

Raport z rynku CO₂

Nr 82, styczeń 2019

Analiza kształtowania się poziomu cen jednostek EUA/EUAA i CER na rynku wtórnym w styczniu¹

Nieoczekiwanie w pierwszym tygodniu handlowym stycznia uprawnień EUA mocno straciły na wartości. Jeszcze w dniu 2 stycznia ich wartość wynosiła 25 EUR, ale 9 stycznia już tylko 21,86 EUR. Prawdopodobnie doszło do realizacji zysków przez inwestorów i wyprzedaży uprawnień, pomimo ograniczenia ich podaży w tym czasie – zawieszono aukcje niemieckie i brytyjskie, a do dnia 6 stycznia uprawnienia można było kupić tylko na rynku wtórnym (pierwsza aukcja w 2019 r. odbyła się dopiero w dniu następnym). Odzwierciedleniem powyższej sytuacji były stosunkowo wysokie wolumeny obrotów w pierwszym tygodniu

handlu. Odrobienie wszystkich strat zajęło rynkowi 9 dni – 22 stycznia ceny EUA wróciły do poziomów powyżej 25 EUR. W tym przypadku kluczowe były wysokie ceny osiągane na aukcjach (w szczególności polskiej), niepewność, co do brexitu (odrzućenie umowy przez brytyjski parlament), czy ochłodzenie pogody w Europie (większe potrzeby grzewcze).

Poziom 25 EUR najwyraźniej stanowił opór dla dalszych wzrostów cen uprawnień EUA i sygnał do ponownej realizacji zysków przez inwestorów, skutkujących silną korektą spadkową, która doprowadziła ceny do poziomu ok. 22 EUR w ostatnim dniu stycznia. Zbiegło się to w czasie ze spadającymi cenami surowców energetycznych, ociepleniem pogody w Europie oraz spekulacjami dotyczącymi odejścia Niemiec od węgla, co może wywołać falę wyprzedaży uprawnień EUA wśród największych niemieckich emitentów stosujących hedging (zakup uprawnień na rynku terminowym).

Podsumowując, uprawnienia EUA w styczniu 2019 r. straciły na wartości 10,17% (licząc od dnia 31 grudnia 2018 r.). Średnia arytmetyczna cena EUA oraz CER z 22 transakcyjnych dni stycznia wyniosła odpowiednio 23,34 EUR oraz 0,25 EUR. Łączny wolumen obrotów uprawnień EUA na rynku spot giełd ICE oraz EEX spadł do poziomu blisko 65,45 mln uprawnień EUA, natomiast wolumen jednostek CER wyniósł ok. 0,35 mln.

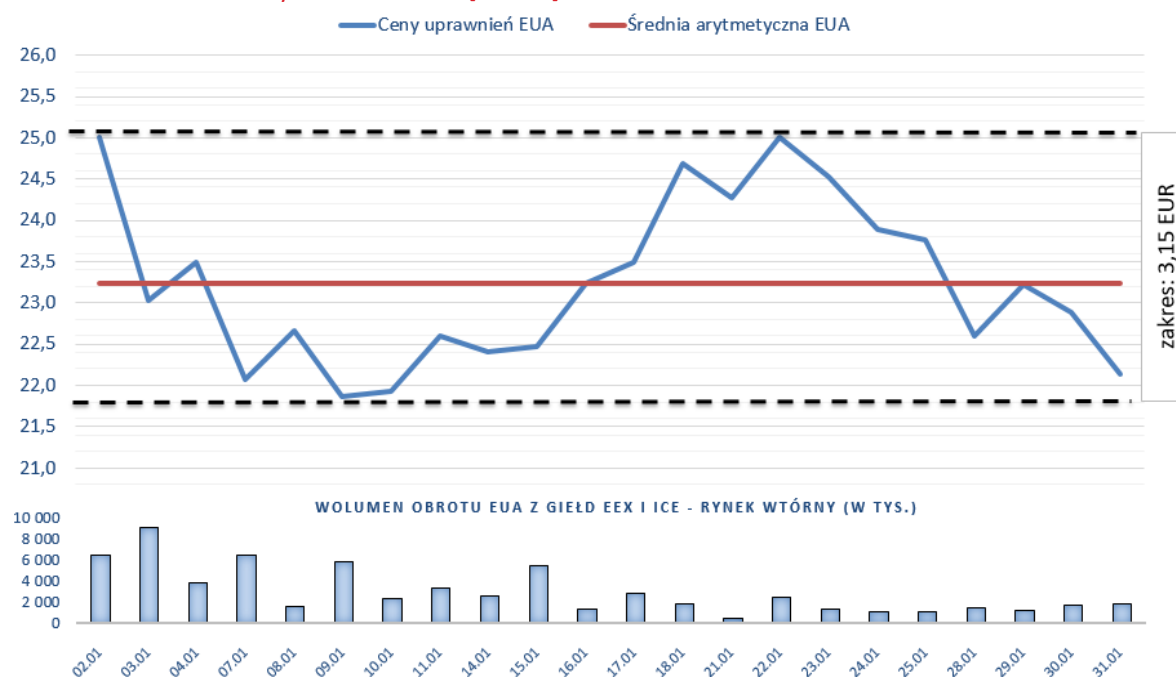
Tabela 1. Notowania cen uprawnień EUA, EUAA oraz jednostek CER w transakcjach natychmiastowych (spot) oraz terminowych* (future 19-25) w dniach od 31 grudnia 2018 r. do 31 stycznia 2019 r.

Ceny uprawnień EUA (w EUR)								
data	spot	Dec19	Dec20	Dec21	Dec22	Dec23	Dec24	Dec25
31-sty-19	22,14	22,30	22,71	23,27	23,90	24,54	25,19	25,84
31-gru-18	24,64	25,01	25,58	26,30	27,06	27,81	28,56	29,31
zmiana	-10,17%	-10,84%	-11,22%	-11,52%	-11,68%	-11,76%	-11,80%	-11,84%
Ceny uprawnień lotniczych EUAA (w EUR)								
data	spot	Dec19	Dec20	Dec21	Dec22	Dec23	Dec24	Dec25
31-sty-19	21,95	22,26	22,67	x	x	x	x	x
31-gru-18	24,47	24,95	25,52	x	x	x	x	x
zmiana	-10,30%	-10,78%	-11,17%	x	x	x	x	x
Ceny jednostek CER (w EUR)								
data	spot	Dec19	Dec20	Dec21	Dec22	Dec23	Dec24	Dec25
31-sty-19	0,24	0,22	0,22	x	x	x	x	x
31-gru-18	0,24	0,25	0,24	x	x	x	x	x
zmiana	0,00%	-12,00%	-8,33%	x	x	x	x	x

* kontrakty terminowe z terminem zapadalności w grudniu danego roku
Źródło: opracowanie własne KOBIZE na podstawie Barchart

¹ Opracowano na podstawie informacji i danych publikowanych przez m.in. giełdy ICE, EEX oraz Thomson Reuters

Wykres 1. Dienne ceny zamknięcia transakcji uprawnieniami EUA oraz poziom wolumenu na rynku spot giełd EEX oraz ICE w styczniu 2019 roku [w euro]



Źródło: Opracowanie własne KOBIZE na podstawie danych giełd EEX oraz ICE

Najważniejsze wydarzenia rynkowe w styczniu 2019 roku:

- 1.** W Dzienniku Urzędowym UE opublikowano poprawkę do rozporządzenia aukcyjnego, dzięki której ponownie wybrana niemiecka platforma aukcyjna opt-out została wpisana do wykazu platform i pozwoli na sprzedaż uprawnień EUA. Zgodnie z informacjami KE aukcje uprawnień niemieckich na giełdzie EEX (zawieszane od dnia 14 listopada 2018 r.) zostaną wznowione w lutym 2019 r. Przyjęcie poprawki do rozporządzenia umożliwiło również przygotowanie do terminowego rozpoczęcia działania Funduszu Innowacyjnego i sprzedaży 50 milionów uprawnień na platformie unijnej w 2020 r.² (**5 stycznia**)
- 2.** Komisja Europejska opublikowała informacje na temat przydziałów uprawnień z rezerwy NER na lata 2013-2020. Do tej pory 161,2 mln uprawnień EUA (z dostępnych 480,2 mln) zostało zarezerwowanych do wykorzystania dla 834 instalacji funkcjonujących w ramach systemu EU ETS. Oznacza to, że przez pozostałe 2 lata trwania III okresu rozliczeniowego do wydania nowym instalacjom pozostanie jeszcze

ok. 66% wielkości rezerwy³. Następną aktualizację dotyczącą stanu rezerwy NER zapowiedziano w lipcu br. (**15 stycznia**).

