształtuje się w przedziałach typowych dla średniociśnieniowych instalacji kriogenicznych.** Szacuje się, że jednostkowe zużycie energii elektrycznej wynosi 80-90 kWh na tonę CO<sub>2</sub> w procesie

skraplania oraz dodatkowo 5-10 kWh/t na pompy i systemy pomocnicze, co daje łącznie 90-100 kWh/tCO<sub>2</sub>. Dla przepustowości około 4 mln t rocznie przekłada się to na zapotrzebowanie mocy w wysokości 45-55 MW. Całkowita powierzchnia technologiczna może wynieść 15-20 ha, w tym obszary składowiskowe, chłodnicze i strefy bezpieczeństwa. Bufor składowiskowy dla nowoczesnych terminali średniociśnieniowych obejmuje 2-3 dni pracy, co oznacza 16-20 tys. m<sup>3</sup> dla instalacji o przepustowości 3 Mt/rok

**Technologia terminalu obejmuje kolejne etapy: przyjęcie CO<sub>2</sub> z rurociągu, uzdatnianie, skraplanie, składowanie i załadunek, stanowiące zintegrowany ciąg kriogeniczny.** Dwutlenek węgla trafia do terminalu rurociągiem w fazie gęstej (dense phase) przy ciśnieniu rzędu 80-120 bar. W sekcji wejściowej terminalu następuje kontrolowane rozprężenie CO<sub>2</sub> do zakresu 15-20 bar, z integracją chłodu rozprężania z układem skraplania, co zmniejsza zapotrzebowanie energetyczne instalacji. Dalsze procesy są zoptymalizowane w celu minimalizacji strat energii oraz utrzymania wysokiej czystości strumienia CO<sub>2</sub> wymaganego dla dalszego transportu.

**Kluczowym etapem jest uzdatnianie i osuszanie, które zapewnia trwałość i bezpieczeństwo pracy instalacji kriogenicznych.** W tym procesie zawartość pary wodnej zredukowana jest do 20-30 ppm, a ewentualne zanieczyszczenia, takie jak H<sub>2</sub>S czy NO<sub>x</sub>, są usuwane przy użyciu filtrów adsorpcyjnych. Zabieg ten zapobiega tworzeniu hydratów lodowych oraz korozji w instalacjach niskotemperaturowych. Dzięki temu skroplony CO<sub>2</sub> spełnia standardy jakości wymagane w europejskich systemach transportu rurociągowego i morskiego.

**Proces skraplania prowadzony jest w jednostopniowych układach chłodniczych o wysokiej sprawności energetycznej, opartych zazwyczaj na obiegu amoniakalnym lub kaskadowym.** Typowy przebieg obejmuje schłodzenie CO<sub>2</sub> do około -30°C do -35°C przy ciśnieniu ok. 17 bar, co pozwala utrzymać stabilną fazę ciekłą, bez wchodzenia w fazę gęstą wymagającą znacznie wyższych ciśnień. W projektach tego typu stosuje się obiegi chłodnicze umożliwiające odzysk ciepła odpadowego. Systemy te pozwalają uzyskać stabilne warunki pracy, ograniczając jednocześnie emisje i zużycie energii. Typowa stopa odparowania (boil-off) wynosi 0,1-0,2% objętości zbiornika na dobę, a odparowany CO<sub>2</sub> jest zawracany do układu reliquefakcji.

**Załadunek statków stanowi końcowy etap łańcucha technologicznego.** Kriogeniczne ramiona załadunkowe umożliwiają kontrolowany transfer CO<sub>2</sub> do zbiornikowców, a linie parowe powrotu (*vapour return lines*) pozwalają zawrócić gaz odparowany do instalacji reliquefakcji. Cały proces odbywa się w układzie zamkniętym, co minimalizuje emisje. System awaryjnego odcięcia (ESD-2) i czujniki temperatury oraz ciśnienia zapewniają zgodność z procedurami bezpieczeństwa wymaganymi w systemach MRV (Monitoring, Reporting and Verification).

**Składowiska buforowe są niezbędnym elementem terminalu, zapewniającym stabilność pracy pomiędzy ciągłym napływem CO<sub>2</sub> z instalacji przemysłowych a okresowym harmonogramem żeglugi.** W praktyce oznacza to budowę zespołu zbiorników kriogenicznych o łącznej pojemności 16-20 tys. m<sup>3</sup>, co odpowiada 2-3 dniom przeciętnego przepływu. Zbiorniki projektowane są jako poziome lub pionowe konstrukcje stalowe, izolowane, przystosowane do pracy w temperaturze -30°C do -40°C i ciśnieniu 15-20 bar, wykonane z niskotemperaturowej stali węglowej spełniającej wymagania normy EN 14620. Parametry te zapewniają trwałość konstrukcji oraz ograniczają straty termiczne.

**Konfiguracja terminalu może być dostosowana do uwarunkowań lokalnych - od w pełni lądowej po pływającą lub mieszaną.** Wariant lądowy pozostaje najprostszym i najbardziej rozpowszechnionym rozwiązaniem, w którym wszystkie instalacje - od skraplania po załadunek - zlokalizowane są na terenie portu. Zapewnia on wysoką stabilność operacyjną i najniższe ryzyko techniczne, lecz wymaga większej powierzchni i zasilania o dużej mocy. Wariant kombinowany zakłada przeniesienie części instalacji, zwykle składowania, na barkę cumowaną przy nabrzeżu, co zmniejsza zapotrzebowanie na teren i pozwala na etapowe zwiększanie przepustowości. Takie rozwiązania stosowane są w portach o ograniczonej powierzchni, jak Antwerpia, i pozwalają na łatwiejsze dopasowanie infrastruktury do rosnącego wolumenu eksportu CO<sub>2</sub>. Barki mogą pełnić funkcję bufora lub tymczasowego składowiska dla instalacji lądowych. W pełni pływający terminal (*floating export terminal*) przenosi wszystkie procesy - skraplanie, składowanie i załadunek - na jednostkę pływającą, co zwiększa elastyczność systemu. Tego rodzaju rozwiązania, inspirowane technologią FLNG, pozwalają skrócić czas budowy do 2-3 lat i ograniczyć nakłady inwestycyjne, ale generują wyższe koszty eksploatacji oraz wymagają dodatkowych zabezpieczeń cumowniczych. W warunkach portu Gdańsk wariant ten może być rozważany w dłuższej perspektywie jako moduł uzupełniający dla rozwiniętego terminalu lądowego.

**Tabela 17. Warianty architektury terminalu CO<sub>2</sub> w Gdańsku: porównanie wymagań i kosztów (lądowy, kombinowany, pływający)**

Kryterium oceny	Wariant lądowy ( <i>onshore</i> )	Wariant kombinowany ( <i>onshore + floating</i> )	Wariant pływający ( <i>floating terminal</i> )	Komentarz / wnioski techniczne
Zapotrzebowanie na teren (ha)	15-20 ha (pełna infrastruktura)	8-12 ha (redukcja o ~40%)	< 5 ha (tylko przyłącze nabrzeżne)	Gdańsk dysponuje rezerwą gruntów portowych → wariant lądowy jest realny.
Czas realizacji	4-5 lat	3-4 lata	<b>2-3 lata</b>	Budowa barki / FLCO <sub>2</sub> skraca czas realizacji o ~40%.
Elastyczność rozbudowy	4 / 5	<b>5 / 5</b>	<b>5 / 5</b>	Modułowe jednostki pływające mogą być łatwo dodawane w fazie II.
Złożoność logistyki	<b>2 / 5</b>	3 / 5	4 / 5	Terminal pływający wymaga skoordynowanego zarządzania rotacją statków.
Możliwość przeniesienia / relokacji	1 / 5	3 / 5	<b>5 / 5</b>	Barki i FLCO <sub>2</sub> mogą być przeniesione lub odsprzedane po okresie kontraktowym.
Zgodność z istniejącą infrastrukturą portową	<b>5 / 5</b>	4 / 5	3 / 5	Port Gdańsk umożliwia pełną integrację z energetyką i transportem kolejowym.

**Źródło:** Zestawienie przygotowano na podstawie przeglądu projektów *Northern Lights (Øygarden)*, *Antwerp@C*, *Porthos* i *Greensand* oraz publikacji IEAGHG i UKCCSRC.

**Najbardziej uzasadnionym wariantem technicznym dla terminalu CO<sub>2</sub> w Gdańsku jest konfiguracja lądowa, która zapewnia optymalną równowagę między kosztami,**

**bezpieczeństwem i możliwością rozbudowy.** Wariant ten wykorzystuje dostępność terenów portowych o powierzchni 15-20 hektarów i istniejącą infrastrukturę energetyczną oraz kolejowo-drogową, co pozwala na integrację z systemem krajowym bez konieczności dużych inwestycji w nowe nabrzeża. Infrastruktura w pełni lądowa minimalizuje ryzyko techniczne związane z eksploatacją instalacji kriogenicznych w warunkach morskich, zapewnia stabilne warunki pracy przez cały rok i umożliwia ścisłą kontrolę procesów pomiarowych i środowiskowych (MRV). Z ekonomicznego punktu widzenia wariant ten osiąga najniższe koszty operacyjne - około 58 mln euro rocznie - oraz pełną zgodność z wymogami unijnymi w zakresie bezpieczeństwa i raportowania emisji.

