

GO'50

NO.06/2025
ISSN 2720-5320

KLIMAT | SPOŁECZEŃSTWO | GOSPODARKA



GO'50

KLIMAT | SPOŁECZEŃSTWO | GOSPODARKA



Niniejszy dokument może być używany, kopiowany i rozpowszechniany, w całości lub w części, wyłącznie w celach niekomercyjnych i z zachowaniem praw autorskich, w szczególności ze wskazaniem źródła ich pochodzenia.

Prosimy o przesyłanie uwag, pytań lub komentarzy do dokumentu na adres: cake@kobize.pl

Zastrzeżenie: Ustalenia, interpretacje i wnioski wyrażone w tym dokumencie są ustaleniami autorów, a niekoniecznie organizacji, z którą autorzy są powiązani. Niniejszy dokument jest rozpowszechniany w nadziei, że będzie przydatny, ale IOŚ-PIB nie ponosi odpowiedzialności za jakiegokolwiek szkody powstałe w wyniku korzystania z jego treści.

W celu otrzymywania bezpośrednio numerów publikatora „GO2'50” oraz „Raportu z rynku CO₂” zachęcamy Państwa do zapisywania się do naszego **NEWSLETTERA**.



**Krajowy Ośrodek Bilansowania
i Zarządzania Emisjami**

Instytut Ochrony Środowiska
Państwowy Instytut Badawczy



Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych

Wydawca:

Instytut Ochrony
Środowiska-Państwowy
Instytut Badawczy

Krajowy Ośrodek
Bilansowania
i Zarządzania Emisjami

Redaktor naczelny:

Redaktor naczelny:
Robert Jeszke

Sekretarz redakcji:
Aneta Tylka

Adres:

ul. Słowicza 32
02-170 Warszawa, Polska

www.kobize.pl
e-mail: cake@kobize.pl

Sfinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.



Sfinansowano ze środków
**NARODOWEGO FUNDUSZU
OCHRONY ŚRODOWISKA
i GOSPODARKI WODNEJ**

GO₂50

Zespół Autorów pod redakcją Roberta Jeszke:



Robert Jeszke
Zastępca dyrektora IOŚ-PIB
ds. zarządzania emisjami,
Kierownik KOBIZE i CAKE



Dr Joanna E. Bukowska
Z-ca Kierownika KOBIZE



Maciej Pyrka
Kierownik Zespołu Strategii,
Analiz i Aukcji, Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE



Dr Maciej Cygler
Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE



Sebastian Lizak
Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE



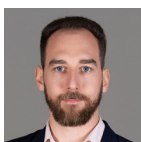
Marta Rostaniec
Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE



Aneta Tylka
Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE



Dr Wojciech Rabiega
Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE



Dr Szymon Wójcik
Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE



Dr Marzena Chodor
Zespół Instrumentów Polityki
Klimatycznej, Centrum Polityki
Klimatycznej i Mechanizmów
Redukcji Emisji, KOBIZE



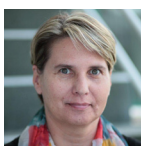
Piotr Dombrowicki
Zespół Instrumentów Polityki
Klimatycznej, Centrum Polityki
Klimatycznej i Mechanizmów
Redukcji Emisji, KOBIZE



Joanna Żabicka
Zespół Instrumentów Polityki
Klimatycznej, Centrum Polityki
Klimatycznej i Mechanizmów
Redukcji Emisji, KOBIZE



Agnieszka Gałań
Kierownik Zespołu Instrumentów
Polityki Klimatycznej, Centrum
Polityki Klimatycznej i Mechanizmów
Redukcji Emisji, KOBIZE



Anna Olecka
Kierownik Zespołu Inwentaryzacji
Emisji, Centrum Inwentaryzacji
Emisji i Analiz Przestrzennych,
KOBIZE



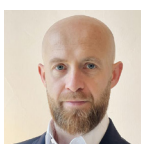
Marcin Żaczek
Zespół Inwentaryzacji Emisji,
Centrum Inwentaryzacji Emisji
i Analiz Przestrzennych, KOBIZE



Dr Paulina Grzelak
Adiunkt, Zespół Inwentaryzacji
Emisji, Centrum Inwentaryzacji
Emisji i Analiz Przestrzennych,
KOBIZE



Dr Iwona Kargulewicz
Adiunkt, Zespół Inwentaryzacji
Emisji, Centrum Inwentaryzacji
Emisji i Analiz Przestrzennych, KOBIZE



Janusz Rutkowski
Zespół Inwentaryzacji Emisji,
Centrum Inwentaryzacji Emisji
i Analiz Przestrzennych, KOBIZE



Jacek Skośkiewicz
Zespół Inwentaryzacji Emisji,
Centrum Inwentaryzacji Emisji
i Analiz Przestrzennych, KOBIZE



Piotr Lipka
Zespół Rozdziału Upoważnień
i Obsługi Mechanizmu Granicznego,
Centrum Zarządzania Systemami
Handlu Emisjami oraz Mechanizmem
Granicznym, KOBIZE



Justyna Tomczyk
Zespół Monitorowania i Weryfikacji
Emisji, Centrum Zarządzania
Systemem Handlu Emisjami
oraz Mechanizmem Granicznym,
KOBIZE



Małgorzata Nowakowska
Zespół Rozdziału Upoważnień
i Obsługi Mechanizmu Granicznego,
Centrum Zarządzania Systemami
Handlu Emisjami oraz Mechanizmem
Granicznym, KOBIZE

Spis treści

Wstęp	6
1. Analiza rynku uprawnień do emisji CO ₂ w systemie EU ETS: perspektywy i prognozy na 2026 r.	9
2. Pośredni cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na 2040 rok w nowelizacji Europejskiego prawa o klimacie	21
3. Wpływ systemu ETS2 na transport drogowy w początkowych latach obowiązywania – analiza scenariuszowa dla Polski	31
4. Jak zmieniła się emisja gazów cieplarnianych w Polsce od 1988 r.?	47
5. Społeczny Fundusz Klimatyczny i jego rola w sprawiedliwej transformacji energetycznej	65
6. CBAM 2.0. – Przyszłość mechanizmu po zmianach wprowadzonych pakietem Omnibus	81
7. Kwestie akredytacji i weryfikacji w CBAM	96
8. Rola mechanizmów finansowania w rozwoju projektów CDR w Europie i Polsce na tle implementacji ram CRCF	107
9. Paryski mechanizm kredytowania redukcji emisji PACM nabiera rozpędu	131
10. LIFE ENSPIRE „Integracja klimatyczna: możliwości i ograniczenia państw kandydujących (Bałkany, Ukraina, Mołdawia, Turcja) w dostosowaniu do polityki UE”	140
11. Wyzwania sprawiedliwej transformacji energetycznej na przykładzie Azji Środkowej	163

Wstęp

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej znajduje się obecnie w punkcie przełomowym, przy czym dotyczy to przede wszystkim sposobu jej realizacji, podczas gdy główne kierunki i cele pozostają w mocy. Z drugiej strony, coraz wyraźniej ujawniają się napięcia społeczne, gospodarcze i polityczne związane z kosztami transformacji, tempem zmian oraz ich wpływem na konkurencyjność przemysłu oraz poziom życia obywateli. Wprawdzie w dobie dezinformacji pojawia się sporo – niepopartych naukowymi dowodami – głosów kwestionujących globalne ocieplenie, to jednak poważna debata dotyczy pytania nie „czy”, a „jak” i „za jaką cenę” realizować cele klimatyczne w warunkach spowolnienia gospodarczego, niestabilnej sytuacji geopolitycznej oraz rosnącej presji społecznej.

Unia Europejska, realizując ambitne cele Porozumienia Paryskiego, konsekwentnie rozbudowuje i modyfikuje zestaw instrumentów służących ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych. W efekcie powstaje złożony ekosystem regulacji, mechanizmów rynkowych i narzędzi finansowych, których znaczenie będzie rosło w kolejnych dekadach. Reforma systemu EU ETS, uruchomienie mechanizmu CBAM, ustanowienie nowego celu redukcyjnego UE na 2040 r., czy przygotowania do startu ETS2 są już nie tylko działaniami regulacyjnymi, ale realnie oddziałują na rynki, przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe. Nie zaskakuje więc, że Komisja Europejska coraz częściej sygnalizuje potrzebę korekt i uproszczeń, czego wyrazem są m.in. pakiety Omnibus oraz rosnący nacisk na „sprawiedliwą transformację”. To wszystko sprawia, że polityka klimatyczna nadal pozostaje jednym z kluczowych obszarów decydujących o przyszłym modelu rozwoju Europy. Dla formalności jedynie powtórzmy, że w szczególności dotyczy to Polski – kraju o wciąż wysokim udziale paliw kopalnych w miksie energetycznym, relatywnie niskim poziomie dochodów gospodarstw domowych w porównaniu do średniej unijnej oraz dużej wrażliwości przemysłu na koszty energii i regulacje środowiskowe.

W oddawanym do rąk Czytelników kolejnym numerze publikacji GO₂'50 autorki i autorzy kontynuują wysiłek przybliżenia i aktualizacji kluczowych elementów unijnej polityki klimatycznej z perspektywy ich znaczenia dla Polski, uporządkowania tego krajobrazu oraz pokazania, w jaki sposób poszczególne elementy unijnej polityki klimatycznej zaczynają się zazębiać. Zebrane artykuły pokazują, że skutki decyzji podejmowanych na poziomie europejskim materializują się na poziomie krajowym: w cenach energii, kosztach transportu, strategiach przedsiębiorstw, planach inwestycyjnych samorządów oraz debacie publicznej. Zrozumienie tych mechanizmów jest warunkiem prowadzenia świadomej i opartej na faktach dyskusji o kierunku polskiej i unijnej transformacji.

Podstawowym narzędziem unijnej polityki klimatycznej pozostaje system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), który od blisko dwóch dekad wyznacza cenowy sygnał dla redukcji emisji w sektorach energochłonnych. W publikacji pokazano, że wchodzimy w nową fazę jego funkcjonowania. Wraz z malejącą podażą uprawnień, rozszerzeniem systemu na kolejne sektory oraz rosnącą rolą inwestorów finansowych, rynek EUA staje się coraz bardziej wrażliwy na decyzje regulacyjne i polityczne.

Analiza czynników fundamentalnych, regulacyjnych i technicznych pozwala lepiej zrozumieć, dlaczego cena emisji CO₂ nie jest już jedynie pochodną bieżącej koniunktury gospodarczej, lecz odzwierciedla długoterminowe oczekiwania wobec transformacji energetycznej. W naszej publikacji pokazano, że nadchodzące lata mogą przynieść istotne zmiany równowagi rynkowej uprawnień do emisji CO₂, wynikające z ograniczania podaży, rozszerzenia systemu na nowe sektory oraz zmian regulacyjnych. Dla Polski oznacza to rosnącą presję kosztową, ale jednocześnie coraz silniejszy bodziec do przyspieszenia inwestycji w niskoemisyjne źródła energii, efektywność energetyczną i modernizację przemysłu.

Równolegle Unia Europejska rozwija instrumenty mające chronić konkurencyjność przemysłu i zapobiegać ucieczce emisji poza jej granice. Mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM), choć wciąż znajduje się na etapie wdrażania i korekt legislacyjnych, staje się jednym z najbardziej dyskutowanych elementów pakietu klimatycznego. W publikacji przybliżono zarówno jego ogólne założenia, jak i techniczne aspekty funkcjonowania – w tym rolę weryfikatorów emisji oraz skutki ostatnich uproszczeń regulacyjnych. Z polskiej perspektywy CBAM ma znaczenie podwójne. Z jednej strony może ograniczać ryzyko utraty konkurencyjności przez krajowych producentów stali, cementu czy nawozów, z drugiej – nakłada nowe obowiązki administracyjne na importerów oraz instytucje krajowe. Artykuły poświęcone CBAM pokazują, że skuteczność tego instrumentu będzie w dużej mierze zależeć od zdolności administracyjnych, zarówno samej Komisji Europejskiej, jak i państw członkowskich, w tym Polski, do jego sprawnego wdrożenia i nadzoru.

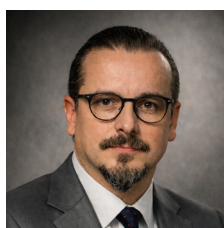
W niniejszym numerze nawiązujemy również do fundamentalnej debaty o długoterminowych celach klimatycznych UE, w tym o pośrednim celu redukcji emisji na 2040 r. Ustalanie celu redukcyjnego na 2040 r. ujawniło napięcia pomiędzy ambicją klimatyczną a obawami o koszty społeczne i gospodarcze transformacji. W tej dyskusji Polska wielokrotnie podnosiła te kwestie oraz potrzebę większej elastyczności w doborze ścieżek redukcyjnych. Analizy, do których się odwołujemy pokazują, że sposób podziału wysiłków pomiędzy sektory ETS i non-ETS oraz ewentualne wykorzystanie jednostek offsetowych mogą mieć kluczowe znaczenie dla możliwości realizacji ambitnych celów w warunkach krajowych. To właśnie na tym etapie kształtują się ramy, które w kolejnych latach będą determinować decyzje inwestycyjne i tempo dekarbonizacji.

W podobnym kontekście należy podkreślić rosnące znaczenie w tej układance technologii pochłaniania i usuwania dwutlenku węgla. Unijne ramy certyfikacji pochłaniania CO₂ (CRCF) otwierają przed Polską nowe możliwości – zarówno w zakresie rozwoju rolnictwa regeneratywnego, jak i wdrażania innowacyjnych technologii CDR w przemyśle i energetyce. W artykule dotyczącym tego obszaru pokazano, że nie jest to wyłącznie techniczny standard certyfikacyjny, lecz potencjalny impuls rozwojowy – także dla Polski – umożliwiający mobilizację kapitału, rozwój innowacji i tworzenie nowych rynków. Jednocześnie nie pomijamy barier: wysokich kosztów, braku krajowej strategii czy niskiej świadomości społecznej, chociaż odpowiednie wykorzystanie instrumentów finansowych UE może uczynić z CRCF ważny element polskiej polityki klimatycznej i innowacyjnej.

Nieustannie szczególnie wrażliwym obszarem transformacji pozostaje jej wymiar społeczny, a w nim skutki wprowadzenia systemu ETS2 obejmującego sektor budynków i transportu drogowego, co znacząco wpłynie na koszty życia w Polsce i o czym piszemy oraz debatujemy nie od dziś. Analizy zaprezentowane w niniejszym numerze pokazują, że choć skala wzrostu kosztów może być umiarkowana, to ich rozkład jest nierównomierny i bez odpowiednich działań ostonowych istnieje realne ryzyko pogłębienia ubóstwa energetycznego i transportowego. W tym kontekście Społeczny Fundusz Klimatyczny jawi się jako kluczowe i niezbędne narzędzie umożliwiające połączenie celów klimatycznych z zasadą sprawiedliwości społecznej, a odpowiednio zaprojektowane polityki ostonowe stają się warunkiem akceptacji dla transformacji.

Całość rozważań w niniejszym numerze dopełnia szersza perspektywa międzynarodowa – zarówno w kontekście globalnych mechanizmów kredytowania emisji wynikających z Porozumienia Paryskiego, jak i przygotowań państw kandydujących do UE do wdrożenia unijnej polityki klimatycznej. Nie zaskakuje, że europejskie regulacje coraz silniej oddziałują poza granicami Unii, wyznaczając standardy i tempo zmian u partnerów. Dla Polski, jako państwa granicznego UE i istotnego uczestnika debaty o przyszłości polityki klimatycznej, kwestie te mają znaczenie nie tylko geopolityczne, lecz także gospodarcze i regulacyjne.

Niniejszy numer został pomyślany jako przegląd najważniejszych wyzwań i dylematów polityki klimatycznej widzianych z perspektywy Polski. Polecając lekturę mamy świadomość, iż trudne lub niemożliwe wydaje się udzielanie prostych odpowiedzi na wszystkie pytania związane z transformacją klimatyczną, niemniej staramy się dostarczać naszym Czytelnikom narzędzi do lepszego zrozumienia mechanizmów, które już dziś kształtują przyszłość europejskiej gospodarki. Mamy nadzieję, że zebrane teksty pomogą spojrzeć na politykę klimatyczną nie tylko jako na zbiór regulacji, lecz jako na proces wymagający równowagi między ambicją, efektywnością i sprawiedliwością społeczną, który już dziś kształtuje warunki rozwoju polskiej gospodarki w nadchodzących dekadach.



Robert Jeszke

Zastępca dyrektora IOŚ-PIB ds. zarządzania emisjami,
Kierownik KOBIZE i CAKE



Analiza rynku uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS: perspektywy i prognozy na 2026 r.

Autorzy:

Sebastian Lizak, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE/CAKE

Analiza rynku uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS: perspektywy i prognozy na 2026 r.



Autor:
Sebastian Lizak

Słowa kluczowe: cena uprawnień do emisji, EUA, EU ETS, ETS2, aukcje, rezerwa MSR, popyt, podaż, emisje, rynek uprawnień CO₂

Streszczenie

Celem niniejszego artykułu jest identyfikacja kluczowych czynników fundamentalnych oraz technicznych, które mogą determinować cenę uprawnień do emisji CO₂ (EUA) w systemie EU ETS w 2026 r. Szczególny nacisk położono na analizę uwarunkowań podażowo-popytowych oraz czynników regulacyjnych, które w nadchodzącym roku mogą prowadzić do istotnych zmian równowagi rynkowej.

W pierwszej części artykułu dokonano analizy fundamentalnej rynku EU ETS, koncentrując się na czynnikach podażowych. Omówiono wpływ systematycznie malejącego limitu emisji w EU ETS, roli rezerwy MSR czy pełnego objęcia sektora morskiego obowiązkiem umorzeń uprawnień. Dodatkowo przeanalizowano mechanizm sprzedaży uprawnień w celu sfinansowania funduszu RRF w ramach tzw. frontloadingu i potencjalne korekty wolumenów aukcyjnych, które mogą jeszcze bardziej ograniczyć faktyczną podaż uprawnień na rynku pierwotnym.

W drugiej części artykułu zidentyfikowano kluczowe czynniki popytowe, które mogą istotnie wpłynąć na bilans rynkowy upraw-

nień w 2026 r. Obejmują one prognozowaną wielkość emisji w sektorach objętych EU ETS, rosnące znaczenie strategii hedgingowych przemysłu w warunkach spadku przydziałów bezpłatnych uprawnień, zwiększony popyt ze strony sektora morskiego, obowiązki wynikające z mechanizmu CBAM oraz coraz większą aktywność instytucji finansowych. Zestawienie tych elementów z ograniczoną podażą wskazuje na ryzyko wystąpienia strukturalnego deficytu uprawnień w 2026 r.

W trzeciej części artykułu omówiono czynniki polityczne i regulacyjne, które mogą dodatkowo oddziaływać na postrzeganie rynku uprawnień EUA przez inwestorów w 2026 r. Szczególną uwagę poświęcono planowanej rewizji dyrektywy EU ETS oraz mechanizmu MSR, doświadczeniom związanym z rewizją ETS2 oraz rosnącej presji państw członkowskich UE na ograniczenie zmienności cen. Wskazano, że ewentualne modyfikacje zasad funkcjonowania MSR, w tym mechanizmu unieważniania uprawnień i szybkości reakcji rezerwy, mogą mieć charakter istotnego „game changera” dla rynku.

W końcowej części artykułu przedstawiono analizę techniczną notowań uprawnień EUA, identyfikując aktualny trend rynkowy. Wskazano kluczowe poziomy wsparcia i oporu, strukturę kanału wzrostowego oraz sygnały płynące z głównych wskaźników analizy technicznej (RSI i MACD). Na tej podstawie zaprezentowa-

no scenariusz cenowy na 2026 r., zakładający kontynuację wzrostów cen uprawnień w przedziale 85-100 EUR, przy jednoczesnym określeniu warunków technicznych, których naruszenie mogłoby oznaczać zmianę obowiązującego trendu.

1. Uprawnienia sprzedawane na aukcjach w 2026 r.

Rok 2026 zapowiada się jako wyjątkowy pod względem istotnych zmian w rynkowej podaży uprawnień w porównaniu z latami wcześniejszymi. Zmiany te będą przede wszystkim widoczne w wolumenach oferowanych na aukcjach. Informacji w tym zakresie dostarcza opublikowany w grudniu 2025 r. kalendarz aukcji na 2026 r., zgodnie z którym

na rynku pierwotnym do sprzedaży trafi ok. 531 mln uprawnień¹. Wolumen ten nie uwzględnia jednak korekt w ostatnich czterech miesiącach 2026 r. wynikających z transferów uprawnień do rezerwy MSR. Po uwzględnieniu tych transferów (w oparciu o szacunki własne) rzeczywisty wolumen uprawnień oferowanych na aukcjach w 2026 r. może wynieść ok. 440 mln, czyli o ponad 25% mniej niż w 2025 r.

Tabela 1. Rynkowa podaż uprawnień wyrażona liczbą uprawnień sprzedanych na aukcjach oraz średnia cena uprawnień w danym roku w latach 2021-2026.

Rok	Wolumen sprzedany lub do sprzedania na aukcjach (w mln)	Zmiana roczna	Średnia cena uprawnień (w EUR)	Przedział cenowy (w EUR)
2021	586,738	x	53,56	31-89
2022	486,087	-17,2%	80,82	56-89
2023	523,307	7,7%	83,47	66-97
2024	599,490	14,6%	65,23	50-74
2025	588,735	-1,8%	71,97	60-83
2026	440*	-25,3%	?	?

* Projekcja CAKE/KOBIZE na podstawie zaktualizowanego kalendarza aukcji na 2026 r. z dnia 11 grudnia 2025 r. oraz szacunków dotyczących transferów uprawnień do MSR.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu KE



Rzeczywisty wolumen uprawnień oferowanych na aukcjach w 2026 r. może wynieść ok. 440 mln, czyli o ponad 25% mniej niż w 2025 r.

Dlaczego wolumeny aukcyjne w 2026 r. będą o ok. jedną czwartą niższe niż w 2025 r. Po pierwsze, na podaż uprawnień nadal oddziałuje malejący limit emisji w systemie EU ETS (tzw. cap) oraz coroczny liniowy współczynnik redukcji emisji (LRF). Po drugie, wyłącznie w 2026 r. przewidziana jest

¹ https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Calendar/Auction_Calendar/20251211-EEX_Auction_Calendar_2026.pdf

jednorazowa redukcja capu o 27 mln uprawnień (tzw. rebasing). Po trzecie, znacząca część uprawnień nadal będzie transferowana do rezerwy MSR, ograniczając podaż dostępną na aukcjach².

Kluczowe znaczenie ma jednak sektor morski, który jest stopniowo włączany do EU ETS w latach 2024–2026. Emisje z tego sektora są uwzględniane narastająco: w 2024 r. na poziomie 40%, w 2025 r. – 70%, a od 2026 r. – w 100%, co w istotny sposób wpływa na podaż uprawnień w latach 2026 i 2027.

Wolumeny aukcyjne na lata 2026–2027 uwzględniają również korektę z tytułu anulowania uprawnień przypisanych do sektora morskiego, zgodnie z art. 3gb oraz art. 12 ust. 3e dyrektywy EU ETS. Ponieważ anulowanie opiera się na różnicy pomiędzy zweryfikowanymi emisjami a umorzonymi uprawnieniami, jego skala jest ustalana po dokonaniu rozliczenia. W efekcie wolumeny przeznaczone do anulowania są odejmowane od podaży aukcyjnej i uwzględniane w kalendarzu aukcji. Tego rodzaju korekta została już zastosowana przez Komisję Europejską dla 2026 r., w tym roku z kalendarza aukcji odjęto ok. 54,24 mln uprawnień EUA, co znalazło odzwierciedlenie w zaktualizowanym kalendarzu opublikowanym 11 grudnia 2025 r.

Warto zauważyć, że wolumeny uprawnień oferowane na aukcjach w 2026 r. są bardzo zbliżone do poziomów obserwowanych w 2022 r., podobnie jak niemal identyczne były wolumeny sprzedawane odpowiednio w latach 2021 i 2025. Porównywalna jest również skala spadku podaży w relacjach 2021/2022 oraz 2025/2026, wynosząca odpowiednio ok. 17% i 25%. Można zatem stwierdzić, że obecna sytuacja rynkowa wykazuje istotne podobieństwa do tej sprzed pięciu lat.

We wspomnianym okresie ceny uprawnień wzrosły wyraźnie z 53,56 EUR w 2021 r. do 80,82 EUR w 2022 r., co oznacza wzrost o ok. 51%. Przy przeniesieniu analogicznej dynamiki na obecną sytuację rynkową, ceny uprawnień mogłyby wzrosnąć z poziomu średniej dla 2025 r. wynoszącej około 72 EUR nawet do ok. 108 EUR w 2026 r. Oczywiście takie szacunki mają charakter wyłącznie porównawczy i nie stanowią prognozy, jednak nie można wykluczyć powtórzenia podobnego scenariusza, zwłaszcza że już obecnie ceny kontraktów terminowych futures oscylują wokół poziomu 85 EUR.

2. Planowana sprzedaż uprawnień na aukcjach w ramach funduszu RRF – będzie korekta?

Zgodnie z aktualnym kalendarzem aukcji na 2026 r., sprzedanych zostanie ok. 93,28 mln uprawnień EUA przeznaczonych na finansowanie funduszu RRF. Jak wskazuje KE, wielkość ta została określona na podstawie art. 10 ust. 6 rozporządzenia aukcyjnego, z uwzględnieniem dotychczas uzyskanych przychodów, średniej ceny rozliczeniowej aukcji z sześciu poprzednich miesięcy kalendarzowych oraz czasu, który pozostał do 31 sierpnia 2026 r. Aukcje na rzecz funduszu RRF zakończą się w momencie osiągnięcia docelowych wpływów w wysokości 20 mld EUR, nie później jednak niż 31 sierpnia 2026 r.

Należy podkreślić, że wskazany wolumen na RRF, czyli 93,28 mln uprawnień nie ma charakteru ostatecznego i z dużym prawdopodobieństwem będzie korygowany w zależności od kształtowania się cen EUA. Jak wynika z tabeli 2, aby aukcje na rzecz RRF zakończyły się zgodnie z planem przy założonym wolumenie, średnia cena sprzedaży musiałaby wynosić ok. 56 EUR za uprawnie-

² Zgodnie z szacunkami KOBiZE – ok. 270 mln uprawnień w 2026 r. trafi do rezerwy MSR.

nie. W praktyce oznacza to, że Komisja przyjęła bardzo ostrożne założenia i – na wszelki wypadek – uwzględniła w kalendarzu aukcji na 2026 r. wolumen wyższy niż ten, który prawdopodobnie zostanie faktycznie sprzedany.

Biorąc pod uwagę aktualne i oczekiwane poziomy cen EUA, mało prawdopodobne jest, aby po-

została pula uprawnień na rzecz funduszu RRF została sprzedana po tak niskiej cenie. Znacznie bardziej realny wydaje się scenariusz cenowy na poziomie ok. 90 EUR, uwzględniony w tabeli 3. W takim przypadku kalendarz aukcji na 2026 r. musiałby zostać skorygowany w dół o ok. 35 mln uprawnień.

Tabela 2. Wolumen uprawnień planowany do sprzedania na funduszu RRF.

Rok	Wolumen RRF na aukcje* (w mln)	Cena rozliczenia aukcji EUA (w EUR)	Wartość (w mln)
2023	35,325	79,26	2 800
2024	86,685	64,60	5 600
2025	86,685	73,30	6 354**
2026	93,280	56,24	5 246***
Suma	301,975	x	20 000

* wolumen zgodny z historycznymi wielkościami i kalendarzem aukcji na 2026 r. (z 11 grudnia 2025 r.)

**wartość obliczona na podstawie średniej ceny rozliczenia aukcji na platformie unijnej (CAP3) w 2025 r.

***wielkość oszacowana po odjęciu wszystkich potrzebnych lat od wartości 20 mld EUR, które trzeba uzyskać w ramach funduszu RRF

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu KE

Tabela 3. „Urealniony” wolumen uprawnień do sprzedania na funduszu RRF (w mln).

Rok	Wolumen RRF na aukcje* (w mln)	Cena rozliczenia aukcji EUA (w EUR)	Wartość (w mln)
2023	35,325	79,26	2 800
2024	86,685	64,60	5 600
2025	86,685	73,30	6 354
2026	58,289	90,00*	5 246
Suma	266,9839	x	20 000
Korekta	34,991	x	x

*założona, że średnia cena rozliczenia aukcji wyniesie 90 EUR, co oznacza, że aby sumarycznie uzyskać wartość 20 mld EUR, trzeba będzie sprzedać w ramach RRF ok. 58,29 mln uprawnień zamiast 93,28 mln, co oznacza, że sprzedaż uprawnień z tytułu RRF zakończyłaby się wcześniej niż panuje KE (konieczna byłaby korekta kalendarza aukcji na 2026 r. o ok. 35 mln uprawnień).

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu KE

3. Potencjalny popyt na uprawnienia w 2026 r.

Dysponując danymi dotyczącymi zweryfikowanych emisji za 2024 r., publikowanymi m.in. w raporcie Komisji Europejskiej „Report from the Commis-

sion to the European Parliament and the Council on the functioning of the European carbon market in 2024”, możliwe jest dokonanie szacunków potencjalnej wielkości emisji – a tym samym popytu na uprawnienia – w 2026 r. W oparciu o obserwowane trendy emisyjne z poprzednich lat (por.

tabela 4) można oszacować, że zapotrzebowanie na uprawnienia w systemie EU ETS w 2026 r. będzie oscylować wokół poziomu ok. 1,1 mld uprawnień. W takim scenariuszu łączna wielkość emisji w EU ETS w 2026 r., obejmująca energetykę, przemysł, lotnictwo oraz sektor morski, spadłaby o ok. 6,6% w stosunku do 2024 r.



Można oszacować, że zapotrzebowanie na uprawnienia w systemie EU ETS w 2026 r. będzie oscylować wokół poziomu ok. 1,1 mld uprawnień, czyli spadłaby o ok. 6,6% w stosunku do 2024 r.

Należy jednak podkreślić, że są to szacunki oparte na danych historycznych. Biorąc pod uwagę prognozy makroekonomiczne dla UE, w tym prognozowany solidny wzrost PKB na poziomie ok. 1,4% w 2026 r.³, aktualny wskaźnik PMI na poziomie 49,6 pkt (bliski granicy 50 pkt, sygnalizującej poprawę perspektyw dla europejskiego przemysłu), a także skalę planowanych wydatków na obronność w ramach inicjatywy ReArm Europe/Readiness 2030, sięgających łącznie około 800 mld EUR do 2030 r.⁴, nie można wykluczyć scenariusza, w którym rzeczywista wielkość emisji, a tym samym popyt na uprawnienia, okaże się wyższa niż szacowane 1,1 mld EUA.

Tabela 4. Szacowana wielkość emisji na 2026 r. (w mln ton CO₂).

Wielkość emisji**	2024*	2026 (prognoza)	Prognozowana zmiana w latach 2024-2026
Energia i ciepło	493	434	-12%
Przemysł	540	513	-5,00%
Lotnictwo	63	71	13%
Sektor morski	90	90	0%
Suma	1185	1107	-6,6%

* dane rzeczywiste na podstawie raportu KE

** wielkość emisji dla energetyki i przemysłu na 2026 r. określono na podstawie średniej zmiany % w ciągu ostatnich 5 lat. Wielkość emisji dla lotnictwa określono na podstawie średniej zmiany % w ciągu ostatnich 2 lat (z uwagi na drastyczny spadek emisji ze względu na COVID przyjęto krótszy okres do kalkulacji). Wielkość emisji dla sektora morskiego pozostawiono na takim samym poziomie jak w 2024 r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KE

4. Negatywny bilans uprawnień w 2026 r.

Zestawienie wolumenów uprawnień oferowanych na aukcjach oraz szacunków dotyczących przydziału bezpłatnych uprawnień z prognozowaną na 2026 r. wielkością emisji wskazuje na potencjalny niedobór uprawnień na rynku. W zależności

od skali korekty wolumenów przeznaczonych na fundusz RRF, luka podażowa może wynieść ok. 150-185 mln uprawnień (por. tabela 5). Negatywny bilans uprawnień w 2026 r. może jednak ulec dalszemu pogłębieniu w wyniku pojawienia się dodatkowych źródeł popytu.

3 https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/autumn-2025-economic-forecast-shows-continued-growth-despite-challenging-environment_en

4 https://commission.europa.eu/topics/defence/future-european-defence_en

Tabela 5. Szacowana wielkość emisji na 2026 r. (w mln ton CO₂).

Kategoria	Podaż (aukcje i bezpłatne*)	Popyt (emisje)	Bilans zapotrzebowania
Bez korekty RRF	957	1 107	-150
Korekta RRF	922	1 107	-185

* wielkość bezpłatnych uprawnień oszacowano na podstawie średniej wielkości przydziału dla lat 2021-2025 zgodnie z raportem KE dotyczącego funkcjonowania rynku uprawnień w 2024 r. Dodatkowo skorygowano tę liczbę o spadek przydziału uprawnień z tytułu suwaka CBAM⁵.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KE

Po pierwsze, należy uwzględnić rosnącą rolę strategii hedgingowych w sektorze przemysłowym. W obliczu perspektywy stopniowego ograniczenia przydziału bezpłatnych uprawnień, przedsiębiorstwa przemysłowe mogą (podobnie jak dotychczas sektor energetyczny) zwiększać zakupy uprawnień z wyprzedzeniem, zabezpieczając potrzeby emisyjne na kolejne lata. Po drugie, dodatkowy popyt generować będą nowi uczestnicy systemu EU ETS z sektora morskiego, których obowiązki rozliczeniowe istotnie wzrosną wraz z pełnym objęciem emisji od 2026 r. Po trzecie, popyt na uprawnienia może wzrosnąć również ze strony podmiotów spoza EU ETS, objętych obowiązkiem zakupu certyfikatów CBAM, w szczególności importerów⁶.

Istotnym czynnikiem pozostaje także aktywność funduszy hedgingowych i innych instytucji finansowych, których rola w kształtowaniu cen może być kluczowa w warunkach strukturalnie malejącej podaży uprawnień. Zgodnie z danymi Commitment of Traders z listopada 2025 r., pozycje długie zajmowane przez fundusze hedgingowe na rynku futures osiągnęły rekordowy poziom ok. 135 mln uprawnień, co odzwierciedla silne oczekiwania wzrostowe. W scenariuszu dalszego ograniczania podaży od 2026 r. fundusze te mogą dodatkowo zwiększać swoje zaangażowanie, wzmacniając presję popytową.

Dodatkowo, jak wskazują analizy Spark Change zaprezentowane podczas webinaru z 23 kwietnia 2024 r., sam popyt wynikający z hedgingu po stronie przemysłu może sięgnąć około 80 mln uprawnień. Po uwzględnieniu tej wielkości oraz wolumenu uprawnień obecnie „zablokowanych” w długich pozycjach funduszy hedgingowych, łączny, zaktualizowany deficyt uprawnień w 2026 r. może wzrosnąć nawet do około 400 mln uprawnień (185 mln + 80 mln + 135 mln).

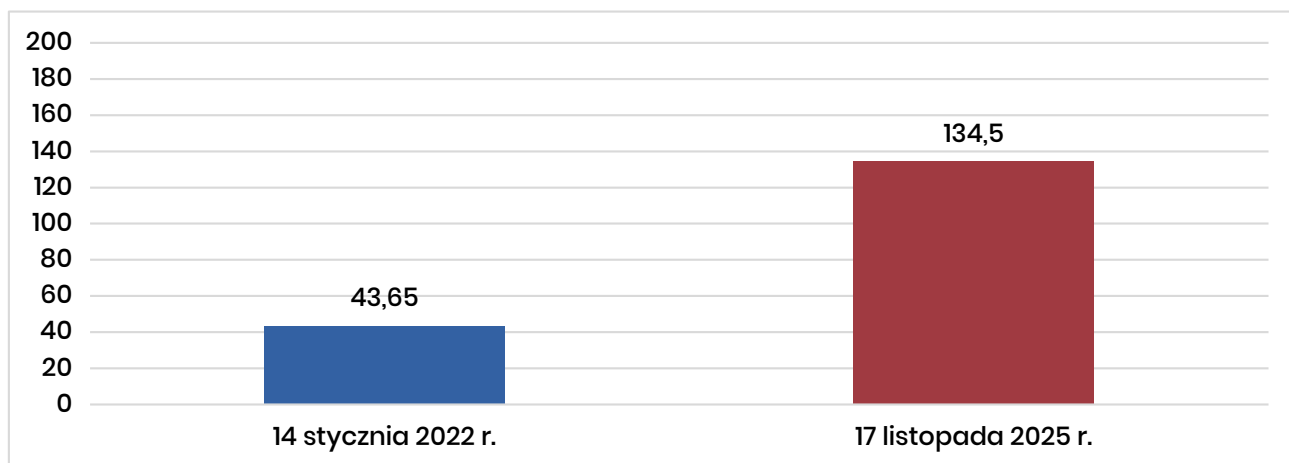
“

Deficyt uprawnień w 2026 r. może wzrosnąć nawet do ok. 400 mln uprawnień.

⁵ Bezpłatne uprawnienia w sektorach objętych podatkiem granicznym CBAM mają być stopniowo redukowane w latach 2026-2034, przy czym do 2030 r. o 48,5% (w 2026 r. tylko o 2,5%). Sektory CBAM zgodnie z danymi KE stanowią ok. 53% puli bezpłatnych uprawnień.

⁶ Mogą się zabezpieczać w bardzo prosty sposób przez bezpośredni zakup jednostek ETF na uprawnienia, które są notowane na giełdach.

Wykres 1. Porównanie pozycji długich (kontrakty terminowe na wzrost ceny uprawnień) zajmowane przez fundusze hedgingowe w 2022 r. i 2025 r. (w mln).



Źródło: Dane Commitment of Traders

5. Czynniki polityczne - elementy mogące zatrzymać wzrosty cen uprawnień

Czynniki polityczne pozostają jednym z kluczowych elementów, które mogą ograniczać dynamikę wzrostu cen uprawnień do emisji. Rok 2026 zapowiada się pod tym względem jako istotny okres dla systemu EU ETS, m.in. ze względu na planowaną w połowie roku rewizję dyrektywy EU ETS oraz funkcjonowania mechanizmu rezerwy stabilności rynkowej (MSR). Wśród potencjalnych obszarów zmian wymienia się przede wszystkim modyfikację ścieżki redukcji uprawnień w systemie EU ETS po 2030 r., której celem byłoby uniknięcie tzw. „end game”, czyli sytuacji, w której podaż uprawnień na rynku pierwotnym⁷ uległaby wyczerpaniu pod koniec następnej dekady. Przedmiotem dyskusji może być również włączenie do EU ETS jednostek pochłaniania CO₂ tj. CDR (z ang. Carbon Dioxide Removal) lub rozszerzenie systemu o nowe sektory, takie jak sektor odpadów. Z perspektywy rynku kluczowe znaczenie będzie jednak miała rewizja mechanizmu MSR.

Doświadczenia z ostatnich miesięcy, związane z łągodzeniem ram wdrożeniowych ETS2, w tym

przesunięciem jego startu na 2028 r. czy łągodzeniem rezerwy MSR i mechanizmów cenowych, pokazują, że presja związana z ochroną konkurencyjności przemysłu oraz obawy społeczne mogą prowadzić do osłabienia pierwotnie bardzo ambitnych regulacji. Fakt, że ETS2 został opóźniony i poddany rewizji w reakcji na obawy przed wysokimi kosztami oraz kwestie akceptacji społecznej, zwiększa prawdopodobieństwo wystąpienia podobnych nacisków przy rewizji ETS1, zwłaszcza w scenariuszu gwałtownego wzrostu cen uprawnień EUA. Podnosi to ryzyko wdrożenia rozwiązań łągodzących także EU ETS (ETS1), począwszy od opóźnień w dalszym zaostrażaniu regulacji (np. odchodzenie od bezpłatnych uprawnień w sektorach CBAM), poprzez modyfikacje parametrów MSR, aż po rewizję trajektorii capu po 2030 r.

Dodatkowym czynnikiem politycznym jest rosnąca presja części państw członkowskich na ograniczenie zmienności cen uprawnień i wprowadzenie mechanizmów stabilizujących, takich jak tzw. korytarz cenowy. Sama dyskusja na ten temat może wpływać na oczekiwania rynkowe, czasowo osłabiając skłonność inwestorów do nabywania uprawnień EUA lub powodując wzrost zmienności ich notowań.

⁷ Na rynku pierwotnym oferowane są uprawnienia do emisji (EUA), które po raz pierwszy wprowadzane są do obrotu w EU ETS przez instytucje publiczne i państwa członkowskie UE.

6. Rewizja mechanizmu MSR – czy będzie to „game changer” dla rynku w 2026 r.?

Rewizja mechanizmu rezerwy MSR może okazać się jednym z kluczowych czynników kształtujących sytuację na rynku EU ETS w 2026 r. Obecna konstrukcja MSR coraz słabiej odpowiada realiom rynkowym, co wynika z kilku strukturalnych ograniczeń. Po pierwsze, metoda obliczania liczby uprawnień pozostających w obiegu (ang. *Total Number of Allowances in Circulation*, w skrócie TNAC) nie w pełni uwzględnia historyczne dane dotyczące sektora lotniczego, a ponadto opiera się na zweryfikowanych emisjach publikowanych w kwietniu danego roku, co powoduje, że w danym momencie ok. 10% umarzanych uprawnień nie jest uwzględniane w kalkulacjach. Po drugie, mechanizm MSR ma wyraźnie asymetryczny charakter, ponieważ transferuje z rynku do rezerwy znacznie więcej uprawnień (ok. 250–300 mln rocznie), niż będzie w stanie uwalniać w przyszłości (ok. 100 mln). Po trzecie, mechanizm reaguje z opóźnieniem sięgającym ok. 1,5 roku, co czyni go zbyt wolnym, aby skutecznie odpowiadać na nagłe zmiany warunków rynkowych.

Choć wszystkie te elementy mają znaczenie, najbardziej problematyczny z perspektywy stabilności rynku pozostaje mechanizm unieważniania uprawnień (ang. *invalidation mechanism*). Zgodnie z obowiązującymi zasadami, wolumen uprawnień zgromadzonych w MSR powyżej progu 400 mln jest trwale unieważniany. W systemie zmierzającym w kierunku strukturalnego niedoboru uprawnień, stanowi to rozwiązanie potencjalnie ryzykowne, gdyż w praktyce prowadzi do automatycznego zaostrzania limitu emisji (capu), niezależnie od sytuacji gospodarczej. W efekcie istnieje realne ryzyko, że ok. 2040 r. rezerwa MSR nie będzie dysponować wystarczającym zasobem uprawnień, aby skutecznie przeciwdziałać ewentualnym szokom podażowym (cenowym).

W odpowiedzi na te wyzwania pojawiają się propozycje zmian, które zmierzałyby raczej w kierunku złagodzenia działania MSR niż jego dalszego zaostrzania. Przykładowo, firma Veyt w swoim *white paper* postuluje podniesienie progu unieważniania uprawnień z 400 mln do 600 mln w celu skompensowania skutków wprowadzenia mechanizmu frontloadingu uprawnień na fundusz RRF. Inna propozycja zakłada ustanowienie dodatkowego, pośredniego progu pomiędzy obecnymi poziomami 833 mln a 400 mln uprawnień, co umożliwiłoby wcześniejsze i stopniowe uwalnianie uprawnień z rezerwy (jeszcze przed spadkiem TNAC poniżej 400 mln). Analogiczne rozwiązanie przewidziano w systemie ETS2, w którym funkcjonuje dodatkowy próg na poziomie 260 mln uprawnień (tu jednak obowiązują inne progi niż w ETS1 wynoszące 210–440 mln). Wszystko to wskazuje, że ewentualna rewizja MSR w 2026 r. będzie raczej ukierunkowana na zwiększenie elastyczności i stabilizację wysokich cen uprawnień niż na dalsze „podkręcanie” restrykcyjności tego mechanizmu.



Ewentualna rewizja MSR w 2026 r. będzie raczej ukierunkowana na zwiększenie elastyczności i stabilizację cen uprawnień niż na dalsze „podkręcanie” restrykcyjności tego mechanizmu.

7. Prognoza cen uprawnień na 2026 r.

Od kwietnia 2023 r. uprawnienia EUA, po uformowaniu się podwójnego szczytu na wykresie tygodniowym w okolicach 100 EUR, pozostawały w wyraźnym trendzie spadkowym. Trend ten charakteryzował się sekwencją coraz niższych szczytów i dołków. Pierwsze sygnały mogące wskazywać na jego możliwe zakończenie pojawiły się dopiero pod koniec 2024 r., kiedy doszło do przełamania tzw. linii bessy. Wcześniej, w lutym 2024 r., ceny uprawnień osiągnęły lokalne minimum w rejonie ok. 51 EUR. Od tego momentu notowania zaczęły kształtować coraz wyższe szczyty i dna, co mogło wskazywać na stopniową zmianę trendu ze spadkowego na wzrostowy.

Kluczowym potwierdzeniem tej zmiany była obrona lokalnego dołka na poziomie ok. 62 EUR w kwietniu 2025 r., który wyznaczył dolne ograniczenie kanału wzrostowego, w którym ceny poruszają się do chwili obecnej. Aktualnie, po wybiciu istotnego lokalnego oporu w rejonie ok. 82 EUR, notowania uprawnień EUA kierują się w stronę górnego ograniczenia kanału wzrostowego (oznaczonego na wykresie 2 kolorem żółtym), tj. poziomu około 95 EUR. Przełamanie tej linii otworzyłoby drogę do ponownego testu historycznych maksimum z połowy sierpnia 2022 r., zlokalizowanych w okolicach 100 EUR. Z kolei spadek cen poniżej poziomu 62 EUR należałoby interpretować jako sygnał ponownej zmiany trendu na spadkowy.

Wykres 2. Notowania cen uprawnień EUA na rynku terminowym w interwale tygodniowym z wyrysowanymi liniami trendu wzrostowego i spadkowego oraz linii wsparć i oporów.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie [investing.com](https://www.investing.com) (dostęp 15 grudnia 2025 r.)

Oscylator RSI⁸, mierzący siłę relatywną cen uprawnień, wybił w listopadzie 2025 r. opadającą linię oporu, co należy interpretować jako silny sygnał potwierdzający dominację trendu

wzrostowego. Jednocześnie jednak niewiele mu brakuje do osiągnięcia strefy wykupienia rynku na poziomie 70 pkt. Przekroczenie tego poziomu historycznie zwiększa ryzyko wystąpienia krót-

8 Wskaźniki siły rynku RSI (Relative Strength Index), czyli wskaźnik względnej siły również mierzony jest w skali od 0 do 100. Najpopularniejszymi okresami, dla których liczony jest ten wskaźnik są okresy 9, 14 oraz 21 dni. RSI mierzy siłę ruchów wzrostowych w relacji do ruchów spadkowych. Sygnałem jest wejście lub opuszczenie przez wartość wskaźnika poziomu wyprzedania lub wykupienia rynku. Przyjmuje się, że wartość poniżej 30 oznacza poziom wyprzedania rynku, a wartość RSI powyżej 70 oznacza poziom wykupienia rynku.

koterminowej korekty spadkowej. Drugi z najważniejszych wskaźników analizy technicznej, tj. oscylator MACD⁹, analizujący zbieżność /rozbieżność średnich ruchomych, już miesiąc wcześniej niż RSI przetamał spadkową linię trendu, i od dłuższego czasu znajduje się powyżej linii zera. Jest to bardzo mocny sygnał kupna, co zwiększa prawdopodobieństwo kontynuacji obserwowanego w ostatnich miesiącach wzrostu cen uprawnień.

Zakładając, że ceny uprawnień w 2026 r. będą kontynuować wzrosty w ramach zaznaczonego na żółto kanału wzrostowego, to pozwala przypuszczać, że będą się kształtować w przedziale 85-100 EUR. Średnia z tego przedziału wypada na poziomie ok. 92 EUR. Ten poziom jest bardzo bliski poziomowi prognozowanemu przez różne ośrodki analityczne tj. 90 EUR¹⁰.



Zakładając, że ceny uprawnień w 2026 r. będą kontynuować wzrosty w ramach kanału wzrostowego, to pozwala przypuszczać, że będą się kształtować w przedziale 85-100 EUR. Średnia z tego przedziału wypada na poziomie ok. 92 EUR.

8. Podsumowanie

Rok 2026 zapowiada się jako przelomowy dla rynku EU ETS, przede wszystkim ze względu na istotne ograniczenie podaży uprawnień oraz narażające czynniki popytowe. Wolumeny aukcyjne mają być wyraźnie niższe niż w latach poprzednich, co wynika ze spadającego capu, jednorazowego rebasingu, silnej absorpcji uprawnień

przez rezerwę MSR, pełnego objęcia lotnictwa obowiązkiem zakupu uprawnień oraz finalnego etapu włączania sektora morskiego do systemu. Dodatkowo rzeczywista podaż może zostać jeszcze bardziej ograniczona w wyniku korekt wolumenów przeznaczonych na fundusz RRF. Zestawienie podaży z prognozowanymi emisjami wskazuje na strukturalny deficyt uprawnień w 2026 r., który może się pogłębiać po uwzględnieniu dodatkowego popytu z tytułu hedgingu przemysłu, rosnącego zaangażowania sektora morskiego, obowiązków CBAM oraz aktywności funduszy hedgingowych.

Analogiczna sytuacja rynkowa miała miejsce w latach 2021-2022, kiedy porównywalny spadek wolumenów aukcyjnych przełożył się na silny wzrost cen EUA. Choć takie analogie nie stanowią prognozy, obecne poziomy cen kontraktów terminowych oraz oczekiwania rynku wskazują, że presja wzrostowa w 2026 r. może być znacząca. Jednocześnie coraz większego znaczenia nabierają czynniki polityczne i regulacyjne, które mogą działać stabilizująco lub hamująco na ceny. Planowana rewizja dyrektywy EU ETS oraz mechanizmu MSR, doświadczenia związane z rewizją ETS2, a także presja państw członkowskich UE na ograniczanie zmienności cen zwiększają prawdopodobieństwo modyfikacji parametrów systemu. W szczególności rewizja MSR – zwłaszcza zasad unieważniania uprawnień i szybkości reakcji rezerwy – może okazać się kluczowym „game changerem”, przesuwając akcent z dalszego zaostrzania systemu w stronę większej elastyczności i stabilizacji rynku w warunkach strukturalnie malejącej podaży.

9 MACD (Moving Average Convergence Divergence) jest jednym z najczęściej używanych wskaźników. Wskaźnik ten powstaje w wyniku obliczenia różnicy dwóch wykładniczych średnich kroczących – najczęściej jest to wynik odejmowania 26-dniowej wykładniczej średniej kroczącej od 12-dniowej wykładniczej średniej kroczącej. Sygnał kupna zostaje wygenerowany, gdy MACD przebija od góry nierosnącą linię Signal, zaś sygnał sprzedaży zostaje wygenerowany, gdy MACD przebija od góry nierosnącą linię Signal.

10 Średnia prognoz sześciu największych instytucji analitycznych (BNEF, Vertis, Energy Aspects, LSEG, Pact Capital oraz Morgan Stanley) z dnia 7 października 2025 r.

Z technicznego punktu widzenia rynek uprawnień EUA przeszedł w fazę trendu wzrostowego po przetamaniu długoterminowej linii bessy pod koniec 2024 r. oraz obronie kluczowego dołka w rejonie 62 EUR, który wyznaczył dolne ograniczenie kanału wzrostowego. Wybicie istotnego oporu na poziomie ok. 82 EUR otworzyło przestrzeń do dalszych zwyżek w kierunku górnego ograniczenia kanału wzrostowego, tj. okolic 95-100 EUR. Sygnały płynące ze wskaźników mierzących siłę rynku, tj. RSI i MACD potwierdzają dominację strony popytowej, choć zbliżenie się RSI do strefy wykupienia zwiększa ryzyko krótkoterminowych korekt. Przy założeniu utrzymania trendu wzrostowego, ceny uprawnień EUA w 2026 r. mogą kształtować się w przedziale 85-100 EUR, czyli średnio na poziomie około 92 EUR, co jest zbieżne ze średnim konsensem rynkowych prognoz ośrodków analitycznych (90 EUR).

BIBLIOGRAFIA:

- 1 Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 z dnia 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmiany dyrektywy 2003/87/WE (Dz. Urz. UE L 264/l).
- 2 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 (Dz. Urz. UE L 275/32 ze zm.).
- 3 Komisja Europejska, Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla (raport za 2024 r.), listopad 2025 r.
- 4 Kalendarz aukcji uprawnień na 2026 r. – publikacji KE z 11 grudnia 2025 r.
- 5 Veyt: EU ETS Market Stability Reserve review: Flexibility is the magic word, listopad 2025 r.
- 6 Komunikat KE ws. proponowanych zmian w rezerwie MSR w ETS2 z dnia 27 listopada 2025 r.
- 7 Proposal for a DECISION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Decision (EU) 2015/1814 as regards the market stability reserve for the buildings, road transport and additional sectors, 27 listopada 2025 r.
- 8 Murphy John J., Analiza techniczna rynków finansowych, 1999 r.



Pośredni cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na 2040 rok w nowelizacji Europejskiego prawa o klimacie

Autorzy:

Dr Maciej Cygler, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,

Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, KOBIZE/CAKE

Maciej Pyrka, Kierownik Zespołu Strategii, Analiz i Aukcji,

Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, KOBIZE/CAKE

Robert Jeszke, Zastępca dyrektora IOŚ-PIB ds. zarządzania emisjami, Kierownik KOBIZE i CAKE

Pośredni cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na 2040 rok w nowelizacji Europejskiego prawa o klimacie



Autor:
Dr Maciej Cygler



Autor:
Maciej Pyrka



Autor:
Robert Jeszke

Słowa kluczowe: cel redukcyjny na 2040, polityka energetyczno-klimatyczna UE, neutralność klimatyczna, ekonomiczne skutki polityki klimatycznej

Streszczenie

W artykule przedstawiono proces ustalania pośredniego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej na rok 2040. Autorzy przypominają, że pierwotny wniosek Komisji Europejskiej z 2025 roku zakładał redukcję emisji netto o 90% w porównaniu do poziomu z 1990 r., z bardzo ograniczoną możliwością wykorzystania międzynarodowych jednostek offsetowych do 3%. Propozycja ta wywołała liczne kontrowersje wśród państw członkowskich, w tym Polski, które wskazywały na niewystarczającą elastyczność oraz potencjalne zagrożenie dla konkurencyjności UE. Główne zastrzeżenia dotyczyły restrykcyjnego podejścia do wykorzystania offsetów oraz uzależnienia ścieżki dekarbonizacji od technologii wciąż znajdujących się w fazie przedkomercyjnej, takich jak wodór czy DACCS.

Autorzy komentują także porozumienie polityczne w ramach trilogu z grudnia 2025 roku, w efekcie którego zmodyfikowano pierwotne założenia Komisji. Choć ogólny cel 90% został utrzymany, wprowadzono element elastyczności: 85% redukcji emisji ma być osiągnięte poprzez wysiłek wewnętrzny UE, natomiast do

5% celu może zostać skompensowane wysokiej jakości międzynarodowymi jednostkami offsetowymi. Ważnym ustępstwem jest dopuszczenie pilotażowego wykorzystania jednostek offsetowych już od 2031 roku oraz pozostawienie możliwości ich integracji z systemem EU ETS (choć ostatecznego kształtu tego mechanizmu jeszcze nie znamy). Autorzy szczegółowo omawiają dwa warianty redystrybucji obciążeń między sektory ETS1, ETS2 oraz obszary non-ETS: wariant zakładający proporcjonalne rozdzielenie limitów offsetowych na wszystkie mechanizmy polityki klimatycznej ETS1, ETS2, non-ETS oraz wariant, który przewiduje ich wykorzystanie wyłącznie w sektorach non-ETS.

W podsumowaniu podkreślono, że realizacja tak ambitnych celów wymaga precyzyjnego wyważenia kosztów społecznych i gospodarczych. Autorzy konkludują, że sukces zależy od finalnych rozwiązań legislacyjnych, które muszą zapewnić przemysłowi przewidywalność inwestycyjną, a państwom członkowskim UE sprawiedliwy podział wysiłków redukcyjnych.

1. Wprowadzenie

Dotychczas mieliśmy dwa prawnie wiążące cele redukcji emisji gazów cieplarnianych: 55% na 2030 rok oraz neutralność klimatyczną netto na 2050 rok¹. Oba cele zawarto w przyjętym w 2021 roku Europejskim prawie o klimacie (EPK)². W akcie tym wskazano, iż w celu zapewnienia przewidywalności i pewności podmiotom gospodarczym, inwestorom i konsumentom oraz dla podtrzymania nieodwracalności osiągnięcia neutralności klimatycznej oczekiwane jest przyjęcie także celu pośredniego na 2040 rok. Ujęto to w art. 4 ust. 3 EPK, w którym zobowiązano Komisję Europejską do przedstawienia wniosku ustawodawczego zmieniającego EPK w terminie sześciu miesięcy od pierwszego globalnego przeglądu w ramach Porozumienia paryskiego (art. 14 PP).

Działając na mocy powyższego artykułu Komisja Europejska przedstawiła 2 lipca 2025 r. wniosek ustawodawczy dotyczący zmiany EPK, w tym ustanowienia celu redukcji emisji netto na 2040 rok na poziomie 90%³. Oceniając tę propozycję warto przywołać zapisy z EPK, w których mowa o tym, iż Komisja przedstawiając swoją propozycję powinna zapewnić „solidną i obiektywną ocenę w oparciu o najnowsze dane naukowe, techniczne i społeczno-gospodarcze, uwzględniając szeroki zakres niezależnej wiedzy specjalistycznej” oraz powinna oprzeć tę ocenę na odpowiednich informacjach, w tym na analizach komitetu doradczego, działającego w ramach Komisji Wspólnego Centrum Badawczego oraz najlepszej dostępnej i najbardziej aktualnej wiedzy naukowej

w tym zakresie. W opublikowanej ocenie skutków towarzyszącej publikacji wniosku ustawodawczego Komisji Europejskiej przedstawiono analizę kilku scenariuszy wyznaczających trajektorię liniową określającą ścieżkę redukcji emisji łącznie z celami na 2030 i 2050 rok⁴. Ostatecznie wybrano wariant najbardziej ambitny, korespondujący z rekomendacjami Europejskiej Rady Naukowej ds. Zmian Klimatu z 2023 roku, w których wskazano, iż Unia Europejska jest w stanie osiągnąć redukcję netto emisji na poziomie 90–95%⁵.

2. Warunki i ograniczenia realizacji celu redukcyjnego

Propozycja Komisji Europejskiej z lipca 2025 roku zakładała, iż cel redukcyjny 90% osiągnany będzie głównie własnym wysiłkiem państw członkowskich (*domestic measures*), choć dopuszcza ograniczone i ściśle uregulowane wykorzystanie „wysokiej jakości międzynarodowych jednostek emisji” (*offsets*) – pochodzących z mechanizmów na bazie art. 6 Porozumienia paryskiego – w wymiarze do 3% emisji UE z 1990 r. Przekłada się to na ok. 140 mln ton, a zatem ok. 30% emisji w 2040 roku przy założeniu osiągnięcia proponowanego celu redukcyjnego (innymi słowy: o tyle większa mogłaby być emisja własna UE w ramach celu 90% pod warunkiem jej pokrycia jednostkami offsetowymi). Według propozycji ich wykorzystanie będzie możliwe dopiero od 2036 roku.

Zgodnie z wyjaśnieniami umieszczonymi na wstępie wniosku ustawodawczego KE (*Explanatory Memorandum*) jednostki te miałyby nie być wyko-

1 Cele redukcyjne wyrażone w procentach odnoszą się do poziomu emisji gazów cieplarnianych w 1990 roku.

2 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie).

3 Wniosek. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej, 2025/0524 (COD).

4 Zob. część 2: Commission Staff Working Document. Impact Assessment Report. SWD(2024) 63 final.

5 European Environment Agency and European Scientific Advisory Board on Climate Change, Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050, Publications Office of the European Union, 2023.

rzystane do rozliczania emisji w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). W opublikowanych wyjaśnieniach KE (Q&A) ich rola miałyby mieć charakter wyłącznie uzupełniający i ograniczać się do częściowego wsparcia realizacji ogólnego celu redukcji emisji netto, bez wpływu na mechanizmy polityki klimatycznej stosowane dla poszczególnych sektorów w UE⁶. O tym, że Komisja Europejska sceptycznie patrzy na możliwość wykorzystania międzynarodowych jednostek offsetowych w EU ETS, świadczy również stanowisko przedstawione przez Mette Quinn z KE w dokumencie pn. „*Carbon Removals in the EU ETS*”, zaprezentowanym 7 lipca 2025 r. w ramach posiedzenia grupy roboczej ds. środowiska. Wskazano w nim wprost, że „rola jednostek międzynarodowych w przyszłej strukturze polityki pozostaje do ustalenia, chociaż nie są one odpowiednie do integracji z systemem handlu uprawnieniami do emisji; jedną z możliwości byłoby wykorzystanie ich do nieznacznego obniżenia poziomu wysiłków krajowych, a to stworzyłoby dodatkową przestrzeń dla systemu handlu uprawnieniami do emisji”.

Międzynarodowe jednostki redukcji i/lub pochłaniania muszą pochodzić z wiarygodnych i transformacyjnych projektów w krajach partnerskich, których działania i cele klimatyczne są zgodne z celami Porozumienia paryskiego. Zgodnie z opublikowaną oceną skutków, technologiami kluczowymi dla osiągnięcia celu mają być m.in. wodór, paliwa syntetyczne i DACCS. Są to rozwiązania pozostające na etapie przedkomercyjnym, których koszty i możliwości skalowania są obciążone wysokim ryzykiem. Jednocześnie Komisja przyjęła bardzo ambitne założenia dotyczące tempa rozwoju energetyki odnawialnej, elektryfikacji transportu, infrastruktury wodorowej i rozwoju infrastruktury do przesyłu i zatłaczania pochłoniętego

CO₂. Tymczasem wiele wskazuje, że zdolności do technologicznego pochłaniania CO₂ do 2030 r. wyznaczone w strategii z dnia 6 grudnia 2024 r. nie zostaną zrealizowane, co może rzutować na rozwój tej technologii również w następnej dekadzie. W propozycji zmian do Europejskiego prawa o klimacie technologie trwałego usuwania CO₂ (DACCS, BioCCS, biochar) nie zostały uwzględnione w realizacji celu klimatycznego na 2040 r. W przywołanym powyżej *Explanatory Memorandum* wskazano także, iż międzynarodowe jednostki muszą pochodzić z projektów wpisujących się w długofalowe strategię redukcji emisji krajów trzecich oraz wspierać tworzenie globalnych łańcuchów wartości opartych na zerowych emisjach netto, a ich wykorzystanie będzie możliwe wyłącznie przy uprzednim uzgodnieniu z krajami pochodzenia offsetów zasad podziału korzyści z redukcji emisji (*Explanatory Memorandum*, Q&A – pyt. 4). Komisja zapowiada jednak powrót do tej kwestii w przeglądzie EU ETS w 2026 r., w tym ocenę ich potencjalnej roli, możliwych instrumentów wsparcia oraz warunków ewentualnej integracji z rynkowymi mechanizmami polityki klimatycznej.

3. Wątpliwości i zastrzeżenia wobec propozycji przedłożonych przez Komisję Europejską

Propozycja Komisji Europejskiej ustanawiająca wiążący cel redukcji emisji netto o 90% do 2040 r. względem 1990 r. stanowi ambitną kontynuację transformacji klimatycznej UE. Jednakże w proponowanym pierwotnie kształcie nie zapewnia wystarczających mechanizmów elastyczności, przewidywalności kosztowej oraz sprawiedliwego podziału wysiłków, co stanowiłoby istotne zagrożenie dla konkurencyjności gospodarek państw członkowskich UE, w tym Polski.

⁶ Zob. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_25_1688

Niektóre państwa członkowskie UE (np. Polska, Włochy) zwróciły szczególną uwagę na niewystarczający limit wykorzystania jednostek offsetowych, a także zakwestionowały zbyt późne ich dopuszczenie (2036 r.) i brak możliwości ich wykorzystania w systemie EU ETS. W reakcjach na propozycję KE podkreślono znaczenie zwiększenia tego limitu oraz dopuszczenie jednostek międzynarodowych już od 2031 roku. Uzasadnieniem dla takich postulatów jest przede wszystkim zwiększenie elastyczności w alokacji wysiłków na rzecz osiągnięcia celów redukcyjnych oraz wcześniejszy rozwój mechanizmów i rynku dla jednostek, które już od ponad dekady są nieobecne w polityce klimatycznej UE (KE swój opór wobec ich stosowania tłumaczyła negatywnymi doświadczeniami z wykorzystaniem jednostek offsetowych pochodzących z mechanizmów elastycznych Protokołu z Kioto).

Z punktu widzenia państw o wyższej emisyjności – takich jak Polska – wcześniejsze wdrożenie mechanizmu offsetowego jest szczególnie istotne. Kraje te, ze względu na strukturę gospodarczą i większy udział przemysłu wysokoemisyjnego, stoją przed relatywnie trudniejszymi wyzwaniami transformacyjnymi. Wcześniejsze udostępnienie mechanizmu offsetowego pozwoliłoby na lepsze rozłożenie wysiłku redukcyjnego w czasie, uruchomienie niezbędnych inwestycji w technologie zeroemisyjne oraz ograniczenie kosztów transformacji, zwłaszcza w branżach, dla których proponowane wysokie tempo dekarbonizacji może stanowić istotny problem.

Ponadto część państw członkowskich UE (np. Francja, Polska, Czechy, Węgry) zakwestionowała trajektorię ścieżki między celami na 2030 i 2050 rok, podkreślając, że cel pośredni powinien być lepiej dostosowany do tego, co jest wykonalne, jedno-

cześnie nadal pozostając ambitnym na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Osiągnięcie 90-procentowej redukcji wymagałoby wdrożenia rozwiązań, które są nadal w początkowej fazie rozwoju i znacznie zwiększyłyby koszty. Dla przykładu, analizy KOBiZE wskazują, że do 2040 r. redukcja emisji o około 83% wydaje się osiągalna przy użyciu obecnie przewidywalnych technologii i kosztów, podobnie jak w scenariuszu SI przedstawionym przez KE w ocenie skutków.

4. Polityczne porozumienie – efekty negocjacji międzyinstytucjonalnych UE

Ministrowie środowiska państw UE w dn. 5 listopada 2025 r. przyjęli (większością kwalifikowaną) stanowisko Rady dotyczące reformy Europejskiego prawa o klimacie, tzn. „podejście ogólne” stanowiące mandat do negocjacji z Parlamentem Europejskim w ramach tzw. trilogu. W konkluzjach Rady z dnia 6 listopada 2025 r. potwierdzono utrzymanie propozycji Komisji Europejskiej dotyczącej pośredniego celu redukcyjnego netto na rok 2040 na poziomie 90% w odniesieniu do 1990 roku, przy czym wysiłkiem własnym miałyby być osiągnięte minimum 85% redukcji, a maksymalnie 5% mogłoby być skompensowane przy wykorzystaniu wysokiej jakości międzynarodowych jednostek offsetowych (zwiększając pierwotny limit Komisji z 3%). Wprowadzono również możliwość stosowania offsetów już w latach 2031–2035 w ramach fazy pilotażowej, a od 2036 r. w pełnym wymiarze. Jednocześnie usunięto zaproponowany wcześniej przez Komisję zapis jednoznacznie wykluczający użycie tych jednostek w EU ETS, pozostawiając otwartą drogę do dalszych decyzji regulacyjnych.

Rada przyjęła ponadto rozszerzony mechanizm przeglądu, obejmujący m.in. ocenę wpływu poli-

tyki klimatycznej na konkurencyjność gospodarki, poziom cen energii, uwarunkowania społeczne, postęp technologiczny oraz rozwój infrastruktury. Mechanizm ten przewiduje możliwość ponownej oceny celu na 2040 r., a także ewentualne zwiększenie limitu krajowych jednostek emisji o dodatkowe 5%. Monitorowanie realizacji celów pośrednich miałyby odbywać się cyklicznie, co dwa lata.

W konkluzjach Rady podkreślono również konieczność zapewnienia zrównoważonego geograficznie dostępu do finansowania inwestycji w nowe technologie. Państwa członkowskie UE zadeklarowały także gotowość do dalszych analiz dotyczących potencjalnego włączenia trwałego pochłaniania CO₂ do EU ETS, co może mieć istotne znaczenie dla przyszłej architektury polityki klimatycznej po 2030 r. Równoległe Parlament Europejski przyjął poprawki zbieżne z mandatem Rady, w tym podział celu na 85% redukcji krajowych i 5% redukcji międzynarodowych.

Porozumienie wewnątrz UE dotyczące przyszłego kształtu rozporządzenia w sprawie Europejskiego prawa o klimacie osiągnięto 9 grudnia 2025 r. Obecnie finalizowana jest formalna procedura zatwierdzenia tych uzgodnień (Parlament Europejski przyjął je w głosowaniu w dniu 10 lutego 2026 r.).

Wykorzystanie międzynarodowych jednostek do pokrycia do 5% redukcji emisji będzie możliwe od 2036 r. jak proponowała KE, niemniej dopuszczono rozwiązania pilotażowe w tym zakresie już od 2031 roku. Podkreślono, iż mają to być wysokiej jakości międzynarodowe jednostki zgodne z art. 6 Porozumienia paryskiego, przy czym niedopuszczalne jest wspieranie projektów w krajach partnerskich, które są sprzeczne ze strategicznymi interesami UE (aby uniknąć negatywnych skutków projektów CDM na mocy Protokołu z Kioto).

Ponadto uzgodniono, iż Komisja zbada różne warianty uwzględnienia międzynarodowych jednostek w przyszłych regulacjach UE dotyczących celu na 2040 r. Innymi słowy, nie ma gwarancji, iż wszyscy interpretujemy porozumienie międzyinstytucjonalne jednakowo i dopiero szczegóły przyszłej regulacji to pokażą (np. sposób wykorzystania jednostek offsetowych w EU ETS). Obecnie trwa wewnętrzzwspólnotowa debata dotycząca szczegółów ujęcia podjętych decyzji w architekturze polityki klimatycznej UE.

Ponadto w ramach porozumienia międzyinstytucjonalnego uzgodniono, iż możliwe będzie wykorzystanie trwałego usuwania dwutlenku węgla osiągniętego własnym wysiłkiem (*domestic*) w celu kompensacji trudnych do ograniczenia emisji w ramach systemu EU ETS i wprowadza większą elastyczność zarówno w obrębie poszczególnych sektorów, jak i między nimi. Włączenie jednostek pochłaniania do systemu EU ETS wydaje się obiecujące, niemniej ograniczenie ich stosowania wyłącznie do trudnych redukcji emisji narzuca pewną hierarchię (sprzeczną z podejściem neutralnym technologicznie i efektywnym ekonomicznie). Nie uzgodniono też jednoznacznie, czy możliwe będzie wykorzystanie międzynarodowych jednostek pochłaniania.

5. Symulacja wariantów wg ekspertów CAKE/KOBiZE

W tym miejscu prezentujemy, w jaki sposób cel redukcji emisji gazów cieplarnianych zaproponowany na rok 2040 może zostać podzielony pomiędzy sektory objęte unijnym systemem handlu EU ETS oraz sektory funkcjonujące w obszarze non-ETS. Celem analizy jest odtworzenie potencjalnego mechanizmu alokacji wysiłków redukcyjnych pomiędzy te dwa główne obszary w oparciu o dostępne prognozy i założenia regulacyjne.

W szacunkach przyjęto, że przyszły rozkład redukcji pomiędzy sektorami EU ETS i non-ETS pozostanie proporcjonalny do prognozowanych redukcji emisji zawartych w Ocenie skutków (Impact Assessment, IA)⁷ przygotowanej przez Komisję Europejską. W takim ujęciu możliwe jest oszacowanie, jak może wyglądać przyszła propozycja celów redukcyjnych GHG dla obu obszarów regulacyjnych. Zgodnie z szacunkami, po ustaleniu unijnego celu redukcji emisji na rok 2040 na poziomie 90% (tj. ok. 464 Mt CO₂ eq.) względem roku bazowego 1990 oraz przy założeniu, że 5% redukcji (ok. 233 Mt CO₂ eq.) zostanie zrealizowane z wykorzystaniem jednostek międzynarodowych (offsetów), rzeczywisty cel redukcji, który musiałby zostać osiągnięty wewnątrz Unii Europejskiej, wyniósłby 85% (tj. 697 Mt CO₂ eq.).

Należy podkreślić, że na obecnym etapie brak jest pewności co do mechanizmów włączenia jednostek międzynarodowych do unijnej architektury polityki klimatycznej. Nie wiadomo, czy jednostki te będą wykorzystywane bezpośrednio przez poszczególne sektory i państwa członkowskie UE np. w non-ETS, czy też mechanizm ich zakupu i dystrybucji będzie realizowany przez wyznaczoną instytucję pośredniczącą np. Europejski Centralny Bank Węglowy⁸. Wciąż nie ma pewności co do tego, ile jednostek międzynarodowych zostanie dopuszczone do wykorzystania w systemie EU ETS i w jaki sposób. Alternatywnie, choć z mniejszym prawdopodobieństwem, może wystąpić sytuacja, w której w trakcie procesu negocjacyjnego nie będzie zgody na wykorzystanie jednostek offsetowych w EU ETS i ostatecznie będą one wykorzystane jedynie przez państwa członkowskie do rozliczenia celów w non-ETS. W związku z tym

w niniejszej analizie rozważono dwa warianty redystrybucji celów redukcyjnych tj.:

- Wariant A – jednostki międzynarodowe, zostaną włączone do wszystkich unijnych mechanizmów polityki klimatycznej (tj. EU ETS i non-ETS). Udział tych jednostek będzie proporcjonalny do limitu emisji, jaki trzeba osiągnąć w 2040 r. w EU ETS i non-ETS.
- Wariant B – jednostki międzynarodowe w liczbie 233 Mt CO₂ eq., odpowiadającej 5% emisji netto w EU w 1990 r. zmniejszą jedynie obciążenie redukcyjne dla państw członkowskich UE w obszarze non-ETS.

Punktem wyjścia do określenia podziału celu redukcji pomiędzy sektory jest zestaw projekcji emisji przedstawionych w Ocenie skutków KE dla roku 2040 w scenariuszu S3⁹. Na podstawie danych zawartych w dokumencie dokonano agregacji emisji do trzech kategorii: ETS1 (obejmującego tradycyjne sektory energochłonne i energetykę), ETS2 (nowo wydzielonego systemu obejmującego budynki, transport drogowy i drobny przemysł nieobjęty ETS1) oraz non-ETS. Następnie obliczono udział każdej z tych grup w całkowitej prognozowanej emisji GHG w 2040 r., definiując go jako relację emisji danej kategorii do emisji ogółem.

W kolejnym kroku, odpowiednio dla wariantów A i B, wyznaczono limity emisji odpowiadające redukcji w UE o 90% względem poziomu bazowego, z uwzględnieniem offsetów. Limity te stanowią docelowe pułapy emisji w UE, które musiałby zostać osiągnięte w 2040 r. Następnie całkowity limit emisji wyznaczony dla każdego wariantu został rozdzielony pomiędzy sektory ETS1, ETS2

⁷ Commission Staff Working Document. Impact Assessment Report. SWD(2024) 63 final.

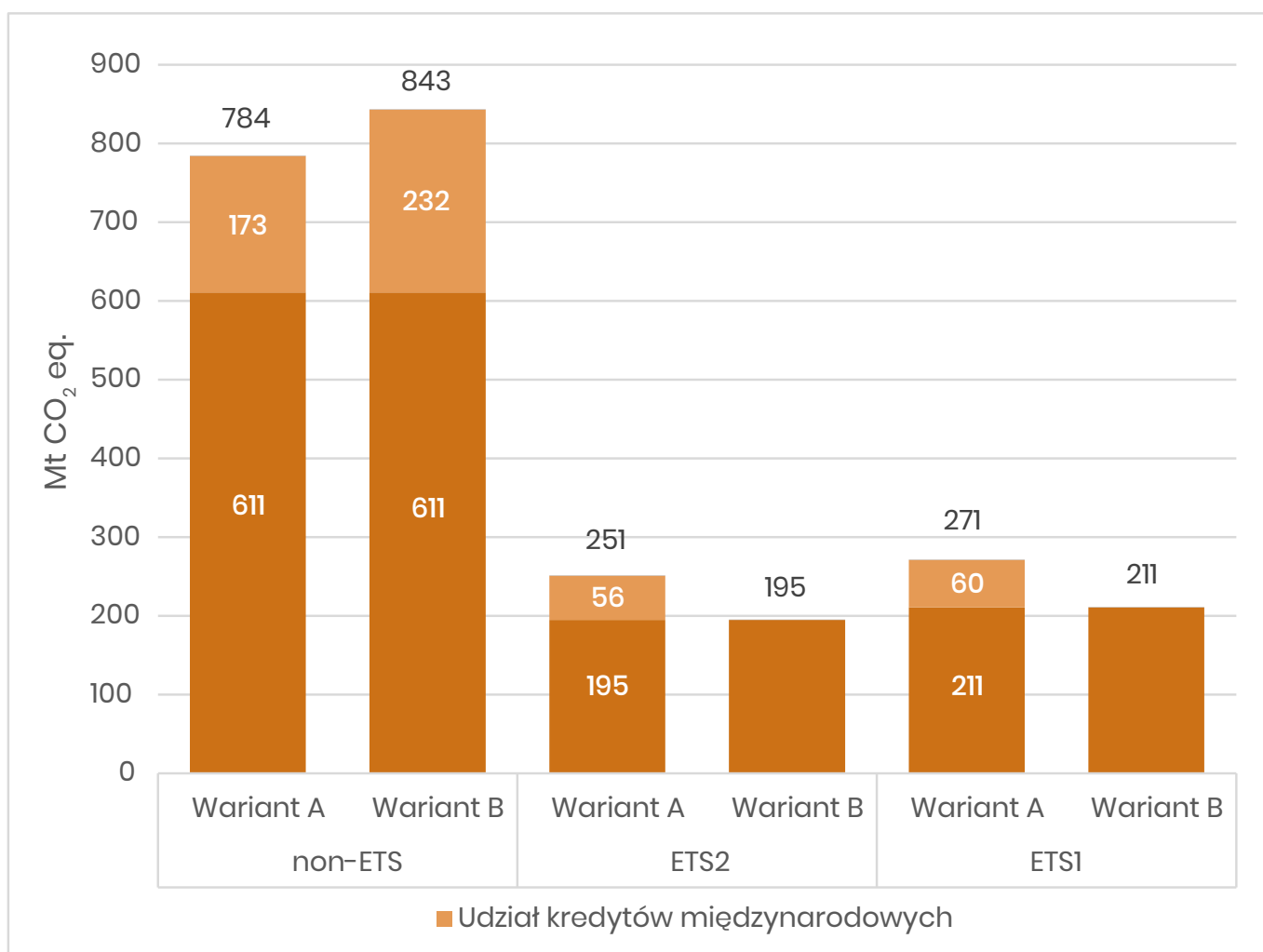
⁸ Więcej informacji na temat propozycji Europejskiego Centralnego Banku Węglowego można znaleźć w dokumencie: Europejski Centralny Bank Węglowy – policy brief, KOBiZE / Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, czerwiec 2025.

⁹ Commission Staff Working Document. Impact Assessment Report. SWD(2024) 63 final.

oraz non-ETS w sposób proporcjonalny do ich udziałów w emisji oszacowanej w projekcjach zawartych w Ocenie skutków (IA) dla scenariusza S3. Przy czym, w przypadku wariantu B cel redukcyjny 90% został skorygowany wyłącznie w obszarze non-ETS, poprzez uwzględnienie 233 MtCO₂eq. offsetów, które potencjalnie mogłyby zostać wykorzystane przez UE. W rezulta-

cie uzyskano prognozowane wartości limitów emisji (wykres 1) dla poszczególnych obszarów regulacyjnych tj. ETS1, ETS2, non-ETS, które mogłyby stanowić podstawę przyszłych propozycji legislacyjnych. Należy podkreślić, że zachowano obecną architekturę polityki klimatycznej UE. W związku z czym w obszarze non-ETS wciąż zawierają się emisje z sektorów objętych ETS2.

Wykres 1. Limity emisji gazów cieplarnianych w 2040 r. w EU ETS i non-ETS, Mt CO₂ eq.



Źródło: CAKE/KOBIZE

Wyzwania związane z redukcją emisji w sektorach non-ETS należy uznać za trudniejsze do realizacji niż w przypadku sektorów objętych systemem ETS1. W związku z tym można oczekiwać, że dla sektorów non-ETS zostanie ustalony łagodniejszy cel redukcyjny (tabela 1). Wynika to przede wszystkim ze specyfiki tych sektorów, w których wdrażanie instrumentów regulacyjnych jest trudniejsze.

Istotną rolę w realizacji celów redukcyjnych w obszarze non-ETS ma również odegrać nowo utworzony system handlu emisjami ETS2, który obecnie obejmuje około połowy emisji w UE zaliczanych jednocześnie do obszaru non-ETS. System ETS2 został zasadniczo zaprojektowany jako narzędzie wspierające państwa członkowskie w realizacji celów redukcyjnych w sektorach non-ETS.

Tabela 1. Cele redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE dla 2040 r. w porównaniu do emisji z 2005 r. dla ETS1, ETS2 i non-ETS, %

Cel realizowany w UE i poza UE (z wykorzystaniem 5% offsetów)			
	non-ETS	ETS2	ETS1
90% redukcji emisji	76%	86%	90%

Cel 'domestic' w UE			
	non-ETS	ETS2	ETS1
Wariant A	69%	81%	88%
<i>część realizowana poprzez offsety</i>	7%	5%	2%
Wariant B	66%	86%	90%
<i>część realizowana poprzez offsety</i>	10%	0%	0%

Źródło: CAKE/KOBIZE

Najwyższy poziom redukcji emisji względem 2005 r. przewidziano dla ETS1 (90%), następnie dla ETS2 (86%), natomiast najniższy dla sektorów non-ETS (76%). Te wartości odzwierciedlają całkowity cel redukcji emisji (łącznie z wykorzystaniem offsetów) i pokazują zróżnicowany potencjał poszczególnych sektorów.

Wariant A zakłada obniżenie ambicji redukcyjnych wewnątrz UE ('domestic') w stosunku do poziomu emisji z 2005 r. do: 69% w sektorach non-ETS (w tym 7% realizowane poza UE, poprzez wykorzystanie offsetów), 81% w ETS2 (5% poza UE) oraz 88% w ETS1 (2% poza UE).

Wariant B zakłada realizację celów w ETS1 i ETS2 wynoszących odpowiednio 90% i 86% względem poziomu z 2005 r., bez wykorzystania offsetów. Jednocześnie w wariacie B założono obniżenie celu 'domestic' w sektorach non-ETS do 66%, cel ten jest kompensowany 10% redukcją poza UE.