- 3.** Odrzucenie przez Parlament Brytyjski umowy ws. brexitu i wotum nieufności wobec premier Theresy May spowodowało dalszą niepewność, co do przyszłych stosunków Wielkiej Brytanii z UE, obejmujących również działania na rynku handlu uprawnieniami do emisji.⁴ Więcej w dalszej części raportu. (**15 stycznia**)
- 4.** Komisja ENVI w PE przegłosowała wcześniej nieformalnie zaakceptowane przez Radę UE cele redukcji emisji gazów cieplarnianych dla aut osobowych i dostawczych. Zgodnie z decyzją Komisji ENVI od 2030 r. emisje CO₂ z nowych samochodów osobowych mają być średnio o 37,5%, a z nowych samochodów dostawczych średnio o 31% niższe w porównaniu do 2021 r. Cele uzgodnione przez Radę UE oraz Komisję ENVI są wyższe od pierwotnie proponowanego przez KE 30% poziomu redukcji emisji. Kolejnym etapem prac

² https://ec.europa.eu/clima/news/ets-auctioning-regulation-amendment-auctions-renewed-opt-out-platform-germany-resume-soon_en

³ https://ec.europa.eu/clima/news/commission-publishes-status-update-new-entrants-reserve-2_en

⁴ <https://carbon-pulse.com/67118/>

będzie głosowanie na sesji plenarnej w Strasburgu w marcu br.⁵ (**22 stycznia**)

5. Zgodnie z raportem opublikowanym przez Montel News prognozuje się 3% spadek emisji w 2018 r. w EU ETS w porównaniu do 2017 r. Raport ten został wydany na trzy miesiące przed publikacją oficjalnych danych o zweryfikowanych emisjach w EU ETS przez Komisję Europejską. Szacunki podawane przez firmę Montel przewidują spadek emisji dwutlenku węgla z 1,754 mln ton w 2017 r. do 1,700 mln ton CO₂ w 2018 r.⁶ (**30 stycznia**)

6. Zgodnie z planem przedstawionym przez Niemiecką Komisję Węglową⁷ Niemcy mają do 2038 r. wycofać się z produkcji energii pochodzącej z węgla. Raport Komisji Węglowej ma być zatwierdzony przez rząd, a następnie przedstawiony w postaci ustawy.⁸ (**26 stycznia**)

7. Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Komisarza M. A. Cañete, do dnia 31 stycznia 2019 r. tylko 23 państwa członkowskie przedstawiły Krajowe Plany na rzecz Energii i Klimatu wynikające z przepisów Rozporządzenia o zarządzaniu unią energetyczną. Jak podał komisarz, obecnie Komisja analizuje przekazane projekty planów. Pozostałe 5 państw, które jeszcze nie przekazały planów do KE ma przedstawić plany w najbliższym czasie.⁹ (**31 stycznia**)

Kształtowanie się cen uprawnień EUA i EUAA na rynku pierwotnym

W styczniu, w ramach rynku pierwotnego, odbyło się 14 aukcji uprawnień EUA (wszystkie na giełdzie EEX, brytyjskie aukcje zostały na razie wstrzymane z uwagi na brexit), na których sprzedano łącznie blisko 38,80 mln uprawnień EUA, po średniej ważonej cenie 22,95 EUR (o 0,39 EUR poniżej średniej ceny spot z rynku wtórnego). Współczynnik popytu do podaży uprawnień na wszystkich aukcjach EUA wyniósł 2,27¹⁰.

W dniu 16 grudnia br. odbyła się unijna aukcja uprawnień EUAA, na której sprzedano 640 tys. uprawnień po cenie 22,81 EUR, a zapotrzebowanie na

uprawnienia było ponad 3 razy wyższe niż oferowany do sprzedaży wolumen.

Aukcje polskich uprawnień do emisji na platformie EEX

W dniach 16 i 30 stycznia 2019 r. giełda EEX, w imieniu Polski, przeprowadziła dwie pierwsze aukcje uprawnień EUA w tym roku, na których:

- ▶ sprzedano po 4 428 500 uprawnień EUA;
- ▶ cena rozliczeniowa wyniosła odpowiednio 22,72 EUR/EUA oraz 22,91 EUR/EUA;
- ▶ przychód ze sprzedaży uprawnień EUA wyniósł odpowiednio ok. 100,615 mln EUR oraz 101,457 mln EUR;
- ▶ całkowite zapotrzebowanie na uprawnienia, zgłoszone przez uczestników aukcji, wyniosło odpowiednio 10,328 mln oraz 9,436 mln uprawnień EUA (*cover ratio* odpowiednio 2,33 i 2,13);
- ▶ w aukcjach uczestniczyło odpowiednio 29 oraz 28 podmiotów uprawnionych do udziału w aukcji.

W 2019 r. Polska planuje sprzedać w sumie 116,957 mln uprawnień EUA oraz 112,5 tys. uprawnień EUAA, z zastrzeżeniem jednak, że wolumen dla uprawnień EUA w okresie od września do grudnia 2019 r. zostanie obniżony o wolumen, który zasili rezerwę MSR na podstawie [decyzji 2015/1814](#), po opublikowaniu przez Komisję Europejską w dniu 15 maja 2019 r. danych o liczbie uprawnień w obiegu.

Aktualizacja prognoz cen uprawnień EUA w okresie 2019-2021

W dniu 11 stycznia br. opublikowano zestawienie prognoz cen uprawnień EUA kilku instytucji finansowych – badanie polegało na zadaniu pytań w formie ankiety jakich cen uprawnień EUA należy oczekiwać w poszczególnych okresach do 2021 r. (ostatnia taka ankieta miała miejsce na początku października 2018 r.). W tabeli 2 przedstawiono wyniki prognoz wybranych pięciu firm analitycznych w latach 2019-2021

⁵ <http://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20190122IPR24029/curbing-co2-from-cars-environment-committee-confirms-deal-with-council>

⁶ <https://www.montelnews.com/en/story/eu-ets-emissions-to-fall-3-in-2018--study-/975243>

⁷ Niemiecka Komisja węglowa – powołana przez rząd w celu określenia przyszłości energetyki węglowej w Niemczech, składająca się z przedstawicieli z różnych środowisk.

⁸ <http://biznesalert.pl/niemcy-komisja-weglowa-odejście-od-węgla-greenpeace/>

⁹ <https://www.euractiv.com/section/climate-environment/interview/canete-no-way-around-it-climate-neutral-eu-is-needed/>

¹⁰ Obliczono średni ważony współczynnik popytu do podaży, czyli stosunek wolumenu zleceń do wolumenu oferowanego na aukcji

Tabela 2. Aktualna prognoza cen uprawnień EUA na lata 2019-2021 według pięciu wybranych instytucji (w EUR)

Instytucja	I kw. 2019	II kw. 2019	2019	2020	2021
Energy Aspects	24,00	26,00	27,00	33,80	33,00
Refinitiv (Thomson Reuters)	22,00	22,00	22,00	24,00	24,00
Commerzbank	19,00	20,00	20,50	23,50	b/d
Engie Global Markets	22,00	21,00	22,00	24,00	24,00
Vertis	23,80	24,00	25,50	26,60	27,70
Średnia z 16 stycznia 2019 r.	22,16	22,60	23,40	26,38	27,18
Średnia z 3 października 2018 r.	21,96	x	23,17	25,16	24,89

Źródło: Thomson Reuters z dnia 16 stycznia 2019 r.

wraz ze średnią arytmetyczną cen dla poszczególnych lat (porównano również średnie z poprzednich prognoz).

W I kwartale 2019 r. eksperci oczekują cen powyżej 22 EUR. W całym 2019 r. średnia cena uprawnień EUA powinna kształtować się na poziomie 23,40 EUR, co jest wynikiem niewiele wyższym w stosunku do poprzednich prognoz. O wiele wyższe natomiast są oczekiwania względem następnych lat, tj. w 2019 r. i 2020 r. ceny uprawnień EUA powinny wzrosnąć do odpowiednio 26,38 EUR oraz 27,18 EUR. Są to zdecydowanie wyższe prognozy niż poprzednio. Należy zauważyć, że firmą, która zdecydowanie najwyżej wycenia uprawnienia spośród wymienionych w tabeli 2 jest Energy Aspects. Zdaniem tej firmy uprawnienia w latach 2020-2021 powinny być warte średnio powyżej 33 EUR.

W opinii analityków największy wpływ na ceny uprawnień EUA będzie miała rezerwa MSR, która systematycznie zlikwiduje nadwyżkę uprawnień na rynku powstałą w wyniku światowego kryzysu gospodarczego. Przykładowo w 2019 r. do rezerwy trafi ok. 400 mln uprawnień EUA, co stanowi ok. 1/3 puli aukcyjnej. Wpływ ten nieco neutralizuje zwiększenie podaży uprawnień w 2019 r. poprzez:

- dodatkową sprzedaż na aukcjach 55,8 mln niewykorzystanych polskich uprawnień z derogacji w latach 2013-2017,
- sprzedaż na aukcjach 42 mln uprawnień EUA przez państwa EFTA (choć nie jest to jeszcze uwzględnione w kalendarzu aukcyjnym).