**Wariant kombinowany, łączący elementy lądowe i pływające, stanowi atrakcyjną opcję przejściową w przypadku wzrostu wolumenów po 2030 roku.** Przeniesienie części składowania na barkę pozwala zmniejszyć zapotrzebowanie na teren portowy o około 40%, a jednocześnie zwiększa elastyczność operacyjną. Rozwiązanie to jest szczególnie przydatne w fazie rozbudowy terminalu, gdy przepustowość wzrośnie do 6-8 Mt CO<sub>2</sub> rocznie. Doświadczenia portu Antwerp@C wskazują, że jednostki pływające mogą działać jako bufor składowiskowy lub pomocniczy terminal załadunkowy przy minimalnych zmianach w głównej infrastrukturze lądowej. W warunkach Gdańska wariant ten mógłby zostać wdrożony jako „drugi moduł” po zakończeniu pierwszej fazy inwestycji, utrzymując bezpieczeństwo operacyjne na wysokim poziomie przy umiarkowanym wzroście kosztów.

**W pełni pływający terminal stanowi innowacyjną, lecz bardziej ryzykowną alternatywę, która może znaleźć zastosowanie w dalszym horyzoncie po 2035 roku.** Zastosowanie jednostki FLCO<sub>2</sub> - analogicznej do pływających terminali LNG - pozwala na redukcję czasu budowy o 30-40% i przenoszenie instalacji w zależności od potrzeb systemu. To rozwiązanie zwiększa elastyczność krajowej sieci CCS, umożliwiając relokację aktywów w reakcji na rozwój nowych źródeł emisji lub składowisk CO<sub>2</sub>. Jednakże większa złożoność techniczna, ryzyko operacyjne w warunkach morskich oraz wyższe koszty utrzymania czynią z tego wariantu raczej instrument strategicznego rozszerzenia systemu, a nie bazowej konfiguracji terminalu. W praktyce opcja pływająca powinna być rozważana jako długofalowe uzupełnienie systemu o mobilne moduły buforowe, a nie jako alternatywa dla infrastruktury stacjonarnej.

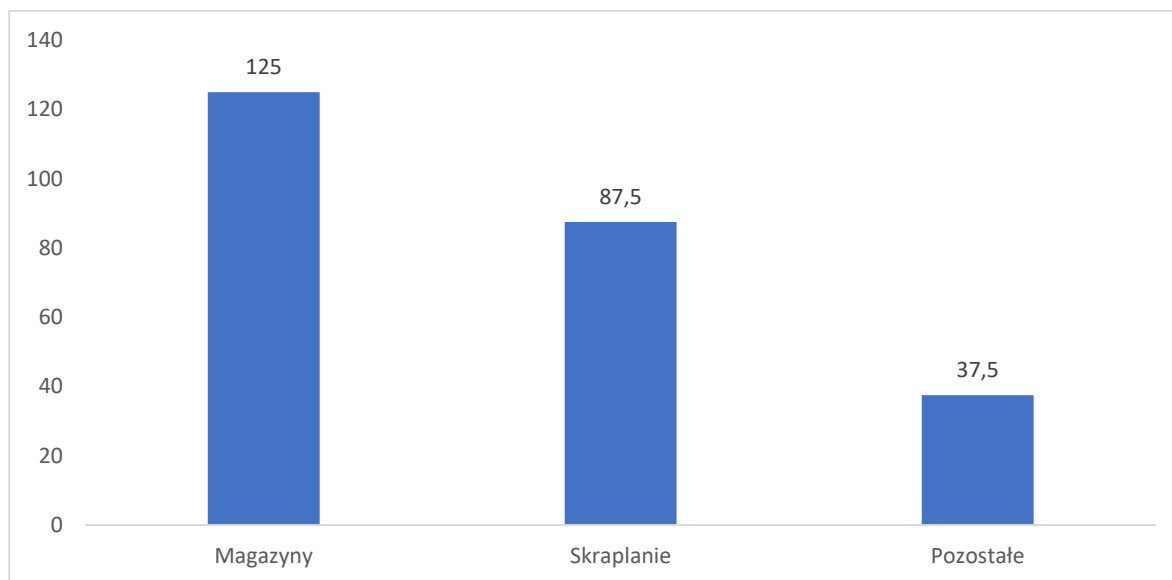
**Wnioski strategiczne dla polityki publicznej wskazują, że terminal w Gdańsku powinien być rozwijany etapowo, z zachowaniem możliwości przyszłej modularyzacji i integracji pływających jednostek.** Faza pierwsza (do 2030 r.) powinna obejmować budowę pełnej infrastruktury lądowej o przepustowości 4 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, natomiast kolejne etapy (po 2035 r.) mogą zakładać dodanie modułów pływających dla zwiększenia mocy eksportowej i elastyczności logistycznej. Takie podejście zapewni równowagę między stabilnością inwestycji a adaptacyjnością systemu, umożliwiając Polsce stopniowe włączenie się w europejską sieć CCS przy minimalnym ryzyku technologicznym i finansowym.

#### Struktura i charakter kosztów inwestycyjnych

**Szacunki kosztów inwestycyjnych dla terminalu CO<sub>2</sub> w Gdańsku opierają się na porównaniach z projektami realizowanymi w Europie Północnej.** Analizy tych przedsięwzięć wskazują, że całkowite nakłady inwestycyjne (CAPEX) dla terminali o przepustowości 3-5 Mt CO<sub>2</sub> rocznie mieszczą się zazwyczaj w przedziale 200-400 mln EUR (Ramboll, 2025). W tej strukturze największy udział - około 40-50 proc. - stanowią składowiska buforowe LCO<sub>2</sub>. Kolejne są instalacje skraplania, które obejmują sprężarki, chłodnice i układy amoniakalne, i odpowiadają za ok 30-40 proc. całości. Kolejne 15-20 proc. przypada na składowiska buforowe LCO<sub>2</sub>, infrastrukturę załadunkową i systemy pomocnicze (chłodzenie, pompowanie, sterowanie). Tego rodzaju struktura kosztów odzwierciedla doświadczenia z

projektów portowych w Norwegii i Belgii, gdzie najdroższym elementem inwestycji są magazyny i systemy kriogeniczne, wymagające wysokiego zużycia energii i zaawansowanej automatyki.

**Rysunek 17. Struktura kosztów inwestycyjnych terminalu CO<sub>2</sub> w reżimie Medium-P (15-20 bar, -35 °C)**



**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie IEAGHG (2020, 2022), UKCCSRC (2023), Ramboll (2025) oraz benchmarków projektowych (Northern Lights, Antwerp@C, Porthos). Przyjęto średnie zużycie energii 90-110 kWh/t CO<sub>2</sub> i cenę energii 120 EUR/MWh; zakres OPEX 12-15 EUR/t CO<sub>2</sub> odzwierciedla bieżącą literaturę i praktykę eksploatacyjną. Wartości mają charakter orientacyjny do celów porównawczych.

**Koszty operacyjne (OPEX) terminali CO<sub>2</sub>, według danych z projektów zagranicznych, są zdominowane przez zużycie energii elektrycznej i utrzymanie infrastruktury kriogenicznej.** W terminalach o podobnej skali i technologii typu *Medium-Pressure* (15-20 bar, -35 °C) energia elektryczna stanowi od 50 do 70 proc. całkowitych kosztów operacyjnych. Średnie zużycie energii wynosi 60-70 kWh na tonę CO<sub>2</sub> (w reżimie pre-pressurized)<sup>84</sup>, co przy cenach około 120 EUR/MWh (przyjętych dla obliczeń polskich) odpowiada rocznym wydatkom na poziomie ok. 22 mln EUR. Pozostałe koszty obejmują chłodzenie wodą (3-4 m<sup>3</sup>/t CO<sub>2</sub>), utrzymanie systemów reliquefakcji, czyszczenia i kontroli pomiarów, a także serwis instalacji sprężarek i pomp. Analizy UKCCSRC (2023)<sup>85</sup>, Ramboll<sup>86</sup>, oraz IEAGHG (2023)<sup>87</sup>

<sup>84</sup>

[https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c07a24f40f0b67052a55bf9/BEIS\\_Shipping\\_CO2.pdf#:~:text=with%20the%20goal%20to%20use,pressurised](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c07a24f40f0b67052a55bf9/BEIS_Shipping_CO2.pdf#:~:text=with%20the%20goal%20to%20use,pressurised)

<sup>85</sup><https://ukccsrc.ac.uk/wp-content/uploads/2023/04/Jasmin-Kemper-UKCCSRC-Spring-2023-conference.pdf>