Podsumowanie

Przedstawiona w połowie 2025 roku propozycja Komisji Europejskiej dotycząca redukcji emisji gazów cieplarnianych o 90% do 2040 r. względem poziomu z 1990 r. to ambitny krok w kierunku neutralności klimatycznej UE. Analizy ekspertów wskazały jednak, że przy obecnym stanie technologicznym i ekonomicznym cel ten byłby trudny do realizacji. Analizy przeprowadzone przez CAKE, oparte na modelach równowagi ogólnej i modelach sektorowych, uwzględniają techniczne i ekonomiczne ograniczenia transformacji. W scenariuszu zakładającym kontynuację dotychczasowej ścieżki redukcji netto, jej realny, tzn. akceptowalny w świetle kryteriów efektywności ekonomicznej poziom w 2040 r. szacowany jest na 80–83%. Co ważne, w scenariuszu tym ceny uprawnień do emisji pozostają wysokie, lecz mieszczą się na poziomie umożliwiającym utrzymanie wzrostu gospodarczego tj. około 300 euro za tonę emisji CO₂ w EU ETS w 2040 r.

10 Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Witajewski-Baltvilks J., Antosiewicz M., Tatarewicz I., Rąbiega W., Wąs A., Lewarski M., Skwierz S., Rostaniec M., Lizak S., Zborowska I., Chodor M., Kobus P., Cygler M., Gorzałczyński A., Tylka A., Lewarska I., Mzyk P., Sekuła M. (2024). VII EW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures - carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy, IOŚ-PIB / KOBIZE, Warszawa, kwiecień 2024 r.

Scenariusze zakładające 90%, czyli tak jak pierwotnie zaproponowała KE w 2024 r., bez uwzględnienia offsetów wymagałby znacznie wyższych cen emisji oraz szybkiej komercjalizacji technologii, które obecnie nie istnieją w skali przemysłowej. Dziś już wiemy, że taki scenariusz redukcji emisji nie znalazł szerszej akceptacji, a także że dopuszczona będzie możliwość realizacji części celu redukcji emisji poza UE poprzez wykorzystanie offsetów. Natomiast cel (*domestic*) realizowany wewnątrz UE został złagodzony do najmniej 85%. Należy jednak podjąć starania i zadbać o szczegóły przyszłych zapisów w nowelizacji Europejskiego prawa o klimacie i innych powiązanych regulacji oraz dopilnować, aby były spójne z dzisiejszą interpretacją uzgodnień politycznych. W szczególności należy zwrócić uwagę na:

- Przy utrzymaniu ambitnego, acz realistycznego celu pośredniego redukcji emisji mechanizmy elastyczności powinny umożliwić wykorzystanie offsetów zarówno w EU ETS, jak i w obszarze non-ETS, co pozwoli na łagodniejsze rozłożenie wysiłku redukcyjnego w czasie oraz ograniczenie kosztów transformacji.
- Wzmocnienie mechanizmów wsparcia dla technologii trwałego pochłaniania CO₂ po-

przez włączenie jednostek pochłaniania (CDR) do EU ETS, zwiększając szanse realizacji celu w kolejnej dekadzie.

- Systematyczne monitorowanie realizacji celów oraz uwzględnianie wpływu polityki klimatycznej na konkurencyjność gospodarki i koszty społeczne, a w razie potrzeby – zapewnienie odpowiednich mechanizmów interwencji ograniczających ceny uprawnień do emisji, na przykład poprzez zastosowanie korytarza cenowego w systemie EU ETS.
- Prowadzenie dialogu między państwami członkowskimi UE w celu zapewnienia sprawiedliwego podziału wysiłków redukcyjnych i sprawiedliwego rozdziału środków finansowych na transformację.

Nieustannie powinniśmy podkreślać i przypominać decydentom, iż cele klimatyczne UE wymagają starannego wyważenia między ambicją a realnymi możliwościami technologicznymi, ekonomicznymi i społecznymi, przy zachowaniu przewidywalności dla przemysłu.

BIBLIOGRAFIA:

- 1 Commission Staff Working Document. Impact Assessment Report Part 2. Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions. Securing our future Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society SWD(2024) 63 final.
- 2 European Environment Agency and European Scientific Advisory Board on Climate Change, Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050, Publications Office of the European Union, 2023.
- 3 Europejski Centralny Bank Węglowy – policy brief. KOBIZE/CAKE, czerwiec 2025.
- 4 Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Witajewski-Baltvilks J., Antosiewicz M., Tatarewicz I., Rabięga W., Wąs A., Lewarski M., Skwierz S., Rostaniec M., Lizak S., Zborowska I., Chodor M., Kobus P., Cygler M., Gorzałczyński A., Tylka A., Lewarska I., Mzyk P., Sekuła M. (2024). VIIEW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures – carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy, IOŚ-PIB / KOBIZE, Warszawa, kwiecień 2024 r.
- 5 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie).
- 6 Wniosek. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej. 2025/0524 (COD).



Wpływ systemu ETS2 na transport drogowy w początkowych latach obowiązywania – analiza scenariuszowa dla Polski

Autorzy:

Dr Wojciech Rabięga, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, KOBIZE/CAKE

Dr Szymon Wójcik, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, KOBIZE/CAKE

Wpływ systemu ETS2 na transport drogowy w początkowych latach obowiązywania – analiza scenariuszowa dla Polski



Autor:
Dr Wojciech Rabięga



Autor:
Dr Szymon Wójcik

Słowa kluczowe: ETS2, samochody osobowe, elektromobilność, aKPEiK, budżety gospodarstw domowych

Streszczenie

W artykule przeanalizowano potencjalny wpływ wprowadzenia systemu ETS2 na koszty użytkowania samochodów osobowych w Polsce w pierwszych latach jego obowiązywania (2028–2032)¹. System ETS2 stanowi ważny element unijnej strategii dekarbonizacji transportu, oparty na rynkowym sygnale cenowym, który ma stopniowo ograniczać emisje poprzez wzmacnianie bodźców inwestycyjnych i zmianę zachowań, przy jednoczesnym znaczeniu instrumentów osłonowych dla utrzymania akceptowalności społecznej. Celem niniejszego opracowania nie jest kwestionowanie ETS2 jako mechanizmu rynkowego, lecz możliwie precyzyjne oszacowanie skali i rozkładu kosztów w pierwszych latach funkcjonowania systemu w Polsce oraz wskazanie, jakie implikacje mają one dla projektowania polityk publicznych (osłon, inwestycji i komunikacji). Analiza koncentruje się na kanałach transmisji: cena uprawnień → wzrost kosztu paliw → wpływ na koszty użytkowania pojazdów (TCO) → potencjalne decyzje konsumentów i struktura floty w krótkim horyzoncie. Niniejsza analiza została przeprowadzona z wykorzystaniem modelu sektora

transportu TR3E, przy uwzględnieniu założeń zaktualizowanego Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK)².

Wyniki symulacji wskazują, że w latach 2028–2029 wzrost cen paliw powinien mieć charakter umiarkowany i przy przyjętych założeniach aKPEiK/TR3E, nie powinien przekroczyć 10% ceny detalicznej kosztu paliwa dla benzyny i oleju napędowego oraz 15% dla LPG. W konsekwencji całkowity koszt posiadania i użytkowania samochodów spalinywych (ang. *Total Cost of Ownership* – TCO) wzrośnie przeciętnie o ok. 1,4–3,2% w latach 2028–2029 oraz 2,8–6,7% w latach 2030–2032, w zależności od rodzaju wykorzystywanego paliwa. Najniższy wzrost dotyczy pojazdów zasilanych benzyną, a najwyższy obserwowany jest dla pojazdów wykorzystujących LPG. Wynika to z wyższych TCO dla samochodów benzynowych oraz niższego zużycia benzyny niż LPG na 1 km w samochodach spalinywych. W całym badanym okresie 2028–2032 łączne koszty ETS2 ponoszone przez użytkowników samochodów osobowych stanowią 11,9% łącznych wydatków na paliwa ropochodne.

Skutkiem ekonomicznym wdrożenia ETS2 będzie stopniowa zmiana struktury floty pojazdów w kierunku większego udziału napędów zeroemisyjnych (elektrycznych i wodorowych). Do 2032 roku liczba dodatkowych samochodów elektrycznych może wzrosnąć o około 120 tys. sztuk w porównaniu z założoną ścieżką rozwoju elektromobilności. Zwiększona liczba samochodów zeroemisyjnych przyczyni się do redukcji emisji CO₂ w transporcie o ponad 2Mt CO₂ w badanym okresie, a także do ograniczenia lokalnych zanieczyszczeń powietrza oraz zmniejszenia zależności od importowanych paliw kopalnych. W latach 2028–2032 należy oczekiwać ograniczonej dynamiki zmian technologicznych po stronie floty (inercja zasobu pojazdów), dlatego krótkookresowo dominującym kanałem oddziaływania ETS2 pozostaje efekt cenowy w paliwach. Jednocześnie nawet umiarkowane wzrosty kosztów mogą mieć znaczenie społeczne i polityczne w określonych segmentach (np. obszary słabo skomu-

nikowane, gospodarstwa o niższych dochodach), co uzasadnia scenariuszowe podejście do oceny skutków oraz akcent na instrumenty kompensacyjne i inwestycyjne.

Wyniki sugerują, że bez odpowiednio zaprojektowanych działań osłonowych istnieje ryzyko wzrostu wykluczenia transportowego, szczególnie wśród gospodarstw domowych o niskich dochodach oraz zamieszkujących obszary o ograniczonym dostępie do transportu publicznego. Dlatego kluczowe znaczenie ma właściwe wykorzystanie wpływów finansowych pozyskanych ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w ramach ETS2 oraz środków ze Społecznego Funduszu Klimatycznego, w szczególności ukierunkowane na działania trwale obniżających koszty mobilności, takich jak poprawa dostępności i jakości transportu publicznego oraz ukierunkowane wsparcie dla ekonomicznie wrażliwych użytkowników transportu.

Wprowadzenie

Od 2028 roku w Unii Europejskiej ma zacząć obowiązywać ETS2 – nowy system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ obejmujący sektory transportu drogowego i budynków. Uzasadnieniem dla wprowadzenia tego systemu jest fakt, że emisje z transportu stanowią jedną czwartą ogółu emisji gazów cieplarnianych (GHG) w Unii Europejskiej.

Ponadto transport jest jedynym spośród głównych sektorów gospodarczych UE, w którym emisje GHG wciąż przekraczają poziom emisji z 1990 roku (o 18%)³.

Transport drogowy odpowiada za ok. 95% emisji całego sektora transportu (73% przy uwzględnieniu lotnictwa i transportu morskiego). W latach 2005–2023, emisje z transportu drogowego

- ¹ Zastosowany scenariusz cenowy uwzględnia planowane przez Komisję Europejską przesunięcie uruchomienia ETS2 na 2028 r. Jednocześnie nie obejmuje zaproponowanej przez Komisję Europejską rewizji mechanizmów mających stabilizować ceny uprawnień i ograniczać koszty dla gospodarstw domowych, gdyż w chwili składania tekstu do druku oficjalne informacje o zakresie rewizji nie były dostępne.
- ² Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2025). Projekt aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK), Załącznik 3: Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania. (<https://www.gov.pl/attachment/fe392b99-f36b-46e5-a984-6d25bbaa83c8>), dostęp: 19.12.2025.
- ³ Komisja Europejska. (2025). Climate Action Progress Report 2025 (rozdz. 3). (https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/progress-climate-action/eu-climate-action-progress-report-2025/chapter-3-effort-sharing-emissions_en#road-transport), dostęp: 17.12.2025).

spadły o mniej niż 5%, co wskazuje, że poprawa efektywności pojazdów oraz wzrost liczby nowo zarejestrowanych samochodów zeroemisyjnych niemal w całości zostały zniwelowane przez równoległe postępujący wzrost aktywności transportowej. Oznacza to, że proces dekarbonizacji sektora transportu musi przyspieszyć, aby możliwe było osiągnięcie stawianych przez UE celów klimatycznych⁴. Odpowiedzią na tę potrzebę jest poszukiwanie dodatkowych mechanizmów umożliwiających redukcję emisji w transporcie, skutkujące ustanowieniem ETS2 jako uzupełniającego instrumentu rynkowego.

Jako system handlu uprawnieniami ETS2 wprowadza jednolity sygnał cenowy dla emisji CO₂ w sektorach budynków i transportu, co prowadzi do bardziej wyrównanego obciążenia emisyjnych nośników energii i paliw. Mechanizm rynkowej wyceny emisji sprzyja realizacji redukcji tam, gdzie są one możliwe do osiągnięcia przy najniższym koszcie, sprzyjając poprawie efektywności kosztowej polityki klimatycznej. System generuje również dochody publiczne, które powinny zostać wykorzystane na finansowanie inwestycji modernizacyjnych oraz instrumentów łagodzących skutki kosztowe dla gospodarstw domowych.



Jako system handlu uprawnieniami ETS2 wprowadza jednolity sygnał cenowy dla emisji CO₂ w sektorach budynków i transportu, co prowadzi do bardziej wyrównanego obciążenia emisyjnych nośników energii i paliw.

Wprowadzenie ETS2 będzie oddziaływać na użytkowników samochodów osobowych poprzez

wzrost wydatków na paliwa transportowe, a na przedsiębiorstwa, m.in. poprzez koszty transportu w łańcuchach dostaw. Choć z formalnego punktu widzenia koszty systemu obciążą dostawców paliw, to można oczekiwać, że część tych kosztów zostanie przerzucona na konsumentów, wpływając na warunki cenowe na rynku detalicznym.



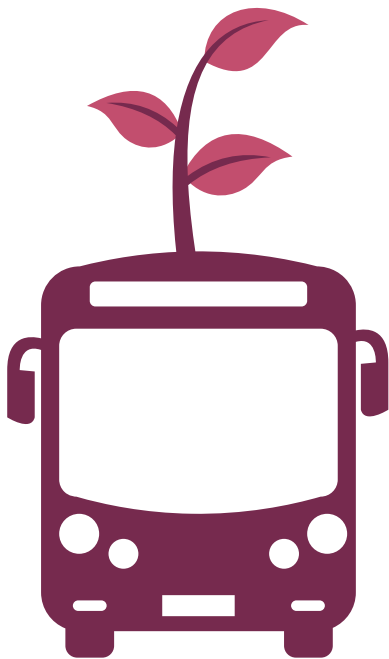
Wprowadzenie ETS2 będzie oddziaływać na użytkowników samochodów osobowych poprzez wzrost wydatków na paliwa transportowe, a na przedsiębiorstwa, m.in. poprzez koszty transportu w łańcuchach dostaw. Choć z formalnego punktu widzenia koszty systemu obciążą dostawców paliw, to można oczekiwać, że część tych kosztów zostanie przerzucona na konsumentów, wpływając na warunki cenowe na rynku detalicznym.

Warto przy tym podkreślić, że wzrost cen będzie odczuwany w różnym stopniu przez poszczególne gospodarstwa domowe⁵. Wynika to z faktu, że sam udział emisji gospodarstw domowych w całkowitych emisjach GHG związanych z transportem nie jest równy (zob. np. Brand, Boardman, 2008). Podczas gdy gospodarstwa o wysokich dochodach emitują znacznie więcej, względne obciążenie finansowe wynikające z ETS2 będzie bardziej dotkliwie dla grup o niższych dochodach, ponieważ koszt zakupu paliw stanowi większy udział w ich dochodzie rozporządzalnym. Gospodarstwa o niskich dochodach, częściej korzystają też ze starszych i mniej efektywnych pojazdów, a także częściej położone są na obszarach o ograniczonym dostępie do transportu publicznego.

4 Ibidem.

5 Komisja Europejska. (2021). Impact assessment accompanying the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading (SWD(2021) 601 final), (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021SC0601>, dostęp: 17.10.2025).

Dlatego dyskusja o ETS2 nie może ograniczać się do średnich wartości, ale wymaga uwzględnienia dystrybucji efektów oraz projektowania instrumentów, które ograniczają ryzyko ubóstwa energetycznego i wykluczenia transportowego, a zarazem wzmacniają bodźce do inwestycji.



Przedsiębiorstwa działające w sektorach o wysokiej intensywności transportowej (np. logistyka, dostawy, handel detaliczny) będą doświadczać zmian w strukturze kosztów związanych z wykorzystaniem paliw w wyniku wprowadzenia ETS2. Oczekuje się, że doprowadzi to do pośrednich efektów cenowych dla gospodarstw domowych, ponieważ firmy te prawdopodobnie przeniosą wyższe koszty paliw na konsumentów końcowych, co skutkować będzie wzrostem cen towarów i usług. Można więc mówić o dwóch równoległych kanałach, poprzez które system ETS2 będzie oddziaływał dodatkowo na poziom cen płaconych przez gospodarstwa domowe. Z tego względu istotne jest, aby wdrożeniu ETS2 towarzyszyły rozwiązania zwiększające efektywność transportu, przyspieszające modernizację floty i wspierające

zmiany organizacyjne ograniczające zużycie paliw kopalnych.

W celu złagodzenia wzrostu kosztu paliw wynikającego z ETS2 zaproponowano utworzenie Społecznego Funduszu Klimatycznego (ang. *Social Climate Fund – SCF*) opiewającego na kwotę 65 mld euro (86,7 mld euro przy uwzględnieniu wkładów krajowych)⁶. Środki z funduszu będą przydzielane na podstawie algorytmu uwzględniającego m.in. wielkość emisji GHG w przeliczeniu na mieszkańca i będą wydatkowane zgodnie z krajowymi planami społeczno-klimatycznymi. Do Polski sypnie 17,6% całości funduszu (czyli ok. 11,4 mld euro bez uwzględnienia wkładu krajowego), co czyni Polskę największym beneficjentem środków z SCF. Jednocześnie, jak pokazano na rysunku 1, wydatki gospodarstw domowych na paliwa transportowe znacząco różnią się między państwami członkowskimi UE, co ma istotne znaczenie dla faktycznej zdolności SCF do łagodzenia skutków kosztowych w poszczególnych krajach. Może to rodzić pytania o to, na ile efekt łagodzący SCF będzie równomiernie rozłożony pomiędzy gospodarstwa domowe, zwłaszcza jeśli krajowe alokacje środków nie będą w pełni odzwierciedlały rzeczywistego poziomu narażenia gospodarstw na wzrost kosztów paliw transportowych (por. Perdana, Vielle, 2026). Dlatego istotne jest ograniczanie takich potencjalnych nierówności. Kluczowe jest, aby środki z SCF, oprócz doraźnego wsparcia gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym w okresie przejściowym, pełniły rolę „dźwigni transformacyjnej” i były przeznaczone na finansowanie inwestycji, które trwale obniżają rachunki i zużycie paliw tym samym wspierając transformację energetyczną i transportową.

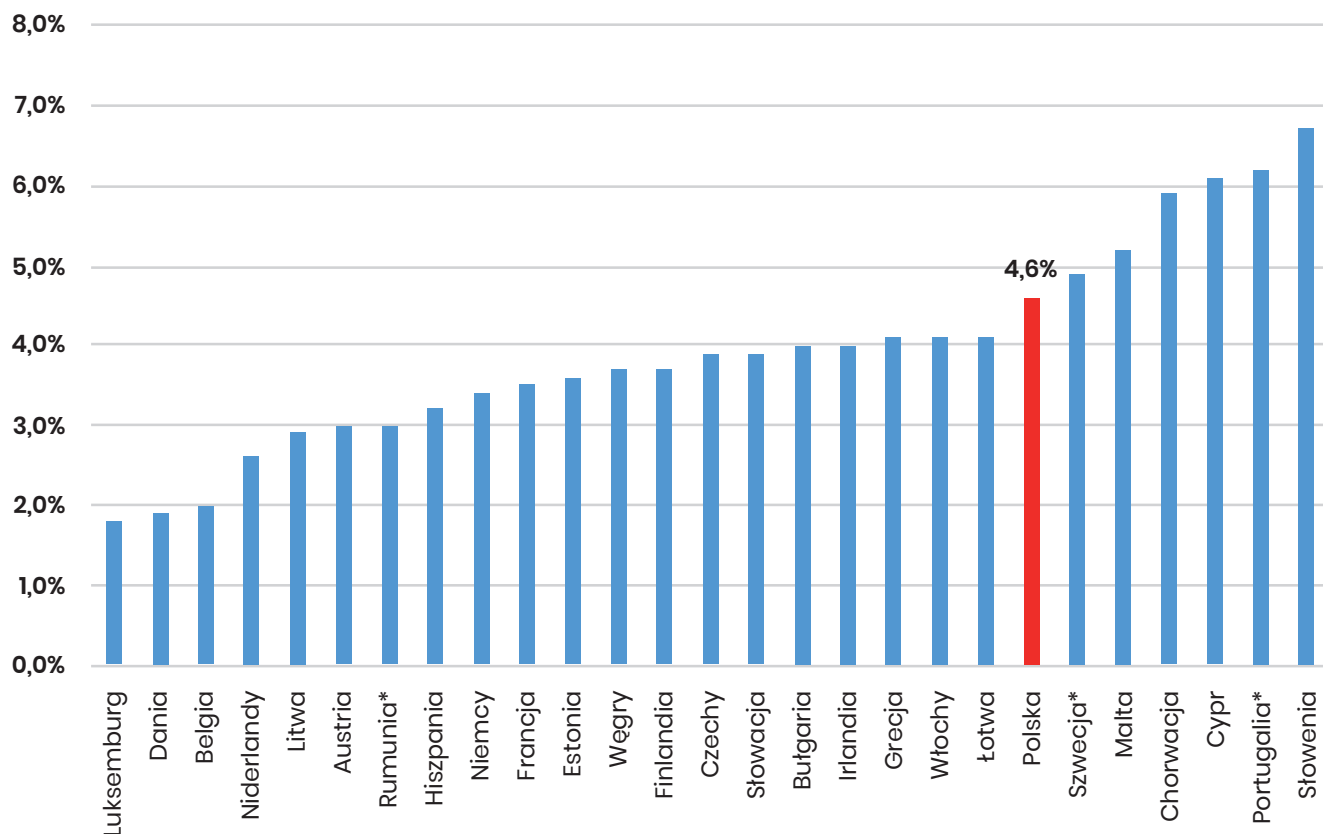
⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060. Dz. Urz. UE L 130.

Ich właściwe zagospodarowanie może w praktyce wzmacniać odporność najbardziej wrażliwych gospodarstw domowych na ubóstwo energetyczne i ryzyko wykluczenia transportowego⁷. W krajowej debacie eksperckiej podkreśla się, że akceptowalność społeczna ETS2 będzie zależała od jakości instrumentów ostonowych oraz sprawnego ukierunkowania środków na inwestycje i wsparcie gospodarstw wrażliwych (Jeszke, 2025a; Jeszke, 2025b). W tym kontekście poniższe dane obrazują, jak duży udział w budżetach gospodarstw domowych stanowią wydatki na paliwa oraz nośniki energii.



Kluczowe jest, aby środki z SCF, oprócz doraźnego wsparcia gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym w okresie przejściowym, pełniły rolę „dźwigni transformacyjnej” i były przeznaczone na finansowanie inwestycji, które trwale obniżają rachunki i zużycie paliw tym samym wspierając transformację energetyczną i transportową. Ich właściwe zagospodarowanie może w praktyce wzmacniać odporność najbardziej wrażliwych gospodarstw domowych na ubóstwo energetyczne i ryzyko wykluczenia transportowego⁷.

Rys. 1. Udział wydatków na paliwa do prywatnych środków transportu w ogóle dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych w 2020 roku.



Źródło: Structure of consumption expenditure by COICOP consumption purpose [hbs_str_t21], Eurostat.

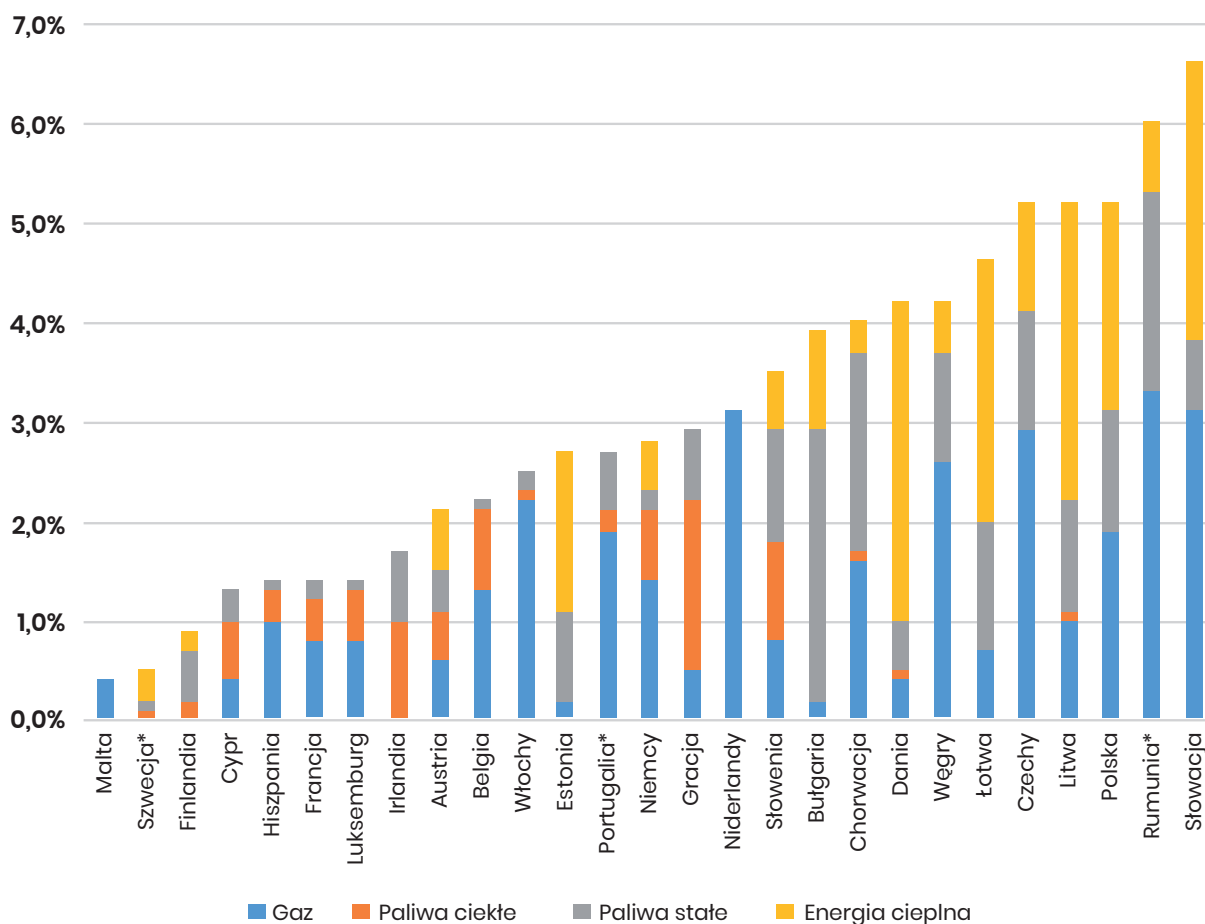
Uwaga: * oznacza dane z 2015 roku.

⁷ Pod względem wielkości można go traktować jako instrument porównywalny z Krajowym Planem Odbudowy gdzie Polska otrzymuje w postaci dotacji 25,27 mld euro (Krajowy Plan Odbudowy. (2025). Polska otrzymała 26 mld zł z KPO. (<https://www.kpo.gov.pl/strony/aktualnosci/polska-otrzymala-26-mld-zl-z-kpo/>) dostęp: 19.12.2025.).

W Polsce udział wydatków gospodarstw domowych na ogrzewanie budynków w budżecie rozporządzalnym przekracza średnio 5%, co plasuje kraj w grupie państw Unii Europejskiej o wysokim poziomie tego typu wydatków (por. Rys. 2). Budzi to obawy o wyższe obciążenie wzrostem cen nośników energii niż w wielu innych krajach UE. Ponadto wydatki polskich gospodarstw na paliwa stałe (węgiel i koks) – o wysokich emisjach – stanowią około 1,2% budżetu (Rys. 2.) co, należy do najwyższych wartości w krajach UE. Tym samym gospodarstwa domowe wykorzystujące węgiel do ogrzewania swoich mieszkań będą szczególnie wrażliwe na wzrost kosztów ogrzewania (por. Haywood, Jakob, 2023).

Jednocześnie taka struktura wydatków gospodarstw domowych uwypukla skalę potrzeb inwestycyjnych i potencjalnych korzyści z przyspieszenia transformacji energetycznej w sektorze budynków, zwłaszcza w obszarze poprawy efektywności energetycznej i zastępowania wysokoemisyjnych źródeł ciepła. W tym kontekście kluczowe znaczenie ma efektywne wykorzystanie dostępnych mechanizmów finansowania – w szczególności środków ze Społecznego Funduszu Klimatycznego, programów termomodernizacyjnych oraz przychodów z aukcji uprawnień w ETS2 – które mogą ograniczać ryzyko ubóstwa energetycznego i w dłuższej perspektywie prowadzić do trwałego obniżenia obciążeń budżetów domowych związanych z ogrzewaniem.

Rys. 2. Udział wydatków na nośniki energii do ogrzewania i ciepło sieciowe w ogóle dochodu rozporzeczalnego gospodarstw domowych w 2020 roku.



Źródło: Structure of consumption expenditure by COICOP consumption purpose [hbs_str_t21], Eurostat.
Uwaga: * oznacza dane z 2015 roku.

Z perspektywy polityki publicznej istotny jest również koszt zaniechania wdrożenia ETS2. Włączenie sektora budynków i transportu do systemu handlu uprawnieniami generuje znaczące dochody z aukcji, które – w zależności od przyjętych rozwiązań krajowych – mogą zostać przeznaczone na finansowanie inwestycji modernizacyjnych oraz ukierunkowanych instrumentów wsparcia dla gospodarstw domowych o najniższych dochodach. Brak terminowego wdrożenia przepisów dotyczących ETS2 do prawa krajowego oznaczałby nie tylko opóźnienie w pozyskiwaniu tych środków, lecz także ryzyko zawieszenia sprzedaży uprawnień przypisanych danemu państwu członkowskiemu, a tym samym zmniejszenie możliwości fiskalnych.



Z perspektywy polityki publicznej istotny jest również koszt zaniechania wdrożenia ETS2. Włączenie sektora budynków i transportu do systemu handlu uprawnieniami generuje znaczące dochody z aukcji, które – w zależności od przyjętych rozwiązań krajowych – mogą zostać przeznaczone na finansowanie inwestycji modernizacyjnych oraz ukierunkowanych instrumentów wsparcia dla gospodarstw domowych o najniższych dochodach. Brak terminowego wdrożenia przepisów dotyczących ETS2 do prawa krajowego oznaczałby nie tylko opóźnienie w pozyskiwaniu tych środków, lecz także ryzyko zawieszenia sprzedaży uprawnień przypisanych danemu państwu członkowskiemu, a tym samym zmniejszenie możliwości fiskalnych.

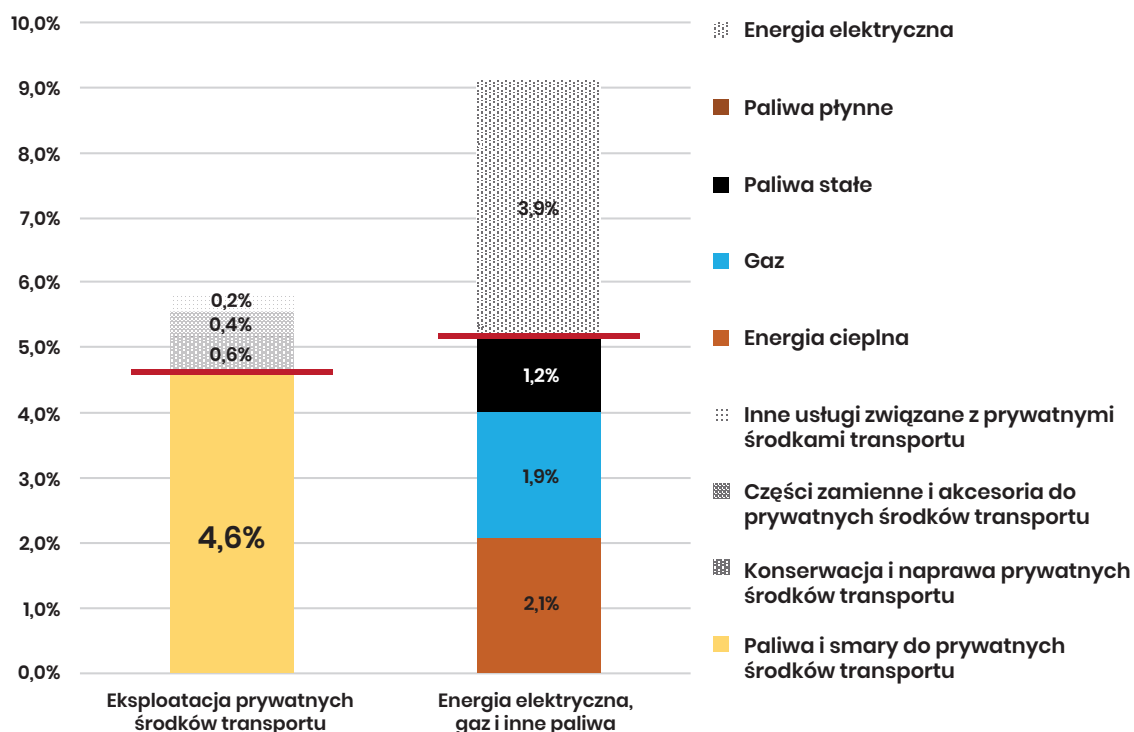
W kontekście harmonogramu wdrażania ETS2 istotne znaczenie ma planowane uruchomienie tzw. wczesnych aukcji już od stycznia 2027 r.⁸ Przesunięcie rozpoczęcia obowiązywania systemu na 2028 r. łagodzi krótkookresowy impuls kosztowy dla użytkowników paliw, nie zmienia jednak potrzeby sprawnego wdrożenia dyrektywy EU ETS w zakresie ETS2 na poziomie krajowym. Dopiero transpozycja odpowiednich przepisów umożliwi udział w wczesnych aukcjach, a tym samym wcześniejsze generowanie środków, które mogą zostać wykorzystane na przygotowanie gospodarki oraz gospodarstw domowych – zwłaszcza o niższych dochodach – na przyszły wzrost kosztów energii i paliw.

Analiza scenariuszowa dla Polski

W niniejszym artykule wykorzystano przykład Polski w celu zobrazowania wpływu wprowadzenia ETS2 na budżety gospodarstw domowych, ze szczególnym naciskiem na koszty użytkownika samochodów osobowych. Rys. 3 pokazuje, że przeciętne polskie gospodarstwo domowe przeznacza około 4,6% swoich wydatków konsumpcyjnych na paliwa transportowe, co jest porównywalne z wydatkami na paliwa do ogrzewania (5,2%). Niemniej jednak paliwa grzewcze charakteryzują się wyższą intensywnością emisyjną, co sugeruje, że w obszarze ogrzewania potencjalne obciążenie wynikające z ETS2 może być dla gospodarstw domowych relatywnie większe niż w przypadku kosztów związanych z transportem.

8 Komisja Europejska. (2025). EU emissions trading system (ETS2) – early auctioning of allowances. (https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/15472-EU-emissions-trading-system-ETS2-early-auctioning-of-allowances_en, dostęp: 16.12.2025).

Rys. 3. Przeciętne wydatki konsumpcyjne polskich gospodarstw domowych na transport (eksploatacja prywatnych środków transportu) oraz na energię wykorzystywaną w gospodarstwach domowych (energia elektryczna, gaz i inne paliwa) w 2020 roku.



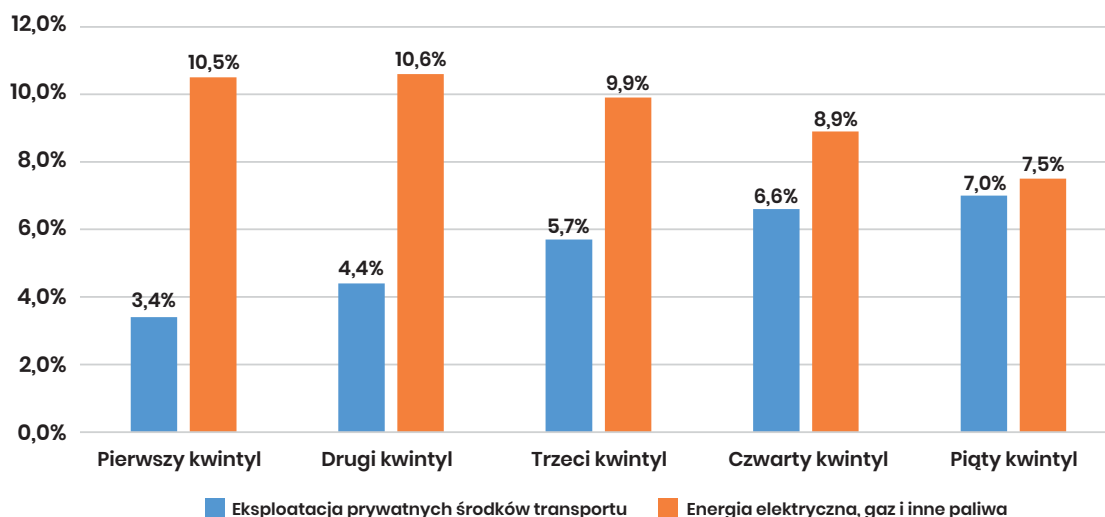
Źródło: Structure of consumption expenditure by income quintile and COICOP consumption purpose [hbs_str_t223], Eurostat.

Uwaga: energia elektryczna obejmuje zarówno ogrzewanie, jak i inne zastosowania, takie jak oświetlenie i zasilanie sprzętu AGD.

Udziały wydatków na paliwa przedstawione powyżej odnoszą się do statystycznego przeciętnego gospodarstwa domowego. W rzeczywistości jednak występują znaczące różnice w zależności od poziomu dochodów gospodarstwa. Na przy-

kład, najbiedniejsze 20% gospodarstw wydaje na paliwa transportowe około trzykrotnie mniej niż na ogrzewanie, podczas gdy w przypadku najzamożniejszych 20% gospodarstw wydatki na paliwa transportowe i grzewcze są zbliżone (Rys. 4).

Rys. 4. Wydatki konsumpcyjne polskich gospodarstw domowych na transport (eksploatacja prywatnych środków transportu) oraz na energię wykorzystywaną w gospodarstwach domowych (energia elektryczna, gaz i inne paliwa) w 2020 roku według kwintyli dochodowych.



Źródło: Structure of consumption expenditure by income quintile and COICOP consumption purpose [hbs_str_t223], Eurostat.

Koszty ETS2 ponoszone przez użytkowników prywatnych samochodów obliczane są jako iloczyn wielkości emisji i ceny uprawnień do emisji CO₂ w ramach ETS2 (zgodnie z założeniami dotyczącymi cen uprawnień według projektu zaktualizowanego Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu – aKPEiK, zob. tabela 1)⁹. Opłaty ponoszone przez gospodarstwa domowe i firmy w związku z wprowadzeniem systemu ETS2 zależą od poziomu zużycia paliw ropopochodnych (wykonanej pracy przewozowej – pokonanego dystansu, pojemności silnika, jak i jego sprawności spalania). Przeprowadzone analizy symulacyjne wskazują, że obecny poziom samochodów zeroemisyjnych (100 tys. szt.) może wzrosnąć z 0,5% do maksymalnie 4% ogółu samochodów osobowych w badanym okresie. W związku z powyższym między 2028 a 2032 rokiem nie należy spodziewać się istotnych zmian w strukturze floty samochodów osobowych w kierunku zeroemisyjnej dlatego w głównej

mierze koszty ETS2 będą zależne od ceny uprawnień do emisji.



Opłaty ponoszone przez gospodarstwa domowe i firmy w związku z wprowadzeniem systemu ETS2 zależą od poziomu zużycia paliw ropopochodnych (wykonanej pracy przewozowej – pokonanego dystansu, pojemności silnika, jak i jego sprawności spalania). Przeprowadzone analizy symulacyjne wskazują, że obecny poziom samochodów zeroemisyjnych (100 tys. szt.) może wzrosnąć z 0,5% do maksymalnie 4% ogółu samochodów osobowych w badanym okresie. W związku z powyższym między 2028 a 2032 rokiem nie należy spodziewać się istotnych zmian w strukturze floty samochodów osobowych w kierunku zeroemisyjnej dlatego w głównej mierze koszty ETS2 będą zależne od ceny uprawnień do emisji.

Tabela 1. Zakładana cena uprawnień do emisji CO₂ w ramach ETS2 w 2028–2032 (EUR'2024 za tonę CO₂).

2028	2029	2030	2031	2032
48	54	96	104	113

Źródło: Projekt zaktualizowanego Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK).

Założenia przeliczenia ceny EUA2 na komponent cenowy paliw:

1. Ceny paliwa zostały zwiększone o:

$$\Delta \text{ cena paliwa} \approx \text{cena EUA2 [EUR/t CO}_2\text{]} \cdot \text{EF}_{\text{paliwa}}[\text{t CO}_2\text{/l}]$$
2. EF_{paliwa} – wartości referencyjne, emisje ze spalania paliw w samochodach osobowych, orientacyjnie wartości: benzyna ~2,3 kg CO₂/l; olej napędowy ~2,6 kg CO₂/l; LPG ~1,6 kg CO₂/l.
3. W analizie przyjęto przeniesienie kosztu CO₂ na ceny paliw zgodnie z mechaniką modelu TR3E, gdzie współczynniki emisyjności w g CO₂/km zależą od struktury parku pojazdów.
4. Wyniki podano głównie jako zmiany procentowe kosztów paliwa zużywanego do przejechania 1km i TCO, które w modelu wyrażone są w cenach stałych z roku bazowego 2015 a następnie przeliczone na ceny z roku 2024.

9 Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2025). Projekt aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK), Załącznik 3: Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania (<https://www.gov.pl/attachment/fe392b99-f36b-46e5-a984-6d25bbaa83c8>, dostęp: 19.12.2025).

Symulacje przeprowadzone z użyciem modelu sektora transportu TR3E¹⁰ z uwzględnieniem w/w założonej ścieżki cen uprawnień do emisji wskazują, że łączne szacowane koszty ETS2 dla polskich gospodarstw domowych i firm wynikające z eksploatacji samochodów osobowych będą na poziomie 11,9% łącznych wydatków na paliwa ropopochodne w latach 2028-2032 (Rys. 5). Biorąc pod uwagę, że w ramach SCF jedynie 37,5% dostępnych środków (w Polsce ok. 5,7 mld euro) może być wydatkowane na wsparcie bezpośrednie dla gospodarstw domowych i użytkowników transportu znajdujących się w trudnej sytuacji finansowej, same te środki nie zrekompensują w pełni łącznych kosztów ponoszonych przez wszystkich użytkowników samochodów. Ostateczna skala obciążeń dla gospodarstw domowych, zwłaszcza o najniższych dochodach, będzie jednak zależeć od sposobu rozdysponowania zarówno środków z SCF, jak i przychodów z aukcji uprawnień w ETS2 i przy odpowiednim ukierunkowaniu wsparcia możliwe jest znaczące ograniczenie netto kosztów ponoszonych przez gospodarstwa z najniższych grup dochodowych. Warto także podkreślić, że przedłożony do konsultacji społecznych projekt polskiego Planu Społeczno-Klimatycznego (PSK) zakłada przeznaczenie środków z komponentu bezpośredniego wsparcia dochodów wyłącznie na pokrycie poniesionych przez gospodarstwo domowe kosztów energii elektrycznej i ogrzewania, poprzez wprowadzenie bonu (vouchera) energetycznego¹¹. Jeżeli zatem ostateczna wersja PSK nie zostanie wzbogacona o instrumenty bezpośrednio wspierające wrażliwych użytkowników środków transportu emisyjnego (szczególnie prywatnych spalinowych samochodów osobowych), dodatkowe obciążenia kosztowe związane

z ETS2 mogą pozostać odczuwalne dla tej grupy, zwłaszcza w przypadku gospodarstw domowych o niższych dochodach i ograniczonych możliwościach dostosowania się do nowych warunków.



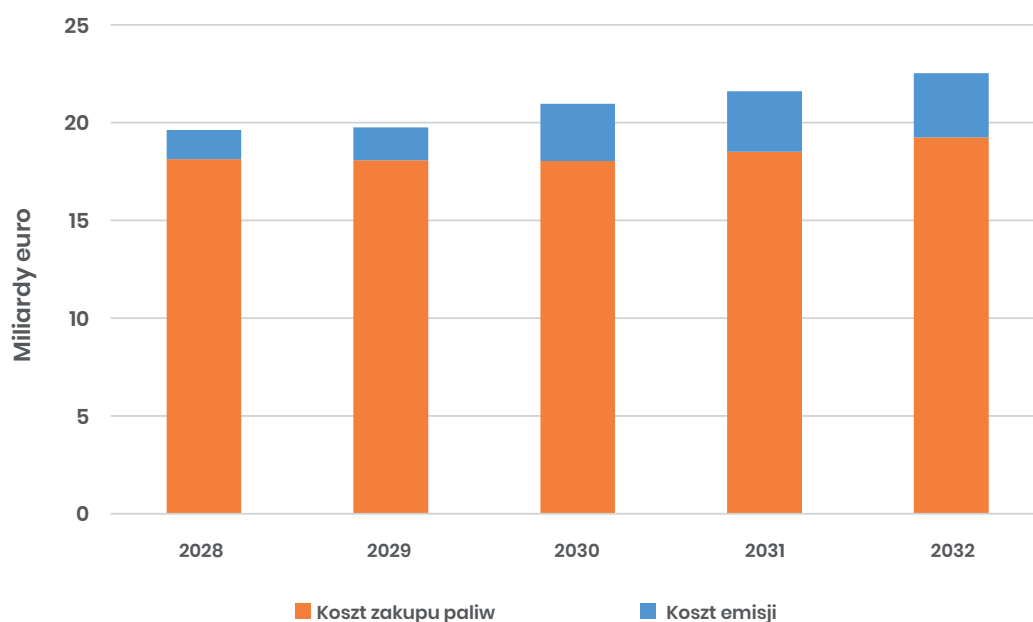
Symulacje przeprowadzone z użyciem modelu sektora transportu TR3E¹⁰ z uwzględnieniem w/w założonej ścieżki cen uprawnień do emisji wskazują, że łączne szacowane koszty ETS2 dla polskich gospodarstw domowych i firm wynikające z eksploatacji samochodów osobowych będą na poziomie 11,9% łącznych wydatków na paliwa ropopochodne w latach 2028-2032 (Rys. 5).



¹⁰ Rabięga, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzatożyński, A. (2022). The TR3E Model, ver. 2.0. IOŚ-PIB/KOBiZE, Warszawa.

¹¹ Projekt Planu Społeczno-Klimatycznego (PSK) przedstawiony do konsultacji publicznych, (2025), (<https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/strony/o-funduszach/spoleczny-fundusz-klimatyczny/plan>, dostęp: 14.10.2025).

Rys. 5. Szacowane dodatkowe koszty wynikające z wdrożenia ETS2 dla polskich gospodarstw domowych i firm związane z eksploatacją samochodów osobowych w latach 2028-2032 w odniesieniu do kosztów zakupu paliw.



Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modelu TR3E i założeń aKPEiK.

Planowane objęcie paliw dla pojazdów z silnikiem spalinowym systemem ETS2 będzie wiązało się ze zmianą poziomu kosztów eksploatacyjnych, co może przekładać się na całkowity koszt posiadania pojazdu (Total Cost of Ownership – TCO) i w pewnym stopniu wpływać na decyzje konsumentów dotyczące wyboru środka transportu lub rodzaju napędu pojazdu (emisyjny/nieemisyjny) stosowanego w codziennych przemieszczeniach. W początkowej fazie wdrażania ETS2 (2028-2029) wpływ na ceny paliw transportowych ma pozostać umiarkowany – nie powinien przekroczyć 10% ceny detalicznej dla benzyny i oleju napędowego oraz 15% dla LPG. Spowoduje to wzrost TCO o 2,4% dla pojazdów z silnikiem wysokoprężnym, 1,6% dla pojazdów benzynowych oraz 3,2% dla pojazdów zasilanych LPG, które charakteryzują się najwyższą emisyjnością¹².

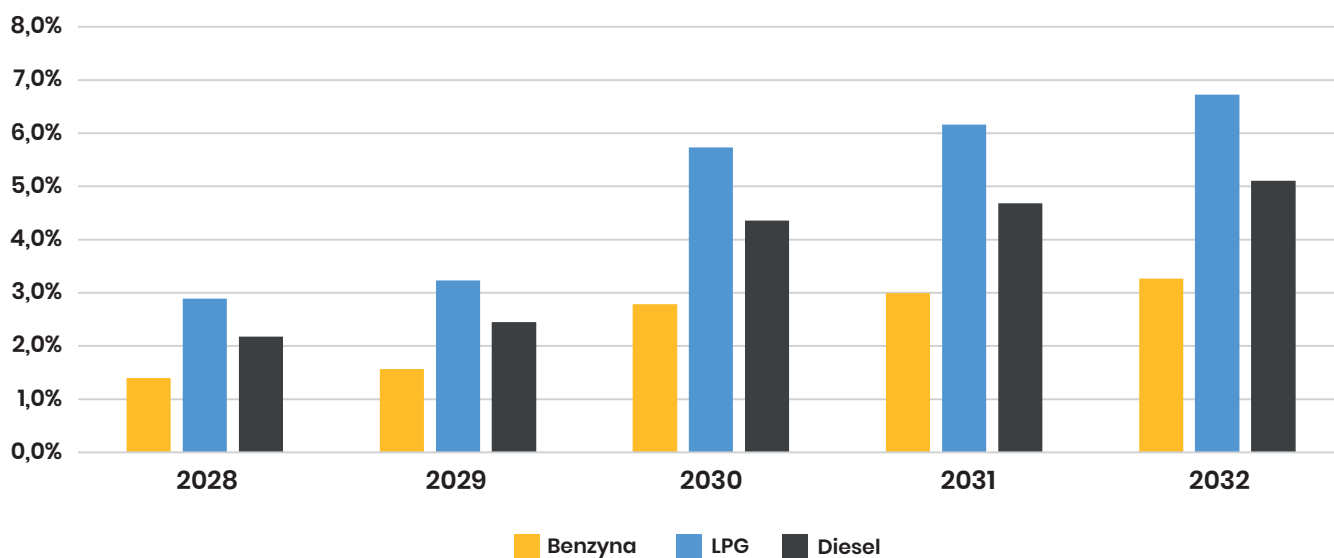


W początkowej fazie wdrażania ETS2 (2028-2029) wpływ na ceny paliw transportowych ma pozostać umiarkowany – nie powinien przekroczyć 10% ceny detalicznej dla benzyny i oleju napędowego oraz 15% dla LPG. Spowoduje to wzrost TCO o 2,4% dla pojazdów z silnikiem wysokoprężnym, 1,6% dla pojazdów benzynowych oraz 3,2% dla pojazdów zasilanych LPG, które charakteryzują się najwyższą emisyjnością¹².

Według założeń aKPEiK, od 2030 roku cena uprawnień ETS2 może zbliżyć się do 100 EUR za tonę CO₂ (tabela 1), co spowoduje wzrost cen paliw o około 13% dla benzyny, 15% dla oleju napędowego oraz 24% dla LPG. Wyższe koszty CO₂ przełożą się na dalszy wzrost TCO pojazdów spalinowych – szacowany na około 3,0% dla pojazdów benzynowych, 4,7% dla diesli i 6,2% dla pojazdów LPG (Rys. 6).

¹² Wskaźniki emisyjności przyjęto na podstawie scenariusza Central-2018 modelu POTEnCIA dla Polski (por. Mantzos, L., Wiesenthal, T., Neuwahl, F., Rózsai, M. (2019). The POTEnCIA Central scenario: an EU energy outlook to 2050. Publications Office of the European Union, Luksemburg.).

Rys. 6. Prognozowana zmiana całkowitego kosztu posiadania pojazdów (TCO) z silnikiem spalinowym (samochody osobowe) w latach 2028–2032 według rodzaju paliwa.



Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modelu TR3E i założeń akPEiK.

Symulacje scenariusza rozwoju sektora transportu po wprowadzeniu ETS2 pokazują, że wzrost całkowitego kosztu posiadania pojazdów spalinowych doprowadzi do stopniowego wzrostu liczby nowych pojazdów zeroemisyjnych (wodorowych i elektrycznych) użytkowanych w Polsce. Do 2029 roku, gdy cena uprawnień do emisji CO₂ wyniesie ok. 50 euro za tonę, przewiduje się, że około 75 tys. samochodów spalinowych zasilanych olejem napędowym i LPG zostanie zastąpionych samochodami elektrycznymi, hybrydowymi i benzynowymi. W latach 2030–2032, wraz ze wzrostem ceny uprawnień do poziomu około 100 EUR/tCO₂, liczba samochodów zasilanych olejem napędowym i LPG – najbardziej emisyjnych – która zostanie zastąpiona bardziej przyjaznymi dla środowiska środkami transportu wzrośnie o 50%.

Pojazdy elektryczne kupowane są głównie przez gospodarstwa z piątego kwintyla dochodowego, które przeznaczają około 1,2% swojego dochodu rozporządzalnego na zakup środków transpor-

tu. Jednak wzrost kosztów eksploatacji pojazdów spalinowych nie tylko przyspieszy upowszechnienie się pojazdów elektrycznych wśród zamożniejszych gospodarstw – wpłynie również na preferencje mobilnościowe grup o niższych dochodach.

Zmiana (wzrost) całkowitych kosztów użytkowania samochodów spalinowych może skłonić konsumentów do zakupu samochodów elektrycznych i rezygnacji z zakupu spalinowych przed wprowadzeniem ograniczeń w sprzedaży nowych aut spalinowych od 2035 roku. W latach 2028–2029 dodatkowa liczba samochodów zeroemisyjnych (wodorowych i elektrycznych) może wynieść niecałe 20 tys. szt. rocznie, a w latach 2030–2032 poniżej 30 tys. szt. rocznie (Rys. 7)¹³. Łączna liczba dodatkowych aut zeroemisyjnych na polskich drogach wynikająca z wprowadzenia ETS2 może wynieść w okresie 2028–2032 ok. 120 tys. szt. Wynik ten zaliczyć można do pozytywnych efektów wdrożenia ETS2 w zakresie dekarboniza-

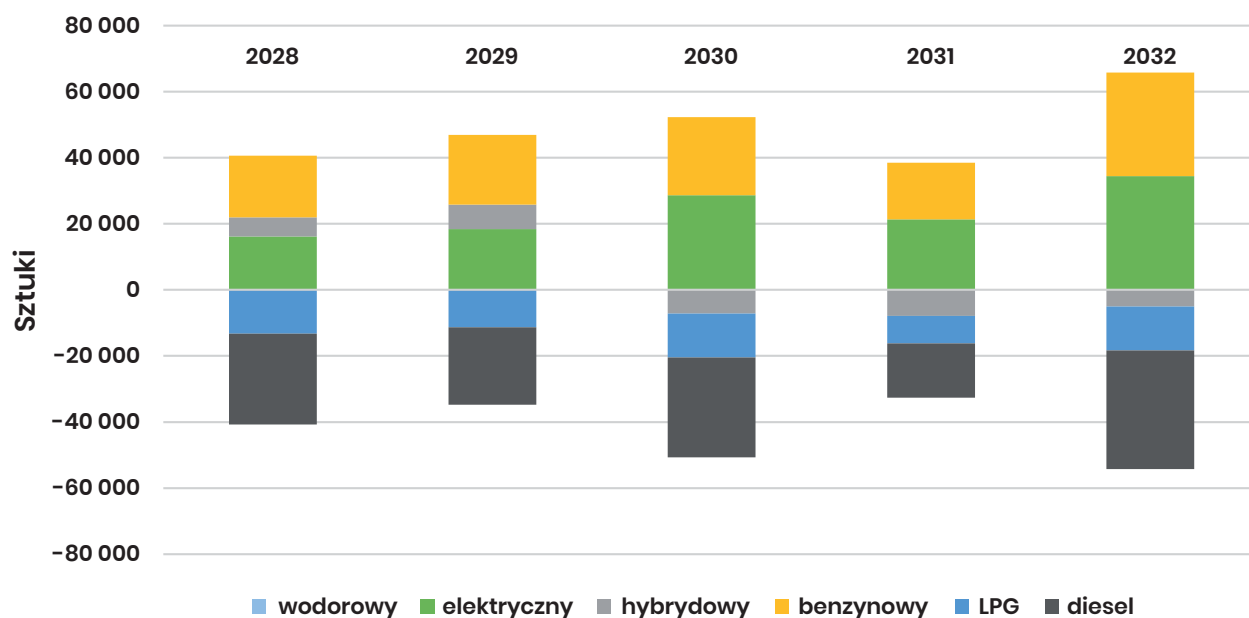
¹³ Należy pamiętać, że zmiany struktury nowych pojazdów przedstawione na rysunku 7 należy interpretować w odniesieniu do scenariusza bazowego zakładającego brak wprowadzenia ETS2.

cji transportu oraz stymulowania rozwoju elektromobilności w Polsce. Warto także zauważyć, że prognozowany impuls cenowy związany z wprowadzeniem ETS2 nie będzie miał natychmiastowego przełożenia na decyzje konsumentów w zakresie rodzaju nowo zakupionych samochodów. Reasumując, wyniki symulacji pokazują, że uwzględniając zarówno bazowe tempo rozwoju elektromobilności w Polsce (scenariusz bazowy), jak i wprowadzenie systemu ETS2, średnioroczne tempo elektryfikacji floty samochodów osobowych wyniesie ok. 130 tys. pojazdów rocznie, co przełoży się na ponad 1 mln samochodów elektrycznych w 2032 roku w Polsce.



Zmiana (wzrost) całkowitych kosztów użytkowania samochodów spalinowych może skłonić konsumentów do zakupu samochodów elektrycznych i rezygnacji z zakupu spalinowych przed wprowadzeniem zakazu zakupu nowych spalinowych aut od 2035 roku. W latach 2028-2029 dodatkowa liczba samochodów zeroemisyjnych (wodorowych i elektrycznych) może wynieść niecałe 20 tys. szt. rocznie, a w latach 2030-2032 poniżej 30 tys. szt. rocznie (Rys. 7)¹⁵.

Rys. 7. Prognozowana zmiana liczby nowych pojazdów wprowadzanych do eksploatacji w latach 2028-2032 w porównaniu do scenariusza bazowego (braku wprowadzenia ETS2).



Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modelu TR3E i założeń AKPEiK.

Podsumowanie

Celem powyższej analizy było przedstawienie skutków wprowadzenia systemu ETS2 w Polsce w zakresie zmiany kosztów eksploatacji samochodów osobowych. Wyniki analizy powstały w oparciu o scenariusz dekarbonizacji sektora transportu w ramach modelu sektora transportu

TR3E przy uwzględnieniu założeń zaktualizowanego Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu.

Wyniki analizy wskazują, że w początkowej fazie ETS2 wpływ na transport drogowy w Polsce będzie przede wszystkim realizowany poprzez wzrost kosztów paliw, przekładający się na wzrost kosztów użytkowania pojazdów (TCO)

w horyzoncie 2028–2032. Skala oddziaływania jest zależna od ścieżki cen EUA2 oraz założeń dotyczących przenoszenia kosztu na ceny końcowe paliw. W krótkim okresie nie musi to automatycznie oznaczać gwałtownej zmiany udziału samochodów zeroemisyjnych w parku pojazdów osobowych a raczej stopniowe wzmocnienie bodźców do oszczędności paliwa, efektywności i wyborów niskoemisyjnych.

Rezultaty modelowania wskazują, że w pierwszych latach jego obowiązywania (2028–2032) koszty systemu ETS2 będą stanowiły 11,9% łącznych wydatków na paliwa ropopochodne. Całkowity koszt posiadania pojazdów spalinowych będzie rósł w latach 2028–2032 przy czym tempo wzrostu będzie zależne od poziomu TCO. W przypadku samochodów benzynowych TCO jest najwyższe (niskie przebiegi, wysoki koszt paliwa) co przekłada się na najniższy wzrost kosztów wynikających z ETS2, podczas gdy odwrotny efekt obserwowany jest dla samochodów zasilanych LPG. Odpowiedzią na wzrost kosztów użytkowania pojazdów będą spadki liczby rejestracji nowych samochodów zasilanych benzyną, olejem napędowym i LPG. W to miejsce prognozuje się wzrost liczby rejestracji nowych samochodów zeroemisyjnych (wodorowych i elektrycznych), który w latach 2028–2032 może wynieść łącznie nawet 120 tys. pojazdów.

Warto podkreślić, że wyniki przedstawione w artykule oparto na ścieżce cen uprawnień przyjętej w projekcie aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK). W konkluzjach Rady Europejskiej z 23.10.2025 r. odnotowano, że Komisja Europejska planuje przyjęcie środków ułatwiających wejście w życie ETS2, w tym mechanizmów stabilizacji cen oraz dwuletniej

oceny postępów w realizacji celów pośrednich¹⁴. Na etapie przygotowania niniejszej analizy szczegółowy zakres tych rozwiązań nie był jeszcze znany, dlatego nie został uwzględniony w scenariuszu. Przy interpretacji rezultatów należy mieć na uwadze ich wrażliwość na przyjętą ścieżkę cen uprawnień; zastosowanie innego scenariusza mogłoby prowadzić do odmiennych wyników. Zwracając uwagę na fakt, że w krótkim okresie (2028–2032) wpływ zmian cen uprawnień będzie w dużej mierze przebiegał poprzez zmianę kosztów paliw to przy ograniczonych zmianach zachowań transportowych różnice w łącznych kosztach byłyby w przybliżeniu proporcjonalne do zmiany cen uprawnień.

Rosnące koszty indywidualnego transportu opartego na paliwach kopalnych mogą skłonić gospodarstwa o niskich dochodach do częstszego korzystania z transportu publicznego – o ile będzie on dostępny i niezawodny. Na obszarach, gdzie takich alternatyw brakuje, istnieje ryzyko pogłębienia wykluczenia transportowego wśród gospodarstw wrażliwych. Ma to szczególne znaczenie w kontekście założeń polskiego Planu Społeczno-Klimatycznego, który – jak się wydaje – powinien zostać uzupełniony o alokację środków na cele związane z łagodzeniem wzrostu kosztów użytkowania pojazdów, szczególności w grupie gospodarstw domowych o najniższych dochodach.



Rosnące koszty indywidualnego transportu opartego na paliwach kopalnych mogą skłonić gospodarstwa o niskich dochodach do częstszego korzystania z transportu publicznego – o ile będzie on dostępny i niezawodny.

¹⁴ Rada Europejska. (2025). European Council conclusions on competitiveness and twin transition (23.10.2025), (<https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2025/10/23/european-council-conclusions-on-competitiveness-and-twin-transition/>, dostęp: 16.12.2025).

Kluczowa implikacja dla polityki publicznej polega na tym, że ETS2 powinien być traktowany nie jako „koszt sam w sobie”, lecz jako element szerszej architektury transformacji, w której równolegle uruchamiane są mechanizmy ostonowe i inwestycyjne (w tym Społeczny Fundusz Klimatyczny oraz krajowe instrumenty wsparcia). Ostateczny efekt społeczno-ekonomiczny zależy więc od jakości wdrożenia: skierowania wsparcia do grup najbardziej wrażliwych, zwiększania dostępności alternatyw (transport zbiorowy, efektywność energetyczna, niskoemisyjna mobilność) oraz minimalizowania ryzyka szoków cenowych.

BIBLIOGRAFIA:

- 1 Brand, C., Boardman, B. (2008). Taming of the few—The unequal distribution of greenhouse gas emissions from personal travel in the UK. *Energy Policy*, 36(1), 224–238.
- 2 Eurostat. Structure of consumption expenditure by COICOP consumption purpose (hbs_str_t21).
- 3 Eurostat. Structure of consumption expenditure by income quintile and COICOP consumption purpose (hbs_str_t223).
- 4 Haywood, L., Jakob, M. (2023). The role of the emissions trading scheme 2 in the policy mix to decarbonize road transport in the European Union. *Transport Policy*, 139, 99–108.
- 5 Jeszke, R. (2025a). ETS2 a wyzwania lokalnej transformacji energetycznej. *Local Trends / Centrum Myśli Strategicznych*, Sopot. ISBN 978-83-66843-47-9. (<https://localtrends.pl/wp-content/uploads/2025/10/O-trendach-wizjach-i-strategiach-samorzadow-ebook.pdf>, dostęp: 19.12.2025).
- 6 Jeszke, R. (2025b). ETS2 – Jak mądrze i pragmatycznie do niego podejść?, *Pomorski Thinkletter*, nr 4(23). (<https://www.kongresobywatelski.pl/wp-content/uploads/2025/12/pomorski-thinkletter-nr-4-23.pdf>, dostęp: 19.12.2025).
- 7 Komisja Europejska. (2021). Impact assessment accompanying the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading (SWD(2021) 601 final). (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021SC0601>, dostęp: 17.10.2025).
- 8 Komisja Europejska. (2025). Climate Action Progress Report 2025 (rozdz. 3). (https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/progress-climate-action/eu-climate-action-progress-report-2025/chapter-3-effort-sharing-emissions_en#road-transport, dostęp: 17.12.2025).
- 9 Komisja Europejska. (2025). EU emissions trading system (ETS2) – early auctioning of allowances. (https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/15472-EU-emissions-trading-system-ETS2-early-auctioning-of-allowances_en, dostęp: 16.12.2025).
- 10 Krajowy Plan Odbudowy. (2025). Polska otrzymała 26 mld zł z KPO. (<https://www.kpo.gov.pl/strony/aktualnosci/polska-otrzymala-26-mld-zl-z-kpo/>, dostęp: 19.12.2025).
- 11 Mantzos, L., Wiesenthal, T., Neuwahl, F., Rózsai, M. (2019). The POTEnCIA Central scenario: an EU energy outlook to 2050. Publications Office of the European Union, Luksemburg.
- 12 Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2025). Projekt aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK). Załącznik 3: Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania. (<https://www.gov.pl/attachment/fe392b99-f36b-46e5-a984-6d25bbba83c8>, dostęp: 19.12.2025).
- 13 Perdana, S., Vielle, M. (2026). Regional inequality of the European ETS-2. *Energy Policy*, 208.
- 14 Projekt Planu Społeczno-Klimatycznego (PSK) przedstawiony do konsultacji publicznych. (2025). (<https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/strony/ofunduszach/spoleczny-fundusz-klimatyczny/plan>, dostęp: 14.10.2025).
- 15 Rabięga, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzałczyński, A. (2022). The TR3E Model, ver. 2.0. IOŚ-PIB/KOBIZE, Warszawa.
- 16 Rada Europejska. (2025). European Council conclusions on competitiveness and twin transition (23.10.2025). (<https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2025/10/23/european-council-conclusions-on-competitiveness-and-twin-transition/>, dostęp: 16.12.2025).
- 17 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniającego rozporządzenie (UE) 2021/1060. *Dz. Urz. UE L 130*.



Jak zmieniła się emisja gazów cieplarnianych w Polsce od 1988 r.?

Autorzy:

Dr Paulina Grzelak, adiunkt, Zespół Inwentaryzacji Emisji, Centrum Inwentaryzacji Emisji i Analiz Przestrzennych, KOBiZE

Dr Iwona Kargulewicz, adiunkt, Zespół Inwentaryzacji Emisji, KOBiZE

Anna Olecka, Kierownik Zespołu Inwentaryzacji Emisji, Centrum Inwentaryzacji Emisji i Analiz Przestrzennych, KOBiZE

Janusz Rutkowski, Zespół Inwentaryzacji Emisji, Centrum Inwentaryzacji Emisji i Analiz Przestrzennych, KOBiZE

Jacek Skośkiewicz, Zespół Inwentaryzacji Emisji, Centrum Inwentaryzacji Emisji i Analiz Przestrzennych, KOBiZE

Marcin Żaczek, Zespół Inwentaryzacji Emisji, Centrum Inwentaryzacji Emisji i Analiz Przestrzennych, KOBiZE

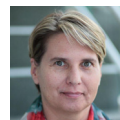
Jak zmieniła się emisja gazów cieplarnianych w Polsce od 1988 r.?



Autor:
Dr Paulina Grzelak



Autor:
Dr Iwona Kargulewicz



Autor:
Anna Olecka



Autor:
Janusz Rutkowski



Autor:
Jacek Skośkiewicz



Autor:
Marcin Żaczek

Słowa kluczowe: emisja gazów cieplarnianych, pochłanianie CO₂, gazy cieplarniane, CO₂, krajowa inwentaryzacja emisji, konwencja UNFCCC, Porozumienie paryskie

Streszczenie

Emisja gazów cieplarnianych jest niezwykle aktualnym tematem w kontekście zachodzących zmian klimatu i wynikających z nich zagrożeń. Dlatego też kluczowa jest dostępność wiarygodnych, porównywalnych i corocznych danych o wielkości tej emisji. Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych jest zasadniczym, oficjalnym dokumentem zawierającym takie informacje. Stanowi podstawę do rozliczeń z istniejących zobowiązań międzynarodowych oraz do planowania dalszych działań w kraju.

W artykule przedstawiono kluczowe informa-

cje na temat krajowej inwentaryzacji emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych (GC) oraz najnowsze oficjalne jej wyniki dla lat 1988–2023. Skupiono się na analizie trendów emisji GC, pokazaniu jej zmian oraz wskazaniu głównych przyczyn istotnej redukcji emisji GC jaka miała miejsce w analizowanym okresie. Zaprezentowano strukturę emisji zarówno w podziale na gazy, jak i sektory.

Wspomniane zostały również podstawowe aspekty prawne i metodyczne wskazujące obowiązki i zasady międzynarodowego raportowania.

Spis skrótów:

AR5 – IPCC Fifth Assessment Report (Piąty raport IPCC oceniający zmiany klimatu)

CRT – Common Reporting Tables (tablice wspólnego raportowania)

f-gazy – gazy fluorowane z grupy HFC, PFC, SF₆ oraz NF₃

GC – gazy cieplarniane

GWP – Global Warming Potential (współczynnik globalnego ocieplenia)

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (Międzypaństwowy Zespół ds. Zmian Klimatu)

LULUCF – Land Use, Land Use Change and Forestry (Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo)

NID – National Inventory Document

ONZ – Organizacja Narodów Zjednoczonych

PP – Porozumienie paryskie

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change (konwencja klimatyczna)

Elementem transparentności w realizacji Porozumienia paryskiego, opisanego w poprzednim numerze GO₂50, jest opracowywanie corocznych krajowych inwentaryzacji (wykazów) emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych (GC). Za wykonanie tychże inwentaryzacji w Polsce odpowiada – zgodnie z ustawą z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. 2022 poz. 673 ze zm.) – Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), funkcjonujący w Instytucie Ochrony Środowiska – Państwowym Instytucie Badawczym, nadzorowany przez Ministra Klimatu i Środowiska, zaś ich akceptacja (umożliwiająca dalsze procedowanie na forum międzynarodowym) odbywa się na poziomie Komitetu ds. Europejskich przy Kancelarii Prezesa Rady Ministrów.

W artykule przedstawiono kluczowe informacje o krajowej inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych oraz jej najnowsze wyniki na przestrzeni lat 1988–2023, opracowane w 2025 r.

Zasadnicze elementy raportowania krajowych inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych stanowią: raport tzw. NID (National Inventory Document) oraz tablice CRT (Common Reporting Tables).

Krajowe inwentaryzacje emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych są raportowane przez strony konwencji UNFCCC corocznie dla całego okresu od roku bazowego, nie dla pojedynczych lat. I tak np. w 2025 r. kraje zgłosiły swoje inwentaryzacje za rok 2023 r. wraz z trendem od roku bazowego (czyli od 1990, a w przypadku Polski – 1988).

Raporty NID sporządzane są w jednym z 6 oficjalnych języków ONZ (angielski, francuski, hiszpański, rosyjski, arabski lub chiński) i zawierają szczegółowy opis wyników oraz zastosowanej metodyki szacowania emisji i pochłaniania GC w uzgod-

nionym na forum konwencji UNFCCC formacie. Cały pakiet informacji, zawierający dane o emisji gazów cieplarnianych oraz dodatkowe parametry metodyczne, jest importowany przez kraje do systemu opracowanego i zarządzanego przez Sekretariat konwencji UNFCCC. Po weryfikacji poprawności danych w systemie generowane są tablice excel w ujednoliconym formacie wspólnych tablic raportowania (CRT) identycznym dla wszystkich krajów.



Od 2023 r., do przeliczania emisji gazów cieplarnianych innych niż dwutlenek węgla na ekwiwalent CO₂, stosowane są współczynniki globalnego ocieplenia (tzw. GWP) z „Piątego raportu IPCC oceniającego zmiany klimatu” (tzw. AR5) w 100-letnim horyzoncie czasowym.

Bardzo istotnym elementem krajowych inwentaryzacji jest zachowanie spójności metodycznej zinwentaryzowanych i raportowanych serii danych dotyczących emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych. Ewentualne zmiany danych historycznych czy metodyki zastosowanej do inwent-

ryzacji skutkują koniecznością rekalkulacji danych historycznych (tj. całej serii inwentaryzowanych danych, począwszy od roku 1988). W efekcie procesu rekalkulacji serii danych, emisje oszacowane od roku bazowego mogą podlegać aktualizacji przy kolejnych iteracjach raportu inwentaryzacyjnego.

Zanim krajowe inwentaryzacje emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych państw członkowskich UE zostaną zgłoszone do Sekretariatu konwencji UNFCCC do 15.04, są wgrywane - w wersji wstępnej do 15.01 oraz ostatecznej do 15.03 - na serwery Europejskiej Agencji Środowiska (EEA).

Raportowanie w ramach konwencji klimatycznej obejmuje jedynie emisję i pochłanianie gazów cieplarnianych będące rezultatem działań antropogenicznych.

Zgodnie z obowiązującymi wytycznymi raportowane są następujące gazy i grupy gazów cieplarnianych: dwutlenek węgla (CO₂), metan (CH₄), podtlenek azotu (N₂O), grupa gazów HFC (wodorofluorowęglowodory), grupa gazów PFC (perfluorowęglowodory), sześćfluorek siarki (SF₆), trójfluorek azotu (NF₃). Emisje są raportowane według klasyfikacji i w formacie tzw. Common Reporting Tables (CRT) w pięciu głównych kategoriach źródeł: 1. Energia, 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów, 3. Rolnictwo, 4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF) oraz 5. Odpady.

Jedną z istotnych zasad raportowania emisji gazów cieplarnianych jest to, że emisja CO₂ wynikająca ze spalania biomasy i biopaliw podawana jest tylko informacyjnie, ale nie jest uwzględniana w sumach sektorowych lub krajowych. Zakłada się bowiem, że wyemitowane w procesie spalania CO₂ jest ponownie pobierane z atmosfery przez rośliny w procesie fotosyntezy.

Aby dokładniej odwzorować wpływ emisji na klimat, raportowaniem objęto także tzw. emisję pośrednią CO₂. Jest to - niewielka w skali kraju - emisja pochodząca z degradacji i utleniania się emitowanych do atmosfery niemetanowych lotnych związków organicznych (NMLZO).

W procesie szacowania emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych na forum Konferencji Stron Konwencji Klimatycznej obowiązuje metodyka opublikowana w 2006 r. przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC) pn.: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Kraje mogą dodatkowo dobrowolnie korzystać także z ich aktualizacji pn.: 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Ww. wytyczne pozwalają na szacowanie emisji na różnym stopniu szczegółowości, w zależności od dostępności krajowych metod oraz parametrów i wskaźników emisji. W kontekście jakości danych należy podkreślić, że krajowe inwentaryzacje emisji przechodzą cykliczne międzynarodowe przeglądy, organizowane zarówno pod auspicjami Sekretariatu UNFCCC, jak i Unii Europejskiej. Uzyskane z tych przeglądów rekomendacje metodyczne są wdrażane w kolejnych zgłoszeniach inwentaryzacji emisji GC, co jest szczegółowo weryfikowane w kolejnych latach.

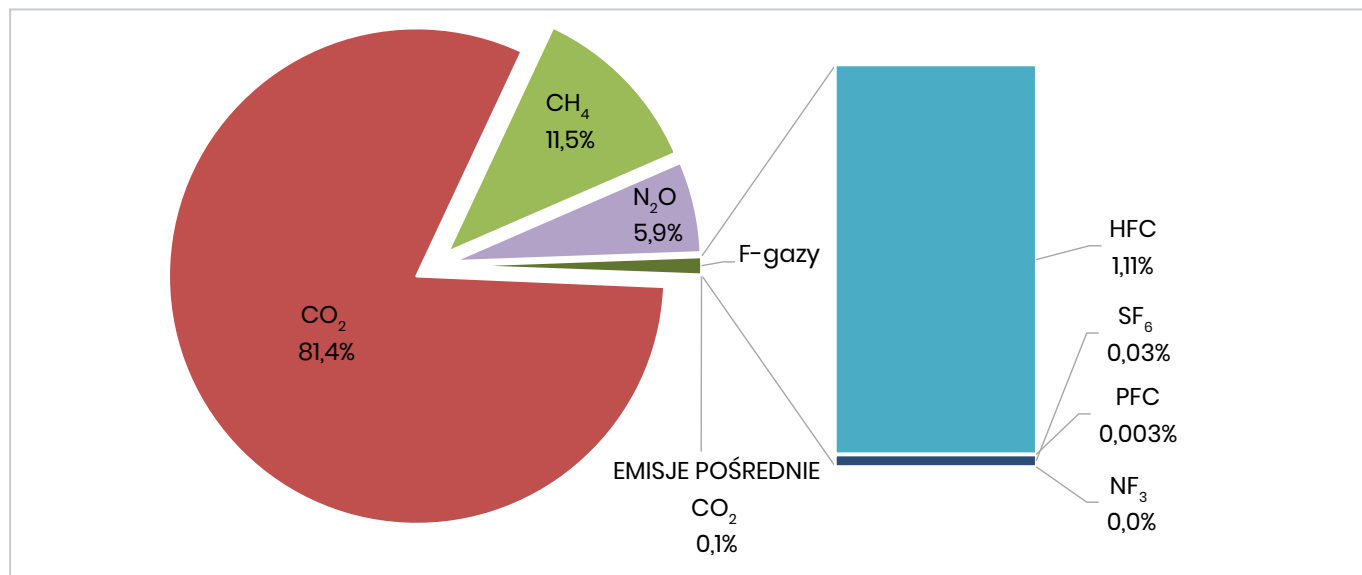


Dwutlenek węgla ma dominujący udział w emisji gazów cieplarnianych w Polsce - ponad 81%, natomiast udział metanu i podtlenku azotu wynosi odpowiednio: 11,5% i 5,9%. Fluorowane gazy przemysłowe (tzw. f-gazy) mają niewielki udział w krajowej emisji GC - łącznie ok. 1,1% w 2023 r.

Dwutlenek węgla ma dominujący udział w emisji gazów cieplarnianych w Polsce - ponad 81%, natomiast udział metanu i podtlenku azotu wynosi odpowiednio: 11,5% i 5,9%. Fluorowane gazy

przemysłowe (tzw. f-gazy) mają niewielki udział w krajowej emisji GC - łącznie ok. 1,1% w 2023 r. (wykres 1).

Wykres 1. Udziały poszczególnych GC w całkowitej emisji krajowej (bez kategorii LULUCF) w 2023 r.

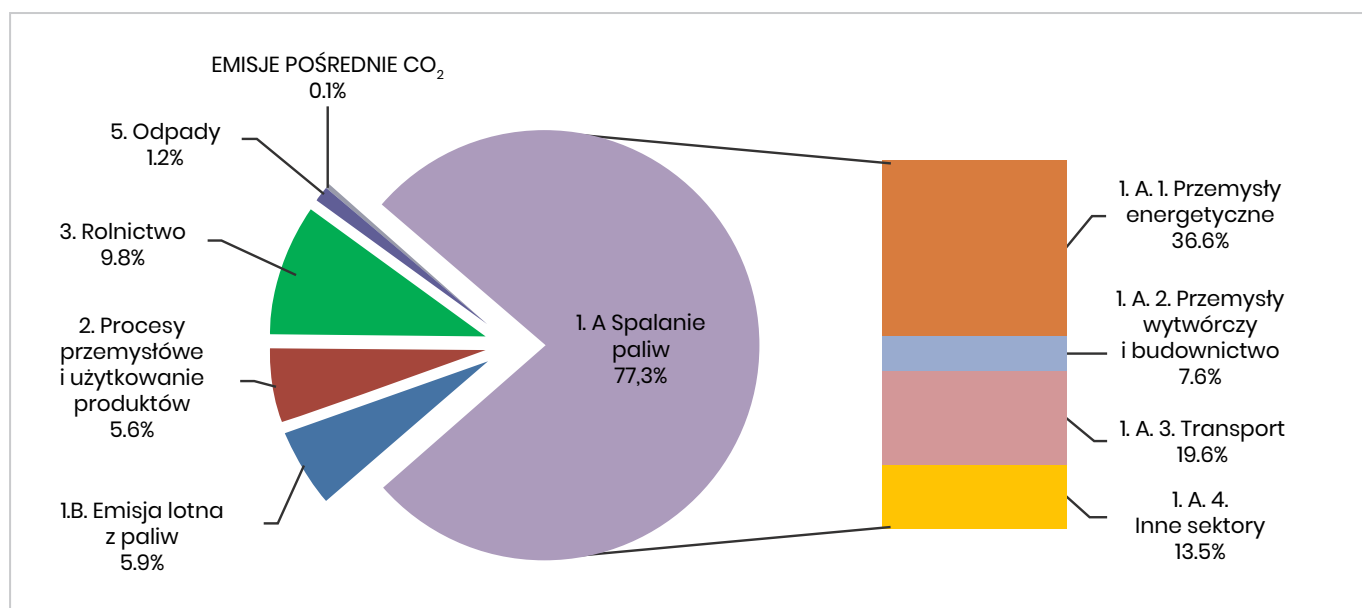


Źródło: KOBiZE

Największy udział w całkowitej emisji gazów cieplarnianych w Polsce w 2023 r. mają procesy spalania paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych (77,3%), rolnictwo odpowiada za 9,8%, emisja lotna

za 5,9%, procesy przemysłowe za 5,6% i odpady za 1,2% całkowitej emisji gazów cieplarnianych (wykres 2).

Wykres 2. Udziały poszczególnych kategorii źródeł w całkowitej emisji krajowej GC (bez kategorii 4) w 2023 roku.