Reforma systemu EU ETS oraz działanie rezerwy MSR spowoduje, że instalacjom, co roku będzie brakowało uprawnień (nadwyżki, którymi dysponują wcześniej czy później się wyczerpią). Analitycy Refinitiv zwracają uwagę na fakt, że producenci energii już zareagowali na nową sytuację i zwiększyli zakupy uprawnień w 2018 r.

w ramach strategii hedgingowej (szacuje się, że mogło to być nawet dodatkowe 300 mln uprawnień EUA). W konsekwencji może to spowodować spadek popytu z ich strony w 2019 r. i w 2020 r. Podobnie było w momencie wprowadzenia backloadingu w 2014 r., kiedy z rynku wycofano prawie identyczną liczbę uprawnień.

Dla sektora przemysłu jest to również nowa sytuacja – zgromadzili oni pewne nadwyżki uprawnień, które z uwagi na niepewną przyszłość, co do liczby bezpłatnych uprawnień, które otrzymają w przyszłym okresie wolą zachować dla siebie. Nie można wykluczyć sytuacji, w której sektory przemysłu mając świadomość coraz wyższych cen uprawnień EUA, również przystąpią do zakupów.

Dodatkowo na rynku uprawnień obecni są nowi uczestnicy, czyli firmy z sektora finansowego, które nie muszą się rozliczać ze swoich emisji w EU ETS. Są to instytucje nastawione na zyski z obrotu uprawnieniami, a ich działalność może spowodować zwiększenie wahań cenowych w zależności od koniunktury w danym momencie w gospodarce światowej (np. sytuacji na innych rynkach).

Na ceny uprawnień EUA w krótkim terminie powinny wpływać również ceny paliw, od których uzależniony jest np. *fuel switching*, czyli zmiana wysokoemisyjnego paliwa na inne mniej emisyjne (np. węgla na gaz lub OZE). Eksperci Refinitiv zwracają uwagę, że np. wysokie ceny gazu (jak to było w 2018 r.) sprzyjają wyższym cenom uprawnień EUA. Dopiero spadek cen gazu może przyczynić się do zmiany paliwa i redukcji emisji (czyli spadku popytu na uprawnienia, a w konsekwencji cen uprawnień EUA).

Fundusz Modernizacyjny – przegląd

Zapisy o podziale i przeznaczeniu Funduszu Modernizacyjnego (FM) znalazły się w art. 10d Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. *w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814*¹¹

Rys. 1. Podział Funduszu Modernizacyjnego dla EU-28 i dla Polski.



Źródło: opracowanie własne KOBiZE

Wielkość środków finansowych dostępna w Funduszu Modernizacyjnym będzie pochodzić ze sprzedaży 2% całkowitej puli uprawnień. Ta liczba uprawnień to ok. 310 mln. Wielkość ta może być podwyższona o max. 0,5% (około 77,5 mln uprawnień), jeśli nie będzie konieczności obniżenia puli aukcyjnej w związku z zastosowaniem międzysektorowego współczynnika korygującego CSCF (ang. *Cross Sectoral Correction Factor*) lub wartość tego obniżenia nie osiągnie maksymalnych 3%. Informacja na ten temat będzie potwierdzona po 2023 r., kiedy zostaną przeliczone bezpłatne przydziały na lata 2026-2030 w IV okresie rozliczeniowym. Oznacza to, że ewentualne zwiększenie FM, w przypadku braku konieczności zastosowania CSCF (o max. 0,5%) może nastąpić od 2025 r. Funkcjonowanie Funduszu zależy również o decyzji podjętych w zakresie art. 10c (derogacja dla elektroenergetyki) oraz art. 10 ust. 2 lit. b (pula solidarnościowa). W obu przypadkach istnieją możliwości przeznaczenia całości lub części uprawnień z derogacji i puli solidarnościowej na rzecz Funduszu. Do podziału FM kwalifikuje się 10 państw –

Czechy, Estonia, Słowacja, Litwa, Łotwa, Polska, Chorwacja, Węgry, Rumunia i Bułgaria.

Polska jest największym beneficjentem środków z FM. Otrzyma 43,41% wszystkich środków, co przełoży się na pulę ok. 135 mln uprawnień EUA. Podziału dokonano według dwóch kryteriów: 50% podzielono na bazie emisji historycznych z EU ETS, a drugie 50% na podstawie PKB. Zgodnie z szacunkami własnymi KOBiZE liczba 135 mln EUA przełoży się na kwotę ok. 13,61 mld PLN¹². Podział 2% puli aukcyjnej przypadającej na FM pokazano na rys. 1.

W przypadku wyjścia UK z systemu EU ETS prawdopodobnie nastąpi obniżenie całkowitej puli uprawnień dostępnej w okresie 2021-2030. Zgodnie z szacunkami KOBiZE może to spowodować obniżenie wielkości FM do ok. 273 mln uprawnień (2% z nowego CAP w EU ETS), a także obniżenie liczby uprawnień dostępnych dla PL w ramach tego funduszu do ok. 119 mln EUA o szacowanej wartości ok. 12 mld PLN.

Tak jak już napisano wcześniej wielkość 2% puli uprawnień może zostać podwyższona o dodatkowe 0,5% (jeśli nie będzie konieczności obniżenia puli aukcyjnej w związku z zastosowaniem współczynnika korygującego CSCF), co przy wyjściu UK z EU ETS oznacza ok. 68 mln uprawnień (w porównaniu do 77,5 mln przy scenariuszu pozostania UK w EU ETS).

Uprawnienia zasilające pulę Funduszu będą sprzedawane na aukcjach w 10 równych częściach, co roku, począwszy od 2021. Taki sposób sprzedaży może być problematyczny, ze względu na fakt, że państwa członkowskie nie będą miały informacji, co do ostatecznej wielkości Funduszu.

Przeznaczenie FM

Obszary priorytetowe opisane są w art. 10d ust. 2 dyrektywy 2018/410:

- ⇒ wytwarzanie i użytkowanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych,
- ⇒ poprawa efektywności energetycznej (z wyjątkiem efektywności energetycznej wskutek wytwarzania energii przy wykorzystaniu stałych paliw kopalnych),
- ⇒ magazynowanie energii,

¹¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0410&from=PL>

¹² Wartość uprawnień oszacowano przy założeniu ceny 24,3 EUR/EUA na podstawie PRIMES scen. referencyjny 2016, śr. kursu PLN/EUR w

latach 2021-2030 r. wg wytycznych Ministra Finansów z maja 2018 r. = 4,15 PLN/euro

- ⇒ modernizacja sieci energetycznych, sieci przesyłu energii elektrycznej oraz zwiększenie połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi, możliwa jest również modernizacja rurociągów należących do systemów ciepłowniczych,
- ⇒ sprawiedliwa transformacja w regionach uzależnionych od węgla w państwach członkowskich będących beneficjentami, tak aby ułatwić pracownikom zmianę miejsca zatrudnienia oraz zdobywanie nowych i specjalistycznych umiejętności, wspierać edukację, inicjatywy zatrudnieniowe i start-upy, utrzymując dialog z partnerami społecznymi,
- ⇒ inwestycje w efektywność energetyczną w sektorach transportu, budownictwa, rolnictwa i odpadów.

Na obszary te ma być przeznaczony, co najmniej 70% środków Funduszu. Dodatkowo projekty z tych kategorii nie muszą być oceniane przez Komitet Inwestycyjny, tylko po potwierdzeniu przez EBI¹³ przynależności do obszaru priorytetowego, państwo członkowskie może przystąpić do finansowania. W przypadku projektów z obszarów priorytetowych wysokość wsparcia w ramach FM może stanowić do 100% kosztów kwalifikowalnych.

Jeżeli projekty dotyczą inwestycji spoza wykazu obszarów priorytetowych (państwa członkowskie mogą wykorzystać na te projekty max. 30% środków), konieczne będzie jego zatwierdzenie przez komitet inwestycyjny składający się z przedstawicieli dziesięciu państw członkowskich będących beneficjentami, a także przedstawicieli Komisji Europejskiej, EBI oraz trzech wybranych państw członkowskich niebędących beneficjentami. Wysokość wsparcia na inwestycje spoza wykazu obszarów priorytetowych wynosi maksymalnie 70% kosztów kwalifikowanych, pod warunkiem, że pozostałe koszty zostaną pokryte przez prywatne podmioty prawne.

Z Funduszu Modernizacyjnego nie może być udzielone wsparcie na obiekty wytwarzające energię przy wykorzystaniu stałych paliw kopalnych inne niż obiekty w ramach efektywnego i zrównoważonego systemu ciepłowniczego w państwach członkowskich, w których

PKB na mieszkańca według cen rynkowych wyniosło w 2013 roku poniżej 30% średniej unijnej (Rumunia, Bułgaria), pod warunkiem, że pewna liczba uprawnień, o co najmniej równoważnej wartości, będzie wykorzystywana na inwestycje zgodnie z art. 10c, które nie przewidują stosowania stałych paliw kopalnych.