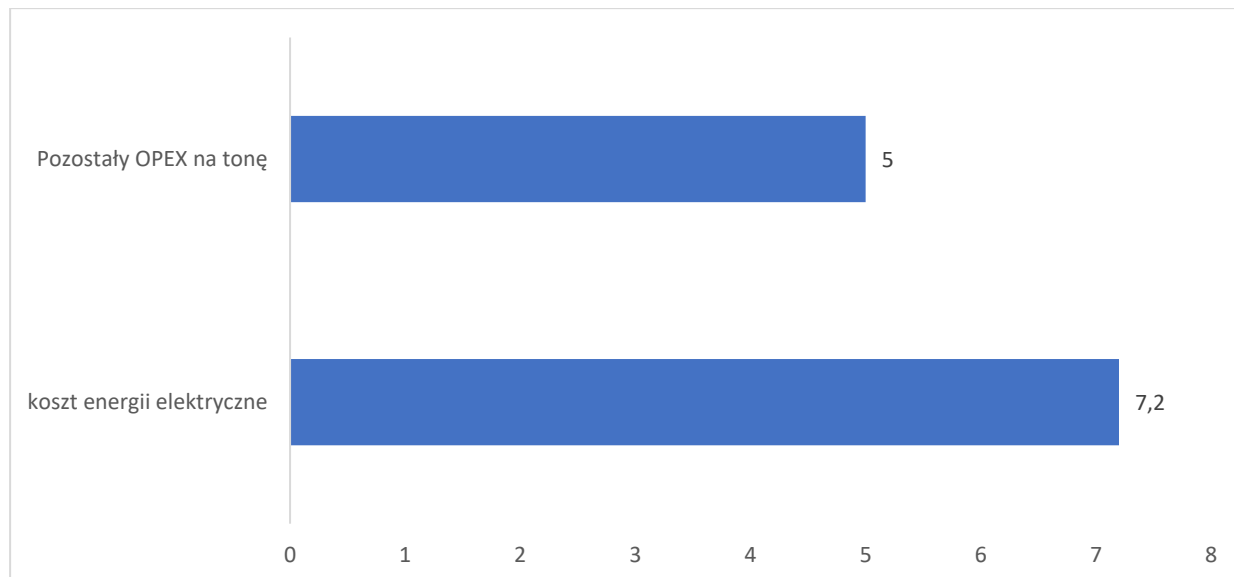
<sup>86</sup>

[https://webinar.ramboll.com/files/111494394-attachment/Ramboll\\_Transport%20and%20Storage%20CCUS%20Webinar\\_May%202025.final.pdf#:~:text=1%20MTPA%203%20MTPA%20Liquefaction,M%E2%82%AC%2Fy%5D%20%2059](https://webinar.ramboll.com/files/111494394-attachment/Ramboll_Transport%20and%20Storage%20CCUS%20Webinar_May%202025.final.pdf#:~:text=1%20MTPA%203%20MTPA%20Liquefaction,M%E2%82%AC%2Fy%5D%20%2059)

<sup>87</sup><https://publications.ieaghg.org/technicalreports/2023-04%20Components%20of%20CCS%20Infrastructure%20-%20Interim%20CO2%20Holding%20Options.pdf>

potwierdzają, że całkowity OPEX dla terminali tej klasy kształtuje się w granicach 12-15 EUR/t CO<sub>2</sub>, przy czym największy potencjał redukcji dotyczy kosztów energii.

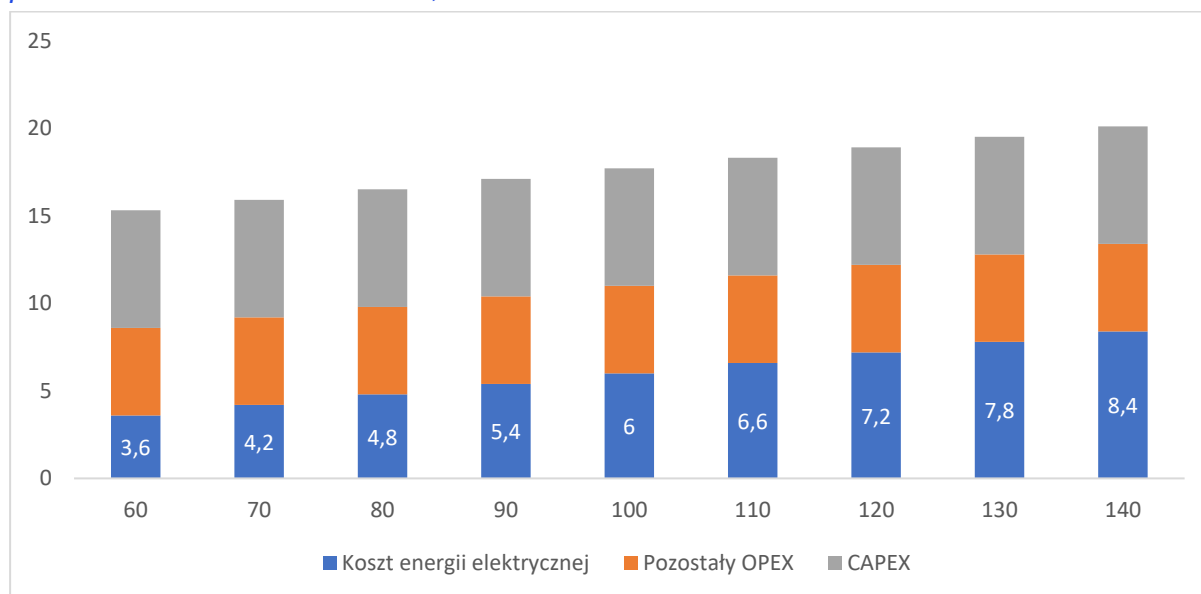
**Rysunek 18. Struktura kosztów operacyjnych terminalu CO<sub>2</sub> w reżimie Low-P (6-8 bar, -50 °C)**



**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie IEAGHG (2020, 2022), UKCCSRC (2023) oraz benchmarków projektowych (Northern Lights, Antwerp@C, Porthos). Przyjęto średnie zużycie energii 90-110 kWh/t CO<sub>2</sub> i cenę energii 120 EUR/MWh; zakres OPEX 12-15 EUR/t CO<sub>2</sub> odzwierciedla bieżącą literaturę i praktykę eksploatacyjną. Wartości mają charakter orientacyjny do celów porównawczych.

**Parametry finansowe przyjęte dla zagranicznych projektów CCS stanowią odniesienie dla szacunków opłacalności terminalu w Gdańsku.** W projektach współfinansowanych z CEF Energy i Innovation Fund przyjmuje się zazwyczaj realną stopę dyskontową (WACC) 6-7 proc. oraz okres zwrotu 25-30 lat. Dla terminalu o koszcie 250 mln EUR roczny koszt kapitału odpowiada 30 proc. wartości inwestycji, czyli ok. 50 mln EUR. Po połączeniu z kosztami operacyjnymi daje to łączny koszt jednostkowy rzędu 20 EUR/t CO<sub>2</sub>, zgodny z wartościami raportowanymi przez IEAGHG i BEIS dla terminali Medium-P. Struktura finansowania tego typu inwestycji jest zróżnicowana - połowę stanowią środki prywatne (operatorzy, porty, koncerny energetyczne), a drugą połowę dotacje i pożyczki preferencyjne z funduszy unijnych. W praktyce wsparcie publiczne może obniżyć koszt użytkownika, co zwiększa atrakcyjność ekonomiczną przedsięwzięcia.

**Rysunek 19. Wrażliwość opłaty terminalowej (EUR/t CO<sub>2</sub>) na cenę energii elektrycznej oraz poziom CAPEX: wariant Gdańsk, 3 Mt/rok**



**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie IEAGHG/UKCCSRC; Wyniki mają charakter scenariuszowy do porównań między wariantowych.

**Analizy projektów zagranicznych wskazują, że terminale CO<sub>2</sub> są najbardziej wrażliwe na zmienność cen energii elektrycznej i skali inwestycji.** Wzrost ceny energii z 80 do 100 EUR/MWh może zwiększyć koszt operacyjny o 2-3 EUR/t CO<sub>2</sub>, natomiast spadek do 60 EUR/MWh obniża go o podobną wartość. Z kolei zmiana nakładów inwestycyjnych w zakresie ±20 proc. (200-400 mln EUR) przekłada się na zmianę opłaty terminalowej o ok. ±2,5 EUR/t. Dodatkowym czynnikiem ryzyka jest wydajność operacyjna systemów załadunku - w projektach IEAGHG i UKCCSRC przyjmuje się, że obniżenie tempa przeładunku z 600 do 450 t/h zwiększa koszty jednostkowe o 1-1,5 EUR/t. Analiza wrażliwości powinna więc stanowić część przyszłego studium FEED dla Gdańska, uwzględniającą zarówno scenariusze cen energii, jak i efektywność eksploatacyjną terminalu.

### Harmonogram realizacji terminalu CO<sub>2</sub> w Gdańsku

**Skuteczne uruchomienie i operacjonalizacja terminalu portowo-kriogenicznego wymaga zastosowania wieloetapowego procesu projektowego.** Cykl realizacji projektu obejmuje sekwencyjną progresję przez siedem odrębnych faz: wstępne studium wykonalności, wstępny projekt technologiczny (Pre-FEED), szczegółowy projekt technologiczny (FEED), proces uzyskiwania pozwoleń regulacyjnych oraz podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej (FID), inżynierię, zamówienia i budowę (EPC), rozruch i testy wydajnościowe, a ostatecznie przejście do eksploatacji komercyjnej. Każda faza jest oparta na fundamentach technicznych, finansowych i regulacyjnych ustanowionych na etapie poprzednim, przy czym kluczowe punkty decyzyjne determinują progresję do kolejnych

etapów. Harmonogram realizacji dla scenariusza bazowego, przedstawiony poniżej, odzwierciedla międzynarodowe najlepsze praktyki dla porównywalnych projektów infrastruktury kriogenicznej, jednocześnie uwzględniając krajowe wymogi regulacyjne oraz procesy konsultacji z interesariuszami. Zrozumienie temporalnych i technicznych wymogów każdej fazy rozwoju projektu jest niezbędne dla efektywnego planowania, mitygacji ryzyka oraz zapewnienia zgodności oczekiwań interesariuszy w zakresie harmonogramów realizacji i wymogów mobilizacji zasobów.

**Faza wstępna (Pre-FEED) terminalu CO<sub>2</sub> w Gdańsku mogłaby rozpocząć się najwcześniej po przeprowadzeniu pełnego studium wykonalności, które dopiero pozostaje do wykonania.** Dotychczasowe prace przygotowawcze ograniczyły się do częściowego studium wykonalności zrealizowanego przez Orlen, który następnie wycofał się z projektu. Dostępne wyniki nie pozwalają na potwierdzenie możliwości technicznego lub ekonomicznego wykorzystania istniejącej infrastruktury. Dlatego konieczne jest przeprowadzenie nowego, kompleksowego *feasibility study*, które mogłoby rozpocząć się najwcześniej w 2026 roku. Analiza ta powinna określić warianty lokalizacyjne i techniczne oraz zakres potencjalnej współpracy z krajowymi i zagranicznymi partnerami.