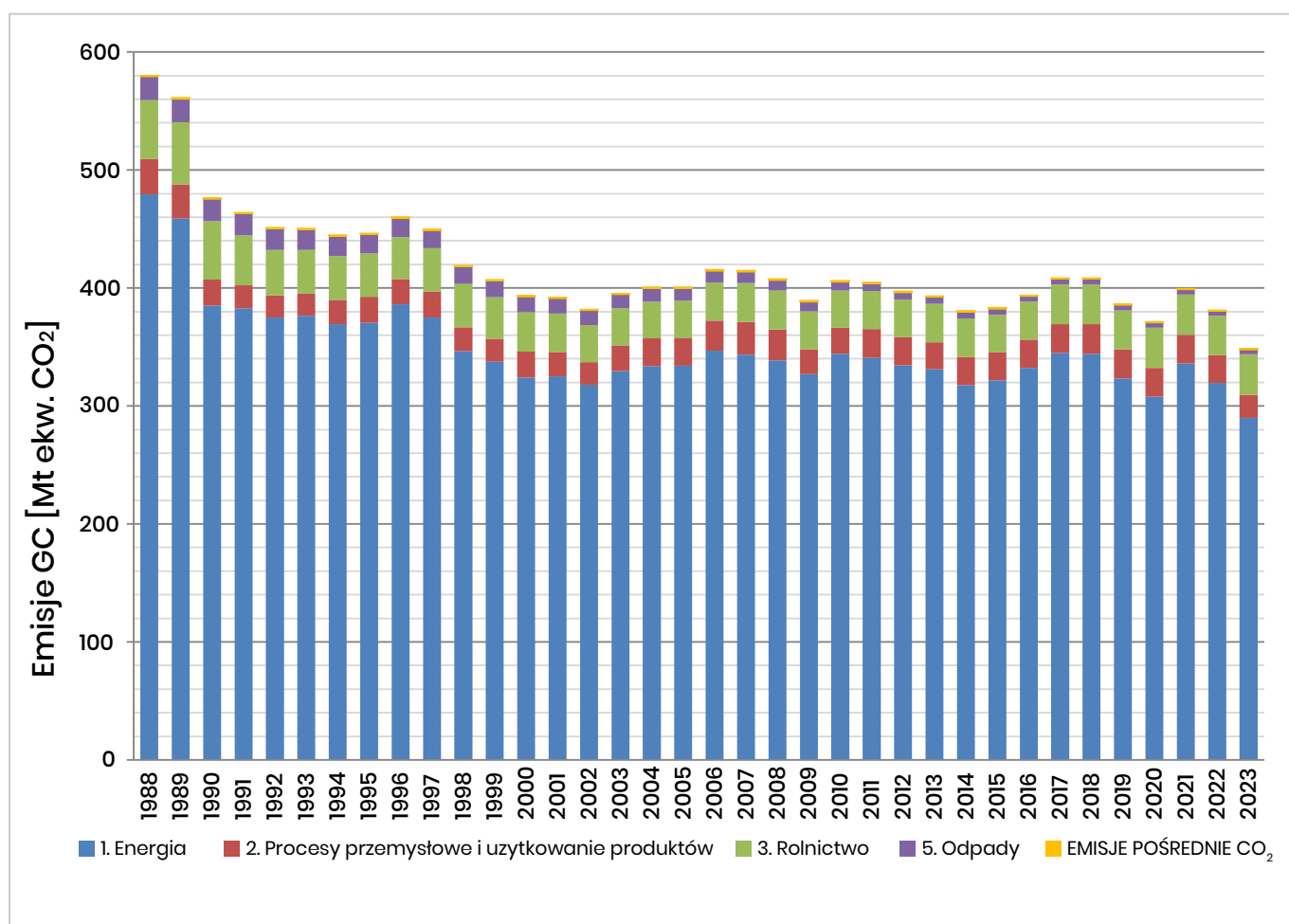
Źródło: KOBiZE



Największy udział w całkowitej emisji gazów cieplarnianych w Polsce w 2023 r. mają procesy spalania paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych (77,3%), rolnictwo odpowiada za 9,8%, emisja lotna za 5,9%, procesy przemysłowe za 5,6% i odpady za 1,2% całkowitej emisji gazów cieplarnianych.

Całkowita krajowa emisja gazów cieplarnianych w 2023 r. wyniosła 348,4 milionów ton ekw. CO₂ (z wyłączeniem emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z kategorii 4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (tzw. LULUCF) i zmniejszyła się w stosunku do 1988 r. o 39,9%, zaś w stosunku do roku 1990 - o 26,8% (wykres 3). Poniżej opisano trendy emisji wg głównych kategorii źródeł emisji oraz pochłaniania GC.

Wykres 3. Zagregowane emisje gazów cieplarnianych (bez kategorii LULUCF) w latach 1988–2023 wg kategorii źródeł.



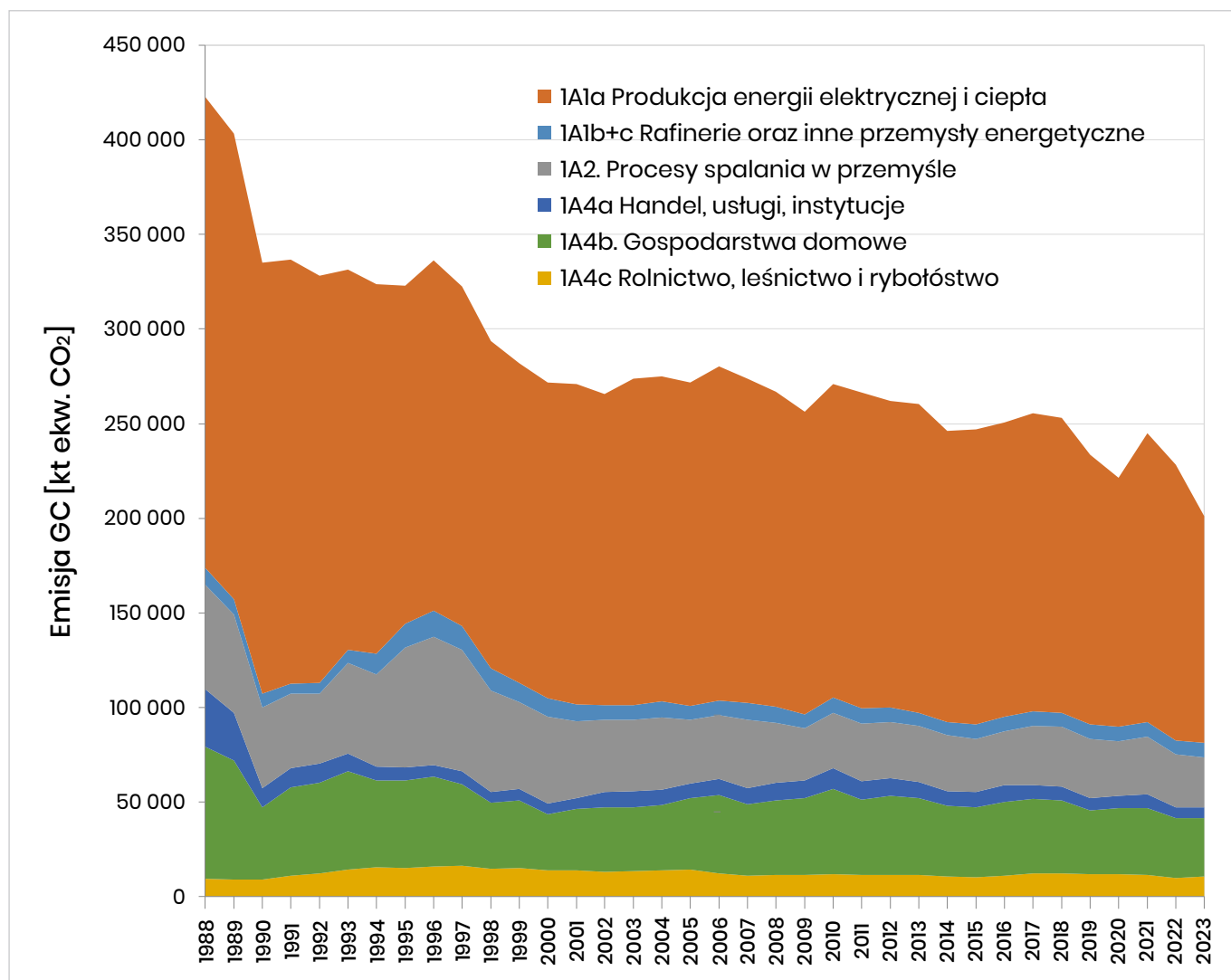
Źródło: KOBiZE

Spalanie paliw w źródłach stacjonarnych

Emisja GC z procesów spalania paliw w źródłach stacjonarnych wyniosła 201 mln ton ekw. CO₂ i miała prawie sześćdziesięcioprocentowy udział w krajowej emisji gazów cieplarnianych w 2023 r. Udział ten spadał na przestrzeni lat 1988–2023

do wspomnianej wartości z poziomu przekraczającego 70%, jaki występował na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych. Struktura pod względem źródeł emisji GC z energetycznego pozatransportowego zużycia paliw została przedstawiona na wykresie 4.

Wykres 4. Udział poszczególnych sektorów w emisji GC ze spalanie paliw w źródłach stacjonarnych (z uwzględnieniem maszyn rolniczych i rybołówstwa, które nie są ujęte w transporcie).



Źródło: KOBiZE

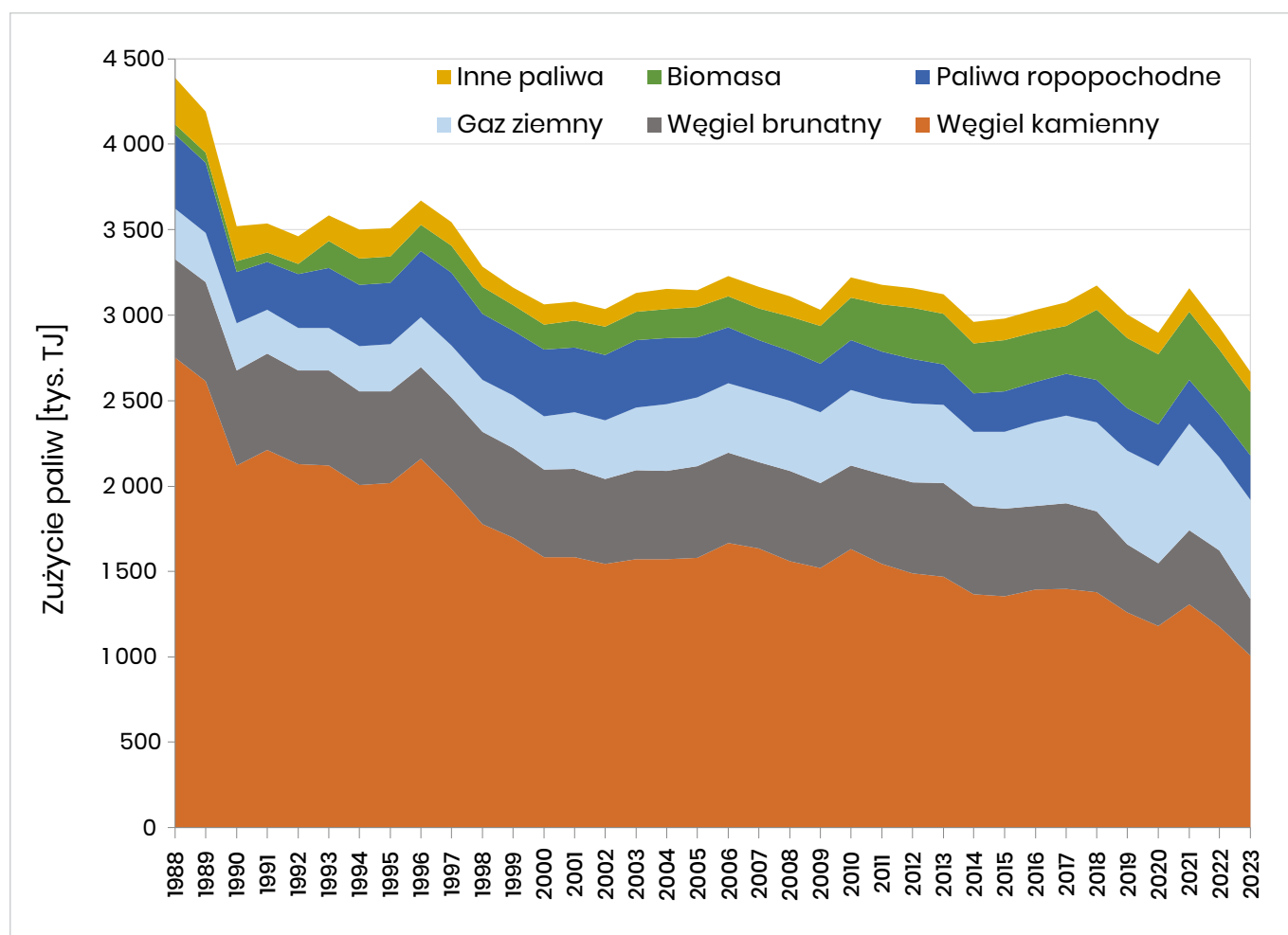
W emisji GC ze stacjonarnych źródeł spalania dominuje emisja z procesu produkcji energii elektrycznej i ciepła komercyjnego (1A1a), stanowiąc ok. 60% w analizowanej podkategorii (wykres 4). W latach 1988-2023 nastąpił spadek emisji GC w kategorii 1A1a o ok. 52% (z 249 do 120 mln ton ekw. CO₂), co miało decydujący wpływ na widoczną, ponad 52% redukcję emisji GC z całej kategorii spalania stacjonarnego paliw w prezentowanym okresie (wykres 4). Tak znacząco zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych wynikało głównie z ograniczenia zużycia paliw o prawie 40% i zmiany struktury paliwowej (wykres 5). Widoczny jest zdecydowany wzrost zużycia biomasy.



Cała biomasa w inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych traktowana jest jako paliwo zeroemisyjne jeśli chodzi o CO₂.

Cała biomasa w inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych traktowana jest jako paliwo zeroemisyjne jeśli chodzi o CO₂.

Wyraźny jest również spadek zużycia węgla kamiennego o ok. 63% i brunatnego o prawie 43%. W samym sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła komercyjnego ograniczenie zużycia węgla kamiennego wyniosło ponad 58%, a brunatnego ok. 43%.

Wykres 5. Struktura paliwowa w kategorii 1A Spalanie paliw z wyłączeniem sektora transportu (1A3).

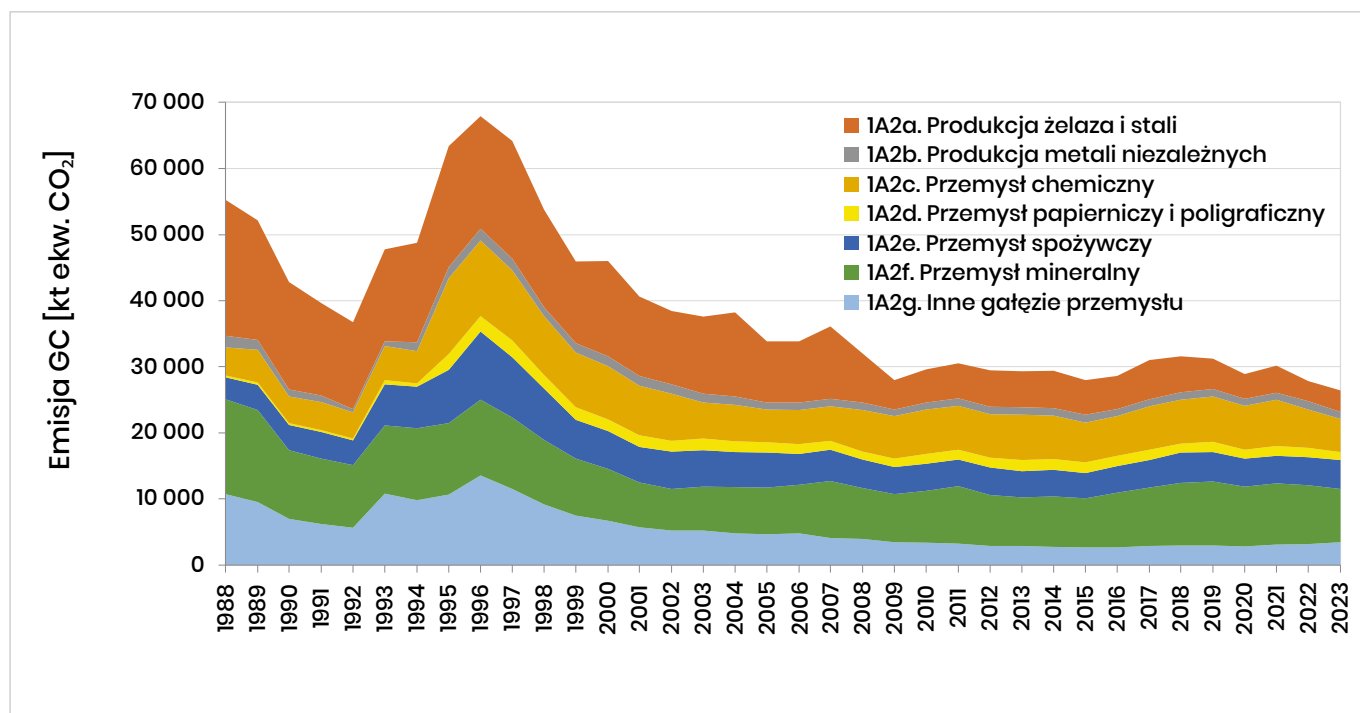
Źródło: KOBiZE

Istotny, kilkunastoprocentowy udział w emisji gazów cieplarnianych w spalaniu stacjonarnym paliw mają gospodarstwa domowe (1A4b) (wykres 4). Tu również nastąpiła zdecydowana redukcja emisji gazów cieplarnianych w okresie 1988-2023 - o prawie 56%. Jest to przede wszystkim efekt ograniczenia zużycia paliw o ponad 27%, w tym węgla kamiennego o 69%, który został zastąpiony w dużej części przez gaz ziemny i biomasę.

Spalanie paliw w Przemśle wytwórczym i budownictwie (1A2) w latach 1988-2023 odpowiadało za 11-20% emisji GC w całej kategorii 1A z wyłączeniem transportu. Znaczący spadek emisji gazów cieplarnianych wystąpił w okresie 1988-1992 (szczególnie duży do roku 1990) (wykres 6). Spowodowały go istotne zmiany w polskiej go-

spodarce, szczególnie w przemyśle ciężkim, wynikające z rozpoczętej transformacji gospodarczej i z przechodzenia od gospodarki centralnie sterowanej do wolnorynkowej. W latach 1993-1996 miał miejsce wzrost emisji GC, będący rezultatem wzrostu gospodarczego, a w kolejnym okresie spadek, z nieznacznymi fluktuacjami, aż do roku 2009, w którym zauważalnie niższa wartość emisji gazów cieplarnianych związana była m.in. ze światową recesją gospodarczą. W kolejnych latach wartość emisji GC w ramach kategorii 1A2 kształtowała się na poziomie 28-31 mln t ekw. CO₂, z widocznie niższą wartością w 2020 r., wynikającą z pandemii COVID-19, a od roku 2021 z trendem spadkowym, związanym głównie z sytuacją w hutnictwie żelaza oraz w sektorze chemicznym.

Wykres 6. Udział poszczególnych branż w emisji GC ze spalania paliw w kategorii 1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo.



Źródło: KOBiZE

Zaprezentowane na wykresie wartości emisji GC z kategorii 1A2 nie obejmują emisji ze spalania paliw na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepła komercyjnego, ponieważ jest ona uwzględniana w kategorii 1A1a. Emisje procesowe (tj. inne niż ze spalania paliw na potrzeby energetyczne procesu) są natomiast wliczane do kategorii 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów.

Transport drogowy ma kluczowy wpływ na rosnący trend emisji GC od 1988 r., do czego przyczynił się znaczący wzrost liczby pojazdów drogowych, np. pojazdów osobowych z 4,3 mln szt. w 1988 r. do 20 mln. szt. w 2023 r., czy ciężarowych – z 138 tys. szt. do 831 tys. szt. w analogicznym okresie, oraz towarzyszący temu wzrost zużycia paliw transportowych.

Spalanie paliw w transporcie

Emisja gazów cieplarnianych z sektora transportu wyniosła 68,3 mln ton ekw. CO₂ i odpowiadała za blisko 20% emisji krajowej w 2023 r. Co istotne, emisja ta wzrosła ponad trzykrotnie w latach 1988–2023. Dominującym źródłem emisji jest tu transport drogowy, odpowiedzialny za ponad 99% emisji GC w całym sektorze transportu w 2023 r. Za pozostałą, niespełną 1%-ową emisję GC w tym sektorze, odpowiadają lotnictwo krajowe, kolej (poza elektryczną), żegluga krajowa oraz rurociągi.



Transport drogowy ma kluczowy wpływ na rosnący trend emisji GC od 1988 r., do czego przyczynił się znaczący wzrost liczby pojazdów drogowych, np. pojazdów osobowych z 4,3 mln szt. w 1988 r. do 20 mln. szt. w 2023 r. czy ciężarowych - z 138 tys. szt. do 831 tys. szt., w analogicznym okresie, oraz towarzyszący temu wzrost zużycia paliw transportowych.

Poza krótkimi okresami z niewielkim spadkiem emisji GC z transportu, w tym w roku 2020, co wynikało z ograniczeń związanych z pandemią Covid-19, emisja zaczęła się stabilizować dopiero w 2023 r., kiedy to odnotowano niewielki spadek emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z rokiem poprzednim, na co główny wpływ miało zmniejszenie zużycia oleju napędowego o 3,4% w transporcie drogowym.

Emisja lotna

Emisja lotna to specyficzny podsektor kategorii 1. Energia. Stanowiła ona 5,9% krajowej emisji gazów cieplarnianych i wyniosła 20,6 mln ton ekw. CO₂ w 2023 roku. Głównym źródłem emisji jest tu działalność związana z wydobyciem węgla kamiennego i brunatnego, która odpowiada za 79% emisji w tym sektorze.



W 2023 roku odnotowano spadek emisji lotnej o 46% w stosunku do roku 1988, czego główną przyczyną jest 75%-owy spadek wielkości wydobycia węgla kamiennego oraz 45%-owy spadek wydobycia węgla brunatnego w tym okresie.

W 2023 roku odnotowano spadek emisji lotnej o 46% w stosunku do roku 1988, czego główną przyczyną jest 75%-owy spadek wielkości wydobycia węgla kamiennego oraz 45%-owy spadek wydobycia węgla brunatnego w tym okresie.

Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów

Emisja gazów cieplarnianych z kategorii 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów wynio-

sta w 2023 r. 19,6 mln ton ekw. CO₂ i stanowiła 5,6% krajowej emisji gazów cieplarnianych (wykres 2), a w całym okresie 1988-2023 jej udział utrzymywał się w zakresie 4-7%.

Emisje GC ze spalania paliw w przemyśle są raportowane oddzielnie od emisji procesowych i zawarte w innych podkategoriach inwentaryzacji.



Emisje GC ze spalania paliw w przemyśle są raportowane oddzielnie od emisji procesowych i zawarte w innych podkategoriach inwentaryzacji.

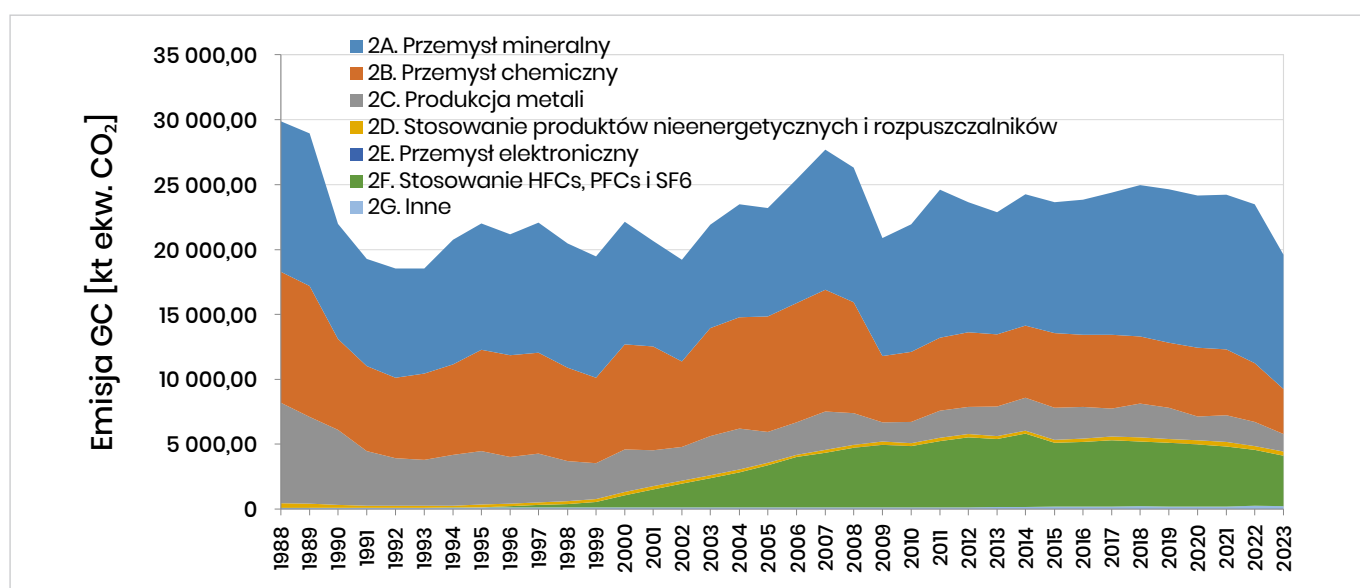
Emisja GC z przedstawianej kategorii nie obejmuje emisji z produkcji energii elektrycznej i ciepła, która jest wliczana do kategorii 1A Energia. Największy i jednocześnie rosnący udział w emisji z procesów przemysłowych w analizowanych latach ma Przemysł mineralny (2A) - 36 - 53% (rys. 5). Istotny udział mają również procesy przemysłu chemicznego (2B) i metalurgicznego (2C), zwłaszcza hutnictwa żelaza, ale w przypadku tych branż udział w emisji GC znacząco spadł w ostatnim czasie (wykres 7). Jest to efekt nie tylko ograniczenia produkcji, ale również, np. w przypadku przemysłu chemicznego, redukcji emisji N₂O dzięki wykorzystaniu sprawnych katalizatorów. Po roku 2000 dość istotnym źródłem emisji GC stała się także podkategoria 2F. Stosowanie HFCs, PFCs i SF₆, opisana poniżej.

W odniesieniu do poszczególnych procesów przemysłowych, dominującymi źródłami emisji gazów cieplarnianych jest produkcja klinkieru cementowego i amoniaku. Udział emisji procesowej GC z wytwarzania tych wyrobów wynosił w 2023 r. odpowiednio: 34 i 12% w emisji z całej kategorii 2.

Na przestrzeni lat 1988–2023 nastąpił ponad 34%-owy spadek emisji gazów cieplarnianych z Procesów przemysłowych i użytkowania produktów. Dla poszczególnych podkategorii redukcje emisji GC w stosunku do roku 1988 przedstawiają się następująco: 2A Przemysł mineralny – ok. 11%, 2B Przemysł chemiczny – prawie 66%, 2C – Produkcja metali – ponad 82% (w tym 2C1 Produkcja żelaza i stali – ponad 85%). Główne przyczyny zmian w trendzie emisji GC są analogiczne, jak te opisane przy prezentacji kategorii 1A2. Procesy spa-

lania w przemyśle, tj. na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych – transformacja ustrojowa i zmiana form własności, następnie szybki wzrost gospodarczy do 1996–1997 r., potem spadek związany z ogólnościatową recesją, przypadającą na lata 2008–2009 oraz zauważalny w 2020 r. „dotek” – skutek pandemii COVID-19. Po niewielkim wzroście w 2021 r., w ostatnich latach nastąpił lekki spadek emisji, który wiąże się m.in. z ograniczeniem produkcji w przemyśle hutniczym, chemicznym, jak również mineralnym.

Wykres 7. Struktura źródeł emisji GC w kategorii 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów.



Źródło: KOBiZE

Na wykresie 7 widoczny jest rosnący udział fluorowanych gazów przemysłowych (HFC, PFC i SF₆) w ostatnich 25 latach. Ich emisja w roku 2023 wyniosła łącznie 4 mln ton ekw. CO₂, co stanowi jedynie 1,1% całkowitej emisji GC w roku 2023. Ciekawy jest jednak fakt, że emisja f-gazów w 2023 r. wzrosła prawie 30-krotnie w stosunku do roku 1988.

F-gazy charakteryzują się tym, że emitowane są w małych ilościach, jednak ze względu na bardzo wysoki potencjał tworzenia efektu cieplarnianego, nie mogą zostać pominięte w inwentaryzacji GC. Zastosowanie f-gazów jest bardzo szerokie, znajdziemy je m.in. w urządzeniach chłodniczych,

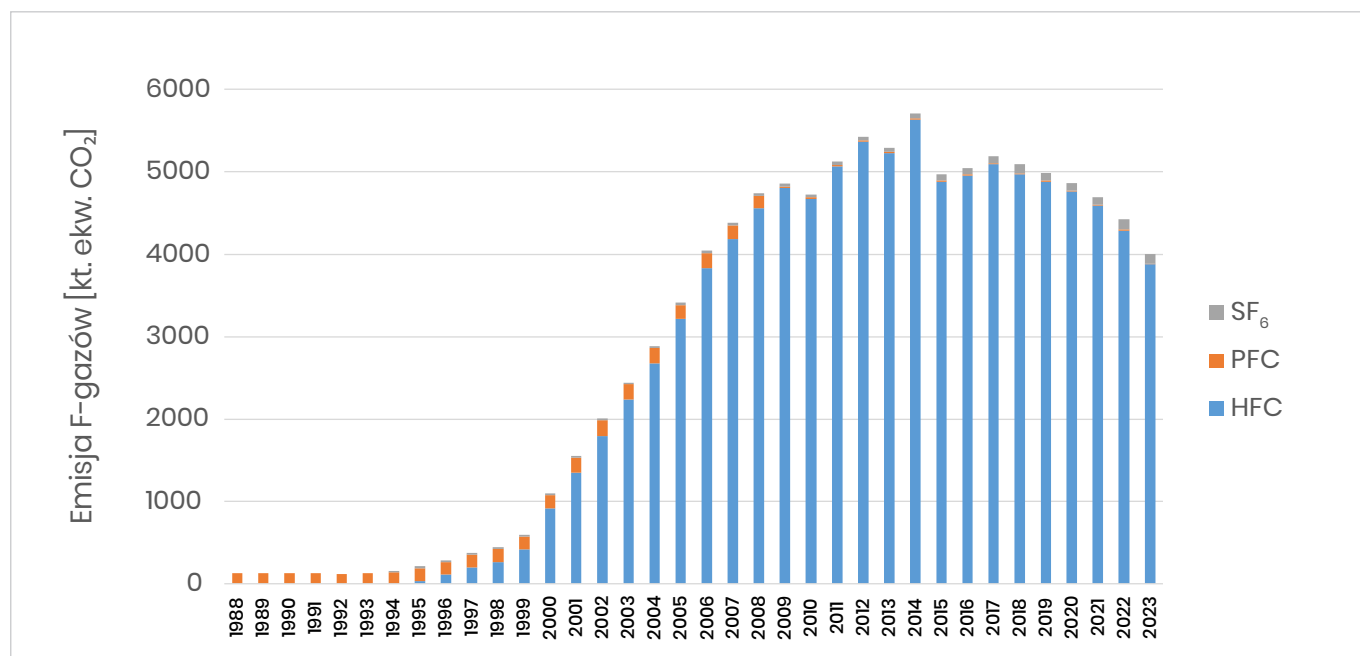
zawansowanej elektronice, ale są również używane w metalurgii czy produkcji podeszw do butów.



F-gazy charakteryzują się tym, że emitowane są w małych ilościach, jednak ze względu na bardzo wysoki potencjał tworzenia efektu cieplarnianego, nie mogą zostać pominięte w inwentaryzacji GC. Zastosowanie f-gazów jest bardzo szerokie, znajdziemy je m.in. w urządzeniach chłodniczych, zawansowanej elektronice, ale są również używane w metalurgii czy produkcji podeszw do butów.

Poniżej przedstawiono główne czynniki mające wpływ na poziom emisji f-gazów oraz wyjaśnienie przyczyny zachodzących zmian. Na wykresie 8 przedstawiono trend emisji f-gazów w latach 1988–2023.

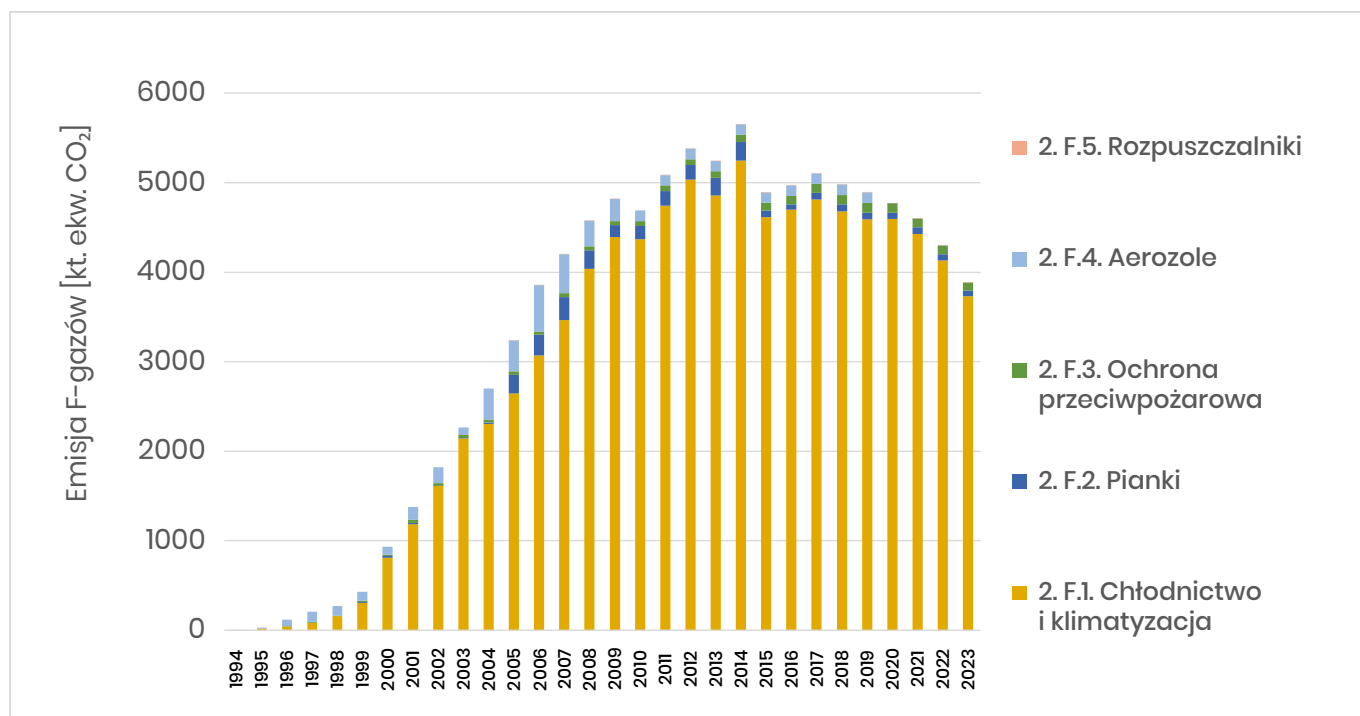
Wykres 8. Trend emisji F-gazów.



Źródło: KOBiZE

Widoczny jest tu wzrost emisji f-gazów od roku 1996, znacznie przyspieszający od roku 2000 i osiągnący szczyt w okolicach roku 2014. Początkowo niskie emisje f-gazów są rezultatem zastosowania PFC w metalurgii, zaś następujący po 1996 wzrost emisji związany jest z rosnącą emisją HFC.

Wykres 9. Trend emisji HFC od roku 1994 do 2023.

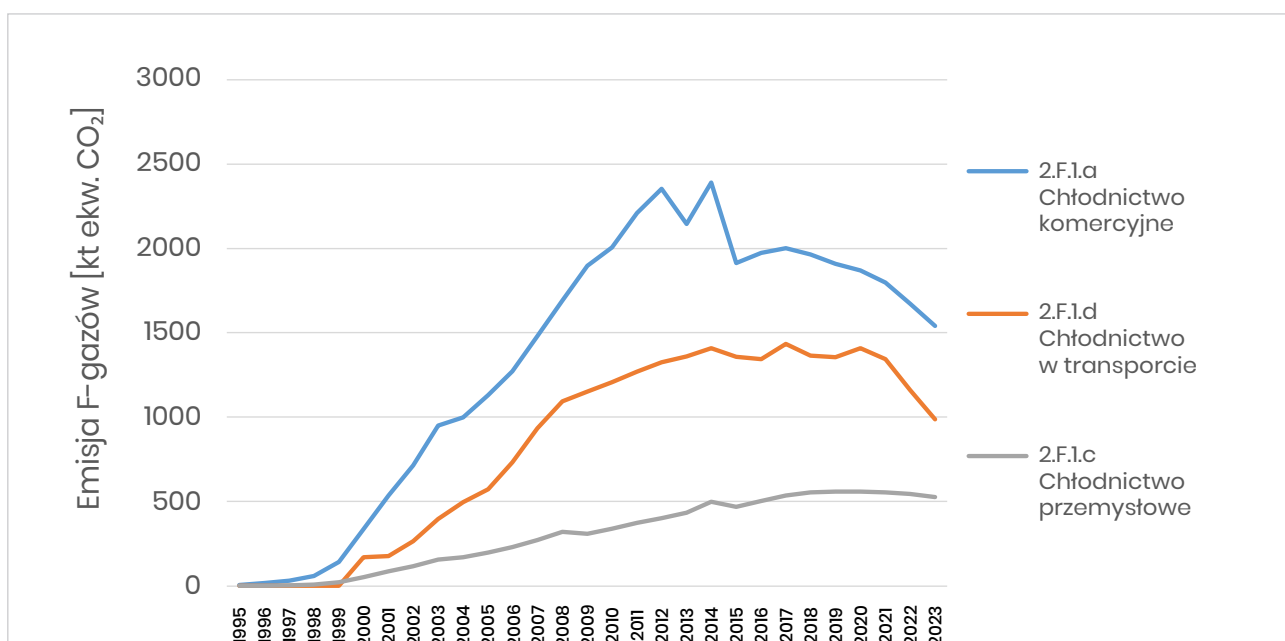


Źródło: KOBiZE

Czynnikiem decydującym o trendzie emisji gazów z grupy HFC (mającej dominujący udział w emisji f-gazów), jest wzrost emisji spowodowany zwiększaniem się liczby urządzeń chłodzących i klimatyzacyjnych (wykres 9). Po otwarciu rynku na zachodnie technologie chłodnicze nastąpił znaczący wzrost liczby tych urządzeń. Jak natomiast wytłumaczyć spadki emisji f-gazów po roku 2014?

Jest to wynik skoordynowanych działań regulacyjnych mających na celu osiągnięcie unijnych celów klimatycznych poprzez usunięcie z rynku f-gazów o wysokim współczynniku ocieplenia globalnego. Jako kluczowe w tym aspekcie należy wskazać unijne rozporządzenia w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych (wcześniej rozporządzenie nr 517/2014¹, obecnie – nr 2024/573²).

Wykres 10. Trendy emisji HFC z wybranych aktywności chłodnictwa od roku 1995 do 2023.



Źródło: KOBiZE

Można wskazać trzy dominujące sektory chłodnictwa, których rozwój przy jednoczesnych zmianach technologicznych ma największy wpływ na kształt krajowych trendów emisji HFC (wykres 10). Najważniejszy z nich, chłodnictwo komercyjne, obejmuje m.in. lada i witryny chłodnicze, chłodziarki zamrażarki i sklepowe, czy tzw. chillery. Drugim w kolejności sektorem jest chłodnictwo stosowane w transporcie, obejmujące m.in. część chłodniczą ciężarówek i wagonów kolejowych. Warto nadmienić, że emisja z urządzeń klimatyzacyjnych kabin pasażerskich nie jest objęta zakresem tego sektora i jest wykazywana, wspólnie z autami

osobowymi jako tzw. sektor MAC (Mobile Air-Conditioning). Ostatnim z kluczowych sektorów jest chłodnictwo przemysłowe obejmujące urządzenia wykorzystywane m.in. w komorach i halach mroźniczych czy tunelach chłodniczych.



Najważniejszy z sektorów mających największy wpływ na kształt krajowych trendów emisji HFC, chłodnictwo komercyjne, obejmujące m.in. lada i witryny chłodnicze, chłodziarki zamrażarki i sklepowe, czy tzw. chillery.

¹ ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) NR 517/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych i uchylenia rozporządzenia (WE) nr 842/2006.

² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, zmieniające dyrektywę (UE) 2019/1937 i uchylające rozporządzenie (UE) nr 517/2014.

Analizując trendy emisji f-gazów wyraźnie widoczny jest wpływ restrykcyjnych polityk środowiskowych EU wdrażanych od roku 2014. Zgodnie z unijnymi wytycznymi do roku 2050 planowane jest prawie całkowite usunięcie f-gazów z rynku.

Rolnictwo

Udział emisji gazów cieplarnianych z rolnictwa w Polsce wyniósł niespełna 10% w 2023 r., zaś całkowita ich emisja wyniosła 34,2 mln ton ekw. CO₂ i zmniejszyła się w latach 1988–2023 r. o około 32%, przy czym największy spadek emisji odnotowano w okresie 1988–1992, bo aż o 23% (wykres 11).



Udział emisji gazów cieplarnianych z rolnictwa w Polsce wyniósł niespełna 10% w 2023 r., zaś całkowita ich emisja wyniosła 34,2 mln ton ekw. CO₂ i zmniejszyła się w latach 1988–2023 r. o około 32%, przy czym największy spadek emisji odnotowano w okresie 1988–1992, bo aż o 23%.

Po 1989 roku polskie rolnictwo przeszło fundamentalne zmiany, podobnie jak cała gospodarka. Do 1989 r. produkcja rolna była w znacznej mierze dotowana przez państwo. Od 1990 r. ceny produktów rolnych, jak również środków produkcji rolnej (nawozy mineralne czy maszyny) zostały urynkowane, dotacje zostały zlikwidowane, a koszty kredytów znacząco wzrosły. Pogorszenie warunków makroekonomicznych produkcji rolnej na początku lat 90. XX wieku, w trakcie restrukturyzacji gospodarki państwowej, spowodowało zmiany w strukturze gospodarstw rolnych od 1989 r., w tym likwidację nieefektywnych ekonomicznie państwowych gospodarstw rolnych. Wejście Polski do Unii Europejskiej w 2004 roku znacząco przyspieszyło procesy moder-

nizacji i restrukturyzacji polskiego rolnictwa. Od tego czasu kluczowym czynnikiem wpływającym na polskie rolnictwo i obszary wiejskie jest Wspólna Polityka Rolna UE, wpływająca na stabilizację rynku rolnego.

Efektom zmian strukturalnych w rolnictwie było przede wszystkim zmniejszenie pogłowia zwierząt gospodarskich: bydła o 38% (przy czym bydła mlecznego aż o 51%), świń o 52%, owiec aż o 94%, kóz o 66%, zaś koni o 85%. W produkcji roślinnej również zaszły znaczące zmiany, np. produkcja ziemniaków spadła o 84% przy jednoczesnym ogromnym (44-krotnym) wzroście produkcji kukurydzy, zaś produkcja rzepaku wzrosła ponad dwukrotnie.

Główne gazy cieplarniane emitowane przez sektor rolnictwa to metan i podtlenek azotu.



Do emisji metanu przyczynia się w największym stopniu fermentacja jelitowa zwierząt gospodarskich - tu za 95% emisji odpowiada chów i hodowla bydła, jako że najczęściej metanu wytwarzają zwierzęta przeżuwające (z wielokomorowym żołądkiem - tj. krowy, a także owce, kozy), w żołądkach których bytuje duża liczba mikroorganizmów rozkładających beztlenowo włókno roślinne, odporne na działanie enzymów trawiennych.

Do emisji metanu przyczynia się w największym stopniu fermentacja jelitowa zwierząt gospodarskich - tu za 95% emisji odpowiada chów i hodowla bydła, jako że najczęściej metanu wytwarzają zwierzęta przeżuwające (z wielokomorowym żołądkiem - tj. krowy, a także owce, kozy), w żołądkach których bytuje duża liczba mikroorganizmów rozkładających beztlenowo włókno roślinne, od-

porne na działanie enzymów trawiennych.

W mniejszym stopniu metan wytwarzają zwierzęta z żołądkiem jednokomorowym (np. trzoda chlewna, konie). Należy zwrócić uwagę, że pomimo spadku pogłowia bydła mlecznego o ponad 50% to emisja z fermentacji jelitowej krów spadła w tym czasie o 36%, co wynika z faktu zmian w chowie i żywieniu zwierząt. W tym czasie wydajność mleczna krów wzrosła ponad dwukrotnie, co pociągnęło za sobą zwiększone zapotrzebowanie na energię w paszy i tym samym - zwiększenie jednostkowego wskaźnika emisji CH_4 (tj. emisji CH_4 w przeliczeniu na jedno zwierzę).

Drugim znaczącym źródłem emisji metanu jest gospodarka odchodami zwierząt (obornik, gnojowica). Tu warto zwrócić uwagę, że przechodzenie ze ściółkowych systemów utrzymania bydła czy

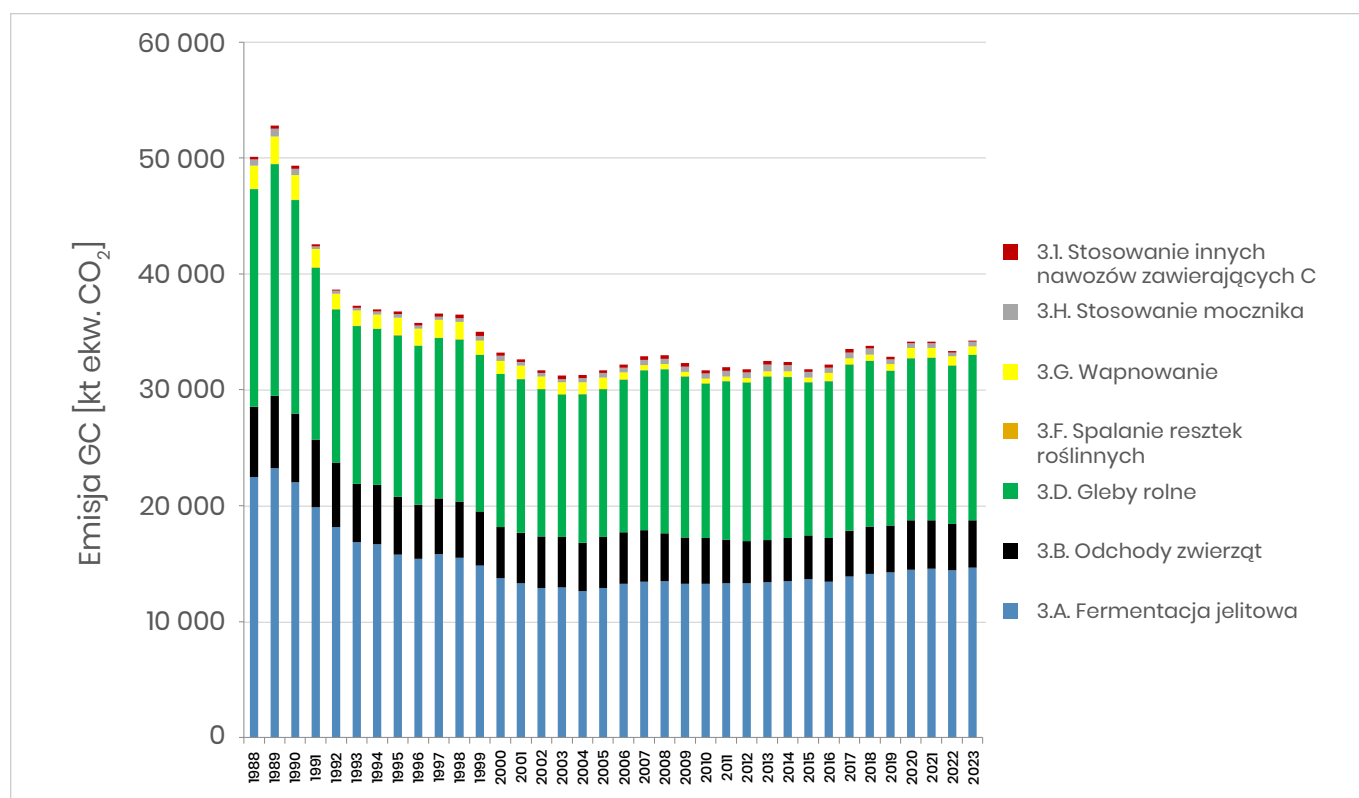
świń na systemy bezściółkowe (gnojowica), stosowane w większych gospodarstwach, zwiększa jednostkową emisję CH_4 .



Z kolei najistotniejszym źródłem emisji N_2O są gleby rolne, w tym antropogeniczny ładunek azotu do gleby związany np. ze stosowaniem nawozów mineralnych czy naturalnych.

Z kolei najistotniejszym źródłem emisji N_2O są gleby rolne, w tym antropogeniczny ładunek azotu do gleby związany np. ze stosowaniem nawozów mineralnych czy naturalnych. Natomiast emisja CO_2 z rolnictwa jest niewielka i związana jest ze stosowaniem nawozów wapniowych czy mocznika. Śladowa emisja CH_4 i N_2O jest również raportowana z procesu spalania resztek roślinnych.

Wykres 11. Trend emisji gazów cieplarnianych w rolnictwie w latach 1988–2023 wg kategorii źródeł.



Źródło: KOBiZE

3 Z. Jarosz, A. Faber. Wpływ zmian w metodyce szacowania na emisje metanu z rolnictwa w Polsce. Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa – Państwowy Instytut Badawczy w Puławach. STUDIA I RAPORTY IUNG-PIB. ZESZYT 65(19), 2021, s. 163–172.

Odpady

Emisja gazów cieplarnianych z sektora odpadów wyniosła 4,2 mln ton ekw. CO₂ w 2023 r. i uległa zmniejszeniu o blisko 79% od 1988 r.



Emisja gazów cieplarnianych ze składowania odpadów stałych uległa w analizowanym czasie zmniejszeniu o 93,2%, dzięki rozwojowi segregacji, recyklingu oraz innych metod utylizacji odpadów.

Głównymi źródłami składającymi się na emisję z tego sektora są składowiska odpadów stałych oraz oczyszczanie ścieków, które w 2023 roku odpowiadały za 0,3% i 0,8% krajowej emisji. Emisja GC ze składowania odpadów stałych uległa w analizowanym czasie zmniejszeniu o 93,2%, dzięki rozwojowi segregacji, recyklingu oraz innych metod utylizacji odpadów, przede wszystkim termicznego przetwarzania oraz kompostowania, a także rozwojowi sektora biogazowni. Emisja GC z oczyszczania ścieków zmniejszyła się o 54,5% wskutek rozwoju i modernizacji instalacji, a także spadku populacji kraju, która skutkuje zmniejszeniem ilości wytwarzanych ścieków komunalnych.

Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania i leśnictwo (LULUCF)

Wartość salda emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w LULUCF w całym trendzie 1988-2023 jest ujemna, co oznacza, że wychwytywanie CO₂ przewyższa emisję GC w tej kategorii. Pochłanianie netto (tj. ujemna wartość salda emisji i pochłaniania) gazów cieplarnianych

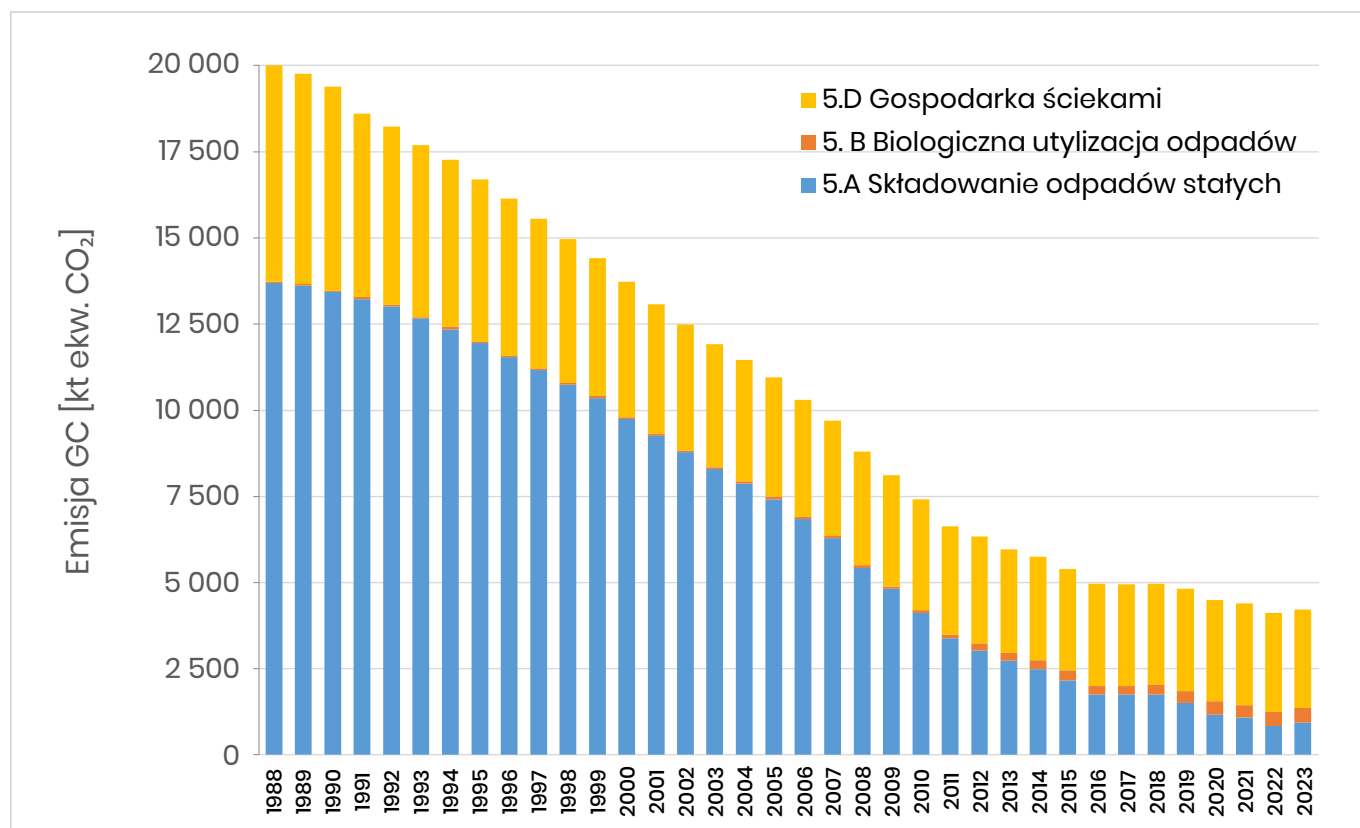
w sektorze LULUCF wyniosło - 32,7 mln ton ekw. CO₂ i wzrosło w 2023 r. o blisko 47% w stosunku do roku 1988 oraz o około 31% w stosunku do roku 2021 (wykres 12). Do głównych źródeł emisji lub pochłaniania gazów cieplarnianych w tej kategorii zalicza się przede wszystkim grunty leśne (4A), ponadto grunty zabudowane (4E) oraz akumulację węgla w produktach z pozyskanego drewna (4G).



Wartość salda emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w LULUCF w całym trendzie 1988-2023 jest ujemna, co oznacza, że wychwytywanie CO₂ przewyższa emisję GC w tej kategorii.

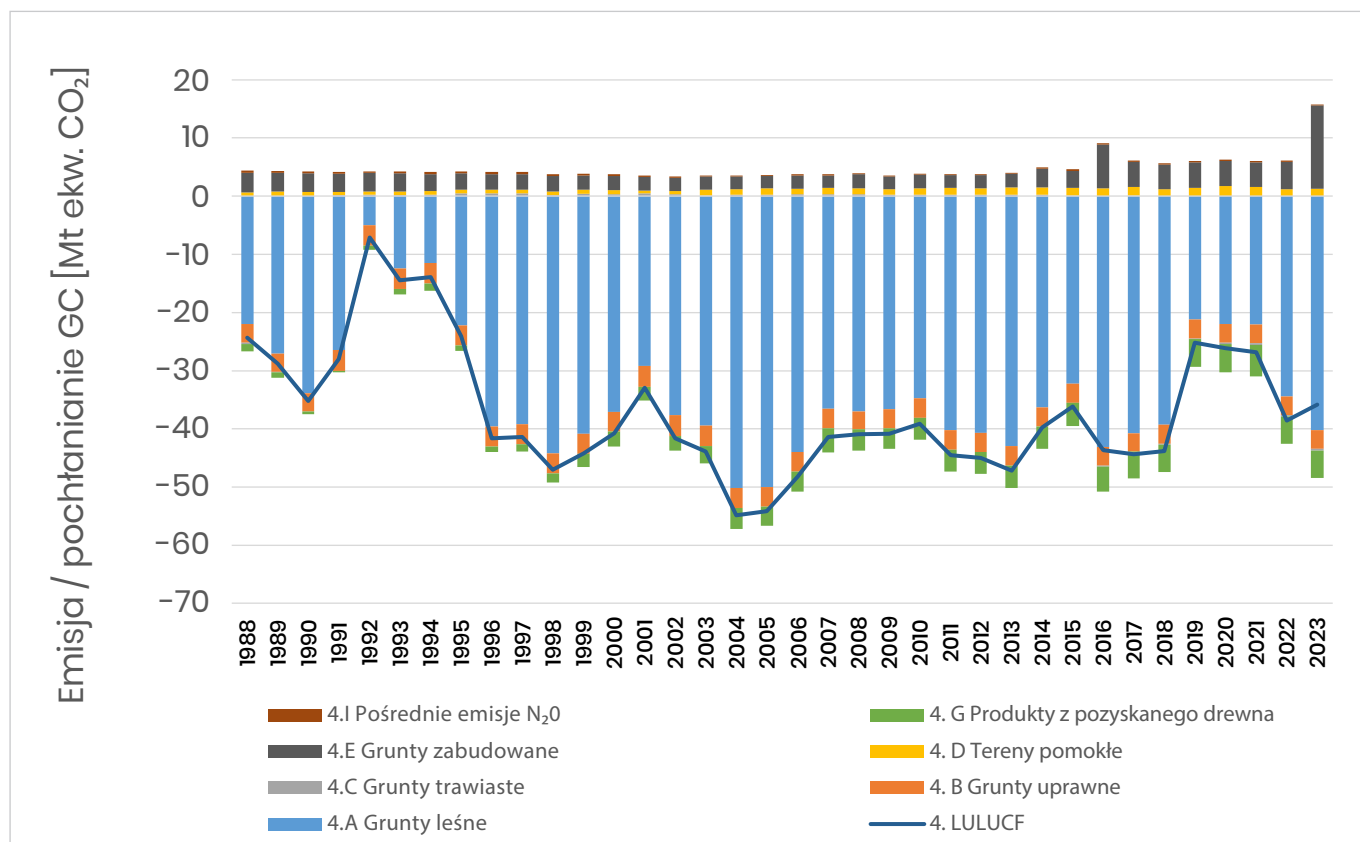
Wśród głównych powodów fluktuacji pochłaniania netto obserwowanych w latach 1988-2023 należy wskazać m.in. efekt długoterminowych skutków klęsk żywiołowych – w tym katastrofalnego pożaru lasów w rejonie Kuźni Raciborskiej w 1992 r., suszy występujących od 2014 r., huraganowych wiatrów (i związanych z nimi wiatrołomów) m.in. w 2017 r. (stanowiących bezpośrednią przyczynę zmian z zakresie szacowanych zasobów drzewnych na pniu), starzenie się drzewostanów wpływające na wykazywany poziom rocznego przyrostu bieżącego, a także – co istotne – znaczące zmiany dynamiki wydzielania się drewna martwego. Niższy bilans netto emisji i pochłaniania GC zaobserwowany w latach 2019-2021 wynikał z istotnych przekształceń powierzchni leśnej na cele nierolnicze i nieleśne. Zmiany te były związane głównie z rozwojem infrastruktury komunikacyjnej i budowlanej, w szczególności drogowej, oraz działaniami ukierunkowanymi na rozbudowę infrastruktury urbanistycznej (wykres 12).

Wykres 12. Trend emisji gazów cieplarnianych w sektorze odpadów w latach 1988-2023 wg kategorii źródeł.



Źródło: KOBiZE

Wykres 13. Trend zmian w bilansie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w latach 1988-2023 w sektorze LULUCF wg kategorii źródeł.



Źródło: KOBiZE

Podsumowanie

Informacje przedstawione w artykule pokazują, że inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych ze źródeł antropogenicznych to coś więcej niż suma emisji raportowanych przez instalacje przemysłowe. Obejmuje ona w sposób spójny emisję gazów cieplarnianych z energetyki, przemysłu, użytkowania gleb, odpadów, rolnictwa, uwzględnia także reakcje chemiczne zachodzące w atmosferze.

Na blisko 40%-ową redukcję emisji gazów cieplarnianych w Polsce, w okresie 1988–2023, główny wpływ miały następujące czynniki: transformacja ekonomiczna, rozwój technologii, poprawa efektywności energetycznej oraz zmiana miksu paliwowego w tym wzrost zastosowania odnawialnych źródeł energii.

Warto nadmienić, że wyniki wstępnej inwentaryzacji emisji GC za 2024 wykazują dalszy trend spadkowy emisji gazów cieplarnianych w Polsce po 2021 r., podwyższając redukcję emisji do 41% w stosunku do roku 1988.



BIBLIOGRAFIA:

- 1 AR5. IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp. (<https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>)
- 2 Krajowy raport inwentaryzacyjny 2025. Inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988–2023. Raport syntetyczny. Warszawa, 2025. KOBiZE, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy: https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/aktualnosci/2025/57_NID_2025_raport_syntetyczny_PL.pdf
- 3 Poland's National Inventory Document 2025. Greenhouse Gas Inventory 1988–2023. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and Paris Agreement. Warsaw, 2025. National Centre for Emission Management (KOBiZE), Institute of Environmental Protection – National Research Institute: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2025>
- 4 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 517/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych i uchylenia rozporządzenia (WE) nr 842/2006; (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32014R0517>)
- 5 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, zmieniające dyrektywę (UE) 2019/1937 i uchyłające rozporządzenie (UE) nr 517/2014; (<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/573/oj?locale=pl>)
- 6 Z. Jarosz, A. Faber. Wpływ zmian w metodyce szacowania na emisje metanu z rolnictwa w Polsce. Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa – Państwowy Instytut Badawczy w Puławach. STUDIA I RAPORTY IUNG-PIB. ZESZYT 65(19), 2021, s. 163–172. doi: 10.26114/sir.iung.2021.65.11.



Spółeczny Fundusz Klimatyczny i jego rola w sprawiedliwej transformacji energetycznej

Autor:

Dr Joanna E. Bukowska, Z-ca Kierownika KOBiZE

Społeczny Fundusz Klimatyczny i jego rola w sprawiedliwej transformacji energetycznej



Autor:
Dr Joanna E. Bukowska

Słowa kluczowe: społeczny fundusz klimatyczny, plan społeczno-klimatyczny, ETS2, sprawiedliwa transformacja

Streszczenie

Społeczny Fundusz Klimatyczny został utworzony jako narzędzie służące niwelowaniu skutków wdrażania powołanego na gruncie dyrektywy 2003/87/WE drugiego filaru systemu handlu uprawnieniami do emisji tzw. systemu ETS2. Fundusz ma zapewnić, aby transformacja energetyczno-klimatyczna przebiegała w sposób sprawiedliwy i nie prowadziła do marginalizacji grup społecznych, zwłaszcza gospodarstw domowych dotkniętych lub zagrożonych ubóstwem energetycznym czy transportowym. Walka z ubóstwem energetycznym jest krytycznym warunkiem powodzenia transforma-

cji energetycznej i jednocześnie największym czynnikiem ryzyka, jakie niesie polityka klimatyczna. Dlatego ogromne znaczenie mają odpowiednio zaprogramowane działania, które będą niwelowały negatywne skutki tej polityki i jednocześnie odpowiadały na istotne potrzeby najsłabiej przygotowanych grup społecznych. Tym wyzwaniom ma sprostać Społeczny Fundusz Klimatyczny oraz plany społeczno-klimatyczne określające sposób wydatkowania środków Funduszu przez państwa członkowskie UE.



1. Wyzwania związane z wprowadzeniem ETS2

Społeczny Fundusz Klimatyczny (ang. *Social Climate Fund*, dalej: SFK lub Fundusz) powstał jako narzędzie służące niwelowaniu skutków wdrażania powołanego na gruncie dyrektywy 2003/87/WE drugiego filaru systemu handlu uprawnieniami do emisji tzw. systemu ETS¹. Fundusz ma jednak do odegrania większą rolę, niż tylko wspomniany efekt łagodzenia negatywnych konsekwencji ETS2, ma być częścią procesu transformacji energetycznej, która ma być sprawiedliwa i inkluzywna. Aby jednak stał się on instrumentem ochronnym, wspierającym najbardziej narażone grupy społeczne i regiony w procesie transformacji energetycznej Fundusz ten musi być właściwie zaprogramowany.

Największe obawy związane z wprowadzeniem ETS2 budzą prognozowane skutki społeczne. Do tej pory skutki wdrażania polityki klimatycznej (komponent ETS1) przejawiały się jako wynik wzrostu cen produktów i energii produkowanych w instalacjach objętych EU ETS. Nie były one jednak w tak bezpośredni sposób odczuwane przez społeczeństwo i nie rzutowały tak wyraźnie na zdolność zaspokajania przez społeczeństwo jego podstawowych potrzeb. Efekt wzrostu cen towarów i energii był łagodzony na różne sposo-

by (ograniczenie konsumpcji, zdobywanie innych źródeł zaopatrzenia, programy osłonowe, czy nawet za pomocą tradycyjnych środków administracyjnych takich jak taryfy ograniczające wzrost cen energii).

Wdrożenie systemu ETS2 przyniesie nowe wyzwania. Przede wszystkim koszty tego mechanizmu, przenoszone w cenach paliw będą powstawały bezpośrednio w gospodarstwach domowych, które jako konsumenci tych paliw będą ponosiły zwiększone wydatki na zakup paliwa i zaspokajanie podstawowych potrzeb takich jak ogrzewanie, transport. Wzrost cen paliw będzie skutkował na zdolność zaspokajania dalszych potrzeb tj. nauka, praca, czy innych potrzeb życiowych jak kultura, zdrowie, których realizacja może ucierpieć na skutek wzrostu kosztów transportu zwłaszcza w regionach o ograniczonej dostępności komunikacji zbiorowej)². Wprowadzenie ETS2 przyczyni się do wzrostu kosztów życia, wzrost cen paliw kopalnych spowoduje wzrost wydatków gospodarstw domowych, a przy tym koszty te w najbardziej dotkliwy sposób odczują osoby o najniższych dochodach. Pod tym względem ETS2 będzie mechanizmem regresywnym, pogłębiając istniejące nierówności społeczne, zwłaszcza w ich wymiarze ekonomicznym³. Koszty systemu bardziej obciążą gospodarstwa domowe o niskich dochodach, które i tak wydają znaczną część swoich

1 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060 (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, s. 1, ze zm.).

2 To gospodarstwa domowe i inne kategorie użytkowników paliw (m.in. użytkownicy pojazdów silnikowych) mają, poprzez czynnik cenowy, który wywoła konieczność rozliczenia emisji, ograniczyć stosowanie paliw zwłaszcza paliw najbardziej emisyjnych (tj. węgla) lub podjąć decyzję o zmianie źródeł zaopatrzenia w ciepło, zmniejszeniu zapotrzebowania na ciepło (ograniczenie zużycia paliwa), wymianie środków transportu na mniej emisyjne itd. W konsekwencji to gospodarstwa domowe po raz pierwszy w historii unijnej polityki klimatycznej są adresatem mechanizmów skierowanych na ograniczenie emisji i to one mają podjąć w tym zakresie transformacyjny wysiłek (w wymiarze finansowym i organizacyjnym). Okoliczność, że to dostawcy paliw będą realizowali obowiązki związane z monitorowaniem i rozliczaniem emisji nie ma tu większego znaczenia. Będą oni pełnić rolę poborcy opłaty, która będzie odzwierciedlała koszt rozliczenia emisji towarzyszącej spaleniowi zakupionego paliwa i dokonywali rozliczenia tej emisji za pośrednictwem rachunku w rejestrze.

3 Jak się podkreśla w literaturze chociaż ustalanie cen emisji dwutlenku węgla jest zazwyczaj skuteczną polityką dekarbonizacji, może ono mieć skutki regresywne, co oznacza, że nakłada większe obciążenie na gospodarstwa domowe o niższych dochodach. Dotyczy to zarówno opłat nakładanych bezpośrednio na gospodarstwa domowe, jak i podatków pośrednich, poprzez które przemysł przenosi koszty na konsumentów, Zob. M. Wier, K. Birr-Pedersen, H. Klinge Jacobsen, M. Wier, K. Birr-Pedersen, H. Klinge Jacobsen, J. Klok, Are CO₂ taxes regressive? Evidence from the Danish experience, *Ecological Economics* 52(2), (<https://doi.org/10.1016/j.j.ecolecon.2004.08.005>, dostęp 11.11.2025).

dochodów na energię i transport. Osoby mieszkające na obszarach wiejskich, do których nie dociera komunikacja zbiorowa lub komunikacja ta występuje w szcążkowych formach, mają ograniczony dostęp do alternatywnych form transportu. ETS2 podnosząc koszty utrzymania samochodu, który często jest głównym, jeśli nie jedynym środkiem umożliwiającym dojazd do szkoły lub pracy, może wpływać na możliwość kontynuowania nauki, zdolność podjęcia zatrudnienia, czy utratę pracy.

Dodatkowo liczba podmiotów, które będą musiały odpowiedzieć na wyzwania związane z wprowadzeniem ETS2 (tj. gospodarstw domowych, użytkowników pojazdów spalinowych i mniejszych zakładów produkcyjnych)⁴, jest ogromna (bezprecedensowa na przestrzeni dwudziestoletniej historii systemu EU ETS). Organizowanie wsparcia dla obywateli, którzy sobie nie poradzą z kosztami, które wygeneruje wprowadzenie ETS2, lub będą mieli trudność w dostosowaniu do nowych warunków, będzie testem sprawności państwa.

Warto też zauważyć, że jeśli test ten wypadnie negatywnie, czy to z uwagi na brak sprawnej organizacji, procedur itp., czy z uwagi na brak dostatecznych środków, w wyniku czego skutki ETS2 nie zostaną zniwelowane, mechanizm ten może

uwalniać niezadowolone lub nawet protesty społeczne⁵. Z tego powodu wyzwania, jakie stają przed państwami członkowskimi, zwłaszcza takimi jak Polska, gdzie skala skutków społecznych będzie bardzo duża, są poważne i trudne do bagatelizowania.

2. Założenia systemu ETS2

W przeciwieństwie do tradycyjnego systemu EU ETS, który obejmując bezpośrednich emitentów ma ich stymulować do podejmowania przez nich działań skierowanych na ograniczanie emisji gazów cieplarnianych, ETS2 przedstawia się jako rozwiązanie bliższe podatkowi od emisji dwutlenku węgla⁷. ETS2 nakłada obciążenia fiskalne na zdefiniowane w art. 3 lit. af) dyrektywy ETS paliwa oferowane do sprzedaży (paliwo silnikowe lub paliwo do celów grzewczych). Jest to więc forma pośredniego opodatkowania konsumpcji określonego rodzaju paliw, którego płatnikami są uczestnicy ETS2 (tzw. podmioty objęte regulacją zdefiniowane w art. 3 lit. ae Dyrektywy)⁸. Obciążenia z kolei ponoszą konsumenci tych paliw, czyli podmioty, które faktycznie generują emisję⁹. Z uwagi jednak na to, że ETS2 jest także mechanizmem rynkowym, poziom tego obciążenia w postaci kosztu zakupu uprawnień służących do rozliczenia emisji,

4 Szacuje się, że liczba gospodarstw domowych w różnym stopniu dotkniętych negatywnymi konsekwencjami wdrożenia ETS2 (tj. gospodarstw domowych, które na skutek wejścia w życie tego mechanizmu zostaną dotknięte ubóstwem energetycznym, lub znajdując się w trudnej sytuacji, nie mogące we własnym zakresie ponieść kosztów modernizacji, która przyniesie poprawę ich sytuacji wynosi około 1 mln 400 tys.

5 Scenariusz wybuchu takich protestów zdaje się być realny, czego dowodzą doświadczenia Francji, gdzie w listopadzie 2018 r. wybuchły tzw. protesty „żółtych kamizelek” (fr. gilets jaunes), które szybko rozprzestrzeniły się na cały kraj. Bezpośrednią przyczyną wybuchu protestów była zapowiedź podwyżki akcyzy na paliwa (olej napędowy), co miało na celu ograniczenie konsumpcji tych paliw w związku z ochroną klimatu. Protestujący kontestowali wzrost kosztów życia związany z podwyżką.

6 Emitentami, do których odnoszą się regulacje tworzące EU ETS są obecnie prowadzący instalacje, operatorzy statków powietrznych i przedsiębiorstwa żeglugowe.

7 S. Göss, Understanding the new EU ETS (Part 2): Buildings, Road Transport, Fuels. Energy post EU, Understanding the new EU ETS (Part 2): Buildings, Road Transport, Fuels. And how the revenues will be spent – Energy Post, (dostęp: 30.II.2025). Chociaż należy zgodzić się z oceną charakteru systemu ETS2, który jest rozwiązaniem bliskim podatkowi pośrednim (wykazuje wiele podobieństw do podatku akcyzowego), Autor niezbyt trafnie ocenia znaczenie, jakie odgrywa wspomniane kryterium cenowe (45 euro/t CO₂). Nie jest to w istocie maksymalny limit cenowy a raczej poziom, który uruchamia środki stabilizacyjne (uwolnienie dodatkowych uprawnień z rezerwy), aby zapobiec nadzwyczajnym wzrostom cen uprawnień na rynku.

8 J. Bukowska, A. Borek, Nowy komponent systemu handlu uprawnieniami do emisji dla sektorów transportu drogowego i budynków – uwarunkowania prawne systemu ETS2, GO₂'50. Klimat. Społeczeństwo. Gospodarka, nr 4/2024, s. 44.

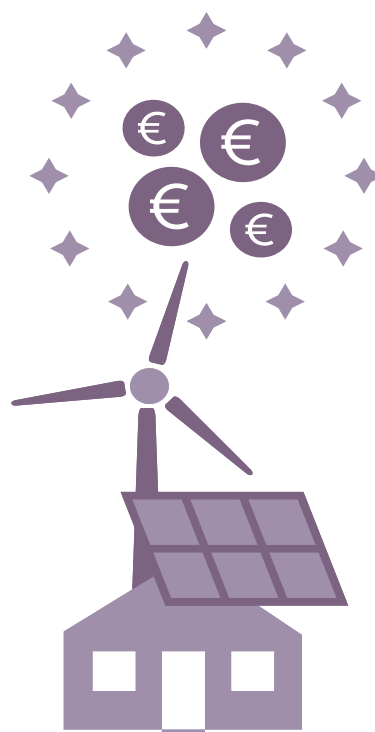
9 Szerszej na temat założeń i struktury systemu ETS2 pisaliśmy na łamach czasopisma GO₂'50. Klimat. Społeczeństwo. Gospodarka w numerze 4 z 2024.

nie jest wyznaczony w sposób sztywny, tak jak ma to miejsce w przypadku tradycyjnych podatków (stawka podatkowa). Wartość uprawnienia jest ustalana na zasadach rynkowych, a zatem generuje również ryzyka związane z trudnym do przewidzenia wzrostem cen uprawnień. Gwałtowny wzrost ceny uprawnień może przyczynić się do szybkiego wzrostu cen paliw i związanych z tym konsekwencji w postaci nasilania się skutków społecznych (koszty transportu, ogrzewania, koszty życia, pogorszenie sytuacji ekonomicznej gospodarstw domowych).

Dyrektywa próbuje mitygować te ryzyka wprowadzając pewne rozwiązania korekcyjne, polegające m.in. na uwolnieniu dodatkowych wolumenów uprawnień w sytuacji, gdy np. wartość uprawnienia przekroczy określony poziom (45 euro), jednak ten mechanizm stabilizacyjny jest ograniczony czasowo¹⁰. Oznacza to, że po upływie „okresu ochrony” ceny uprawnień wzrosną, a ochrona konsumentów jaką oferuje Dyrektywa będzie się sprowadzała do zapobiegania gwałtownym wzrostom cen, a nie ich stabilizowania na z góry założonym poziomie¹¹.

Najważniejszym jednak rozwiązaniem systemowym, którego celem jest przeciwdziałanie nie tyle gwałtownym wzrostom cen uprawnień, co ograniczaniu skutków społecznych tego wzrostu cen jest Społeczny Fundusz Klimatyczny. Dyrektywa przewiduje rozwiązania, które mają doprowadzić do zapewnienia środków finansowych na realiza-

cję tego celu. Środki te mają pochodzić ze sprzedaży uprawnień do emisji utworzonych w systemie ETS2 oraz uprawnień do emisji utworzonych w systemie ETS1. Środki ze sprzedaży uprawnień na aukcjach organizowanych w systemie ETS1 (50 mln uprawnień) mają zapewnić środki na rozpoczęcie działania Funduszu (tzw. frontloading), a następnie źródłem zasilania Funduszu będą uprawnienia tworzone w systemie ETS2 (150 mln uprawnień). Warto odnotować, że środki ze sprzedaży uprawnień do emisji muszą być uzupełniane przez państwa członkowskie – beneficjentów SFK, które mają wnieść wkład krajowy na wsparcie najbardziej zagrożonych grup konsumentów paliw (gospodarstwa domowe w trudnej sytuacji i mikroprzedsiębiorstwa). Struktura źródeł finansowania SFK zostanie omówiona w dalszej części opracowania.



10 W obecnym kształcie przepisów Dyrektywy 2003/87/WE ochrona ma trwać tylko przez pierwsze 3 lata funkcjonowania mechanizmu do 2030 r.

11 Podczas prac nad nowelizacją Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 Europejskie prawo o klimacie, której celem było określenie celu redukcyjnego w zakresie emisji dwutlenku węgla do 2040 r. pojawiła się propozycja zmian do dyrektywy 2003/87/WE. Zmiany te dotyczyły niektórych aspektów funkcjonowania systemu ETS2. Kluczową zmianą zaproponowaną przez Radę UE uzgodnioną w ramach tzw. podejścia ogólnego na początku listopada 2025 r., było przesunięcie do 2028 r. uruchomienia obowiązku rozliczania emisji z tytułu wprowadzania do konsumpcji paliw kopalnych, zmiany mają też objąć mechanizm kontroli cen w ETS2. W dniu składania niniejszego artykułu do Redakcji czasopisma, przyszłe zmiany dyrektywy w zakresie kontroli cen nie były jeszcze znane.

12 Termin „sprawiedliwa transformacja” został stworzony przez związki zawodowe w Stanach Zjednoczonych w latach 80. XX wieku, aby opisać system wsparcia dla pracowników pozbawianych pracy z powodu polityki ochrony środowiska. G. Galanis, M. Napoletano, L. Popoyan, A. Sapio, O. Vardakoulis, Defining Just Transition, *Ecological Economics*, vol. 227 Jan 2025, (<https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2024.108370>, dostęp: 9.11.2025).

3. Sprawiedliwa transformacja energetyczna

Sprawiedliwa transformacja to unijna koncepcja przeprowadzenia głębokich zmian systemowych w gospodarce, w tym w energetyce, która zmierza do realizacji celów gospodarki niskoemisyjnej w sposób, który zapewnia równowagę między celami środowiskowymi, gospodarczymi i społecznymi¹².

Koncepcja sprawiedliwej transformacji pojawiła się w agendzie polityki ochrony klimatu po raz pierwszy w 2015 r. w treści Porozumienia Paryskiego, a następnie była rozwijana w kolejnych dokumentach Konferencji Stron UNFCCC¹³.

Sprawiedliwa transformacja łączy się również ze strategią unijnego „Zielonego Ładu”, oraz pozostającego w jej centrum, celu neutralności klimatycznej, który zakłada osiągnięcie przez Unię jako organizację państw członkowskich, neutralności klimatycznej do 2050 r. Cel neutralności klimatycznej znalazł wyraz w prawie unijnym w Rozporządzeniu PE i Rady 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej, znanym pod nazwą Europejskie prawo o klimacie¹⁴.

Sprawiedliwa transformacja opiera się na założeniu, że obok strategii skierowanych na realizację celów gospodarczych i środowiskowych będą projektowane i wdrażane polityki publiczne mające na celu ochronę pracowników, wspieranie

regionów zależnych od paliw kopalnych, zmierzające do ograniczania ubóstwa energetycznego oraz sprawiedliwego rozłożenia kosztów i korzyści będących skutkiem realizacji ambitnych polityk środowiskowych. Zatem idea ta zakłada, że zmiany w gospodarce i jej różnych sektorach zmierzające do realizacji celów związanych z ochroną środowiska, będą się odbywały, w sposób zapewniający sprawiedliwe traktowanie pracowników, społeczności i regionów dotkniętych skutkami tych zmian.

Sprawiedliwa transformacja opiera się na paradygmacie inkluzywności, przeciwdziałania marginalizacji grup społecznych znajdujących się w gorszej sytuacji, które poprzez różnego rodzaju systemy wsparcia również staną się beneficjentami nadchodzących zmian.



Sprawiedliwa transformacja opiera się na paradygmacie inkluzywności, przeciwdziałania marginalizacji grup społecznych znajdujących się w gorszej sytuacji, które poprzez różnego rodzaju systemy wsparcia również staną się beneficjentami nadchodzących zmian.

W aspekcie transformacji gospodarki chodzi o stworzenie alternatywnych gałęzi gospodarki, które będą w stanie zastąpić przemysł węglowy (tj. przemysł wydobywczy i przetwórstwo węgla), jednocześnie gwarantując ciągłość zatrudnienia dla osób, które stracą pracę w wyniku zamykania kopalni i elektrowni węglowych.

13 Sprawiedliwa transformacja została uwzględniona w agendzie międzynarodowej polityki ochrony klimatu dzięki jej włączeniu do preambuły Porozumienia paryskiego z 2015 r., która wskazuje na „konieczność sprawiedliwej transformacji siły roboczej oraz tworzenia godnej pracy i wysokiej jakości miejsc pracy zgodnie z krajowymi priorytetami rozwoju”. Deklaracja w sprawie sprawiedliwej transformacji została następnie złożona podczas konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (COP24) w 2018 r., a kraje podpisały zbiór zasad sprawiedliwej transformacji podczas konferencji COP26 w 2021 r. Podczas COP28 w 2023 r. kraje ustanowiły program prac dotyczący wdrażania ścieżek sprawiedliwej transformacji poprzez współpracę międzynarodową.

14 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie), Dz. Urz. UE L 243 z 9.7.2021, str. 1.



Sprawiedliwa transformacja jako element polityki ochrony klimatu rozszerza cele tej polityki poza aspiracje związane z osiągnięciem redukcji emisji, przeobrażenia technologiczne w gospodarce, na koordynaty związane ze sprawiedliwym i równym podziałem kosztów i korzyści wynikających z działań na rzecz klimatu¹⁵.

Sprawiedliwa transformacja jako element polityki ochrony klimatu rozszerza cele tej polityki poza aspiracje związane z osiągnięciem redukcji emisji, przeobrażenia technologiczne w gospodarce, na koordynaty związane ze sprawiedliwym i równym podziałem kosztów i korzyści wynikających z działań na rzecz klimatu¹⁵. Sprawiedliwa transformacja znajduje swój wyraz w tworzeniu polityk publicznych mających na celu minimalizowanie negatywnych skutków transformacji, w finansowaniu tworzenia nowych miejsc pracy, czy systemów wsparcia społecznego zwłaszcza w odniesieniu do tych grup społecznych, które skutki te będą odczuwały najbardziej np. gospodarstwa domowe w trudnej sytuacji ekonomicznej, czy wręcz dotknięte ubóstwem energetycznym.