Aktualny stan prac nad FM

Prace nad ustanowieniem FM w Komisji Europejskiej rozpoczęto we wrześniu 2018 r., przygotowując techniczne warsztaty w państwach członkowskich, będących beneficjentami FM, które odbyły się już we wszystkich 10 państwach członkowskich. Warsztaty w Polsce miały miejsce w Przedstawicielstwie Komisji Europejskiej w dn. 22 stycznia 2019 r. Warsztaty są wstępem do prac nad identyfikacją obszarów do inwestycji, na które zostaną przeznaczone środki z FM.

Państwa członkowskie muszą również zdecydować, czy przydzielone uprawnienia w ramach derogacji art. 10c oraz puli solidarnościowej, będą w całości lub części wykorzystywać na inwestycje w ramach FM. Decyzja ta musi zostać podjęta do 30 września 2019 r. i o decyzji tej musi zostać powiadomiona Komisja Europejska. Wiele państw członkowskich bada możliwość zwiększenia funduszu modernizacyjnego tymi środkami, głównie z derogacji.

Ostateczne zasady funkcjonowania FM przygotowane przez KE będą znane w 2020 r. Zasady nie będą szczegółowe, obejmą przede wszystkim kwestie sprzedaży uprawnień oraz funkcjonowania komitetu.¹⁴

Brexit – możliwe scenariusze i wpływ na ceny EUA

W dniu 23 czerwca 2016 r. odbyło się referendum dotyczące dalszego członkostwa Wielkiej Brytanii w strukturach Unii Europejskiej. Większość głosujących – prawie 52%, opowiedziało się za opuszczeniem UE przez Wielką Brytanię (głosowało 72,2% uprawnionych)¹⁵. W związku z powyższym obecnie trwają negocjacje w sprawie zasad i warunków opuszczenia przez Wielką Brytanię Unii Europejskiej. Ostateczny termin opuszczenia UE to 29 marca 2019 r.

W dniu 15 stycznia 2019 r. Izba Gmin odrzuciła wniosek o skierowanie do prac parlamentarnych umowy ws. wyjścia Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej, przyjętej przez brytyjski rząd 14 listopada 2018 r. (za

¹³ EBI - Europejski Bank Inwestycyjny

¹⁴ Report on the functioning of the European carbon market Appendix 6 to the Annex

¹⁵ <https://www.electoralcommission.org.uk/find-information-by-subject/elections-and-referendums/past-elections-and-referendums/eu-referendum>

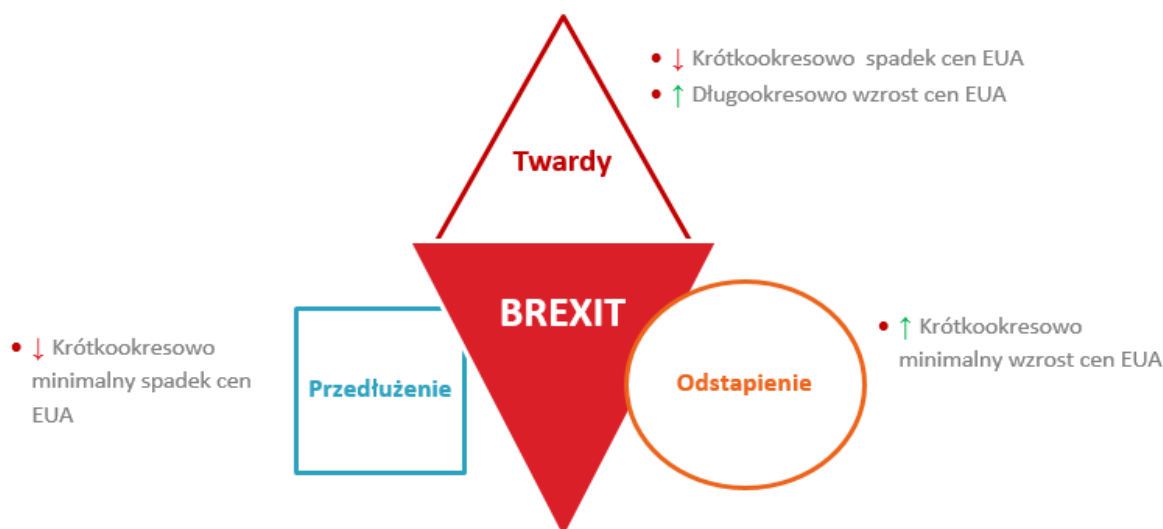
porozumieniem głosowało 202 parlamentarzystów, przeciwko 432)¹⁶. Ostatnie wydarzenia sprawiły, że coraz bardziej prawdopodobne staje się widmo wyjścia Wielkiej Brytanii bez jakiegokolwiek umowy, (czyli tzw. twardego brexitu). Możliwy jest również inny scenariusz: zorganizowanie nowego referendum ws. brexitu¹⁷ i pozostanie Wielkiej Brytanii w UE na dotychczasowych warunkach lub przesunięcie samego terminu brexitu. Ostateczne rozstrzygnięcia w kwestii brexitu są szczególnie istotne dla systemu EU ETS, którym objętych jest ok. 1 000 brytyjskich instalacji (w tym elektrownie, rafinerie, przemysł produkujący żelazo i stal, cement, papier, szkło itp.) oraz 140 brytyjskich operatorów statków lotniczych. Niewątpliwie wprowadzenie brexitu w zależności od formy przyjęcia, wpłynie na sam rynek CO₂ oraz kształtowanie się cen uprawnień EUA.

Scenariusz 1: Twardy brexit (brak umowy z UE)

W przypadku twardego brexitu, czyli w wyniku braku porozumienia z Unią Europejską, Wielka Brytania jest zobowiązana do opuszczenia UE a tym samym systemu EU ETS - w dniu 29 marca 2019 r. Zgodnie z notą KE z dnia 19 grudnia 2018 r. (*Notice to Stakeholders*¹⁸) oznacza to, że:

- ⇒ Prowadzący instalacje nie będą dłużej uczestnikami systemu EU ETS i nie będą podlegali prawodawstwu unijnemu i EU ETS, a loty w obszarze UK również nie będą podlegały wymogom EU ETS.
- ⇒ Wielka Brytania nie będzie już odpowiedzialna za administrowanie brytyjską częścią systemu dla operatorów statków lotniczych w ramach systemu EU ETS, a operatorzy nadal podlegający systemowi EU ETS i obsługujący loty wewnątrz Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG) będą musieli przejść pod administrację innego państwa członkowskiego.¹⁹
- ⇒ KE poinformowała, że zleciła centralnemu administratorowi Rejestru UE zawieszenie stosownych procedur dla Wielkiej Brytanii, które będą obowiązywały do dnia złożenia dokumentów ratyfikacyjnych umowy dotyczącej wystąpienia. Dostęp do unijnego rejestru uprawnień (ang. EU ETS Registry) administrowanego przez Wielką Brytanię oraz do kont w rejestrze jednostek Protokołu z Kioto nie będzie możliwy.
- ⇒ Od dnia 1 stycznia 2019 r. sprzedaż uprawnień, przyznawanie bezpłatnych uprawnień oraz wymiana międzynarodowych jednostek została

Rys. 2. Brexit a ceny EUA w EU ETS



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

¹⁶ Zaraz po ogłoszeniu wyników lider opozycyjnej Partii Pracy Jeremy Corbyn złożył wniosek o wotum nieufności dla rządu premier Theresa May, które 16 stycznia zostało jednak odrzucone 325 głosami przeciwko 306.

¹⁷ W dniu 10 grudnia 2018 Europejski Trybunał Sprawiedliwości orzekł, że Wielka Brytania ma suwerenne prawo jednostronnie wycofać wniosek o wyjście z Unii Europejskiej, bez konieczności angażowania w to organów Unii lub państw członkowskich

¹⁸ https://ec.europa.eu/info/brexit/brexit-preparedness/preparedness-notices_en (załączka: Emission Trading system)

¹⁹ KE ma przedstawić zaktualizowany wykaz operatorów statków lotniczych i wykaz państw członkowskich, do których zostaną przypisani

wstrzymana dla Wielkiej Brytanii do czasu odwołania tego zawieszenia

- ⇒ Zniesione zostaną wymogi dotyczące umorzenia uprawnień do emisji po 2018 r. (termin raportowania emisji za 2018 r. upływa 11 marca 2019 r., a umorzenia za emisje z 2018 r. upływa 15 marca 2019 r.)²⁰,
- ⇒ Nie będzie możliwości wykorzystania uprawnień wydanych przez UK w 2019 r. do rozliczenia emisji za 2018 r.,
- ⇒ Rząd Wielkiej Brytanii zamierza utrzymać dotychczasowe wymogi i rozwiązania w zakresie monitorowania, raportowania i weryfikacji gazów cieplarnianych, a operatorzy instalacji oraz operatorzy statków lotniczych, jak również mali emitenci nadal będą zobowiązani do raportowania emisji.

Dodatkowo odnosząc się do konkretnych zmian w systemie EU ETS w przypadku twardego brexitu ma zostać wprowadzony specjalny podatek Carbon Emission Tax, który będzie miał na celu pomoc w realizacji zobowiązań redukcyjnych wyznaczonych prawem krajowym (w tzw. *Climate Change Act*). Podatek ten będzie obowiązywał jedynie wobec instalacji stacjonarnych obecnie uczestniczących w systemie EU ETS (bez operatorów statków lotniczych) i ma wynosić 16 GBP w 2019 r.