**Faza Pre-FEED stanowiłaby kolejny etap prac przygotowawczych, obejmujący opracowanie koncepcji technicznych i kosztowych terminalu.** Etap ten mógłby rozpocząć się po uzyskaniu wyników studium wykonalności, a więc najwcześniej w 2026-2027 roku i potrwać około roku. Celem Pre-FEED byłoby opracowanie wstępnych założeń projektowych, analiz lokalizacyjnych, kosztów inwestycyjnych oraz prognoz przepustowości terminalu. Wyniki tej fazy stanowiłyby podstawę do oceny czy projekt może przejść do fazy szczegółowego projektowania. Harmonogram jej realizacji zależałby od dostępności danych o krajowych źródłach CO<sub>2</sub> i wyników dialogu z potencjalnymi odbiorcami usług terminalowych.

**Faza projektowania front-end (FEED) mogłaby rozpocząć się po zakończeniu Pre-FEED i dostarczyć pełną dokumentację techniczną i kosztową inwestycji.** Etap FEED, trwający zazwyczaj około roku, obejmowałby opracowanie szczegółowych projektów technologicznych - w tym instalacji skraplania CO<sub>2</sub>, składowisk, systemów bezpieczeństwa i infrastruktury portowej. W realistycznym scenariuszu mógłby on zostać przeprowadzony w latach 2027-2028, zakładając pomyślne zakończenie analiz przygotowawczych i dostępność finansowania. Dokumentacja FEED umożliwiłaby rozpoczęcie procedur administracyjnych i środowiskowych oraz przygotowanie do decyzji inwestycyjnej.

**Decyzja inwestycyjna (FID) mogłaby zostać podjęta po uzyskaniu pełnej dokumentacji projektowej i zezwoleń administracyjnych.** W praktyce moment ten stanowi najbardziej niepewny etap cyklu inwestycyjnego. Uzyskanie pozwoleń, umów z dostawcami i odbiorcami CO<sub>2</sub> oraz finansowania może potrwać kilka lat. W scenariuszu optymistycznym decyzja FID mogłaby zapaść około 2029 roku, lecz tempo tego procesu będzie zależać od ram regulacyjnych, dostępności środków unijnych i stopnia koordynacji między stronami zaangażowanymi w projekt.

**Etap realizacji (EPC) i uruchomienie terminalu mogłyby zająć kolejne cztery do pięciu lat, prowadząc do rozpoczęcia działalności w połowie lat 30.** Faza EPC obejmowałaby wykonanie projektu wykonawczego, zamówienia sprzętu oraz budowę nabrzeża, składowisk i instalacji kriogenicznych. Po jej zakończeniu nastąpiłby rozruch technologiczny (*commissioning*), obejmujący testy i kalibrację systemów

bezpieczeństwa, który potrwałby 12-18 miesięcy. Przy takim przebiegu prac terminal mógłby rozpocząć działalność operacyjną około 2034 roku, umożliwiając Polsce włączenie się w europejski łańcuch wartości CCS i eksport krajowych strumieni CO<sub>2</sub> do zagranicznych składowisk geologicznych.

**Perspektywa uruchomienia przed 2030 rokiem pozostaje mało prawdopodobna.** Scenariusz zakładający rozpoczęcie operacji do 2030 r. wymagałby natychmiastowego FID oraz wyjątkowo sprawnej budowy trwającej nie dłużej niż pięć lat - co nie znajduje potwierdzenia w doświadczeniach europejskich. Northern Lights i Porthos realizowały swoje inwestycje przez ok. dziewięć lat od studium do uruchomienia, a Antwerp@C i Greensand - w podobnych przedziałach czasowych. Nawet przy zastosowaniu trybu *fast-track* skrócenie całego cyklu poniżej siedmiu lat pozostaje mało realne. Dlatego rok 2033 należy uznać za najbardziej prawdopodobny horyzont operacyjny, zapewniający wystarczające bezpieczeństwo techniczne, zgodność regulacyjną i koordynację z partnerami w europejskim systemie CCS.

**Koordynacja z projektami powiązаныmi stanowi warunek konieczny dla terminowego uruchomienia terminalu.** Jego funkcjonowanie zależy od równoległego postępu po stronie zakładów wychwytu CO<sub>2</sub> w Polsce (np. Lafarge, ORLEN) oraz gotowości składowisk geologicznych w krajach partnerskich. Opóźnienia któregokolwiek z tych elementów mogą skutkować przestojem infrastruktury terminalowej. Minimalizacja ryzyka wymaga zawierania długoterminowych umów (*offtake agreements*) między źródłami wychwytu a operatorami składowisk. Przykładem skutecznego podejścia jest kontrakt Yara-Northern Lights, podpisany już w 2022 roku, który pozwolił zsynchronizować prace inwestycyjne po obu stronach łańcucha.

**Tabela 18. Harmonogram przygotowania i budowy terminalu CO<sub>2</sub> w Gdańsku — wariant bazowy**

Etap projektu	Zakres prac	Szacunkowy czas trwania	Orientacyjny termin
<b>Analizy wykonalności (Feasibility study)</b>	Pełne studium wykonalności obejmujące analizę techniczną, ekonomiczną i lokalizacyjną; weryfikacja możliwości wykorzystania infrastruktury; warianty realizacji projektu	~1-1,5 roku	<b>najwcześniej od 2026 roku</b>
<b>Faza wstępna (Pre-FEED)</b>	Koncepcje techniczne, studia lokalizacyjne, analizy kosztów i przepustowości, wstępne założenia operacyjne	~1-1,5 roku	<b>2026-2027/28 (po feasibility study)</b>
<b>Projektowanie FEED</b>	Szczegółowy <i>front-end engineering design</i> , projekty instalacji i infrastruktury, dokumentacja techniczna i kosztowa, przygotowanie do pozwoleń	~1 rok	<b>2027-2028</b>
<b>Pozwolenia i decyzja inwestycyjna (FID)</b>	Decyzje środowiskowe i budowlane, zawarcie umów z partnerami, zapewnienie finansowania, podjęcie FID	~1-2 lata (częściowo równoległe z FEED)	<b>2028-2029</b>
<b>Realizacja EPC (budowa)</b>	Projekt wykonawczy, zamówienia urządzeń kriogenicznych, budowa nabrzeża, składowisk, instalacji skraplania i połączeń transportowych	~4-5 lat	<b>2029-2033</b>

<b>Rozruch i testy (Commissioning)</b>	Testy urządzeń, próby załadunku, kalibracja systemów bezpieczeństwa, synchronizacja z dostawcami CO <sub>2</sub> i operatorami statków	~1-1,5 roku	<b>2033-2034</b>
<b>Uruchomienie operacyjne</b>	Pełna eksploatacja terminalu - eksport/import CO <sub>2</sub> na skalę komercyjną ( <i>phase 1</i> ~3 Mt/rok)	-	<b>około 2034-2035 roku</b>

**Terminal morski CO<sub>2</sub> stanowi „most” łączący krajowe źródła wychwyty z zagranicznymi składowiskami geologicznymi, co pozwala utrzymać ciągłość redukcji emisji zanim uruchomione zostaną składowiska onshore/offshore w Polsce. Ta sama infrastruktura może także służyć importowi CO<sub>2</sub> do krajowych składowisk, jeżeli ich profil kosztowy i dostępność mocy wtryskowych okażą się konkurencyjne w skali regionu. Dzięki temu terminal wzmacnia elastyczność i odporność całego systemu CCUS.**

### Realizacja rurociągu na dno Bałtyku

**W przypadku braku możliwości składowania CO<sub>2</sub> na lądzie, rurociąg do złóż geologicznych w basenie Morza Bałtyckiego stanowi najbardziej efektywny wariant dla realizacji celu 4,3 Mt CO<sub>2</sub> rocznie.** Analizy wykonane na podstawie rozmów z interesariuszami przemysłowymi oraz porównania modeli transportu wskazują, że przy planowanym wolumenie 4,3 Mt CO<sub>2</sub> rocznie rurociąg zapewnia niższy całkowity koszt transportu (LCO<sub>2</sub>t) i większą stabilność operacyjną niż terminal morski z żeglugą. Rurociąg osiąga przewagę kosztową przy przepływach powyżej 3 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, podczas gdy rozwiązania portowo-morskie są korzystne jedynie w początkowej fazie rozwoju systemu lub przy rozproszonych, małoskalowych źródłach emisji. W kontekście krajowej infrastruktury i celów dekarbonizacyjnych, rurociąg stanowi zatem optymalną opcję dla stabilnego przesyłu dużych wolumenów CO<sub>2</sub> z obszarów przemysłowych północnej Polski do złóż w basenie Bałtyku.

**Uwarunkowania geograficzne i geologiczne Morza Bałtyckiego sprzyjają rozwojowi rurociągów łączących ląd z podmorskimi strukturami składowiskowymi.** Wyniki projektu badawczego BASTOR2 wskazują, że południowy Bałtyk dysponuje znaczącym potencjałem składowania — szacowanym na około 16 mld ton CO<sub>2</sub> — w kambryjskich formacjach piaskowcowych Faludden i Deimena. Struktury te znajdują się relatywnie blisko wybrzeża: typowa odległość lokalizacji wtryskowych od lądu wynosi 80-120 km. Taka konfiguracja sprzyja budowie średniodystansowych rurociągów, które pozwalają uniknąć kosztów związanych z transportem morskim, skraplaniem i przeładunkiem. Zmniejszona liczba etapów logistycznych redukuje ryzyko operacyjne i upraszcza proces regulacyjny, co jest istotne dla inwestycji infrastrukturalnych w sektorze CCS.