Sprawiedliwa transformacja nie może być przy tym postrzegana jako dodatek do polityki klimatycznej, ale powinna stać się jej integralną częścią¹⁶. Polityka ochrony klimatu UE koncentrowała się do tej pory na wyznaczaniu celów w postaci redukcji emisji, potem rozbudowano ją o elementy ochrony konkurencyjności produkcji unijnej. Przemysł unijny tracił przewagę między innymi w związku z defektami polityki klimatycznej, która skupiała się niemal wyłącznie na celach

środowiskowych nie dostrzegając społecznych i gospodarczych następstw dążenia do tych celów tj. ucieczki emisji, upadku wielu zakładów czy nawet gałęzi przemysłu, których produkcja była wypierana przez towary spoza UE. Pomimo tego, że polityka klimatyczna implikowała również poważne skutki społeczne, takie jak wzrost kosztów życia, wzrost kosztów energii, zanikanie miejsc pracy w związku z przenoszeniem produkcji poza UE, problemy te pozostawały poza obszarem zainteresowania decydentów unijnych, a ich rozwiązywanie pozostawiono władzom krajowym.

Sprawiedliwa transformacja ma zmieniać sposób myślenia o priorytetach polityki klimatycznej, do tej pory koncentrującej się na aspektach środowiskowych, a potem także niektórych aspektach gospodarczych. Polityka ochrony klimatu musi zostać zaprogramowana w ten sposób, aby zmiany w gospodarce, a w szczególności w energetyce były rozsądne, akceptowalne społecznie i równomiernie rozłożone. Jej integralną częścią powinny być programy wsparcia dla gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw, programy rozwoju dla regionów zależnych od paliw kopalnych, wsparcie rozwoju alternatywnych źródeł energii, które powinny stawać się bardziej dostępne.

W kontekście energetyki sprawiedliwa transformacja zakłada, że modernizacja energetyki w kierunku odchodzenia od paliw kopalnych na rzecz odnawialnych źródeł energii nie może odbywać się kosztem pracowników, regionów górniczych czy osób zagrożonych ubóstwem energetycznym. Proces ten musi zabezpieczać zarówno wymagania ochrony środowiska, jak

15 Por. R. Heffron, D. McCauley, What is the just transition? Opens external. Geoforum; Journal of Physical, Human, and Regional Geosciences, 88, 74–77. (<https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2017.11.016>, dostęp: 12.10.2025)

16 Por. B. Galgóczi, From Paris to Katowice: the EU needs to step up its game on climate change and set its own just transition framework', [online]. ETUI Policy Brief, European Economic, Employment and Social Policy, n. 4/2018, pp. 1-5. (<https://www.etui.org/sites/default/files/Greenhouse%20gas%20Galgoczi%20Policy%20Brief%202018.04%20web.pdf>, dostęp: 12.10.2025).

i prawa pracowników w sektorach powiązanych z paliwami kopalnymi, dostępność energii dla najuboższych oraz ważne cele strategiczne, takie jak bezpieczeństwo energetyczne.

Zmiany te powinny być przeprowadzone tak, aby równoważyć koszty i korzyści dla wszystkich grup społecznych. W energetyce zmiany sprowadzają się do odchodzenia od paliw kopalnych, na rzecz szerszego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, a także działań ograniczających zapotrzebowanie na energię. Komponent „sprawiedliwości” w kontekście transformacji energetycznej zawiera w sobie zapewnienie wsparcia dla osób dotkniętych konsekwencjami tego procesu np. w formie wsparcia inwestycyjnego, bezpośredniego wsparcia dochodów, a w grupach zawodowych powiązanych z przemysłem wydobywczym, wsparcie przekwalifikowania pracowników pracujących w tych sektorach i umożliwienie ponownego zatrudnienia w nowych lub innych sektorach gospodarki.

Osiągnięcie tego celu jest dużym wyzwaniem i wiąże się z istotnym wysiłkiem ekonomicznym ze strony wszystkich państw członkowskich. Wysiłek ten, a także koszty, jakich wymaga transformacja klimatyczna, nie są jednak jednakowe w przypadku wszystkich państw członkowskich. Wynika to w dużym stopniu z fundamentalnych różnic w dotychczasowej polityce energetycznej pomiędzy poszczególnymi krajami, za którymi stoi między innymi, różna struktura pozyskiwania

energii. Polska należy do państw, które w największym stopniu zużywają do celów energetycznych paliwa kopalne¹⁷.

4. Zadania Społecznego Funduszu Klimatycznego

Z uwagi na wysokie koszty społeczne wdrażania systemu ETS2, które będą nasilały się w grupach najgorzej sytuowanych został utworzony mechanizm kompensacyjny – Społeczny Fundusz Klimatyczny. Opiera się on na redystrybucji wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji, które kierowane są na finansowanie różnego rodzaju form wsparcia wrażliwych grup społecznych, aby uodporniły się one, najlepiej w sposób trwały, na wzrost kosztów energii i innych następstw polityki klimatycznej.

Warto odnotować, że SFK jest instrumentem komplementarnym wobec Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji¹⁸. Jak wspomniano cele sprawiedliwej transformacji mają się koncentrować nie tylko wokół wsparcia gospodarstw domowych, czy mikroprzedsiębiorstw, ale obejmują projektowanie i wdrażanie polityk publicznych mających na celu ochronę pracowników, wspieranie regionów zależnych od paliw kopalnych. Temu drugiemu celowi służy Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, którego środki wspierają regiony przemysłowe, podczas, gdy SFK koncentruje się na wsparciu jednostek, mikroprzedsiębiorstw i gospodarstw domowych.

17 Jak podkreślają eksperci ETS2 jako mechanizm, który ustali jednolitą cenę za emisję CO₂, nie uwzględni różnic w strukturze energetycznej poszczególnych krajów. Ponad 70% zużycia kopalnych paliw stałych w gospodarstwach domowych w całej Unii przypada na Polskę, co doprowadzi do tego, że to polskie gospodarstwa najbardziej odczują skutki tego mechanizmu. Paliwa stałe emitują niemal dwukrotnie więcej CO₂ niż gaz. Pomimo tego, że węgiel jako paliwo w gospodarstwach domowych jest zastępowany stopniowo gazem nadal ok. 20% Polaków używa go do ogrzewania pomieszczeń. Szerzej R. Jeszke: ETS2 – Jak mądrze i pragmatycznie do niego podejść, Pomorski Thinkletter nr 3(22)/2025, (<https://www.kongresobywatelski.pl/wp-content/uploads/2025/10/ptl-22-robert-jeszke-ets2-jak-madrze-i-pragmatycznie-do-niego-podejsc.pdf>, dostęp: 29.11.2025).

18 Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji jest nowym instrumentem finansowym w ramach polityki spójności, służącym zapewnieniu wsparcia obszarom borykającym się z poważnymi wyzwaniami społeczno-gospodarczymi, wynikającymi z transformacji w dążeniu do osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Fundusz ten został powołany na mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1056 z dnia 24 czerwca 2021 r. ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, Dz. Urz. UE L 231 z 30.6.2021, str. 1.

Spółeczny Fundusz Klimatyczny jest finansowany z dochodów uzyskanych z aukcji uprawnień w ramach ETS 2, środki te będą stanowiły zasadniczą część zasobów Funduszu. Z uwagi jednak na to, że sprzedaż tych uprawnień rozpocznie się dopiero w momencie kiedy ETS2 ruszy w pełnym wymiarze¹⁹, Fundusz będzie też zasilany środkami ze sprzedaży uprawnień w ramach ETS1. Na ten cel zostanie przeznaczona pula 50 mln uprawnień, która ma zapewnić dochód ok. 4-5 mld euro. Uprawnienia te mają stanowić początkowy budżet Funduszu, który w miarę włączania sprzedaży uprawnień w ramach ETS2 będzie uzupełniany aż do osiągnięcia docelowej puli środków, którą ustalono na poziomie 65 mld euro (łączna suma środków przewidziana na lata 2026–2032)²⁰.

Warto zauważyć, że środki te mają być uzupełniane przez państwa członkowskie z ich funduszy krajowych. Poziom współfinansowania wynosi 25% wartości środków Funduszu przekazywanych danemu państwu²¹.

Ogólnym celem Funduszu, w myśl art. 1 rozporządzenia 2023/955, jest przyczynianie się do sprawiedliwej społecznie transformacji w kierunku neutralności klimatycznej przez przeciwdziałanie społecznym skutkom włączenia emisji gazów cieplarnianych z sektora budynków i sektora transportu drogowego w zakres stosowania dyrektywy 2003/87/WE.

Celami szczegółowymi SFK są z kolei wspieranie gospodarstw domowych, mikroprzedsiębiorstw i użytkowników transportu, znajdujących się

w trudnej sytuacji, za pomocą tymczasowego bezpośredniego wsparcia dochodów oraz za pomocą środków i inwestycji mających na celu zwiększenie efektywności energetycznej budynków, obniżenie emisyjności ogrzewania i chłodzenia budynków, w tym przez integrację w budynkach wytwarzania energii odnawialnej i magazynowanie takiej energii – a także zapewnienie lepszego dostępu do bezemisyjnych i niskoemisyjnych mobilności i transportu.



Celami szczegółowymi SFK są z kolei wspieranie gospodarstw domowych, mikroprzedsiębiorstw i użytkowników transportu, znajdujących się w trudnej sytuacji, za pomocą tymczasowego bezpośredniego wsparcia dochodów oraz za pomocą środków i inwestycji mających na celu zwiększenie efektywności energetycznej budynków, obniżenie emisyjności ogrzewania i chłodzenia budynków, w tym przez integrację w budynkach wytwarzania energii odnawialnej i magazynowanie takiej energii – a także zapewnienie lepszego dostępu do bezemisyjnych i niskoemisyjnych mobilności i transportu.

Spółeczny Fundusz Klimatyczny ma zatem łagodzić negatywne skutki polityki klimatycznej, a ściślej rzecz ujmując skutki wprowadzenia obciążeń wynikających z wejścia w życie ETS2, w konsekwencji cel jego powołania wpisuje się paradygmat sprawiedliwej transformacji. Fundusz ma finansować ochronę grup wrażliwych, aby w ten sposób równoważyć nieproporcjonalne obciążenie kosztami transformacji osób

19 Na przełomie 2025 i 2026 r. ma zostać opracowana koncepcja zmiany dyrektywy 2003/87/WE w zakresie założeń funkcjonowania ETS2. Od dłuższego czasu analitycy zwracali uwagę między innymi na potrzebę zwiększenia środków przeznaczonych na finansowanie polityki i programów zmierzających do łagodzenia skutków tego mechanizmu w grupach najbardziej wrażliwych. Środki te miałyby pochodzić z tzw. wczesnych aukcji (ang. *early auctions*), które miałyby być uruchomione zanim powstanie obowiązek zakupu uprawnień (tj. przed wejściem w życie pełnoskalowego mechanizmu ETS2). Pomysł ten ma się stać częścią reformy ETS2.

20 Polska ma być największym beneficjentem środków pochodzących z SFK. Jej udział ustalono na poziomie 17,60%, kolejnymi pod względem wielkości udziałów beneficjentami są Francja (11,19%), Włochy (10,81%), Hiszpania (10,52%) i Rumunia (9,25%).

21 Państwa członkowskie mogą przeznaczyć na ten cel własne dochody z aukcji uprawnień utworzonych w ramach ETS2.

o niskich dochodach, zagrożonych ubóstwem energetycznym czy transportowym.

Niektóre źródła wskazują, że cele Funduszu wychodzą poza niwelowanie skutków polityki klimatycznej, a nawet uznają, że ma on na celu rozwiązywanie problemów nierówności społeczno-gospodarczych wynikających z rozległych zmian środowiskowych w Europie²². Faktycznie można przyjąć, że u podstaw koncepcji SFK leży jakaś wizja sprawiedliwości społecznej i strategia budowania odporności ekonomicznej. Środki Funduszu mają bowiem koncentrować się właśnie na tych grupach społecznych, które znajdują się w trudnej sytuacji i przez to będą w jakimś zakresie niwelowały istniejące różnice i dysproporcje społeczne i ekonomiczne, które bez odpowiedniego wsparcia mogłyby się pogłębiać. Niemniej pogląd, iż SFK będzie rozwiązywał problemy nierówności społecznych jest mocno przesadzony i rozbiega się z założeniami, które legły u podstaw powołania Funduszu. Przypomnijmy Fundusz ma łagodzić nieuchronne skutki wprowadzenia opłat związanych z dopuszczeniem do konsumpcji paliw kopalnych (ETS2) i ma oddziaływać tylko na określone grupy podmiotów. Nie ma mowy o tym, że środki Funduszu mogą być angażowane w jakikolwiek szerszy sposób, czy mają odpowiadać na inne potrzeby społeczne niż rozwiązywanie problemu ubóstwa energetycznego lub wykluczenia transportowego, które staną się najpoważniejszym następstwem wprowadzenia ETS2. Na marginesie pozostaje

wspomnieć, że zasoby Funduszu są zbyt skromne, aby mechanizm ten miał realny wpływ na budowanie wizji sprawiedliwości społecznej. Dość powszechnie reprezentowany jest natomiast pogląd, że środki Funduszu, nawet w państwach, które będą jego największymi beneficjentami, nie zaspokoją znacznej części potrzeb²³. Zatem teza, iż zadania Funduszu realizują szerszy kontekst wyrównywania szans i nierówności ekonomicznych w społeczeństwie jest trudna do udowodnienia. Cel taki nie został przy tym sformułowany w Rozporządzeniu 2023/955 ustanawiającym SFK.



22 A. Frosinini, The Social Climate Fund: A Pathway to Socially Just Climate Transition, The Social Climate Fund: A Pathway to Socially Just Climate Transition | by Andrea Frosinini | Medium, (dostęp: 10.11.2025).

23 Gospodarstwa domowe o niskich dochodach zazwyczaj koncentrują się na bieżącej konsumpcji, mają większe ograniczenia w zakresie zaciągania kredytów i przeznaczają większą część swoich ograniczonych dochodów na podstawowe towary, takie jak ogrzewanie, energia lub żywność. Wzrost cen energii, paliw, ogrzewania pod wpływem ETS2, spowoduje dalsze uszczuplenie dochodów takich gospodarstw domowych. Gospodarstwa domowe o niskich dochodach nie są w stanie inwestować w rozwiązania niskoemisyjne, jak pojazdy elektryczne lub nowoczesne systemy grzewcze, w związku z tym odnoszą również mniejsze korzyści z programów wsparcia przyznawanych na zakup takich rozwiązań. Regulacje zmierzające do ograniczania emisji w największym nasileniu odbijają się na wydatkach gospodarstw domowych, zwłaszcza gospodarstw domowych o najniższych dochodach (Tak np. G. Zachmann, G. Fredriksson, G. Claeys, The Distributional Effects Of Climate Policies, Blueprint 28, Bruegel 2018, (<https://www.bruegel.org/book/distributional-effects-climate-policies>, dostęp: 11.11.2025)).

Przyjrzyjmy się, w jaki sposób SKF łagodzi skutki ETS2 i realizuje postulaty sprawiedliwej transformacji. Fundusz koncentruje się na trzech kluczowych obszarach:

1. Poprawie efektywności energetycznej budynków i ich dekarbonizacji, która jest rozumiana jako inwestycje w kierunku zmiany źródeł zaopatrzenia w energię w kierunku wykorzystania OZE. Środki mają być też ukierunkowane na tworzenie społeczności korzystających z energii odnawialnej.
2. Promowaniu zrównoważonej mobilności w celu zmniejszenia ubóstwa transportowego, działania będą skierowane na zwiększenie dostępu do przystępnego cenowo transportu publicznego, środków transportu bezemisyjnego i niskoemisyjnego, mobilności na żądanie, usług wspólnej mobilności i form aktywnej mobilności.
3. Tymczasowym bezpośrednim wsparciu dochodów w celu przeciwdziałania społecznym skutkom ETS2 w gospodarstwach domowych znajdujących się w trudnej sytuacji i w grupie użytkowników pojazdów spalinowych. Wsparcie to będzie miało charakter tymczasowy i ma być stopniowo wycofywane w miarę jak środki strukturalne tj. m.in. inwestycje w efektywność energetyczną będą chroniły dochody gospodarstw domowych przed wzrostem cen paliw.

Narzędziem, przy pomocy którego będą wdrażane cele SKF, są plany społeczno-klimatyczne. Są to opracowywane przez państwo członkowskie instrumenty programowe, które określają zakres, sposób oraz warunki realizacji działań finansowanych ze środków SKF pozostających do dyspozycji danego państwa.



Plany społeczno- klimatyczne to opracowywane przez państwo członkowskie instrumenty programowe, które określają zakres, sposób oraz warunki realizacji działań finansowanych ze środków SKF pozostających do dyspozycji danego państwa.

Plany społeczno-klimatyczne są opracowywane zgodnie z wytycznymi zawartymi w rozporządzeniu 2023/955, a ich opracowanie i przyjęcie przez KE stanowi warunek formalny uzyskania środków SKF.

Art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2023/955, wskazuje, że plany muszą zawierać spójny zestaw środków i inwestycji, które w sposób wyraźny uwzględniają społeczne skutki ETS2 w odniesieniu do poszczególnych grup beneficjentów, z kolei art. 8 tego rozporządzenia stanowi, że środki i inwestycje muszą być zasadniczo ukierunkowane na grupy gospodarstw domowych, użytkowników transportu czy mikroprzedsiębiorstwa znajdujące się w trudnej sytuacji.

Plan społeczno-klimatyczny powinien obejmować diagnozę potrzeb społecznych i energetycznych oraz identyfikację grup odbiorców wymagających wsparcia, a także oszacowanie prawdopodobnych skutków wzrostu cen wynikającego z ETS2 dla gospodarstw domowych, w szczególności zaś wpływ wzrostu cen na wskaźniki ubóstwa energetycznego i ubóstwa transportowego, a także na sytuację mikroprzedsiębiorstw.

Plan społeczno-klimatyczny powinien zawierać zestaw działań i inwestycji mających na celu redukcję ubóstwa energetycznego oraz ubóstwa transportowego, w tym działania i inwestycje skierowane

rowane na poprawę efektywności energetycznej, dekarbonizację budynków oraz zapewnienie dostępu do zrównoważonego transportu, a także szczegółowe mechanizmy finansowania.

Warto odnotować, że zjawiska ubóstwa energetycznego i ubóstwa transportowego mają charakter wielowymiarowy. Źródłem ubóstwa jest zwykle kombinacja wielu czynników (niskie dochody w połączeniu z wysokimi cenami energii, stan techniczny budynków, brak dostępności alternatywnych środków transportu itd.)²⁴, dlatego rozwiązywanie tych problemów wymaga tworzenia zintegrowanych narzędzi i polityk (programy termomodernizacji budynków i rozwój wspólnot energetycznych np. wspólnotowe instalacje OZE, odbudowa infrastruktury kolejowej i stymulowanie rozwoju komunikacji zbiorowej lub organizacja przejazdów na żądanie). Oczywiście nie zawsze tego rodzaju rozwiązania mogą być zastosowane, nie zawsze też mogą one objąć wszystkich potrzebujących, w tej sytuacji problemy ubóstwa powinny niwelować bezpośrednie transfery pieniężne.

Na uwagę zasługuje nadanie priorytetu działaniom w zakresie efektywności energetycznej, zwłaszcza w sektorze budynków. Są one uznawane za skuteczne działania zapewniające ochronę gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym i znajdujących się w trudnej sytuacji. Poprawa charakterystyki energetycznej budynków może złagodzić negatywne skutki wzrostu cen paliw, a także wpłynąć na poprawę warunków

życia rodzin, może także przeciwdziałać ubóstwu energetycznemu lub pogłębianiu tego zjawiska²⁵.

Drugim wyzwaniem jest ubóstwo transportowe, które oznacza sytuację, w której osoby lub gospodarstwa domowe z uwagi na brak możliwości przemieszczania się mają ograniczone możliwości zaspokajania takich potrzeb życiowych jak praca, edukacja, opieka zdrowotna czy usługi publiczne. Przyczynami tego stanu rzeczy mogą być ograniczenia ekonomiczne w tym wysokie koszty dojazdów, infrastrukturalne (brak dostępnej komunikacji publicznej), przestrzenne (rozproszona zabudowa, duże odległości do pracy, szkoły itd.), jak i instytucjonalne (niedostateczna oferta przewozowa, brak integracji systemów transportowych). Zrównoważona mobilność zmierza do zapewnienia dostępnych, efektywnych kosztowo, niskoemisyjnych i sprawiedliwych społecznie form transportu, dzięki czemu ma przeciwdziałać ubóstwu transportowemu. Poprzez takie rozwiązania jak modernizacja i rozwój transportu publicznego, rozwój transportu intermodalnego, rozwój mobilności na żądanie itp. zwiększa dostępność transportu dla grup o ograniczonych zasobach finansowych, osób starszych, osób z niepełnosprawnościami czy mieszkańców obszarów peryferyjnych.

Tymczasowe bezpośrednie wsparcie dochodu może być zapewnione jedynie gospodarstwom domowym i zagrożonym ubóstwem transportowym użytkownikom pojazdów spalinowych.

24 Sytuacja gospodarstw domowych borykających się z problemem ubóstwa energetycznego może zależeć też od czynników geograficznych i klimatycznych, płci, stanu zdrowia domowników oraz szczególnych potrzeb gospodarstwa w zakresie energii i transportu. Gospodarstwa domowe o większych potrzebach energetycznych, do których należą rodziny z dziećmi, osoby z niepełnosprawnościami i osoby starsze, są również bardziej narażone na ubóstwo energetyczne i jego skutki. Kobiety, zwłaszcza samotnie wychowujące dzieci i kobiety starsze, są również szczególnie dotknięte ubóstwem energetycznym ze względu na nierówności strukturalne w rozkładzie dochodów, status społecznoekonomiczny i lukę opiekuńczą, którą często determinuje płeć (kobiety częściej pełnią funkcje opiekuńcze w stosunku do dzieci będąc wyłączone w tym czasie z pracy zawodowej).

25 KE w 2023 r. wydała zalecenie formułujące zasady przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu w polityce państw członkowskich. Zwraca w nim uwagę na pierwszoplanowe znaczenie działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej budynków, które mają przybierać postać nie tylko działań inwestycyjnych ale konieczności budowania przez państwa komplementarnych polityk i ram prawnych zapewniających realne wsparcie gospodarstw domowych na tym polu. Zob. Zalecenie Komisji (UE) 2023/2407 z dnia 20 października 2023 r. dotyczące ubóstwa energetycznego, Dz.Urz. UE L 2023.2407.

Wsparcie tego rodzaju nie zmienia głównych przyczyn ubóstwa energetycznego – niskiej efektywności energetycznej budynków czy nierówności dochodowych. Środki stanowiące bezpośrednie wsparcie dochodów mogą zostać przeznaczone jedynie na niwelowanie skutków ETS2, niemniej jednak państwa członkowskie mogą podejmować decyzje o wprowadzeniu polityk krajowych, które obejmą swoim zasięgiem również inne grupy gospodarstw domowych, nie tylko te które otrzymają wsparcie ze środków SFK. Mogą to być przy tym nie tylko dopłaty do rachunków, ale także inne rodzaje interwencji takie jak taryfy socjalne, ochrona przed wyłączeniem prądu lub ciepła, ograniczanie wysokości podwyżek itp.

Należy podkreślić, że inwestycje finansowane ze środków SFK mają zostać zakończone do 2032 r., przy czym dość powszechnie podnosi się, że założenie to jest nieadekwatne biorąc pod uwagę skalę inwestycji, które muszą zostać zrealizowane. Wąskie ramy czasowe wykorzystania środków SFK stanowią jeden z mankamentów tego mechanizmu i zarazem kierunek postulowanych zmian. Wydaje się, że negocjowane obecnie przesunięcie w czasie wdrożenia ETS2 (w pełnej skali) jest okazją do zweryfikowania również ram czasowych SFK.

W kontekście działań przewidzianych do sfinansowania, plan społeczno-klimatyczny powinien określać także tzw. kamienie milowe, a więc konkretne, mierzalne etapy, które zostaną osiągnięte w określonym czasie. Osiągnięcie zaplanowanych kamieni milowych jest podstawą uruchomienia kolejnych transzy środków unijnych.

Plany społeczno-klimatyczne muszą zawierać także opis systemu zarządzania uwzględniający podział zadań pomiędzy instytucje wdrażające plan, a także systemu monitorowania i sprawozdawczości, który ma umożliwić m.in. Komisji Europejskiej ocenę postępów i zgodność działań z celami Funduszu.

Inkluzywny charakter SFK znajduje swój wyraz w kategoriach podmiotów będących beneficjentami Funduszu. Środki SFK są jak wspomniano przeznaczone na wsparcie trzem kategoriom odbiorców: gospodarstwom domowym, użytkownikom transportu znajdującym się w trudnej sytuacji, lub zagrożonym ubóstwem energetycznym lub transportowym, a także mikroprzedsiębiorstwom znajdującym się w trudnej sytuacji. Ubóstwo energetyczne to trudność z zapewnieniem sobie odpowiedniego poziomu ogrzewania i dostępu do energii elektrycznej, które ujawnia się w sytuacji, gdy z jednej strony odbiorca zmuszony jest ponosić wysokie koszty energii, a jednocześnie osiąga niskie dochody²⁶.

Kryterium przyznania wsparcia jest sytuacja ekonomiczna gospodarstw domowych lub użytkowników transportu, a także brak środków na samodzielne finansowanie potrzebnych inwestycji. W przypadku mikroprzedsiębiorstw znajdujących się w trudnej sytuacji kryterium przyznania wsparcia ma być wysoki udział kosztów energii w strukturze wydatków przedsiębiorstwa przy czym wsparcie oferowane mikroprzedsiębiorcom dotyczy przede wszystkim finansowania inwestycji w zakresie termomodernizacji budynków.

²⁶ Rozporządzenie 2023/955 odwołuje się do definicji ubóstwa energetycznego, którą wprowadza Dyrektywa PE i Rady 2023/1791 z dnia 23 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej (Dz.Urz. UE L 231 z 20.9.2023, str. 1). Dyrektywa uznaje, że ubóstwo energetyczne oznacza brak dostępu gospodarstwa domowego do podstawowych usług energetycznych, w przypadku gdy takie usługi zapewniają podstawowe poziomy i godziwe standardy życia i zdrowia, w tym do odpowiedniego ogrzewania, ciepłej wody, chłodzenia, oświetlenia i energii do zasilania urządzeń, w odpowiednim kontekście krajowym, obowiązującej krajowej polityce społecznej i innych odpowiednich politykach krajowych, który to brak dostępu jest spowodowany połączeniem różnych czynników, w tym co najmniej zbyt wysokimi cenami, niedostatecznym dochodem do dyspozycji, wysokimi wydatkami na energię oraz niską efektywnością energetyczną budynków mieszkalnych.

Kluczowym zagadnieniem jest kwalifikacja podmiotów, do których ma trafić wsparcie. W tym celu sformułowano dwie kategorie interesariuszy tj. gospodarstwa domowe znajdujące się w trudnej sytuacji i użytkownika transportu znajdujące się w trudnej sytuacji (art. 2 pkt 10 i 12 rozporządzenia 2023/955). W obu kategoriach występują dwa kryteria tj. wymóg pozostawania w ubóstwie energetycznym lub transportowym²⁷, a także kryterium wpływu ETS2 na sytuację ekonomiczną gospodarstw domowych o niskich i średnich dochodach. Wpływ ten ma być znaczący, w konsekwencji czego gospodarstwa te nie będą dysponowały wystarczającymi środkami na potrzebne inwestycje.

W uproszczeniu można przyjąć, że kryterium wokół którego zdefiniowane jest pojęcie trudnego położenia gospodarstwa domowego, użytkownika transportu lub mikroprzedsiębiorstwa jest brak środków na renowację budynków, na zakup zero- lub niskoemisyjnego środka transportu lub brak alternatywy w postaci transportu publicznego.

Na marginesie można odnotować, że Polska, z poziomem ubóstwa energetycznego sięgającym 12%, pozostaje państwem o jednym z najwyższych wskaźników w skali UE²⁸. Średnia unijna wynosi 6-7% gospodarstw domowych. Wyższe od Polski wskaźniki ubóstwa energetycznego odnotowują takie państwa, jak Rumunia, Bułgaria czy Węgry.

Czynnikami, które rzutują na poziom ubóstwa energetycznego są kondycja finansowa gospo-

darstwa (najbardziej dotknięci emeryci, renciści, gospodarstwa jednoosobowe i rodziny wielodzietne), wiek i wielkość powierzchni budynku (duże zapotrzebowanie na ciepło), brak przyłączenia do sieci ciepłowniczej (mieszkańcy wsi i małych miast, zabudowa jednorodzinna).

Walka z ubóstwem energetycznym jest krytycznym warunkiem powodzenia transformacji energetycznej i jednocześnie największym czynnikiem ryzyka, który może podważyć nawet najlepiej skonstruowane cele i założenia polityki klimatycznej. Dlatego kluczowe znaczenie mają odpowiednio zaprogramowane działania, które powinny być kierowane do precyzyjnie wytypowanych kategorii interesariuszy.

Podsumowanie

Cel i zadania Społecznego Funduszu Klimatycznego, bez wątpienia wpisują się w założenia sprawiedliwej transformacji. Idea Funduszu opiera się na przekonaniu, że transformacja nie może obciążać przede wszystkim tych, którzy w niewielkim stopniu przyczynili się do skutków zmian klimatu, natomiast najbardziej będą odczuwali związane z nimi koszty.

Fundusz ma zapewnić, aby transformacja energetyczno-klimatyczna przebiegała w sposób sprawiedliwy i nie prowadziła do marginalizacji grup społecznych, zwłaszcza gospodarstw domowych dotkniętych lub zagrożonych ubóstwem

27 Użytkownikami transportu w trudnej sytuacji są z kolei osoby i gospodarstwa domowe, w tym te o niskich i niższych średnich dochodach, które w znacznym stopniu odczuwają wpływ ETS2 na ceny paliw, i nie mają środków na zakup pojazdów bezemisyjnych i niskoemisyjnych lub nie mogą zaspokajać swoich potrzeb korzystając ze zrównoważonych rodzajów transportu, w tym transportu publicznego (art. 2 pkt 12 rozporządzenia 2023/955).

28 W 2023 r. 10,6% ludności Unii Europejskiej nie było w stanie ogrzać swoich domów w okresie zimowym. Stanowi to znaczny wzrost w porównaniu z 2021 r., kiedy to wskaźnik ubóstwa energetycznego wynosił 6,9%. Badania nad zjawiskiem ubóstwa energetycznego w Polsce były prowadzone przez wiele ośrodków badawczych. Swoje wyniki w tej kwestii zaprezentował m.in. Polski Instytut Ekonomiczny w 2024 r. w opracowaniu Ubóstwo Energetyczne. Autorzy zaprezentowali różne zestawy mierników ubóstwa energetycznego. Podsumowanie wyników badań nad zaprezentowały również Autorki najnowszego opracowania opublikowanego w maju 2025 r. na łamach czasopisma *Energies J.* Przywojska, A. Podgórnica-Krzykacz, M. Kalisiak-Mędelska, I. Rącka, Energy Poverty in Poland: Drivers, Measurement and National Policy, *Energies* 2025, 18(11), 2987; (<https://doi.org/10.3390/en18112987>, dostęp: 21.11.2025).

energetycznym czy transportowym. Rozszerzenie systemu ETS na sektor budynków i sektor transportu drogowego spowoduje poprzez obciążenie paliw dodatkowymi opłatami związanymi z emisją CO₂, wzrost kosztów życia, szczególnie w gospodarstwach domowych o niższych dochodach.

Kluczowym zatem elementem działania Funduszu jest łagodzenie ryzyka ubóstwa energetycznego poprzez między innymi bezpośrednie wsparcie dochodów. Ma ono doraźnie zabezpieczyć najbardziej narażone gospodarstwa domowe przed skutkami wzrostu cen energii i paliw. Z kolei finansowane z SFK inwestycje w termomodernizację budynków, wymianę nieefektywnych źródeł ciepła oraz wsparcie zrównoważonego transportu publicznego mają obniżyć rachunki gospodarstw domowych i zwiększyć ich odporność na wahania cen paliw i energii. W tym sensie Fundusz ma łagodzić skutki transformacji, ale też ma spowodować, że mniej zamożne gospodarstwa domowe staną się beneficjentami tej transformacji. W ten sposób ma się realizować idea sprawiedliwości, która zakłada wyrównywanie szans w dostępie do czystej energii i nowych technologii.

Aby jednak przyjęte w prawie unijnym cele i założenia funkcjonowania Społecznego Funduszu Klimatycznego mogły się materializować, muszą zostać spełnione określone warunki. Przede wszystkim budżet Funduszu musi zostać uzupełniony dodatkowymi środkami, już teraz wiadomo, że nawet w państwach, które są jego największymi beneficjentami skala potrzeb znacznie przewyższa sumę dostępnych środków. Postulowane wydłużenie okresu wydatkowania środków pozytywnie wpłynie na racjonalność gospodarowania szczerpymi zasobami, zapewni bardziej wnikliwą selekcję projektów, a także rzetelne monitorowanie

osiąganych wyników. Ograniczony okres dostępności środków powoduje, że muszą być one wydatkowane szybko, co w kontekście gospodarowania środkami, przenosi punkt ciężkości na zwiększenie efektywności systemu zarządzania tymi środkami. Do gospodarowania środkami Funduszu potrzebny jest sprawny aparat instytucjonalny, zorganizowany na kilku poziomach (strategicznym, operacyjnym i lokalnym), działający w oparciu o proste i transparentne procedury.

Duże znaczenie ma także odpowiednia konstrukcja instrumentów wsparcia, które powinny być dopasowane do potrzeb (działania inwestycyjne, ostonowe, wsparcie doradcze itp.) i w ten sposób zapewniać wysoką absorpcję środków. Jednocześnie ograniczona ilość środków powinna kierować uwagę decydentów w stronę takich rozwiązań, które zapewnią trwałe efekty.

Kluczowy jest bowiem transformacyjny wymiar SFK. Aby Fundusz efektywnie realizował cele sprawiedliwej transformacji jego środki muszą być wykorzystywane przede wszystkim jako „dźwignia transformacyjna”, muszą być przeznaczane na finansowanie inwestycji, które trwale obniżają zużycie paliw, wspierając tym samym transformację energetyczną i transportową. Ich właściwe zagospodarowanie może w praktyce wzmacniać odporność najbardziej wrażliwych gospodarstw domowych na ubóstwo energetyczne i ryzyko wykluczenia transportowego.

Niezależnie od przedstawionych uwag SFK można uznać za narzędzie sprawiedliwej transformacji, z jednej strony poprzez niwelowanie negatywnych skutków wdrożenia ETS2, z drugiej poprzez przyspieszanie transformacji energetycznej, zwłaszcza w gospodarstwach domowych o niskich dochodach. Efektywność tego narzędzia

w największym stopniu będzie zależała od ETS2 i tego, czy w mechanizmie tym zostaną wprowadzone odpowiednie zmiany. Najważniejsze z nich dotyczą spowolnienia harmonogramu wdrażania ETS2 oraz zapewnienia skutecznych narzędzi przeciwdziałania wzrostom cen uprawnień. W tej kwestii konstruktywne decyzje w dalszym ciągu nie zapadły.

BIBLIOGRAFIA:

- 1 Bukowska J., Borek A., Nowy komponent systemu handlu uprawnieniami do emisji dla sektorów transportu drogowego i budynków – uwarunkowania prawne systemu ETS2, GO₂'50. Klimat. Społeczeństwo. Gospodarka, nr 4/2024, s. 44. (<https://www.kobize.pl/pl/article/publikacja-go250-klimat-spoleczenstwo-gospodarka/id/2880/go250-klimat-spoleczenstwo-gospodarka-numer-5-2024>)
- 2 Frosinini A., The Social Climate Fund: A Pathway to Socially Just Climate Transition, The Social Climate Fund: A Pathway to Socially Just Climate Transition | by Andrea Frosinini | Medium.
- 3 Galanis G., Napoletano M., Popoyan L., Sapio A., Vardakoulis O., Defining Just Transition, Ecological Economics, vol. 227 Jan 2025, <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2024.108370>.
- 4 Galgóczi B., From Paris to Katowice: the EU needs to step up its game on climate change and set its own just transition framework', [online]. ETUI Policy Brief, European Economic, Employment and Social Policy, n. 4/2018, pp. 1-5. <https://www.etui.org/sites/default/files/Greenhouse%20gas%20Galgoczi%20Policy%20Brief%202018.04%20web.pdf>
- 5 Göss S., Understanding the new EU ETS (Part 2): Buildings, Road Transport, Fuels. Energy post EU, Understanding the new EU ETS (Part 2): Buildings, Road Transport, Fuels. And how the revenues will be spent - Energy Post.
- 6 Heffron R., McCauley D., What is the just transition? Opens external. Geoforum; Journal of Physical, Human, and Regional Geosciences, 88, 74-77. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2017.11.016>
- 7 Jeszke R., ETS2 – Jak mądrze i pragmatycznie do niego podejść, Pomorski Thinkletter nr 3(22)/2025, <https://www.kongresobywatelski.pl/wp-content/uploads/2025/10/ptl-22-robort-jeszke-ets2-jak-madrze-i-pragmatycznie-do-niego-podejsc.pdf>
- 8 Przywojska J., Podgórnika-Krzykacz A., Kalisiak-Mędelska M., Rączka I., Energy Poverty in Poland: Drivers, Measurement and National Policy, Energies 2025, 18(11), 2987; <https://doi.org/10.3390/en18112987>.
- 9 Wier M., Birr-Pedersen K., Klinge Jacobsen H., Are CO₂ taxes regressive? Evidence from the Danish experience, Ecological Economics 52(2), <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2004.08.005>.
- 10 Zachmann G., Fredriksson G., Claeys G., The Distributional Effects Of Climate Policies, Blueprint 28, Bruegel 2018, <https://www.bruegel.org/book/distributional-effects-climate-policies>.

AKTY NORMATYWNE

- 1 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1056 z dnia 24 czerwca 2021 r. ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, Dz. Urz. UE L 231 z 30.6.2021, str. 1.
- 2 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie), Dz. Urz. UE L 243 z 9.7.2021, str. 1.
- 3 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060 (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, s. 1, ze zm.).
- 4 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE L 231 z 20.9.2023, str. 1).
- 5 Zalecenie Komisji (UE) 2023/2407 z dnia 20 października 2023 r. dotyczące ubóstwa energetycznego (Dz. Urz. UE L 2023.2407).



CBAM 2.0. – Przyszłość mechanizmu po zmianach wprowadzonych pakietem Omnibus

Autor:

Małgorzata Nowakowska, Zespół Rozdziału Upoważnień i Obsługi Mechanizmu Granicznego, Centrum Zarządzania Systemami Handlu Emisjami oraz Mechanizmem Granicznym, KOBIZE
Piotr Lipka, Zespół Rozdziału Upoważnień i Obsługi Mechanizmu Granicznego, Centrum Zarządzania Systemami Handlu Emisjami oraz Mechanizmem Granicznym, KOBIZE

CBAM 2.0. - Przyszłość mechanizmu po zmianach wprowadzonych pakietem Omnibus



Autor:
Małgorzata Nowakowska



Autor:
Lipka Piotr

Słowa kluczowe: CBAM, pakiet Omnibus, próg de minimis, emisja wbudowana, status upoważnionego zgłaszającego CBAM, certyfikat CBAM, deklaracja CBAM, ucieczka emisji CO₂, weryfikacja

Streszczenie

Artykuł przedstawia aktualny stan oraz kierunki rozwoju unijnego mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (ang. *Carbon Border Adjustment Mechanism*, CBAM), w kontekście istotnych zmian legislacyjnych wprowadzonych przez tzw. pakiet Omnibus I. Autorzy analizują, w jaki sposób nowe regulacje mają na celu uproszczenie procedur, zwiększenie efektywności systemu oraz lepsze dostosowanie mechanizmu do realiów gospodarczych.

W artykule omówiono m.in. wprowadzenie nowego progu de minimis, który zwalnia znaczną część importerów z obowiązków wynikających z mechanizmu, a także przedstawiono odstępstwo od wymogu posiadania statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM. Dodatkowo zaprezentowano informacje na temat zmienionych terminów składania deklaracji

CBAM, zasad zakupu oraz odkupu certyfikatów CBAM, weryfikacji emisji wbudowanej przez akredytowane jednostki, a także możliwość powierzenia obowiązku składania deklaracji CBAM innym podmiotom.

W dalszej części artykułu opisano wprowadzone środki upraszczające obliczenia emisji wbudowanej, a także wskazano nowe obowiązki, które po wprowadzeniu uproszczeń spoczywają nie tylko na Komisji Europejskiej, lecz również na krajowych organach odpowiedzialnych za wdrażanie CBAM. Podkreślono, że uproszczenia stanowią krok w stronę bardziej realistycznego i wykonalnego systemu, który ma wspierać cele klimatyczne Unii Europejskiej bez nadmiernego obciążania przedsiębiorców. Jednocześnie zaznaczono, że choć pakiet Omnibus I rozwiązuje wiele problemów, nie eliminuje wyzwań związanych z wdrożeniem mechanizmu CBAM.

Wprowadzenie

Z końcem 2025 roku zakończy się okres przejściowy mechanizmu CBAM (ang. *Carbon Border Adjustment Mechanism*), czyli unijnego mechanizmu dotyczącego importu określonych grup towarów do Unii Europejskiej z krajów trzecich, którego celem jest wyrównanie kosztów emisji CO₂. Funkcjonowanie CBAM, w tzw. fazie przejściowej, rozpoczęło się 1 października 2023 r. Pierwszy rok obowiązywania mechanizmu pokazał, że system ten nie jest idealny a jego złożone zasady mogą być trudne do wdrożenia. W związku z licznymi uwagami państw członkowskich oraz importerów, Komisja Europejska zdecydowała, że wymaga on usprawnień i doprecyzowania przed początkiem okresu docelowego, którego start przypada na 1 stycznia 2026 r.

Na wstępie jednak należy przedstawić, czym jest CBAM oraz do jakich celów został stworzony. Mechanizm ten został wprowadzony rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiającym mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂¹ w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. Mechanizm ten jest odpowiedzią na wyzwania związane z konkurencyjnością globalnego handlu oraz polityką klimatyczną. Głównymi celami mechanizmu jest przeciwdziałanie zjawisku tzw. ucieczki emisji CO₂ (ang. *carbon leakage*), czyli przenoszeniu wysokoemisyjnej produkcji do krajów o mniej rygorystycznych regulacjach środowiskowych, jak również chronienie europejskich producentów przed nierówną konkurencją ze strony producentów towarów importowanych z państw trzecich, w których koszty związane z emisją CO₂ są często pomijane lub znacznie niższe.

Swoim zakresem mechanizm objął import określonych towarów na obszar Unii Europejskiej. Towary CBAM należą do sektorów takich jak: cement, energia elektryczna, nawozy, żeliwo i stal, aluminium oraz wodór. Import towarów objętych mechanizmem w okresie docelowym, tj. od roku 2026, spowoduje wycenę kosztów emisji dwutlenku węgla, tzw. emisji wbudowanej, w oparciu o koszty ponoszone przez europejskich producentów w ramach systemu EU ETS, czyli systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Mechanizm CBAM oddziałuje nie tylko na importerów towarów, lecz przede wszystkim na producentów (operatorów instalacji) działających w państwach trzecich. Ma to na celu zachęcenie ich do modernizacji procesów produkcyjnych w kierunku dekarbonizacji, tak aby mogli utrzymać konkurencyjność na rynku unijnym. Poprzez swój kształt, CBAM łączy politykę handlową z klimatyczną, wykorzystując instrumenty celne jako narzędzie wspierające cele redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Na ratunek – pakiet Omnibus

Zasady okresu przejściowego mechanizmu CBAM w głównej mierze polegają na obowiązku składania kwartalnych sprawozdań o przywiezionych towarach na teren Unii Europejskiej przez importerów lub pośrednich przedstawicieli celnych. Jest to okres, w którym mechanizm ten przeszedł pierwszą próbę generalną, która wykazała jego złożoność pod względem prawnym jak i zakresu oddziaływania. Obowiązek ten został ukształtowany w oparciu o wartość przesyłek towarów importowanych. Pierwotny niski próg wejścia, tj. 150 EUR na przesyłkę (o którym mowa

¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz.U. L 130 z 16.5.2023, pp. 52–104).

w art. 23 rozporządzenia Rady (WE) nr 1186/2009²⁾ spowodował, że nawet mały import został objęty tymi regulacjami, co z kolei spowodowało, że wielu producentów z krajów trzecich stanęło przed wyzwaniem dopasowania się do unijnych regulacji. Pierwsze miesiące funkcjonowania mechanizmu ujawniły szereg trudności, w tym dużą liczbę przesyłek, które cechowały się znikomą emisją CO₂. Jednocześnie, zakres obowiązków sprawozdawczych spoczywających na importerze i zadania organów administrujących w państwach członkowskich UE wykazały niewydolności przy jednoczesnym znaczącym stopniu skomplikowania CBAM, co spowodowało potrzebę szybkiej modyfikacji.



Pierwsze miesiące funkcjonowania mechanizmu ujawniły szereg trudności, w tym dużą liczbę przesyłek, które cechowały się znikomą emisją CO₂. Jednocześnie, zakres obowiązków sprawozdawczych spoczywających na importerze i zadania organów administrujących w państwach członkowskich UE wykazały niewydolności przy jednoczesnym znaczącym stopniu skomplikowania CBAM, co spowodowało potrzebę szybkiej modyfikacji.

Wyzwaniem w tym przypadku było nie tylko utrudnione użytkowanie rejestru CBAM, za pomocą którego przedkłada się sprawozdania, ale także wprowadzane przez jego administratora (Komisję Europejską) modyfikacje „ad hoc” pro-

wadzące do licznych pomyłek i nieprawidłowości. Dodatkowo złożoność mechanizmu oraz przedłużające się procesy legislacyjne aktów wykonawczych oraz przyjmowanie regulacji prawnych „na ostatnią chwilę” skutkowało występowaniem problemów po stronie państw członkowskich Unii Europejskiej dotyczących przygotowania zespołów wykwalifikowanych pracowników mogących wyjaśnić zainteresowanym podmiotom sposób funkcjonowania mechanizmu, a także realizację obowiązków wynikających z tych regulacji. Należy również zaznaczyć, że istotnym czynnikiem tych problemów okazała się niechęć operatorów instalacji z państw trzecich do współpracy przy określaniu emisji wbudowanej towarów i przekazywaniu importerom danych rzeczywistych koniecznych do złożenia sprawozdania CBAM³⁾.

Powyższe czynniki, w połączeniu z dynamicznie zmieniającym się charakterem globalnej polityki handlowej, wymusiły konieczność modyfikacji pierwotnego kształtu mechanizmu. Celem tych zmian jest ułatwienie jego wdrożenia poprzez ograniczenie obciążeń administracyjnych, przy jednoczesnym zachowaniu integralności środowiskowej. Rewizja zasad funkcjonowania CBAM łączy się z ambitnym ilościowym celem określonym przez Komisję Europejską, w zakresie zmniejszania obciążeń administracyjnych o: co najmniej 25% dla wszystkich przedsiębiorstw i o co najmniej 35% dla małych i średnich przedsiębiorstw⁴⁾. Mario Draghi w swoim raporcie pn. „The future of European competitiveness, Part A, A competitiveness strategy for Europe” (pol. Przyszłość konkurencyjności Europy,

2 Rozporządzenie Rady (WE) nr 1186/2009 z dnia 16 listopada 2009 r. ustanawiające wspólnotowy system zwolnień celnych (Dz.U. L 324 z 10.12.2009, s. 23).

3 P. Lipka, Kryłowicz, M. Nowakowska, Co wiemy o mechanizmie dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM) po roku jego funkcjonowania?, w „GO2'50 Klimat. Społeczeństwo Gospodarka”, Nr 05/2024, s. 17-27.

4 Komunikat komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Kompas konkurencyjności dla UE – COM/2025/30

5 “The future of European competitiveness, Part A, A competitiveness strategy for Europe”, M. Draghi et al., 2024 r.

Część A, Strategia konkurencyjności dla Europy z 2024 r.⁶ zwraca uwagę, że Europa potrzebuje bardziej przejrzystego i sprzyjającego systemu regulacji, który nie będzie przeszkodą, lecz wsparciem dla rozwoju gospodarczego. Regulacje powinny być projektowane by wzmacniać konkurencyjność europejskich firm na światowych rynkach oraz zwiększać odporność gospodarki na zmiany i kryzysy. Dlatego też Komisja Europejska, opierając się na nowym celu i drogowskazach, po analizach kwartalnych sprawozdań oraz wymianie informacji z zainteresowanymi stronami, w tym wymianie w ramach grupy ekspertów CBAM, zidentyfikowała obszary, w których uproszczenia pozwolą na osiągnięcie celu jakim jest integracja środowiskowa przy jednoczesnym wzmocnieniu mechanizmu CBAM. Zmiany te zaproponowano w dniu 26 lutego 2025 r. w ramach tzw. pakietu uproszczeń Omnibus I, który zawierał kompleksowe zestawienie propozycji legislacyjnych łączące wszystkie powyższe cele. Pakiet ten rozpoczął proces wdrażania zmian w kluczowych przepisach Unii Europejskiej dotyczących sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju (dyrektywa CSRD⁶), należytej staranności (dyrektywa CSDDD⁷) oraz importu towarów z krajów trzecich, czyli handlu (mechanizm CBAM). Jak wskazuje Komisja Europejska – potrzeba uproszczenia CBAM została aktywnie podniesiona przez wszystkie zainteresowane strony zarówno w UE, jak i poza nią, w tym przez organy publiczne i przedsiębiorstwa.



Jak wskazuje Komisja Europejska - potrzeba uproszczenia CBAM została aktywnie podniesiona przez wszystkie zainteresowane strony zarówno w UE, jak i poza nią, w tym przez organy publiczne i przedsiębiorstwa.

Głównym celem Komisji Europejskiej był pakiet rozwiązań zawierający zestaw wzajemnie wzmacniających się zmian, które ułatwią sprawne wdrożenie CBAM, w tym usprawnienie i zmniejszenie obciążeń administracyjnych. Ostateczne brzmienie projektu rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie 2023/956 ws. CBAM zostało wypracowane podczas polskiej prezydencji w Radzie Unii Europejskiej w pierwszej połowie roku 2025. Warto podkreślić, że było to wyzwanie realizowane pod presją czasu, ponieważ przyjęcie pakietu Omnibus miało charakter pilny i wynikało z konieczności jego wejścia w życie przed rozpoczęciem okresu docelowego mechanizmu CBAM przypadającego na 1 stycznia 2026 r. Brak terminowego przyjęcia pakietu mógłby doprowadzić do chaosu administracyjno-prawnego, co z pewnością przełożyłoby się na utratę politycznej wiarygodności. Rozporządzenie zmieniające mechanizm CBAM⁸ zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej w dniu 17 października 2025 r. i weszło w życie trzeciego dnia po publikacji.

6 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, (Dz.U. L 322 z 16.12.2022, s. 15–80).

7 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1760 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju oraz zmieniająca dyrektywę (UE) 2019/1937 i rozporządzenie, (Dz.U. L, 2024/1760, 5.7.2024).

8 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2025/2083 z dnia 8 października 2025 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2023/956 w odniesieniu do uproszczenia i wzmocnienia mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz.U. L, 2025/2083, 17.10.2025).

CBAM po nowemu – co się zmieni?

a) Próg de minimis

Zaproponowane zmiany zasad CBAM nadały nowy kształt mechanizmowi. Kluczową zmianą, która ma największy wpływ na jego funkcjonowanie jest wprowadzenie nowego jednolitego progu masowego de minimis – 50 ton rocznie. Próg ma zastosowanie do towarów CBAM z czterech sektorów: żelaza i stali, aluminium, nawozu i cementu. W przypadku, gdy łączna masa netto towarów CBAM z wyżej wymienionych sektorów przywiezionych przez importera w danym roku kalendarzowym nie przekroczy wymienionego progu, taki importer zostanie zwolniony z obowiązków wynikających z przepisów CBAM. Jest to znaczące ułatwienie dla importerów, które przekłada się na większą przewidywalność i prostotę procesów importowych dla podmiotów o niewielkiej skali działalności. Określona przez Komisję Europejską wielkość 50 ton nie jest przypadkowa i wyznaczenie jej zostało poprzedzone szczegółowymi analizami. Z danych celnych dotyczących przywozu towarów CBAM z pierwszego roku okresu przejściowego CBAM (IV kw. 2023 r. – III kw. 2024 r.) wynika, że około 80% importerów odpowiadało za zaledwie 0,1% wszystkich emisji wbudowanych związanych z zaimportowanymi towarami CBAM, a tylko 10% największych importerów odpowiadało za ponad 99% emisji. W celu określenia progu oceniono różne poziomy masy, wynoszące od 10 do 500 ton. Wybór progu 50 ton rocznie na importera obejmuje swoim zakresem importerów odpowiedzialnych za ponad 99% emisji importowanej. Z danych przedstawionych przez Komisję Europejską próg ten zwolni ok. 182 tysiące importerów z obowiązków CBAM (91% całkowitej liczby importerów), którzy odpowiadają za mniej

niż 1% całkowitych emisji wbudowanych z przywozu w czterech rozpatrywanych sektorach CBAM⁹.



Wybór progu 50 ton rocznie na importera obejmuje swoim zakresem importerów odpowiedzialnych za ponad 99% emisji importowanej. Z danych przedstawionych przez Komisję Europejską próg ten zwolni ok. 182 tysiące importerów z obowiązków CBAM (91 % całkowitej liczby importerów), którzy odpowiadają za mniej niż 1 % całkowitych emisji wbudowanych z przywozu w czterech rozpatrywanych sektorach CBAM⁹.

Importerzy, którzy nie osiągną tego progu, zostaną zwolnieni z obowiązku posiadania statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM, składania rocznych deklaracji CBAM oraz z obowiązku zakupu i umarzania certyfikatów CBAM. Jednakże, aby nie dopuścić do obchodzenia przepisów, importerzy będą zobowiązani do monitorowania progu 50 ton w ciągu roku. Przekroczenie progu skutkuje obowiązkiem uzyskania statusu upoważnionego zgłaszającego, a w przypadku braku takiego statusu importer nie będzie miał możliwości dokonania importu. Co więcej, należy pamiętać, że próg ten może ulec zmianie, ponieważ Komisja Europejska jest zobowiązana do jego monitorowania i dostosowywania w taki sposób aby obejmował zakresem emisję wbudowaną wszystkich towarów objętych CBAM, przywożonych z krajów trzecich, na poziomie przekraczającym 99%. Komisja analizuje poziom progu w oparciu o metodykę wykorzystującą dane celne o ilości i rodzajach przywożonych towarów oraz w oparciu o wartości domyślne emisji wbudowanej, które są przez nią udostępnione. Raz na 12 miesięcy (do 30 kwiet-

⁹ Commission Staff Working Document, Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2023/956 as regards simplifying and strengthening the carbon border adjustment mechanism.

nia każdego roku kalendarzowego) Komisja Europejska będzie oceniać czy nastąpiła istotna zmiana w średniej intensywności emisji wbudowanych związanych z towarami lub w strukturze handlu towarami. W przypadku, gdy wartość obliczonego przez nią progu odbiegnie od obowiązującego progu de minimis o więcej niż 15 ton, próg ten zostanie zmieniony aktem delegowanym, a jego zastosowanie będzie obowiązywać od początku następnego roku kalendarzowego. W związku z powyższym, w przypadku gdyby próg ten zmienił się na wartość 35 ton, importerzy nieobjęci mechanizmem CBAM będą mieli osiem miesięcy na przygotowanie się do nowych obowiązków, czyli przede wszystkim na uzyskanie statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM. Należy również zaznaczyć, że próg wyrażony masą towarów zaimportowanych ma na celu ułatwienie monitorowania go przez importerów. Wyrażenie progu wartością pieniężną na przesyłkę (tak jak to jest w okresie przejściowym) nie oddaje aspektów środowiskowych tylko koszt zakupu towaru, natomiast próg określony na podstawie parametrów dotyczących zaimportowanej wielkości emisji wbudowanej CO₂, byłby zbyt skomplikowany do monitorowania przez importerów. Z kolei próg wyrażony w emisjach wbudowanych wymusiłby na importerze wykonywanie obliczeń polegających na mnożeniu masy towarów CBAM w odniesieniu do każdego z przywożonych towarów z podziałem na kody CN oraz wartości domyślnych wskaźnika emisji tych kodów określonych przez Komisję Europejską. Proponowany próg oparty na masie, zapewnia zarówno osiągnięcie ogólnego docelowego poziomu emisji, jak i ułatwia jego wdrożenie, ponieważ importerzy mogą samodzielnie monitorować przestrzeganie progu w całości na podstawie danych celnych – obowiązek ten ogranicza się zatem do sumowania tonażu przywożonych towarów CBAM. Niezależnie

od powyższego, należy zaznaczyć, że import energii elektrycznej oraz wodoru nie jest objęty zwolnieniem de minimis.

b) Status upoważnionego zgłaszającego CBAM

Kolejnym istotnym ułatwieniem mechanizmu, ważnym nie tylko dla importerów, ale także dla krajowych organów ds. CBAM, jest tymczasowe odstępstwo od posiadania statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM w 2026 r. Jak wskazuje rozporządzenie 2023/956 towary mogą być przywożone na obszar celny UE wyłącznie przez upoważnionego zgłaszającego CBAM. Komisja Europejska w celu ułatwienia stosowania ww. rozporządzenia po wygaśnięciu przepisów przejściowych oraz w celu uniknięcia potencjalnych zakłóceń w imporcie towarów, umożliwiła kontynuowanie przywozu towarów po przekroczeniu jednolitego progu masy w oczekiwaniu na decyzję o przyznaniu przedmiotowego statusu. Aby skorzystać z tego ułatwienia, importer musi złożyć wnioski o udzielenie upoważnienia (zgodnie art. 5 rozporządzenia 2023/956) do dnia 31 marca 2026 r. Rozwiązanie to pozwoli nie tylko uniknąć przeciążenia administracyjnego krajowych organów ds. CBAM, które spodziewają się dużej liczby wniosków na przełomie lat 2025 oraz 2026, ale także pozwoli importerom lepiej zaplanować działania operacyjne i uniknąć wstrzymania importu. Należy pamiętać, że nadanie statusu jest warunkowane spełnieniem odpowiednich kryteriów, co oznacza, że organ może odmówić przyznania statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM. Dla importerów, którzy nie posiadają statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM, i którzy dokonają przywozu towarów CBAM na obszar Unii, jednocześnie przekraczając próg 50 ton, zostały przewidziane administracyjne kary pieniężne (art. 17 ust. 7a rozporządzenia 2023/956). Stanowi to mecha-

nizm zabezpieczający przed próbami obejścia przepisów a także równe traktowanie wszystkich podmiotów importujących towary CBAM.

c) Terminy oraz odkup certyfikatów CBAM

W ramach pakietu Omnibus przewidziano również rozwiązania mające na celu uproszczenie wymogów w zakresie sprawozdawczości CBAM. Jednym z kluczowych ułatwień w tym zakresie jest zmiana terminu składania rocznych deklaracji CBAM oraz umorzenia odpowiedniej liczby certyfikatów CBAM. Termin ten przesunięto z 31 maja na 30 września każdego roku (po raz pierwszy importerzy będą składać roczną deklarację w roku 2027 za rok 2026). Termin ten jest zbieżny z terminem rozliczania emisji CO₂ przez instalację unijne w ramach systemu EU ETS. Rozwiązanie to zapewnia importerom dodatkowy czas na sporządzenie deklaracji oraz zakup certyfikatów CBAM. Ponadto wydłuża okres, w którym operatorzy instalacji spoza Unii Europejskiej mogą przygotować raport dotyczący emisji i przeprowadzić jego weryfikację. Zmiana terminów złożenia deklaracji i umorzenia certyfikatów powoduje jednocześnie zmianę terminu na złożenie wniosku przez importera o odkup certyfikatów (31 października) oraz termin anulowania certyfikatów przez Komisję Europejską (1 listopada). Należy przy tym zaznaczyć, że zmieniono metodykę odnośnie liczby nadwyżkowych certyfikatów, które państwo członkowskie UE będzie mogła odkupić od upoważnionego zgłaszającego CBAM. Zgodnie z pierwotnymi przepisami regulującymi zasady funkcjonowania CBAM, państwo członkowskie mogło odkupić od importera nadwyżkowe certyfikaty wyłącznie w liczbie odpowiadającej jednej trzeciej całkowitej liczby certyfikatów zakupionych w poprzednim roku kalendarzowym. Po zmianach przepisów, państwo członkowskie UE może od-

kupić taką liczbę certyfikatów CBAM, jaką upoważniony zgłaszający zobowiązany będzie nabyć w roku przywozu, w celu spełnienia kwartalnego obowiązku określonego artykułem 22 ust. 2 rozporządzenia 2023/956 (obecnie reguła 50%, która została opisana w dalszej części artykułu). Nie tylko rozwiązanie to ograniczy koszty i obciążenia administracyjne, ale dodatkowo przyczyni się do zmniejszenia ryzyka nadmiernej nabywania certyfikatów CBAM.

d) Powierzenie obowiązku składania deklaracji CBAM

Jedną ze zmian, która również jest sporym ułatwieniem dla importerów jest możliwość przekazania osobie trzeciej dostępu i prawa do złożenia deklaracji CBAM. Jest to skierowane do zgłaszających, którzy nie posiadają kwalifikacji lub zdolności operacyjnej, bądź też zamierzają powierzyć realizację tych obowiązków podmiotom zewnętrznym. Podmiotami tymi mogą być np. konsultanci lub eksperci ds. środowiska czy handlu międzynarodowego, którzy muszą spełniać określone kryteria w celu uzyskania dostępu do rejestru CBAM (np. posiadać numer rejestracyjny i identyfikacyjny przedsiębiorcy, tj. numer EORI ustanowiony w państwie członkowskim przez organ celny). Przy czym, upoważnieni zgłaszający CBAM pozostaną odpowiedzialni za wszystkie zobowiązania CBAM, w tym za zakup i umorzenie prawidłowej liczby certyfikatów CBAM.

e) Weryfikacja emisji wbudowanych

Kolejną zmianą, która uprości importerom składanie deklaracji CBAM jest zrezygnowanie z konieczności weryfikacji emisji wbudowanych obliczonych w oparciu o wartości domyślne podane przez Komisję Europejską. Wymaga-

nie weryfikacji wszystkich emisji wbudowanych, nawet jeżeli opierają się one na wartościach domyślnych, powodowałoby trudności operacyjne, a także byłoby kosztowne. Z tego względu Komisja Europejska zdecydowała się uprościć procedurę składania deklaracji, rezygnując z tej formalności. Dodatkowo, zgłaszający będą mogli swobodnie wybrać, jakich emisji wbudowanych chcą użyć przy opracowywaniu rocznej deklaracji CBAM – czy zastosują rzeczywiste wskaźniki do obliczenia emisji wbudowanych czy też wartości domyślne wskaźników, które będą zawierały dodatkowy „narzut” (poziom „narzut” zwiększenia wartości tych wskaźników zostanie dokładnie określony w akcie wykonawczym). W przypadku gdy nie będzie można określić emisji rzeczywistych, importer nie będzie już zobowiązany przedstawiać dowodów na tę okoliczność, (potencjalnie wymagałoby to udziału producentów towarów z państw trzecich), zaś po stronie Komisji Europejskiej i właściwych organów krajowych ds. CBAM nie będzie konieczności oceny tych dowodów.

f) Rok 2026 – specjalne zasady i sprzedaż certyfikatów CBAM

Omawiając zmiany mechanizmu CBAM, nie sposób pominąć opóźnienia w czasie rozpoczęcia sprzedaży certyfikatów CBAM. Co do zasady certyfikaty CBAM powinny być sprzedawane począwszy od roku 2026, lecz ze względu na opóźnienia legislacyjne pakiet Omnibus wprowadził odstępstwo od tej zasady. Państwa członkowskie UE będą sprzedawać certyfikaty upoważnionym zgłaszającym na dedykowanej wspólnej centralnej platformie (CCP – common central platform) od dnia 1 lutego 2027 r.



Co do zasady certyfikaty CBAM powinny być sprzedawane począwszy od roku 2026, lecz ze względu na opóźnienia legislacyjne pakiet Omnibus wprowadził odstępstwo od tej zasady. Państwa członkowskie UE będą sprzedawać certyfikaty upoważnionym zgłaszającym na dedykowanej wspólnej centralnej platformie (CCP – common central platform) od dnia 1 lutego 2027 r.

Co to oznacza dla importerów? Powoduje to, iż nie będą oni mogli zakupić certyfikatów „na bieżąco” w celu pokrycia emisji wbudowanych związanych z zaimportowanymi towarami w 2026 roku. Należy przy tym wspomnieć o tzw. zasadzie 50%, która dzięki pakietowi Omnibus zastąpiła zasadę 80% (tj. kwartalny obowiązek określony artykułem 22 ust. 2 rozporządzenia 2023/956). Rozporządzenie w sprawie CBAM zobowiązuje upoważnionych zgłaszających CBAM do posiadania na swoim rachunku w rejestrze CBAM określonej liczby certyfikatów, która na koniec każdego kwartału powinna odpowiadać, co najmniej 50% emisji wbudowanych związanych z towarami zaimportowanymi od dnia 1 stycznia danego roku. Zmiana odsetka z 80% do 50% ma na celu zmniejszenie obciążenia podmiotów objętych mechanizmem, przy jednoczesnym zachowaniu skuteczności środka kontrolnego i zabezpieczającego przed ryzykiem niezgodności. Dlatego też, w związku z zaistniałymi zmianami, zasada 50% nie będzie obowiązywać w roku 2026. W konsekwencji, importerzy w roku 2027 będą obciążeni zakupem certyfikatów do rozliczenia emisji wbudowanej w towarach przywiezionych w roku 2026, jak również do bieżącego zakupu certyfikatów za rok 2027. Powyższe zmiany

10 Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/2830 z dnia 17 października 2023 r. uzupełniające dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady przez ustanowienie przepisów dotyczących harmonogramu, kwestii administracyjnych oraz pozostałych aspektów sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. L. 2023/2830, 20.12.2023).

odzwierciedliły się również w specjalnej zasadzie określania cen tych certyfikatów za rok 2026.

Ogólną zasadą jest, iż Komisja Europejska obliczy cenę certyfikatów CBAM jako średnią cen rozliczenia aukcji uprawnień w ramach EU ETS na platformie aukcyjnej, zgodnie z procedurami określonymi w rozporządzeniu delegowanym (UE) 2023/283010, w odniesieniu dla każdego tygodnia kalendarzowego (tzw. ceny tygodniowe - zgodnie z art. 21 ust. 1 rozporządzenia 2023/956). Natomiast dla towarów zaimportowanych w roku 2026, zasada ta opiera się na tzw. cenach kwartalnych. Komisja Europejska obliczy tę cenę na podstawie średniej kwartalnej ceny zamknięcia uprawnień w ramach EU ETS na platformie aukcyjnej. Dzięki temu cena certyfikatów CBAM, nabywanych w 2027 r., będzie odzwierciedlała poziom cen uprawnień w ramach EU ETS obowiązujących w roku 2026. Oznacza to, że w przypadku importu towarów objętych CBAM na obszar celny Unii Europejskiej w II kwartale 2026 r., importer zobowiązany będzie do nabycia certyfikatów CBAM w 2027 r. po cenie ustalonej na podstawie średniej cen zamknięcia aukcji EU ETS z II kwartału 2026 r.



Ogólną zasadą jest, iż Komisja Europejska obliczy cenę certyfikatów CBAM jako średnią cen rozliczenia aukcji uprawnień w ramach EU ETS na platformie aukcyjnej, zgodnie z procedurami określonymi w rozporządzeniu delegowanym (UE) 2023/2830¹⁰, w odniesieniu dla każdego tygodnia kalendarzowego (tzw. ceny tygodniowe - zgodnie z art. 21 ust. 1 rozporządzenia 2023/956).

Środki upraszczające obliczanie emisji wbudowanej

Komisja Europejska działając na podstawie art. 7 rozporządzenia 2023/956 prowadzi prace nad rozporządzeniem delegowanym, które określi szczegółową metodykę obliczania emisji wbudowanych. Jednocześnie doświadczenia zgromadzone w trakcie okresu przejściowego umożliwiły Komisji Europejskiej na identyfikację uproszczeń, które zostały uwzględnione już na etapie opracowywania pakietu Omnibus. Dotyczy to np. zwolnienia z mechanizmu obowiązku uwzględniania w obliczeniach emisji wbudowanej prekursorów (towarów CBAM wykorzystywanych jako materiały wsadowe do produkcji finalnego towaru CBAM) produkowanych w Unii Europejskiej. W okresie przejściowym prekursorzy produkowane w UE, które są używane w produkcji towarów CBAM w krajach trzecich, muszą być uwzględniane przy określaniu emisji wbudowanych. Przykładowo - w ramach przepisów okresu przejściowego, producent z państwa trzeciego, produkujący nawozy mieszane i wykorzystujący materiały wsadowe (amoniak i mocznik) z instalacji z siedzibą w UE objętej EU ETS, zobowiązany jest uzyskać informacje na temat emisji wbudowanych amoniaku i mocznika, aby dodać je do wyliczenia emisji wbudowanej wytwarzanych przez siebie nawozach mieszanych. Następnie odpowiednia opłata za emisję gazów cieplarnianych w ramach EU ETS, która została już zapłacona producentowi unijnemu, zostaje w pełni odliczona od jego zobowiązania finansowego w zakresie CBAM, aby uniknąć podwójnego liczenia¹¹. Takie podejście zwiększa obciążenie administracyjne związane nie tylko z procesem obliczania emisji wbudowanej, ale także związane ze sprawozdawczością.

¹¹ Commission Staff Working Document, Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2023/956 as regards simplifying and strengthening the carbon border adjustment mechanism.

W przyjętym w pakiecie Omnibus podejściu, prekursorom produkowanym w UE (lub w państwach czy terytoriach wyłączonej z CBAM zgodnie z załącznikiem III do rozporządzenia w sprawie CBAM), które są objęte EU ETS i w odniesieniu do których opłata za emisję gazów cieplarnianych została uiszczona, przypisuje się zerową emisję wbudowaną przy obliczaniu indywidualnych emisji wbudowanych towarów CBAM. Wielkość i pochodzenie tych prekursorów będzie wyłączenie monitorowana i wykazywana podczas procesu weryfikacji.

Ważnym elementem nowych regulacji w zakresie obliczania emisji wbudowanej jest wyłączenie poszczególnych procesów produkcyjnych związanych z końcowym etapem produkcji. Emisje wbudowane niektórych wyrobów aluminiowych i stalowych objętych obecnie zakresem CBAM zależą przede wszystkim od emisji wbudowanych materiałów wsadowych, tj. większość emisji wbudowanych wynika z produkcji ich prekursorów, podczas gdy udział emisji powstających na końcowych etapach produkcji tych towarów jest zazwyczaj niski. Te etapy produkcji obejmują procesy wykończeniowe przeprowadzane przez oddzielne instalacje nieobjęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji EU ETS (z wyjątkiem instalacji zintegrowanych). Jednym z przykładów przedmiotowego problemu jest produkcja kodów CN w ramach kodu HS 7318 (śruby, nakrętki itp.) – materiały wsadowe do tych produktów (np. druty z prętów stalowych) poddawane są procesom produkcyjnym w celu wytworzenia towarów końcowych. W UE procesy te (np. cięcie, kucie itp.) są zazwyczaj przeprowadzane przez instalacje nieobjęte zakresem EU ETS i zazwyczaj stanowią relatywnie niewielki udział

w całkowitej emisji wbudowanej¹². W związku z powyższym, w celu zapewnienia spójności z przepisami dotyczącymi EU ETS oraz uproszczenia stosowania przepisów dotyczących CBAM przez operatorów w państwach trzecich, emisje wbudowane związane z tymi procesami produkcji wyłączone z granic obliczania emisji. Wyłączenie w większym stopniu koncentruje metodykę CBAM i jej granice na procesach wysokoemisyjnych.

W nowym brzmieniu regulacji pojawiły się również takie zmiany, jak wyłączenie niekalcynowanej gliny kaolinowej z zakresu CBAM oraz uwzględnienie energii elektrycznej jako towaru w załączniku II rozporządzenia 2023/956, w którym wymienione są towary w odniesieniu do których w obliczaniu emisji wbudowanych określa się jedynie emisje bezpośrednie. Zmiany te mają charakter porządkujący, jednak odgrywają istotną rolę w praktycznym stosowaniu przepisów CBAM. Gliny niekalcynowane nie są wysokoemisyjne, a zatem mają mniejsze znaczenie dla ryzyka ucieczki emisji oraz są jednym z głównych surowców wykorzystywanych do produkcji ceramiki – sektora przemysłu, który obecnie nie jest objęty zakresem CBAM. Precyzyjne określenie zakresu towarów objętych mechanizmem oraz rodzaju uwzględnianych emisji jest kluczowe dla prawidłowego wypełniania obowiązków sprawozdawczych przez podmioty zobowiązane, a także dla zapewnienia zgodności z wymogami regulacyjnymi.

Mniej formalności, więcej odpowiedzialności

Proponowane zmiany w ramach pakietu Omnibus wprowadzają szereg istotnych uproszczeń dla importerów, co z pewnością przekłada się na

¹² Commission Staff Working Document, Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2023/956 as regards simplifying and strengthening the carbon border adjustment mechanism.

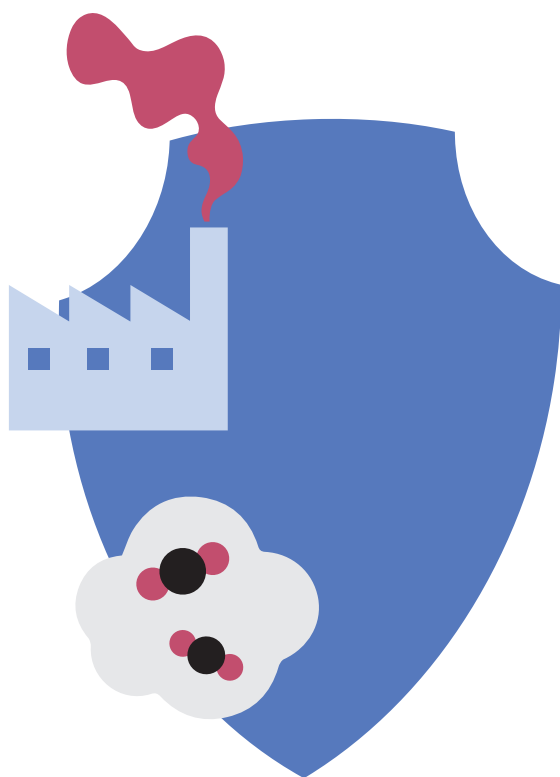
znaczące odciążenie w zakresie administracyjnym oraz operacyjnym. Jednakże nie oznacza to, że obowiązków tylko ubyło. Niektóre z zaproponowanych rozwiązań niosą ze sobą nowe obowiązki zarówno dla krajowych organów ds. CBAM jak i dla Komisji Europejskiej. Takim obowiązkiem z pewnością jest monitorowanie progu 50 ton przez oba te organy, mające na celu identyfikację potencjalnych prób obejścia obowiązujących regulacji. Zarówno Komisja Europejska, jak i krajowe organy ds. CBAM będą monitorowały jednolity próg masy od początku roku 2026 na podstawie danych celnych uzyskanych poprzez system Surveillance, który służy do komunikacji między organami celnymi państw członkowskich UE a Komisją Europejską do celów nadzoru celnego. W przypadku gdy importer nieposiadający statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM, przekroczy jednolity próg masy, informacja ta po zweryfikowaniu przez krajowy organ zostanie przekazana organom celnym, które w konsekwencji nie zezwolą na dalszy przywóz towarów przez tego importera do końca danego roku kalendarzowego lub do momentu uzyskania przez tego importera statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM. Dodatkowo, dla takich importerów, zgodnie z art. 26 ust. 2a rozporządzenia 2023/956, przewidziano administracyjną karę pieniężną.

Zupełnie nowym obowiązkiem dla krajowych organów ds. CBAM jest również rejestracja akredytowanych weryfikatorów w rejestrze CBAM, co będzie wiązało się z szeregiem dodatkowych działań organizacyjnych oraz nadzorczych. Koniecznym będzie zapewnienie, że wnioskujący o dostęp do rejestru weryfikatorzy będą spełniali określone kryteria jakościowe i formalne. Ponadto, przepisy prawa precyzują warunki, na jakich następuje ich wyrejestrowanie z rejestru. W związku z tym konieczne będzie bieżące zarządzanie

rejestrem oraz jego regularna aktualizacja w tym zakresie po stronie organów CBAM w państwach członkowskich UE. Proces ten ułatwi jednak zgłaszającemu wypełnianie obowiązków sprawozdawczych, ponieważ poprawi jakość i wiarygodność danych dotyczących emisji wbudowanej. Warto również przy tym wspomnieć, że uprości to przegląd sprawozdań z weryfikacji dla Komisji Europejskiej i właściwych organów krajowych, ponieważ integralność i autentyczność danych nie będzie wymagała sprawdzenia manualnego, a będzie oparta o systemem, co ułatwi porównywalność danych.

W świetle nowych regulacji, na Komisję Europejską został nałożony dodatkowy obowiązek opracowania i udostępnienia wykazu opłat za emisję gazów cieplarnianych dla poszczególnych państw trzecich na podstawie faktycznie uiszczonych opłaty emisyjnej uśrednionej w ciągu roku (w EUR/tCO₂). Wartości te są potrzebne do odliczenia tych opłat od zobowiązań importera, który przywiózł towar CBAM na teren Unii Europejskiej – tj. zmniejszenia liczby certyfikatów potrzebnych do umorzenia. Jest to rozwiązanie, które pozwala uniknąć podwójnego naliczania kosztów emisji CO₂, tym samym promując stosowanie opłat za emisję gazów cieplarnianych w państwach trzecich. Komisja wyznaczając te wartości opiera się na najlepszych dostępnych danych pochodzących z wiarygodnych, publicznie dostępnych informacji oraz informacji przekazanych przez państwa trzecie. W związku z tym, wartości opłat za emisję gazów cieplarnianych będą podlegały okresowym przeglądom. Jednakże odliczenie opłaty emisyjnej, określonej przez Komisję Europejską, będzie możliwe jedynie w przypadku, gdy zgłaszający określi emisje wbudowane w deklaracji CBAM na podstawie wartości domyślnych. Jest to duże ułatwienie dla importerów, którzy nie

będą mieli możliwości wykorzystać w deklaracji CBAM wartości rzeczywistych emisji wbudowanej. Z informacji zgromadzonych w okresie przejściowym wynika, że zgłaszający objęci obowiązkiem sprawozdawczym mają trudności z uzyskiwaniem wymaganych informacji o opłacie emisyjnej faktycznie uiszczonej w państwie trzecim. Wariant ten zapewni producentowi i zgłaszającemu dodatkową elastyczność, zapewniając jednocześnie Komisji Europejskiej możliwość opracowania praktycznego podejścia do odliczania opłat za emisję gazów cieplarnianych.



CBAM – przyszłość pełna wyzwań

Pomimo licznych uproszczeń wprowadzonych pakietem Omnibus, przyszłość mechanizmu nadal rodzi szereg wyzwań wymagających dalszej pracy i działań. Na podstawie art. 30 ust. 2 oraz ust. 3 rozporządzenia 2023/956 Komisja Europejska zobowiązana jest do końca roku 2025 przedstawić raport z przeglądu mechanizmu CBAM. Dokument ten będzie obejmował m.in. przegląd okresu przejściowego, analizę wpływu me-

chanizmu na państwa trzecie oraz współpracy międzynarodowej, a także planowane działania na lata 2026–2027, w tym rozszerzenia CBAM na towary niższego szczebla i koncepcję przeciwdziałania w obchodzeniu przepisów.



Na podstawie art. 30 ust. 2 oraz ust. 3 rozporządzenia 2023/956 Komisja Europejska zobowiązana jest do końca roku 2025 przedstawić raport z przeglądu mechanizmu CBAM. Dokument ten będzie obejmował m.in. przegląd okresu przejściowego, analizę wpływu mechanizmu na państwa trzecie oraz współpracy międzynarodowej a także planowane działania na lata 2026-2027, w tym rozszerzenia CBAM na towary niższego szczebla i koncepcję przeciwdziałania w obchodzeniu przepisów.

Sprawozdanie uwzględni również perspektywę rozszerzenia CBAM po 2027 r. obejmując emisje pośrednie, emisje z transportu oraz stopniowe włączanie towarów z nowych sektorów. Oczekuje się również wstępnych wniosków odnośnie skuteczności mechanizmu zarówno w zakresie technicznej funkcjonalności, ale także szans na spełnienie podstawowych celów, tj. zapobiegania zjawisku ucieczki emisji, jak i próby poprawienia konkurencyjności producentów UE. Raport ten z pewnością wyznaczy nowy kierunek działań w celu wyeliminowania słabych punktów mechanizmu i wzmocnienia przepisów zapobiegających nadużyciom.

Szczególną uwagę należy zwrócić na kwestię eksportu do krajów trzecich towarów związanych z CBAM produkowanych na terenie Unii Europejskiej.



W europejskim planie działania w zakresie stali i metalu¹⁵ wskazano na ewentualne ryzyko ucieczki emisji w odniesieniu do metali produkowanych w UE, które podlegają wycenie emisji w ramach EU ETS i które są wywożone do państw trzecich, przez co tracą konkurencyjność w stosunku do producentów mających siedzibę w państwach o niższych ambicjach klimatycznych.

W europejskim planie działania w zakresie stali i metalu¹³ wskazano na ewentualne ryzyko ucieczki emisji w odniesieniu do metali produkowanych w UE, które podlegają wycenie emisji w ramach EU ETS i które są wywożone do państw trzecich, przez co tracą konkurencyjność w stosunku do producentów mających siedzibę w państwach o niższych ambicjach klimatycznych. Ryzyko tej ucieczki emisji może również przesunąć się na towary niższego szczebla, np. poprzez dokonywanie niewielkich zmian w podstawowych towarach CBAM. Dodatkowo przedsiębiorstwa produkujące lub przetwarzające towary związane z CBAM w UE, mogą przenieść swoją działalność do krajów trzecich. Komisja Europejska w swojej strategii zapowiedziała, iż zaproponuje rozwiązania, które pozwolą zaradzić zidentyfikowanym zagrożeniom w tym zakresie, w tym przedstawi propozycję zmian legislacyjnych. Biorąc pod uwagę pilną potrzebę zapewnienia jasności w tej dziedzinie, Komisja rozważa prace nad rozszerzeniem i wzmocnieniem CBAM. Przy czym należy pamiętać, że zaproponowane rozwiązania muszą być zgodne z zasadami Światowej Organizacji Handlu (ang. *World Trade Organization - WTO*).