Zgodnie z szacunkami analityków z Refinitiv nadwyżka uprawnień w posiadaniu brytyjskich instalacji wynosi ok. 85 mln. W przypadku twardego brexitu przedsiębiorstwa te mogą:

- sprzedać uprawnienia na rynku,
- przekazać uprawnienia oddziałom tych samych firm w innym państwie UE,
- przetransferować uprawnienia do nowo utworzonych kont w innych państwach członkowskich.

W perspektywie krótkoterminowej twarde brexit powinien przyczynić się do spadku cen uprawnień EUA. Analitycy Refinitiv dostrzegają w tym scenariuszu możliwość wyprzedaży nadwyżek oraz uprawnień zakontraktowanych w ramach hedgingu (ang. *unwind hedges*). Stopień wpływu na cenę EUA będzie uzależniony od tego czy brytyjskie firmy zdecydują się

przetransferować uprawnienia na konta spółek znajdujących się w tych samych strukturach firmy w innych częściach UE.

Scenariusz 2: umowa z UE

W przypadku tego scenariusza Wielka Brytania opuści UE na podstawie umowy brexitowej i pozostanie w systemie EU ETS do końca 2020 r. Oznacza to, że:

- ⇒ Brytyjskie instalacje będą miały zobowiązania dotyczące konieczności rozliczenia emisji w EU ETS w 2019 r. i w 2020 r.
- ⇒ Brytyjskie aukcje zostaną wznowione po ratyfikacji przez Wielką Brytanie oraz UE umowy brexitowej.
- ⇒ Wielka Brytania będzie mogła wydać bezpłatnie uprawnienia sektorowi przemysłu - tak jak miało to miejsce w latach ubiegłych.

Analitycy Refinitive widzą niewielki wpływ tego scenariusza na ceny EUA, ponieważ uczestnicy rynku już przygotowują się do opuszczenia systemu EU ETS po 2020 r. poprzez np. ograniczenie hedgingu (zakup uprawnień na rynku terminowym).

Scenariusz 3: odstąpienie od brexitu

W tym scenariuszu Wielka Brytania może zdecydować o wycofaniu się z brexitu i pozostaniu w UE na dotychczasowych zasadach. W tym przypadku rząd Wielkiej Brytanii mógłby odwołać brexit na podstawie art. 50 Traktatu o UE, w wyniku przeprowadzenia nowego referendum.

Analitycy Refinitive przewidują nieznaczny wzrost cen uprawnień EUA w tym scenariuszu. Brytyjscy uczestnicy systemu EU ETS zapewne wróciliby do wcześniejszych strategii headgingowych zwiększając zakupy uprawnień EUA. Możliwe, że do gry o uprawnienia włączyłyby się również instalacje z sektora przemysłu generując dodatkowy popyt.

Wpływ brexitu na okres 2021-2030

Niezależnie od tego czy sprawdzi się scenariusz nr 1 (tzw. twarde brexit) czy scenariusz nr 2 (umowa z UE), to niezbędne będzie dostosowanie niektórych parametrów systemu EU ETS w okresie 2021-2030, tj. na nowo skalibrowana będzie m.in.: bezpłatna pula uprawnień,

²⁰ Rząd zabezpieczył konieczność wywiązania się z zobowiązań za 2018 r. poprzez ustalenie wcześniejszego terminu rozliczeń w prawodawstwie krajowym, gdzie dzień raportowania emisji za 2018 r.

i umorzenia uprawnień za te emisje został przeniesiony z dnia 30 marca i 30 kwietnia 2018 r. na dzień 11 marca oraz 15 marca 2019.

pula aukcyjna, liczba uprawnień dostępna w Funduszu Modernizacyjnym i Innowacyjnym.

Zgodnie z szacunkami Refinitiv w wyniku wyjścia Wielkiej Brytanii z systemu EU ETS, aby rozliczyć swoje emisje Wielka Brytania musiałaby dodatkowo dokupić ok. 600 mln uprawnień EUA. W związku z powyższym analitycy prognozują, że wpływ na ceny EUA będzie wzrostowy.

Brexit a globalna polityka klimatyczna

Zgodnie z informacjami publikowanymi na stronie rządowej Wielkiej Brytanii²¹, w przypadku braku umowy brexitowej, zobowiązania krajowe i międzynarodowe Wielkiej Brytanii ws. zmian klimatu nie zmienią się. Niezależnie od rozwinięcia sytuacji w Wielkiej Brytanii obowiązuje obecnie tzw. *Climate Change Act*, zgodnie, z którym Wielka Brytania ma zredukować emisje gazów cieplarnianych o 80% do 2050 r. w stosunku do 1990 r. Wielka Brytania pozostanie nadal stroną międzynarodowych porozumień klimatycznych i będzie dążyła do redukcji emisji zgodnie z przyjętym krajowym prawodawstwem. Nie wiadomo natomiast w jaki sposób

będą rozwiązane kwestie udziału Wielkiej Brytanii w długoterminowej niskoemisyjnej strategicznej wizji UE do 2050 r. czy kolejnych zgłoszeń celu redukcyjnego przez UE w ramach Konwencji Klimatycznej.

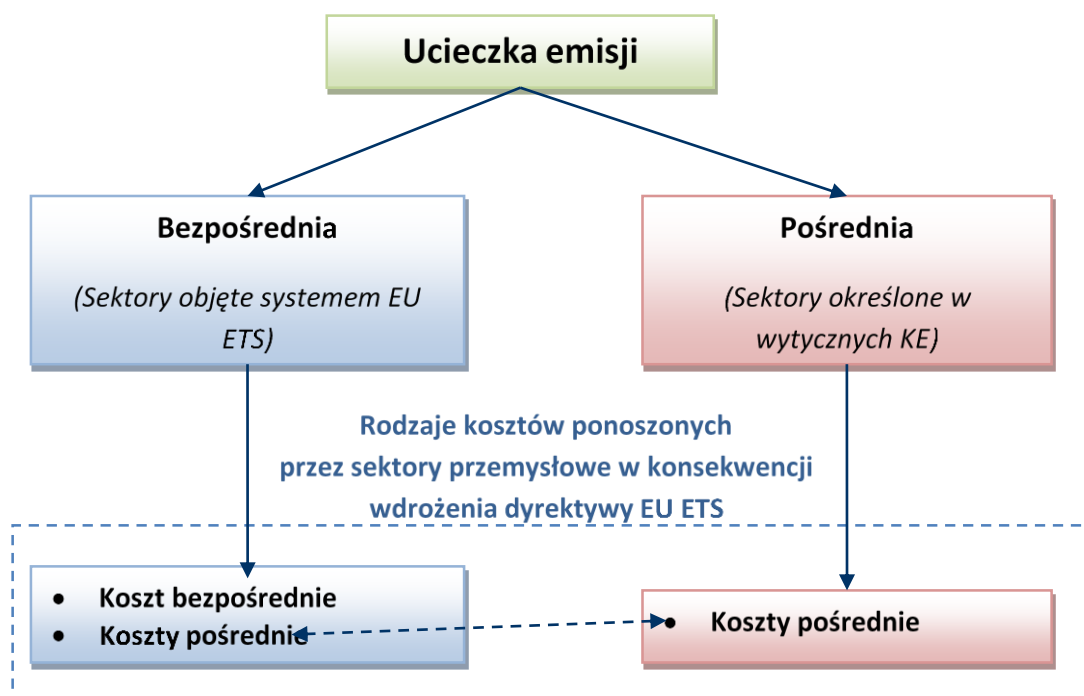
Mechanizmy rekompensujące nadmierny wzrost cen energii w sektorach energochłonnych

Przepisy dyrektywy EU ETS regulują m.in. zagadnienia związane z ucieczką emisji (ang. *carbon leakage – CL*) definiowane jako przenoszenie produkcji przemysłowej poza granice Unii Europejskiej na skutek obciążeń przedsiębiorstw, wynikających z wymogu zakupu uprawnień do emisji CO₂.

Z punktu widzenia powstałych kosztów dla przedsiębiorstw można wyróżnić dwa rodzaje ucieczki emisji:

- Bezpośrednia ucieczka emisji, związana z powstawaniem kosztów bezpośrednich udziału przedsiębiorstwa w systemie EU ETS i konieczności zakupu uprawnień do emisji;
- Pośrednia ucieczka emisji, związana z powstawaniem kosztów pośrednich

Rys. 3. Zjawisko ucieczki emisji i kryteria klasyfikacji sektorów przemysłowych jako narażonych na ucieczkę emisji



Źródło: opracowanie własne KOBiZE

²¹<https://www.gov.uk/government/publications/meeting-climate-change-requirements-if-theres-no-brexit-deal/meeting-climate-change-requirements-if-theres-no-brexit-deal>

wynikających ze zwiększonych nakładów na zakup energii elektrycznej potrzebnej do procesu produkcyjnego.