**Czynniki regulacyjne w regionie dodatkowo wzmacniają przewagę krajowych połączeń rurociągowych nad terminalami eksportowymi.** Eksport CO<sub>2</sub> do składowania w innych akwenach morskich wciąż napotyka bariery wynikające z ograniczonego wdrożenia poprawki do London Protocol z 2009 r., która umożliwia transgraniczne przemieszczanie CO<sub>2</sub> w celach sekwestracji. Choć niektóre państwa stosują ją tymczasowo, brak pełnej ratyfikacji zwiększa niepewność inwestycyjną dla projektów opartych na żegludze. Równolegle toczą się prace nad interpretacją zapisów Konwencji Helsińskiej (HELCOM) w kontekście składowania pod dnem Bałtyku, co może wydłużyć proces pozyskiwania zezwoleń dla terminali. W rezultacie,

inwestycje w rurociągi krajowe, obejmujące przesył bezpośrednio z emitenta do złoża, są obecnie łatwiejsze do realizacji i charakteryzują się niższym ryzykiem prawnym.

**Koszt budowy rurociągu CO<sub>2</sub> z Gdańska do podmorskich składowisk na Bałtyku szacowany jest na kilkaset milionów euro i obejmuje złożoną strukturę kosztów kapitałowych (CAPEX).** Szacunki kosztów budowy infrastruktury przesyłowej dla dwufazowego CO<sub>2</sub> wskazują, że dla podmorskiego rurociągu o długości 180 km i dużej przepustowości (rzędu 10-20 MtCO<sub>2</sub>/rok), całkowite nakłady inwestycyjne mogą sięgać 300-340 mln euro (ZEP, 2019)<sup>88</sup>. Dla planowanego połączenia z Gdańska na ok. 120-130 km do formacji geologicznej pod Bałtykiem, koszty te mogą być proporcjonalnie niższe, jednak i tak przekraczają próg 200 mln euro, zależnie od średnicy rurociągu i technologii. Nowsze szacunki (CATF/Element Energy, 2021) sugerują koszt 2-5 mln EUR/km, co daje przedział 240-600 mln EUR. CAPEX obejmuje zarówno fizyczną instalację rurociągu, jak i systemy sprężania, osuszania oraz przyłączenia do infrastruktury zatłaczającej pod dnem morskim.

**Koszty operacyjne (OPEX) w przypadku rurociągów CO<sub>2</sub> są relatywnie niskie i zazwyczaj nie przekraczają kilku procent wartości inwestycyjnej rocznie.** Stałe koszty operacyjne obejmują utrzymanie rurociągu, energię do sprężarek, inspekcje techniczne (np. z wykorzystaniem inteligentnych tłoków), monitoring systemów ciśnienia oraz nadzór operatorów. Analiza ZEP (2011) wskazuje, że roczny koszt OPEX dla morskiego rurociągu 180 km wynosi ok. 4-5 mln euro. CATF/Element Energy (2021) potwierdza te szacunki, wskazując na jednostkowy koszt transportu w granicach 2-8 EUR/tCO<sub>2</sub>. Takie parametry kosztowe sprawiają, że rurociągi są efektywne przy dużych i stabilnych wolumenach przesyłanych emisji.

**Dopełnieniem struktury kosztów są nakłady związane z przygotowaniem dokumentacji środowiskowej, uzyskaniem zezwoleń oraz spełnieniem wymogów regulacyjnych w zakresie składowania CO<sub>2</sub>.** W Polsce obowiązek zabezpieczenia finansowego dla operatorów składowisk geologicznych który szacuje się na około 15 euro za tonę CO<sub>2</sub>. Oznacza to konieczność rezerw finansowych rzędu dziesiątek milionów euro przy zatłaczaniu kilku milionów ton rocznie. Wymagania te są obecnie przedmiotem rewizji legislacyjnej. Ponadto kosztowne są same procedury środowiskowe i techniczne - przygotowanie raportów OOS, badania sejsmiczne, modelowanie zbiorników - niezbędne do uzyskania licencji zatłaczania zgodnie z prawem UE.

**Koszty końcowe projektu obejmują jego zamknięcie, rekultywację oraz monitoring post-operacyjny zgodnie z wymogami przepisów unijnych.** Po zakończeniu fazy zatłaczania operator zobowiązany jest do monitorowania integralności zbiornika przez co najmniej 20-30 lat. Wydatki te mogą sięgać kilku milionów euro rocznie. Ostateczne zamknięcie składowiska wymaga zatkania odwiertów zgodnie z technologią *plug-and-abandon* oraz formalnego przekazania odpowiedzialności państwu po spełnieniu warunków bezpieczeństwa. Koszt dezaktywacji infrastruktury rurociągowej może być ograniczony poprzez jej pozostawienie *in situ*, co wymaga odrębnej oceny środowiskowej.

**Terminale morskie mogą pełnić uzupełniającą rolę w systemie CCS, lecz nie powinny być podstawą realizacji celu 4,3 Mt CO<sub>2</sub> rocznie.** Dla mniejszych emitentów lub w fazie pilotażowej terminale mogą zapewniać elastyczność i umożliwiać stopniowe włączanie nowych źródeł do systemu. Jednak w przypadku dużych, stałych strumieni CO<sub>2</sub> z przemysłu ciężkiego, ich koszt i złożoność przewyższają potencjalne korzyści. Dlatego w średnim horyzoncie czasowym — do 2035 r. — kluczowe jest skoncentrowanie działań na budowie

<sup>88</sup> <https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/2020/02/Cost-of-storage-1.pdf>

bezpośrednich połączeń rurociągowych między klastrami przemysłowymi a strukturami składowymi w południowym Bałtyku. Takie rozwiązanie jest zgodne zarówno z celami NZIA, jak i z zasadą efektywności ekonomicznej w polityce dekarbonizacji przemysłu.

## Scenariusze rozwoju infrastruktury szkieletowej CCUS

**Infrastruktura szkieletowa CCUS składa się z czterech komponentów: węzłów załłączania (hubów), rurociągów zbiorczych i magistralnych, składowisk geologicznych oraz elementów eksportowych.** Węzły załłączania pełnią funkcję punktów agregacji CO<sub>2</sub> z wielu źródeł przemysłowych, umożliwiając kompresję i wstępne oczyszczanie strumienia gazowego przed dalszym transportem. Rurociągi zbiorcze (feedery) łączą poszczególne instalacje z węzłami, podczas gdy magistrale przesyłowe transportują zagregowany CO<sub>2</sub> do miejsca składowania lub terminala eksportowego. Składowiska geologiczne obejmują struktury lądowe (akwifery solankowe, wyczerpane złoża) oraz morskie pod dnem Bałtyku. Element eksportowy stanowi terminal w Gdańsku z instalacją skraplania i nabrzeżem załadunkowym dla tankowców CO<sub>2</sub>.

**Dla Polski analizowane są trzy scenariusze składowania, które różnią się lokalizacją docelową, wymaganą infrastrukturą i harmonogramem realizacji.** Scenariusz I zakłada składowanie w strukturach lądowych na terytorium Polski. Scenariusz II przewiduje składowanie pod dnem Morza Bałtyckiego w polskiej strefie ekonomicznej. Scenariusz III opiera się na eksporcie do zagranicznych składowisk w regionie Morza Północnego. Scenariusze nie są wzajemnie wykluczające - docelowy system CCUS może łączyć elementy wszystkich trzech opcji, z przypisaniem poszczególnych klastrów do optymalnej ścieżki w zależności od ich lokalizacji, gotowości inwestycyjnej i dostępności składowisk w danym horyzoncie czasowym.

**Priorytetyzacja czasowa zakłada rozpoczęcie redukcji emisji od eksportu, z uruchomieniem krajowych składowisk dopiero w połowie lat 30.** W świetle obecnego stanu prac regulacyjnych i barier społecznych składowanie geologiczne CO<sub>2</sub> na lądzie lub pod dnem Bałtyku nie jest realistyczne przed 2033-2035 rokiem. W latach 2025-2033 głównym wektorem redukcji pozostaje zatem scenariusz eksportowy, wykorzystujący terminal w Gdańsku i dostępne moce składowisk w Morzu Północnym (Northern Lights, Aramis, Bifrost). Taka sekwencja pozwala Polsce rozpocząć faktyczną dekarbonizację przemysłu bez oczekiwania na rozwiązanie wszystkich barier krajowych, jednocześnie budując kompetencje operacyjne i infrastrukturę, którą można później przekierować do rodzimych składowisk.

**Całkowity koszt CCS dla polskich emitentów przemysłowych mieści się w przedziale 80-280 EUR/t CO<sub>2</sub>, przy czym wybór scenariusza składowania stanowi główny czynnik różnicujący.** Scenariusz onshore generuje najniższe koszty: 80-160 EUR/t dla wolumenu 18 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, co wynika z krótkich dystansów transportowych i niskich kosztów składowania lądowego (20 EUR/t). Scenariusz bałtycki podnosi koszty o 30-50 EUR/t względem wariantu lądowego, osiągając poziom 140-220 EUR/t ze względu na rekompresję, rurociąg podmorski i wyższe koszty operacyjne offshore. Eksport do Morza Północnego przekracza 180 EUR/t dla wszystkich instalacji, a dla emitentów peryferyjnych zbliża się do 280 EUR/t, gdzie dominującym składnikiem staje się fracht morski (60 EUR/t).