Mechanizm CBAM, nawet po wprowadzonych uproszczeniach, nie jest jeszcze w pełni ukształ-

towany. Mimo tego, że jego podstawowe ramy prawne zostały określone, pozostaje on w fazie dynamicznego rozwoju. Komisja Europejska jest zobowiązana do wydania szeregu aktów delegowanych i wykonawczych, które doprecyzują kluczowe aspekty funkcjonowania mechanizmu. Są to akty w sprawie m.in. obliczania emisji wbudowanej, akredytacji weryfikatorów oraz zasad weryfikacji emisji, warunków sprzedaży i odkupu certyfikatów CBAM, deklaracji CBAM czy uiszczanych opłat za emisję gazów cieplarnianych.

Podsumowanie

Uproszczenia mechanizmu CBAM wprowadzone w ramach pakietu Omnibus, mają kluczowe znaczenie dla zapewnienia jego sprawnego funkcjonowania. Jest to znaczący krok w kierunku wzmocnionego i skuteczniejszego mechanizmu, który realizuje cele klimatyczne bez nakładania nadmiernych obciążeń na przedsiębiorstwa. To, jak zostanie ostatecznie ukształtowany, będzie miało znaczenie dla dalszego funkcjonowania mechanizmu i wspierania przemysłu UE w jego wysiłkach na rzecz dekarbonizacji poprzez unikanie ryzyka ucieczki emisji i zachowanie konkurencyjności unijnego przemysłu. Konsekwencje wprowadzanych rozwiązań uwidoczną się w kolejnych latach i dopiero wówczas możliwa będzie ocena ich skuteczności. Wyzwania zachodzące już dziś wymagają jednak systematycznego dostosowywania mechanizmu do zmieniających się realiów, dlatego tak ważnym jest konsekwentne doskonalenie jego funkcjonowania.

BIBLIOGRAFIA

- 1 Commission Staff Working Document, Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2023/956 as regards simplifying and strengthening the carbon border adjustment mechanism.
- 2 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, (Dz.U. L 322 z 16.12.2022, s. 15–80).
- 3 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1760 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju oraz zmieniająca dyrektywę (UE) 2019/1937 i rozporządzenie (Dz.U. L, 2024/1760, 5.7.2024).
- 4 Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski plan działania w zakresie stali i metali, COM(2025)125 final.
- 5 Komunikat komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Kompas konkurencyjności dla UE – COM/2025/30.
- 6 P. Lipka, S. Kryłowicz, M. Nowakowska, Co wiemy o mechanizmie dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM) po roku jego funkcjonowania? GO250 Klimat, społeczeństwo gospodarka, Nr 05/2024, s. 17–27.
- 7 Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/2830 z dnia 17 października 2023 r. uzupełniające dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady przez ustanowienie przepisów dotyczących harmonogramu, kwestii administracyjnych oraz pozostałych aspektów sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. L, 2023/2830, 20.12.2023).
- 8 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz.U. L 130 z 16.5.2023, pp. 52–104).
- 9 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2025/2083 z dnia 8 października 2025 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2023/956 w odniesieniu do uproszczenia i wzmocnienia mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz.U. L, 2025/2083, 17.10.2025)
- 10 Rozporządzenie Rady (WE) nr 1186/2009 z dnia 16 listopada 2009 r. ustanawiające wspólnotowy system zwolnień celnych (Dz.U. L 324 z 10.12.2009, s. 23)
- 11 “The future of European competitiveness, Part A, A competitiveness strategy for Europe”, M. Draghi et al., 2024 – https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en



Kwestie akredytacji i weryfikacji w CBAM

Autor:

Justyna Tomczyk, Zespół Monitorowania i Weryfikacji Emisji

Centrum Zarządzania Systemem Handlu Emisjami oraz Mechanizmem Granicznym, KOBIZE

Kwestie akredytacji i weryfikacji w CBAM¹



Autor:
Justyna Tomczyk

Słowa kluczowe: weryfikacja, akredytacja, weryfikator, audytor, CBAM, handel emisjami, system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, EU ETS, mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂

Streszczenie

Roczne emisje wbudowane, uwolnione podczas produkcji towarów CBAM od 2026 r. powinny być zweryfikowane przez niezależnego, akredytowanego weryfikatora, jeśli zostały obliczone z zastosowaniem wartości rzeczywistych. Weryfikatorem CBAM może zostać podmiot spoza Unii Europejskiej, posiadający osobowość prawną, po pozytywnie zakończonej akredytacji, przeprowadzonej przez krajową jednostkę akredytującą² (ang. *National Accreditation Body*, NAB) zlokalizowaną w Unii Europejskiej (UE). Działania akredytacyjne i nadzór nad weryfikatorami mają być przeprowadzane w odniesieniu do grup działań, zgodnych ze zbiorczymi kategoriami towarów, przy czym odrębne rodzaje działań stanowią energia elektryczna przywożona na obszar celnego Unii Europejskiej oraz emisje pośrednie. Weryfikator, który uzyska certyfikat akredytacji, będzie mógł przeprowadzić weryfikację rocznych emisji, powstałych podczas produkcji towarów CBAM w instalacji zlokalizowanej w państwie trzecim, zgodnie ze swoim zakresem akredytacji. Podstawę procesu weryfikacji stanowi plan monitorowania, sporządzony przez operatora instalacji. Plan ten nie będzie jednak podle-

gać zatwierdzeniu przez organ właściwy lecz zostanie sprawdzony przez weryfikatora pod względem zgodności z wymogami metodyki CBAM. Wprowadzono także regulacje, które pozwolą weryfikatorowi na zlecenie niektórych działań weryfikacyjnych podwykonawcom. Po przeprowadzeniu audytu w instalacji, weryfikator wyda sprawozdanie z weryfikacji rocznego raportu emisji operatora, ze wskazaniem czy raport jest wolny od błędów i niezgodności. Sprawozdanie z weryfikacji powinno być wydane w rejestrze CBAM, w języku angielskim i będzie stanowić jeden z elementów deklaracji CBAM, składanej przez upoważnionych zgłaszających. Na potrzeby CBAM zakłada się też ustanowienie mechanizmów dotyczących oceny wzajemnej NAB i wzajemnego uznawania weryfikatorów. Ponadto, niezbędna jest ścisła koordynacja pomiędzy organami właściwymi i Komisją Europejską w zakresie przeglądu deklaracji CBAM, a także cykliczna wymiana informacji pomiędzy organami właściwymi i krajowymi jednostkami akredytującymi w odniesieniu do wydanych akredytacji, w ramach nadzoru nad weryfikatorami.

Rzetelna weryfikacja raportowanych danych odgrywa podstawową rolę w zapewnieniu wiarygodności systemu CBAM. Gdy każdej jednostce emisji przypisana jest pewna wartość rynkowa (cena), a każda tona emisji generuje skutki finansowe po stronie przedsiębiorstwa objętego mechanizmem, niezbędne jest potwierdzenie dokładności i poprawności wielkości emisji, sprawozdawanej przez upoważnionych zgłaszających. Dzięki temu uczestnicy rynku mają pewność, że 1 tona emisji CO₂ wyemitowana w jednym państwie jest równa dokładnie 1 tonie emisji CO₂ zareportowanej w innym, co dalej przekłada się na wiarygodność cen uprawnień i certyfikatów.

Rozporządzenie 2025/2083³ zaktualizowało regulację 2023/956⁴, znosząc wymóg weryfikacji emisji liczonych według wartości domyślnych w okresie docelowym. Zmiana ta ograniczy roczną liczbę wymaganych weryfikacji, w konsekwencji zmniejszy zapotrzebowanie na weryfikatorów i ilość koniecznych akredytacji. W grudniu 2025 r., w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej, ukazały się dwa akty prawne, które ustaliły wiążące zasady akredytacji i weryfikacji na potrzeby CBAM:

- rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2025/2551⁵ z dnia 20 listopada 2025 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 przez określenie warunków udzielania akredytacji weryfikatorom, kontroli działalności akredytowanych

weryfikatorów i nadzoru nad nimi, cofnięcia akredytacji oraz wzajemnego uznawania i wzajemnej oceny jednostek akredytujących (dalej jako: rozporządzenie 2025/2551)

oraz

- rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2025/2546⁶ z dnia 10 grudnia 2025 r. w sprawie stosowania zasad weryfikacji deklarowanych emisji wbudowanych zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 (dalej jako: rozporządzenie 2025/2546).

Artykuł ma na celu przybliżyć wymogi tych rozporządzeń.

Upoważnieni zgłaszający CBAM mogą obliczyć roczną wielkość emisji wbudowanych, uwolnioną podczas produkcji towarów CBAM, na podstawie wartości rzeczywistych albo na podstawie wartości domyślnych. W odniesieniu do emisji wbudowanych związanych z towarami przywożonymi na obszar celny Unii, od 1 stycznia 2026 r., w przypadku zastosowania wartości rzeczywistych, raporty emisji powinny być zweryfikowane przez niezależnych weryfikatorów, akredytowanych przez krajowe jednostki akredytujące państw członkowskich Unii Europejskiej.

Deklaracja CBAM⁷, składana przez upoważnionego zgłaszającego CBAM, w rejestrze CBAM, musi się wówczas składać z raportu emisji dla danej

1 CBAM - mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (ang. *Carbon Border Adjustment Mechanism*).

2 Zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiająca wymagania w zakresie akredytacji i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.8.2008, s. 30, ze zmianami).

3 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2025/2083 z dnia 8 października 2025 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2023/956 w odniesieniu do uproszczeń i wzmocnienia mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz. Urz. UE L 2025/2083, 17.10.2025).

4 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, s. 52–104).

5 Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2025/2551 z dnia 20 listopada 2025 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 przez określenie warunków udzielania akredytacji weryfikatorom, kontroli działalności akredytowanych weryfikatorów i nadzoru nad nimi, cofnięcia akredytacji oraz wzajemnego uznawania i wzajemnej oceny jednostek akredytujących (Dz. Urz. UE L 2025/2551 z 22.12.2025).

6 Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2025/2546 z dnia 10 grudnia 2025 r. w sprawie stosowania zasad weryfikacji deklarowanych emisji wbudowanych zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 (Dz. Urz. UE L 2025/2546 z 22.12.2025).

instalacji oraz sprawozdania z weryfikacji. Akredytowany weryfikator przeprowadzi weryfikację raportu emisji, na wniosek operatora instalacji w państwie trzecim, i wyda sprawozdanie z weryfikacji tego raportu. Każdy weryfikator CBAM, po uzyskaniu akredytacji, jest zobowiązany do złożenia wniosku o rejestrację w rejestrze CBAM a w przypadku utraty akredytacji zostanie on wyrejestrowany.



W odniesieniu do emisji wbudowanych związanych z towarami przywożonymi na obszar celny Unii, od 1 stycznia 2026 r., w przypadku zastosowania wartości rzeczywistych, raporty emisji powinny być zweryfikowane przez niezależnych weryfikatorów, akredytowanych przez krajowe jednostki akredytujące państw członkowskich Unii Europejskiej.

W rejestrze CBAM mają być też ewidencjonowane wszystkie sprawozdania z weryfikacji, wydane przez akredytowanych weryfikatorów, które będą podlegać sprawdzeniom i kontroli zarówno przez właściwy organ państwa członkowskiego, ustalony według siedziby upoważnionego zgłaszającego CBAM, jak i przez Komisję Europejską.



Każdy weryfikator CBAM, po uzyskaniu akredytacji, jest zobowiązany do złożenia wniosku o rejestrację w rejestrze CBAM, a w przypadku utraty akredytacji zostanie on wyrejestrowany.

22 grudnia 2025 r. Komisja Europejska opublikowała rozporządzenia – delegowane i wykonawcze, które odnoszą się do kwestii akredytacji i weryfikacji w CBAM. Rozporządzenie delegowane określa warunki, dla krajowych jednostek akredytujących, do wydawania akredytacji na potrzeby CBAM, wprowadza zasady kontroli i nadzoru nad akredytowanymi weryfikatorami oraz reguluje wzajemne uznawanie i ocenę wzajemną jednostek akredytujących. Natomiast rozporządzenie wykonawcze ustala zasady weryfikacji emisji, kwalifikacji weryfikatorów oraz format sprawozdania z weryfikacji raportu CBAM. W granicach możliwych do zastosowania, oba akty przyjmują zasady akredytacji i weryfikacji określone w rozporządzeniu (UE) 2018/2067⁸ (dalej jako: rozporządzenie 2018/2067), uwzględniając różnice CBAM względem EU ETS, wśród których wymienia się:

- weryfikacja jest przeprowadzana na poziomie instalacji zlokalizowanej poza jurysdykcją Unii Europejskiej, w odniesieniu do emisji wbudowanych w towary objęte CBAM, wytwarzane w tej instalacji;
- odpowiedzialność za złożenie poprawnej deklaracji ponoszą upoważnieni zgłaszający a nie operatorzy instalacji;
- raport może figurować w wielu deklaracjach składanych w różnych krajach więc jego rewizja może być przedmiotem działań organów właściwych z różnych państw członkowskich;
- działania w ramach czynności weryfikacyjnych różnią się od obecnie obowiązujących

7 Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2024/3210 z dnia 18 grudnia 2024 r. ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do rejestru CBAM (Dz. Urz. UE L 2024/3210, 30.12.2024).

8 Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, s. 94–134).

w EU ETS (ang. *European Union Emissions Trading System*);

- reguły obliczania emisji wbudowanych różnią się od zasad obowiązujących w EU ETS.

Zakres akredytacji i grupy działalności CBAM

Celem akredytacji i stałego nadzoru nad weryfikatorami jest potwierdzenie kompetencji, bezstronności i niezależności weryfikatorów oraz zapewnienie, że weryfikator przestrzega wymogów prawnych⁹. Obecnie obowiązujące regulacje CBAM nie zezwalają na wydawanie akredytacji przez jednostki akredytujące z państw trzecich, nie ma też wymogu, aby siedziba weryfikatorów znajdowała się na terytorium Unii Europejskiej, a weryfikatorem może zostać jedynie jednostka posiadająca osobowość prawną. Akredytacja uzyskana dla danego rodzaju działania w ramach EU ETS nie może być automatycznie rozszerzona na potrzeby akredytacji weryfikatorów CBAM.



Akredytacja uzyskana dla danego rodzaju działania w ramach EU ETS nie może być automatycznie rozszerzona na potrzeby akredytacji weryfikatorów CBAM.

W ramach systemu EU ETS, krajowe jednostki akredytujące prowadzą działania akredytacyjne i nadzór odrębnie dla każdej grupy działalności, określonych w załączniku I do dyrektywy EU ETS¹⁰. Certyfikat, wydany po pomyślnie zakończonej akredytacji, zawiera listę rodzajów działań, w ra-

mach których weryfikator może prowadzić czynności weryfikacyjne. W odniesieniu do CBAM, rozwiązanie polega na akredytacji na grupy działań, zgodne ze zbiorczymi kategoriami towarów.



W odniesieniu do CBAM, rozwiązanie polega na akredytacji na grupy działań, zgodne ze zbiorczymi kategoriami towarów.

Zbiorcze kategorie towarów zostały pierwotnie zdefiniowane w załączniku do rozporządzenia 2023/1773¹¹, które ma być poddane przeglądowi przed rozpoczęciem okresu docelowego. Ponadto, odrębne grupy działalności (zakresy akredytacji) będą wymagane na potrzeby weryfikacji energii elektrycznej jako towaru CBAM oraz emisji pośrednich. Działanie nr 98 dotyczy weryfikacji danych w zakresie przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji i jest wymagane w CBAM na potrzeby weryfikacji korekty odzwierciedlającej bezpłatny przydział w EU ETS (Tabela 1).



⁹ World Bank.(2019). Designing accreditation and verification systems. A guide to ensuring credibility for carbon pricing instruments.

¹⁰ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, s. 32).

¹¹ Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/1773 z dnia 17 sierpnia 2023 r. ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do obowiązków sprawozdawczych do celów mechanizmu dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ w okresie przejściowym (Dz. Urz. UE. L 228 z 15.9.2023, s. 94).

Tabela 1. Zbiorcze kategorie towarów CBAM oraz odpowiadające im rodzaje działań EU ETS.

Nr rodzaju działań CBAM	Zakres akredytacji CBAM	Rodzaje działań zgodnie z rozporządzeniem 2018/2067
Zbiorcza kategoria towarów		
I	Glina kalcynowana	1a, 1b, 6, 98
	Klinkier cementowy	
	Cement	
	Cement glinowy	
II	Wodór	1a, 1b, 8, 98
	Amoniak	
III	Kwas azotowy	1a, 1b, 9, 98
IV	Mocznik	1a, 1b, 98
	Nawozy mieszane	
V	Ruda spiekana	1a, 1b, 3, 98
	Surówka	
	Żelazo DRI	
	Stal surowa	
VI	Żelazostopy (FeMn, FeCr, FeNi)	1a, 1b, 4, 98
VII	Aluminium nieobrobione plastycznie	1a, 1b, 4, 5, 98
VIII	Produkty z żeliwa lub stali	1a, 1b, 4, 98
	Produkty z aluminium	
Inne rodzaje działalności		
L	Wychwytywanie, składowanie i utylizacja dwutlenku węgla (CCUS)	10, 11
LI	Energia elektryczna importowana na obszar celny Unii	Nie dotyczy
LII	Emisje pośrednie	Nie dotyczy

Źródło: Załącznik I do rozporządzenia 2025/2551

Wyodrębnienie zakresów akredytacji, dla każdego rodzaju działań (zbiorczej kategorii towarów) CBAM, spełnia jeszcze jedną ważną funkcję. Każdy rodzaj działania to specyficzny rodzaj procesu produkcji, inny towar, różne granice monitorowania. Krajowa jednostka akredytująca ocenia (i potwierdza) czy kompetencje weryfikatora rzeczywiście odpowiadają wymaganiom właściwym dla jego zakresu akredytacji.

Podmiot, akredytowany na daną grupę działalności w EU ETS, będzie mógł wystąpić o rozszerzenie akredytacji na określoną grupę działalności w CBAM albo wnioskować o wydanie nowej akredytacji tylko na potrzeby CBAM. W przypadku wniosku o rozszerzenie akredytacji, krajowa jednostka akredytująca, dokonując oceny kwalifikacji weryfikatora CBAM, musi wziąć pod uwagę akredytacje wydane w ramach EU ETS.



W przypadku wniosku o rozszerzenie akredytacji, krajowa jednostka akredytująca, dokonując oceny kwalifikacji weryfikatora CBAM, musi wziąć pod uwagę akredytacje wydane w ramach EU ETS.

Po pozytywnym zakończeniu oceny kandydata na weryfikatora, NAB wydaje decyzję o przyznaniu (odnowieniu, rozszerzeniu zakresu) akredytacji wnioskodawcy. Potwierdzeniem decyzji będzie certyfikat, zawierający następujące informacje:

- dane identyfikacyjne krajowej jednostki akredytującej,
- nazwę i niepowtarzalny identyfikator akredytacji weryfikatora,
- zakres akredytacji i rodzaje działań,
- kraj siedziby NAB i weryfikatora,

- datę wejścia w życie akredytacji i datę jej wygaśnięcia,
- odniesienie do dokumentów normatywnych wykorzystanych do oceny.

Kandydat na weryfikatora, z siedzibą w państwie trzecim, ubiegający się o akredytację na potrzeby CBAM, może złożyć wniosek do dowolnej krajowej jednostki akredytującej, znajdującej się w państwie członkowskim UE¹².



Kandydat na weryfikatora, z siedzibą w państwie trzecim, ubiegający się o akredytację na potrzeby CBAM, może złożyć wniosek do dowolnej krajowej jednostki akredytującej, znajdującej się w państwie członkowskim UE¹².

Takie rozwiązanie potencjalnie zwiększy liczbę weryfikatorów na rynku, zmniejszy koszty administracyjne i może obniżyć koszty weryfikacji. Obciąży jednak krajowe jednostki akredytujące, które w ramach obowiązkowego nadzoru nad weryfikatorami są zobowiązane do corocznych audytów, a w przypadku braku zgodności z wymogami mogą ograniczać zakres akredytacji weryfikatora, zawiesić ją lub cofnąć. Gdyby jednak okazało się, że z jakiś powodów NAB nie może rozpatrzyć wniosku, NAB powinna przekazać podmiotowi wykaz innych, krajowych jednostek akredytujących, które mogą przeprowadzić to postępowanie.

Zlecenie działań weryfikacyjnych podwykonawcom

W ramach EU ETS dopuszcza się korzystanie z podwykonawców, lecz tylko na zasadach wyznaczonych przez normy (ISO 14065:2020, ISO 17029:2019) i rozporządzenie 2018/2067. Podobne zasady

zostały wprowadzone w CBAM. Gdy akredytowany weryfikator nie będzie dysponował pełnym zestawem kompetencji albo zasobów (audytorów) do przeprowadzenia danego zlecenia, będzie mógł włączyć do zespołu weryfikacyjnego zewnętrznego eksperta lub przekazać część prac innemu weryfikatorowi, np. lokalnemu oddziałowi działającemu w państwie, w którym zlokalizowana jest instalacja. Pierwsze rozwiązanie nie zmieni tego, że akredytowany weryfikator pozostaje jedynym podmiotem prawnym, odpowiadającym przed krajową jednostką akredytującą w UE, w drugim – podstawowa umowa nadal łączy weryfikatora z instalacją, choć operator instalacji musi wyrazić zgodę na korzystanie z usług podmiotu zewnętrznego. Taki model pracy w CBAM pozwoli zmniejszyć koszty podróży i tłumaczeń oraz wykorzystać wiedzę o realiach krajowych, będzie jednak podlegać ograniczeniom, ponieważ niezależny przegląd i sporządzenie sprawozdania z weryfikacji nie mogą być delegowane i muszą być wykonane przez akredytowanego weryfikatora CBAM, który ponosi odpowiedzialność za przeprowadzoną weryfikację oraz za treść sprawozdania z weryfikacji. Warunkiem dopuszczenia outsourcingu ma być konieczność zawarcia prawnie wiążącej umowy z podmiotem lokalnym, zgoda operatora instalacji oraz zebranie obiektywnych dowodów, że lokalny weryfikator działa zgodnie z normą EN ISO/IEC 17029:2019, posiada odpowiednie kompetencje, zachowuje bezstronność i niezależność oraz zna i stosuje właściwe zasady metodyczne CBAM. Krajowe jednostki akredytujące zostały uprawnione do przeprowadzania nadzoru także tych jednostek, którym zlecono prace weryfikacyjne. Ocena weryfikatorów będzie zatem możliwa zarówno przy udzielaniu akredytacji, jak i w trakcie

¹² Dotyczy krajowych jednostek akredytujących, które prowadzą akredytacje w zakresie CBAM.

nadzoru rocznego czy ocen specjalnych. Dzięki temu otwarcie na zlecenie działań weryfikacyjnych podwykonawcom ma iść w parze z zachowaniem odpowiedzialności i przejrzystości procesu weryfikacji.

Weryfikacja i sprawozdanie z weryfikacji

Weryfikacja w CBAM będzie się odbywać w oparciu o zasady podobne do tych, które obowiązują w EU ETS. Podstawą monitorowania, raportowania i weryfikacji (MRV) jest plan monitorowania, opisujący metodykę zbierania danych, określony w przepisach, na potrzeby obliczenia rocznej wielkości emisji. Podobnie w CBAM, operator instalacji będzie zobowiązany do opracowania planu monitorowania, zgodnie z metodyką CBAM by na jego podstawie przypisać emisje do towarów CBAM. Plan monitorowania nie będzie jednak zatwierdzany przez organy właściwe i nie będzie częścią deklaracji CBAM. To akredytowany weryfikator, w ramach corocznych działań weryfikacyjnych, przeanalizuje najnowszą wersję planu pod kątem zgodności z metodyką CBAM i w razie zidentyfikowania nieprawidłowości zwróci się do operatora instalacji o aktualizację dokumentu. Zadaniem akredytowanego weryfikatora jest działanie w interesie publicznym, niezależnie, z zachowaniem profesjonalnego sceptycyzmu. Podsumowanie ustaleń weryfikacyjnych, w tym opinia weryfikatora, wskazująca czy raport na te-

mat wielkości emisji, sporządzony przez operatora instalacji, jest wolny od istotnych nieprawidłowości i niezgodności, znajdzie się w sprawozdaniu z weryfikacji. Począwszy od 1 stycznia 2027 r. akredytowany weryfikator będzie zobowiązany wydać sprawozdanie z weryfikacji w rejestrze CBAM, w języku angielskim. Zawartość tego dokumentu ma być widoczna dla upoważnionych zgłaszających, odpowiedzialnych za złożenie deklaracji i dostępna do przeglądu dla Komisji Europejskiej oraz organów właściwych.



Począwszy od 1 stycznia 2027 r. akredytowany weryfikator będzie zobowiązany wydać sprawozdanie z weryfikacji w rejestrze CBAM, w języku angielskim.

Podobnie jak w EU ETS, do celów wydania opinii z weryfikacji w CBAM, zastosowanie będzie miał „poziom istotności”, czyli próg, według którego weryfikator ocenia czy łączny wpływ błędów i niezgodności w raporcie jest „istotny”, to znaczy mógłby wpłynąć na wnioski użytkownika raportu emisji. Jeśli wpływ nie jest istotny, po skorygowaniu ewentualnych błędów w raporcie emisji, będzie można wydać pozytywną opinię na temat raportu emisji operatora instalacji. Do zastosowania przez weryfikatora pozostają wnioski z weryfikacji opisane w Tabeli 2.

Tabela 2. Wnioski z weryfikacji raportu CBAM.

Status weryfikacji	Opis
Zadowalający	Raport jest wolny od istotnych nieprawidłowości
Niezdawalający	Raport zawiera istotne nieprawidłowości lub niezgodności, które nie zostały skorygowane przed wydaniem sprawozdania z weryfikacji
	Zakres weryfikacji jest zbyt ograniczony aby uzyskać dowody, że raport jest wolny od istotnych nieprawidłowości
	Występują niezgodności uniemożliwiające stwierdzenie, że raport jest wolny od istotnych nieprawidłowości

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Załącznika II do rozporządzenia 2025/2551.

Ze względu na szczególnie charakter mechanizmu, rozporządzenie 2025/2546 ustala progi istotności na poziomie towarów CBAM. Weryfikator, dokonując oceny nieprawidłowości w zadeklarowanych danych, powinien zastosować poziomy istotności w odniesieniu do każdej tony towaru, zidentyfikowanego za pomocą kodu CN, przy czym próg istotności wynosi 5% zarówno dla całkowitych specyficznych emisji wbudowanych, jak i dla przydziału bezpłatnych uprawnień dotyczących całkowitych specyficznych emisji wbudowanych.

W przypadku wystąpienia nieprawidłowości, niezgodności lub nieprzestrzegania przepisów, weryfikator zwróci się do operatora instalacji o ich skorygowanie i odnotuje te przypadki w wewnętrznej dokumentacji z weryfikacji. Podobny proces będzie dotyczył zidentyfikowanych obszarów do udoskonalień, czy to w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych, czy też w odniesieniu do monitorowania i raportowania emisji. Jeśli weryfikator zidentyfikuje obszary możliwego doskonalenia działań operatora, włączy do sprawozdania z weryfikacji zalecenia dotyczące udoskonalień, a podczas weryfikacji przeprowadzanej w następnym roku, sprawdzi czy i w jaki sposób operator wdrożył te zalecenia. Wydanie sprawozdania z weryfikacji, w rejestrze CBAM, kończy proces weryfikacji raportu operatora instalacji.

Wzajemne uznawanie weryfikatorów i ocena wzajemna krajowych jednostek akredytujących

Podstawą wzajemnego uznawania certyfikatów akredytacji w całej Unii jest zaufanie do krajowych jednostek akredytujących, budowane poprzez

spełnianie wymogów rozporządzenia 765/2008¹³ w zakresie niezależności, bezstronności i kompetencji oraz system ocen wzajemnych, koordynowanych przez Europejską Współpracę w Dziedzinie Akredytacji (ang. *European co-operation for Accreditation*, EA). Na potrzeby CBAM zakłada się przeniesienie, znanych z EU ETS, mechanizmów dotyczących oceny wzajemnej NAB i wzajemnego uznawania weryfikatorów. W przypadku gdy krajowa jednostka akredytująca nie przeszła pełnego procesu oceny wzajemnej, państwa członkowskie powinny akceptować certyfikaty akredytacji i sprawozdania z weryfikacji weryfikatorów, akredytowanych przez tę krajową jednostkę akredytującą, tylko w przypadku gdy ocena wzajemna już się rozpoczęła lub NAB pomyślnie przeszła ocenę wzajemną przed 2026 r. i wykaże zgodność z rozporządzeniem 2025/2551.



W przypadku, gdy krajowa jednostka akredytująca nie przeszła pełnego procesu oceny wzajemnej, państwa członkowskie powinny akceptować certyfikaty akredytacji i sprawozdania z weryfikacji weryfikatorów, akredytowanych przez tę krajową jednostkę akredytującą, tylko w przypadku, gdy ocena wzajemna już się rozpoczęła lub NAB pomyślnie przeszła ocenę wzajemną przed 2026 r. i wykaże zgodność z rozporządzeniem 2025/2551.

Ocena spełnienia warunków do tego zwolnienia pozostaje jednak w gestii EA i wymaga złożenia odpowiedniego wniosku. Zwolnienie ma obowiązywać na okres do 4 lat, a w przypadku NAB, które pomyślnie przeszły ocenę wzajemną zgodnie z rozporządzeniem 2018/2067 będzie przyznawane automatycznie.

¹³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiająca wymagania w zakresie akredytacji i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.8.2008, s. 30, ze zmianami).

Wizyty w obiekcie

W EU ETS zasadą jest, że weryfikator przeprowadza fizyczny audyt instalacji w ramach działań weryfikacyjnych. W ramach audytu, audytor sprawdza działanie urządzeń pomiarowych, systemy monitorowania, granice instalacji, procesy produkcji, strumienie materiałów wsadowych, źródła emisji, połączenia techniczne itp., a prowadzący instalację ma obowiązek zapewnić dostęp do odpowiednich lokalizacji. Audytor prowadzi też wywiady z pracownikami i sprawdza, jak zbierane i przetwarzane są dane, stosowane do obliczeń emisji. Dzięki temu może potwierdzić, z wystarczającą pewnością, że raport na temat wielkości emisji jest wolny od istotnych nieprawidłowości. Z tego względu wirtualne wizyty w obiekcie oraz rezygnacje z wizyt, mogą wystąpić tylko po spełnieniu restrykcyjnych warunków. Weryfikator CBAM może przeprowadzić wirtualną wizytę w instalacji wyłącznie wtedy, gdy w poprzednim roku odbyła się wizyta fizyczna, nie wystąpiły istotne zmiany w planie monitorowania, audytor zna instalację, a wszystkie niezbędne informacje można uzyskać i ocenić zdalnie.



Weryfikator CBAM może przeprowadzić wirtualną wizytę w instalacji wyłącznie wtedy, gdy w poprzednim roku odbyła się wizyta fizyczna, nie wystąpiły istotne zmiany w planie monitorowania, audytor zna instalację, a wszystkie niezbędne informacje można uzyskać i ocenić zdalnie.

Weryfikacja uproszczona, polegająca na całkowitym odstępieniu od wizyty w instalacji (wirtualnej, fizycznej), w EU ETS wymaga zgody krajowego organu właściwego. W przypadku CBAM zasady są bardziej elastyczne, przy czym niezorganizowanie

fizycznej wizyty w obiekcie należy poprzeć uzasadnieniem, odnotowanym w wewnętrznej dokumentacji z weryfikacji.

Wymiana informacji pomiędzy organami właściwymi i Komisją Europejską

Komisja Europejska wraz z właściwymi organami krajowymi będą wspólnie przeglądać deklaracje CBAM i dołączone do nich sprawozdania z weryfikacji. Ponieważ jedna deklaracja może obejmować wiele raportów emisji z instalacji a jeden raport może być użyty w wielu deklaracjach, konieczna będzie ścisła koordynacja pomiędzy stronami. Sam weryfikator tworzy obszerną dokumentację wewnętrzną (analiza strategiczna i ryzyka, plan weryfikacji, wyniki procedur, materiał dowodowy zebrany przed i w trakcie wizyty w obiekcie), lecz do deklaracji trafi tylko raport emisyjny operatora oraz sprawozdanie z weryfikacji, z krótkim opisem planu monitorowania i użytych prekursorów, nie dołącza się planu, jako takiego ani raportów dotyczących prekursorów czy innych dowodów. Organy, dokonujące przeglądów deklaracji, mogą jednak wnioskować o udostępnienie dodatkowych materiałów z wewnętrznej dokumentacji weryfikatora. W takim przypadku weryfikator będzie zobowiązany do dostarczenia żądanych dokumentów za pośrednictwem rejestru CBAM, w ciągu 30 dni kalendarzowych od złożenia wniosku.



Organy, dokonujące przeglądów deklaracji, mogą jednak wnioskować o udostępnienie dodatkowych materiałów z wewnętrznej dokumentacji weryfikatora.

Wymiana informacji pomiędzy krajową jednostką akredytującą a organem właściwym

Na wzór EU ETS przewiduje się też cykliczną wymianę informacji między krajową jednostką akredytującą, a krajowym organem właściwym, w zakresie programu prac akredytacyjnych na kolejny rok, z opisem planowanych działań dla każdego weryfikatora oraz raportów zarządczych, podsumowujących wyniki nadzoru i oceny ponownej, rozpatrzone skargi oraz wszelkie zmiany w akredytacjach. Przewiduje się też, że krajowe organy właściwe będą udostępniać między sobą i KE informacje z ww. dokumentów oraz dane o wszczęciu i wynikach przeglądu konkretnych sprawozdań z weryfikacji. Wymiana dokumentacji ma się odbywać za pośrednictwem rejestru CBAM.

Krajowa jednostka akredytująca przekaze do organu właściwego, w którym ma siedzibę, każdą decyzję o udzieleniu, przedłużeniu lub odnowieniu akredytacji CBAM wraz z zakresem akredytacji, decyzje o zawieszeniu, cofnięciu lub ograniczeniu zakresu akredytacji oraz informacje o ewentualnym uchyleniu zawieszenia akredytacji.



Krajowa jednostka akredytująca przekaze do organu właściwego, w którym ma siedzibę, każdą decyzję o udzieleniu, przedłużeniu lub odnowieniu akredytacji CBAM wraz z zakresem akredytacji, decyzje o zawieszeniu, cofnięciu lub ograniczeniu zakresu akredytacji oraz informacje o ewentualnym uchyleniu zawieszenia akredytacji.

Zasady akredytacji i weryfikacji w CBAM opierają się na dorobku EU ETS, w tym na sprawdzonych rozwiązaniach MRV, które jednak wymagały adaptacji ze względu na szczególną konstrukcję nowego mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂. W efekcie, od 1 stycznia 2026 r., CBAM dysponuje kompletem wiążących reguł, ujętych w rozporządzeniach 2025/2551 oraz 2025/2546, które z jednej strony zapewniają dokładność, kompletność i wiarygodność danych, użytych w deklaracji CBAM, a z drugiej – podnoszą jakość monitorowania i sprawozdawczości emisji po stronie operatorów instalacji zlokalizowanych w państwach trzecich.

BIBLIOGRAFIA

- 1 Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, s. 32).
- 2 Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2025/2551 z dnia 20 listopada 2025 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 przez określenie warunków udzielania akredytacji weryfikatorom, kontroli działalności akredytowanych weryfikatorów i nadzoru nad nimi, cofnięcia akredytacji oraz wzajemnego uznawania i wzajemnej oceny jednostek akredytujących (Dz. Urz. UE L 2025/2551 z 22.12.2025).
- 3 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiająca wymagania w zakresie akredytacji i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.8.2008, s. 30, ze zmianami).
- 4 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, s. 52–104).
- 5 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2025/2083 z dnia 8 października 2025 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2023/956 w odniesieniu do uproszczeń i wzmocnienia mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz. Urz. UE L 2025/2083 z 17.10.2025).
- 6 Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, s. 94–134).
- 7 Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/1773 z dnia 17 sierpnia 2023 r. ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do obowiązków sprawozdawczych do celów mechanizmu dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ w okresie przejściowym (Dz. Urz. UE L 228 z 15.9.2023, s. 94).
- 8 Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2024/3210 z dnia 18 grudnia 2024 r. ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do rejestru CBAM (Dz. Urz. UE L 2024/3210, 30.12.2024).
- 9 Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2025/2546 z dnia 10 grudnia 2025 r. w sprawie stosowania zasad weryfikacji deklarowanych emisji wbudowanych zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 (Dz. Urz. UE L 2025/2546 z 22.12.2025).
- 10 World Bank. (2019). Designing accreditation and verification systems. A guide to ensuring credibility for carbon pricing instruments. (<https://documents1.worldbank.org/curated/en/256881550773558761/pdf/134801-WP-PUBLIC-21-2-2019-11-52-9-PMRReportPagesOnlineCompressed.pdf>; dostęp: 15.01.2026 r.).



Rola mechanizmów finansowania w rozwoju projektów CDR w Europie i Polsce na tle implementacji ram CRCF

Autorzy:

Joanna Żabicka, Centrum Polityki Klimatycznej i Mechanizmów Redukcji Emisji, KOBIZE

Agnieszka Gałan, Kierownik Centrum Polityki Klimatycznej i Mechanizmów Redukcji Emisji, KOBIZE

Rola mechanizmów finansowania w rozwoju projektów CDR w Europie i Polsce na tle implementacji ram CRCF



Autor:
Joanna Żabicka



Autor:
Agnieszka Gałan

Słowa kluczowe: CRCF, certyfikacja pochłaniania CO₂, pochłanianie CO₂, kryteria jakości QU.A.L.I.T.Y., CDR, technologie DACCS, BioCCS, biowęgiel, rolnictwo węglowe / carbon farming, finansowanie i fundusze, mechanizmy finansowe, dobrowolny rynek węglowy (VCM), removals, kredyty węglowe / jednostki pochłaniania CO₂, neutralność klimatyczna

Streszczenie

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie roli unijnych ram certyfikacji pochłaniania dwutlenku węgla (CRCF) jako narzędzia wspierającego finansowanie działań klimatycznych oraz szansy dla rozwoju projektów z zakresu usuwania CO₂ (CDR) w Europie i Polsce.

W pierwszej części artykułu przedstawiono nową logikę wsparcia działań proklimatycznych wynikającą z rozporządzenia CRCF, które wprowadza unijny system certyfikacji dla technologii i praktyk usuwania CO₂. Omówiono kluczowe kryteria jakości (QU.A.L.I.T.Y), mechanizmy monitorowania i weryfikacji oraz potencjalne technologie, takie jak DACCS, BioCCS, biowęgiel czy rolnictwo regeneratywne (węglowe). Podkreślono znaczenie CRCF dla zwiększenia transparentności rynku CDR i ograniczenia ryzyka greenwashingu.

W drugiej części artykułu dokonano analizy wpływu CRCF na rozwój rynku CDR w Polsce, wskazując zarówno na szanse, jak i wyzwania z nim związane. Zwrócono uwagę na potencjał rolnictwa regeneratywnego, możliwości kompensacji emisji w przemyśle energochłonnym, rozwój startupów klimatycznych oraz innowacji

w budownictwie. Omówiono istniejące bariery, takie jak wysokie koszty technologii oraz niska świadomość społeczna, a także sposoby ich przewyżczenia dzięki certyfikacji i edukacji.

W trzeciej części zaprezentowano źródła finansowania projektów CDR, w tym fundusze UE (Horyzont Europa, LIFE, Fundusz Innowacyjny), krajowe fundusze i programy klimatyczne (KPO, FEnIKS, NFOŚiGW) oraz mechanizmy rynkowe. Szczególną rolę odgrywa powstający unijny program zakupów jednostek trwałego pochłaniania CO₂, który ma zapewnić stabilny popyt na certyfikowane technologie i przyspieszyć ich komercjalizację. CRCF, wspierane przez te instrumenty, może stać się fundamentem rozwoju innowacyjnej gospodarki niskoemisyjnej w Polsce.

Podsumowując, przedstawione w artykule analizy pokazują, że CRCF nie jest jedynie techniczną regulacją, lecz strategicznym narzędziem wspierającym transformację klimatyczną i rozwój innowacji. Wdrożenie jednolitych unijnych standardów certyfikacji oraz mechanizmów finansowania może stworzyć fundament dla nowego rynku usług ekosystemowych i tech-

nologii pochłaniania CO₂. W tym kontekście kluczowe znaczenie ma perspektywa Polski – krajowy sukces w tym obszarze zależy od za-

pewnienia stabilnych źródeł finansowania oraz szerokiej edukacji społecznej.

Nowa logika wsparcia działań proklimatycznych

Dotychczasowe podejście do finansowania działań klimatycznych koncentrowało się głównie na redukcji lub unikaniu emisji CO₂, czyli tzw. mitygacji. Jednak ostatnimi laty, w związku z rosnącą potrzebą osiągnięcia neutralności klimatycznej, coraz więcej i częściej mówi się o pochłanianiu emisji CO₂. Wdrożenie skutecznych narzędzi i rozwiązań wspierających rozwój inicjatyw oraz technologii pochłaniania staje się niezbędne. W związku z tym w 2024 r. wydane zostało rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/3012 w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węglochłonnych oraz składowania dwutlenku węgla w produktach (tzw. rozporządzenie CRCF). CRCF (ang. *Carbon Removal and Carbon Farming Certification Framework*)¹ wprowadza nową logikę: nagradzanie za aktywne usuwanie CO₂ z atmosfery, a nie tylko za unikanie jego emisji do atmosfery. Jest to znacząca zmiana paradygmatu, która może uruchomić zupełnie nowe strumienie finansowania – zarówno publicznego, jak i prywatnego.



CRCF¹ wprowadza nową logikę: nagradzanie za aktywne usuwanie CO₂ z atmosfery, a nie tylko za unikanie jego emisji do atmosfery. Jest to znacząca zmiana paradygmatu, która może uruchomić zupełnie nowe strumienie finansowania – zarówno publicznego, jak i prywatnego.

Dzięki CRCF:

- projekty CDR (ang. *Carbon Dioxide Removal*)² w końcu zyskują mierzalną wartość rynkową;
- powstaje realna możliwość generowania jednostek pochłaniania CO₂³, które mogą być sprzedawane lub wykorzystywane na rynku;
- inwestorzy otrzymują transparentne ramy oceny ryzyka i zwrotu z inwestycji w projekty klimatyczne;
- praktyki rolnictwa węglowego (ang. *carbon farming*)⁴, tj. zrównoważone gospodarowanie glebą i lasami, mogą być certyfikowane jako działania pochłaniające CO₂ lub redukujące emisję, co otwiera rolnikom i leśnikom dostęp do dodatkowych źródeł finansowania.

1 CRCF to dobrowolne unijne ramy regulacyjne, które mają na celu certyfikację działań związanych z usuwaniem dwutlenku węgla z atmosfery. Stanowią część strategii UE na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Zostały ustanowione rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/3012 z dnia 27 listopada 2024 r. w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węglochłonnych oraz składowania dwutlenku węgla w produktach (tzw. rozporządzeniem CRCF).

2 CDR to zbiór technologii i praktyk, które aktywnie usuwają CO₂ z atmosfery i trwale go magazynują – w glebie, roślinności, produktach lub strukturach geologicznych, tj. DACCS (bezpośredni wychwyty z powietrza), BioCCS (bioenergia z wychwytem i składowaniem CO₂), biowęgiel (BCR), zalesianie / reforestacja, rolnictwo regeneratywne (węglowe), przyspieszone wietrzenie skał (ERW), techniki morskie (alkalizacja oceanów, zarządzanie mokradłami).

3 Na potrzeby niniejszego artykułu pojęcia, tj. „jednostki pochłaniania CO₂”, „jednostki usuwania CO₂”, „offsety” oraz „kredyty węglowe” są traktowane jako równoważne, przy czym każde z nich odpowiada jednej tonie metrycznej ekwiwalentu CO₂.

4 Rolnictwo węglowe (inaczej regeneratywne) to zestaw praktyk rolniczych i leśnych, które mają na celu pochłanianie CO₂ z atmosfery (P) oraz ograniczanie emisji GC (O). Obejmuje on działania, które zwiększają sekwestrację węgla w glebie, roślinach i drzewach, poprawiają strukturę i żyzność gleby oraz ograniczają emisje metanu i podtlenku azotu z rolnictwa. Przykłady takich praktyk to uprawa bezorkowa (O), stosowanie międzyplonów i roślin okrywowych (P/O), zalesianie i agroleśnictwo (P), zarządzanie obornikiem i nawozami (O), wypas rotacyjny (P/O).

CRCF jako impuls dla innowacji

CRCF nie tylko certyfikuje – ono motywuje do podejmowania konkretnych działań ukierunkowanych na usuwanie CO₂ z atmosfery. CRCF ma na celu stworzenie wiarygodnych, jednolitych standardów certyfikacji w UE, które mogą być wykorzystywane na dobrowolnym rynku węglowym VCM⁵ (ang. *Voluntary Carbon Market*). Dzięki temu europejskie kredyty węglowe będą bardziej transparentne i odporne na greenwashing⁶. Wprowadzenie jasnych kryteriów jakości (QU.A.L.I.TY) sprawia, że podmioty (firmy) muszą inwestować w technologie, które są zgodne z następującymi zasadami⁷:

- kwantyfikacja (ang. **QU**antification) – usuwanie CO₂ musi być mierzone w sposób dokładny, konserwatywny i przejrzysty;
- dodatkowość (ang. **AD**ditionality) – działania muszą wykraczać poza standardowe praktyki i wymogi prawne;
- długoterminowe składowanie (ang. **LONG**-term Storage) – należy wykazać, że węgiel jest przechowywany trwale lub przez długi okres, z odpowiednimi mechanizmami monitorowania i odpowiedzialności;
- zrównoważony rozwój (ang. **SUSTAINABILITY**) – działania nie mogą powodować znaczących szkód dla środowiska (zasada DNSH – *Do No Significant Harm*) i powinny generować dodatkowe korzyści dla celów zrównoważonego rozwoju

oraz

- identyfikowalność (ang. **TR**aceability) – należy zapewnić możliwość śledzenia i weryfikacji

danych oraz certyfikatów;

- integralność (ang. *Integrity*) – działania muszą być zgodne z obowiązującymi przepisami i standardami etycznymi.



CRCF ma na celu stworzenie wiarygodnych, jednolitych standardów certyfikacji w UE, które mogą być wykorzystywane na dobrowolnym rynku węglowym VCM⁵. Dzięki temu europejskie kredyty węglowe będą bardziej transparentne i odporne na greenwashing⁶.

W efekcie CRCF może stymulować rozwój takich technologii i technik, jak:

- DACCS (ang. *Direct Air Capture and Storage*) – działalność gospodarcza, badawcza i przemysłowa związana z wychwytywaniem dwutlenku węgla (za pomocą chemicznych sorbentów lub rozpuszczalników) bezpośrednio z atmosfery, a następnie jego trwałym składowaniem w formacjach geologicznych;
- bioenergia z wychwytem CO₂ (BioCCS) – obszar gospodarki i technologii, który zajmuje się produkcją bioenergii połączoną z wychwytem i trwałym składowaniem dwutlenku węgla w głębokich formacjach geologicznych, który może wspierać dekarbonizację trudnych sektorów (ang. *hard-to-abate*), tj. przemysł ciężki, lotnictwo czy transport drogowy;
- biowęgiel (ang. *biochar*) – praktyka polegająca na przetwarzaniu biomasy (np. resz-

5 Rynek VCM, czyli Dobrowolny Rynek Węglowy, to dynamicznie rozwijająca się przestrzeń, w której firmy, organizacje i osoby prywatne mogą kompensować swoje emisje gazów cieplarnianych poprzez zakup tzw. kredytów węglowych.

6 Greenwashing (po polsku często nazywany „ekościemą” lub „zielonym mydleniem oczu”) to praktyka, w której firma, organizacja lub instytucja pozornie przedstawia swoje działania jako ekologiczne, choć w rzeczywistości nie spełniają one odpowiednich standardów środowiskowych.

7 Kryteria jakościowe określone w art. 4 – 7 (Rozdziale 2) rozporządzenia (UE) 2024/3012.

- tek roślinnych, drewna, obornika) w warunkach ograniczonego dostępu tlenu (pirolizy) w celu uzyskania stabilnej formy węgla organicznego. Proces ten przekształca materię organiczną w trwały materiał węglowy, który można wykorzystać głównie w rolnictwie i ochronie środowiska, wspierając gospodarkę obiegu zamkniętego i sekwestrację CO₂;
- rolnictwo regeneratywne (węglowe) i agroleśnictwo, czyli praktyka łączenia drzew i krzewów z uprawami rolnymi lub hodowlą zwierząt na tym samym obszarze, np. sadzenie drzew wśród pól uprawnych, żywopłoty jako naturalne ogrodzenia i schronienie dla zwierząt, pastwiska z drzewami dającymi cień i poprawiającymi mikroklimat;
 - produkcja materiałów budowlanych pochłaniających CO₂ (warunkowo) – innowacyjne rozwiązania, które nie tylko ograniczają emisje, ale aktywnie usuwają dwutlenek węgla z atmosfery podczas użytkowania lub produkcji, tj. biocement z cyjanobakteriami, beton z dodatkiem biowęgla, cement produkowany metodą elektrolizy⁸.
 - Istotny, aczkolwiek nadal brakujący element CRCF stanowią metodyki dla poszczególnych rodzajów działań mających na celu usuwanie CO₂ z atmosfery, które są stopniowo rozwijane przez Komisję Europejską (dalej: KE), przy współpracy z Grupą ekspertów ds. usuwania dwutlenku węgla (ang. *EU Expert Group on carbon removals, CREG*).
- Należy podkreślić, iż infrastruktura systemu certyfikacji pochłaniania w UE obecnie dopiero nabiera kształtu. Do końca 2026 r. KE planuje:
- finalizację metodyk dla wybranych typów działań CDR (por. Tabela 1);

Tabela 1. Aktualny status rozwoju metodyk CRCF (wg stanu na sierpień 2025 r.)

Status weryfikacji	Opis
DACCS (Direct Air Capture and Storage) BioCCS (Bioenergia + CCS) Biowęgiel (BCR)	<ul style="list-style-type: none"> projekt metodyki (aktu delegowanego dot. trwałych pochłaniaczy) opublikowany przez KE; do 22 września 2025 r. – konsultacje publiczne; październik 2025 r. – spotkanie CREG; listopad 2025 r. – przyjęcie przez KE; grudzień 2025 r. – I kw. 2026 r. – okres kontroli przez PE i RUE; I-II kw. 2026 r. – publikacja w Dz. U. UE.
Rolnictwo regeneratywne (węglowe)	<ul style="list-style-type: none"> wstępne propozycje w konsultacjach eksperckich; październik 2025 r. – spotkanie CREG ws. projektu aktu; jesień 2025 r. – konsultacje publiczne; I kw. 2026 r. – przyjęcie przez KE; I kw. 2026 r. – okres kontroli przez PE i RUE; II kw. 2026 r. – publikacja w Dz. U. UE.
Zalesianie / agroleśnictwo*	Brak pełnej metodyki
Magazynowanie węgla w produktach*	Oczekuje na szczegółowe wytyczne
Przyspieszone wietrzenie skał (ERW)*	Brak metodyki – w fazie rozwoju i konsultacji

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KE.

* Działania te nie są obecnie uznawane w sensie technicznym za CDR z uwagi na brak trwałości i ryzyko odwracalności magazynowania, brak jednoznacznej kontroli nad procesem oraz problemy z weryfikacją i certyfikacją (MRV).

⁸ Materiały budowlane mogą być certyfikowane w CRCF tylko warunkowo, ponieważ wymagają szczegółowej weryfikacji trwałości pochłaniania, dodatkowości i zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju.

- ustanowienie systemu akredytacji dla jednostek certyfikujących;
- uruchomienie rejestru certyfikatów i kredytów węglowych.



Należy podkreślić, iż infrastruktura systemu certyfikacji pochłaniania w UE obecnie dopiero nabiera kształtu.

Równoległe z rozwojem metodyk dla poszczególnych rodzajów działań w ramach CRCF, na forum unijnym trwają intensywne przygotowania do wdrożenia systemu weryfikacji projektów przez stronę trzecią. Jest to jeden z kluczowych filarów wdrażania CRCF, który ma zapewnić wiarygodność, przejrzystość i jakość certyfikowanych działań usuwających CO₂ z atmosfery.



Jest to jeden z kluczowych filarów wdrażania CRCF, który ma zapewnić wiarygodność, przejrzystość i jakość certyfikowanych działań usuwających CO₂ z atmosfery. Wdrożenie systemu weryfikacji projektów przez stronę trzecią (...) to jeden z kluczowych filarów wdrażania CRCF, który ma zapewnić wiarygodność, przejrzystość i jakość certyfikowanych działań usuwających CO₂ z atmosfery.

Zatwierdzony przez KE system certyfikacji będzie zobligowany do regularnego składania rocznych raportów ze swojej działalności. Ponadto będzie przeprowadzać weryfikację sprawdzając, czy informacje przekazane przez podmioty starające się o certyfikację w obszarze działań związanych z pochłanianiem emisji CO₂ zostały odpowiednio zweryfikowane. System certyfikacji będzie również odpowiedzialny za publikację, co najmniej raz w roku listy jednostek certyfikujących wraz z informacją o organie, który je zaakceptował. Systemy certyfikacji będą monitorować aktywność tych podmiotów oraz utrzymywać publiczny rejestr jednostek pochłaniania CO₂⁹. Szczegółowe wytyczne dotyczące systemów zostaną określone w przepisach wykonawczych KE.

Zgodnie z planami KE, rejestr unijny, czyli centralna baza danych, która będzie gromadzić certyfikaty zgodności¹⁰ oraz jednostki pochłaniania CO₂, ma zostać uruchomiony w 2026 r., równoległe z pełnym wdrożeniem zasad certyfikacji CRCF. Do tego czasu przewidywane są prace nad strukturą techniczną rejestru, ustalanie standardów interoperacyjności oraz konsultacje z interesariuszami – firmami, organizacjami ekologicznymi i państwami członkowskimi.

Powyższe harmonogramy prac KE potwierdzają, że rok 2026 będzie kluczowy dla praktycznego wdrożenia CRCF – dopiero wówczas kwalifikujące

⁹ Jednostki pochłaniania dwutlenku węgla lub redukcji emisji z gleby, wygenerowane w ramach unijnego systemu certyfikacji CRCF, są równe jednej tonie metrycznej ekwiwalentu CO₂ i obejmują cztery kategorie:

- jednostki trwałego pochłaniania dwutlenku węgla (ang. *Permanent Removal Units, PRU*) – przyznawane za działania skutkujące długoterminowym (≥100 lat) składowaniem CO₂. Dotyczy to głównie technologii, tj. geologiczne składowanie CO₂ (np. w formacjach solnych lub bazaltowych), mineralizacja węgla (np. karbonatyzacja), trwałe wiązanie CO₂ w materiałach odpornych na degradację;
- jednostki sekwestracji w wyniku technik węglochłonnych (ang. *Carbon Removal Units, CRU*) – przyznawane za biologiczne usuwanie CO₂ poprzez poprawę zarządzania gruntami rolnymi (np. uprawy węglochłonne, agroleśnictwo), rekultywację torfowisk, zwiększenie zawartości węgla organicznego w glebie;
- jednostki składowania dwutlenku węgla w produktach (ang. *Storage Removal Units, SRU*) – przyznawane za trwałe uwięzienie CO₂ w materiałach o długim cyklu życia (≥35 lat), tj.: drewno konstrukcyjne, biopochodne kompozyty, materiały budowlane zawierające biowęglan;
- jednostki redukcji emisji z gleby (ang. *Emission Reduction Units, ERU*) – przyznawane za działania ograniczające emisje CO₂, CH₄ i N₂O z systemów rolniczych, tj. optymalizacja nawożenia azotowego, ograniczenie uprawy na glebach organicznych, zarządzanie wilgotnością i strukturą gleby.

się projekty będą mogły być certyfikowane zgodnie z pełnymi zasadami. Pełne wdrożenie CRCF powinno:

- stworzyć dogodne warunki dla rozwoju nowych modeli biznesowych, tj. sprzedaż nowego (innowacyjnego) produktu w postaci jednostek usuwania CO₂;
- uruchomić system zachęt dla przedsiębiorstw do inwestowania przez nie w badania i rozwój w celu spełnienia rygorystycznych kryteriów Q.U.A.L.I.T.Y, co powinno napędzić rozwój innowacyjnych czystych technologii (ang. *Research + Development + Innovation, R+D+I*);
- poprawić dostęp do finansowania dla inwestorów angażujących się w zielone technologie dzięki zwiększeniu portfolio produktów umożliwiających im wejście na nowe rynki, a także realnemu wdrożeniu strategii ESG¹⁰ i CSR¹².

Ponadto należy zauważyć, iż rozważane obecnie w ramach rewizji EU ETS¹³ oraz negocjacji unijnego celu na 2040 r.¹⁴ włączenie jednostek pochodzących z CDR do rozliczania emisji przez instalacje objęte EU ETS będzie dodatkowo stymulowało rozwój rynku CDR, zapewniając odpowiedni popyt na tego typu jednostki.

CRCF jako szansa i wyzwanie dla Polski

Dla Polski CRCF to nie tylko wyzwanie regulacyjne, ale ogromna szansa. Polska może wykorzystać swój potencjał rolniczy i technologiczny, by tworzyć krajowe kredyty węglowe, wspierając przy tym lokalne gospodarki.



Dla Polski CRCF to nie tylko wyzwanie regulacyjne, ale ogromna szansa. Polska może wykorzystać swój potencjał rolniczy i technologiczny, by tworzyć krajowe kredyty węglowe, wspierając przy tym lokalne gospodarki.

Rolnictwo regeneratywne (węglowe)

Polskie rolnictwo może stać się istotnym graczem na nowym, rozwijającym się dopiero rynku usług ekosystemowych – np. polskie rolnictwo regeneratywne (węglowe), polegające na wdrażaniu praktyk zwiększających zawartość węgla organicznego w glebie. Polska ma duży potencjał glebowy i rolniczy, by stać się jednym z głównych beneficjentów transformacji w kierunku rolnictwa regeneratywnego w Europie. Wzrost zainteresowania tym modelem produkcji rolnej może przyciągnąć inwestycje, innowacje i wsparcie publiczne. Według ekspertów z Fundacji Terra Nostra¹⁵,

10 Certyfikat zgodności to oświadczenie o zgodności wydane przez jednostkę certyfikującą, potwierdzające, że dane działanie spełnia wymogi rozporządzenia CRCF.

11 ESG (ang. *Environmental, Social, Governance*), czyli Środowisko, Społeczeństwo i Zarządzanie, to trzy filary, według których ocenia się odpowiedzialność i zrównoważony rozwój firm – nie tylko pod względem finansowym, ale też etycznym i ekologicznym. W UE obowiązuje dyrektywa CSRD, która pomimo wprowadzonych uproszczeń w ramach tzw. pakietu Omnibus I, nadal nakłada na wiele przedsiębiorstw obowiązek raportowania w zakresie ESG.

12 CSR (ang. *Corporate Social Responsibility*), czyli Społeczna Odpowiedzialność Biznesu, to koncepcja, według której przedsiębiorstwa powinny brać pod uwagę swoje wpływy społeczne i środowiskowe w swoich działaniach biznesowych i brać za nie odpowiedzialność.

13 Komisja Europejska, EU emissions trading system for maritime, aviation and stationary installations and market stability reserve – review, konsultacje publiczne (https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14549-EU-emissions-trading-system-for-maritime-aviation-and-stationary-installations-and-market-stability-reserve-review_en; dostęp: 15.09.2025 r.), w tym stanowisko KOBiZE prezentujące polską perspektywę w tym zakresie: Feedback on EU emissions trading system for maritime, aviation and stationary installations, and market stability reserve – review (https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14549-EU-emissions-trading-system-for-maritime-aviation-and-stationary-installations-and-market-stability-reserve-review/F3571523_en; dostęp: 15.09.2025 r.)

14 Komisja Europejska, Unijne prawo o klimacie to nowe cele na 2040 r., komunikat prasowy (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_25_1687; dostęp: 15.09.2025 r.)

rolnictwo regeneratywne może obniżyć koszty produkcji nawet o 500-800 PLN/ha i zwiększyć konkurencyjność polskich gospodarstw. Poprzez możliwość certyfikacji tych działań jako usuwających CO₂ i/lub redukujących emisje gazów cieplarnianych, rolnicy zyskają możliwość generowania kredytów węglowych, które będą mogły być sprzedawane firmom kompensującym emisje, stanowiąc dla rolników dodatkowe źródło dochodu za świadczenie usług ekosystemowych. Powyższe działania mogą także pomóc polskim rolnikom zwiększyć dostęp do finansowania z funduszy publicznych (np. WPR) i prywatnych (np. partnerstwa z firmami spożywczymi).

Nowe możliwości kompensacji emisji i współpracy z rynkiem usuwania dwutlenku węgla w przemyśle energochłonnym

W ramach przygotowań do rewizji dyrektywy EU ETS KE rozważa możliwość włączenia certyfikowanych jednostek trwałego pochłaniania CO₂ (PRU) jako uznanego elementu rozliczeniowego w systemie handlu emisjami. Oznacza to, że w przyszłości podmioty objęte systemem EU ETS – zwłaszcza przemysł energochłonny – prawdopodobnie będą mogły wykorzystywać jednostki PRU do kompensacji emisji, szczególnie tych technologicznie nieuniknionych. Powyższe powinno znacząco zwiększyć wartość rynkową i operacyjną tych jednostek.

Będzie to szczególnie istotne w przypadku procesów przemysłowych, w których emisje CO₂ są technologicznie nieuniknione (np. wypalanie wapienia w produkcji cementu). Inne przedsiębiorstwa

z sektorów energochłonnych, tj. produkcja stali, cementu czy chemikaliów, będą mogły obniżyć koszty związane z emisjami CO₂. Poza tym mechanizmy, tj. CBAM (ang. *Carbon Border Adjustment Mechanism*)¹⁶ oraz obowiązki raportowania ESG będą przyczyniać się do zwiększania potrzeby redukcji śladu węglowego. Zakup certyfikowanych kredytów węglowych to realna szansa na transformację polskiego przemysłu w kierunku neutralności klimatycznej, w szczególności w sytuacji, w której nadal wysoki udział paliw kopalnych w polskim miksie energetycznym¹⁷ sprawia, że kompensacja emisji staje się koniecznością, a nie wyborem. CRCF może pomóc zrównoważyć emisje w okresie przejściowym, zanim transformacja energetyczna osiągnie pełną skalę.

Nowe źródła przewagi konkurencyjnej dla startupów klimatycznych

W ostatnim czasie rynek VCM systematycznie rośnie, a certyfikacja CRCF może jeszcze bardziej przyspieszyć ten trend. Innowacyjne startupy klimatyczne mogą przyciągać inwestorów dzięki certyfikowanym projektom CDR. Dzięki wdrożeniu CRCF startupy będą mogły rozwijać nowe formy działalności, generując certyfikowane jednostki pochłaniania CO₂, sprzedając je firmom kompensującym emisje, a także oferując platformy cyfrowe do monitorowania i handlu kredytami. To umożliwi stworzenie skalowalnych, replikowalnych modeli biznesowych. CRCF może przyczynić się nie tylko do zwiększenia ich atrakcyjności inwestycyjnej, ale też umożliwić skalowanie działań w całej Europie.

15 K. Mirończuk, Rolnictwo regeneratywne to przyszłość. Jak przeprowadzić zmianę i mieć wyższe zyski? (<https://www.money.pl/gospodarka/rolnictwo-regeneratywne-to-przyszlosc-jak-przeprowadzic-zmiane-i-miec-wyzsze-zyski-6940755250489984a.html>; dostęp: 26.08.2025 r.)

16 CBAM, czyli mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂, to kluczowy instrument polityki klimatycznej UE, którego celem jest zapobieganie „ucieczce emisji”, polegającej na przenoszeniu produkcji wysokoemisyjnej poza terytorium Unii.

17 Według raportu Forum Energii pt. Transformacja energetyczna Polski. Edycja 2025, w 2024 r. 85% energii pierwotnej w Polsce pochodziło z paliw kopalnych (41% z węgla, 27% z ropy, 17% z gazu). Polska nadal jest jednym z najbardziej emisyjnych państw na świecie pod względem jednostkowej emisyjności zużycia energii pierwotnej. Bardziej emisyjną gospodarkę w 2023 r. miały tylko Kuwejt, RPA, Kazachstan oraz Chiny.

Nowy model budownictwa, czyli budynki jako aktywa klimatyczne

Sektor budowlany, po spełnieniu określonych warunków, może odegrać istotną rolę w promowaniu niskoemisyjnego budownictwa oraz poprawie efektywności energetycznej budynków (zgodnie z wymogami dyrektywy EPBD¹⁸) poprzez wdrażanie materiałów zdolnych do pochłaniania CO₂, z uwzględnieniem wykorzystania lokalnych komponentów¹⁹ i technologii (ang. *local content*). Możliwość uzyskania certyfikowanych kredytów węglowych za zastosowanie materiałów zgodnych z CRCF mogłaby przyczynić się do wzmocnienia pozycji polskich firm budowlanych w ramach dobrowolnego rynku węglowego (VCM).

Wyzwaniami nadal jednak pozostają:

Wysokie koszty wdrożenia

Technologie usuwania CO₂ z atmosfery, w szczególności DACCS, BioCCS, nadal są bardzo kapitałochłonne i wymagają dalszych inwestycji w infrastrukturę (np. instalacje, magazyny geologiczne do składowania pochłoniętego CO₂), finansowania kosztów operacyjnych (energia, transport, monitoring) oraz badań i rozwoju (R&D). Wiele z tych technologii znajduje się nadal jeszcze w fazie przedkomercyjnej (np. DACCS), a ich przyszłe koszty i harmonogram wdrażania pozostają niepewne.



Technologie usuwania CO₂ z atmosfery, w szczególności DACCS, BioCCS, nadal są bardzo kapitałochłonne i wymagają dalszych inwestycji w infrastrukturę (np. instalacje, magazyny geologiczne do składowania pochłoniętego CO₂), finansowania kosztów operacyjnych (energia, transport, monitoring) oraz badań i rozwoju (R&D).

W przypadku technologii DAC²⁰ aktualne szacunki wskazują, że koszty budowy pierwszej w swoim rodzaju instalacji wynoszą 200–900 EUR/tCO₂ dla L-DAC²¹ (ang. *Liquid Direct Air Capture*) i 600–2400 EUR/tCO₂ dla S-DAC²² (ang. *Solid Direct Air Capture*), przy czym spodziewane są znaczne redukcje dzięki R&D, efektowi skali oraz wsparciu politycznemu. W przypadku przyszłych instalacji koszty mogą spaść odpowiednio do 100–600 EUR/tCO₂ (L-DAC) i 100–1200 EUR/tCO₂ (S-DAC), przy medianach odpowiednio 210–330 EUR/tCO₂ i 360 EUR/tCO₂. Istotnym czynnikiem kosztowym w technologii DAC jest konieczność stosowania rozpuszczalników i sorbentów, a sam proces pośrednio opiera się na materiałach krytycznych niezbędnych do zwiększenia skali energii odnawialnej.

Również analizy platformy CDR.fyi²³, która zajmuje się monitorowaniem rynku trwałego usuwania dwutlenku węgla, potwierdzają, że koszty trwałego usuwania CO₂ metodami BioCCS i DACCS

18 Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków – EPBD (2024/1275) wymaga, by nowe budynki od 2030 r. były zeroemisyjne, a publiczne już od 2028 r.

19 Lokalne materiały mogą być łatwiej monitorowane i certyfikowane zgodnie z zasadami CRCF, co ułatwia spełnienie kryteriów QU.A.L.I.TY (dokładność pomiaru, dodatkowość, trwałość i zrównoważony rozwój), a także redukują ślad węglowy ich transportu, co pozytywnie wpływa na bilans GWP (ang. *Global Warming Potential*) w kontekście całego cyklu życia budynku.

20 DAC (ang. *Direct Air Capture*) to technologia bezpośredniego wychwytywania dwutlenku węgla z atmosfery, która nie obejmuje dalszego etapu trwałego składowania.

21 L-DAC to jeden z wariantów technologii DAC, który do absorpcji CO₂ z powietrza wykorzystuje ciecze chemiczne (np. KOH). Jego zaletami są skalowalność i sprawdzone procesy, natomiast wady to wysokie zużycie energii i wody.

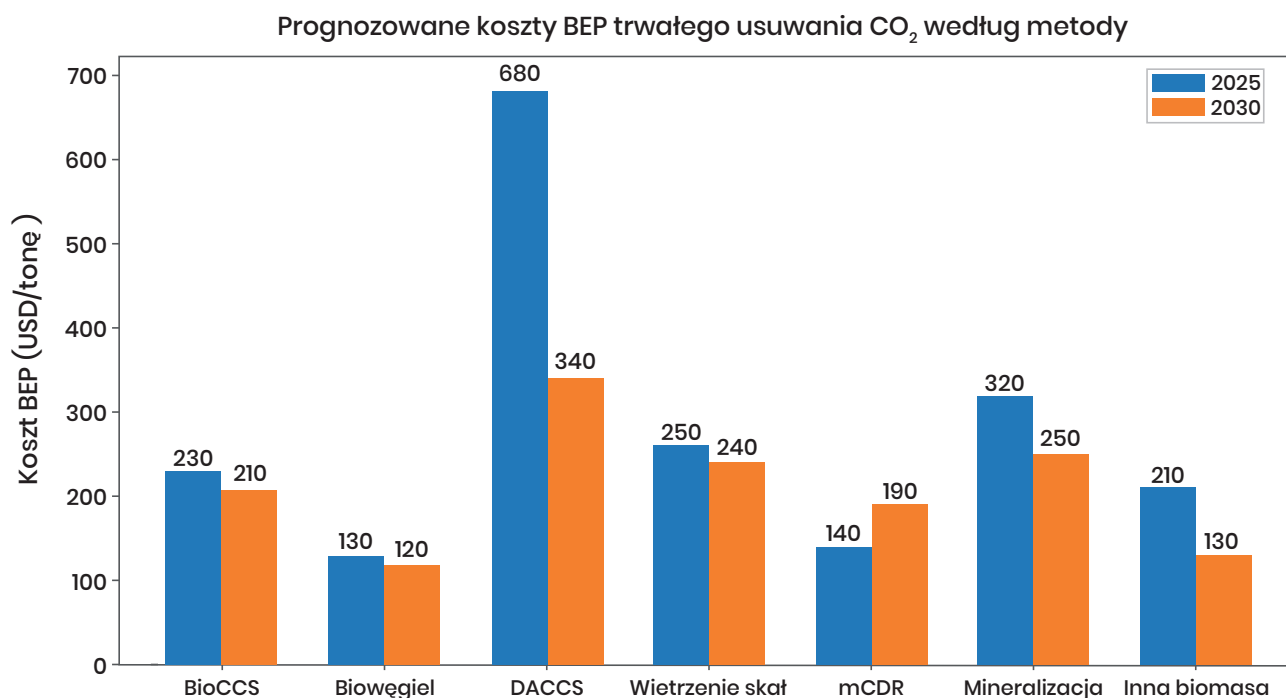
22 S-DAC to drugi z wariantów technologii DAC, który do absorpcji CO₂ z powietrza wykorzystuje ciało stałe (sorbenty). Jego zaletami są niższe temperatury i modułowość, natomiast wady to mniejsze doświadczenie przemysłowe.

23 Bridging the Gap: Durable CDR Market Pricing Survey, CDR.fyi (<https://www.cdr.fyi/reports/pricing-survey-jan-2025.pdf>; dostęp: 04.11.2025 r.)

będą w 2030 r. nadal bardzo wysokie – średni próg rentowności (BEP)²⁴ może wynieść odpowiednio 212 USD/tCO₂ i 341 USD/tCO₂, podczas gdy niektórzy dostawcy DACCS wskazują obecnie na ponad 600 USD/tCO₂. Nawet najtańsza z metod CDR –

biowęgiel, którego próg rentowności może spaść do 50 USD/tCO₂ – wiąże się z istotnymi kosztami inwestycyjnymi, zwłaszcza że większość dostawców podaje ceny w przedziale 100–200 USD/tCO₂ (por. Rys. 1).

Rys. 1. Aktualne i prognozowane progi rentowności dla metod CDR



Źródło: Bridging the Gap: Durable CDR Market Pricing Survey, CDR.fyi (<https://www.cdr.fyi/reports/pricing-survey-jan-2025.pdf>; dostęp: 04.11.2025 r.)

Potrzeba edukacji społecznej.

CDR to temat stosunkowo nowy i często niezrozumiały dla szerszej opinii publicznej. Wyzwania w tym zakresie obejmują m.in. niski poziom świadomości (wiele osób nie odróżnia CDR od klasycznej kompensacji emisji), brak zaufania do przekazywanych informacji, skutkujący powszechnie wyrażanymi obawami przed „technologicznym greenwashingiem” i manipulacją faktami oraz niedostateczną komunikacją, manifestującą się brakiem kampanii informacyjnych, które tłumaczyłyby rolę CDR w osiągnięciu neutralności klimatycznej. Dlatego też szersza edukacja – o charak-

terze włączającym, w którą zaangażowane byłyby m.in. media publiczne – powinna objąć nie tylko społeczeństwo, ale też samorządy, sektor budowlany, rolników i przedsiębiorców, którzy mogą być kluczowymi uczestnikami tworzonego rynku CDR.

Pomimo licznych wyzwań, wdrożenie CRCF może znacząco ułatwić realizację projektów poprzez stabilne otoczenie prawne i dostępne formy wsparcia finansowego. W kontekście Polski, gdzie projekty CDR nadal pozostają na wczesnym etapie rozwoju, CRCF może odegrać kluczową rolę w przewyżnianiu barier instytucjonalnych, finansowych i technologicznych. CRCF może po-

²⁴ Próg rentowności (ang. *Breakeven cost*, BEP) oznacza w przypadku technologii CDR minimalną cenę za tonę CO₂, przy której dostawca może pokryć wszystkie koszty produkcji, operacji i inwestycji, bez straty. Nie jest to cena rynkowa, tylko próg opłacalności, poniżej którego dany projekt jest nierentowny.

móc przewyżżyć konkretne bariery, które zostały szczegółowo przedstawione w Tabeli 2.

W efekcie CRCF może nie tylko wesprzeć rozwój krajowych projektów CDR, ale również wzmoc-

nić pozycję Polski w europejskiej polityce klimatycznej, umożliwiając jej aktywne uczestnictwo w transgranicznych mechanizmach redukcji emisji i sekwestracji dwutlenku węgla.

Tabela 2. Potencjał CRCF do eliminacji kluczowych przeszkód rozwojowych projektów CDR w Polsce.

Bariera rozwoju CDR w Polsce	Jak CRCF może pomóc?
<p>Brak standardów i definicji</p> <ul style="list-style-type: none"> • brak jednolitej terminologii (np. stosowane zamiennie „pochłanianie CO₂”, „usuwanie CO₂”, „sekwestracja węgla”) utrudnia spójne planowanie i raportowanie; • brak krajowych standardów MRV; • brak krajowych metodyk w zakresie pochłaniania CO₂; • rozproszone regulacje prawne. 	<p>Ujednoczenie zasad certyfikacji</p> <ul style="list-style-type: none"> • zgodnie z rozporządzeniem CRCF (UE 2024/3012), każde działanie podlegające certyfikacji musi spełniać cztery kryteria jakościowe QU.A.L.I.T.Y.; • certyfikacja odbywa się na podstawie metodyk opracowanych przez KE, które określają m.in. standardowe poziomy bazowe, zasady obliczeń i wymogi dokumentacyjne; • weryfikacja prowadzona jest przez niezależne, akredytowane jednostki certyfikujące, które oceniają zgodność projektu z metodyką i kryteriami jakości; • KE ma przyjąć akty delegowane, które doprecyzują zasady monitorowania, raportowania i weryfikacji (MRV) dla różnych typów działań CDR; • możliwość korzystania z gotowych, uznanych procedur i metodyk, zamiast opracowywania od podstaw własnych, może doprowadzić do przyspieszenia wdrożeń projektów CDR; • postępująca z czasem standaryzacja wskutek ujednoczenia zasad w całej UE może ułatwić handel certyfikatami i porównywalność projektów CDR.
<p>Niski poziom świadomości sektora</p> <ul style="list-style-type: none"> • ograniczona znajomość technologii CDR; • brak wiedzy o regulacjach UE; • niedostateczna orientacja w możliwościach finansowania; • niska obecność tematu w debacie publicznej. 	<p>Promocja i edukacja w ramach wdrożeń CRCF</p> <ul style="list-style-type: none"> • promocja i edukacja stanowi warunek konieczny dla skutecznego funkcjonowania systemu; • upowszechnienie wiedzy o możliwościach certyfikacji działań CDR, zarówno wśród przedsiębiorców, jak i instytucji publicznych poprzez włączanie CRCF do strategii klimatycznych samorządów oraz programy szkoleń dla jednostek certyfikujących, doradców klimatycznych i przedstawicieli samorządów; • edukacja rolników, leśników i przedstawicieli sektora energetycznego na temat praktyk, które mogą generować certyfikowane jednostki pochłaniania CO₂, w tym tworzenie platform wiedzy i narzędzi cyfrowych, które umożliwią dostęp do metodyk, kalkulatorów emisji oraz przykładów dobrych praktyk; • budowanie zaufania społecznego do mechanizmów certyfikacji i ich wpływu na klimat oraz gospodarkę poprzez wspieranie instytucji edukacyjnych i badawczych w rozwijaniu programów nauczania dotyczących CDR i zrównoważonego rozwoju, kampanie medialne, dialog z interesariuszami lokalnymi.
<p>Trudności w finansowaniu projektów CDR</p> <ul style="list-style-type: none"> • niewystarczające mechanizmy publicznego wsparcia; • brak dedykowanych mechanizmów finansowania; • wysokie koszty inwestycyjne i operacyjne; • niepewność regulacyjna – nieuregulowany status prawny w zakresie wsparcia dla rozwoju CDR generujący istotną niepewność regulacyjną, utrudniając planowanie i inwestycje w tym obszarze. 	<p>Kredyty węglowe jako nowe źródło dochodu</p> <ul style="list-style-type: none"> • mogą stanowić nowe źródło dochodu dla rolników, leśników i przedsiębiorstw przemysłowych, wdrażających praktyki takie jak agroleśnictwo, rolnictwo regeneracyjne, zalesianie czy technologie BioCCS, DACCS i biowęgiel. Sprzedaż certyfikowanych jednostek pochłaniania CO₂ może stanowić dodatkowy strumień przychodów obok energii, biomateriałów czy produktów rolnych, zwiększając opłacalność inwestycji i skracając czas ich zwrotu. Projekty generujące kredyty węglowe mogą przyciągać kapitał od funduszy klimatycznych, inwestorów ESG i instytucji finansowych poszukujących zielonych aktywów; • dodatkowo program zakupowy UE otwiera szansę dla firm, gospodarstw rolnych i instytucji naukowych na monetyzację działań proklimatycznych, zwłaszcza w krajach takich jak Polska, które mają duży potencjał glebowy i rolniczy.

Źródło: Opracowanie własne.



W efekcie CRCF może nie tylko wesprzeć rozwój krajowych projektów CDR, ale również wzmocnić pozycję Polski w europejskiej polityce klimatycznej, umożliwiając jej aktywne uczestnictwo w transgranicznych mechanizmach redukcji emisji i sekwestracji dwutlenku węgla.

Źródła finansowania projektów CDR

Działania objęte zakresem CRCF mogą być finansowane z różnych źródeł, zarówno publicznych, jak i prywatnych – ponieważ głównym celem regulacji jest promowanie i wdrażanie technologii oraz praktyk CDR. Główne możliwości finansowania są następujące:

Finansowanie publiczne:

- **fundusze unijne** – projekty certyfikowane w ramach CRCF mogą ubiegać się o wsparcie z następujących programów UE:
 - **Horyzont Europa** (ang. *Horizon Europe*), czyli największy program badawczo-innowacyjny UE (z budżetem 95,5 mld EUR na lata 2021–2027), wspierający projekty, które rozwijają nowe technologie usuwania CO₂ (np. DAC, CCS, biosekwestracja), tworzą systemy monitorowania i weryfikacji pochłaniania emisji oraz integrują działania środowiskowe z transformacją cyfrową i energie-

tyczną. Projekty CDR mogą być realizowane jako część międzynarodowych konsorcjów badawczych, szczególnie w obszarze „Globalne wyzwania i europejska konkurencyjność przemysłowa”. Program EIC Transition, czyli instrument finansowy Europejskiej Rady ds. Innowacji (EIC) realizowany w ramach Horyzontu Europa, wspiera przejście od badań podstawowych do walidacji technologii i przygotowania ich do komercjalizacji. Umożliwia on rozwój technologii o poziomach gotowości technologicznej²⁵ od TRL 3/4 do TRL 5/6 i jest przeznaczony dla projektów, które bazują na wynikach wcześniejszych inicjatyw unijnych, tj. EIC Pathfinder²⁶, FET²⁷, ERC PoC²⁸;

- **Program LIFE**, czyli instrument finansowy UE dedykowany ochronie środowiska, przyrody i klimatu (z budżetem na lata 2021–2027 w wysokości 3,488 mld EUR w obszarze „Środowisko” i 1,944 mld EUR w obszarze „Działania na rzecz klimatu”), wspierający działania związane z rolnictwem regeneratywnym (węglowym), projekty zwiększające trwałość pochłaniania CO₂ przez ekosystemy, wdrażanie innowacyjnych rozwiązań w zakresie zarządzania gruntami i zielonej infrastruktury. LIFE jest szczególnie atrakcyjny dla właścicieli plantacji, samorządów i organizacji pozarządowych wdrażających lokalne inicjatywy zgodne z zasadami CRCF;

25 Skala TRL (ang. *Technology Readiness Level*), czyli poziomów gotowości technologicznej (PGT), określa stopień zaawansowania badań, prac lub produktu, od pomysłu do możliwości komercjalizacji, mierzy zdolność przeniesienia rozwiązania na rynek. Ta metoda umożliwia porównywanie poziomów rozwoju technologii w projektach z zupełnie różnych dziedzin naukowych. Skala TRL obejmuje 9 poziomów.

26 EIC Pathfinder to program finansowania badań naukowych i innowacji prowadzony przez Europejską Radę ds. Innowacji (ang. *European Innovation Council*) w ramach programu Horyzont Europa. Jego celem jest wspieranie przelomowych, wizjonerskich projektów badawczych, które mogą doprowadzić do powstania radykalnie nowych technologii.

27 Program FET (ang. *Future and Emerging Technologies*) to inicjatywa UE, która wspiera przelomowe badania naukowe i rozwój technologii o potencjale zmiany paradygmatów w nauce, gospodarce i społeczeństwie. FET finansuje bardzo obiecujące projekty badawcze wysokiego ryzyka, które mogą doprowadzić do powstania radykalnie nowych technologii. Jego celem jest wyjście poza utarte schematy i odkrycie zupełnie nowych ścieżek rozwoju.

28 ERC PoC (ang. *ERC Proof of Concept*) to specjalny grant Europejskiej Rady ds. Badań Naukowych (ang. *European Research Council*), który pomaga naukowcom przekształcić wyniki badań w praktyczne zastosowania – zarówno komercyjne, jak i społeczne.