Możliwość pojawienia się pośredniej ucieczki emisji związana jest ze wzrostem kosztów wytwarzania danego produktu na skutek wzrostu ceny energii elektrycznej. Wzrost ceny energii będzie wynikiem wcześniej wspomnianego przenoszenia przez wytwórców energii kosztu zakupu uprawnień do emisji CO₂ (EUA) na odbiorców końcowych energii, w tym głównie na energochłonne branże przemysłu.

Okres rozliczeniowy 2013-2020

Zgodnie z postanowieniami art. 10a ust. 6 dyrektywy EU ETS, państwa członkowskie mają prawo do udzielania rekompensat sektorom narażonym na wysokie koszty zakupu energii elektrycznej w przypadku, gdy prawdopodobne jest przenoszenie wysokoemisyjnej produkcji z tych sektorów do krajów trzecich, ponieważ nie będą one mogły przenieść wzrostu kosztów wynikającego z EU ETS na swoich klientów, nie tracąc przy tym znaczącego udziału w rynku.

W celu doprecyzowania zasad udzielania rekompensat sektorom energochłonnym, Komisja Europejska wydała komunikat pt. *Wytyczne w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2012 r.*, gdzie określono zasady odnośnie pomocy dla przedsiębiorstw w sektorach i podsektorach narażonych na koszty emisji pośrednich.

Zgodnie z wytycznymi, maksymalna intensywność pomocy nie mogła przekraczać 85% kosztów kwalifikowanych w latach 2013-2015, 80% w latach 2016-2018 i 75% w latach 2019-2020.

Maksymalną pomoc wypłacaną na instalację oblicza się biorąc pod uwagę wskaźnik emisji CO₂/MWh, cenę uprawnień do emisji oraz wskaźnik efektywności zużycia energii elektrycznej. Wytyczne KE zawierają wzory do obliczenia wielkości rekompensat, jak i tabelę z wskaźnikami efektywności zużycia energii elektrycznej dla poszczególnych produktów.

Okres rozliczeniowy 2021-2030

W zmienionej dyrektywie EU ETS ponownie została wpisana możliwość (do decyzji państwa czł.) wdrożenia rekompensat. Źródłem finansowania mają być przychody z aukcji z określonymi limitami. Dodatkowo,

wdrożenie ma być zgodne z zasadami pomocy publicznej i może wymagać dodatkowej sprawozdawczości.

Komisja nie przedstawiła jeszcze projektu nowych wytycznych (dla okresu po 2020 r.) z zakresu pomocy publicznej w kontekście EU ETS. Zgodnie z ostatnimi informacjami DG COMP planuje rozpocząć prace poprzez konsultacje społeczne latem tego roku, na ich bazie przygotuje projekt na jesieni, wtedy też odbędą się spotkania konsultacyjne, wytyczne mają być w ostatecznej formie gotowe w III kw. 2020 r.

Procedura administrowania i stan prac legislacyjnych

Najważniejszymi elementami, jakie są niezbędne do wdrożenia systemu rekompensat jest:

- ⇒ wprowadzenie odpowiednich zapisów do ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji;
- ⇒ przygotowanie mechanizmu na poziomie rozwiązań technicznych, zbierania danych niezbędnych do wniosku do KE;
- ⇒ notyfikacja pomocy publicznej do KE.

Obecnie w wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów procedowany jest projekt ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych.

Istota rozwiązań ujętych w projekcie

Celem projektowanej ustawy jest coroczne przyznawanie rekompensat przemysłom energochłonnym (ok. 300 podmiotów) z uwagi na wzrost cen energii wynikających z rosnących kosztów uprawnień do emisji. Instytucją zarządzającą systemem rekompensat jest Ministerstwo Przedsiębiorczości i Technologii. Najważniejsze elementy systemu rekompensat z punktu widzenia oceny skutków przedstawiono poniżej.

Wysokość rekompensat będzie uzależniona od następujących czynników:

- ▶ poziomu dochodów z aukcji uprawnień do emisji, w roku poprzedzającym rok, za który przyznawane są rekompensaty (n-1);
- ▶ wartości rekompensat dla wszystkich instalacji uprawnionych do rekompensat, wobec których złożone zostały wnioski;
- ▶ poziomu intensywności pomocy publicznej w danym roku;
- ▶ krajowego wskaźnika emisyjności CO₂;

Tabela 3. Zasady rekompensat wzrostu pośrednich kosztów emisji w branżach energochłonnych w podziale na państwa członkowskie na podstawie wydanych w tym zakresie decyzji KE.

Kraj	Wielka Brytania	Niemcy	Belgia	Hiszpania	Holandia	Grecja	Norwegia
Źródło finansowania	Budżet UK	Budżet GER	Budżet BE. Jeśli środki będą niewystarczające rekompensaty zostaną zmniejszone lub dostosowane proporcjonalnie dla uprawnionych przedsiębiorców.		Budżet Holandii	Budżet Grecji – przychody z aukcji uprawnień do emisji przeprowadzonych przez greckiego administratora handlu uprawnieniami do emisji LAGIE. Jeśli roczne przychody będą niewystarczające rekompensaty zostaną zmniejszone lub dostosowane proporcjonalnie dla uprawnionych przedsiębiorców.	Budżet Norwegii, zarządzane przez Norweską Agencję Środowiska
Wielkość rekompensat	W skali kraju – 250 mln GBP w całym okresie; ok. 100 GBP do 2015 Na poziomie instalacji – z uwzględnieniem bechmarków efektywności zużycia energii na produkt oraz współczynnika emisji (w UK 0,58 tCO ₂ /MWh)	W skali kraju – 756 mln EUR w okresie do 2015, w tym: 350 mln EUR w 2013 203 mln EUR w 2014 203 mln EUR w 2015 Na poziomie instalacji – z uwzględnieniem bechmarków efektywności zużycia energii na produkt (zał. II wytycznych KE) oraz współczynnika emisji (w GER 0,76 tCO ₂ /MWh) Szacunkowo – 4 200 EUR/GWh	W skali kraju – zależna od ceny EUA; od 7 milionów EUR (przy cenie CO ₂ na poziomie 1 EUR/tonę) do 113 milionów EUR (przy cenie CO ₂ na poziomie 15 EUR/tonę) Na poziomie instalacji – 1 GWh = 4 000 EUR (na podstawie ceny CO ₂ z 2012 r.)	W skali kraju - 5 milionów EUR rozdzielone w latach: 1 mln EUR w 2013r., 1 mln EUR w 2014r., 3 mln EUR w 2015r. Wytyczne ETS pozwalają przyznać 71 690 000 EUR (przy cenie CO ₂ na poziomie 6 EUR/tonę) do 238 960 000 EUR (przy cenie CO ₂ na poziomie 20 EUR/tonę)	W skali kraju – w latach 2014-2015 78 milionów EUR/rok (Na 2014 obliczany na podstawie ceny CO ₂ z 2012 r. na poziomie 8 EUR, dla 2015 r. obliczanego na podstawie cen z 2014 r. przewidywany budżet będzie niższy). Budżet w kolejnych latach będzie wyliczany analogicznie co roku. Na poziomie instalacji – 1 GWh = 4 000 EUR (na podstawie ceny CO ₂ z 2012 r.)	W zależności od ceny uprawnień – od 14 milionów (przy cenie 5 EUR/ tonę CO ₂) do 20 milionów euro (przy cenie 7.50 EUR/ tonę CO ₂) *W latach 2013- 2015 nie może przekroczyć 20% rocznych przychodów z aukcji uprawnień do emisji ⁷	W skali kraju – ok. 380 mln EUR w całym okresie ⁸
Okres trwania	2013-2020	2013-2020	2013-2020	2013-2015	2013-2020	2013-2020	2013-2020
Zasady wejścia	<ul style="list-style-type: none"> Instalacja działająca na terenie UK prowadząca rodzaj działalności wskazany na liście załącznika II wytycznych KE (wg kodu NACE) Przejęcie testu 5% wzrostu kosztów GVA w 2020 r. w związku z działaniem EU ETS i CPF (carbon price floor)⁴ Zakłada się cenę 19 GBP/MWh (ceny stałe 2007) 	<ul style="list-style-type: none"> Instalacja należąca do sektora z aneksu II wytycznych Instalacja zużywająca co najmniej 1 GWh/rok 	<ul style="list-style-type: none"> Instalacja należąca do sektora z aneksu II wytycznych Podpisanie deklaracji o poprawie efektywności energetycznej Zużycie energii powyżej 1 GWh/rok 	<ul style="list-style-type: none"> Instalacja należąca do sektora z aneksu II wytycznych 	<ul style="list-style-type: none"> Instalacja należąca do sektora z aneksu II wytycznych Podpisanie deklaracji o poprawie efektywności energetycznej Zużycie energii powyżej 1 GWh/rok 	<ul style="list-style-type: none"> Instalacja należąca do sektora z aneksu II wytycznych „LAGIE” klasyfikuje beneficjentów oraz decyduje o przyznanej pomocy i kieruje środki do podmiotów. Dostawcy energii elektrycznej będą stosować niższą cenę dla przedsiębiorstw zgodnie z ustaloną taryfą, pomniejszoną o koszty emisji CO₂. W zamian otrzymują rekompensaty. 	<ul style="list-style-type: none"> Instalacja należąca do sektora z aneksu II wytycznych Zużycie energii powyżej 10 GWh/rok
Zasady przydziału	Zgodnie z wytycznymi KE ws. pomocy publicznej	Zgodnie z wytycznymi KE ws. pomocy publicznej	Zgodnie z wytycznymi KE ws. pomocy publicznej	Zgodnie z wytycznymi KE ws. pomocy publicznej	Zgodnie z wytycznymi KE ws. pomocy publicznej	Zgodnie z wytycznymi ws. pomocy publicznej	Zgodnie z wytycznymi KE ws. pomocy publicznej
Intensywność pomocy publicznej	2013-2015 – do 85% uprawnionych kosztów 2016-2018 – do 80% 2019-2020 – do 75%	2013-2015 – do 85% uprawnionych kosztów 2016-2018 – do 80% 2019-2020 – do 75%	2013-2015 – 85% 2016-2018 – 80% 2019-2020 – 75%	2013-2015 – 85%	2013-2015 – 85% 2016-2018 – 80% 2019-2020 – 75%	2013, 2014, 2015 – 85% 2016, 2017 i 2018 – 80% 2019, 2020 – 75% Intensywność pomocy publicznej może być niższa jeśli przychody z aukcji będą niższe.	2013-2015 – 85% 2016-2018 – 80% 2019-2020 – 75%
Uwagi	Szczegółowe przepisy obowiązują do 2015 r.	Na razie notyfikacja do 2015 r.	Pomoc obejmuje jedynie region Flandrii				