**Struktura kosztów różni się między scenariuszami, zmieniając relatywną wagę poszczególnych komponentów łańcucha wartości.** W scenariuszu onshore wychwyt CO<sub>2</sub> odpowiada za 50-70% kosztu całkowitego, transport rurociągowy stanowi 10-25%, a składowanie z zabezpieczeniem finansowym, stałe 16 EUR/t niezależnie od sektora emitenta (Tabela 17). W scenariuszu bałtyckim rośnie udział transportu (magistrala lądowo-morska 20-50 EUR/t) i pojawiają się dodatkowe koszty rekompresji (10 EUR/t) oraz składowania offshore (46 EUR/t). W scenariuszu eksportowym dominuje fracht morski, który wyrównuje koszty

między emitentami niezależnie od ich położenia w kraju - różnica między najtańszym a najdroższym emitentem nie przekracza 80 EUR/t i wynika wyłącznie z technologii wychwytu.

**Tabela 19. Struktura kosztów według scenariusza (EUR/t CO<sub>2</sub>)**

Komponent	Onshore	Offshore Morze Bałtyckie	Offshore Morze Północne
Wychwył		49-95	
Transport rurociągowy	6-35		20-55
Rekompresja	-	10	-
Terminal eksportowy	-	-	15-20
Fracht morski	-	-	60
Składowanie	20	30	35
Zabezpieczenie finansowe	16	-	około 2034-2035 roku
Zakres całkowity	80-160	140-220	180-280

Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

### Scenariusz I: Składowanie onshore w Polsce

Scenariusz krajowy onshore zakłada wykorzystanie polskich składowisk geologicznych na lądzie, co pozwala uniknąć kosztów eksportu i zależności od zagranicznej infrastruktury. Polska dysponuje potwierdzonymi strukturami o łącznej pojemności przekraczającej 2 Gt CO<sub>2</sub>, zlokalizowanymi głównie w trzech regionach: formacje śląskie (Częstochowa, Cieszyn-Czechowice), struktury centralnej Polski (Konary, Kamionki) oraz basen bełchatowski (Zaosie, Budziszewice). Bliskość składowisk do głównych klastrów przemysłowych - 20-150 km - przekłada się na niskie koszty transportu rurociągowego (5-35 EUR/t). Barięą pozostaje brak operacyjnych składowisk i niejasna ścieżka uzyskiwania pozwoleń administracyjnych, co przesunęwa realny start operacyjny do 2034-2035 roku.

Geograficzna dystrybucja kosztów w scenariuszu onshore wykazuje przewagę emitentów zlokalizowanych w Polsce południowej i centralnej. Instalacje w województwach śląskim, opolskim i świętokrzyskim osiągnęją najniższe koszty całkowite (80-120 EUR/t), co wynika z bezpośredniej bliskości formacji geologicznych. Emitenci w Polsce północnej i wschodniej ponoszą koszty wyższe o 30-50 EUR/t ze względu na większe odległości transportowe. Instalacje chemiczne produkujące amoniak (Anwil, Puławy, Police) utrzymują przewagę kosztową niezależnie od lokalizacji - wysokie stężenie CO<sub>2</sub> w strumieniu procesowym (>90%) obniża koszt wychwytu do poziomu 45-55 EUR/t.

Potencjalna etapizacja scenariusza onshore przewiduje trzy fazy rozbudowy, rozpoczynając od klastrów z najkrótszą drogą do składowisk. Etap 1 (2034-2035) obejmuje Klaster Bielawy i Hub Płock, wykorzystując pobliskie w odległości 50-120 km. CAPEX tej fazy wynosi 394-475 mln EUR. Etap 2 (2035-2038) łączy Klaster Ożarów z magistralą do struktur o średniej odległości, dodając 4 Mt CO<sub>2</sub>/rok przy CAPEX 0,8-1,0 mld EUR. Etap 3 (po 2040) obejmuje Klaster Góraźdze z magistralą do potencjalnych składowisk w województwie śląskim, z siecią na poziomie 12-13 Mt CO<sub>2</sub>/rok.

Po uwzględnieniu emisji własnych łańcucha CCS koszt netto unikania emisji w scenariuszu onshore wzrasta do 90-100 EUR/t. Emisje z energii na wychwyty, sprężanie, odwodnienie i tłoczenie wynoszą 0,10-0,12 t CO<sub>2</sub> na każdą tonę wychwyconą przy obecnej emisyjności krajowej energii elektrycznej (~650 kg CO<sub>2</sub>/MWh). Efektywnie unikamy zatem 0,88-0,90 t na tonę wychwyconą. W miarę dekarbonizacji miksu elektroenergetycznego różnica między kosztem brutto a netto będzie się zawężać, ale w horyzoncie pierwszego etapu należy ją uwzględnić w analizach opłacalności projektów.

### Scenariusz II: Składowanie offshore w polskiej strefie Morza Bałtyckiego

Scenariusz offshore zakłada składowanie CO<sub>2</sub> pod dnem Morza Bałtyckiego w polskiej EEZ, co wymaga zbudowania infrastruktury morskiej, ale zachowuje suwerenność Polski nad całym łańcuchem CCUS. Docelową lokalizacją jest obszar B3 w środkowym Bałtyku, gdzie istniejąca infrastruktura złoża Petrobaltic może zostać zaadaptowana do zatłaczania CO<sub>2</sub> po zakończeniu wydobywania ropy. Szacunki BASTOR II wskazują pojemność ~1,9 Gt CO<sub>2</sub> w formacjach kambryjskich basenu bałtyckiego. Warunkiem powodzenia jest rozwiązanie barier prawnych - Konwencja Helsińska wymaga uzyskania międzynarodowej zgody na podmorskie składowanie, co może nastąpić najwcześniej w latach 2030-2032.

Rozkład przestrzenny kosztów w scenariuszu bałtyckim ulega odwróceniu względem wariantu onshore - najkorzystniejszy profil kosztowy wykazują emitenci z Polski północnej. Instalacje w rejonie Gdańska i Pomorza osiągają koszty całkowite poniżej 150 EUR/t dzięki minimalnym dystansom do terminala w Gdańsku. Klaster południowy (Góraźdze, Ożarów) są obciążone kosztami magistrali o długości 400-500 km, co podnosi ich całkowite koszty do poziomu 180-220 EUR/t. Różnica kosztowa między emitentami północnymi a południowymi przekracza 50 EUR/t dla porównywalnych instalacji, co fundamentalnie zmienia strategię priorytetyzacji klastrów względem scenariusza lądowego.

Infrastruktura Etapu 1 scenariusza offshore obejmuje magistralę lądową (300-330 km) od hubów Janikowo i Płock do Gdańska oraz rurociąg podmorski (~120 km) do struktury B3. Szacowany CAPEX wynosi 0,8 mld EUR (magistrala lądowo-morska ~0,6 mld + adaptacja platformy ~0,2 mld), przy OPEX ~18 mln EUR/rok uwzględniającym operacje offshore. System umożliwi składowanie ~3 Mt CO<sub>2</sub>/rok pod dnem Bałtyku, eliminując emisje procesowe z Płocka i Kujaw. Jednostkowy koszt brutto wynosi 100-105 EUR/t, a po uwzględnieniu emisji własnych łańcucha (0,14-0,16 t CO<sub>2</sub> na tonę wychwyconą) koszt netto wzrasta do 115-120 EUR/t.

### Scenariusz III: Eksport do składowisk zagranicznych

Scenariusz eksportowy zakłada transport CO<sub>2</sub> do operacyjnych lub planowanych składowisk w regionie Morza Północnego, co umożliwi najszybsze rozpoczęcie redukcji emisji kosztem wyższych nakładów operacyjnych i zależności od infrastruktury zagranicznej. Northern Lights w Norwegii jest jedynym operacyjnym projektem przyjmującym kontrakty już obecnie; do 2030

roku dołączą Aramis (Holandia), Bifrost (Dania) i Acorn (UK). Łączna dostępna pojemność zagranicznych składowisk przekroczy 20 Mt/rok do końca dekady. Dla polskich emitentów wymaga to zbudowania terminala eksportowego w Gdańsku z instalacją skraplania i nabrzeżem załadunkowym.

Eksport CO<sub>2</sub> do składowisk w regionie Morza Północnego generuje najwyższe całkowite koszty spośród analizowanych scenariuszy. Dominującym komponentem kosztowym staje się fracht morski (60 EUR/t), jednakowy dla wszystkich emitentów niezależnie od ich lokalizacji w Polsce. Koszty terminalowe (skraplanie, składowanie tymczasowe, załadunek) dodają 15-20 EUR/t, a składowanie zagraniczne kosztuje 35 EUR/t. Całkowite koszty dla najtańszych instalacji chemicznych zaczynają się od 180 EUR/t, dla sektorów cementowego i stalowego przekraczają 220 EUR/t, a dla emitentów peryferyjnych zbliżają się do 280 EUR/t (Wykres 8).

Rozkład geograficzny kosztów w scenariuszu eksportowym charakteryzuje się najmniejszym zróżnicowaniem między emitentami. Dominujący udział frachtu morskiego niweluje różnice wynikające z położenia geograficznego w kraju - o konkurencyjności emitenta decyduje przede wszystkim sektor przemysłowy i związany z nim koszt wychwytu, nie zaś lokalizacja. Różnica między najtańszym a najdroższym emitentem nie przekracza 80 EUR/t. Taka struktura kosztowa oznacza, że w scenariuszu eksportowym instalacje produkujące amoniak lub posiadające czyste strumienie CO<sub>2</sub> z procesów chemicznych mają systematyczną przewagę nad cementowniami i hutami.