- **Fundusz Innowacyjny** (ang. *Innovation Fund*), czyli jeden z największych na świecie programów wspierających przetomowe technologie klimatyczne (z budżetem na lata 2021–2027 szacowanym na 50 mld EUR), który finansuje rozwój i wdrażanie technologii wychwytywania i składowania CO₂, instalacje wykorzystujące odnawialne źródła energii oraz projekty zwiększające efektywność energetyczną i redukcję emisji gazów cieplarnianych. Fundusz Innowacyjny jest szczególnie istotny dla projektów o dużej skali (DACCS, BioCCS), które mogą wykazać mierzalne i trwałe efekty zgodne z zasadami Q.U.A.L.I.T.Y;
- **Europejski Fundusz Rolniczy Gwarancji** (EFRG), czyli mechanizm wsparcia finansowego sektora rolniczego oferujący m.in. zachęty do stosowania praktyk rolniczych korzystnych dla klimatu w ramach płatności bezpośrednich lub ekoschematów. Środki EFRG pochodzą z budżetu UE, choć ich realizacja odbywa się w systemie zarządzania dzielonego – państwa członkowskie uczestniczą w administrowaniu i kontroli.
- **Europejski Fundusz Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich** (EFRROW), czyli fundusz unijny działający w sektorze rolnictwa i rozwoju obszarów wiejskich, finansowany z budżetu UE w ramach II filaru Wspólnej Polityki Rolnej (WPR), wspierający m.in. wdrażanie innowacyjnych technologii służących trwałemu usuwaniu CO₂ (np. poprzez finansowanie inwestycji, szkoleń oraz projektów innowacyjnych), tj. przyspieszone wietrzenie skał (ERW) czy agroleśnictwo (w tym systemy rolno-leśne i premie środowiskowe). Podobnie jak w przypadku EFRG, realizacja odbywa się w systemie zarządzania dzielonego – państwa członkowskie wspólnie finansują część projektów (wkład krajowy), ale źródło podstawowe to budżet UE.
- **krajowe fundusze i programy klimatyczne** – państwa członkowskie mogą wspierać lokalne projekty poprzez (na przykładzie Polski):
 - **Krajowy Plan Odbudowy** (KPO), czyli polski program reform i inwestycji, będący częścią unijnego Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (ang. *Recovery and Resilience Facility*, RRF) z pakietu NextGenerationEU, w ramach którego możliwe jest finansowanie pilotażowych projektów CDR jako części transformacji energetycznej i klimatycznej;
 - **Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko** (FEnIKS), czyli program krajowy finansowany ze środków europejskich – głównie z Funduszu Spójności i Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR) w ramach polityki spójności UE na lata 2021–2027, który wspiera inwestycje w technologie ograniczające emisje i zwiększające pochłanianie CO₂, np. poprzez rekultywację terenów zielonych, rozwój biowęgla, wdrażanie technologii DAC, zwiększanie retencji węgla w glebie;
 - **Ulgi podatkowe na innowacje**, czyli mechanizmy w prawie podatkowym mogące wspierać przedsiębiorstwa inwestujące w Polsce w projekty i inicjatywy związane z technologiami CDR (ang. *Carbon Dioxide Removal*) i CCS (ang. *Carbon Capture and Storage*), które wpisują się w cele ESG (ang. *Environmental, Social, Governance*). Projekty te mogą obejmować m.in. opraco-

wanie nowych technologii wychwytywania i składowania CO₂, testowanie prototypów instalacji lub procesów, rozwój innowacyjnych metod certyfikacji. Wśród najważniejszych ulg należy wymienić: ulgę na prototyp, ulgę na robotyzację, ulgę na zatrudnienie innowacyjnych pracowników, możliwość łącznego stosowania ulgi B+R²⁹ i IP Box³⁰ oraz rozszerzoną ulgę B+R³¹;

- **Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW)**, który oferuje preferencyjne kredyty mogące zostać częściowo umorzone po osiągnięciu określonych efektów środowiskowych, np. pożyczki z niskim oprocentowaniem oferowane przez NFOŚiGW na projekty związane z sekwestracją dwutlenku węgla, zalesianiem i odbudową ekosystemów, wdrażaniem technologii DAC i CCS. W NFOŚiGW 2025 r. dostępne były m.in. programy: „Adaptacja do zmian klimatu i ochrona bioróżnorodności”, „Transformacja niskoemisyjna i redukcja emisji”, „Fundusz Modernizacyjny/KPO” oraz inicjatywy dla biomasy i biogazu (BioCCS);
- **Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK)**, który oferuje m.in. kredyt ekologiczny (FENG), gwarancję Biznesmax oraz gwarancje płynnościowe. Pożyczki preferencyjne i gwarancje kredytowe zmniejszają ryzyko inwestycyjne i mogą przyciągnąć kapitał prywatny.

- **Europejski Bank Inwestycyjny** – EIB Venture Debt, czyli specjalny instrument finansowania dłużnego o charakterze quasi-kapitałowym oferowany przez Europejski Bank Inwestycyjny (EIB), który jest kierowany do szybko rosnących, innowacyjnych firm w Europie (z sektora MŚP oraz tzw. mid-capów³²), które zazwyczaj są już po rundach finansowania typu venture capital i chcą przyspieszyć rozwój bez dalszego istotnego rozważania udziałów założycieli.

Finansowanie prywatne ESG:

- **inwestycje ESG i kredyty węglowe** bazujące na tym, że projekty CDR certyfikowane w ramach CRCF mogą przyciągać inwestorów zainteresowanych zrównoważonym rozwojem i zielonymi technologiami, tj. fundusze ESG i zielonych obligacji, firmy korporacyjne, instytucje finansowe i banki, inwestorzy prywatni i fundusze venture capital (VC)³³, zainteresowane technologiami przyszłości, takimi jak ERW, biowęgiel czy DACCS;
- **partnerstwa z korporacjami** opierające się na tym, że duże firmy mogą współfinansować projekty CRCF jako część swojej strategii neutralności klimatycznej i społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR). Generowanie kredytów węglowych zgodnych z unijnymi standardami CRCF, które mogą być wykorzystywane przez korporacje w dobrowolnych offsetach lub raportowaniu ESG, może pomóc

29 Ulgę B+R obejmuje koszty poniesione i związane m.in. z badaniami naukowymi i pracami rozwojowymi, jak np. wynagrodzeń pracowników wykonujących prace B+R czy ekspertyz.

30 Ulgę IP-Box to preferencyjne opodatkowanie dochodów z praw własności intelektualnej, które podlegają ochronie prawnej (np. patent, autorskie prawo do programu komputerowego) i zostały wytworzone, rozwinięte lub ulepszone w ramach prowadzonej przez podatnika działalności B+R.

31 Rozszerzona ulga B+R pozwala na odliczenie kosztów związanych z innowacjami i rozwojem technologii.

32 Mid-capy (ang. *mid-caps*), czyli „spółki o średniej kapitalizacji” to kategoria przedsiębiorstw, która w unijnych dokumentach i programach finansowych została wyodrębniona pomiędzy firmami MŚP (mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa) a dużymi firmami.

33 Venture capital (VC), nazywany także kapitałem wysokiego ryzyka lub funduszem podwyższonego ryzyka, to forma finansowania, w której inwestorzy (najczęściej wyspecjalizowane fundusze) lokują środki w młode, innowacyjne firmy o dużym potencjale wzrostu – w zamian za udziały w tych spółkach.

zwiększyć dostęp do innowacyjnych rozwiązań i partnerstw z sektorem naukowym, start-upami oraz lokalnymi społecznościami, przyczyniając się równocześnie do wzmocnienia wizerunku ich marki jako odpowiedzialnej i zaangażowanej w walkę ze zmianami klimatu.

Inne źródła:

- **crowdfunding ekologiczny**, polegający na zbieraniu środków od obywateli, organizacji i lokalnych społeczności na konkretne – głównie lokalne – inicjatywy środowiskowe. W kontekście CDR może to obejmować zalesianie i odtwarzanie terenów zielonych, tworzenie biowęgla z odpadów organicznych, regeneracyjne praktyki rolnicze (ang. *carbon farming*), budowę lokalnych instalacji DACCS lub magazynowania CO₂ w produktach;
- **zielone obligacje** (ang. *green bonds*), czyli specjalny rodzaj instrumentów dłużnych emitowanych przez instytucje finansowe, samorządy, rządy lub przedsiębiorstwa na rzecz finansowania lub refinansowania projektów środowiskowych (dotychczas głównie z zakresu energii odnawialnej, efektywności energetycznej, zrównoważonego transportu, gospodarki wodnej i odpadowej, ochrony bioróżnorodności) – emisje Skarbu Państwa³⁴, obligacje komunalne, obligacje korporacyjne, fundusze inwestycyjne z zielonym komponentem. Są one atrakcyjne dla inwestorów – poprzez możliwość lokowania kapitału w sposób zgodny z zasadami ESG, przy jednoczesnym uzyskiwaniu zwrotu finansowego, dla emitentów – dzięki zapewnieniu dostępu do no-

wej grupy inwestorów, możliwości poprawy ich wizerunku, a także często korzystniejszym warunkom finansowania. Jak i dla środowiska – stanowiąc realne wsparcie dla projektów. Mogą stać się jednym z kluczowych narzędzi finansowania projektów trwałego usuwania CO₂ z atmosfery – zarówno w skali lokalnej, jak i globalnej;

- **Breakthrough Energy Catalyst (BEC)**, czyli globalna platforma finansowania projektów klimatycznych, stworzona z inicjatywy Billa Gatesa i wspierana przez partnerów, tj. EIB i KE. Jej celem jest przyspieszenie wdrażania przemysłowych technologii klimatycznych (głównie DAC/DACCS, BioCCS, mCDR), które mają potencjał do znacznego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, ale są zbyt kosztowne, by konkurować z technologiami opartymi na paliwach kopalnych.

Unijny program zakupów CDR

KE prowadzi obecnie prace nad pierwszym programem zakupu jednostek trwałego pochłaniania CO₂ (ang. *EU Purchasing Programme for Permanent Carbon Removals*)³⁵, który ma na celu wspieranie rozwoju technologii oraz rynku CDR, generowanie publicznego i prywatnego popytu na wysokiej jakości trwałe pochłanianie (DACCS, BioCCS, ERW) oraz zapewnienie efektywnego i opłacalnego publicznego zarządzania CDR poprzez bezpośredni zakup certyfikowanych jednostek pochłaniania CO₂. W ramach prac KE rozważanych jest siedem wariantów politycznych dla programu zakupów UE, które mogą stanowić podstawę wdrożenia mecha-

34 Polska była pierwszym krajem na świecie, który w 2016 r. wyemitował zielone obligacje skarbowe na kwotę 750 mln EUR. W czerwcu 2025 r. Ministerstwo Finansów wyemitowało 12-letnie zielone obligacje o wartości 1,25 mld EUR w ramach programu EMTN.

35 European Commission: Directorate-General for Climate Action, Ecologic Institute, McDonald, H., Gardiner, J., Görlach, B. et al., An EU purchasing programme for permanent carbon removals – Assessment of policy options and recommendations for short-term policy design, Publications Office of the European Union, 2025, <https://data.europa.eu/doi/10.2834/8212975>; dostęp: 25.08.2025 r.)

nizmu wsparcia dla technologii CDR w latach 2025-2030:

- **Unijny klub nabywców** (ang. *EU coordinated Buyers' Club*) – publiczny program wdrażający mechanizm agregujący prywatny popyt na zakup trwałego CDR, finansowany przez prywatne firmy i wspierany finansowo (koszty operacyjne, finansowanie zalążkowe) przez KE;
- **Fundusz na rzecz pochłaniania UE** (ang. *EU Removals Fund*) – publicznie zarządzana inicjatywa do strategicznego zakupu technologii pochłaniania CO₂, na wzór Funduszu Innowacyjny i duńskiego NECCS;
- **Centralna agencja zamówień publicznych** (ang. *Centralised Procurement Agency*) – instytucja UE koordynująca zakupy pochłaniania CO₂ na zasadzie aukcji, minimalizująca koszty transakcji.
- **Instrument inwestycyjny** (ang. *Investment vehicle*) – publiczny, niezależny fundusz inwestycyjny łączący kapitał publiczny i prywatny oraz instrumenty ograniczające ryzyko w celu budowy rynku pochłaniania CO₂;
- **Niezależna fundacja** – prywatnie zarządzana organizacja non-profit, wspierająca rynek pochłaniania CO₂ przy użyciu mieszanego finansowania publiczno-prywatnego, działająca poza ograniczeniami typowymi dla sektora publicznego;
- **Centralny Bank Węglowy** (ang. *Carbon Central Bank, CCB*) – nowa i złożona, niezależna politycznie instytucja publiczna o szerokim mandacie do kształtowania rynku pochłaniania

dwutlenku węgla, funkcjonująca na zasadach podobnych do Europejskiego Banku Centralnego (EBC);

- **Mechanizm oparty na zasadach** (ang. *rule-based*) – obsługiwany przez agencję UE ograniczony mechanizm stabilizujący ceny pochłaniania CO₂ na rynkach pochłaniania i/lub EU ETS, inspirowany Rezerwą Stabilności Rynkowej (MSR).

Warto podkreślić, że koncepcja CCB wpisuje się w ideę Europejskiego Centralnego Banku Węglowego (ECCB)³⁶ zaproponowaną przez ekspertów CAKE/KOBiZE. Model ten zakłada powołanie niezależnej instytucji publicznej o szerokim mandacie do stabilizacji cen i ograniczania ryzyka, która miałaby zarządzać przyszłym rynkiem emisji w UE i zapewnić jego stabilność w perspektywie do 2050 r. Zapewnienie stabilności i przewidywalności cen uprawnień do emisji (EUA) oraz wdrożenie nowych mechanizmów, takich jak ETS2, CBAM i technologie wychwytywania CO₂, stworzyłoby sprzyjające warunki do rozwoju i skalowania technologii CDR w UE. W założeniu ECCB mógłby stabilizować rynek węglowy UE, równoważąc podaż EUA z certyfikowanymi jednostkami pochłaniania (CDR) i wysokiej jakości offsetami. Dedykowana rezerwa uwalniałaby jednostki stopniowo, aby zapobiegać szokom cenowym, a koordynacja z MSR pozwalałaby na elastyczne reagowanie na warunki rynkowe. System mógłby obejmować jednostki z rynków dobrowolnych (VCM) i globalnych systemów ETS (USA, Chiny), pod warunkiem spełnienia rygorystycznych kryteriów integralności, przechodząc od pasywnej korekty do aktywnego zarządzania cenami i wiarygodnością rynku.

36 R. Jeszke, S. Lizak, M. Rostaniec, M. Pyrka, European Central Carbon Bank (ECCB): Introducing the ECCB as the new institution to manage the future EU carbon market (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2025/06/KOBiZE_ECCB_Policy-Brief_final_26062025.pdf; dostęp: 04.11.2025 r.)

Każdy z zaproponowanych przez KE wariantów unijnego programu zakupów CDR został oceniony pod kątem swoich mocnych i słabych stron, przedstawionych poniżej w Tabeli 3.

Tabela 3. Jakościowa ocena opcji polityki programu zakupowego CDR w świetle obecnych założeń polityki klimatycznej

Kryteria oceny	Podkryteria	Wskaźnik / pytanie	Klub nabywców skoordynowany przez UE	Fundusz na rzecz pochłaniania UE	Centralna agencja zamówień publicznych	Instrument inwestycyjny	Niezależna fundacja	Centralny Bank Węglowy (CCB)	Mechanizm oparty na zasadach
Skuteczność	Wsparcie rozwoju technologii CDR i innowacji	Możliwość wspierania rozwoju wielu technologii / rodzajów pochłaniania	++	++	0	++	++	+	--
		Możliwość obsługi dużych obiektów (>1 MtCO ₂ eq)	+	+	0	+	+	+	-
	Rozwój rynku CDR	Możliwość gromadzenia prywatnych środków finansowych (poza ETS/RTS)	+	0	0	+	+	0	-
		Zdolność do rozwijania rynku (np. koordynacja, standaryzacja itp.)	+	+	0	+	+	++	--
Skuteczność	Popyt rynkowy na CDR: krótkoterminowy /średnioterminowy /długoterminowy	Możliwość generowania stałego popytu rynkowego na CDR w krótkim okresie	++	++	+	0	0	--	-
		Możliwość generowania stałego popytu rynkowego na CDR w średnim i długim okresie	+	+	0	0	+	+	0
	Zarządzanie publiczne	Nadzór publiczny	+	++	++	0	-	+	0
Efektywność	Koszty administracyjne	Niskie koszty administracyjne dla UE i zainteresowanych stron (państw członkowskich)	0	-	0	-	0	--	+
	Obciążenie administracyjne	Niskie koszty zgodności dla społeczności biznesowej, w tym także MŚP	+	+	+	0	0	+	-
	Efektywność dynamiczna	Zachęty do taniego pochłaniania z biegiem czasu	++	++	+	+	++	++	--
Spójność	Unikanie poważnych zmian w polityce	Wymóg gruntownej adaptacji ram regulacyjnych	+	++	+	0	-	--	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie European Commission: Directorate-General for Climate Action, Ecologic Institute, McDonald, H., Gardiner, J., Görlach, B. et al., An EU purchasing programme for permanent carbon removals – Assessment of policy options and recommendations for short-term policy design, Publications Office of the European Union, 2025, <https://data.europa.eu/doi/10.2834/8212975>

Biorąc pod uwagę rozważane opcje oraz ich charakterystyki, w perspektywie krótkoterminowej (2025–2030) KE rozważa program zakupów oparty o Fundusz na rzecz pochłaniania UE w połączeniu z Unijnym klubem nabywców oraz Centralną agencją zamówień publicznych.

Podsumowane i ocena możliwości finansowania technologii CDR w UE

Obecny system finansowania technologii CDR w Unii Europejskiej charakteryzuje się znaczną fragmentaryzacją i brakiem jednolitego podejścia. Mechanizmy wsparcia są rozproszone pomiędzy różne programy, fundusze i instrumenty finansowe, a ich dostępność oraz warunki zależą w dużej mierze od rodzaju stosowanej technologii oraz sektora, w którym jest ona wdrażana. Pomimo dostępnych narzędzi finansowych, rozwój CDR w Europie nadal napotyka na szereg barier systemowych, które wymagają kompleksowych reform. Przykładowo niski poziom wykorzystania narzędzi, tj. EIC Pathfinder czy EIB Venture Debt wskazuje na potrzebę lepszego dopasowania instrumentów do potrzeb rynku. Brakuje także rozwiązań umożliwiających rozwój trwałych i skalowalnych projektów CDR, szczególnie na wczesnych etapach rozwoju (TRL 1-6).



Obecny system finansowania technologii CDR w Unii Europejskiej charakteryzuje się znaczną fragmentaryzacją i brakiem jednolitego podejścia. Mechanizmy wsparcia są rozproszone pomiędzy różne programy, fundusze i instrumenty finansowe, a ich dostępność oraz warunki zależą w dużej mierze od rodzaju stosowanej technologii oraz sektora, w którym jest ona wdrażana.

Finansowanie projektów CDR stanowi trudne wyzwanie, szczególnie ze względu na wczesny etap rozwoju technologii i wysokie koszty początkowe. Obecne programy unijne (np. Horyzont Europa, EIC Transition) wspierają głównie bada-

nia i rozwój (TRL 1-6), natomiast komercjalizacja (TRL 7-9) opiera się głównie na ograniczonym dostępie do Funduszu Innowacji. Publiczne wsparcie przyznawane jest przeważnie w formie grantów w ramach konkurencyjnych naborów, co ogranicza liczbę beneficjentów i faworyzuje duże podmioty o ugruntowanej pozycji rynkowej. Tymczasem startupy technologiczne i podmioty z sektora MŚP są często zależne od inwestycji prywatnych, które preferują projekty o niskich nakładach kapitałowych. Niestety złożoność procedur i niskie szanse powodzenia mogą zniechęcać wiele firm do ubiegania się o finansowanie publiczne. Tym samym uzasadnione jest poszukiwanie innych form wsparcia dla rozwoju projektów CDR, zdolnych do dopełnienia aktualnych mechanizmów finansowania, tj.:

- pożyczki preferencyjne i gwarancje kredytowe, które zmniejszałyby ryzyko inwestycyjne i mogłyby przyciągnąć kapitał prywatny;
- granty dla klastrów przemysłowych, które wspierałyby współpracę, innowacje i rozwój infrastruktury;
- inne mechanizmy wsparcia, które mogłyby stymulować rozwój nowych technologii CDR i premiować zweryfikowane efekty usuwania CO₂, tj. kontrakty różnicowe, premie za efekty lub gwarantowane ceny zakupu kredytów węglowych.



Skutecznie zaprojektowane połączenie regulacji CRCF z programami zakupów kredytów węglowych może przyciągnąć dodatkowy kapitał publiczny i prywatny, wspierając rozwój technologii usuwania CO₂, jak również ich skalowanie na poziomie europejskim.

Skutecznie zaprojektowane połączenie regulacji CRCF z programami zakupów kredytów węglowych może przyciągnąć dodatkowy kapitał publiczny i prywatny, wspierając rozwój technologii usuwania CO₂, jak również ich skalowanie na poziomie europejskim.

Propozycja zintegrowanych ram finansowania dla rozwoju CDR w Polsce

Rozwój technologii usuwania dwutlenku węgla w Polsce wymaga nie tylko stworzenia odpowiednich ram regulacyjnych lecz przede wszystkim stabilnego, wielopoziomowego systemu finansowania.



Rozwój technologii usuwania dwutlenku węgla w Polsce wymaga nie tylko stworzenia odpowiednich ram regulacyjnych lecz przede wszystkim stabilnego, wielopoziomowego systemu finansowania.

System finansowania rozwoju projektów CDR mógłby opierać się na zestawie komplementarnych instrumentów finansowych i wdrożeniowych, obejmujących m.in.:

Dedykowane programy grantowe i pożyczki preferencyjne

- celowane wsparcie grantowe i preferencyjne pożyczki preferencyjne dla projektów CDR mogą pozwolić im przejść od etapu badań podstawowych, przez prototypowanie, aż po wdrożenia komercyjne. Kluczową rolę w tym

procesie mogą odegrać istniejące instytucje publiczne oraz wyspecjalizowane programy wspierające innowacje klimatyczne;

- projekty CDR mogą być finansowane przez krajowe instytucje, tj.:
 - **Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW)** – poprzez dotacje i pożyczki preferencyjne na projekty prośrodowiskowe, w tym pochłanianie CO₂, modernizację instalacji przemysłowych oraz projekty sekwestracji węgla w glebie i lasach, uruchomienie specjalnego programu priorytetowego dedykowanego do wsparcia inwestycji w CDR;
 - **Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR)** – poprzez finansowanie projektów badawczo-rozwojowych, obejmujących m.in. badania nad nowymi metodami CDR (np. DACCS, biowęgiel, ERW) oraz ich demonstracje w warunkach rzeczywistych, w ramach programów, tj. Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki (FENG)³⁷, GOSPOSTRATEG³⁸ czy Ścieżka SMART³⁹;
 - **Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości (PARP)** – w postaci wsparcia finansowego dla MŚP i startupów w zakresie wdrażania innowacji (umożliwiającego finansowanie m.in. zakupu sprzętu, testów pilotażowych czy wejścia na rynki zagraniczne), w tym inwestycji w technologie środowiskowe i gospodarkę o obiegu zamkniętym;

37 Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki 2021-2027 (FENG) to program operacyjny, który jest kontynuacją wcześniejszych programów – POIG (Innowacyjna Gospodarka 2007-2013) i POIR (Inteligentny Rozwój 2014-2020). FENG ma za zadanie pomóc przedsiębiorcom finansować cały proces B+R+I, wspierać przedsiębiorstwa na każdym etapie rozwoju, umożliwiać rozwój infrastruktury badawczo-rozwojowej, czy umożliwiać finansowanie projektów wysokiego ryzyka, wspierać „zieloną” i cyfrową transformację przedsiębiorstw. Budżet FENG to około 42,9 mld zł.

38 GOSPOSTRATEG to program finansowany przez NCBiR, który ma na celu wzrost wykorzystania rezultatów badań społeczno-ekonomicznych w kształtowaniu polityk rozwojowych. Zakładany całkowity budżet programu, w ramach którego realizowane są projekty obejmujące badania naukowe, prace rozwojowe oraz działania związane z wdrożeniami wynosi 500 mln zł.

39 Ścieżka SMART to flagowy instrument wsparcia w ramach programu FENG 2021-2027, skierowany głównie do mikro, małych i średnich przedsiębiorstw, ale także dostępny dla dużych firm i konsorcjów. Jego celem jest kompleksowe wsparcie innowacyjnych projektów, które przyczyniają się do rozwoju nowoczesnej, zielonej i cyfrowej gospodarki w Polsce. Całkowity budżet programu wynosi około 35 mld zł.

Zielone obligacje CDR

- obligacje emitowane przez państwo, jednostki samorządu terytorialnego (JST) lub jednolite, – w określonych przypadkach – instytucje publiczne i spółki komunalne, z przeznaczeniem na rozwój infrastruktury CDR (np. DACCS, biowęgiel, ERW);
 - środki z emisji obligacji mogą finansować m.in. instalacje DACCS, produkcję i zastosowanie biowęgla jako formy trwałego wiązania węgla w glebie, zastosowanie przyspieszonego wietrzenia skał (ERW) w rolnictwie, agroleśnictwo i zalesianie w połączeniu z systemami monitorowania pochłaniania CO₂ rozwój infrastruktury logistycznej i magazynowej dla pochłoniętego CO₂ (np. rurociągi, huby składowania);
 - możliwość współfinansowania, udzielania gwarancji kredytowych lub współfinansowania w formule *blended finance*⁴⁰ przez Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) w ramach polityki wspierania zielonej transformacji i innowacji klimatycznych lub Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR), szczególnie w przypadku projektów o charakterze regionalnym, obejmujących modernizację przemysłu i infrastrukturę niskoemisyjną.
- usunięcie jednej tony CO₂, która jest gwarantowana przez państwo;
 - jeśli rynkowa cena kredytów węglowych spadnie poniżej tej wartości, państwo jest zobowiązane dopłacić różnicę inwestorowi, natomiast jeśli cena rynkowa przewyższy ustalony poziom, inwestor musi oddać nadwyżkę do budżetu państwa, co zapobiegłoby nadmiernym zyskom i zwiększałoby akceptację społeczną mechanizmu;
 - mechanizm może stanowić zachętę dla inwestorów do budowy dużych instalacji DACCS lub BioCCS bez ryzyka cenowego.



Mechanizm „carbon contracts for difference” (CCfD), czyli dotacje czasowe

- państwo (lub inna wyznaczona do tego instytucja publiczna) może ustalić „cenę referencyjną” (ang. *strike price*), stanowiącą minimalną wartość, jaką inwestor otrzyma za
- **akceleratory klimatyczne**, które skupiałyby się na rozwoju programów przyspieszających rozwój młodych firm, oferującym mentoring, dostęp do laboratoriów, wsparcie w pozy-

Dedykowane ścieżki dla startupów klimatycznych i uczelni technicznych

⁴⁰ Finansowanie mieszane (ang. *blended finance*) to model, w którym kapitał publiczny (np. środki rządowe, fundusze unijne, granty rozwojowe) jest łączy z kapitałem prywatnym (np. inwestycje firm, funduszy VC, banków komercyjnych) w ramach jednego przedsięwzięcia. Celem jest zmobilizowanie większej skali inwestycji w projekty o istotnym znaczeniu społecznym, środowiskowym lub rozwojowym, które w innym przypadku mogłyby być zbyt ryzykowne lub mało opłacalne dla sektora prywatnego.

skaniu inwestorów oraz możliwość testowania rozwiązań w środowisku rzeczywistym (ang. *living labs*⁴¹);

- **ścieżki akademickie**, które poprzez granty i konkursy dla zespołów badawczych z uczelni technicznych, umożliwiałyby komercjalizację wyników badań, tworzenie spin-offów⁴² i współpracę z przemysłem;
- **programy międzynarodowe**, które w ramach udziału w inicjatywach UE, tj. EIT Climate-KIC, Horyzont Europa czy Fundusz Innowacyjny, oferowałyby zarówno finansowanie, jak i dostęp do sieci partnerów technologicznych w całej Europie.

Rola CRCF w systemie finansowania projektów CDR w Polsce będzie znacząca, gdyż utoruje drogę do rozwoju nowych możliwości biznesowych w różnych sektorach gospodarki. To właśnie CRCF, pełniąc rolę łącznika między nauką, biznesem, finansami i polityką klimatyczną, stanowić będzie element finalnie nadający wartość rynkową działaniom usuwającym CO₂ i umożliwiającą ich integrację z mechanizmami finansowymi.



Rola CRCF w systemie finansowania projektów CDR w Polsce będzie znacząca, gdyż utoruje drogę do rozwoju nowych możliwości biznesowych w różnych sektorach gospodarki. To właśnie CRCF, pełniąc rolę łącznika między nauką, biznesem, finansami i polityką klimatyczną, stanowić będzie element finalnie nadający wartość rynkową działaniom usuwającym CO₂ i umożliwiającą ich integrację z mechanizmami finansowymi.

Dzięki CRCF, który zapewni jednolitą certyfikację i przejrzystość, możliwe będzie precyzyjne rozliczanie efektów klimatycznych, zwiększenie zaufania inwestorów i instytucji finansowych oraz stworzenie rynku wysokiej jakości kredytów usuniętego CO₂.

Wnioski: CRCF jako system zmiany

Należy podkreślić, że CRCF to kluczowy techniczny „framework” transformacji klimatycznej i regulacyjnej UE. To kompleksowy system, który ma szansę:

- ustanowić pierwszy unijny standard i rynek dla projektów w zakresie CDR;
- wygenerować wyraźny sygnał cenowy, umożliwiający realną rynkową wycenę i komercjalizację projektów CDR;
- przekształcić rynek dobrowolny w obszarze pochłaniania i usuwania CO₂ w bardziej wiarygodny mechanizm, docelowo coraz bardziej powiązany z rynkiem regulowanym (ang. *compliance market*);
- umożliwić obywatelom i firmom rzeczywistą kontrybucję w proces osiągnięcia neutralności klimatycznej.



CRCF to kluczowy techniczny „framework” transformacji klimatycznej i regulacyjnej UE.

Aby technologie CDR mogły wnieść swój należny wkład w osiągnięcie neutralności klimatycznej

41 „Żywe laboratoria” (ang. *living labs*) to innowacyjne środowiska, w których użytkownicy, naukowcy, firmy, instytucje publiczne i społeczności lokalne współtworzą, testują i rozwijają nowe rozwiązania – często w warunkach rzeczywistych, a nie tylko laboratoryjnych.

42 Spin-offy to firmy lub przedsięwzięcia wydzielone z większej organizacji – najczęściej uczelni, instytutu badawczego lub korporacji – w celu komercjalizacji innowacyjnych pomysłów, technologii lub wyników badań. Przyczyniają się do przyspieszania transferu technologii z nauki do gospodarki, wzmacniania innowacyjności i konkurencyjności regionów, tworzenia miejsc pracy w sektorach zaawansowanych technologii oraz umożliwiającą pozyskiwanie inwestorów i grantów (np. z Horyzontu Europa). Przykładowe polskie spin-offy to Warsaw Genomics (Uniwersytet Warszawski), PolITREG (Gdański Uniwersytet Medyczny), UAVS Poland (AGH w Krakowie), Advanced Graphene Products (Politechnika Łódzka).

na szczeblu UE do 2050 r., konieczne jest stworzenie stabilnego, przewidywalnego i wieloletniego systemu wsparcia, który obejmie wszystkie etapy rozwoju projektów – od fazy badań i demonstracji, aż po komercyjne zastosowanie. CRCF musi stanowić fundament jakościowy tego systemu, zapewniając jednolite unijne standardy certyfikacji dla różnych metod CDR – począwszy od rolnictwa węglowego, przez magazynowanie CO₂ w produktach, po trwałe usuwanie CO₂ w instalacjach przemysłowych. Sama certyfikacja jednak nie wystarczy. Aby umożliwić stabilny rozwój technologii CDR w UE, konieczne jest wdrożenie spójnych instrumentów finansowych i regulacyjnych, które – w oparciu o standardy jakości i certyfikacji CRCF – zapewnią przewidywalność i bezpieczeństwo inwestycyjne.



Aby umożliwić stabilny rozwój technologii CDR w UE, konieczne jest wdrożenie spójnych instrumentów finansowych i regulacyjnych, które – w oparciu o standardy jakości i certyfikacji CRCF – zapewnią przewidywalność i bezpieczeństwo inwestycyjne.

Strategiczne obszary to:

- **ewolucja rynku CDR**, czyli stopniowe przejście od obecnego rynku dobrowolnego (VCM) do regulowanego, w którym certyfikowane jednostki CDR, zgodne z wymogami CRCF, mogłyby być włączane do EU ETS lub krajowych mechanizmów rozliczeniowych. Równoległe należy rozwijać krajowe programy zakupowe CO₂, oparte na długoterminowych kontraktach, które zagwarantują popyt na certyfikowane usuwanie CO₂;
- **stabilność polityczna i budżetowa**, ponieważ zapewnienie ciągłości finansowania

badań, projektów pilotażowych i wdrożeń CDR w warunkach zmiennych priorytetów geopolitycznych i gospodarczych będzie kluczowe. Wsparcie powinno obejmować zarówno środki unijne, jak i krajowe, z gwarancją wieloletniego horyzontu inwestycyjnego, co umożliwi projektom CDR certyfikowanym w ramach CRCF skuteczne planowanie w perspektywie dekad;

- **integracja z celami klimatycznymi UE** polegająca na założeniu, że technologie CDR certyfikowane w ramach CRCF powinny zostać uznane za jeden z filarów Europejskiego Zielonego Ładu. Ich rozwój musi wspierać transformację klimatyczną UE, przyspieszać dekarbonizację sektorów trudnych do redukcji emisji (ang. *hard-to-abate*) oraz stymulować innowacje technologiczne w całej unijnej gospodarce.

Gdy spojrzymy na CRCF nie przez pryzmat unijnej regulacji prawnej, lecz jako impuls do budowy nowoczesnej, niskoemisyjnej gospodarki, możemy otworzyć drogę zarówno do poprawy stanu klimatu, jak i do wzmocnienia unijnej pozycji w globalnej transformacji ku zrównoważonemu rozwojowi. Wymaga to jednak zachowania strategicznego podejścia.

Kluczowe jest stworzenie stabilnych i ambitnych ram finansowania, bez których rozwój technologii CDR pozostanie jedynie w fazie budowy niszowych projektów pilotażowych. Jeśli Polska chciałaby wykorzystać CRCF jako dźwignię swojej konkurencyjności, potrzebuje systemu finansowego, który będzie równie nowoczesny, jak same technologie – wspierający innowacje, eksport rozwiązań i budowę zrównoważonej gospodarki na rynku UE i globalnie.

BIBLIOGRAFIA:

Publikacje elektroniczne i raporty:

- 1 A Union certification framework for carbon removals, European Parliamentary Research Service, (https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/739312/EPRS_BRI%282023%29739312_EN.pdf; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 2 Bridging the Gap: Durable CDR Market Pricing Survey, CDR.fyi (<https://www.cdr.fyi/reports/pricing-survey-jan-2025.pdf>; dostęp: 04.11.2025 r.)
- 3 C. Trompoukis, K. Koponen, J. Elfving, C. Bajamundi, A. Deliukov, A. Kila, J. Bormans, The role of Direct Air Capture technologies in the EU's decarbonisation effort, (https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2025/772477/ECTI_ATA%282025%29772477_EN.pdf; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 4 Carbon Removals and Carbon Farming in a nutshell, European Commission (https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-removals-and-carbon-farming_en#carbon-removals-and-carbon-farming-in-a-nutshell; dostęp: 22.08.2025 r.)
- 5 Carbon Removals and Carbon Farming Regulation (CRCF), Carbon Gap Policy Tracker, (<https://tracker.carbongap.org/funding/database/#eu-programmes/>; dostęp: 22.08.2025 r.)
- 6 Co to jest CSR? Koncepcja Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw, CSR Poland (<https://csrpoland.pl/co-to-jest-csr/>; dostęp: 26.08.2025 r.)
- 7 EU emissions trading system for maritime, aviation and stationary installations and market stability reserve – review, konsultacje publiczne, European Commission (https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14549-EU-emissions-trading-system-for-maritime-aviation-and-stationary-installations-and-market-stability-reserve-review_en; dostęp: 15.09.2025 r.)
- 8 European CDR funding tracker, Carbon Gap Policy Tracker, (<https://tracker.carbongap.org/funding/>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 9 European Commission: Directorate-General for Climate Action, Ecologic Institute, H. McDonald, J. Gardiner, B. Görlach et al., An EU purchasing programme for permanent carbon removals – Assessment of policy options and recommendations for short-term policy design, Publications Office of the European Union (<https://data.europa.eu/doi/10.2834/8212975>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 10 European Commission: Directorate-General for Climate Action, Ramboll Management Consulting, C. Marton, N. Bert, J. Steinmann et al., Funding EU carbon removals – Assessment of existing EU funding programmes and new funding models to increase carbon removal supply, Publications Office of the European Union (<https://data.europa.eu/doi/10.2834/7897019>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 11 Feedback on EU emissions trading system for maritime, aviation and stationary installations, and market stability reserve – review, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, (https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14549-EU-emissions-trading-system-for-maritime-aviation-and-stationary-installations-and-market-stability-reserve-review/F3571523_en; dostęp: 15.09.2025 r.)
- 12 G. F. Nemet, M. R. Edwards, J. Greene, L. Dayathilake, Z. H. Thomas, K. Surana, K. M. Kennedy, A. Zaiser, B. S. Probst, Chapter 3: Demonstration and upscaling, [w:] The State of Carbon Dioxide Removal 2024 – 2nd Edition, red. S. M. Smith et al., (<https://portal.stateofcdr.org>; dostęp: 26.08.2025 r.)
- 13 Growth through removals: Making greenhouse gas removals a vibrant part of the UK economy, Carbon Gap, (<https://carbongap.org/growth-through-removals-making-greenhouse-gas-removals-a-vibrant-part-of-the-uk-economy/>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 14 Investment need & support mechanisms for scaling CDR in Germany and Europe, Boston Consulting Group, (250627_bcgxdvne_cdr_investment_and_support_mechanisms_vfinal-180.0e6b42f8b733.pdf; (dostęp: 25.08.2025 r.))
- 15 J. Szafran, Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej z funduszy i programów Unii Europejskiej z perspektywy samorządu terytorialnego, Optimum. Economic Studies 2023, Nr 3(113), s. 106–120 (<https://doi.org/10.15290/oes.2023.03.113.08>; dostęp: 26.08.2025 r.)
- 16 K. Kwizdiński, M. Dusito, Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2025 (<https://www.forum-energii.eu/download/pobierz/transformacja-energetyczna-polski-edycja-2025>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 17 K. Mirończuk, Rolnictwo regeneratywne to przyszłość. Jak przeprowadzić zmianę i mieć wyższe zyski? (<https://www.money.pl/gospodarka/rolnictwo-regeneratywne-to-przyszlosc-jak-przeprowadzic-zmiane-i-miec-wyzsze-zyski-6940755250489984a.html>; dostęp: 26.08.2025 r.)
- 18 N. Meyer-Ohlendorf et al., EU Policies and Measures to Incentivise Carbon Removals, Ecologic Institute, Berlin (<https://www.ecologic.eu/19177>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 19 Poland's policy progress. Carbon Removal in Poland – National Policy Overview, Carbon Gap Policy Tracker (<https://tracker.carbongap.org/funding/database/#eu-programmes/>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 20 Poland's recovery and resilience plan, European Commission (https://commission.europa.eu/business-economy-euro/economic-recovery/recovery-and-resilience-facility/country-pages/polands-recovery-and-resilience-plan_en; dostęp: 22.08.2025 r.)
- 21 Przedsiębiorstwa a zrównoważony rozwój, Consilium (<https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/corporate-sustainability/>; dostęp: 26.08.2025 r.)
- 22 R. Jeszke, S. Lizak, M. Rosłaniec, M. Pyrka, European Central Carbon Bank (ECCB): Introducing the ECCB as the new institution to manage the future EU carbon market (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2025/06/KOBIZE_ECCB_Policy-Brief_final_26062025.pdf; dostęp: 04.11.2025 r.)
- 23 Rising to the challenge: Funding CDR research, development & innovation for a net zero competitive EU, Carbon Gap, (<https://carbongap.org/rising-to-the-challenge-funding-cdr-research-development-innovation-for-a-net-zero-competitive-eu/>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 24 Strony informacyjne dostępne w domenie www.gov.pl (dostęp: 26.08-14.11.2025 r.)
- 25 The Carbon Removal Certification Framework: Europe's Blueprint for Net-Zero, CarbonFuture Magazine (<https://carbonfuture.eu/crcf-blueprint-2025>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 26 Understanding the EU's new Carbon Removal Certification Framework, Senken (<https://www.senken.io/blog/the-eus-carbon-removal-certification-framework-crcf>; dostęp: 25.08.2025 r.)
- 27 Unijne prawo o klimacie to nowe cele na 2040 r., European Commission (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_25_1687; dostęp: 15.09.2025 r.)

Akty prawne UE:

- 28 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2464 z 14.12.2022 r. zmieniająca rozporządzenie (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, 2006/43/WE i 2013/34/UE w odniesieniu do sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstw (Dz.Urz. UE L 322)
- 29 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/2088 z 27.11.2019 r. w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych (Dz.Urz. UE.L.2019.317.1.)
- 30 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z 10.05.2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz.Urz. UE L 130)
- 31 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/3012 z 27.11.2024 r. w sprawie certyfikacji usuwania dwutlenku węgla (Dz.Urz. UE L 2024/3012)



Paryski mechanizm kredytowania redukcji emisji PACM nabiera rozpędu

Autor:

Piotr Dombrowicki, Zespół Instrumentów Polityki Klimatycznej,
Centrum Polityki Klimatycznej i Mechanizmów Redukcji Emisji, KOBIZE

Paryski mechanizm kredytowania redukcji emisji PACM nabiera rozpędu



Autor:
Piotr Dombrowicki

Słowa kluczowe: PACM, Porozumienie z Paryża, offset, Artykuł 6

Streszczenie

Po kluczowych decyzjach przyjętych podczas COP29 w Baku, mechanizm PACM (ang. *Paris Agreement Crediting Mechanism*) – nowy globalny mechanizm generowania jednostek redukcji emisji w ramach artykułu 6.4 Porozumienia Paryskiego – wszedł w fazę wdrożeniową. Ciało Nadzorujące Mechanizm SBM (ang. *Supervisory Body of the Mechanism*) stoi obecnie przed zadaniem jego praktycznej operacjonalizacji. Choć elementy polityczne zostały uzgodnione w Baku, techniczna architektura – w szczególności standardy dotyczące ustalania linii bazowych, dodatkowości, ucieczki emisji i trwałości redukcji – jest wciąż do-

pracowywana. W miarę przechodzenia PACM z fazy opracowywania zasad do wdrożenia, jego rozwój stanie się testem wiarygodności międzynarodowej współpracy rynkowej w ramach Porozumienia Paryskiego. Jeśli odpowiednie warunki zostaną spełnione, PACM może stać się globalnym wzorcem integralności, wyznaczającym standardy zarówno dla rynków obowiązkowych, jak i dobrowolnych. Ewolucja mechanizmu pokaże, czy Porozumienie Paryskie potrafi dostarczyć ramy dla współpracy klimatycznej, która będzie nie tylko skuteczna, ale i sprawiedliwa.



PACM wchodzi w fazę wdrożeniową

Po kluczowych decyzjach przyjętych podczas COP29 w Baku (2024)¹, mechanizm PACM (ang. *Paris Agreement Crediting Mechanism*) – nowy globalny mechanizm generowania jednostek redukcji emisji w ramach artykułu 6.4 Porozumienia Paryskiego – wszedł w fazę wdrożeniową.



Po kluczowych decyzjach przyjętych podczas COP29 w Baku (2024)¹, mechanizm PACM (ang. Paris Agreement Crediting Mechanism) – nowy globalny mechanizm generowania jednostek redukcji emisji w ramach artykułu 6.4 Porozumienia Paryskiego – wszedł w fazę wdrożeniową.

Oczekiwania wobec tego mechanizmu są ogromne: wielu obserwatorów postrzega go jako prawowitego następcę mechanizmu czystego rozwoju (CDM – ang. Clean Development Mechanism) z ery Protokołu z Kioto, a jednocześnie jako jakościowy krok naprzód w kierunku nowej generacji systemów typu *baseline-and-credit*, łączących integralność środowiskową z celami Porozumienia Paryskiego.

Ciało Nadzorujące Mechanizm (SBM – ang. Supervisory Body of the Mechanism) stoi obecnie przed zadaniem jego praktycznej operacjonalizacji. Choć elementy polityczne zostały uzgodnione w Baku, techniczna architektura – w szczególności standardy dotyczące ustalania linii bazowych, dodatkowości, ucieczki emisji i trwałości redukcji

– jest wciąż dopracowywana. To właśnie te standardy stanowią fundament wiarygodności PACM i przesądzą, czy mechanizm dostarczy rzeczywistych, dodatkowych i weryfikowalnych efektów redukcji emisji zgodnych z celami temperaturowymi Porozumienia Paryskiego.

Dwa kamienie milowe na początku roku 2025 znacząco przyspieszyły ten proces. Standard dotyczący ustalania linii bazowych (ang. *baselines*) wprowadził konserwatywne i dynamiczne podejście, które zapewnia, że poziomy odniesienia będą odzwierciedlały rosnący poziom ambicji. W standardzie zapisano obowiązek tzw. „downward adjustment” – zawężania linii bazowej o co najmniej 1% rocznie, co zapobiega stagnacji i wspiera zgodność z długoterminowym celem temperaturowym Porozumienia Paryskiego². Odrzucono propozycje wprowadzania wyjątków dla projektów o niskim potencjale ekonomicznym, utrzymując zasadę metodologicznej spójności i integralności środowiskowej.

Standard dotyczący dodatkowości (ang. *additionality*) uzupełnia ten system, zapewniając, że działania redukujące emisje wykraczają poza obowiązujące przepisy i powszechną praktykę³. Wprowadzono okresową weryfikację, do której będzie dochodzić przy odnawianiu okresu kredytowania – w celu potwierdzenia dalszej dodatkowości w kontekście zmieniających się polityk krajowych. Razem te dwa dokumenty tworzą metodologiczną podstawę integralności PACM i sygnalizują odejście od zbyt liberalnych rozwiązań znanych z wcześniejszych systemów kredytowania redukcji emisji.

1 UNFCCC (2024). Decyzja COP 29 przyjęta w Baku: Matters relating to Article 6 of the Paris Agreement. (https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Key-Outcomes-from-COP29_Article-6-of-the-Paris-Agreement.pdf; dostęp 24.10.2025 r.)

2 UNFCCC (2025). A6.4-SBM016-A12: Standard for Baseline Setting under the Article 6.4 Mechanism. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM016-A12.pdf>; dostęp 24.10.2025 r.)

3 UNFCCC (2025). A6.4-SBM015-A11: Standard for Demonstrating Additionality under the Article 6.4 Mechanism. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM015-A11.pdf>; dostęp 24.10.2025 r.)

4 UNFCCC (2025). A6.4-SBM016-A13: Standard for Addressing Leakage. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM016-A13.pdf>; dostęp 24.10.2025 r.)

Trzecim kluczowym dokumentem jest standard dotyczący tzw. leakage (ucieczki emisji), przyjęty w maju 2025 r⁴. Określa on zasady identyfikacji i uwzględniania emisji powstających poza granicami projektu. Dzięki konserwatywnym założeniom i przejrzystym wymogom monitoringu, standard ten gwarantuje, że deklarowane korzyści klimatyczne nie będą przeszacowane.

Regulacje dotyczące działań pochłaniających – nowe decyzje Ciała Nadzorującego

Osiemnaste posiedzenie Ciała Nadzorującego (SBM), które odbyło się w październiku 2025 r., było przełomowe dla działań związanych z pochłanianiem dwutlenku węgla. Głównym punktem obrad było przyjęcie standardu dotyczącego trwałości redukcji emisji i odwracalności efektów – tzw. Reversal Standard. Dokument ten określa sposób zarządzania ryzykiem odwrócenia efektów dla projektów magazynujących dwutlenek węgla, takich jak zalesienia, biowęgiel czy rolnictwo regeneratywne⁵.

Po kilku miesiącach konsultacji i otrzymaniu ponad 10 000 stron uwag interesariuszy, SBM przyjęło standard wraz z notą koncepcyjną wprowadzającą dodatkowe elementy regulacyjne. Ostateczny wynik odzwierciedla pragmatyczny kompromis:

- Okres monitorowania po zakończeniu kredytowania (PCM – ang. Post-Crediting Monitoring) – jego długość nie została określona odgórnie, lecz będzie definiowana indywidualnie w metodykach, uzasadniona przez wnioskodawców i zatwierdzana przez Panel Ekspertów Metodycznych (MEP – ang. Methodologies Expert Panel) oraz SBM.

- Próg nieznacznego ryzyka odwrócenia – definicja „negligible risk” również będzie ustalana na poziomie metodyk, przy użyciu opracowanego przez MEP narzędzia znanego pod nazwą „Reversal Risk Assessment Tool”.
- Zabezpieczenia finansowe – uczestnicy projektów będą mogli zakończyć obowiązek monitorowania w okresie PCM, jeśli przedstawią wystarczające ubezpieczenie lub równoważne gwarancje finansowe zaakceptowane przez SBM.

Decyzje te spotkały się z mieszanymi reakcjami:

- organizacje takie jak The Nature Conservancy (TNC) czy International Emissions Trading Association (IETA)⁶ przyjęły je pozytywnie, uznając za kompromis między integralnością a praktycznym wdrażaniem,
- natomiast niektórzy, np. Carbon Market Watch (CMW)⁷ wyrazili obawy, że presja ze strony uczestników rynku doprowadziła do osłabienia rygoru naukowego i „upolitycznienia” procesu decyzyjnego.



Element PCM był najprawdopodobniej najbardziej kontestowanym i kontrowersyjnym aspektem w debacie poprzedzającej dyskusję przez Ciało Nadzorujące. Wcześniejsze projekty regulacji, opracowane na spotkaniu przez MEP proponowały, że okres PCM nie będzie miał daty końcowej, zapis któremu szczególnie oponowali zwolennicy rozwiązań typu nature-based solutions.

Element PCM był najprawdopodobniej najbardziej kontestowanym i kontrowersyjnym aspek-

5 UNFCCC (2025). A6.4-A13: Standard on Addressing Non-Permanence and Reversals. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM018-A13.pdf>; dostęp 24.10.2025 r.)

6 <https://www.ieta.org/news/ieta-position-on-the-article-6-4-supervisory-body-decision-at-bonn>; (dostęp 24.10.2025 r.)

7 <https://carbonmarketwatch.org/2025/10/15/un-carbon-market-drops-the-ball-on-permanence/>; (dostęp 24.10.2025 r.)

tem w debacie poprzedzającej dyskusję przez Ciało Nadzorujące. Wcześniejsze projekty regulacji, opracowane na spotkanie przez MEP proponowały, że okres PCM nie będzie miał daty końcowej, zapis któremu szczególnie oponowali zwolennicy rozwiązań typu nature-based solutions.

Warto podkreślić, że w wielu publikacjach naukowych w tematyce trwałości projektów pochłaniających dwutlenek węgla postulowano o rozwiązania dla PACM, które miałyby zapewnić spójność z najlepszymi praktykami, gdzie okres monitorowania miałby być określony na co najmniej 100 lat⁸. W toku obrad SBM rozważano różne długości okresu monitorowania – od 60 do 100 lat – jednak nie osiągnięto w tej kwestii konsensusu.

Ostateczna decyzja odrzuca koncepcję monitorowania bezterminowego, ale nie określa konkretnego okresu, pozostawiając tę kwestię do rozstrzygnięcia w konkretnych metodykach. Umożliwi to podejście zindywidualizowane do danego typu projektu, jednak może budzić pewne wątpliwości co do spójności podejścia i potencjalnie obniżonego rygoru w proponowanych podejściach metodycznych.

SBM planuje ponownie przeanalizować standard po uzyskaniu doświadczeń z pierwszych wdrożeń, z możliwością wprowadzenia ujednoczonego progu ryzyka i czasu monitorowania.

Równoległe przyjęto również narzędzie dotyczące wyznaczania powszechnych praktyk (ang. *Common Practice Analysis Tool*), kończąc tym samym ramy dla oceny dodatkowości działań w ramach PACM. Narzędzie to wprowadza zróżnicowane po-

dejście dla krajów najstabilniej rozwiniętych (LDC) i małych państw wyspiarskich (SIDS), odzwierciedlając zasadę equity w ramach artykułu 6.4⁹.

Projekty przejściowe z CDM – integralność i kontrowersje

Przenoszenie projektów z Mechanizmu Czystego Rozwoju do PACM pozostaje jednym z najbardziej kontrowersyjnych elementów nowego systemu. Choć proces ten został politycznie przesądzony podczas COP26 w Glasgow (2021)¹⁰, wielu obserwatorów wskazuje, że liczne projekty CDM charakteryzowały się przeszacowanymi liniami bazowymi i ograniczoną dodatkowością.

Ciało Nadzorujące odnotowało zgłaszane zastrzeżenia dotyczące integralności, jednocześnie podkreślając, że działa w ramach politycznych wytycznych przyjętych przez Strony na konferencjach COP. Mimo tego ostatnie dyskusje – szczególnie w odniesieniu do projektów związanych z czystym gotowaniem (ang. *cookstoves*) – pokazują, że SBM jest skłonne przyjąć bardziej stanowcze podejście. Ciało odniosło się w szczególności do problemu wskaźników frakcji nieodnawialnej biomasy (fNRB) stosowanych w metodykach dotyczących czystego gotowania. Wysokie wartości fNRB mogą prowadzić do zawyżania wolumenu przyznawanych kredytów poprzez przyjmowanie założeń o większych negatywnych skutkach tradycyjnego wykorzystania biomasy. W celu przeciwdziałania ryzyku nadmiernego kredytowania SBM uzgodniło, że tego rodzaju projekty będą zobowiązane do aktualizacji czynników emisyjnych w oparciu o aktualne dane, co zapobiegnie nad-

8 Michaelowa, A., Keßler, J., Dalfiume, S., & Ahonen, H.-M. (2025). Reversal risk and buffer pool contribution analysis. Perspectives Climate Group GmbH. (https://www.carbon-mechanisms.de/fileadmin/media/dokumente/PCG_Reversal_Risk_Paper_20250616.pdf; dostęp: 24.10.2025 r.)

9 UNFCCC (2025). A6.4-SBM018-A15: Common Practice Analysis Tool. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM018-A15.pdf>; dostęp: 24.10.2025 r.)

10 UNFCCC (2021). Decision 3/CMA.3, Guidance on the Mechanisms under Article 6 of the Paris Agreement (Glasgow) (https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf#pag_29; dostęp: 24.10.2025 r.)

miernemu wydawaniu jednostek i wyznaczy kierunek konserwatywnego traktowania projektów dziedziczonych z mechanizmu CDM.

Formalnie projekty przechodzące tzw. tranzycję będą objęte rygorystycznymi limitami czasowymi. Te, które nadal stosują dotychczasowe metodyki CDM, będą mogły wydawać kredyty wyłącznie za redukcje emisji zrealizowane do dnia 31 grudnia 2025 r. Później muszą przejść na nowe metodyki zatwierdzone w ramach PACM, zgodne z aktualnymi standardami dotyczącymi linii bazowych i dodatkowości.

Należy również odnotować, że SBM na swoim 18. posiedzeniu zrewidowało standard w zakresie przenoszenia działań CDM¹¹, wydłużając termin dla projektów posiadających autoryzację państwa-gospodarza do 31 grudnia 2026 r. na złożenie wymaganych informacji uzupełniających niezbędnych do przeprowadzenia tranzycji. Wiele projektów, które otrzymało już zgodę państwa goszczącego na przeniesienie w ramy PACM, wyraziło konieczność zapewnienia dodatkowego czasu, aby uzupełnić niezbędne informacje, w tym te w odniesieniu do elementów zrównoważonego rozwoju.



Wyzwania finansowe mechanizmu

Kolejnym kluczowym zagadnieniem omawianym w tym roku przez Ciało Nadzorujące była stabilność finansowa mechanizmu. Pomimo ambitnych celów wdrożeniowych PACM wciąż nie posiada stabilnych źródeł samofinansowania i stał przed perspektywą potencjalnego deficytu budżetowego już na początku roku 2026.

Ciało Nadzorujące przyjęło dwuletni plan finansowy¹², obejmujący podstawowe koszty operacyjne i wdrożeniowe, mimo że nie wszystkie źródła finansowania zostały na ten czas zabezpieczone. Aby wypełnić lukę budżetową, rozważane były m.in. możliwości przeniesienia pozostałych środków z funduszu powierniczego CDM (ang. *CDM Trust Fund*) oraz uruchomienia dobrowolnych wkładów od Stron Porozumienia Paryskiego. Decyzja o kontynuacji wdrożenia przy częściowo niepewnym finansowaniu podkreśla zarówno pilną potrzebę utrzymania dynamiki prac nad mechanizmem, jak i jego bieżącą zależność od tymczasowych rozwiązań finansowych.

Do czasu, gdy mechanizm osiągnie pełną zdolność samofinansowania, jego stabilność finansowa będzie w dużej mierze uzależniona od decyzji podejmowanych przez Strony podczas corocznych szczytów klimatycznych. To tam formalnie mogą zostać podjęte decyzje o przeznaczeniu środków z innych systemów prowadzonych pod auspicjami ONZ – takich jak wygaszany mechanizm CDM – na realizację PACM. Podobne rozwiązanie przyjęto już wcześniej podczas szczytu COP w Glasgow, kiedy to znaczną część środków finansowych z CDM przeznaczono na wsparcie wdra-

11 UNFCCC (2025). A6.4-SBM018-A12: Revised CDM Transition Standard and Procedure (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM018-A12.pdf>; dostęp: 24.10.2025 r.)

12 UNFCCC (2025). A6.4-SBM017-A01: Two-Year Financial Plan of the Supervisory Body (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM017-A01.pdf>; dostęp: 24.10.2025 r.)

zania artykułu 6 Porozumienia Paryskiego. Ostatni szczyt klimatyczny COP 30 w Belem zdecydował właśnie o ponownym transferze środków w wysokości blisko 27 milionów USD na dalszą implementację PACM.

Perspektywy – integracja z politykami globalnymi i regionalnymi

W perspektywie najbliższych dwóch lat oczekuje się, że PACM osiągnie pełną operacyjność. Pierwsza metodyka opracowana w trybie odgórnym (ang. *top-down*) została zatwierdzona już w roku 2025, a następnie – w ramach podejścia oddolnego (ang. *bottom-up*) – rozpoczną się zgłoszenia ze strony deweloperów projektów, co mogłoby doprowadzić do pierwszych emisji jednostek A6.4ER (ang. *Article 6.4 Emission Reductions*) pod koniec 2026 roku. Taki harmonogram oznaczałby formalny początek funkcjonowania globalnego rynku kredytów w pełni zgodnego z Porozumieniem Paryskim.



Równocześnie w głównych jurysdykcjach – w szczególności w Unii Europejskiej – coraz szerzej toczy się debata na temat tego, czy i w jaki sposób wysokiej jakości, międzynarodowe jednostki redukcji emisji mogłyby zostać włączone w przyszłe ramy polityki klimatycznej. Kształtowana obecnie architektura celów klimatycznych UE na rok 2040 może potencjalnie otworzyć ograniczone możliwości dla tego typu mechanizmów elastyczności¹³.

Równocześnie w głównych jurysdykcjach – w szczególności w Unii Europejskiej – coraz szerzej toczy się debata na temat tego, czy i w jaki

sposób wysokiej jakości, międzynarodowe jednostki redukcji emisji mogłyby zostać włączone w przyszłe ramy polityki klimatycznej. Kształtowana obecnie architektura celów klimatycznych UE na rok 2040 może potencjalnie otworzyć ograniczone możliwości dla tego typu mechanizmów elastyczności¹³.

Kilka państw członkowskich, w tym Polska, zaproponowało rozszerzenie zakresu wykorzystania międzynarodowych kredytów w celu zwiększenia efektywności kosztowej działań klimatycznych, wzmocnienia konkurencyjności przemysłu oraz stabilizacji dynamiki rynków uprawnień do emisji. Wśród omawianych propozycji znalazły się m.in.: podniesienie limitu ilościowego wykorzystania kredytów z 3% do 10%, oraz umożliwienie włączenia kredytów z mechanizmów takich jak PACM do systemu EU ETS już od 2031 roku, pod warunkiem spełnienia ścisłych kryteriów jakości i nadzoru.

Zdaniem wielu interesariuszy, rozszerzenie tej elastyczności i integracja kredytów PACM mogłyby przyczynić się do:

- złagodzenia wahań cenowych w systemie EU ETS,
- odciążenia sektorów trudnych do dekarbonizacji, takich jak stal czy cement,
- oraz zwiększenia elastyczności w zarządzaniu niepewnościami dotyczącymi pochłaniania emisji w ramach rozporządzenia LULUCF.

Oprócz tych wymiernych korzyści praktycznych, włączenie kredytów PACM w system unijny wzmocniłoby globalną współpracę klimatyczną, kierując finansowanie w stronę wiarygodnych działań mitygacyjnych w krajach rozwijających

¹³ European Commission (2024). Communication on the 2040 Climate Target and Climate Architecture Beyond 2030. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52024DC0063>; dostęp: 24.10.2025 r.)

się. Jeśli mechanizm będzie wdrażany z zachowaniem zasad integralności, PACM może stać się fundamentem globalnej architektury rynków węglowych zgodnej z Porozumieniem Paryskim – łączyć rynki dobrowolne i regulowane, a zarazem wspierając realizację zarówno krajowych, jak i globalnych celów klimatycznych.

Niektórzy eksperci wskazują również, że w ramach dyskusji nad unijną architekturą klimatyczną na rok 2040 szczególne znaczenie powinno zostać przypisane kredytom z tytułu usuwania dwutlenku węgla (ang. *removal credits*)¹⁴. W tym kontekście UE mogłaby rozważyć utworzenie własnych ram dla międzynarodowych kredytów CDR, uzupełniających obecnie wdrażane Europejskie Ramy Certyfikacji Usuwania Węgla (ang. *Carbon Removal Certification Framework*).



Jednym z możliwych rozwiązań byłoby ustanowienie unijnego programu przetargowego na takie kredyty, w ramach którego UE mogłaby zagwarantować minimalną cenę zakupu jednostek o wysokiej integralności środowiskowej. Dochody z takich kredytów mogłyby być traktowane jako dodatkowe środki w stosunku do nowego wspólnego celu finansowego (NCQG – ang. *New Collective Quantified Goal*) w zakresie finansowania klimatycznego. Tego rodzaju polityka UE doprowadziłaby do powstania swoistej „premiowej”

podgrupy kredytów w ramach PACM – zgodnych z Porozumieniem Paryskim, wysokiej jakości jednostek usuwania dwutlenku węgla.

Ku globalnemu wzorcowi integralności

W miarę przechodzenia PACM z fazy opracowywania zasad do wdrożenia, jego rozwój stanie się testem wiarygodności międzynarodowej współpracy rynkowej w ramach Porozumienia Paryskiego. W odróżnieniu od bardziej jednolitego CDM, nowy mechanizm ma charakter zróżnicowany, łącząc elastyczność krajową z uniwersalnymi zasadami integralności środowiskowej.



W miarę przechodzenia PACM z fazy opracowywania zasad do wdrożenia, jego rozwój stanie się testem wiarygodności międzynarodowej współpracy rynkowej w ramach Porozumienia Paryskiego. W odróżnieniu od bardziej jednolitego CDM, nowy mechanizm ma charakter zróżnicowany, łącząc elastyczność krajową z uniwersalnymi zasadami integralności środowiskowej.

Sukces PACM będzie zależeć od trzech czynników:

1. Czy twórcy metodyk zdołają przełożyć skomplikowane standardy trwałości, dodatkowości i linii bazowych na praktyczne narzędzia bez nadmiernych kosztów transakcyjnych;
2. Czy państwa-gospodarze skutecznie zintegrują mechanizm ze swoimi krajowymi systemami rozliczania emisji, unikając podwójnego liczenia;
3. Czy nabywcy – w tym systemy takie jak EU ETS – uznają kredyty PACM za wiarygodne jednostki redukcji emisji.

¹⁴ BENCINI, Jacopo, DELBEKE, Jos, DOMBROWICKI, Piotr Mikołaj, Creating EU demand for Paris-aligned carbon dioxide removal credits, EUI, STG, Policy Brief, 2025/07 (<https://hdl.handle.net/1814/92617>; dostęp: 24.10.2025 r.)

Jeśli te warunki zostaną spełnione, PACM może stać się globalnym wzorcem integralności, wyznaczającym standardy zarówno dla rynków obowiązkowych, jak i dobrowolnych. Ewolucja mechanizmu pokaże, czy Porozumienie Paryskie potrafi dostarczyć ramy dla współpracy klimatycznej, która będzie nie tylko skuteczna, ale i sprawiedliwa.

BIBLIOGRAFIA:

- 1 UNFCCC (2024). Decyzja COP 29 przyjęta w Baku: Matters relating to Article 6 of the Paris Agreement. (https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Key-Outcomes-from-COP29_Article-6-of-the-Paris-Agreement.pdf; dostęp 24.10.2025 r.)
- 2 UNFCCC (2025). A6.4-SBM016-A12: Standard for Baseline Setting under the Article 6.4 Mechanism. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM016-A12.pdf>; dostęp: 24.10.2025 r.)
- 3 UNFCCC (2025). A6.4-SBM015-A11: Standard for Demonstrating Additionality under the Article 6.4 Mechanism. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM015-A11.pdf>; dostęp: 24.10.2025 r.)
- 4 UNFCCC (2025). A6.4-SBM016-A13: Standard for Addressing Leakage. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM016-A13.pdf>; dostęp:24.10.2025 r.)
- 5 UNFCCC (2025). A6.4-A13: Standard on Addressing Non-Permanence and Reversals. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM018-A13.pdf>;dostęp 24.10.2025 r.)
- 6 IETA position on the Article 6.4 Supervisory Body decision at Bonn, (<https://www.ieta.org/news/ieta-position-on-the-article-6-4-supervisory-body-decision-at-bonn>; dostęp: 24.10. 2025 r.)
- 7 UN carbon market drops the ball on permanence, (<https://carbonmarketwatch.org/2025/10/15/un-carbon-market-drops-the-ball-on-permanence/>; dostęp: 24.10.2025 r.)
- 8 Michaelowa, A., Keßler, J., Dalfiume, S., & Ahonen, H.-M. (2025). Reversal risk and buffer pool contribution analysis. Perspectives Climate Group GmbH. (https://www.carbon-mechanisms.de/fileadmin/media/dokumente/PCG_Reversal_Risk_Paper_20250616.pdf; dostęp 24.10.2025 r.)
- 9 UNFCCC (2025). A6.4-SBM018-A15: Common Practice Analysis Tool. (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM018-A15.pdf>; dostęp 24.10.2025 r.)
- 10 UNFCCC (2021). Decision 3/CMA.3, Guidance on the Mechanisms under Article 6 of the Paris Agreement (Glasgow) (https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf#pag_29;dostęp 24.10.2025 r.)
- 11 UNFCCC (2025). A6.4-SBM018-A12: Revised CDM Transition Standard and Procedure (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM018-A12.pdf>;dostęp 24.10.2025 r.)
- 12 UNFCCC (2025). A6.4-SBM017-A01: Two-Year Financial Plan of the Supervisory Body (<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-SBM017-A01.pdf>;dostęp 24.10.2025 r.)
- 13 European Commission (2024). Communication on the 2040 Climate Target and Climate Architecture Beyond 2030. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52024DC0063>;dostęp 24.10.2025 r.)
- 14 BENCINI, Jacopo, DELBEKE, Jos, Dombrowicki, Piotr Mikolaj, Creating EU demand for Paris-aligned carbon dioxide removal credits, EUI, STG, Policy Brief, 2025/07 (<https://hdl.handle.net/1814/92617>;dostęp 24.10.2025 r.)



LIFE ENSPIRE „Integracja klimatyczna: możliwości i ograniczenia państw kandydujących (Bałkany, Ukraina, Mołdawia, Turcja) w dostosowaniu do polityki UE”

Autorzy:

Marta Rosłaniec, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE/CAKE

Aneta Tylka, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE/CAKE

LIFE ENSPIRE „Integracja klimatyczna: możliwości i ograniczenia państw kandydujących (Bałkany, Ukraina, Mołdawia, Turcja) w dostosowaniu do polityki UE”



Autor:
Marta Rośtaniec



Autor:
Aneta Tyłka

Słowa kluczowe: polityka klimatyczna UE i państw kandydujących, NDC, KPEiK, miks energetyczny, system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), carbon pricing, strategia niskoemisyjna (LTS), MRV

Skróty:

CAKE – Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych w KOBIZE/IOŚ-PIB

CBAM – graniczny podatek węglowy – ang. Carbon Border Adjustment Mechanism

EU ETS – Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji – ang. European Union Emissions Trading System

ETS – System Handlu Uprawnieniami do Emisji – ang. Emissions Trading System

GHG – gazy cieplarniane – ang. greenhouse gases

IMF – Międzynarodowy Fundusz Walutowy – ang. International Monetary Fund

INDC – zamierzony krajowy wkład – ang. Intended Nationally Determined Contribution

IPA – Instrument Pomocy Przedakcesyjnej – ang. Instrument for Pre-accession Assistance

KE – Komisja Europejska

KPEiK – Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu – ang. National Energy and Climate Plan (NECP)

LIFE ENSPIRE – projekt pt. Badanie nowych scenariuszy stopniowej integracji państw sąsiadujących z systemem EU ETS po 2050 roku (współfinansowany ze środków UE z programu LIFE oraz ze środków krajowych NFOŚiGW)

LTS – strategia niskoemisyjna – ang. Long Term Strategy

LULUCF – użytkowanie gruntów, zmiana użytkowania gruntów i leśnictwo – ang. Land use, land use change and forestry

MAE – Międzynarodowa Agencja Energii – ang. International Energy Agency

MRV – monitorowanie, raportowanie i weryfikacja – ang. Monitoring, Reporting and Verification

NDC – wkład/zobowiązanie do osiągnięcia celów redukcyjnych – ang. Nationally Determined Contribution

NFOŚiGW – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

OZE – odnawialne źródła energii

PKB – produkt krajowy brutto

TR ETS – System handlu uprawnieniami do emisji Turcji – ang. Turkish Emission Trading System

UE – Unia Europejska

UNFCCC – Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu – ang. United Nations Framework Convention on Climate Change

Streszczenie

Niniejszy artykuł został opracowany na bazie prac badawczych prowadzonych w ramach projektu LIFE ENSPIRE (101155901–LIFE23–GIC–PL–LIFE ENSPIRE) realizowanego przez Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy i współfinansowany przez Komisję Europejską z programu LIFE oraz przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

W artykule przedstawiono analizę przygotowani wybranych państw kandydujących do Unii Europejskiej – Albanii, Bośni i Hercegowiny, Czarnogóry, Kosowa, Macedonii Północnej, Serbii, Turcji, Ukrainy i Mołdawii – do wdrożenia wspólnotowej polityki klimatycznej UE. Na podstawie przeglądu literatury przeanalizowano stan procesu akcesyjnego, sytuację gospodarczą (PKB), poziom emisji gazów cieplarnianych, strukturę

miksu energetycznego, cele redukcyjne określone w dokumentach strategicznych (NDC, LTS, KPEiK) oraz stan planowanych do wdrożenia systemów handlu uprawnieniami do emisji (ETS). Wszystkie analizowane kraje uznają politykę klimatyczną za jeden z kluczowych elementów integracji z UE, jednak tempo i zakres jej implementacji w poszczególnych państwach znacząco się różnią. Najbardziej zaawansowane w zakresie implementacji systemów handlu emisjami są Turcja, Ukraina, Mołdawia i Czarnogóra, podczas gdy Serbia i Albania zbliżają się do etapu wdrożeniowego, a pozostałe państwa są na wczesnym etapie przygotowani. W artykule dokonano przeglądu obecnej sytuacji w tym zakresie i zidentyfikowano główne wyzwania oraz możliwości dalszej integracji regionu z zakresem polityki klimatycznej UE.

Sytuacja polityczno-gospodarcza (PKB, akcesja)



W ramach projektu LIFE ENSPIRE¹ analizowana jest sytuacja gospodarcza w kontekście polityki klimatyczno-energetycznej wybranych regionów i państw kandydujących do UE.

W ramach projektu LIFE ENSPIRE¹ analizowana jest sytuacja gospodarcza w kontekście polityki klimatyczno-energetycznej wybranych regionów i państw kandydujących do UE, tj. państw bałkańskich (Albania, Bośnia i Hercegowina, Czarnogóra, Kosowo, Macedonia Północna, Serbia), Turcji, Ukrainy i Mołdawii. Państwa te zostały

wybrane ze względu na możliwą akcesję do UE, a tym samym rozszerzenie obowiązywania legislacji związanej z polityką klimatyczną, w tym systemu handlu uprawnieniami do emisji. Ponadto wymiana handlowa, przesył energii elektrycznej czy współpraca polityczna powodują, że w perspektywie analiz KE, tj. do 2050 roku, państwa te mogą być częścią wspólnoty europejskiej, stąd pozyskanie danych wejściowych i ujęcie ich bardziej szczegółowo w modelowaniu ekonomicznym i sektorowym będzie kluczowe dla analizy potencjalnych strategii rozwoju polityki klimatycznej. W tym kontekście szczególnie istotne jest odniesienie do Polski, której miks energetyczny i sytuacja geopolityczna sprzed 20–30 lat przypomina obecną sytuację większości państw kandy-

¹ Więcej o projekcie LIFE ENSPIRE można znaleźć na stronie: <https://climatecake.ios.edu.pl/life-enspire/>

dujących do UE, a bliskość granic, m.in. z Ukrainą, szących się do polityki klimatyczno-energetycznej powoduje, że wpływ zachodzących zmian odno- nej będzie istotny dla naszego kraju.

Tabela 1. PKP państw kandydujących do UE oraz Polski.

Kraj	PKB nominalne (mld USD, 2023)	PKB na mieszkańca (tys. USD, 2023)
Albania	23,2	8,6
Bośnia i Hercegowina	27,6	8,0
Czarnogóra	7,65	12,3
Kosowo	10,47	6,5
Mołdawia	16,7	6,7
Macedonia Północna	15,8	8,6
Serbia	81,3	12,3
Turcja	1150,0	13,5
Ukraina	182,0	5,3
Polska	813,0	22,1

* Kolor zielony oznacza wartości wysokie, kolor czerwony – wartości niskie, natomiast odcienie pośrednie reprezentują pozostały zakres wartości między nimi.

Źródło: CAKE/KOBiZE na podstawie danych IMF, 2025



Analizując dane z ostatnich dwóch dekad, zauważamy znaczną dynamikę wzrostu PKB w regionie Bałkanów, Ukrainy, Mołdawii oraz Turcji.

Analizując dane z ostatnich dwóch dekad, zauważamy znaczną dynamikę wzrostu PKB w regionie Bałkanów, Ukrainy, Mołdawii oraz Turcji. Wskaźniki te wskazują na dynamiczny rozwój gospodarczy tych państw, mimo wyzwań związanych z integracją europejską i koniecznością przeprowadzania reform strukturalnych. Największe gospodarki nominalne to Serbia, Ukraina i Turcja, z PKB przekraczającym 80 mld USD (Tabela 1). PKB nominalne Turcji przewyższa nawet PKB Polski. Najwyższe wartości PKB per capita odnotowano w Turcji, Czarnogórze i Serbii, przekraczając 12 000 USD. Tuż za nimi plasują się Albania i Macedonia Północ-

na. Natomiast najniższe PKB per capita występuje w Ukrainie, Mołdawii i Kosowie, gdzie wartości nie przekraczają 7 000 USD.



Kraje najbardziej zaawansowane w procesie akcesyjnym to Czarnogóra i Albania.

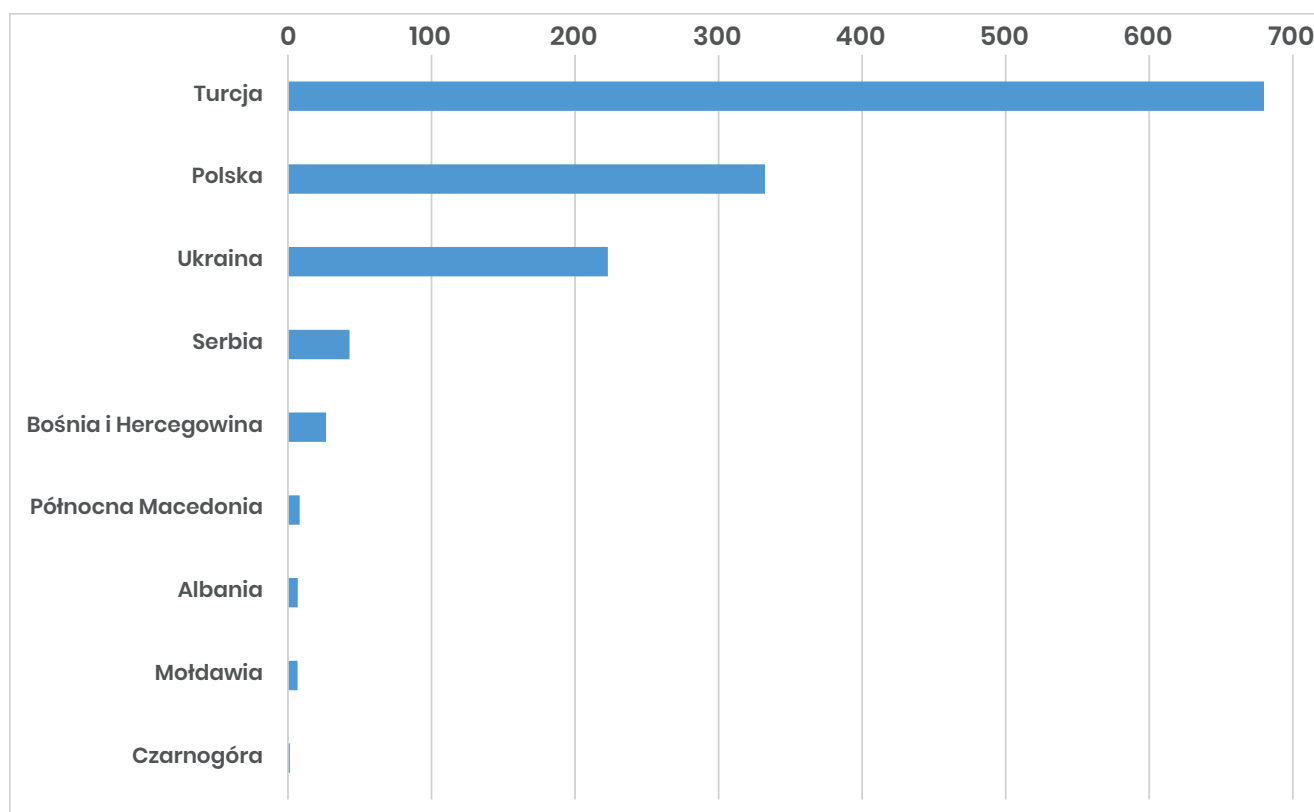
Kraje najbardziej zaawansowane w procesie akcesyjnym to Czarnogóra i Albania. Czarnogóra uzyskała status kraju kandydującego do UE w 2010 r., a obecnie wszystkie 33 rozdziały negocjacyjne zostały przeanalizowane („screened”) i otwarte, czyli sprawdzono dostosowanie do prawodawstwa UE, a dodatkowo już 7 rozdziałów zostało wstępnie zamkniętych, czyli sfinalizowanych. Czarnogóra ma polityczny ambitny plan wejścia do UE w 2028 roku. W przypadku Albanii mówi się o 2030 r., w ramach procesu

otwierane i sprawdzane są kolejne klastry, w tym klaster 4 „green agenda & sustainable connectivity”. Dodatkowo, ze względu na specyficzną sytuację geopolityczną i zagrożenie ze strony Rosji w szybkim tempie prowadzone są procedury dla Ukrainy i Mołdawii, które oficjalnie zawniosowały o członkostwo w 2022 r. We wrześniu 2025 r. Ukraina² oraz Mołdawia³ ogłosiły zakończenie procesu „screeningu”. W przypadku pozostałych państw bałkańskich, pomimo uzyskania statusu kandydata, ze względu na problemy polityczne, konieczność reform czy dużych opóźnień, pro-

ces prawdopodobnie będzie jeszcze długotrwały. Ze wszystkich analizowanych państw najdłużej o członkowsko w UE ubiega się Turcja (od 2005 r.). Ze względu na stan zawieszenia negocjacji i polityczny impas, Turcja nie uczestniczy aktywnie w klastrach negocjacyjnych (ani w otwieraniu nowych rozdziałów). Ostatnie ważne spotkanie pomiędzy ministrem spraw zagranicznych Turcji Hakan Fidan a komisarz Martą Kos odbyło się w lipcu 2025 r. w Brukseli. Jego efektem była jedynie wspólna deklaracja o chęci dialogu i współpracy w sprawach akcesyjnych⁴.

Stan wyjściowy – emisyjność, emisje per capita oraz miks energetyczny

Wykres 1. Emisje gazów cieplarnianych dla wybranych państw, 2024, mln ton CO₂.