Źródło: opracowanie własne KOBiZE

- średniorocznej ceny uprawnień do emisji, ustalonej na podstawie dziennych cen zamknięcia dla kontraktów z dostawą w grudniu roku, za który przyznawane są rekompensaty (n), obserwowanej w roku poprzednim (n-1);
- średniorocznej wielkości produkcji lub zużycia energii w latach 2005-2011 (lub w latach kolejnych, jeżeli spełnione są warunki, o których

- mowa w ustawie) przypisanej do produkcji uprawnionych do rekompensat produktów;
- wskaźnika efektywności zużycia energii elektrycznej lub wskaźnika zużycia rezerwowej energii elektrycznej;
- ilości energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł nieuczestniczących w systemie EU ETS lub pochodzącej ze źródeł, w których spalana jest biomasa, wyprodukowanej na własne potrzeby

i zużytej w roku, za który przyznawane są rekompensaty.

Podmiotami uprawnionymi do otrzymania rekompensat będą przedsiębiorstwa spełniające następujące warunki:

- ▶ prowadzące instalacje w sektorach energochłonnych wskazanych w projektowanej ustawie, rekompensaty przyznawane są tylko w odniesieniu do produkcji uprawnionych produktów;
- ▶ zużywające energię elektryczną pochodzącą ze źródeł innych niż własne źródła wytwórcze nieuczestniczące w systemie EU ETS;
- ▶ złożyły wniosek o wypłatę rekompensat za poprzedni rok.

Środki finansowe przeznaczone na wypłatę rekompensat za dany rok kalendarzowy mają stanowić nie więcej niż 25% przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji w drodze aukcji w roku poprzedzającym rok, za który przyznawane są rekompensaty. W przypadku, gdy wartość wniosków o rekompensaty przewyższa pulę dostępnych środków, kwota rekompensat pomniejszana jest proporcjonalnie dla wszystkich instalacji uprawnionych do rekompensat.

Rekompensaty w innych państwach członkowskich

Obecnie rekompensaty dla sektorów energochłonnych wprowadziło 7 państw objętych systemem EU ETS (Wielka Brytania, Niemcy, Belgia, Hiszpania, Holandia, Grecja, Norwegia).

Dokonując przeglądu obowiązujących w niektórych państwach członkowskich systemów rekompensat sektorom energochłonnym z tytułu powiększonych kosztów zakupu energii elektrycznej, należy zauważyć, że system taki wprowadziły głównie duże i bogate gospodarki starej Unii Europejskiej. We wszystkich państwach członkowskich systemy rekompensat są zgodne z kształtem określonym w wytycznych KE odnośnie dozwolonej pomocy publicznej. W niektórych państwach członkowskich (np. UK) wprowadzono dodatkowe zasady kwalifikowania się przedsiębiorstw do systemu rekompensat. Źródłami finansowania systemu są budżety krajowe, a w niektórych przypadkach ilość środków na rekompensaty związana jest dodatkowo z przychodami z aukcji uprawnień do emisji (np. w Belgii lub Grecji). Mając na uwadze fakt, że średnie ceny energii elektrycznej dla odbiorców

przemysłowych są na zbliżonym poziomie, wprowadzone w niektórych państwach członkowskich systemy rekompensat, mogą stawiać przedsiębiorstwa z tych krajów w uprzywilejowanej pozycji konkurencyjnej.

Konferencja pt.: VI Emission & Energy Trading Summit w Warszawie

W dniu 29 stycznia br. już po raz szósty odbyła się konferencja poświęcona tematyce handlu uprawnieniami do emisji EUA. W spotkaniu, jako prelegenci i paneliści udział wzięli przedstawiciele m.in.: Ministerstwa Środowiska, KOBiZE, Vertis Environmental Finance, Redshaw Advisors, ICIS, PKN Orlen, Grupy Lotos, Enea Trading czy giełdy EEX.

Bardzo ciekawą prezentację wygłosiła przedstawicielka firmy Vertis. Reformy systemu EU ETS okazały się bardziej rygorystyczne od pierwotnych założeń KE i w efekcie ceny uprawnień EUA są obecnie trzykrotnie wyższe niż w 2018 r. KE w maju 2018 r. opublikowała informację na temat nadwyżki, tj. liczby uprawnień w obiegu, która wyniosła ok. 1,65 mld, co oznacza, że rezerwa MSR zmniejszy podaż na każdej aukcji w 2019 r. o ok. 40%. Obecnie sprzedawane wolumeny aukcyjne wynoszą średnio ok. 2,5 mln uprawnień EUA na aukcję w porównaniu z 4,2 milionami oferowanymi w 2018 r. (wyjątkiem jest Polska, która sprzedaje więcej niż w 2018 r. na skutek dodatkowej sprzedaży 55,8 mln niewykorzystanych uprawnień derogacyjnych). Popyt na uprawnienia się zwiększa (nowi gracze na rynku), a podaż maleje. Instalacje funkcjonujące w systemie EU ETS nie znajdują się w najgorszej sytuacji, ponieważ posiadają nadwyżki uprawnień i mogą je wykorzystywać do pewnego czasu (zgodnie z szacunkami Vertis mają się skończyć za 4-6 lat). Później jednak będą zmuszone zaopatrzyć się w uprawnienia na rynku. Czynnikiem mającym wpływ na funkcjonowanie rynku uprawnień EUA w 2018 r. było wprowadzenie dyrektywy MiFID II, które nadaje uprawnieniom status instrumentów finansowych. Powyższe zmiany zachęciły nowe podmioty finansowe do wejścia na rynek. W perspektywie krótkoterminowej ważnym czynnikiem cenotwórczym mogą okazać się zmiany w europejskim i globalnym miksie energetycznym, np. odejście od węgla na rzecz OZE. Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA)²² szacuje, że udział węgla w miksie na świecie spadnie z 27% w 2017 r. do 25% w 2023 r. Jest

²² IEA - ang. International Energy Agency

to wynik polityki klimatycznej, związanej z zapowiedziami wycofywania się z węgla jako paliwa, malejących kosztów energii odnawialnej oraz rosnącej popularności gazu ziemnego. Zmiana miksu będzie jednym

z najważniejszych czynników, które mogą wpłynąć na ceny uprawnień EUA w dłuższym horyzoncie czasowym – mniej emisji oznacza spadek cen uprawnień.

Zdaniem przedstawicielki firmy Vertis ceny EUA podlegają sezonowości, co było widoczne w ostatnich 4 latach. Miesiąc marzec statystycznie charakteryzuje się spadkami cen, natomiast kwiecień, w którym instalacje z EU ETS muszą rozliczyć emisje cechuje się wzrostami cen. Vertis przewiduje, że ceny uprawnień EUA w 2019 r. powinny kształtować się w granicach 20-30 EUR (średnio ok. 25,50 EUR).

Dyskusja panelowa skupiła się na przyczynach 3-krotnych wzrostów cen uprawnień EUA w 2018 r. oraz przyszłych perspektyw. Paneliści zwracali uwagę na czynniki fundamentalne wpływające na zmienność cen, tj.:

- ⇒ podażowe: reforma systemu ETS (zwiększony liniowy współczynnik redukcji LRF do 2,2%, co oznacza o 48 mln mniej uprawnień każdego roku w systemie, wprowadzenie rezerwy MSR oraz podwyższenie *MSR injection rate*²³ do 24%)
- ⇒ popytowe: zmiany w strategii kupujących, tj. zwiększony zakup uprawnień na rynku terminowym przez producentów energii oraz niechęć do sprzedaży uprawnień przez sektor przemysłu.