Etap 1 scenariusza eksportowego (2030-2033) obejmuje budowę terminala w Gdańsku o przepustowości 3 Mt CO<sub>2</sub>/rok oraz magistrali od hubów Janikowo i Płock. Terminal składa się z instalacji skraplania (chłodzenie do -50°C, 15 bar), zbiorników tymczasowego składowania (30 000 m<sup>3</sup>) i nabrzeża załadunkowego dla tankowców CO<sub>2</sub>. CAPEX terminala wynosi ~0,6 mld EUR, magistrali ~0,5 mld EUR, łącznie ~1,1 mld EUR. OPEX sięga ~30 mln EUR/rok, uwzględniając koszty energii kriogenicznej i frachtu statków. Start operacyjny możliwy jest w horyzoncie 2030-2033, w zależności od tempa budowy i dostępności slotów w składowiskach norweskich lub duńskich.

## Podsumowanie

Scenariusz onshore jest najkorzystniejszy ekonomicznie, oferując najniższe koszty jednostkowe i pełną krajową kontrolę nad łańcuchem CCUS, ale wymaga przyspieszenia prac regulacyjnych i budowy akceptacji społecznej. Scenariusz offshore jest droższy o ~20-25% i zależy od rozwiązania barier prawnych Konwencji Helsińskiej, ale pozwala osiągnąć wyższe local content w zakresie składowania. Scenariusz eksportowy pozwala rozpocząć redukcje emisji już w 2030 roku, korzystając z zagranicznych składowisk, lecz za cenę najwyższych kosztów operacyjnych i braku budowania krajowych kompetencji geologicznych.

**Tabela 20.** Porównanie scenariuszy infrastruktury CCUS w Polsce

Parametr	Onshore	Offshore Morze Bałtyckie	Offshore Morze Północne
Wolumen emisji (Etap 1)	3,0 Mt/rok	3,0 Mt/rok	3,0 Mt/rok

Główne element infrastruktury (Etap 1)	2 huby (Janikowo, Płock); 2 magistrale do pobliskich składowisk	2 huby; 1 magistrala lądowa + 1 podmorska do obszaru B3 (lub ekwiwalentnego)	2 huby; 1 magistrala; terminal morski
CAPEX (Etap 1)	ok. 0,5 mld EUR	ok. 0,8 mld EUR	ok.1,1 mld EUR
OPEX (Etap 1)	10-15 mln EUR/rok	17-23 mln EUR/rok	30 mln EUR/rok
CAC brutto	80-90 EUR/t CO <sub>2</sub>	100-105 EUR/t CO <sub>2</sub>	120-130 EUR/t CO <sub>2</sub>
CAC netto	90-100 EUR/t CO <sub>2</sub>	115-120 EUR/t CO <sub>2</sub>	150-160 EUR/t CO <sub>2</sub>
Zgodność z celem NZIA	Tak, lecz po 2033-2035	Tak, lecz po 2033-2035	Możliwa częściowa do 2030

Źródło: Opracowanie własne na podstawie modelowania kosztowego.

Rekomendowana strategia łączy elementy wszystkich trzech scenariuszy w podejściu sekwencyjnym. Do 2033 roku Polska powinna oprzeć się na eksporcie (terminal Gdańsk), równolegle przygotowując własne składowiska onshore i offshore. Od 2034-2035 roku następuje przejście do składowania krajowego, z wykorzystaniem już zbudowanej infrastruktury transportowej. Taka elastyczna ścieżka minimalizuje ryzyko opóźnień w dekarbonizacji, jednocześnie budując długoterminową bazę infrastrukturalną opartą na rodzimych zasobach geologicznych, które stanowią trwalsze i tańsze rozwiązanie w perspektywie 2040-2050.

## Bibliografia

- Aramis CO<sub>2</sub> Transport and Storage. (2024). *Aramis/L10 CCS project description (NL)*.
- Barnard M., *The Realistic Future Of Carbon Capture: Pure Streams, Right Locations, Smart Uses*, CleanTechnica, 6.11.2025.
- CCUS.pl; CCUS ZEN (projekty UE). (2020-2024). *Raporty i wyniki - identyfikacja struktur o pojemności >50 Mt CO<sub>2</sub>*.
- Clean Air Task Force & Element Energy. (2021). *European CO<sub>2</sub> transport network and costs: System-level assessment*.
- CO<sub>2</sub> Storage Kalundborg (Equinor/Ørsted/Nordsøfonden). (2024). *Onshore CO<sub>2</sub> storage potential in Denmark*.
- ECO<sub>2</sub>CEE. (2024). *Concept note: CO<sub>2</sub> export terminal Gdańsk* (konceptcja/analiza).
- European Commission. (2023). *Union list of Projects of Common Interest (PCI)* (edycja z pozycjami CCS/CO<sub>2</sub>).
- European Commission. (2024). *Regulation establishing a Union certification framework for carbon removals (CRCF)*.
- European Commission. (2024). *Innovation Fund - calls and award decisions (large-scale projects)*.
- European Commission. (2024). *Guidance Documents to the CCS Directive*.
- European Environment Agency. (2023). *EU ETS data viewer: Verified emissions 2022* [dataset]. EEA.
- European Parliament & Council of the European Union. (2009). *Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide (CCS Directive)*.
- European Parliament & Council of the European Union. (2023). *Regulation (EU) 2023/2405 on ensuring a level playing field for sustainable air transport (ReFuelEU Aviation)*.
- European Parliament & Council of the European Union. (2024). *Regulation on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing — Net-Zero Industry Act (NZIA)*.
- Fajardy, M., Greenfeild, C., Tweneboah Koduah, J., *CCUS projects around the world are reaching new milestones*. International Energy Agency, 30.4.2025.
- Główny Instytut Górnictwa (GIG). (2022). *CCUS 2050 dla Górnego Śląska — scenariusz badawczy/FEED (SU#01, SU#02)*.
- Government of the Republic of Poland & Government of the Republic of Lithuania. (2023). *Memorandum of Understanding on cooperation regarding CCS connections*.
- Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB) & ORLEN Petrobaltic. (2024). *Analiza pilotażu zatłaczania CO<sub>2</sub> do złoża B3 (WAG) — materiały techniczne*.

International Energy Agency. (2013). *Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage*. IEA.

International Energy Agency, *CCUS Projects Explorer*.

International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG). (2020). *Ship transport of CO<sub>2</sub>*. IEAGHG.

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2005). *Special report on carbon dioxide capture and storage* (B. Metz, O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, & L. A. Meyer, Eds.). Cambridge University Press.

Miniszewski, M., Pilszyk, M. (2024), *Czas na polski CCS? Szanse i wyzwania wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> w polskim przemyśle*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.

Northern Lights Joint Venture (Equinor, Shell, TotalEnergies). (2024). *Northern Lights CO<sub>2</sub> transport & storage project overview*.

Państwowy Instytut Geologiczny - PIB. (2022). *Wymogi i zabezpieczenia finansowe dla operatorów składowisk CO<sub>2</sub> w Polsce* (nota/opracowanie).

Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy. (2024). *Opracowania i bazy danych dot. potencjału składowania CO<sub>2</sub> w Polsce* [materiały instytutowe]. PIG-PIB.

Porthos JV (Gasunie, EBN, Port of Rotterdam). (2023). *Porthos: CO<sub>2</sub> transport and storage in Rotterdam*.

Project Bifrost (TotalEnergies & partners). (2024). *Bifrost CO<sub>2</sub> storage project (DK)*.

Project Greensand (INEOS & partners). (2024). *CO<sub>2</sub> storage in the Danish North Sea - Nini West field*.

*Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724.*

Sobkiewicz, M., Krawiec, K. (2025), *Przemysł net-zero. Dekarbonizacja bez utraty konkurencyjności*, Policy Paper, nr 4, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.

UK Carbon Capture and Storage Research Centre. (2023). *CO<sub>2</sub> shipping and terminals: technical briefing*. UKCCSRC.

Zero Emissions Platform. (2020). *The costs of CO<sub>2</sub> transport and storage in Europe* (ZEP Cost Report). ZEP.

Zero Emissions Platform. (2021). *The cost of CO<sub>2</sub> transport and storage*. ZEP.

Christianides, D., Bagaki, D. A., Timmers, R. A., Zrimec, M. B., Theodoropoulou, A., Angelidaki, I., ... & Barampouti, E. M. (2025). Biogenic CO<sub>2</sub> Emissions in the EU Biofuel and Bioenergy Sector: Mapping Sources, Regional Trends, and Pathways for Capture and Utilisation. *Energies*, 18(6), 1345.

Eurostat. (2024). *EU Energy Balance 2024*.

Gassnova. (2020). *Developing Longship: Lessons Learned from the Norwegian Full-Scale CCS Project*.

Hetmański, M. (2024). *Low- or zero-emission steel?* In strat.