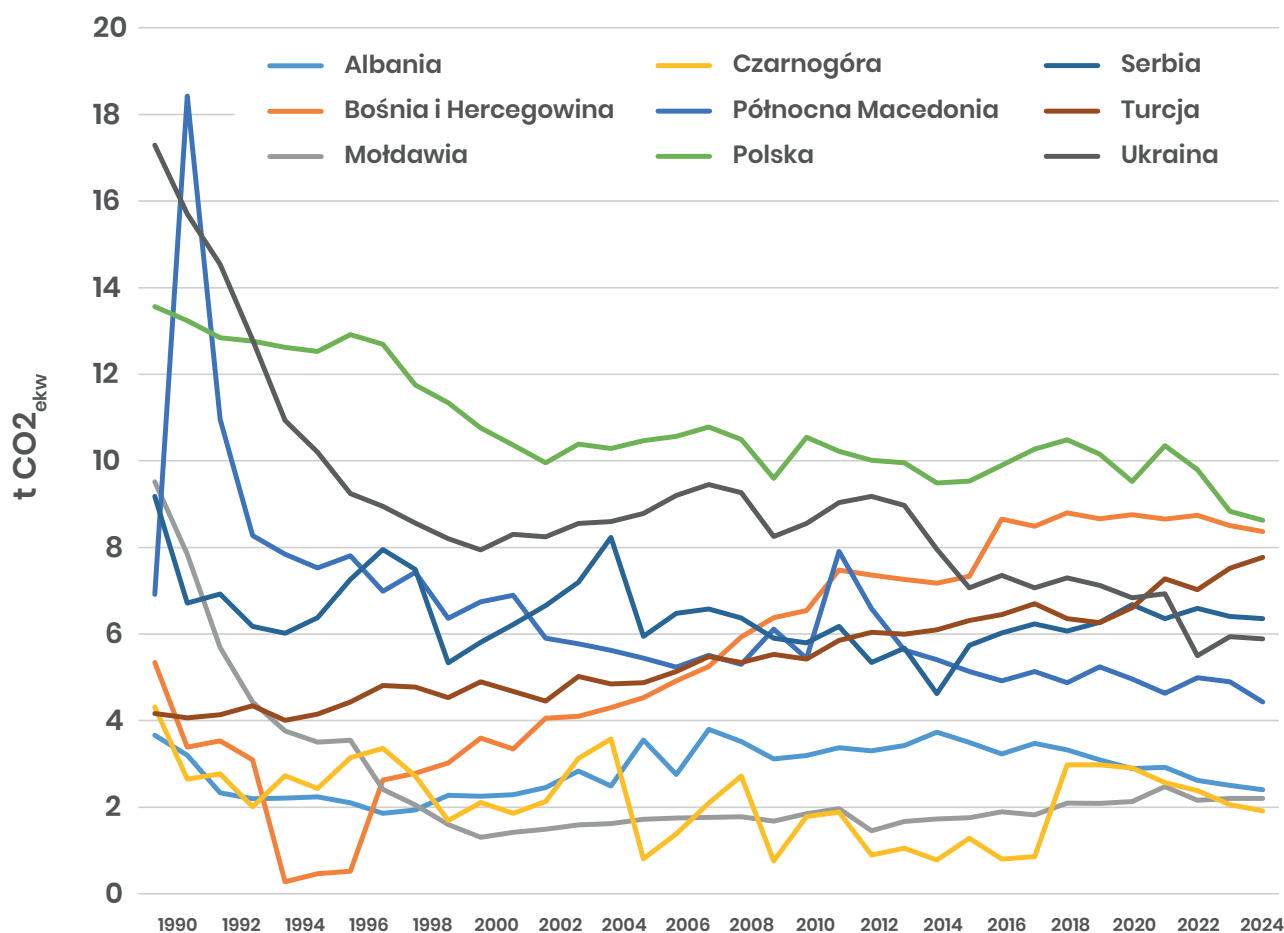


Źródło: ourworlddata.org

2 Ukraine successfully completes its screening proces, European Commission, 30.09.2025, (https://enlargement.ec.europa.eu/news/ukraine-successfully-completes-its-screening-process-2025-09-30_en, dostęp: 5.12.2025)

3 Moldova successfully completes its screening proces, European Commission, 22.09.2025, (https://enlargement.ec.europa.eu/news/moldova-successfully-completes-its-screening-process-2025-09-22_en, dostęp: 5.12.2025)

4 Joint Statement by Turkish Foreign Minister H.E. Hakan Fidan and EU Commissioner for Enlargement H.E. Marta Kos Following their Meeting in Istanbul, European Commission, 28.07.2025, (https://enlargement.ec.europa.eu/news/joint-statement-turkish-foreign-minister-he-hakan-fidan-and-eu-commissioner-enlargement-he-marta-kos-2025-07-28_en, dostęp: 5.12.2025)

Wykres 2. Emisje gazów cieplarnianych na mieszkańca, 1990–2024, ton CO₂ ekw

Źródło: ourworlddata.org

Analiza danych dotyczących emisji gazów cieplarnianych (GHG) w wybranych krajach kandydujących w 2024 roku pokazuje wyraźne zróżnicowanie zarówno pod względem całkowitych emisji, jak i emisji na mieszkańca.

“

Największe całkowite emisje odnotowano w Turcji i Ukrainie, odpowiednio około 680 mln ton CO₂ ekw. i 220 mln ton CO₂ ekw.

Największe całkowite emisje (Wykres 1) odnotowano w Turcji i Ukrainie, odpowiednio około 680 mln ton CO₂ ekw. i 220 mln ton CO₂ ekw., co wynika głównie z dużej skali gospodarki oraz intensywnego wykorzystania paliw kopalnych. Dla porównania Polska w tym roku wyemitowała ok. 330 mln ton CO₂ ekw.

“

Polska w tym roku wyemitowała około 330 mln ton CO₂ ekw.

Z kolei Serbia, choć dużo mniejsza pod względem liczby ludności niż Turcja czy Polska, również charakteryzuje się wysokimi emisjami całkowitymi około 45 mln ton CO₂ ekw. z dominującym udziałem węgla w miksie energetycznym, najwyższym w całej Europie.

“

Jeśli spojrzeć na emisje per capita, najwyższe wartości w 2024 r. odnotowano w Bośni i Hercegowinie (ok. 8 ton CO₂ ekw./osobę)

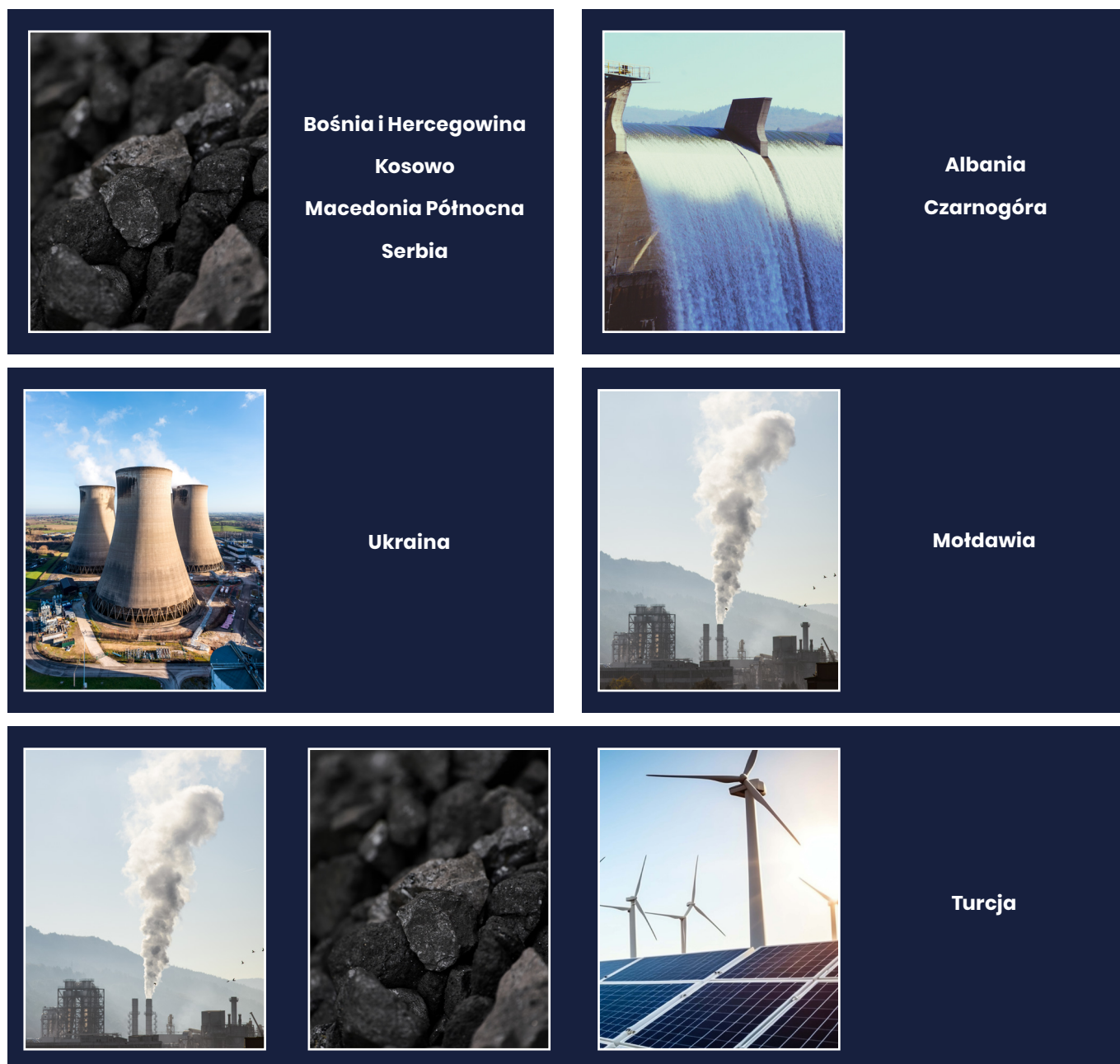
Jeśli spojrzeć na emisje per capita (Wykres 2), najwyższe wartości w 2024 r. odnotowano w Bośni i Hercegowinie (ok. 8 ton CO₂ ekw. / osobę), co wskazuje na większe zużycie energii na mieszkańca i intensywną emisję z sektorów przemysłowego i energetycznego.



Najniższe emisje per capita, około 2 ton CO₂ ekw. / osobę, występują w Albanii, Czarnogórze i Mołdawii.

Najniższe emisje per capita, około 2 ton CO₂ ekw. / osobę, występują w Albanii, Czarnogórze i Mołdawii, gdzie struktura energetyczna opiera się na imporcie energii (Mołdawia) i hydroenergetyce (Albania, Czarnogóra), co ogranicza emisje z paliw kopalnych. Na szczycie listy znajduje się Polska, z wartością ok. 9 ton CO₂ ekw. / osobę. Wysoka wartość wynika z kilku czynników, m.in. miksu energetycznego opartego na węglu oraz większym rozwoju gospodarczym i konsumpcji niż w pozostałych analizowanych państwach.

Rys. 1. Dominujące źródła energii w wybranych państwach.

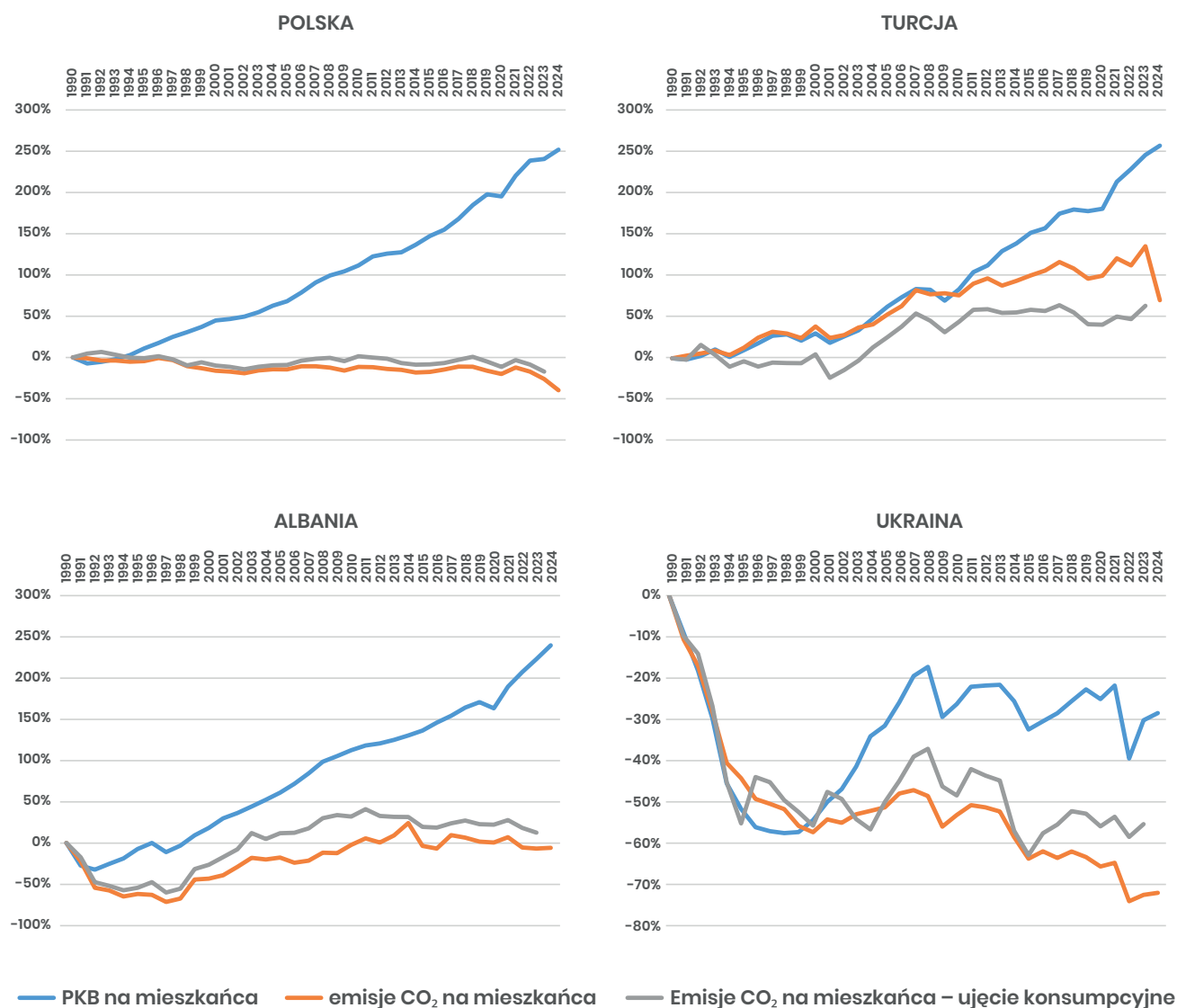


Źródło: CAKE/KOBiZE na podstawie danych IMF, 2025

Dominujące źródła energii w regionie (Rys. 1) w dużej mierze determinują poziom emisji. Kraje, takie jak Albania i Czarnogóra korzystają głównie z energii wodnej, co skutkuje niskimi emisjami, podczas gdy Serbia, Bośnia i Hercegowina, Kosovo oraz Macedonia Północna polegają w dużej mierze na węglu, co przekłada się na wyższe emi-

sje gazów cieplarnianych. Albania jest jedynym państwem, które 100% energii elektrycznej pozyskuje z OZE⁵. Turcja prezentuje złożony mikś energetyczny obejmujący węgiel, gaz i odnawialne źródła energii (OZE), natomiast Mołdawia i Ukraina korzystają w dużej mierze z importu energii i gazu lub energii jądrowej.

Wykres 3. Zmiana emisji CO₂ na mieszkańca oraz PKB na mieszkańca, 1990–2024, %



Źródło: ourworlddata.org

W kilku wybranych do analizy krajach, tj. Polsce, Albanii, Ukrainie i Turcji, widoczne są różne ścieżki zależności między wzrostem gospodar-

czym a emisjami CO₂ per capita, co pozwala ocenić stopień tzw. „decouplingu”, czyli rozdzielenia wzrostu gospodarczego od emisji.

5 Ten mały kraj osiągnął coś, o czym Europa dopiero marzy, Farmer.pl, 30.11.2025 r., (<https://www.farmer.pl/energia/oze/ten-maly-kraj-osiagnal-cos-o-czym-europa-dopiero-marzy,168916.html>, dostęp: 5.12.2025).



W kilku wybranych do analizy krajach, tj. Polsce, Albanii, Ukrainie i Turcji, widoczne są różne ścieżki zależności między wzrostem gospodarczym a emisjami CO₂ per capita, co pozwala ocenić stopień tzw. „decouplingu”, czyli rozdzielenia wzrostu gospodarczego od emisji.

Polska jest wyraźnym przykładem tego procesu – od 1990 roku PKB per capita Polski wzrósł ponad trzykrotnie, podczas gdy emisje CO₂ na mieszkańca nie rosły, a emisje całkowite spadły o kilkadziesiąt procent. Oznacza to, że Polsce udało się kontynuować rozwój gospodarczy kraju przy jednoczesnym ograniczaniu emisji, głównie dzięki modernizacji przemysłu, poprawie efektywności energetycznej oraz stopniowej transformacji w kierunku odnawialnych źródeł energii.

W Albanii również można zauważyć rosnące PKB przy umiarkowanym wzroście emisji, co świadczy o niskim uzależnieniu gospodarki od paliw kopalnych. Miks energetyczny, oparty na hydroenergetyce, sprawia, że wzrost gospodarczy nie prowadzi do proporcjonalnego wzrostu emisji.

Ukraina natomiast wyróżnia się spadkiem zarówno PKB, jak i emisji, co wynika z transformacji gospodarczej po 1990 roku i utraty części przemysłu ciężkiego czy nadal ogromnym ubóstwem społeczeństwa. W jej przypadku niższe emisje są raczej efektem stagnacji gospodarczej niż celowej dekarbonizacji. Obecna sytuacja ze względu na toczącą się od 2022 r. wojnę jest również wyjątkowa.

Turcja, w przeciwieństwie do pozostałych państw, charakteryzuje się równoczesnym wzrostem PKB i emisji CO₂, co wskazuje na brak pełnego rozdzielenia tych procesów. Choć tempo wzrostu gospo-

darczego przewyższa wzrost emisji na mieszkańca, to nadal daleko jest do rozdzielenia tych procesów ze względu na miks oparty na paliwach kopalnych.

Porównanie sytuacji w tych czterech państwach pokazuje więc, że osiągnięcie trwałego „decouplingu” wymaga głębokiej transformacji energetycznej oraz konsekwentnej polityki klimatycznej – tam, gdzie działania te były systemowe i długofalowe (jak w Polsce), efekty są wyraźniejsze.

Cele redukcyjne długo i krótkoterminowe (NDC, KPEiK, strategie net zero)

Porozumienie Paryskie zobowiązuje strony do składania krajowych wkładów, czyli zobowiązań do podjęcia działań mających na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) co pięć lat, przy czym każdy kolejny wkład powinien wyrażać większy poziom ambicji w zakresie redukcji emisji, a opcjonalnie także w działaniach adaptacyjnych.

Przegląd działań i zobowiązań zgłoszonych przez państwa (NDC)

Turcja

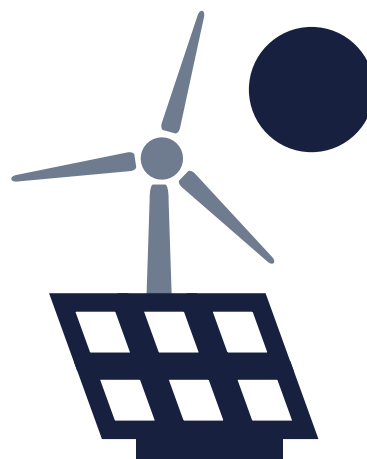
Turcja złożyła swój pierwszy zamierzony krajowy wkład do Sekretariatu UNFCCC we wrześniu 2015 roku, gdzie zgłosiła cel redukcji emisji gazów cieplarnianych o maksymalnie 21% do 2030 roku w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym. Turcja 13 kwietnia 2023 roku złożyła swój pierwszy zaktualizowany NDC, zobowiązując się do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 41% do 2030 roku w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym, co odpowiada 695 Mt CO₂ ekw. do 2030 roku. Następnie, 21 marca 2024 roku,

opublikowano Strategię i Plan Działań na rzecz łagodzenia Skutków Zmian Klimatu (2024–2030) oraz Strategię i Plan Działań na rzecz Przystosowania się do Zmian Klimatu (2024–2030), które zostały opracowane jako narzędzia wdrażania zaktualizowanego NDC⁶.



*Polityka klimatyczna Turcji
opiera się na długoterminowym celu
osiągnięcia zerowej emisji gazów
cieplarnianych do 2053 roku (...)*

Polityka klimatyczna Turcji opiera się na długoterminowym celu osiągnięcia zerowej emisji gazów cieplarnianych do 2053 roku, co zostało ogłoszone w 2021 roku i sformalizowane w Długoterminowej Strategii Klimatycznej z listopada 2024 roku. Dokument ten stanowi główny fundament dla sektorowych strategii klimatycznych i działań ograniczających emisje, określając 89 celów strategicznych w 18 sektorach. Kluczowe znaczenie ma Ustawa o Ochronie Środowiska, obejmująca zasadę „zanieczyszczający płaci”. Turcja planuje osiągnięcie szczytu emisji najpóźniej w 2038 roku, co jest kluczowym etapem w drodze do celu neutralności klimatycznej. Krajowy Plan Energetyczny Turcji (2023) określa projekcje podaży i popytu energii do 2035 roku w zgodzie z zobowiązaniem do osiągnięcia celu net-zero do 2053 r., obejmując szczegółowe cele dotyczące mocy w odnawialnych źródłach energii, energii jądrowej i magazynów bateryjnych, a także polityki efektywności energetycznej i zielonego wodoru.



Ukraina

Pierwszy cel w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych GHG na 2030 r. określony w oczekiwanym ustalonym na szczeblu krajowym wkładzie Ukrainy zawierał cel nieprzekraczający 60% poziomu emisji z 1990 r. W zaktualizowanym NDC przedłożonym w 2021 r. do UNFCCC, wyznaczono bardziej ambitny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych – o 65% do 2030 r. w porównaniu z poziomami z 1990 r. obejmujący emisje z sektora energetycznego, procesów przemysłowych, rolnictwa, LULUCF i odpadów⁷. Rząd Ukrainy zatwierdził w listopadzie 2025 r. NDC 3.0 w ramach Porozumienia Paryskiego, który przewiduje redukcję emisji gazów cieplarnianych o ponad 65% w porównaniu z poziomem z 1990 roku do 2035 roku⁸.



*Ukraina zobowiązuje się do osiągnięcia
neutralności klimatycznej do 2060 roku.*

Ukraina zobowiązuje się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2060 roku. Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK) został zatwier-

6 Turkiye 2053 Long Term Climate Strategy, (https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Turkiye_Long_Term_Climate_Strategy.pdf, dostęp: 05.11.2025).

7 Updated Nationally Determined Contribution of Ukraine to the Paris Agreement, 2020, (https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Ukraine%20NDC_July%2031.pdf, dostęp: 05.11.2025).

8 Second Nationally Determined Contribution of Ukraine to the Paris Agreement, 2025, (https://unfccc.int/sites/default/files/2025-11/2%20Ukraine%20NDC2_adj_v2.pdf, dostęp: 05.11.2025).

dzony 25 czerwca 2024 roku i opracowany zgodnie z rozporządzeniem UE 2018/1999, integrując praktyki państw członkowskich UE, w ramach zobowiązań Ukrainy, jako strony Konwencji Wspólnoty Energetycznej i w kontekście aspiracji członkostwa w UE.

Mołdawia

Republika Mołdawii zobowiązała się do realizacji celu redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) w całej gospodarce o 71% do 2030 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku w najnowszym złożonym NDC 3.0.



Republika Mołdawii zobowiązała się do realizacji celu redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) w całej gospodarce o 71% do 2030 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku w najnowszym złożonym NDC 3.0.

Oznacza to zwiększenie ambicji w porównaniu z poprzednim celem redukcji o 1%, określonym w NDC 2.0, gdzie cel ten wynosił 70%. Mołdawia wyznaczyła na 2035 rok bezwzględny cel redukcji emisji netto GHG o 75% poniżej poziomu z 1990 roku. W perspektywie długoterminowej, zgodnie z Ustawą nr 74 z dnia 11 kwietnia 2024 r. o działaniach klimatycznych, kraj dąży do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, przy czym emisje niemożliwe do zredukowania będą kompensowane przez pochłanianie w sektorze LULUCF⁹.

Głównym dokumentem sektorowym jest Program Rozwoju Niskoemisyjnego do 2030 roku, zatwierdzony w 2023 roku, w którym ustalono prawnie wiążące cele redukcji emisji w siedmiu sektorach,

w tym energetyce, transporcie, budownictwie, rolnictwie i użytkowaniu gruntów, oraz wskazano priorytety wdrożeniowe, takie jak energia odnawialna, poprawa efektywności energetycznej, mobilność zrównoważona i rolnictwo niskoemisyjne, a także MRV i plan finansowania realizowany poprzez Plan Działania 2024–2026.

Albania

Republika Albanii złożyła swój pierwszy NDC w listopadzie 2015 roku, zobowiązując się do redukcji emisji CO₂ w porównaniu ze scenariuszem bazowym w latach 2016–2030 o 11,5%, co odpowiada zmniejszeniu emisji o 708 kiloton CO₂ do 2030 roku. Kolejny NDC Albania przedłożyła w 2021 r., gdzie określiła cel redukcji emisji o 20,9% do 2030 r. w porównaniu do scenariusza bazowego. Albania nie przedłożyła nowego NDC na 2025 r.^{10,11}.



Albania (...) określiła cel redukcji emisji o 20,9% do 2030 r. w porównaniu do scenariusza bazowego.

Albania w 2014 roku utworzyła Międzyresortową Grupę Roboczą ds. Zmian Klimatu, która koordynuje wszystkie instytucje zaangażowane w działania dotyczące zmian klimatu oraz ułatwia integrowanie kwestii klimatycznych z nowymi i istniejącymi politykami, programami i działaniami. W lipcu 2019 roku Albania zatwierdziła Krajową Strategię ds. Zmian Klimatu oraz odpowiadające jej krajowe plany łagodzenia skutków i adaptacji. Kraj wdrożył kilka projektów i badań dotyczących łagodzenia skutków zmian klimatu oraz adaptacji do nich.

⁹ Government of Moldova, Nationally Determined Contribution 3.0, (https://unfccc.int/sites/default/files/2025-05/MD_NDC_3.pdf, dostęp: 05.11.2025).

¹⁰ Albania Revised NDC, (Albania Revised NDC.pdf; dostęp: 10.12.2025).

¹¹ Albania First NDC (Updated submission), 12.10.2021, (<https://unfccc.int/documents/497221>, dostęp: 05.11.2025).

Bośnia i Hercegowina

Bośnia i Hercegowina złożyła swój pierwszy INDC w październiku 2015 r. W marcu / kwietniu 2021 r. przyjęła i wystąpiła do UNFCCC aktualizację zobowiązania, tj. NDC 2020–2030. Bezwarunkowy cel redukcji emisji GHG w przypadku Bośni i Hercegowiny na rok 2030 wynosi 33,2% w odniesieniu do 1990 r. Warunkowy cel (uzależniony od bardziej intensywnej pomocy międzynarodowej, w szczególności w zakresie sprawiedliwej transformacji obszarów górniczych) zakłada redukcję emisji o 36,8% w odniesieniu do 1990 r. W perspektywie dłuższej: do 2050 r. kraj zakładał redukcję emisji o 61,7% (bez wsparcia) oraz 65,6% (warunkowo) względem 1990.



Bezwarunkowy cel redukcji emisji GHG w przypadku Bośni i Hercegowiny na rok 2030 wynosi 33,2% w odniesieniu do 1990 r.

Projekt KPEiK został przesłany do Sekretariatu Wspólnoty Energetycznej 30 czerwca 2023 roku, a poprawiona część opisowa i podsumowanie uwzględniająca zalecenia sekretariatu złożono 28 czerwca 2024 roku. Pełna wersja, obejmująca część analityczną, nie została jeszcze przyjęta i stanowi wymóg do zakończenia procesu zatwierdzania KPEiK.

Serbia

W pierwszym przedłożonym zobowiązaniu do redukcji emisji tzw. INDC z 2015 r. Serbia zobowiązała się do redukcji emisji GHG o 9,8% do 2030 r. w odniesieniu do 1990 r. W kolejnym zaktualizowanym zobowiązaniu przedłożonym przez Ser-

bię w 2022 r. NDC 2.0. określono cel redukcji emisji o 33,3% do 2030 roku w stosunku do 1990 roku. Serbia kontynuuje zwiększenie ambicji i w 2025 r. przedłożyła nowy cel NDC 3.0 na okres do 2035 roku, który został przyjęty 4 września 2025 roku. Dokument ten zakłada redukcję emisji GHG o 40,1% do 2035 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku (bez emisji z LULUCF). Cel ten oznacza czterokrotny wzrost ambicji w stosunku do pierwotnego NDC z 2015 roku, a także dalsze zwiększenie ambicji w porównaniu z NDC 2.0 z 2022 roku.¹²



Serbia (...) zakłada redukcję emisji GHG o 40,1% do 2035 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku (bez emisji z LULUCF).

Serbia opracowała Strategię Rozwoju Niskoemisyjnego 2023–2030 z projekcjami do 2050 roku, która stanowi długoterminową mapę drogową ograniczenia emisji, będąc podstawą zaktualizowanego NDC. Zintegrowany KPEiK na lata 2021–2030 (projekcje do 2050) definiuje konkretne cele sektorowe w zakresie dekarbonizacji, efektywności energetycznej i rozwoju OZE.

Czarnogóra

Czarnogóra przedłożyła pierwsze NDC w 2017 r., gdzie zobowiązała się do redukcji emisji o 30% do 2030 r. (bez LULUCF) w odniesieniu do 1990 r. Następnie w zaktualizowanym NDC 2.0 przedłożonym w 2021 r. cel na rok 2030 zakładał redukcję emisji o 35% (bez LULUCF), zatem nowy cel oznacza znaczne zwiększenie ambicji klimatycznych. Czarnogóra zaktualizowała swoje NDC 3.0 w 2025 roku, zobowiązując się do redukcji emisji, o co najmniej 55% do 2030 roku i 60% do 2035 roku

¹² Submission of the updated Nationally Determined Contribution of the Republic of Serbia for the period until 2035, 2025, (<https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/Republic%20of%20Serbia%20NDC3.0%20Official%20Submission%20Letter.pdf>; <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/NDC3%20of%20the%20Republic%20of%20Serbia.pdf>, dostęp: 10.12.2025).

w stosunku do 1990 roku¹³. NDC 3.0 uwzględnia dodatkowo sektor LULUCF oraz rozszerzone działania łagodzące skutki zmian klimatu w sektorach: rolnictwa, przemysłu, transportu, infrastruktury i gospodarki odpadami.¹⁴



Czarnogóra zaktualizowała swoje NDC 3.0 w 2025 roku, zobowiązując się do redukcji emisji o co najmniej 55% do 2030 roku i 60% do 2035 roku w stosunku do 1990 roku¹⁵.

Podstawowe dokumenty strategiczne obejmują Narodową Strategię Zmian Klimatu do 2030 roku (2015) oraz KPEiK (2025), integrujący polityki sektorowe w pięciu wymiarach zgodnych z polityką UE, w tym dekarbonizację, efektywność energetyczną i bezpieczeństwo energetyczne, z prognozami emisji w 2030 roku na poziomie 3,06 Mt CO₂ ekw (w oparciu o obecne polityki) i 2,40 Mt CO₂ ekw (uwzględniając dodatkowe polityki) oraz udziałem OZE w końcowym zużyciu energii brutto wynoszącym 43–53%. Nie przygotowano jeszcze strategii długoterminowej.

Macedonia Północna

W 2030 roku Macedonia Północna zobowiązuje się do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 51% w porównaniu z poziomem z 1990 roku. Jeśli uwzględnić emisje netto (czyli po odliczeniu pochłaniania w sektorze LULUCF), kraj planuje redukcję emisji o 82% do 2030 roku w stosunku do 1990 roku. Zaktualizowany NDC koncentruje się

głównie na działaniach łagodzących skutki zmian klimatu, z wizją uwzględnienia komponentu adaptacyjnego w kolejnych wersjach NDC, po przygotowaniu i przyjęciu odpowiednich krajowych dokumentów strategicznych i planistycznych.¹⁵



W 2030 roku Macedonia Północna zobowiązuje się do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 51% w porównaniu z poziomem z 1990 roku.

Macedonia Północna przygotowała Długoterminową Strategię w 2021 r. W przypadku Macedonii Północnej aktualizacja KPEiK wymaga pełnej integracji z procesem strategicznej oceny oddziaływania na środowisko i implementacji Dyrektywy tego dotyczącej w prawie krajowym. Choć KPEiK przyjęto w maju 2022 roku, cele klimatyczne na 2030 rok nie zostały jeszcze ustawowo określone.

Kosowo

Kosowo opublikowało Krajową Strategię Klimatyczno-Energetyczną 2019–2028 oraz Prawo o zmianach klimatu (Styczeń 2024). Oba te dokumenty były podstawą do przygotowania KPEiK oraz NDC. Kosowo pomimo, że nie jest członkiem Ramowej Konwencji UNFCCC, dobrowolnie przedłożyło pierwsze NDC w 2025 r. Przedłożone NDC jest powiązane z KPEiK.¹⁶

Zgodnie z celem określonym w KPEiK, niezależnie od dostępu do międzynarodowych funduszy kli-

¹³ Update of NDC Montenegro, February 2025, (https://unfccc.int/sites/default/files/2025-02/001_eng_NDC_Montenegro.pdf, dostęp: 10.12.2025).

¹⁴ Ukraine successfully completes its screening proces, (https://enlargement.ec.europa.eu/news/ukraine-successfully-completes-its-screening-process-2025-09-30_en, dostęp: 10.12.2025).

¹⁵ Enhanced Nationally Determined Contribution, Submission by the Republic of North Macedonia, 2021, (<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Macedonian%20enhanced%20NDC%20%28002%29.pdf>,dostęp: 10.12.2025).

¹⁶ Kemi miratuar Kontributin e Përcaktuar Kombëtar (NDC), të parin në historinë e Kosovës, 22.03.2025, (<https://mmphi.rks-gov.net/News/NewsArticle?ArticleID=2464>, dostęp: 10.12.2025).

matycznych, Kosowo wyznaczyło w NDC cel redukcji rocznych emisji GHG o 16,3% do 2030 roku w porównaniu z 2016 rokiem, co oznacza spadek emisji do poziomu 8,95 Mt CO₂ ekw. w 2030 roku.¹⁷



Kosowo wyznaczyło w NDC cel redukcji rocznych emisji GHG o 16,3% do 2030 roku w porównaniu z 2016 rokiem (...)

Kosowo nie poinformowało Sekretariatu Wspólnoty Energetycznej o przyjęciu KPEiK, przekraczając ustawowy termin. Kosowo powinno również również w pełni wdrożyć przepisy Dyrektywy Oceny Oddziaływania na Środowisko oraz Dyrektywy o Odpowiedzialności Środowiskowej, a strategiczna ocena środowiskowa dla projektu KPEiK wymaga konsultacji transgranicznych.

Podsumowując, widać że wszystkie państwa przedstawione w artykule starają się na bieżąco podejmować zobowiązania do redukcji emisji. Należy jednak uwzględnić ich inną sytuację bazową, różnice w sposobie pozyskiwania energii, a także możliwości poszczególnych państw. Te najbardziej zaawansowane przedłożyły NDC w 2025 r. na 2030 r., jak Mołdawia, czy Serbia, ale nie wszystkie z nich przedłożyły zaktualizowane NDC w 2025 r. Również wcześniejsze aktualizacje zobowiązań w postaci NDC – nie były składane na czas i przez wszystkie strony Porozumienia paryskiego. Wskazując na przygotowania do akcesji do UE należy uwzględnić różny poziom dostosowania się państw do polityki klimatycznej UE. Jedne z nich są bardziej, a inne mniej zaawansowane. Jednak, aby porównać ich cele należy również przytoczyć ich propozycje złożone ramach KPEiK – przynajmniej przez te państwa, które to zrobiły.

Tabela 2. Zestawienie zobowiązań do redukcji emisji na podstawie zgłoszonych NDC przez państwa.

Państwo	Zobowiązanie do celu redukcji emisji	Cel i dążenie do osiągnięcia neutralności klimatycznej
Turcja	41% do 2030 r.	2053 r.
Ukraina	60% do 2030 r. / 65% do 2035 r.	2060 r.
Mołdawia	71% do 2030 r. / 75% do 2035 r.	2050 r.
Albania	20,9% do 2030 r.	Cel aspiracyjny – 2050 r. na podstawie Deklaracji z Sofii
Bośnia i Hercegowina	33,2% do 2030 r. względem 1990 r.	
Serbia	33,3% do 2030 r. i 40,1% do 2035 r. względem 1990 r.	
Czarnogóra	55% do 2030 r. i 60% do 2035 r. względem 1990 r.	
Macedonia	51% do 2030 r. względem 1990 r.	
Kosowo	16,3% do 2030 r. względem 2016 r.	

Źródło: CAKE/KOBiZE na podstawie złożonych NDC oraz Deklaracji z Sofii, 2020

17 Kosovo's first and voluntary Nationally Determined Contributions (NDC), 2025, ([https://ammk-rks.net/assets/cms/uploads/files/DECISION%20GRK%20NO.%202020_253%20The%20Nationally%20Determined%20Contribution%20\(NDC\)%20of%20Kosovo.pdf](https://ammk-rks.net/assets/cms/uploads/files/DECISION%20GRK%20NO.%202020_253%20The%20Nationally%20Determined%20Contribution%20(NDC)%20of%20Kosovo.pdf), dostęp: 10.12.2025).

Deklaracja z Sofii na rzecz wdrażania Zielonej Agendy dla Bałkanów Zachodnich

Sześć państw Bałkanów Zachodnich – Albania, Bośnia i Hercegowina, Kosowo, Czarnogóra, Północna Macedonia oraz Serbia podpisały specjalną Deklarację „Sofia Declaration on the Green Agenda for Western Balkans”¹⁸ w 2020 r., w której państwa te zobowiązały się m.in. do współpracy z UE w celu osiągnięcia do 2050 r. neutralności emisyjnej kontynentu poprzez wdrożenie polityki klimatycznej oraz reformę sektorów energetycznego i transportowego. Zielona Agenda dla Bałkanów Zachodnich obejmuje pięć obszarów: klimat, energię i mobilność, gospodarkę o obiegu zamkniętym, zapobieganie zanieczyszczeniom, zrównoważone rolnictwo.

Ponadto państwa te zobowiązały się w zakresie energii i klimatu do m.in.:

- Dostosowania się do unijnego prawa klimatycznego po jego przyjęciu, mającego na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r.;
- Wyznaczenia przyszłościowych celów energetycznych i klimatycznych na 2030 r. zgodnie z ramami Wspólnoty Energetycznej i dorobkiem prawnym UE, a także opracowania i wdrożenia zintegrowanych planów energetycznych i klimatycznych zawierających środki mające na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w gospodarkach Bałkanów Zachodnich poprzez włączenie działań w dziedzinie

klimatu do wszystkich odpowiednich polityk sektorowych;

- Przygotowania i wdrożenia strategii adaptacji do zmian klimatu w celu zwiększenia odporności poprzez zabezpieczenie inwestycji przed skutkami zmian klimatu oraz zapewnienie większej integracji działań adaptacyjnych do zmian klimatu z ograniczaniem ryzyka związanego z klęskami żywiołowymi;
- Kontynuacji dostosowywania do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji EU ETS, a także prowadzeniem prac mających na celu wprowadzenie innych instrumentów wyceny emisji dwutlenku węgla w celu promowania dekarbonizacji w regionie;
- Zwiększenia możliwości wdrażania rozwiązań opartych na naturze w celu łagodzenia skutków zmian klimatu i dostosowania się do nich;
- Zwiększenia efektywności energetycznej oraz udziału OZE;
- Dążenia do zmniejszenia i stopniowego odchodzenia od subsydiowania paliw kopalnych;
- Wspierania planów renowacji budynków.



¹⁸ Sofia declaration on the Green Agenda for the Western Balkans, Regional Cooperation Council, (<https://www.rcc.int/files/user/docs/196c92cf0534f629d43c460079809b20.pdf>, dostęp: 10.12.2025).

Poziom wdrożenia carbon pricingu (ETS, MRV)

Proces wdrażania mechanizmów polityki klimatycznej, takich jak carbon pricing, ETS i MRV (Monitoring, Reporting, Verification), w krajach Bałkanów Zachodnich oraz w Turcji, Ukrainie i Mołdawii pozostaje zróżnicowany, lecz konsekwentnie zmierza w stronę zgodności z ramami unijnego systemu EU ETS. W 2025 r. tylko Czarnogóra posiadała funkcjonujący system ETS, natomiast Turcja, a także Ukraina i Mołdawia są na zaawansowanym etapie legislacyjnego i instytucjonalnego przygotowania. Pozostałe państwa regionu w różnym stopniu rozwijają krajowe systemy MRV lub planują przyszłe wdrożenie handlu emisjami w odpowiedzi na unijny mechanizm CBAM.

Najbardziej zaawansowana grupa – Czarnogóra, Turcja, Ukraina, Mołdawia

System handlu uprawnieniami do emisji (ETS) w Czarnogórze został wprowadzony w lutym 2020 r., jako krajowy mechanizm ograniczania emisji CO₂ obejmujący pierwotnie trzy instalacje: elektrownię w Pljevlji, hutę aluminium KAP oraz stalownię Tosçelik. Operatorzy tych instalacji musieli przekazywać uprawnienia na pokrycie swoich emisji, a przydział odbywał się zarówno poprzez przydziały bezpłatne, jak i aukcje. W Czarnogórze wyznaczono liniowy wskaźnik redukcji limitu emisji malejący o 1,5% rocznie w latach 2020–2030, a minimalna cena rezerwowa na aukcjach wynosi ok. 24 EUR/tonę CO₂.

W praktyce działanie systemu zostało zakłócone zmianami rządów, opóźnieniami w uchwalaniu

planów alokacji, rosnącymi cenami energii, co przyczyniło się do zamknięcia w 2022 r. dwóch z trzech objętych systemem instalacji. W rezultacie, od 2025 r. jedynym rzeczywiście funkcjonującym podmiotem objętym systemem jest elektrownia w Pljevlji. Rząd Czarnogóry pracuje nad rewizją krajowej legislacji, aby lepiej dostosować krajowy system do zasad unijnego ETS.

Turcja w 2025 r. przyjęła przełomową ustawę o klimacie (opublikowaną 9 lipca)¹⁹, ustanawiającą podstawy prawne dla krajowego tureckiego systemu ETS (Turkish Emission Trading System, TR ETS). Ustawa ta wprowadza Carbon Market Board, która nadzoruje system, zatwierdza krajowe plany alokacji oraz określa zasady bezpłatnych przydziałów i limitów offsetów. Dochody z aukcji mają być w całości przeznaczone na zieloną transformację i działania klimatyczne. ETS ma ruszyć pilotażowo w 2026–2027, a następnie przejść w fazę pełnego wdrożenia. System TR ETS obejmie instalacje w sektorach energetycznym i przemysłowym emitujące powyżej 50 tys. ton CO₂ rocznie, a dane mają pochodzić z krajowego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji funkcjonującego od 2015 r. (ok. 770 instalacji). MRV opiera się na unijnych standardach – raporty roczne są weryfikowane przez akredytowanych audytorów pod nadzorem Dyrekcji ds. Zmian Klimatu Turcji.

Prace nad tureckim TR ETS wspiera Bank Światowy w ramach jednego z projektów, finansującego modelowanie, analizę skutków gospodarczych i wdrożenie krajowego ETS. W ramach programu przedakcesyjnego planowana jest również transpozycja przepisów EU ETS.

19 <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2025/07/20250709-1.htm>, (dostęp: 5.12.2025).

20 https://climate-laws.org/documents/https-zakon-rada-gov-ua-laws-show-3991-ix-text_e74b?id=law-no-3991-ix_aa5b, (dostęp: 5.12.2025).

21 <https://icapcarbonaction.com/en/ets/ukraine>, (dostęp: 5.12.2025).

22 Republica of Moldova, (https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=143228&lang=ro, dostęp: 5.12.2025).

Ukraina przyjęła w październiku 2024 r. ustawę o polityce klimatycznej²⁰, ustanawiającą ramy dla krajowego ETS. System²¹ będzie mieć absolutny limit emisji i opierać się na zasadzie cap-and-trade, a jego pilotaż planowany jest od 2028 r. Pełne funkcjonowanie nastąpi nie wcześniej niż trzy lata po zakończeniu stanu wojennego. System MRV, obowiązujący od 2021 r., ponownie stał się obowiązkowy w 2025 r. po okresie dobrovolności spowodowanym wojną. System MRV obejmuje emisje CO₂ i N₂O z sektora energetycznego, hutniczego i chemicznego, z rocznym raportowaniem do Ministerstwa Ochrony Środowiska i weryfikacją przez niezależnych audytorów. Ustawa przewiduje integrację z EU ETS w dłuższej perspektywie, w ramach zobowiązań wynikających z Umowy Stowarzyszeniowej UE-Ukraina.

Mołdawia kontynuuje prace nad wprowadzeniem krajowego ETS w oparciu o ustawę o działaniach na rzecz klimatu Nr 74/2024²², w której w dużym stopniu wdrożyła zapisy unijnej dyrektywy EU ETS dotyczące systemu handlu uprawnieniami do emisji. Ustawa wprowadza obowiązek posiadania przez instalacje stacjonarne pozwoleń na emisję gazów cieplarnianych oraz określa listę działalności objętych obowiązkiem monitorowania i raportowania emisji. Agencja Ochrony Środowiska została wyznaczona jako organ właściwy do wydawania pozwoleń i koordynacji planów monitorowania emisji, a także opracowała wewnętrzne procedury w tym zakresie. Mołdawia wdrożyła również zasady monitorowania, raportowania, weryfikacji i akredytacji zgodne z unijnymi przepisami. Wprowadzono obowiązek corocznego składania raportów emisji zweryfikowanych

przez akredytowanych weryfikatorów oraz określono sankcje za brak złożenia raportu. Krajowe Centrum Akredytacji zostało wyznaczone jako organ odpowiedzialny za akredytację weryfikatorów emisji gazów cieplarnianych.

Średnio zaawansowana grupa – Serbia, Albania

Serbia posiada w pełni działający system MRV, wprowadzony ustawą o zmianach klimatu (2021)²³ i uszczegółowiony aktami wykonawczymi wydanymi w latach 2023–2024. Działa cyfrowa platforma e-GHG, służąca do raportowania i weryfikacji danych. ETS jest planowany, ale jeszcze nie wdrożony, jego opracowanie przewiduje KPEiK 2024.

Albania jeszcze nie wdrożyła ETS do porządku prawnego. Na tym etapie przyjęła podstawowe definicje z ETS oraz opracowuje krajowy system MRV²⁴. Podstawowe definicje i pojęcia z dyrektywy EU ETS zostały przeniesione do krajowego porządku prawnego w ramach ustawy o zmianach klimatu²⁵. Wprowadzono wymóg uzyskania pozwolenia środowiskowego obejmującego emisje gazów cieplarnianych oraz określono listę działalności objętych obowiązkiem monitorowania i raportowania emisji. Wprowadzono także system kar finansowych za prowadzenie działalności bez wymaganego pozwolenia oraz za brak monitorowania lub raportowania emisji. Obecnie jednak wdrażanie i egzekwowanie tych przepisów, w tym identyfikacja podmiotów objętych obowiązkiem, tworzenie struktur i procedur w organie właściwym oraz stosowanie sankcji, pozostaje w fazie rozwoju.

23 <http://www.parlament.gov.rs/upload/archive/files/cir/pdf/zakoni/2021/337-21.pdf>, (dostęp: 5.12.2025).

24 Serbia races Ahead on ETS preparations, as other Eastern neighbours stall, Carbon Pulse, 10.12.2025, (<https://carbon-pulse.com/466412/>, dostęp: 11.12.2025).

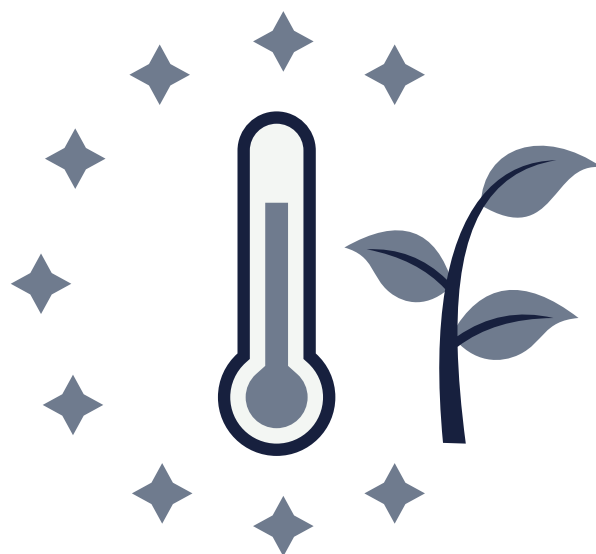
25 https://climate-laws.org/documents/law-no-155-2020-on-climate-change_8c21?id=law-no-155-2020-on-climate-change_1817, (dostęp: 5.12.2025).

Początkowy etap – Bośnia i Hercegowina, Kosowo, Macedonia Północna

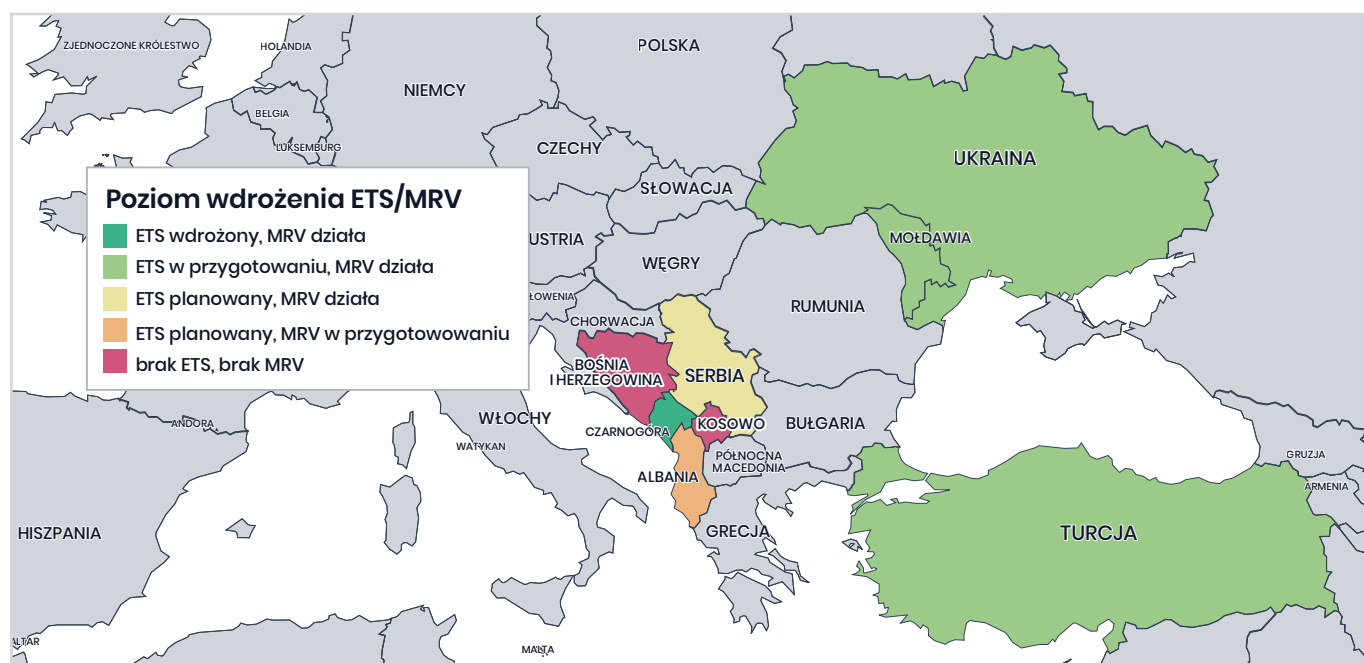
Bośnia i Hercegowina nie posiada jeszcze systemu MRV ani krajowej inwentaryzacji emisji GHG.

Kosowo dopiero rozpoczyna prace nad podstawami legislacyjnymi MRV przy wsparciu Wspólnoty Energetycznej, a brak ram prawnych i ograniczone zasoby kadrowe hamują postęp.

Macedonia Północna tworzy podstawy prawne dla MRV i ETS z myślą o integracji z unijnym rynkiem emisji.



Rys 2. Poziom wdrożenia ETS/MRV w analizowanych państwach.



Źródło: CAKE/KOBiZE

Wyzwania i możliwe rozwiązania

W celu przyspieszenia dekarbonizacji fundamentem skutecznej polityki klimatycznej powinno być połączenie sprawnego systemu monitoringu emisji, przejrzystych ram regulacyjnych oraz stabilnego wsparcia finansowego i politycznego.

Wszystkie analizowane kraje uznają ETS i MRV za kluczowe elementy integracji z polityką kli-

matyczną UE, ale wykazują znaczące różnice w tempie i zakresie implementacji systemów ETS oraz mechanizmów cenowych emisji. Najbardziej zaawansowane są Turcja, Ukraina, Mołdawia i Czarnogóra, z których pierwsza wdraża kompleksową ustawę klimatyczną, druga i trzecia przygotowuje się do pilotażu ETS mimo trwającej wojny czy konfliktu z Rosją, a w ostatniej funkcjonuje system ETS. Serbia i Albania zbliżają się do etapu wdrożeniowego, a pozostałe państwa są

na początku tej drogi. W całym regionie unijny mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM) stanowi główny bodziec do rozwoju krajowych mechanizmów cenowych.



Najbardziej zaawansowane w procesie implementacji ETS są Turcja, Ukraina, Mołdawia i Czarnogóra, z których pierwsza wdraża kompleksową ustawę klimatyczną, druga i trzecia przygotowuje się do pilotażu ETS mimo trwającej wojny czy konfliktu z Rosją, a w ostatniej funkcjonuje system ETS. Serbia i Albania zbliżają się do etapu wdrożeniowego, a pozostałe państwa są na początku tej drogi.

Wysoka zależność od paliw kopalnych w szczególności węgla brunatnego i kamiennego wśród państw, tj. Bośni i Hercegowiny, Macedonii Północnej, Kosowa i Serbii, ogranicza możliwości dekarbonizacji, a brak jasno określonych terminów odejścia od węgla utrudnia planowanie długoterminowe. Słaba efektywność energetyczna i starzejąca się infrastruktura są problemami wspólnymi dla większości krajów regionu. Dodatkowo duża zależność od importu energii, m.in. w Mołdawii, zwiększa ryzyko fiskalne i osłabia bezpieczeństwo energetyczne.



Wysoka zależność od paliw kopalnych, w szczególności węgla brunatnego i kamiennego, wśród państw, tj. Bośni i Hercegowiny, Macedonii Północnej, Kosowa i Serbii ogranicza możliwości dekarbonizacji (...)

Słabe zdolności instytucjonalne, ograniczone środki finansowe i rozproszone zarządzanie polityką klimatyczną stanowią kolejną istotną barierę. W wielu krajach kompetencje rozproszone są pomiędzy ministerstwami i agencjami (problem szczególnie dotkliwy w Mołdawii, Bośni i Hercegowinie oraz Kosowie), co hamuje szybkie wdrażanie kolejnych wersji KPEiK/NDC i mechanizmów cenowych. Kraje takie jak Albania i Macedonia Północna borykają się z niewielkimi zasobami publicznymi oraz niedostatecznym przygotowaniem administracyjnym, co spowalnia wdrażanie instrumentów, takich jak krajowe systemy ETS czy mechanizmy MRV. W Ukrainie wojna dodatkowo osłabiła zdolności administracyjne. Inne problemy wynikają z niskiego poziomu inwestycji prywatnych oraz niepewności inwestycyjnej w regionie.



W wielu krajach kompetencje rozproszone są pomiędzy ministerstwami i agencjami (problem szczególnie dotkliwy w Mołdawii, Bośni i Hercegowinie oraz Kosowie), co hamuje szybkie wdrażanie kolejnych wersji KPEiK/NDC i mechanizmów cenowych.

W pierwszej kolejności niezbędny jest rozwój i utrzymanie przejrzystych, wiarygodnych systemów raportowania emisji. Transparentny system MRV stanowi fundament zarówno dla krajowych polityk klimatycznych, jak i dla integracji z mechanizmami unijnymi, w tym EU ETS i CBAM. Drugim strategicznym obszarem działań jest szybkie wdrożenie krajowych systemów handlu emisjami. Jednocześnie wdrożenie planu sprawiedliwej transformacji („just transition”) ma kluczowe znaczenie dla łagodzenia skutków społeczno-gospodarczych w regionach uzależnionych od węgla oraz dla utrzymania poparcia społecznego dla

polityki klimatycznej. Kolejnym wyzwaniem jest finansowanie transformacji energetycznej. Kraje regionu dysponują ograniczonymi zasobami fiskalnymi, co utrudnia modernizację sieci, rozwój OZE i poprawę efektywności energetycznej. Wprowadzenie opłat środowiskowych oraz szersze stosowanie podatków węglowych czy systemu handlu uprawnieniami do emisji może nie tylko zwiększyć presję na ograniczenie emisji, ale również stworzyć dodatkowe źródło przychodów publicznych na finansowanie transformacji w rolnictwie, transporcie i przemyśle.

“

W pierwszej kolejności niezbędny jest rozwój i utrzymanie przejrzystych, wiarygodnych systemów raportowania emisji. Transparentny system MRV stanowi fundament zarówno dla krajowych polityk klimatycznych, jak i dla integracji z mechanizmami unijnymi, w tym EU ETS i CBAM.

Równolegle należy wzmocnić koordynację instytucjonalną i międzyresortową w obszarze polityki klimatycznej. W wielu krajach regionu brak jednoznacznego podziału kompetencji pomiędzy resortami energii, środowiska i gospodarki prowadzi do opóźnień i niespójności działań. Wdrożenie zintegrowanego systemu zarządzania polityką klimatyczną opartego na wspólnych strategiach, harmonogramach i mechanizmach oceny postępu pozwoli uniknąć dublowania zadań i zwiększy efektywność wdrażania KPEiK i NDC. Takie rozwiązania sprawdziły się już w krajach członkowskich UE, gdzie skuteczność polityki dekarbonizacyjnej wynika z jasnego podziału ról i ciągłego dialogu międzysektorowego.

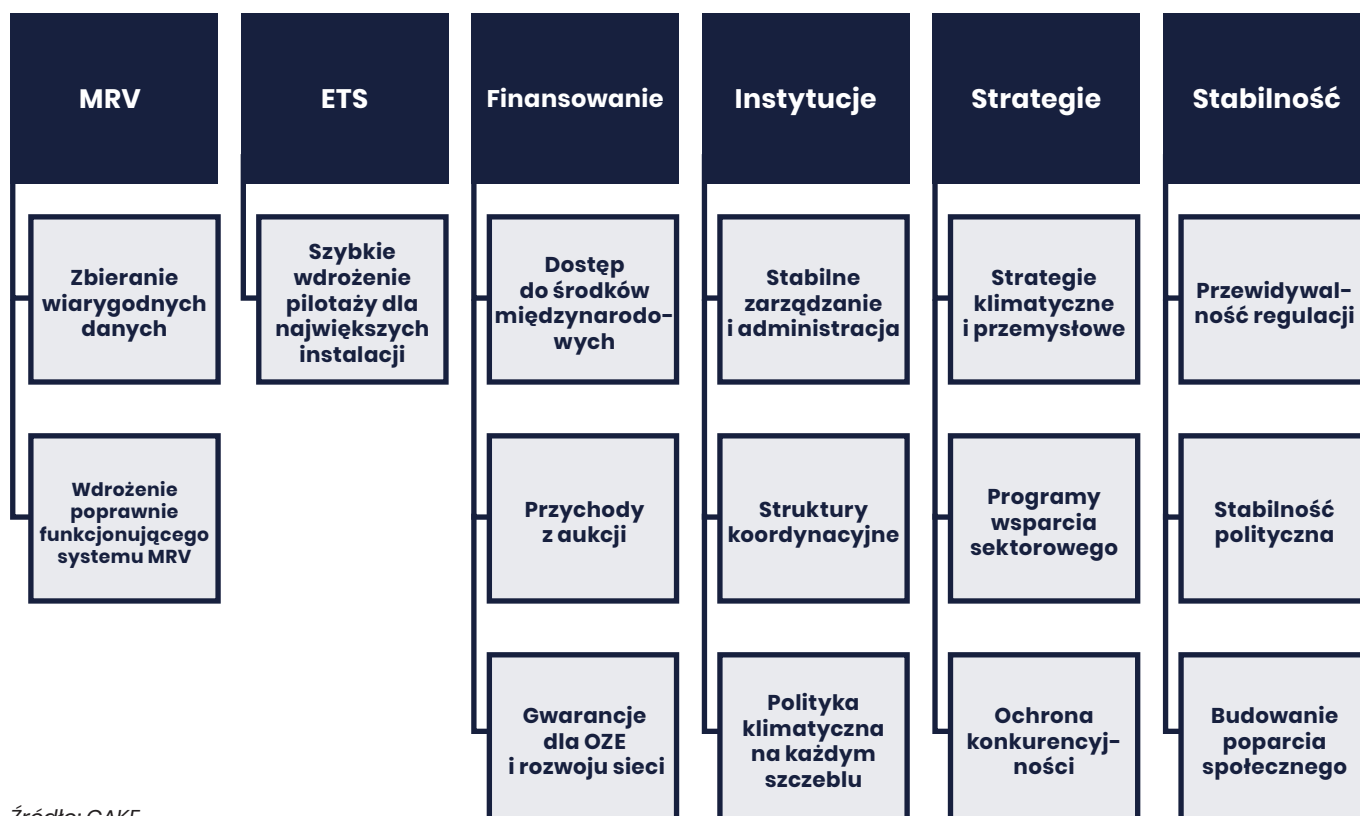
Ostatnim, ale kluczowym elementem działań jest zapewnienie stabilności politycznej i przewidy-

walności regulacyjnej. W wielu krajach regionu niestabilność polityczna, konflikty wewnętrzne lub wojenne oraz brak kontynuacji programów klimatycznych powodują utratę zaufania inwestorów i spowolnienie wdrażania reform. Utrzymanie stabilnych ram prawnych, budowanie poparcia społecznego dla transformacji oraz aktywna współpraca z partnerami międzynarodowymi to warunki niezbędne do skutecznego przejścia w kierunku gospodarki niskoemisyjnej.

Największym wyzwaniem dla państw aspirujących do UE będzie dostosowanie się do wymogów związanych z koniecznością wprowadzenia szeregu regulacji, które mają pomóc UE osiągnąć cel neutralności klimatycznej. Państwa Bałkanów Zachodnich podejmują różne zobowiązania w tym zakresie i niektóre z nich wyznaczyły sobie również cele i terminy osiągnięcia neutralności klimatycznej. W tym kontekście nowe regulacje unijne i przyjęcie zaktualizowanego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych, który dla państw UE został uzgodniony na poziomie 90% redukcji emisji do 2040 r., względem 1990 r. będzie z pewnością dużym wyzwaniem.



Rys 3. Kluczowe elementy dla wdrożenia transformacji klimatyczno-energetycznej w analizowanych państwach



Źródło: CAKE

„Wasze kraje (Bałkanów Zachodnich) mogą stać się centrami produkcji, magazynowania i wymiany czystej energii z resztą Europy. Dziś podpisujecie kilka umów inwestycyjnych, które właśnie to umożliwią. Od produkcji czystej energii we wszystkich sześciu krajach partnerskich na Bałkanach Zachodnich. Kończąc na magazynowaniu energii w Czarnogórze. Obniżą one koszty [energii elektrycznej]. A także przyczynią się do naszej wspólnej niezależności energetycznej. A zatem, pozwólcie, że wyrażę się jasno. Budujecie nowy kręgosłup energetyczny nie tylko dla Bałkanów Zachodnich. Ale dla całej Europy...”

Ursula von der Leyen, Przewodnicząca Komisji Europejskiej, 13.10.2025.

Wybrane działania i inwestycje w obszarze polityki klimatyczno-energetycznej

1. Systemy magazynowania energii w Czarnogórze

W 2025 r. państwowa spółka Elektroprivreda Crne Gore ogłosiła przetarg na budowę

dwóch systemów magazynowania energii o łącznej pojemności 60 MW/240 MWh, zlokalizowanych w zakładach stalowych w Nikšiću (Żeljezara). Wartość projektu wynosi 48 mln EUR, a umowa obejmuje pełny zakres prac, od projektu i dostaw po uruchomienie i utrzymanie systemu. Magazyny będą działać w modelu czterogodzinnym, co umożliwi stabilizację sieci i większą integrację OZE w miksie ener-

getycznym. Jeśli projekt zostanie zrealizowany zgodnie z harmonogramem (projekt w 45 dni, instalacja w ciągu 8 miesięcy po podpisaniu umowy), będzie to jeden z pierwszych dużych przypadków wykorzystania systemów magazynowania na Bałkanach Zachodnich.

<https://balkangreenenergynews.com/montenegros-power-utility-seeks-contractor-for-two-battery-storage-systems/>

2. Turcja – hybrydowy projekt wiatr–słońce–bateria

Polat Enerji otrzymała wsparcie (Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju + Clean Technology Fund) na budowę pierwszego hybrydowego projektu łączącego energię wiatrową, słoneczną i magazynowania energii (10 MWh) obok istniejącej farmy wiatrowej Geycek. Całkowita moc projektu: ok. 77 MW (połączenie mocy słonecznej i wiatrowej).

<https://renewables.az/en/news/turkies-first-hybrid-wind-solar-battery-project-takes-off-with-ebd-support>

3. Ukraina – magazyn energii 200 MW/400 MWh od DTEK i Fluence

Firma DTEK we współpracy z Fluence uruchomiła największy w Ukrainie projekt baterijnego magazynowania energii: sześć instalacji o mocach od 20 do 50 MW każda, łącznie 200 MW i 400 MWh pojemności. System działa w rejonach Kijowa i Dniepropietrowska i ma wspierać stabilność sieci, zwłaszcza w warunkach przerw w dostawie prądu.

<https://dtek.com/en/media-center/news/dtek-and-fluence-energise-the-largest-battery-storage-facility-in-ukraine-with-a-total-capacity-of-200-mw/>

4. Mołdawia – przetarg na zieloną energię w skali kraju

Mołdawia zainicjowała pierwszy duży przetarg na energię odnawialną: farmy wiatrowe (105 MW) oraz PV (60 MW), który ma łącznie kosztować ok. 190 mln EUR.

<https://www.energies-renovables.com/panorama/moldova-attracts-record-a-190-million-in-20250625>

BIBLIOGRAFIA:

- 2053 Long Term Climate Strategy, Turcja, (https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Turkiye_Long_Term_Climate_Strategy.pdf, dostęp: 2.12.2025).
- ALBANIA REVISED NDC, Albania Revised NDC.pdf; (<https://unfccc.int/documents/497221>, dostęp: 05.11.2025 r.).
- Enhanced Nationally Determined Contribution, Submission by the Republic of North Macedonia, 2021, (<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Macedonian%20enhanced%20NDC%20%28002%29.pdf>, dostęp: 10.12.2025).
- Government of the Republic of Moldova, Nationally Determined Contribution 3.0, (https://unfccc.int/sites/default/files/2025-05/MD_NDC_3.pdf, dostęp: 05.11.2025 r.).
- Joint Statement by Turkish Foreign Minister H.E. Hakan Fidan and EU Commissioner for Enlargement H.E. Marta Kos Following their Meeting in Istanbul, (https://enlargement.ec.europa.eu/news/joint-statement-turkish-foreign-minister-he-hakan-fidan-and-eu-commissioner-enlargement-he-marta-kos-2025-07-28_en, dostęp: 28.11.2025).
- Kosovo's first and voluntary Nationally Determined Contributions (NDC), 2025, ([https://ammk-rks.net/assets/cms/uploads/files/DECISION%20GRK%20NO.%2020_253%20The%20Nationally%20Determined%20Contribution%20\(NDC\)%20of%20Kosovo.pdf](https://ammk-rks.net/assets/cms/uploads/files/DECISION%20GRK%20NO.%2020_253%20The%20Nationally%20Determined%20Contribution%20(NDC)%20of%20Kosovo.pdf), dostęp: 10.12.2025).
- Montenegro NDC 3.0 A science-based enhancement of ambition aligned with national priorities and development needs, (https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2025-06/ndc_brief_28.4.25.pdf, dostęp: 10.12.2025).
- Montenegro, UNDP (<https://climatepromise.undp.org/what-we-do/where-we-work/montenegro>, dostęp: 10.12.2025).
- Nationally Determined Contribution (NDC) of the Republic of Serbia for the period up to 2035, (<https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/NDC3%20of%20the%20Republic%20of%20Serbia.pdf>, dostęp: 5.12.2025).
- Second Nationally Determined Contribution of Ukraine to the Paris Agreement, 2025, (https://unfccc.int/sites/default/files/2025-11/2%20Ukraine%20NDC2_adj_v2.pdf, dostęp: 05.12.2025 r.).

- 11 Sofia declaration on the Green Agenda for the Western Balkans, Regional Cooperation Council, (<https://www.rcc.int/files/user/docs/196c92cf0534f629d43c460079809b20.pdf>; 2021; dostęp: 10.12.2025 r.).
- 12 Submission of the updated Nationally Determined Contribution of the Republic of Serbia for the period until 2035, (<https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/Republic%20of%20Serbia%20NDC3.0%20Official%20Submission%20Letter.pdf>, dostęp: 5.12.2025).
- 13 Third Nationally Determined Contribution Montenegro, 21.02.2025, (https://unfccc.int/sites/default/files/2025-02/001_eng_NDC_Montenegro.pdf, dostęp: 10.12.2025).
- 14 Update of NDC of Montenegro, February 2025, (<https://www.rcc.int/files/user/docs/196c92cf0534f629d43c460079809b20.pdf>, dostęp 11.12.2025 r.).
- 15 Updated Nationally Determined Contribution of Ukraine to the Paris Agreement, 2020, (https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Ukraine%20NDC_July%2031.pdf, dostęp: 05.12.2025 r.).
- 16 Ustawa nr 74/2024 o działaniach na rzecz klimatu, Mołdawia, 16-05-2024, Dz.U. 209-212 art. 293, (https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=143228&lang=ro, dostęp: 05.12.2025).
- 17 Ustawa nr 155/2020 o zmianach klimatu, Albania, 17.12.2020, (https://climate-laws.org/documents/law-no-155-2020-on-climate-change_8c21?id=law-no-155-2020-on-climate-change_1817, dostęp: 05.12.2025).
- 18 Ustawa nr 337/21 o zmianach klimatu, Serbia, 18.03.2021, (<http://www.parlament.gov.rs/upload/archive/files/cir/pdf/zakoni/2021/337-21.pdf>, dostęp: 05.12.2025).
- 19 Ustawa nr 3991-IX o polityce klimatycznej, Ukraina, 08.10.2024, (https://climate-laws.org/documents/https-zakon-rada-gov-ua-laws-show-3991-ix-text_e74b?id=law-no-3991-ix_aa5b, dostęp: 05.12.2025).
- 20 Ustawa nr 7552 o klimacie, 02.07.2025, Turcja, (<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2025/07/20250709-1.htm>, dostęp: 05.12.2025).



Wyzwania sprawiedliwej transformacji energetycznej na przykładzie Azji Środkowej

Autor:

Dr Marzena Chodor, Zespół Instrumentów Polityki Klimatycznej,
Centrum Polityki Klimatycznej i Mechanizmów Redukcji Emisji, KOBiZE

Wyzwania sprawiedliwej transformacji energetycznej na przykładzie Azji Środkowej



Autor:
Dr Marzena Chodor

Słowa kluczowe: Sprawiedliwa transformacja, energia, klimat, zmiany klimatu, surowce krytyczne, nowe technologie, ubóstwo energetyczne, Azja Środkowa, dekarbonizacja, globalny przegląd, węgiel, paliwa kopalne, energia odnawialna

Streszczenie

W ramach Porozumienia paryskiego, państwa-strony porozumienia i Ramowej konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu (UNFCCC) przeprowadziły w 2023 roku pierwszy przegląd realizacji działań zmierzających do osiągnięcia długoterminowych celów porozumienia. Wyniki przeglądu zalecają państwom podjęcie, w ramach przedstawianych przez nie ustalonych na poziomie krajowym wkładów do porozumienia (NDCs) działań prowadzących do dekarbonizacji. Transformacja energetyczna powinna odbywać się z zachowaniem zasad Sprawiedliwej transformacji (Just Transition), która oznacza, że nie powinna odbywać się z naruszeniem praw interesariuszy i zwiększeniem poziomu ubóstwa. Przeciwnie, sprawiedliwa transformacja zakłada zwiększenie dostępu do energii w regionach i państwach, gdzie jest on niewystarczający oraz ochronę przed kosztami transformacji energetycznej, związanymi z odejściem od paliw kopalnych, najuboższych grup społecznych. Transformacja energetyczna jest również uznawana za okazję dla wsparcia niskoemisyjnego rozwoju gospodarczego, co ma znaczenie dla państw zasobnych w minerały

rzadkie i surowce krytyczne. Artykuł omawia potencjalne wyzwania związane z podejściem zgodnym z zasadami sprawiedliwej transformacji i potencjalne korzyści z zielonej transformacji dla gospodarek i społeczeństw państw, które posiadają zasoby paliw kopalnych ale mają też znaczące zasoby surowców krytycznych, kluczowych dla globalnej dekarbonizacji, na przykładzie pięciu państw Azji Centralnej: Kazachstanu, Uzbekistanu, Turkmenistanu, Tadżykistanu i Kirgistanu. Państwa te w przeszłości korzystały ze wspólnego systemu energetycznego, a obecnie współpracują na poziomie regionalnym w związku z koniecznością dobrosąsiedzkiego uregulowania kwestii współdzielenia zasobów wodnych. Kazachstan, Uzbekistan i Turkmenistan posiadają zasoby paliw kopalnych, głównie węgla i gazu. Jednocześnie Azja Centralna posiada ogromne zasoby surowców krytycznych i minerałów rzadkich, a także uranu. Państwa regionu należą do państw o najwyższych emisjach gazów cieplarnianych na osobę, a jednocześnie duży procent mieszkańców żyje na granicy ubóstwa. Aczkolwiek region jest zelektryfikowany w cza-

sach, gdy Azja Środkowa była częścią Związku Radzieckiego, mieszkańcy muszą zmagać się z częstymi przerwami w dostawach prądu i gazu. Państwa te są również głęboko narażone na szkody i straty związane ze zmianami klimatu, pustynnieniem i katastrofalnymi powodziami oraz zmagają się z konsekwencjami

pogłębiających się braków wody i katastrofą ekologiczną w regionie Jeziora Aralskiego. Współpraca regionalna i sprawiedliwa transformacja, obejmująca transformację sektora energetycznego jest szansą na rozwój państw tego regionu i złagodzenie skutków szczególnie dotkliwych dla Azji Środkowej zmian klimatu.

Skróty: IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change; COP – Conference of Parties; UNEP – United Nations Environment Programme; WMO – World Meteorological Organization; UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change, EMEs – Emerging Market and Developing Economies; LDC – Least Developed Country

Imperatyw transformacji energetycznej

Z oceny przedstawionych przez państwa – strony Porozumienia paryskiego 64 nowych określonych na poziomie krajowym wkładów do porozumienia (ang. *Nationally Determined Contributions*, NDCs) wynika, że cel temperaturowy 1,5°C może być już nie do osiągnięcia, aczkolwiek politycy pozostają przy przekonaniu, że zwiększony wysiłek stron Porozumienia w redukcji emisji gazów cieplarnianych może jeszcze powstrzymać i odwrócić trend¹. Przy obecnej wielkości emisji do atmosfery dwutlenku węgla (CO₂), nie można powstrzymać wzrostu globalnej temperatury na poziomie poniżej 1,5°C w porównaniu do początków rewolucji przemysłowej.

Jeszcze do niedawna naukowcy uważali, że ludzkość ma mniej więcej do pięciu lat na powstrzymanie wzrostu globalnej średniej temperatury do poziomu 1,5°C do końca stulecia². Taką też diagnozę przedstawiał doroczny raport UNEP na temat luki emisyjnej z 2024 roku³. Kolejny raport UNEP, który ma się niebawem ukazać, za-

pewne potwierdzi formułowane już od jakiegoś czasu, ale dopiero po raz pierwszy ostrożnie formułowane na najwyższych politycznych szczeblach ONZ potwierdzenia, że międzynarodowe działania koordynowane przez UNFCCC są mało skuteczne w zahamowaniu globalnego ocieplenia. Najnowsze dane organizacji takich jak Światowa Organizacja Meteorologiczna (ang. *World Meteorological Organization*, WMO) ONZ i Copernicus Climate Change Service wskazują, że rok 2024 był pierwszym pełnym rokiem, w którym średnia globalna temperatura przekroczyła ten próg. Według prognoz WMO istnieje 70% prawdopodobieństwo, że w obecnym pięcioleciu (2025–2029) średni wzrost temperatury przekroczy 1,5 °C⁴.



Według prognoz WMO istnieje 70% prawdopodobieństwo, że w obecnym pięcioleciu (2025-2029) średni wzrost temperatury przekroczy próg 1,5 °C.

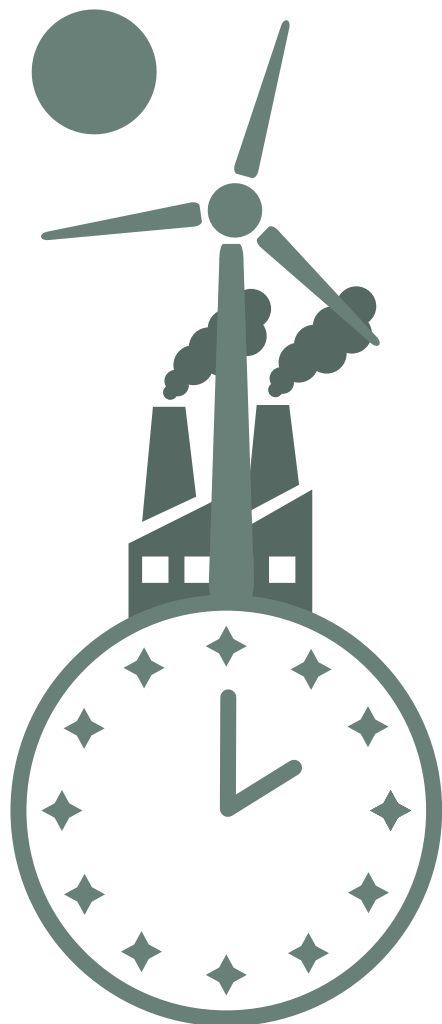
1 'Change course now': humanity has missed 1.5C climate target, says UN head. The Guardian, 28 October 2021 (<https://www.theguardian.com/environment/2025/oct/28/change-course-now-humanity-has-missed-15c-climate-target-says-un-head>; dostęp: 3.11.2025).

2 Lamboll, R.D., Nicholls, Z.R.J., Smith, C.J. Wsp. Ocena wielkości i niepewności pozostałych budżetów węglowych. Nat. Clim. Chang. 13, 1360–1367 (2023). <https://doi.org/10.1038/s41558-023-01848-5> dostęp: 28.10.2025).

3 UNEP, Emissions Gap Report 2024, 24.10.2024 (<https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2024>, dostęp: 28.10.2025).

4 WRI, 1.5 Degrees C: Understanding World's Critical Warming Threshold, June 18, 2025 ([https://www.wri.org/insights/1-5-degrees-c-target-explained#:~:text=Has%20the%20Earth%20Already%20Exceeded,1.5%20degrees%20C%20on%20average](https://www.wri.org/insights/1-5-degrees-c-target-explained#:~:text=Has%20the%20Earth%20Already%20Exceeded,1.5%20degrees%20C%20on%20average;); dostęp: 4.11.2025).

Jak alarmują eksperci, opóźnienia w dekarbonizacji sprawią, że proces ten będzie bardziej kosztowny dla wszystkich krajów, a zmiany klimatyczne będą miały większy i prawdopodobnie nieodwracalny wpływ na ekosystemy.



Nie oznacza to, że postulowany jest odwrót od działań redukcyjnych. Wręcz przeciwnie, zarówno Sekretarz Generalny ONZ, jak i inni politycy, wspierani przez ekspertów, nawołują do przyspieszenia dekarbonizacji i wzrostu ambicji działań w ramach Porozumienia paryskiego. Tymczasem w ostatniej dekadzie, mimo że prawie wszystkie kraje członkowskie ONZ a za-

razem strony Ramowej konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu (ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC) wsparły wspólne długoterminowe cele Porozumienia paryskiego, globalne emisje gazów cieplarnianych nadal rosły, a 95% wzrostu miało miejsce w gospodarkach wschodzących i rozwijających się (ang. *Emerging and Developing Market Economies*, EMDEs)⁵. Aby w sposób odpowiedzialny przyczynić się do realizacji celów Porozumienia paryskiego, kraje rozwijające się muszą zwiększyć tempo dekarbonizacji w połączeniu ze zwiększeniem inwestycji w rozwój czystej energii, poprzez odejście od węgla i zastąpienie elektrowni węglowych odnawialnymi źródłami energii oraz zwiększenie produkcji energii ze źródeł niskoemisyjnych i zeroemisyjnych. Jednocześnie powinny być zaspokojone potrzeby energetyczne, które rosną wraz ze wzrostem liczby ludności i zwiększającym się dobrobytem obywateli⁶.

Międzypaństwowy Zespół ds. Zmian Klimatu (ang. *Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC) wskazał w VI raporcie z 2022 roku, że już dostępne technologie pozwalają na zmniejszenie globalnych emisji we wszystkich sektorach, co najmniej o połowę do 2030 r.⁷ Szybka transformacja energetyczna i inwestycje w czystą energię w gospodarkach wschodzących i rozwijających się wprowadzą je na drogę dekarbonizacji i zarazem wesprą osiągnięcie celów zrównoważonego rozwoju przyjętych w politykach krajowych, będących podstawą ustalonych na poziomie krajowym wkładów do realizacji celów Porozumienia Paryskiego.

5 Liczba EMDE waha się od 80 do 154, w zależności od zastosowanych wskaźników i odpowiadającej im dostępności danych. Są to wszystkie kraje przechodzące industrializację i doświadczające wzrostu gospodarczego, które nie osiągnęły jeszcze statusu gospodarek rozwiniętych. Por. Bank Światowy (2024), *Finance and Prosperity 2024*. Finanse i dobrobyt, Waszyngton DC.: Bank Światowy, DOI:10.1596/978-1-4648-2060-1, Licencja: Creative Commons Uznanie autorstwa CC. BY 3.0 IGO, (content (worldbank.org; dostęp: 17.09.2025)).

6 WEF, czerwiec 2022 r., 3 działania na rzecz przyspieszenia transformacji klimatycznej rynków wschodzących, (3 actions to accelerate emerging market climate transition | World Economic Forum (weforum.org; dostęp: 17.09.2025)).

7 Sprawozdanie IPCC WG III, *Climate Change 2022: Mitigation of climate change*, Szósty raport oceniający IPCC (AR6), 2022 r.



*Ścieżki dekarbonizacji nie są jednak
pozbawione wyzwań.*

Ścieżki dekarbonizacji nie są jednak pozbawione wyzwań. Kraje o niższych dochodach, korzystające z paliw kopalnych mogą być zmuszone do wydania stosunkowo większych środków na dekarbonizację swoich gospodarek i kontynuację niskoemisyjnego wzrostu. Z drugiej strony, w krajach tych istnieje więcej opcji redukcji emisji niż w bardziej dojrzałych gospodarkach⁸.

Kraje rozwijające się, a zwłaszcza najstabilniej rozwinięte (ang. *Least Developed Countries*, LDCs), powinny otrzymać międzynarodową pomoc w osiągnięciu celów zrównoważonego niskoemisyjnego rozwoju poprzez inwestycje w technologie niskoemisyjne zarówno ze źródeł publicznych, jak i prywatnych. Natomiast kraje o średnich dochodach powinny mieć możliwość skorzystania z rynków finansowych, co wspomogłoby ich wysiłki na rzecz dekarbonizacji.