- IEA. (2021). *Ammonia Technology Roadmap*. International Energy Agency.
- IEAGHG. (2020). *Monitoring and Modelling of CO<sub>2</sub> Storage*.
- IEAGHG. (2023). *Components of CCS Infrastructure - Interim CO<sub>2</sub> Holding Options*.
- IEAGHG. (2020). *Value of Emerging and Enabling Technologies in Reducing Costs, Risks and Timescales for CCS*.
- JRC. (2024). *Carbon capture, utilisation and storage in the European Union STATUS REPORT ON TECHNOLOGY DEVELOPMENT, TRENDS, VALUE CHAINS & MARKETS*. Joint Research Centre.
- KOBIZE. (2025). *Analiza rynku CO<sub>2</sub> - wrzesień 2025*.
- Krótki, A., Spietz, T., Dobras, S., Chwoła, T., Tatarczuk, A., Żórawski, D., ... & Hulisz, P. (2025). Carbon capture pilot study in Solvay soda ash process. *Applied Energy*, 380, 124995.
- Laskowski, K., Kopeć, J., & Krakowski, K. (2025). *Baza emisji przemysłowych w Polsce*. InStrat.
- Osundare, O. S., Teodoriu, C., Falcone, G., & Ichim, A. (2018). Estimation of plugging and abandonment costs based on different EU regulations with application to geothermal wells.
- Ramboll. (2025). *Transport and Storage CCUS - Webinar May 2025*.
- Clarksons Research & CCSA. (2024). Report on Updated Costs for CO<sub>2</sub> Ship Transport. Carbon Capture and Storage Association.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla.
- Songolzadeh, M., Soleimani, M., Ravanchi, M. T., & Kalantari, S. (2014). *Carbon capture and storage (CCS) technologies: A review*.
- Strojny, M., Suchodolski, P., Gładysz, P., & Nowak, W. (2025). Preliminary analysis of combining amine absorption and calcium-looping CO<sub>2</sub> capture in cement plant. *Energy*, 136361.
- Straelen, J. van, ... (2009). [Tytuł artykułu/raportu — dane nieznane].
- Solomon, M. D., Scheffler, M., Heineken, W., Ashkavand, M., & Birth-Reichert, T. (2024). Pipeline Infrastructure for CO<sub>2</sub> Transport: Cost Analysis and Design Optimization. *Energies*, 17(12), 2911.
- Van Straelen, J., Geuzebroek, F., Goodchild, N., Protopapas, G., & Mahony, L. (2010). CO<sub>2</sub> capture for refineries, a practical approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(2), 316-320.
- UK BEIS. (2018). *Shipping CO<sub>2</sub> - BEIS Report*.
- UKCCSRC. (2023). Kemper, J. *UKCCSRC Spring Conference Materials*.

U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (NETL). (2022). QGESS: Capital Cost Scaling Methodology (Revision 4). National Energy Technology Laboratory.

Zero Emissions Platform (ZEP). (2019). *The Cost of Sub-surface Storage of CO<sub>2</sub>*.

Zero Emissions Platform. (2020). *Cost of CO<sub>2</sub> Storage*.

Clean Air Task Force (CATF). (2024). *CCS Cost Tool / CCS resources*.

Energetyka24. (2025). *Orlen wycofuje się z projektu Polaris - możliwości magazynowania CO<sub>2</sub> mniejsze niż zakładano*.

## Załącznik 1

### Tabela przyporządkowania emitentów do klastrów

Lafarge Cement S.A. (Bielawy)	Bielawy
Lafarge Cement S.A. (Małogoszcz)	Bielawy
Nordkalk Wapno Sp. z o.o.	Bielawy
QEMETICA Soda Polska S.A.	Bielawy
Arcelormittal Poland S.A. (Dąbrowa Górnicza)	Góraźdże
Bioagra S.A.	Góraźdże
Cementownia "Odra" S.A.	Góraźdże
Cementownia "Warta" S.A.	Góraźdże
Cemex Polska Sp. z o.o.(Rudniki)	Góraźdże
CMC Poland Sp. z o.o.	Góraźdże
Góraźdże Cement S.A.	Góraźdże
Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A.	Góraźdże
Tameh Polska Sp. z o.o. (Dąbrowa Górnicza)	Góraźdże
Zakłady Wapiennicze Lhoist S.A. (Częstochowa)	Góraźdże
Zakłady Wapiennicze Lhoist S.A. (Góraźdże)	Góraźdże
Zakłady Wapiennicze Lhoist S.A. (Tarnów Opolski)	Góraźdże
Celsa "Huta Ostrowiec" Sp. z o.o.	Ożarów
Cement Ożarów S.A.	Ożarów
Dockerhoff Polska Sp. z o.o.	Ożarów
Grupa Azoty Zakłady Azotowe "Puławy" S.A.	Ożarów
Lhoist Bukowa Sp. z o.o.	Ożarów
Anwil S.A.	Płock
Orlen S.A. (Płock)	Płock
Orlen S.A. (Włocławek)	Płock
Arcelormittal Poland S.A. (Kraków)	Bez klastra
Cemex Polska Sp. z o.o. (Chełm)	Bez klastra
Grupa Azoty S.A.	Bez klastra
Grupa Azoty Zakłady Chemiczne "Police" S.A.	Bez klastra
Huta Łaziska S.A.	Bez klastra
PCC Rokita S.A.	Bez klastra
Rafineria Gdańska Sp. z o.o.	Bez klastra
Synthos Dwory 7 Sp. z o.o.	Bez klastra
Tameh Polska Sp. z o. o. (Kraków)	Bez klastra

## Zastrzeżenia

Niniejszy Raport nie stanowi opinii prawnej.

KPMG zastrzega, że przedstawione w niniejszym Raporcie rozwiązania mogą nie być wszystkimi możliwymi rozwiązaniami problemu przedstawionego przez Zamawiającego.

Pomimo, iż staramy się dostarczać dokładne i aktualne informacje, nie możemy zagwarantować, że takie informacje będą aktualne na dzień ich otrzymania lub że będą nadal aktualne w przyszłości. Nikt nie powinien podejmować decyzji na podstawie takich informacji bez odpowiedniego profesjonalnego doradztwa po dokładnym zbadaniu konkretnej sytuacji.

Informacje zawarte w niniejszym Raporcie zostały sporządzone na podstawie danych dostępnych publicznie, przekazanych przez Zamawiającego oraz aktualnych na dzień sporządzenia Raportu, regulacji i aktów prawnych. KPMG nie ponosi odpowiedzialności za zdezaktualizowanie się tych informacji w wyniku zmian prawnych następujących po dniu dostarczenia Raportu.

Zamawiający zobowiązany jest do niezależnej i krytycznej oceny przedstawionych przez KPMG wniosków zawartych w niniejszym Raporcie oraz ponosi wyłączną odpowiedzialność za podjęte na ich podstawie decyzje w szczególności w przypadku, gdy fakty i okoliczności różniłyby się od przedstawionych w niniejszym dokumencie. KPMG oraz pracownicy KPMG nie ponoszą odpowiedzialności za działania, lub ich brak, podjęte na podstawie informacji zawartych w niniejszym Raporcie.

KPMG zachowuje prawo do modyfikacji niniejszego Raportu w przypadku, gdy fakty i okoliczności brane pod uwagę przy sporządzaniu niniejszej analizy uległyby zmianie.

Analiza bazuje w całości na informacjach dostępnych publicznie oraz udostępnionych przez Zamawiającego. KPMG nie weryfikowało szczegółowo rzetelności i kompletności przedstawionych nam faktów i założeń. W przypadku, gdyby fakty, założenia i okoliczności uległy zmianie, wówczas nasz opis faktów i okoliczności należałoby uznać za niekompletny, a nasze rekomendacje mogłyby okazać się niewłaściwe.

Ostateczna decyzja, co do przyjęcia rekomendacji zawartych w Raporcie, należy do Zamawiającego, który musi uwzględniać również inne elementy nieobjęte analizą (zawartą w raporcie), od strony technologicznej, organizacyjnej oraz finansowej.



## Dane kontaktowe autorów

**Justyna Wysocka-Golec**

**Partner**

T +48 664 718 815

E [jwysocka-golec@kpmg.pl](mailto:jwysocka-golec@kpmg.pl)

**Anna Szczodra**

**Partner**

T +48 883 330 623

E [aszczodra@kpmg.pl](mailto:aszczodra@kpmg.pl)

**Jacek Chenczke**

**Dyrektor**

T +48 532 544 486

E [jchenczke@kpmg.pl](mailto:jchenczke@kpmg.pl)

**Piotr Tomaszewicz**

**Associate Director**

T +48 539 545 736

E [piotrtomaszewicz@kpmg.pl](mailto:piotrtomaszewicz@kpmg.pl)

**Adam Dyczkowski**

**Senior Manager**

T +48 788 834 579

E [adyczkowski@kpmg.pl](mailto:adyczkowski@kpmg.pl)

**Aneta Bąk**

**Senior Associate**

T +48 511 881 375

E [anetabak@kpmg.pl](mailto:anetabak@kpmg.pl)

**Damian Iwanowski**

**Ekspert**

**Krzysztof Orzechowski**

**Ekspert**

**kpmg.pl**

© 2025 KPMG Advisory Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k., polska spółka komandytowa i członek globalnej organizacji KPMG składającej się z niezależnych spółek członkowskich stowarzyszonych z KPMG International Limited, prywatną spółką angielską z odpowiedzialnością ograniczoną do wysokości gwarancji. Wszelkie prawa zastrzeżone.

Nazwa i logo KPMG są znakami towarowymi używanymi na podstawie licencji przez niezależne firmy członkowskie globalnej organizacji KPMG. Informacje zawarte w niniejszej publikacji mają charakter ogólny i nie odnoszą się do sytuacji konkretnej osoby lub firmy. Pomimo, iż staramy się dostarczać dokładne i aktualne informacje, nie możemy zagwarantować, że takie informacje będą aktualne na dzień ich otrzymania lub że będą nadal aktualne w przyszłości. Nikt nie powinien podejmować decyzji na podstawie takich informacji bez odpowiedniego profesjonalnego doradztwa po dokładnym zbadaniu konkretnej sytuacji.