Świat musi przejść transformację w kierunku dekarbonizacji systemu energetycznego, bez czego nie można osiągnąć w skali globalnej zerowego bilansu emisji netto. W dekarbonizacji będzie miało swój udział również pochtanianie, kompensujące część emisji, których z powodów technicznych nie można zredukować. Konieczne jest także sprostanie wyzwaniom rozwojowym gospodarek i wyjście naprzeciw aspiracjom społeczeństw, które będą mogły rozwijać się nadal tylko dzięki dostępnej, niezawodnej i taniej energii. Osiągnięcie celów Porozumienia paryskiego wymaga, by produkcja energii i jej wykorzystanie przemysłowe szybko uległy dekarbonizacji. Przejście na neutralną dla klimatu i odporną na jego zmia-

ny gospodarkę zgodnie z rekomendacjami IPCC powinno jednocześnie uwzględniać aspekty społeczne transformacji. Dotyczy to również państw Azji Środkowej, których sytuacja została omówiona w niniejszym artykule jako przykład wyzwań związanych z transformacją energetyczną na świecie.

Wyzwania i szanse związane ze sprawiedliwą transformacją w sektorze energetycznym i przemyśle

Wyniki pierwszego globalnego przeglądu Porozumienia paryskiego (ang. *global stocktake*) były ukierunkowane na ustalenie rekomendacji prowadzących do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych zgodnie ze scenariuszami zakładającymi ograniczenie wzrostu średniej globalnej temperatury o 1,5 °C. Dwa lata temu, kiedy to zakończył się drugi przegląd, powszechnie panowała opinia, że osiągnięcie celu temperaturowego 1,5 °C jest jeszcze możliwe. Uważano, że cel ten może zostać osiągnięty, o ile nastąpi odpowiednie zaangażowanie wszystkich stron w jego realizację, i strony Porozumienia osiągną emisje zero netto w połowie tego stulecia lub niewiele później, zakładając, że jednocześnie będą mogły pojawić się korzyści społeczne i środowiskowe, łagodzące potencjalne negatywne skutki transformacji. Receptą na obecnie obserwowany brak ambicji niektórych stron jest zwiększenie tempa zwiększania ambicji przez wszystkie państwa w tym również te, które demonstrowały ambicje na poziomie wyższym, niż pozostałe państwa. Poniższy diagram przedstawia zestawienie rekomendacji przyjętych na zakończenie pierwszego globalnego przeglądu, natomiast dalsza część artykułu omawia wyzwania i kolejno poszczególne z nich.

⁸ IEA, WB, WEF (2021), Financing clean energy transitions in Emerging and Developing Economies. World Energy Investment 2021 Special Report, s. 31.



Szanse i wyzwania technologiczne

A. Potrojenie mocy energii odnawialnej na świecie do 2030 r.

W 2023 r. aż 35% globalnej emisji dwutlenku węgla (ok. 37,4 Gt) powstawało w procesie wytwarzania energii i przemysłu⁹. Jednak odnawialne źródła energii nadal stanowią niewielką część globalnego miksu energetycznego. Według niektórych szacunków do końca ubiegłego roku udało się wdrożyć na świecie około 10% technologii niskoemisyjnych, których wdrożenie jest konieczne do 2050 r.¹⁰ Niektóre rozwiązania, takie jak wykorzystanie wodoru, będą musiały zostać zwiększone, co najmniej sześciokrotnie w stosunku do obecnych poziomów¹¹.



W ostatnich latach największy postęp odnotowano w zakresie dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej i oczekuje się, że ten trend będzie kontynuowany.

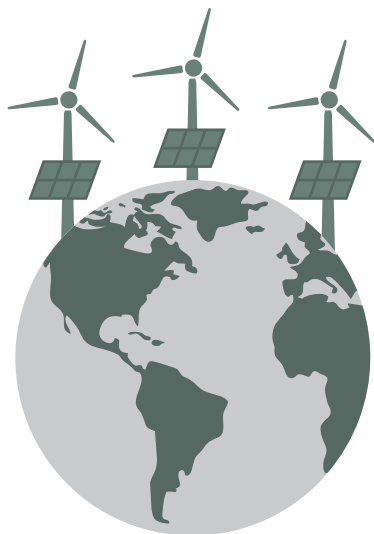
W ostatnich latach największy postęp odnotowano w zakresie dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej i oczekuje się, że ten trend będzie kontynuowany. Od 2011 r. całkowita produkcja energii elektrycznej rosła rocznie o 2,45%, ale wzrost produkcji energii konwencjonalnej utrzymał tempo 1,3% rocznie. Natomiast dekarbonizacja produkcji energii elektrycznej zdecydowanie przyspiesza. W latach 2023–2028 na świecie

⁹ IEA (2024), CO₂ Emissions in 2023, IEA, Paris (<https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>, Licence: CC BY 4.0; dostęp: 12.08.2025).

¹⁰ McKinsey (2024), The hard stuff. Navigating the physical realities of the energy transition, p.4 (The energy transition: Navigating the physical realities | McKinsey; dostęp: 7.08.2025)

¹¹ WEF (2022), Action on clean hydrogen is needed to deliver net-zero by 2050. Here's how, (Action on clean hydrogen is needed to deliver net-zero by 2050 | World Economic Forum (weforum.org); dostęp: 7.08.2025).

cie zainstalowanych zostanie nawet 3700 GW nowych mocy odnawialnych, co będzie stanowiło ponad 42% światowej produkcji energii elektrycznej¹². Dodatkowo należy podkreślić szybki rozwój tzw. zielonych technologii, których upowszechnianiu towarzyszy spadek cen.



Przyszłe globalne zaopatrzenie w energię, napędzane szybkim rozwojem technologii energii odnawialnej, zwłaszcza słonecznej i wiatrowej, których koszty maleją, będzie opierać się na energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł niskoemisyjnych. Niższe koszty będą sprzyjać dużym inwestycjom, które – ze zrozumiałych względów – powinny zostać jak najszybciej wdrożone.

Zapewnienie wszystkim obywatelom stabilności dostaw energii elektrycznej jest jednym z kluczowych celów sprawiedliwej transformacji, który państwa rozwijające się muszą osiągnąć na drodze do dekarbonizacji. Kierując się zasadami sprawiedliwej transformacji, polegającymi na tworzeniu nowych, godnych miejsc pracy i niepozostawianiu nikogo w tyle, rządy mogą zdecydować się na wsparcie tworzenia nowych sektorów przemysłu zapewniających miejsca pracy przy produkcji urządzeń, takich jak instalacje fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe, magazyny energii, samochody elektryczne itd. Polityka przemysłowa

powinna być powiązana z krajowymi strategiami edukacyjnymi, co zapewni otwieranie nowych możliwości rozwoju i pracy przed młodymi ludźmi i kobietami, potrzebującymi takiego wsparcia. Państwa powinny również rozważyć połączenie zasobów w obszarze łączącym upowszechnianie edukacji i nowych technologii w celu dobrego przygotowania się do czerpania korzyści z nowej rewolucji przemysłowej.

B. Podwojenie średniego rocznego tempa poprawy efektywności energetycznej na świecie do 2030 r.

Efektywność energetyczna jest środkiem o ujemnych kosztach redukcji emisji, optymalnym w procesie dekarbonizacji, ponieważ łączy redukcję emisji dwutlenku węgla z zyskiem gospodarczym netto. Działania zwiększające efektywność energetyczną powinny być wdrażane wraz ze środkami promującymi odnawialne źródła energii, co przyspieszy transformację energetyczną. Działania w zakresie efektywności energetycznej obniżają zapotrzebowanie na energię i zużycie energii, a więc są korzystne dla konkurencyjności przemysłu oraz stanowią bonus dla klientów indywidualnych, gdyż zmniejszają ilość zużywanej energii bez wpływu na ogólną jakość usług. Dzieje się tak, kiedy wdrożenie wyższych standardów efektywności energetycznej dla urządzeń gospodarstwa domowego, energooszczędne oświetlenie oraz efektywne systemy ogrzewania i chłodzenia obniżają rachunki za energię dla gospodarstw domowych. Rządy mogą wspierać wdrażanie efektywności energetycznej, przyjmując ramy prawne i regulacyjne ustanawiające normy i cele sektorowe dla przemysłu, urządzeń używanych przez gospodarstwa domowe i usługodawców oraz budynki.

¹² IEA (2024), Renewables Overview, (Renewables – Energy System – IEA; dostęp: 4.08.2025).

C. Przyspieszenie działań na rzecz stopniowego wycofywania wysokoemisyjnej energetyki węglowej

W pakcie klimatycznym z Glasgow (COP26¹³) wszystkie kraje zostały wezwane do przyspieszenia wysiłków na rzecz stopniowego wycofywania się z produkcji energii ze spalania węgla i zaniechania dotacji do paliw kopalnych. Apel ten pojawił się wówczas po raz pierwszy w kontekście międzynarodowych negocjacji klimatycznych, ale nie zyskał powszechnego poparcia. W Glasgow ponad 40 krajów zobowiązało się dobrowolnie do stopniowego wycofywania z wykorzystania węgla i/lub wstrzymania finansowania inwestycji w ropę, gaz i węgiel za granicą. Wezwanie do przyspieszenia wysiłków na rzecz stopniowego wycofywania się z energetyki węglowej zostało ponowione w decyzji w sprawie globalnego przeglądu przyjętej przez COP.28 w Dubaju.

Koszty przejścia na czystą energię są większe w przypadku krajów, które mają obfite zasoby kopalne i nie tylko produkują tanią energię konwencjonalną na potrzeby własne, ale także są eksporterami energii elektrycznej wytwarzanej ze spalania paliw kopalnych takich, jak ropa naftowa, gaz i węgiel. Kraje te stoją teraz przed wyzwaniem przedstawienia swoich obecnych wysokoemisyjnych systemów energetycznych na nowe niskoemisyjne, które mogą być wprowadzone tańsze w instalacji niż duże elektrownie węglowe, ale muszą być zintegrowane z istniejącymi sieciami a systemy energetyczne muszą zapewnić rezerwowe dostawy energii elektrycznej stabilizujące sieć. Ponadto kraje te nie mają systemów wyceny emisji dwutlenku węgla (jakimi są syste-

my handlu uprawnieniami do emisji), a czasem nawet subsydują krajowe zużycie energii pochodzącej głównie ze źródeł konwencjonalnych. W takiej sytuacji wyjściem może być przyjęcie krajowej strategii stopniowego odchodzenia od węgla i rezygnacja z planów budowy nowych elektrowni węglowych z jednoczesnym przekierowaniem środków na modernizację sieci elektroenergetycznych w celu umożliwienia podłączeń źródeł odnawialnej energii elektrycznej oraz poszukiwanie międzynarodowego wsparcia finansowego umożliwiającego przeprowadzenie tej transformacji.

Wycofanie się z wykorzystania węgla jest również kwestią zdrowia publicznego. Inwestując w stosunkowo tanie technologie, takie jak energia wiatrowa i słoneczna, kraje odchodzące od paliw kopalnych mogą czerpać dodatkowe korzyści, takie jak czyste powietrze, co powinno zmniejszyć koszty leczenia chorób układu oddechowego ponoszone przez publiczny system opieki zdrowotnej i negatywnie wpływające na gospodarkę.

D. Przyspieszenie globalnych wysiłków na rzecz budowy zeroemisyjnych systemów energetycznych, wykorzystujących paliwa niskoemisyjne przed połową stulecia lub około połowy stulecia

Paliwa niskoemisyjne obejmują: biopaliwa, biodiesel, biogaz i biometan, biomasę stałą, wodór odnawialny oraz e-paliwa produkowane z wodoru odnawialnego (e-nafta, amoniak, metanol), które mają być stosowane w transporcie, budownictwie i przemyśle. Dwie trzecie wzrostu wykorzystania paliw odnawialnych koncentruje

¹³ COP to odbywająca się raz w roku konferencja stron Ramowej konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu (ang. *Conference of the Parties of the United Nations Framework Convention on Climate Change, COP*). W negocjacjach międzynarodowych inne konferencje stron traktatów i porozumień międzynarodowych również używają skrótu COP.

się w Indiach, Chinach i Brazylii, USA i Europie. IEA przewiduje, że do 2030 r. wykorzystanie bioenergii wzrośnie do blisko 6% światowego zapotrzebowania na energię w przemyśle, budownictwie i transporcie¹⁴.

E. Odejście od paliw kopalnych w systemach energetycznych w sposób uporządkowany i sprawiedliwy, przyspieszenie działań w bieżącej kluczowej dekadzie, tak aby zgodnie z wiedzą naukową osiągnąć zerową emisję netto do 2050 r.

Paradoksalnie kraje, które do tej pory borykały się z największymi problemami związanymi z zapewnieniem swoim obywatelom powszechnego dostępu do energii, są w lepszej sytuacji wyjściowej do osiągnięcia zerowej emisji netto, realizując jednocześnie swoje cele rozwojowe i wyciągając swoje społeczeństwa z ubóstwa, niż kraje, które mają obecnie dostęp do energii konwencjonalnej, lecz muszą szybko się dekarbonizować. Kraje uprzemysłowione ponoszą dodatkowe koszty, radząc sobie z osieroconymi konwencjonalnymi instalacjami energetycznymi, przy jednoczesnym przeciwdziałaniu skutkom zmian klimatu dla swoich gospodarek i społeczeństw. Kraje, które do tej pory nie były w stanie zapewnić swoim obywatelom powszechnego dostępu do energii na poziomie podstawowym, będą mogły stopniowo dodawać nowe moce odnawialne, zaczynając od paneli słonecznych. Są one doskonałym wyborem, ponieważ można je zainstalować wszędzie, nawet bez magazynowania, a zwłaszcza tam, gdzie panuje duże nasłonecznienie, a nie ma sieci przesyłowych. Istotny jest również ich względnie niski koszt, w związku z czym dają możliwość zaopatrzenia w energię elektryczną tam, gdzie do tej pory nie było dostępu do prądu.



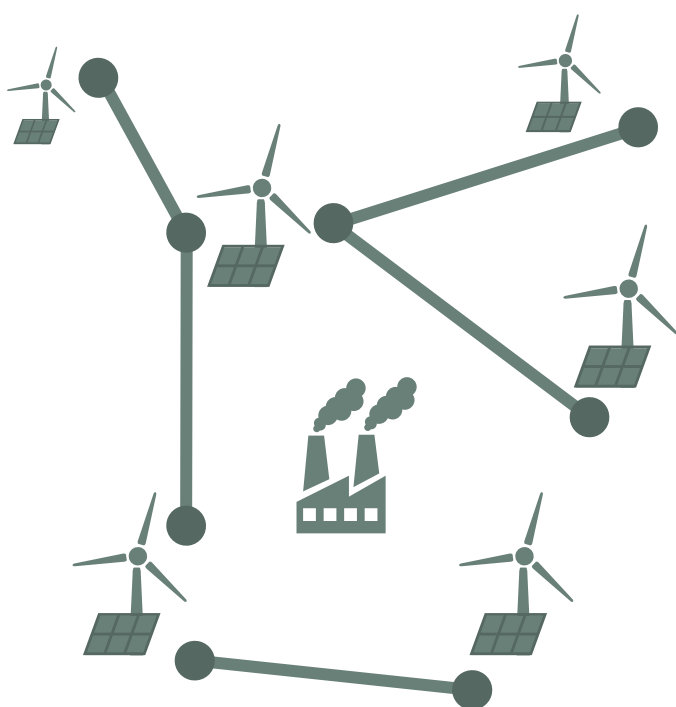
Przystępność cenowa technologii opartych na zielonej energii stanowi szansę na rozwój zrównoważonego wytwarzania energii elektrycznej.

Przystępność cenowa technologii opartych na zielonej energii stanowi szansę na rozwój zrównoważonego wytwarzania energii elektrycznej. Daje również możliwość „przeskoczenia” etapu wykorzystania paliw kopalnych i przejścia od razu do zaopatrzenia w energię, która zapewnia czyste powietrze i z tego powodu przynosi korzyści zdrowotne dla ludności. Ponieważ podczas przesyłu dochodzi do utraty części energii, wytwarzanie rozproszone może być bardziej wydajne, zwłaszcza gdy można zapewnić magazynowanie energii, a nie ma dostępu do sieci elektrycznej. Wraz z malejącymi kosztami odnawialnych źródeł energii, inwestycje w energię słoneczną i wiatrową stały się przystępne cenowo i mogą być wdrażane na dużą skalę na obszarach peryferyjnych, które do tej pory były pozbawione energii elektrycznej. Koszty inwestycyjne były do niedawna główną przeszkodą dla niezamożnych krajów, którą musiały pokonać na drodze do elektryfikacji. Wraz z szybkim odchodzeniem od technologii wysokoemisyjnych i zobowiązaniami instytucji finansowych do finansowania wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych zamiast węgla, bariera ta stała się łatwiejsza do pokonania. Ponadto wiele konwencjonalnych elektrowni starszej generacji często zbliża się do końca okresu eksploatacji i będzie musiało zostać wymienionych z powodu zużycia, co stanowi okazję do modernizacji i przejścia na nowe technologie oparte na innych paliwach, przy jednoczesnym zwiększeniu nowych mocy OZE.

¹⁴ IEA (2024), (Renewable fuels – Renewables 2024 – Analysis – IEA; dostęp: 16.08.2025).

Najlepsze wyniki można osiągnąć dzięki innowacyjnym podejściom, które mogą być proponowane lokalnie przez zainteresowane strony. To one często lepiej znają wyzwania i możliwości związane z transformacją, niż organy na szczeblu krajowym. Z kolei podejście systemowe do transformacji energetycznej oparte na zasadach gospodarki o obiegu zamkniętym może być wdrażane na poziomie krajowym i niższym niż krajowy, tworząc cenne możliwości gospodarcze i obniżając koszty transformacji, zapewniając jednocześnie wiele korzyści.

Aby przyspieszyć odejście od paliw kopalnych, kraje powinny przyjąć plany działania dla sektora energetycznego i określić termin całkowitego odejścia od węgla. Energetyka węglowa z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla (ang. *Carbon Capture and Storage*, CCS) może być opcją do rozważenia tam, gdzie zasoby wodne są obfite, ponieważ wymaga ona znacznych ilości wody. Ponadto technologia CCS nie wszędzie może być odpowiednia do wdrożenia na dużą skalę ze względu na swoją energochłonność.



F. Przyspieszenie rozwoju technologii bezemisyjnych i niskoemisyjnych, w tym m.in. odnawialnych źródeł energii, technologii jądrowych, technologii redukcji emisji i pochłaniania, takich jak wychwytywanie, utylizacja i składowanie dwutlenku węgla, w szczególności w sektorach, w których trudno jest zredukować emisję, oraz niskoemisyjnej produkcji wodoru

Bezemisyjna produkcja (ang. *Green manufacturing*) jest jednym z głównych czynników warunkujących neutralność węglową, ponieważ redukuje emisje i poprawia efektywność energetyczną. Ponadto kraje bogate w złoża surowców krytycznych mogą czerpać zyski z eksportu tych materiałów i wdrożyć krajową produkcję zielonych technologii, takich jak fotowoltaika, turbiny wiatrowe, akumulatory czy pojazdy elektryczne. Baterie jako forma magazynowania energii, powszechnie stosowanej do zasilania komputerów, telefonów, przenośnych urządzeń elektrycznych i pojazdów elektrycznych, sprzyjają rozwojowi wielu branż zaawansowanych technologii.

Wycofanie się z wykorzystania paliw kopalnych wiąże się z potrzebą uruchomienia nowych zakładów przemysłowych w tych częściach kraju, które w wyniku dekarbonizacji tracą dotychczasowe zakłady przemysłowe i miejsca pracy. Pracownikom, w tym górnikom, którzy stracą pracę z powodu transformacji energetycznej i dekarbonizacji przemysłu, zielona produkcja stworzy możliwości zatrudnienia, o ile zostaną utworzone nowe zakłady produkcyjne w regionach modernizujących swoją produkcję. Aby tak się stało, polityka przemysłowa i regulacje muszą przyciągać inwestycje do takich regionów po-

przez zachęty, takie jak uproszczone wydawanie pozwoleń, ulgi podatkowe i dostęp do stabilnych dostaw energii. Niektóre z tych miejsc pracy zostaną stworzone dzięki interwencjom sektora publicznego. Rządy będą jednak musiały zapewnić otoczenie prawne i regulacyjne umożliwiające inwestycje prywatne, zapewniając odpowiednie zachęty, koordynację i partnerstwa, aby wykorzystać te możliwości i zapewnić możliwości gospodarcze swoim obywatelom, stosując zasady sprawiedliwej transformacji do swoich polityk dekarbonizacji energetyki. Częścią pakietów przejściowych powinno być budowanie zdolności, umożliwiające pracownikom z przemysłu paliw kopalnych przekwalifikowanie się, a młodym ludziom zdobycie niezbędnych umiejętności. Zatrudnienie kobiet może być promowane poprzez zachęcanie ich do zdobywania wykształcenia umożliwiającego im pracę w sektorze zielonej produkcji z wykorzystaniem nowych technologii.

Kraje, które mają dobre warunki do rozwoju energetyki wiatrowej lub słonecznej, mogą spojrzeć na rozwój produkcji zielonego wodoru, jako na kolejny krok rozwoju energii odnawialnej. Zielony wodór może być produkowany na dużą skalę, o ile zostanie osiągnięty wystarczający poziom zaopatrzenia w energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, ponieważ jest to produkcja bardzo energochłonna. W takiej sytuacji kraje o wysokiej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będą mogły zasilać swój transport wodorem zielonym, a nadwyżki – eksportować. Produkcja niebieskiego wodoru jest z kolei opcją, uważaną za przejściową, dla krajów, które posiadają znaczne zasoby gazu ziemnego.

G. Przyspieszenie ograniczenia emisji innych niż dwutlenek węgla na całym świecie, w tym w szczególności emisji metanu, do 2030 r.

Emisje metanu z sektora energetycznego, z kopalń węgla oraz wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego stanowią problem, którym producenci paliw kopalnych powinni się zdecydowanie zająć. Uwalnianie gazu, spalanie w pochodniach i wycieki powodują znaczne marnotrawstwo energii i nie generują zysków, a jednocześnie mogłyby dać szansę do uniknięcia emisji metanu. Globalne wysiłki na rzecz ograniczenia emisji metanu i rozwiązania problemu spalania w pochodniach innych niż awaryjne pozwoliłyby zaoszczędzić, co najmniej 210 mld m³ gazu ziemnego, który mógłby zostać udostępniony na rynkach gazu¹⁵. Pochodnie i uwalnianie gazów do atmosfery nie tylko szkodzą klimatowi, ale także negatywnie wpływają na zdrowie lokalnych społeczności.



Globalne wysiłki na rzecz ograniczenia emisji metanu i rozwiązania problemu spalania w pochodniach innych niż awaryjne pozwoliłyby zaoszczędzić, co najmniej 210 mld m³ gazu ziemnego.

Wycieki metanu z wydobywania i przesyłu gazu ziemnego stanowią poważny problem w krajach wydobywających gaz i transportujących go gazociągami. Jednym z regionów dotkniętych wyciekami metanu jest Azja Środkowa. W 2023 r. Kazachstan doświadczył jednego z najgroźniejszych wycieków metanu w historii, w odległym odwiercie należącym do Burachi Neft w pobliżu Morza Kaspijskiego. Według amerykańskiej Agen-

15 IEA (2022) The energy security case for tackling gas flaring and methane leaks przedstawia argumenty przemawiające za bezpieczeństwem energetycznym w odniesieniu do rozwiązania problemu spalania gazu w pochodni i wycieków metanu (The energy security case for tackling gas flaring and methane leaks, dostęp: 23.09.2025).

cji Ochrony Środowiska (ang. *Environment Protection Agency*, EPA) około 127 tys. ton gazu uciekło, począwszy od wybuchu 9 czerwca, a następnie pożaru, który trwał 6 miesięcy¹⁶.

Podejście do sprawiedliwej transformacji w odniesieniu do emisji metanu powinno uwzględniać kwestie zdrowia publicznego i koszty zdrowotne ponoszone przez ludność, a także koszty środowiskowe i ekonomiczne, co pozwoliłoby na przygotowanie strategii stopniowego ograniczania i, z czasem, całkowitej likwidacji wycieków metanu we współpracy ze wszystkimi zainteresowanymi stronami, których celem na 2030 r. jest ograniczenie tych emisji do zera.

H. Jak najszybsze wycofanie nieefektywnych dopłat do paliw, które nie rozwiązują problemu ubóstwa energetycznego ani sprawiedliwej transformacji

Nieefektywne dopłaty do paliw są istotną przeszkodą w transformacji energetycznej w większości krajów rozwijających się. Pomoc ubogim obywatelom poprzez dostarczanie przystępnej cenowo energii na poziomie podstawowym w celu zapobiegania ubóstwu energetycznemu jest uznanym środkiem politycznym, a konsumentom wydaje się korzystna. Subsydiowanie energii konwencjonalnej, tak aby była powszechnie tania, zwiększa emisję dwutlenku węgla i zniechęca obywateli i przedsiębiorstwa do oszczędzania energii lub inwestowania w środki efektywności energetycznej.



Nieefektywne dopłaty do paliw są istotną przeszkodą w transformacji energetycznej w większości krajów rozwijających się.

Apele o zaprzestanie subsydiowania paliw kopalnych, które wcale nie rozwiązują problemu ubóstwa, wielokrotnie pojawiały się od czasu COP26, były też ponowione przez COP28. Problem subsydiów paliwowych nie został jednak rozwiązany w tych krajach, które obawiają się niepokojów społecznych z powodu zniesienia dopłat i mają na względzie kwestię ucieczki emisji w swoich gospodarkach. Brakuje zrozumienia, że niewłaściwie ukierunkowane subsydia szkodzą gospodarce i opóźniają działania transformacyjne, dlatego należy od nich odstąpić. W związku z tym proces przechodzenia na czystą energię powinien uwzględniać takie polityki krajowe, które zagwarantują przystępność cenową oraz sprawiedliwość dystrybucji podziału kosztów i korzyści przeprowadzanej transformacji.

W Azji Środkowej koszty produkcji energii elektrycznej były historycznie średnio o ponad jedną trzecią wyższe od taryf pobieranych od użytkowników końcowych. W szczególności dotacje do gazu ziemnego i energii elektrycznej powodują zaktócenia na rynku, które zniechęcają do inwestycji w technologie energii odnawialnej i efektywność energetyczną, ponieważ taryfy nie odzwierciedlają kosztów produkcji, przesyłu i dystrybucji energii. Z tego powodu subsydia stanowią barierę dla inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną. Klienci i przedsiębiorstwa są również mniej zainteresowani energią odnawialną, gdy mają nieograniczony dostęp do taniej energii konwencjonalnej, która nie jest wyceniana zgodnie ze swoim śladem węglowym. Jednocześnie subsydia są również znaczącym obciążeniem dla finansów publicznych. Międzynarodowa Agencja Energetyczna (ang. *International Energy Agency*, IEA) szacuje, że w 2020 r. środki z budżetu Uzbekistanu wyda-

¹⁶ BBC, Kazakhstan: Methane mega-leak went on for months, 16.02.2024; (Kazakhstan: Methane mega-leak went on for months; dostęp: 23.09.2025).

wane na gaz ziemny, energię elektryczną i ropę naftową wyniosły 3,8 mld USD, co odpowiada 6,6% PKB tego kraju.



W Azji Środkowej koszty produkcji energii elektrycznej były historycznie średnio o ponad jedną trzecią wyższe od taryf pobieranych od użytkowników końcowych.

W Azji Środkowej prawie wszyscy obywatele mają dostęp do elektryczności. Taryfy energetyczne mające zastosowanie do sprzedaży energii elektrycznej i ogrzewania są jednak subsydiowane, aby zmniejszyć obciążenie finansowe nie tylko osób żyjących poniżej granicy ubóstwa ale w zasadzie wszystkich obywateli. Dotyczy to połowy populacji w takim kraju, jak np. Tadżykistan.

Wyzwania transformacji a możliwości finansowe

IEA zwraca uwagę, że przejście na czystą energię w krajach rozwijających się jest uzależnione od dostępności i przystępności cenowej kapitału. Państwa te posiadają obecnie tylko 10% światowych zasobów finansowych, ale muszą intensywnie inwestować w zieloną energię. Podejmując działania w kierunku sprawiedliwej zielonej transformacji, kraje te powinny zwiększyć swoją stabilność finansową i wzmocnić odporność sektora finansowego, unikając znacznej akumulacji długu publicznego, ponieważ w porównaniu z gospodarkami rozwiniętymi mierzą się z wyższym poziomem ryzyka klimatycznego i większą luką w finansowaniu działań związanych ze zmianami klimatu¹⁷. Koszty związane z przyspieszoną

transformacją energetyczną krajów rozwijających się są szacowane na ok. 1 bln USD rocznie. Ponieważ nie dysponują wystarczającymi zasobami finansowymi, aby zapewnić wzrost mocy ze źródeł odnawialnych na wymaganym poziomie, potrzebują zewnętrznego wsparcia finansowego, pochodzącego z funduszy międzynarodowych i wsparcia inwestorów prywatnych. Według IEA, aby zaradzić luce w finansowaniu działań związanych ze zmianami klimatu, konieczne jest przesunięcie portfela finansowego ze źródeł głównie publicznych na finansowanie w ponad 70% inwestycji w czystą energię ze źródeł prywatnych¹⁸.



Koszty związane z przyspieszoną transformacją energetyczną krajów rozwijających się są szacowane na ok. 1 bln USD rocznie.

Kraje rozwijające się charakteryzuje również słabość sektora finansowego, co pogłębia wyzwanie, jakim jest upowszechnienie zielonej transformacji energetycznej. Budowanie zdolności lokalnych instytucji finansowych pomoże prywatnym funduszom inwestycyjnym w alokacji środków finansowych na wsparcie krajów rozwijających się w realizacji ich ścieżek dekarbonizacji. Inwestycje zagraniczne i krajowe są potrzebne na wszystkich etapach produkcji i konsumpcji energii, począwszy od górnictwa, łańcuchów dostaw, wytwarzania i produkcji, poprzez rozwiązywanie problemów związanych z aktywami osieroconymi i nieefektywnością energetyczną, aż po nowe technologie i magazynowanie. Wzrost mocy za instalowanej obniży koszty inwestycji, przyczyniając się do odejścia od paliw kopalnych.

17 Bank Światowy (2024), Finance and Prosperity 2024 [Finanse i dobrobyt 2024], streszczenie, s. VII.

18 IEA, Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies [Finansowanie transformacji w zakresie czystej energii w gospodarkach wschodzących i rozwijających się], raport specjalny World Energy Investment 2021, (The landscape for clean energy finance in EMEs – Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies – Analysis – IEA; dostęp: 23.09.2025).

Gotowy do wykorzystania plan wsparcia i finansowania, pomagający krajom rozwijającym się w rozpoczęciu transformacji ich gospodarek zależnych od paliw kopalnych przedstawiają partnerstwa na rzecz sprawiedliwej transformacji energetycznej (ang. *Just Energy Transition Partnerships*, JETPs). Ich ideą jest zapewnienie ukierunkowanego wsparcia finansowego w ramach umów o współpracy między grupą zaawansowanych gospodarek a poszczególnymi krajami rozwijającymi się, w celu udzielenia tym ostatnim wsparcia w przyspieszeniu dekarbonizacji. Pierwsze partnerstwo zostało ustanowione przez grupę darczyńców i Republikę Południowej Afryki podczas COP26, a następnie podobne umowy zawarto z Wietnamem i Indonezją. Wszystkie te kraje charakteryzują się znacznym uzależnieniem od węgla w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Aby poczynić szybkie postępy na drodze do dekarbonizacji, muszą one szybko zwiększyć krótkoterminowe inwestycje w moce wytwórcze energii odnawialnej i zrezygnować z wcześniejszych planów rozbudowy sektora energetycznego poprzez inwestycje w elektrownie węglowe. Porozumienie z Senegalem należy do innego rodzaju partnerstwa, ponieważ ma na celu pomoc temu państwu w obejściu stopniowego wprowadzania węgla poprzez rozwój sektora energetycznego, jako niskoemisyjnego, odpornego i zrównoważonego systemu umożliwiającego powszechny dostęp do energii dla wszystkich obywateli. Finansowanie transformacji za pomocą szeregu innowacyjnych instrumentów pochodzących z sektora prywatnego będzie możliwe, gdy państwa zapewnią inwestorom wsparcie poprzez regulacje sprzyjające inwestycjom i przyjmą długoterminowe strategie rozwoju niskoemisyjnego określające ich ścieżki dekarbonizacji poparte kolejnymi wkładami do Porozumienia paryskiego (NDCs).



Oczekuje się, że bardziej zamożne kraje Europy Wschodniej i Azji Środkowej sfinansują znaczną część swoich kosztów transformacji, podczas gdy najbardziej ubogie kraje rozwijające się mogą liczyć na większe wsparcie zewnętrzne ze strony międzynarodowych instytucji finansowych.

Oczekuje się, że bardziej zamożne kraje Europy Wschodniej i Azji Środkowej sfinansują znaczną część swoich kosztów transformacji, podczas gdy najbardziej ubogie kraje rozwijające się mogą liczyć na większe wsparcie zewnętrzne ze strony międzynarodowych instytucji finansowych. Koszty transformacji są trudne do porównania, ponieważ w biednych krajach zielona transformacja polega na zielonym wzroście z często niskiego progu, a aktywa osierocone stanowią mniejszy problem. Tymczasem kraje gospodarek wschodzących muszą zająć się również kosztami alternatywnymi zbycia paliw kopalnych i aktywów osieroconych. Ich sytuację pogarsza fakt, że dojrzałe technologie energii odnawialnej nie są już dodatkowym elementem na ich drodze do transformacji i jako takie nie kwalifikują się do projektów dotyczących rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla, niezależnie od tego, czy są to projekty na mocy art. 6 ust. 4 w ramach Porozumienia paryskiego, czy dobrowolne.



Szanse i wyzwania społeczne

Zapewnienie dostępu do przystępnej cenowo, niezawodnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii jest jednym z Celów Zrównoważonego Rozwoju (SDG7) przyjętych jednogłośnie w ramach Agendy 2030 na rzecz zrównoważonego rozwoju (Agenda 2030) przez państwa członkowskie ONZ w 2015 r. Polityki mające na celu osiągnięcie tego celu mogą zarazem wspierać postępy w realizacji większości innych celów zrównoważonego rozwoju, począwszy od celu zrównoważonego rozwoju nr 13 (działania w dziedzinie klimatu) i przyczyniającego się do realizacji celu zrównoważonego rozwoju nr 1 (koniec z ubóstwem), celu nr 10 (zmniejszenie nierówności), celu nr 3 (dobre zdrowie i dobrostan ludności dzięki zmniejszeniu zanieczyszczenia powietrza), celu nr 8 (godna praca i wzrost gospodarczy), celu nr 5 (równość płci), celu nr 9 (budowanie odpornej infrastruktury, promowanie zrównoważonego uprzemysłowienia i wspieranie innowacji) oraz celu nr 11 (promowanie zrównoważonych miast i społeczności). Jednak powszechny dostęp do energii doprowadziłby również do tego, że kraje poczyniłyby znaczne postępy w realizacji celu zrównoważonego rozwoju nr 4 (dostęp do wysokiej jakości edukacji i szkolenia zawodowego dla wszystkich) oraz w osiągnięciu celu zrównoważonego rozwoju nr 2 (położenie kresu głodowi poprzez wspieranie rolnictwa i produkcji żywności poprzez zwiększoną dostępność czystej energii na obszarach wiejskich), ostatecznie osiągając postępy na drodze do celu zrównoważonego rozwoju nr 6 (czysta woda i warunki sanitarne) oraz celu zrównoważonego rozwoju nr 15 (ochrona i zrównoważone użytkowanie ekosystemów lądowych) poprzez przyczynienie się do ograniczenia wylesiania i degradacji lasów. Ponieważ skutki zmian klimatycznych i skutki działań łagodzących zmiany kli-

matu dla poszczególnych społeczności mogą się różnić, rządy i inne zainteresowane strony powinny zająć się wszelkimi potencjalnymi negatywnymi konsekwencjami dekarbonizacji w sprawiedliwy i równy sposób, a wszystkie korzyści powinny być maksymalizowane. Sprawiedliwa transformacja energetyczna zmniejszy podatność na zmiany klimatu (ang. *vulnerability*) zainteresowanych stron, które mogą stracić na dekarbonizacji. Ponadto rozwiąże problem nierówności, zapobiegnie wzrostowi ubóstwa i stworzy godne, ekologiczne miejsca pracy dla tych pracowników, którzy muszą się przekwalifikować oraz dla młodych ludzi, szukających pracy po ukończeniu edukacji, zapewniając im, a zwłaszcza kobietom nowe możliwości zatrudnienia.



Zapewnienie dostępu do przystępnej cenowo, niezawodnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii jest jednym z Celów Zrównoważonego Rozwoju.

Kluczowym podejściem do transformacji jest to, aby była ona sprawiedliwa. Dochowanie tego warunku umożliwi krajom harmonijny rozwój, zapewni im przystępne cenowo finansowanie i zwiększy zaangażowanie wszystkich zainteresowanych stron, w tym rządów, przedsiębiorstw, finansistów i podmiotów niepaństwowych oraz przedstawicieli słabszych grup ludności. Aby strategia dekarbonizacji w jakimkolwiek sektorze była skuteczna, decydenci muszą wziąć pod uwagę społeczny i gospodarczy wymiar planowanych polityk, w tym koszty braku działania, które mogą być wyniszczające dla wielu regionów i krajów. Wymiar społeczny nie będzie ograniczał się do pracowników zatrudnionych w przemyśle dekarbonizującym się lub w regionie, który rozwinął się jako centrum działalności przemy-

stowej wykorzystującej energię z paliw kopalnych. Transformacja będzie miała szersze implikacje dla rodzin pracowników i społeczności, których są częścią, a w szerszym ujęciu dla konsumentów i społeczeństwa. Będzie to miało negatywny wpływ na niektórych pracowników, ponieważ będą musieli szukać nowej pracy. Interwencje rządowe, zarówno na szczeblu krajowym, jak i lokalnym, będą musiały nie tylko zastąpić utracone miejsca pracy, ale także przynieść dodatkowe korzyści lokalnej społeczności i rozpocząć zieloną transformację całej gospodarki. Dla słabo rozwiniętych regionów zamieszkałych przez ludność w wieku produkcyjnym szansą na rozwój są inwestycje typu „greenfield”, czyli takie, które podejmują przedsiębiorstwa (inwestorzy zagraniczni), finansujące stworzenie nowego podmiotu gospodarczego, budowanego od początku. Inwestycje te miałyby zapewnić miejsca pracy w sektorze czystej energii w branżach opartych na nowych technologiach, skok w kierunku niskoemisyjnej przyszłości i napływ jeszcze większych inwestycji przyciąganych przez czystą energię i nową gospodarkę niskoemisyjną.



Kluczowym podejściem do transformacji jest to, aby była ona sprawiedliwa.

Zielona i sprawiedliwa transformacja wymaga elastycznych, odważnych polityk i środków, angażujących zainteresowane strony w podejmowanie decyzji i wdrażanie poprzez ustanowienie skutecznego dialogu społecznego i utrzymanie go w procesie transformacji. Zapewnienie, aby transformacja była sprawiedliwa i akceptowana przez zainteresowane strony, wymaga starannej analizy wszystkich potencjalnych skutków transformacji energetycznej, z uwzględnieniem

uwarunkowań krajowych i podjęcia decyzji, w jaki sposób można im zapobiec lub je zrekomensować. Chodzi również o wspieranie celów zrównoważonego rozwoju, poprawę perspektyw ekonomicznych grup ludności znajdujących się w niekorzystnej sytuacji i zapewnienie bodźca dla ekologicznego wzrostu gospodarczego.



Sprawiedliwej transformacji nie da się osiągnąć bez skutecznego dialogu społecznego.

Sprawiedliwej transformacji nie da się osiągnąć bez skutecznego dialogu społecznego promującego jej rozwój w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i społeczeństwa zrównoważonego środowiskowo, eliminowania barier systemowych i ograniczeń zdolności produkcyjnych oraz tworzenia sprzyjającego otoczenia dzięki ulepszonym ramom regulacyjnym i strategiom politycznym, budowaniu zdolności i rozwiązaniom rynkowym. Dekarbonizacja sektora energetycznego będzie miała wpływ na wszystkich, a rządy muszą zidentyfikować wszystkie zainteresowane strony i przeanalizować ich rolę i uwarunkowania, aby określić, jakie polityki i środki zapewnią, że transformacja będzie sprawiedliwa i sprzyjająca włączeniu społecznemu. Na poziomie krajowym planowanie długoterminowe wymaga, aby gęstość zaludnienia we wszystkich regionach, dane dotyczące wieku i płci, tendencje demograficzne, poziom wykształcenia, mobilność i zdrowie publiczne były brane pod uwagę wraz z czynnikami ekonomicznymi i środowiskowymi, które mogą mieć wpływ na wykonalność planowanych ścieżek rozwoju. Identyfikacja i analiza grup interesariuszy umożliwia rządowi inwestowanie w infrastrukturę, innowacje, edukację i inne obszary, które są niezbędne do budowania przewagi konkurencyjnej na ryn-

kach światowych, gdzie ma to największe znaczenie. Przygotowując plany zielonej transformacji z myślą o sprawiedliwej transformacji, konieczne jest zidentyfikowanie wszystkich interesariuszy, z którymi należy się konsultować, angażować i wzmacniać uprawnienia w zakresie planowania i wdrażania transformacji. Wrażliwe grupy ludności, takie jak pracownicy górnictwa węgla oraz wydobywania i przetwarzania paliw kopalnych, pracownicy energochłonnych gałęzi przemysłu przetwórczego, pracownicy w łańcuchach dostaw, kobiety, młodzież lub osoby starsze, zostaną dotknięte transformacją energetyczną na kilka sposobów i powinny zostać włączone w proces identyfikacji rezultatów i opracowania polityk, które wzmocnią pozytywne wyniki i zapobiegą negatywnym skutkom lub je wyeliminują.

Dialog społeczny na temat transformacji energetycznej na szczeblu krajowym powinien opierać się na współpracy i stałym współdziałaniu rządu, pracodawców i pracowników. Ten model współpracy znany jest jako konsultacje trójstronne i zazwyczaj jest sformalizowany jako Komisja Trójstronna lub Rada Trójstronna. Konsultacje trójstronne stanowią forum dla wszystkich kwestii związanych z dialogiem społecznym, który powinien zostać rozszerzony na organizacje przemysłu energetycznego i wydobywczego oraz energochłonne, duże gminy i MŚP, które nie są związane z dużymi organizacjami pracodawców, organizacjami konsumenckimi i innymi organizacjami pozarządowymi.

Na szczeblu lokalnym identyfikacja zainteresowanych stron jest niezbędna do zapewnienia udziału zainteresowanych stron w miejscowym rozwoju strategicznym. Proces ten jest szczególnie ważny w tych krajach, w których reformy administracji publicznej doprowadziły do de-

centralizacji i przeniesienia odpowiedzialności na najniższe szczeble władzy. Standardy ESG wymagają skutecznego zaangażowania interesariuszy, w tym wszystkich, począwszy od inwestorów, pracowników i klientów, poprzez rządy i administrację publiczną krajów, w których działają firmy, aż po społeczność lokalne w pobliżu zakładów przemysłowych. Oceny istotności ESG umożliwiają firmom zidentyfikowanie interesariuszy, którzy są najbardziej zaniepokojeni ich działalnością lub na których ma ona wpływ. Z drugiej strony samorządy lokalne muszą patrzeć nie tylko na bezpośrednie skutki planowanej działalności gospodarczej, aby ocenić, jak wpłyną one na lokalną ludność w dłuższej perspektywie. Identyfikacja i analiza zainteresowanych stron przyniesie zatem różne wyniki, w zależności od problemów, które zostaną rozwiązane, oraz lokalnego krajobrazu gospodarczego i społecznego.



Zasady sprawiedliwej transformacji wspierają politykę przemysłową, kładąc większy nacisk na kontekst społeczny i demograficzny, wzmacniając w ten sposób realizację tych polityk.

Transformacja energetyczna będzie miała również wpływ na przemysł. Zasady sprawiedliwej transformacji wspierają politykę przemysłową, kładąc większy nacisk na kontekst społeczny i demograficzny, wzmacniając w ten sposób realizację tych polityk. Konieczne będzie osiągnięcie znacznych redukcji emisji w sektorach transportu i przemysłów energochłonnych, takich jak produkcja stali, aluminium, chemikaliów, cementu i innych. Jednym z największych wyzwań jest transformacja przemysłu polegająca na odejściu od wykorzystywania paliw

kopalnych zarówno jako źródeł energii w produkcji materiałów energochłonnych, takich jak stal czy cement, jak i jako surowca do produkcji chemikaliów i tworzyw sztucznych. Interwencje w różnych sektorach powinny być traktowane priorytetowo, biorąc pod uwagę potencjalne synergie, a odpowiednie ustalenie opłat za emisję gazów cieplarnianych należy uznać za najlepsze podejście do przyspieszenia transformacji energetycznej. Może to prowadzić do zmian w procesach produkcyjnych i w poziomie zatrudnienia, co będzie miało konsekwencje dla pracowników, związane z koniecznością zdobywania nowych umiejętności lub poszukiwania innej pracy. Transformacja przemysłowa będzie miała również konsekwencje dla łańcuchów dostaw i firm współpracujących z branżami energochłonnymi. Potrzebne będą nowe miejsca pracy, instrumenty fiskalne ułatwiające migrację wewnętrzną, szkolenia i edukacja, mieszkalnia, szkoły i przedszkola, opieka zdrowotna oraz inne formy wsparcia, które wymagają włączenia do polityki gospodarczej i społecznej podejścia opartego na sprawiedliwej transformacji.



W krajach o średnich dochodach i gospodarkach rozwiniętych biedniejsze gospodarstwa domowe, które wydają znaczną część swojego dochodu netto na żywność i mieszkanie, mogą stanąć w obliczu ubóstwa energetycznego, gdy ceny energii pójdą w górę.

W krajach o średnich dochodach i gospodarkach rozwiniętych biedniejsze gospodarstwa domowe, które wydają znaczną część swojego dochodu netto na żywność i mieszkanie, mogą stanąć

w obliczu ubóstwa energetycznego, gdy ceny energii pójdą w górę. Miarą ubóstwa energetycznego jest poziom wydatków na wszystkie usługi energetyczne powyżej określonego progu. Gospodarstwa domowe dotknięte ubóstwem energetycznym obejmują często niskowynagradzane osoby pracujące, zatrudnione dorywczo lub nieformalnie, bezrobotne, ubogie, osoby o niskich kwalifikacjach, przewlekle chore lub starsze, samotne matki, osoby doświadczające ubóstwa lub wykluczenia społecznego, pogłębionej deprivacji materialnej lub społecznej. Osoby tworzące jednoosobowe gospodarstwa domowe są jednymi z pierwszych, które cierpią z powodu zwiększonych kosztów energii. Aby rozwiązać problem ubóstwa energetycznego, rządy mogą zdecydować się na politykę zwiększającą przystępność cenową energii, mającą na celu zmniejszenie części dochodów, które gospodarstwa domowe muszą przeznaczyć na energię. Mogą też zdecydować się na politykę wspierającą efektywność energetyczną, zapewniając wsparcie finansowe działań w zakresie efektywności energetycznej, takich jak ocieplanie budynków oraz subsydiowanie inwestycji w efektywność energetyczną i energię odnawialną dla ubogich gospodarstw domowych. Drugi wariant może wydawać się droższy, angażujący administrację publiczną na szczeblu lokalnym i nie od razu odczuwalny przez odbiorców wsparcia, ale zmniejsza on ogólne zużycie energii i znacząco przyczynia się do osiągnięcia przez kraje ich celów dekarbonizacyjnych, a jednocześnie tworzy miejsca pracy w budownictwie, produkcji materiałów budowlanych, urzędzeń grzewczych i chłodniczych oraz zwiększa popyt na wszystkie te dobra i energooszczędne urządzenia gospodarstwa domowego, a tym samym stanowi bodziec dla wzrostu gospodarczego.

Potencjał sprawiedliwej transformacji w energetyce i przemyśle w Azji Środkowej

Azja Środkowa omawiana jest w kontekście sprawiedliwej transformacji energetycznej ponieważ jest regionem szczególnie narażonym na zmiany klimatu. Region ten obejmuje pięć krajów o wyższych, średnich i niskich dochodach, którymi są: Kazachstan, Kirgistan, Tadżykistan, Turkmenistan i Uzbekistan. Kraje te charakteryzują się podobnymi warunkami klimatycznymi, doświadczając też analogicznych wyzwań wiązanych z przystosowaniem się do zmian klimatu, polegających na zmaganiu się z okresowymi suszami i powodzią. Ogromne trudności dotyczą zapewnienia ludności tych krajów wystarczającego dostępu do wody ze wspólnych granicznych rzek, zwłaszcza w kontekście rosnącego zapotrzebowania. Wymaga to zwiększenia poziomu współpracy transgranicznej i zdecydowanych działań na rzecz oszczędzania i recyklingu wody. W ostatnich latach kraje Azji Środkowej odnotowują dynamiczny wzrost, oparty na sektorach wydobywczym, energetycznym, budowlanym, rolniczym, produkcji żywności oraz sektorach obsługujących turystykę (np. hotelarstwo, gastronomia, handel detaliczny i hurtowy) oraz przemyśle tekstylnym (Kirgistan)¹⁹. Choć państwa te posiadają bogate zasoby naturalne, to jednak borykają się z wysokim poziomem ubóstwa mieszkańców i są zależne, czasami w dużym stopniu, od krótkoterminowych przepływów kapitałowych.

Silne uzależnienie od paliw kopalnych i energochłonnych gałęzi przemysłu powoduje, że wielkość emisji w przeliczeniu na mieszkańca w tym

regionie oraz wielkość zużycia energii na jednostkę PKB należą do najwyższych na świecie²⁰. Trzy z tych pięciu krajów, to jest Kazachstan, Turkmenistan i Uzbekistan, są często określane jako petropaństwa. Kraje te mają obfite zasoby ropy naftowej i gazu, które eksportują w dużych ilościach. Zatem jako eksporterzy paliw kopalnych, szczególnie dotkliwie odczuwają zmniejszony popyt na swoje surowce i będą musiały zrównoważyć swoje rachunki bieżące innymi dochodami. Będą one również musiały rozwiązać problemy związane z przejściem na niskoemisyjny system energetyczny, zwiększyć produkcję zielonej energii elektrycznej, intensywnie inwestować w sieci przesyłowe, likwidować kopalnie węgla, zainicjować przekwalifikowanie siły roboczej pracującej obecnie w branżach zależnych od paliw kopalnych, takich jak górnictwo czy rafinerie, a także opracować systemy bezpieczeństwa socjalnego i rekompensat dla starszych pracowników zatrudnionych w tych branżach. Konieczne będzie również ukierunkowanie kształcenia zawodowego i kształcenia zawodowego na nowe, zielone miejsca pracy. Wymienione wyzwania są kluczowe dla całej polityki społeczno-gospodarczej tych trzech petropaństw.



19 EBOR (2025), EBRD forecasts strong economic performance in Central Asia; (EBRD forecasts strong economic performance in Central Asia; dostęp: 17.09.2025).

20 Bank Światowy (2024), Greening the Economy of Europe and Central Asia; (Greening the Economy of Europe and Central Asia (worldbank.org); dostęp: 17.09.2025).

Pozostałe dwie gospodarki Azji Środkowej, czyli Kirgistan i Tadżykistan, również posiadają pewne złoża węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego. Są jednak w lepszej sytuacji, ponieważ dodatkowo mają znaczny potencjał hydroenergetyczny. To one mogą stać się siłą napędową transformacji energii odnawialnej w regionie, ponieważ zaledwie od 6 do 10% tego potencjału wytwarza obecnie energię elektryczną, co pozostawia duże pole do rozwoju. Tadżykistan i Kirgistan borykają się jednak z problemami z infrastrukturą hydroenergetyczną i niedoborami wody. Wprawdzie problemy z utrzymaniem wyeksploatowanych postsowieckich instalacji, takich jak gazociągi, sieci czy sieci ciepłownicze, dotyczą wszystkich państw Azji Środkowej, jednak w przypadku Tadżykistanu i Kirgistanu problemy te paraliżują produkcję energii elektrycznej w elektrowniach wodnych do tego stopnia, że w ciągu ostatnich 30 lat, zwłaszcza latem, oba kraje racjonowały energię elektryczną na niektórych obszarach wiejskich²¹.



Pięć państw Azji Środkowej już w czasach sowieckich było połączonych Środkowoazjatyckim Systemem Elektroenergetycznym (CAPS).

Mimo, że zarówno Kirgistan, jak i Tadżykistan, są najbiedniejszymi krajami z całej środkowoazjatyckiej piątki, ich moce w zakresie energii odnawialnej mogą zapewnić im przyszłą ważną rolę w regionie. Mogłyby one stanowić potencjalną rezerwę zdolności do wdrażania krajowych odnawialnych źródeł energii, nie tylko energii wodnej, a następnie zwiększyć eksport zielonej energii elektrycznej po pełnym zaspokojeniu popytu

krajowego. Mogłyby one również świadczyć podobną usługę, stabilizując sieć dla pozostałych trzech sąsiadów, wspierając w ten sposób ich przejście na zieloną energię (słoneczną i wiatrową) w ramach przyszłej umowy o współpracy, która mogłaby stać się regionalnym partnerstwem na rzecz sprawiedliwej transformacji energetycznej. Pięć państw Azji Środkowej już w czasach sowieckich było połączonych Środkowoazjatyckim Systemem Elektroenergetycznym (CAPS). Sieć energetyczna dostarczała wówczas energię elektryczną wytwarzaną przez elektrownie wodne w Kirgistanie i Tadżykistanie do krajów położonych w dolnym biegu rzek, a energię elektryczną wytwarzaną z węgla – do krajów położonych w górnym biegu rzek. Współpraca regionalna w dziedzinie energii została osłabiona przez obawy o zaopatrzenie w wodę i rosnące zapotrzebowanie na energię we wszystkich pięciu krajach. W 2003 r. Turkmenistan odłączył się od CAPS, a w ślad za nim podążyły Uzbekistan i Tadżykistan. W tym okresie kraje Azji Środkowej, odrzucając połączenia międzysystemowe, przystąpiły do budowy własnych, niezależnych zdolności produkcji energii, które w przypadku Kazachstanu opierały się w większości na węglu. Powrót do podejścia regionalnego, reintegrującego systemy krajowe, mógłby znacznie obniżyć koszty dekarbonizacji energii elektrycznej i ułatwić transformację na dużą skalę. Rządy państw Azji Środkowej musiałyby jednak wynegocjować porozumienie możliwe do zaakceptowania przez wszystkich, które zastąpiłoby obecne ustalenia dwustronne i przewyciężyło sąsiedzka nieufność, która pojawiła się po uzyskaniu niepodległości w latach 90.²² Podejmowane są wysiłki na rzecz poprawy transgranicznych połączeń

21 Asia-Plus, Tajik authorities officially introduce power rationing in rural areas, 23.09.2024; (Tajik authorities officially introduce power rationing in rural areas | Tajikistan News ASIA-Plus (asiaplustj.info); dostęp: 27.09.2025).

22 We wrześniu 2022 r. wybuchły działania wojenne na granicy między Kirgistanem a Tadżykistanem.

energetycznych, takie jak trwająca modernizacja i budowa sieci elektroenergetycznej wysokiego napięcia. Kraje środkowoazjatyckie muszą również poprawić połączenia wewnątrz krajowe. Regionalne sieci gazowe umożliwiają dostawy gazu z Uzbekistanu do Kazachstanu i Kirgistanu, ale jednocześnie sieci krajowe nie łączą regionów wewnątrz poszczególnych krajów. Stare i nieszczelne sieci rurociągów są nieefektywne, co przyczynia się do małej wydajności systemów energetycznych i elektrycznych. W związku z tym sensowne byłoby zwrócenie uwagi na ścisłą współpracę regionalną i handel energią. Rozumiejemy to obecne rządy państw Azji Środkowej, które coraz częściej przyglądają się możliwościom pogłębienia sąsiedzkiej współpracy energetycznej w swoim regionie²³. Dostrzegają, że można przekształcić gospodarkę poprzez transformację energetyczną, zapewniając wystarczającą ilość zielonej energii gospodarstwom domowym i przemysłowi.



Żaden z pięciu krajów Azji Środkowej nie produkuje obecnie całej potrzebnej mu energii.

Żaden z pięciu krajów Azji Środkowej nie produkuje obecnie całej potrzebnej mu energii. Handel energią elektryczną, węglem, gazem i ropą naftową między tymi krajami a Rosją, Iranem (eksport i import) i Chinami (eksport) kształtuje bilans energetyczny wszystkich pięciu krajów. Kazachstan jest największym eksporterem paliw kopalnych w regionie, co odpowiada za 20% jego PKB w 2022 r., oraz największym emitentem CO₂²³.

Turkmenistan jest eksporterem energii netto, zajmuje drugie miejsce w regionie po Kazachstanie i eksportuje do 70% całkowitej produkcji energii (69,2% w 2021 r.), z czego 83% trafia do Chin²⁵. Uzbekistan, trzeci, historycznie ważny eksporter gazu, znacznie ograniczył eksport ze względu na rosnący popyt wewnętrzny, ale nadal importuje ropę naftową i węgiel, ponieważ produkcja krajowa nie pokrywa obecnego popytu krajowego. Tadżykistan i Kirgistan importują ropę i gaz z Rosji, Kazachstanu i Uzbekistanu, a węgiel (Kirgistan) i energię elektryczną (Kirgistan i Tadżykistan) eksportują do Uzbekistanu i Kazachstanu. Pomimo tego, że państwa Azji Środkowej są eksporterami węglowodorów i energii elektrycznej, ich mieszkańcy coraz częściej wyrażają swoje niezadowolone z częstych przerw w dostawach energii i jej rosnących kosztów.



Ze względu na suchy kontynentalny klimat najważniejszym zasobem w Azji Środkowej jest woda.

Ze względu na suchy kontynentalny klimat najważniejszym zasobem w Azji Środkowej jest woda, do której dostęp będzie miał decydujący wpływ na ścieżki dekarbonizacji we wszystkich krajach regionu. Zużywają one niezwykle duże ilości wody, a opady nie rekompensują nadmiernego poboru. Dwie główne rzeki Azji Środkowej, Amu-daria i Syrdaria, dostarczają ok. 80% zasobów wód. O wodę konkurują między sobą nie tylko sektory rolnictwa i energetyki, ale również górnictwo, produkcja ropy naftowej, budownictwo, usługi i mieszkalnictwo. W ostatnich latach spadek przepływu wody

23 6 sierpnia 2024 r. ministrowie energii pięciu państw spotkali się w Astanie, aby omówić regionalną współpracę energetyczną, poczynając od przemysłu gazowego.

24 S&P Global Commodity Insights, Narodowy raport energetyczny Kazachstanu (NER 2023), październik 2023 r., (Kazakhstan's National Energy Report 2023; dostęp: 14.10.2025).

25 UNECE, Policy Brief: Turkmenistan, March 2024; (turkmenistan-policy-brief (3).pdf; dostęp 17.08.2025).

w rzekach, szczególnie w dolnym biegu, doprowadził do jej braku na potrzeby nawadniania upraw. Ponieważ znaczna część ludności zamieszkuje obszary rolnicze, nadmierny pobór słodkiej wody w niektórych regionach powoduje napięcia wewnętrzne i transgraniczne. Najdotkliwiej deficyt wody dotyka ubogą ludność wiejską. W związku z tym pilnie potrzebna jest poprawa efektywności w gospodarowaniu zasobami wody w rolnictwie, co jest warunkiem sprawiedliwej transformacji na obszarach wiejskich. Konieczne staje się wzmocnienie adaptacji do zmian klimatu na wsi i zapewnienie ludności rolniczej alternatywnych źródeł stabilnego dochodu.

Chociaż potencjał hydroenergetyczny w Tadżykistanie i Kirgistanie jest wystarczający do zapewnienia rezerwowej energii i ustabilizowania sieci energetycznej, kraje położone w dolnym biegu rzek obawiają się, że więcej energii wodnej w państwach położonych w górnym biegu rzeki może jeszcze bardziej wpłynąć na poziom poboru z dwóch głównych rzek transgranicznych. Ze względu na problemy z zaspokojeniem zapotrzebowania na wodę, wszelkie plany transformacji energetycznej w Azji Środkowej muszą uwzględniać zarówno prognozowany wpływ zmian klimatycznych na zasoby wodne, jak i kompromisy między dostępem do wody a zapewnieniem energii. Lepsza gospodarka wodna jest konieczna, aby uniknąć potencjalnych konfliktów o zaopatrzenie w wodę między krajami położonymi w górnym i dolnym biegu rzek regionu. Aby zapewnić swoim gospodarkom wystarczającą ilość wody, wszystkie pięć krajów musi zreformować i zarządzać jej zużyciem w rolnictwie, podejmując działania w kierunku znacznego zmniejszenia swego śladu wodnego. Wodami transgraniczny-

mi w Azji Środkowej zarządza Międzypaństwowa Komisja ds. Koordynacji Gospodarki Wodnej, która została powołana w celu uzgadniania podziału regionalnych zasobów wodnych między poszczególne państwa. Współpraca ta mogłaby objąć zarządzanie energią produkowaną przez elektrownie wodne, co powinno przynieść korzyści wszystkim pięciu państwom, o ile zarządzanie zasobami wodnymi zostanie poprawione i żadne z nich nie będzie czuło się wykorzystane. Współpraca ta może zostać następnie poszerzona o rozbudowę elektrowni wodnych. Zarządzanie regionalnym rynkiem zielonej energii elektrycznej mogłoby być zorganizowane podobnie jak zarządzanie regionalnym rynkiem gospodarki wodnej.

Rządy państw Azji Środkowej coraz częściej spoglądają więc w stronę regionalnej współpracy energetycznej na wzór CAPS. Wszystkie pięć krajów środkowoazjatyckich dąży do dywersyfikacji źródeł energii, planując inwestycje w energetykę odnawialną, natomiast Kazachstan i Uzbekistan dodatkowo planują inwestowanie w energetykę jądrową. Kazachstan jest największym na świecie producentem uranu pochodzącego z kopalń²⁶, dostarczając ponad 40% światowej produkcji. Uran jest również pozyskiwany w Uzbekistanie, który zajmuje piąte miejsce na liście największych producentów, ale odpowiada za zaledwie 1/6 produkcji Kazachstanu. Jedno i drugie państwo eksportuje głównie uran naturalny oraz stosunkowo niewielkie ilości uranu wzbogaconego. W 2022 r. 58,7% światowego eksportu uranu naturalnego pochodziło z Kazachstanu. Oba kraje planują budowę elektrowni jądrowych, które mają przyczynić się do dekarbonizacji ich sektorów energetycznych.

26 Do 55% uranu jest wytwarzane w procesie ługowania in situ. (Światowe Stowarzyszenie Nuklearne, (World Nuclear Association, World Uranium Mining Production - World Nuclear Association (origindigital.co); dostęp: 17.10.2025).



Rozwój przemysłu wytwórczego produkującego urządzenia na potrzeby zielonej energii będzie wywierał coraz większą presję na zaopatrzenie w wodę.

Rozwój przemysłu wytwórczego produkującego urządzenia na potrzeby zielonej energii będzie wywierał coraz większą presję na zaopatrzenie w wodę. W związku z tym wybory gospodarcze będą musiały uwzględniać stosowanie najnowocześniejszych technologii oszczędzania wody i recyklingu, wspierających gospodarkę wodną i gospodarkę o obiegu zamkniętym. Istotnym problemem jest również to, że Azja Środkowa nie będzie mogła polegać na dalszym wykorzystaniu paliw kopalnych, ponieważ wraz z wdrożeniem technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS) ślad wodny każdej elektrowni wzrósłby znacząco. Instalacje te wykorzystują obecnie duże ilości wody do chłodzenia, a zastosowanie technologii CCS, które są energochłonne i wymagają dodatkowej znaczącej ilości wody, niekorzystnie wpłynęłoby na lokalne stosunki wodne. Uwarunkowania te są istotnym ograniczeniem dla krajów Azji Środkowej, a biorąc je pod uwagę należy zauważyć, że technologia CCS może być wdrażana tylko tam²⁷, gdzie nie ma niedoborów wody.

Podobnie jak wiele krajów rozwijających się, uzależnionych od eksportu energii, państwa Azji Środkowej będą musiały zmierzyć się ze znacznymi kosztami alternatywnymi związanymi z odejściem od paliw kopalnych. Jeśli transformacja nie zostanie przeprowadzona płynnie, z uwzględnieniem ich uwarunkowań, ograniczeń i możliwości, kraje te mogą stracić gospodarczo

na dekarbonizacji. Jeśli jednak transformacja zostanie przeprowadzona umiejętnie, będą one w stanie przeorganizować swoje gospodarki i wykorzystać globalny boom na zieloną transformację, jednocześnie osiągając swoje cele środowiskowe i społeczne.

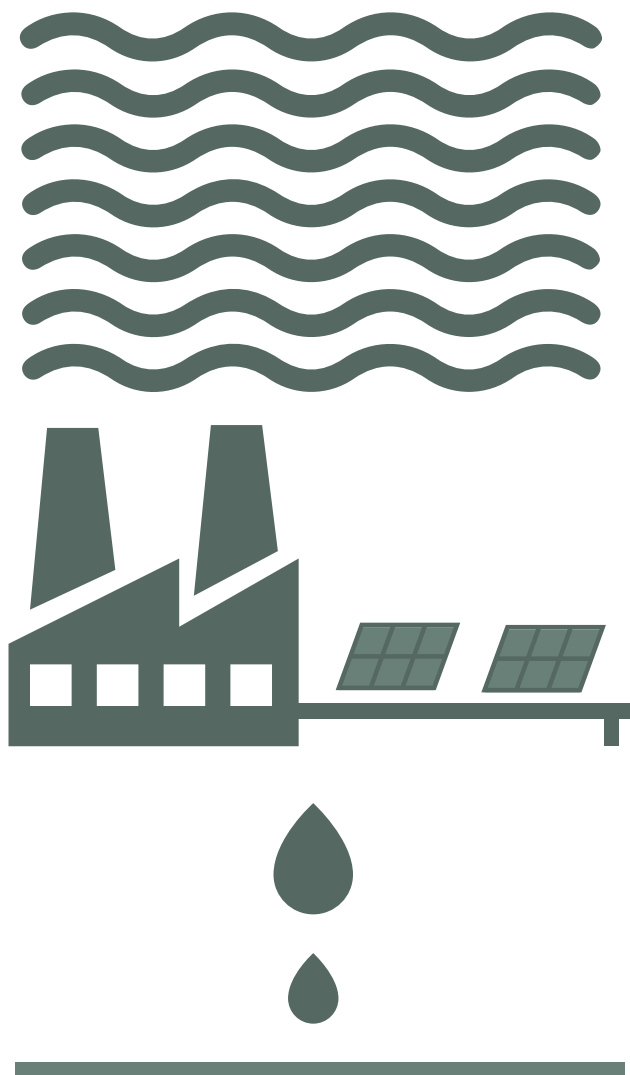


Zielona sprawiedliwa transformacja stwarza możliwości zrównoważonego wzrostu gospodarczego.

Zielona sprawiedliwa transformacja stwarza możliwości zrównoważonego wzrostu gospodarczego dzięki nowoczesnym, godnym miejscom pracy i poprawie warunków życia najsłabszych grup społecznych. Wiąże się to jednak z takimi wyzwaniami, jak zapewnienie, aby transformacja była rzeczywiście sprawiedliwa i sprzyjała włączeniu społecznemu. Ponadto sprawiedliwa transformacja powinna uwzględniać w polityce rządowej i prawie miejscowym gwarancje dla pracowników i społeczności lokalnych, przy jednoczesnym zachowaniu najwyższych standardów ochrony środowiska. Odnośne przepisy powinny być możliwe do egzekwowania, a monitorowanie i raportowanie ustalonych wskaźników powinno być obowiązkowe przez cały okres istnienia obiektu przemysłowego. Kontrola ewentualnego nieprzestrzegania przepisów powinna kończyć się cofnięciem zezwoleń na prowadzenie działalności i karami. Wskazane jest również wdrożenie mechanizmów kompensujących koszty środowiskowe i społeczne działalności gospodarczej, a procedury oceny oddziaływania na środowisko i wydawania pozwoleń powinny uwzględniać wpływ planowanych inwestycji i ich ewentualne skutki uboczne.

²⁷ Mogłoby to prawie podwoić ilość wody zużywanej przez elektrownie węglowe na każdy kW wyprodukowanej energii elektrycznej. (The Water Cost of Carbon Capture - IEEE Spectrum; dostęp: 17.10.2025).

Regulacje prawne i zarządzanie mają kluczowe znaczenie dla realizacji polityki rządowej za pomocą środków, które zajmą się negatywnymi skutkami i zwiększą skalę pozytywnych zmian gospodarczych i społecznych spowodowanych szybką transformacją. W przypadku transformacji energetycznej wyniki polityk i środków będą miały wpływ na wszystkich, ale nie w ten sam sposób. W związku z tym konieczna jest identyfikacja interesariuszy i analiza ich kluczowych potrzeb, by zaproponować im odpowiednie środki w ramach sprawiedliwej transformacji.



Wzrost populacji jest czynnikiem potęgującym konieczność transformacji energetycznej. Pięć

państw Azji Środkowej ma łącznie ok. 82,23 mln mieszkańców (2024)²⁸. Populacje tych krajów wciąż rosną, a tempo przyrostu wynosi blisko 2% rocznie. Przewiduje się, że wzrost liczby ludności Azji Środkowej spowolni do poziomu poniżej 1% dopiero po 2050 r. i takie wolniejsze tempo będzie trwało aż do ok. 2080 r. Ciągły wzrost liczby ludności w najbliższych dekadach stawia w centrum uwagi przede wszystkim edukację i zatrudnienie. W 2021 r. w Uzbekistanie, najbardziej zaludnionym kraju regionu, dzieci i młodzież stanowiły 31% mieszkańców, 58,2% obywateli było w wieku produkcyjnym, natomiast 10,8% było w wieku poprodukcyjnym²⁹. Udział kobiet w populacji, wynoszący 49,7%, był zbliżony do udziału mężczyzn (50,3%). Podobnie, niemal po połowie, układały się proporcje pomiędzy mieszkańcami miast (50,6%), a mieszkańcami obszarów wiejskich (49,4%).



Prognozy wskazują, że demografia i wzrost PKB będą wywierać coraz większą presję na popyt na energię.

Prognozy wskazują, że demografia i wzrost PKB będą wywierać coraz większą presję na popyt na energię³⁰. Zgodnie z szacunkami rządowymi Uzbekistanu, do 2030 r. krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w podwoi się do 120 TWh, co wymusi zwiększenie skali elektryfikacji w oparciu o istniejący potencjał energii odnawialnej. Rosnąca liczba ludności w wieku produkcyjnym może stać się z kolei jednym z kluczowych aktywów, które rządy pięciu państw mogą wykorzystać do przyciągnięcia inwestorów zagranicznych i budowania krajowych zdolności w zakresie produkcji czystych technologii.

28 Światowy Przegląd Ludności, 2024 (Populacja Azji Środkowej 2024 (worldpopulationreview.com); dostęp: 27.08.2025).

29 Państwowy Komitet Statystyczny Republiki Uzbekistanu 2021 (demografiya_en_18012021pdf.pdf (stat.uz); dostęp: 27.08.2025).

30 EBOR (2024 r.).

Surowce krytyczne szansą na sprawiedliwą transformację energetyczną

Azja Środkowa jest bogata nie tylko w paliwa kopalne, ale także w surowce krytyczne kluczowe dla rozwoju czystej energii i innych nowoczesnych technologii. Region posiada zróżnicowane zasoby mineralne, w tym metali i minerałów, takich jak miedź, żelazo, ołów, srebro, mangan, nikiel, kadm, kobalt, krzem, gal, german, grafit, lit, molibden, tellur, cyna, tytan oraz pierwiastki ziem rzadkich: dysproz, neodym i prazeodym. Ocenia się, że w regionie występuje ok. 39% światowych rezerw rudy manganu, 30% chromu, 20% ołowiu, 8,7% tytanu, 5,3% kobaltu i 5,3% miedzi, żeby wymienić tylko niektóre. Największe złoża różnego rodzaju surowców krytycznych zidentyfikowano w Kazachstanie, gdzie znajdują się praktycznie wszystkie surowce krytyczne, oraz w Uzbekistanie.



Azja Środkowa jest bogata nie tylko w paliwa kopalne, ale także w surowce krytyczne kluczowe dla rozwoju czystej energii i innych nowoczesnych technologii.

Państwa Azji Środkowej już teraz znajdują się w czołówce producentów kilku surowców krytycznych. Stanowi to dla nich niebywałą szansę, ponieważ przestawiając swoje wydobycie z paliw kopalnych na nowe minerały, mogłyby nie tylko unowocześnić swój sektor wydobywczy, ale również wesprzeć zarówno transformację swoich gospodarek regionalnych, jak i globalne przejście na czystą energię. Wprawdzie niektóre z tych minerałów występują w ilościach niewystarczających, aby zdominować światową produkcję, to jednak ich różnorodność może zapewnić przewagę konkurencyjną, umożliwiając

ponadto krajom środkowoazjatyckim przejście w górę łańcucha wartości od eksportu surowców do produkcji i eksportu towarów zaawansowanych technologicznie.

Metale ziem rzadkich mają niezwykle szerokie zastosowanie. Obecnie są wykorzystywane m.in. do produkcji ekranów LCD, światłowodów szklanych, formulacji chemicznych do diod LED, świetlówek, części samochodowych i lotniczych czy sprzętu wojskowego. Tak wszechstronna użyteczność tych surowców sprawia, że są one powszechnie poszukiwane jako niezbędny komponent produkcji dóbr wysokiej technologii. Rozwinięcie takiej właśnie wytwórczości, uwzględniającej ponadto wymogi zielonej produkcji, mogłaby zastąpić obecny eksport ropy, węgla i gazu oraz zapewnić im znacznie wyższe dochody. Jednocześnie rozwój nowych sektorów przemysłu opartych na zaawansowanych technologiach zapewniłby wysokiej jakości miejsca pracy i zrównoważyłby odejście od gospodarek opartych na paliwach kopalnych.

Wszystkie rządy państw bogatych w surowce krytyczne planują rozszerzyć ich wydobycie i zwiększyć ich przetwarzanie na użytek krajowy i na eksport. Podobne plany mają państwa Azji Środkowej. Stworzyłoby to tysiące nowych miejsc pracy, przynosząc ogromne korzyści gospodarce i zapewniając środki do życia pracownikom i ich rodzinom. Sektor wydobywczy musi być jednak regulowany w sposób, który zapewni wysokie standardy środowiskowe, społeczne iładu korporacyjnego (ESG) oraz przyniesie korzyści społecznościom lokalnym. Wydobycie surowców krytycznych nie może odbywać się kosztem środowiska i społeczności lokalnych, ponieważ podważyłoby to zasady sprawiedliwej transformacji w kierunku zdekarbonizowanej przyszłości i rozwoju czystych i zrównoważonych gospodarek.

Podsumowanie

Dzięki odpowiedniej polityce społecznej i gospodarczej rządy państw rozwijających się będą mogły zapewnić, że transformacja energetyczna będzie uporządkowana i sprawiedliwa dla wszystkich, w tym dla społeczności obecnie zależnych od paliw kopalnych. Dekarbonizacja sektorów energetycznych i przemysłowych może zostać przyspieszona poprzez skupienie się na realizacji Celów Zrównoważonego Rozwoju. W Azji Środkowej transformacja energetyczna i przemysłowa będzie koncentrować się na tworzeniu zielonych miejsc pracy, w warunkach ochrony socjalnej i zachowania zasady sprawiedliwości klimatycznej, przyczyniając się do: zmniejszenia ubóstwa (cel zrównoważonego rozwoju nr 1), równości płci (cel zrównoważonego rozwoju nr 5), poprawy warunków życia, ochrony socjalnej i zapewnienia godnych miejsc pracy młodym ludziom, kobietom i innym słabszym grupom społecznym (cel zrównoważonego rozwoju nr 8), zapewnienia przystępnej cenowo, zrównoważonej, niezawodnej i nowoczesnej energii (cel zrównoważonego rozwoju nr 7), zmniejszenia nierówności, wdrożenia zielonej energii odpornej na zmianę klimatu (cel zrównoważonego rozwoju nr 13) oraz wzmocnienia środków realizacji partnerstwa na rzecz zrównoważonego rozwoju (cel zrównoważonego rozwoju nr 17).

Kluczowym wyzwaniem dekarbonizacji systemów energetycznych w Azji Środkowej jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego zgodnie z celami zrównoważonego rozwoju oraz powiązania energetyczno-wodne. Dekarbonizacja przemysłu wymaga opracowania planów dekarbonizacji oraz polityk wspierających możliwości rozwoju i wzrostu nowych dziedzin przemy-

śtu (OZE, EE, gospodarka o obiegu zamkniętym) w oparciu o oceny potrzeb technologicznych i inwestycyjnych, zachęt regulacyjnych i finansowych do dekarbonizacji osadzonych w politykach sektorowych, lepszych uregulowań prawnych, skutecznego ustalania opłat za emisję gazów cieplarnianych i innych środków odzwierciedlających uwarunkowania krajowe.



Kluczowym wyzwaniem dekarbonizacji systemów energetycznych w Azji Środkowej jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego zgodnie z celami zrównoważonego rozwoju oraz powiązania energetyczno-wodne.

Dla każdego sektora przemysłu, zwłaszcza przemysłu energochłonnego, należy przyjąć i wdrożyć sektorowe plany działania na rzecz dekarbonizacji, również na poziomie przedsiębiorstw. Muszą one uwzględniać zasady sprawiedliwej transformacji, umożliwiając odejście od paliw kopalnych i koncentrację na obszarach i regionach górniczych oraz odniesienie się do nowych możliwości rozwoju, jakie wiążą się z zasobami naturalnymi, wśród których szansę rozwojową stanowią zasoby surowców krytycznych i metali ziem rzadkich. Należy również uwzględnić rosnącą liczbę ludności w wieku produkcyjnym. Biorąc pod uwagę regionalne uwarunkowania, można spodziewać się, że czysta energia przyciągnie inwestycje, których cała Azja Środkowa potrzebuje, aby wykorzystała zieloną transformację i pokonać własne problemy rozwojowe.

BIBLIOGRAFIA:

- 1 Asia-Plus, Tajik authorities officially introduce power rationing in rural areas, 23.09.2024; (Tajik authorities officially introduce power rationing in rural areas | Tajikistan News ASIA-Plus (asiaplustj.info)).
- 2 BBC, Kazakhstan: Methane mega-leak went on for months, 16.02.2024; (Kazakhstan: Methane mega-leak went on for months).
- 3 Bank Światowy (2024), Finance and Prosperity 2024 [Finanse i dobrobyt 2024], streszczenie, s. VII. DOI:10.1596/978-1-4648-2060-1; (content (worldbank.org)).
- 4 Bank Światowy (2024), Greening the Economy of Europe and Central Asia; (Greening the Economy of Europe and Central Asia (worldbank.org)).
- 5 EBOR (2025), EBRD forecasts strong economic performance in Central Asia, (EBRD forecasts strong economic performance in Central Asia).
IEA, Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies [Finansowanie transformacji w zakresie czystej energii w gospodarkach wschodzących i rozwijających się], raport specjalny World Energy Investment 2021, (The landscape for clean energy finance in EMDEs – Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies – Analysis – IEA).
- 6 IEA (2024), CO₂ Emissions in 2023, IEA, Paris (<https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>, Licence: CC BY 4.0).
- 7 IEA, WB, WEF (2021), Financing clean energy transitions in Emerging and Developing Economies. World Energy Investment 2021 Special Report, s. 31;
- 8 IEA (2024), (Renewable fuels – Renewables 2024 – Analysis – IEA).
- 9 IEA (2024), Renewables Overview, (Renewables – Energy System – IEA).
- 10 IEA (2022) The energy security case for tackling gas flaring and methane leaks, The energy security case for tackling gas flaring and methane leaks.
- 11 World Bank (2024), Finance and Prosperity 2024. Finanse i dobrobyt, Waszyngton DC.: Bank Światowy. DOI:10.1596/978-1-4648-2060-1. Licencja: Creative Commons Uznanie autorstwa CC. BY 3.0 IGO.
12 (content (worldbank.org)).
- 13 WEF, czerwiec 2022 r., 3 działania na rzecz przyspieszenia transformacji klimatycznej rynków wschodzących, (3 actions to accelerate emerging market climate transition | World Economic Forum (weforum.org; dostęp: 17.09.2025)).
- 14 Sprawozdanie IPCC WG III, Climate Change 2022: Mitigation of climate change, Szósty raport oceniający IPCC (AR6), 2022 r.
- 15 'Change course now': humanity has missed 1.5C climate target, says UN head. The Guardian, 28 October 2021 (<https://www.theguardian.com/environment/2025/oct/28/change-course-now-humanity-has-missed-15c-climate-target-says-un-head>; dostęp: 3.11.2025).
- 16 Lamboll, R.D., Nicholls, Z.R.J., Smith, C.J. Wsp. Ocena wielkości i niepewności pozostałych budżetów węglowych. Nat. Clim. Chang. 13, 1360–1367 (2023). <https://doi.org/10.1038/s41558-023-01848-5>,dostęp: 28.10.2025).
- 17 McKinsey (2024), The hard stuff. Navigating the physical realities of the energy transition, p.4 (The energy transition: Navigating the physical realities | McKinsey; dostęp: 7.08.2025).
- 18 Państwowy Komitet Statystyczny Republiki Uzbekistanu 2021, (demografiya_en_18012021pdf.pdf (stat.uz)).
- 19 S&P Global Commodity Insights, Narodowy raport energetyczny Kazachstanu (NER 2023), październik 2023 r., (Kazakhstan's National Energy Report 2023).
- 20 UNECE, Policy Brief: Turkmenistan, March 2024, (turkmenistan-policy-brief (3).pdf).
- 21 The Water Cost of Carbon Capture – IEEE Spectrum.
- 22 UNEP, Emissions Gap Report 2024, 24.10 2024 (<https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2024>, dostęp: 28.10.2025).
- 23 WRI, 1.5 Degrees C: Understanding World's Critical Warming Threshold, June 18, 2025 (<https://www.wri.org/insights/1-5-degrees-c-target-explained#:~:text=Has%20the%20Earth%20Already%20Exceeded,1.5%20degrees%20C%20on%20average>).
- 24 WEF (2022), Action on clean hydrogen is needed to deliver net-zero by 2050. Here's how, (Action on clean hydrogen is needed to deliver net-zero by 2050 | World Economic Forum (weforum.org); dostęp: 7.08.2025).
- 25 World Nuclear Association, World Uranium Mining Production – World Nuclear Association (origindigital.co).
- 26 World Population Review, 2024, (Populacja Azji Środkowej 2024 (worldpopulationreview.com)).



**Krajowy Ośrodek Bilansowania
i Zarządzania Emisjami**

Institut Ochrony Środowiska
Państwowy Instytut Badawczy



**KRAJOWY OŚRODEK BILANSOWANIA
I ZARZĄDZANIA EMISJAMI**

ul. Słowicza 32

02-170 Warszawa, Polska

www.kobize.pl

e-mail: cake@kobize.pl



Sfinansowano ze środków
**NARODOWEGO FUNDUSZU
OCHRONY ŚRODOWISKA
i GOSPODARKI WODNEJ**