Bardzo duże znaczenie dla rynku miały czynniki spekulacyjne, do czego przyczynili się nowi gracze wchodzący na rynek. W 2018 r. skutkowało to podwojeniem wolumenów obrotu uprawnień na rynku wtórnym i pierwotnym (w 2016 r. w aukcjach brało udział ok. 15-16 podmiotów, a w 2018 r. na niektórych już nawet powyżej 30). Zdaniem większości panelistów największymi beneficjentami systemu są gracze, którzy mogą skupować duże wolumeny uprawnień i sztucznie ograniczać ich podaź na rynku. Dużo większy problem mają instalacje funkcjonujące w ramach systemu EU ETS – oznacza to dla nich wzrost kosztów działalności oraz ryzyko finansowe w przypadku wysokiej zmienności cen, co może spowodować nawet bankructwo firmy. Być może warto byłoby wprowadzić bezpiecznik w postaci

zwanego *price floor*, żeby instalacje z EU ETS miały pewność, że cena nie wyjdzie poza określony poziom. Wszyscy paneliści podkreślali, że rynek uprawnień EUA jest bardzo mocno regulowany politycznie, a podejmowane decyzje znacząco wpływają na podaź i popyt na rynku (np. przez regulacje MIFiD). W konsekwencji może to zachwiać funkcjonowaniem tego rynku. Bardzo istotna będzie sytuacja gospodarcza w przyszłości – kryzys może obniżyć ceny, tak jak bywało w przeszłości. Problemem w tej chwili są nie tylko rosnące ceny uprawnień EUA, ale również perspektywa wzrostu cen energii oraz paliw, co na pewno odczują konsumenci w postaci wzrostu cen mieszkań, usług budowlanych czy cen biletów w transporcie.

Najważniejsze informacje z innych systemów ETS

3 stycznia – W kanadyjskiej prowincji Saskatchewan od 1 stycznia 2019 r. miała zostać wdrażana strategia zmian klimatycznych *Prairie Resilience*. Jednym z jej głównych elementów było ustalenie norm emisji dla instalacji emitujących ponad 25 tys. ton emisji CO₂ rocznie. Dotyczy to 40 instalacji, które emitowały w 2016 r. około 11% całkowitej emisji prowincji. Normy emisji zostały tak zaprojektowane, aby były technicznie wykonalne i aby instalacje mogły zmniejszać emisje. Rząd prowincji podjął jednak decyzję, że normy emisji będą obowiązywały od 2021 r. i do tego czasu duże instalacje nie będą płaciły podatku od emisji ponad założone normy emisji, który miał wynosić 20 CAD za tonę emisji. Obecnie duże instalacje mają 2 lata na podjęcie decyzji, jaką metodę zastosować, aby spełnić przedstawione normy emisji. Prowincja Saskatchewan oczekuje zmniejszenia obecnej emisji o 5,3 mln ton CO₂ do 2030 r., co stanowi 10% redukcję. Władze prowincji są przekonane, że strategia *Prairie Resilience* jest wystarczająca do ograniczenia emisji. Jako jedyna prowincja Kanady nie podpisała pod koniec 2016 r. krajowego planu działań na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatu i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, wprowadzającego m.in. ceną minimalną za emisję CO₂. Premier prowincji chce walczyć w sądzie z rządem krajowym Kanady w sprawie obowiązku wprowadzenia ceny minimalnej za tonę emisji gazów cieplarnianych. Prowincja przewiduje, że wprowadzenie ceny minimalnej za emisję w 2019 r. – 20 CAD za tonę emisji i wzrost ceny, co roku o 10 CAD, aż do osiągnięcia

²³ MSR injection rate – procent nadwyżki uprawnień EUA, który będzie trafiał do rezerwy MSR

w 2022 r. poziomu 50 CAD – doprowadzi do zmniejszenia PKB prowincji o około 2 mld CAD rocznie.

[\[link\]](#)

8 stycznia – Chińskie Ministerstwo Ekologii i Środowiska wprowadza bardziej rygorystyczne standardy na paliwa do pojazdów ciężarowych z silnikami wysokoprężnymi. Surowsze normy będą dotyczyły zarówno paliw, jak i silników. Jakość oleju napędowego zostanie poprawiona tak, aby podczas spalania nastąpiło zmniejszenie całkowitej emisji tlenków azotu (NOx) i cząstek stałych. Oczekuje się, że liczba ciężarówek z silnikami wysokoprężnymi, które będą w stanie spełnić krajowe normy emisji, znacząco wzrośnie do 2020 r. Nowe samochody ciężarowe wchodzące na rynek, które nie spełnią wymogów nowego rozporządzenia nie uzyskają dopuszczenia do ruchu. Dodatkowo 1 milion samochodów ciężarowych z przestarzałymi silnikami wysokoprężnymi zostanie wycofanych z rynku do końca 2020 r. Działania te są o tyle ważne, że choć pojazdy ciężarowe stanowią 7,8% chińskiego parku samochodowego, to emitują one aż 57% całkowitej krajowej emisji NOx i ok. 75% cząstek stałych. [\[link\]](#)

11 stycznia – Pierwsza aukcja uprawnień przewidzianych na 2019 r. w stanie Massachusetts, w ramach systemu RGGI (ang. Regional Greenhouse Gas Initiative) odbyła się w dniu 18 grudnia 2018 r. Sprzedano 446 559 uprawnień po cenie 6,71 USD za uprawnienie. W sumie w 2019 r. zostanie sprzedanych 2 182 794 uprawnień, co stanowi 25% ogółu uprawnień. Pozostałe 75% zostanie przydzielonych bezpłatnie. W 2020 r. proporcje się zmienią – 50% uprawnień zostanie sprzedanych na aukcjach i 50% zostanie przydzielonych bezpłatnie. Od 2021 r. wszystkie uprawnienia będą sprzedawane na aukcjach. Przychody z aukcji w stanie Massachusetts są deponowane na oddzielnym rachunku i są wykorzystywane do finansowania projektów związanych z łagodzeniem skutków klimatu, czystą energią i elektryfikacją pojazdów, a także programami lub projektami dostosowawczymi, w których biorą udział społeczności, na które niekorzystnie wpływa zanieczyszczenie powietrza. [\[link\]](#)

15 stycznia – W ramach przemówienia o sytuacji stanu i budżetu gubernator Nowego Jorku Andrew Cuomo przedstawił nowe szczegóły dotyczące ambitnych zobowiązań klimatycznych Nowego Jorku pod nazwą

Green New Deal. Do 2030 r. stan planuje zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w całkowitej produkcji energii z 50% do 70%. Do 2040 r. stan będzie produkował 100% energii elektrycznej, wolnej od emisji dwutlenku węgla. Jest to okres o 5 lat krótszy niż w Kalifornii. Stan Nowy Jork planuje zwiększyć potencjał energetyki słonecznej z planowanych 3 GW w 2023 r. do 6 GW w 2025 r. W zakresie morskiej energetyki wiatrowej stan planuje zwiększyć jej potencjał z planowanych 2,4 GW w 2030 r. do 9 GW w 2035 r. Inwestycje w morskie farmy wiatrowe i słoneczne w 2019 r. wyniosą 1,5 mld USD. Nowy Jork planuje również magazynować 3 GW energii do 2030 r. [\[link\]](#)

24 stycznia – W Chinach i Korei Południowej w 2018 r. wzrósł import gazu LNG. W Chinach był to wzrost o 38%, a w Korei o 17%. W Japonii import gazu LNG nieznacznie spadł (-0,9%). Mimo tego Japonia pozostała największym importerem gazu LNG w 2018 r. na świecie. W Japonii firmy energetyczne stopniowo uruchamiają reaktory jądrowe, zwiększając wytwarzanie energii jądrowej i zmniejszając zapotrzebowanie na import gazu LNG. W Chinach, które stały się w 2017 r. drugim co do wielkości importerem LNG, następuje stopniowe zastępowanie węgla gazem do produkcji energii i ogrzewania mieszkań. Trend ten prawdopodobnie będzie kontynuowany i w najbliższym czasie Chiny mogą stać się największym na świecie importerem gazu LNG na świecie. Korea Południowa odwraca się od energii jądrowej na korzyść gazu i energetyki odnawialnej, i nadal będzie importować duże ilości gazu LNG. [\[link\]](#)

23 stycznia – Korea Południowa przeprowadziła pierwszą aukcję uprawnień w ramach krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji KETS (ang. *Korean Emissions Trading System*). W aukcji uczestniczyło siedem przedsiębiorstw, które złożyły oferty na zakup 1,07 mln uprawnień KAUs (ang. *Korean Allowance Units*) w wysokości od 23 100 KRW²⁴ (20,41 USD) do 27 500 KRW (24,30 USD). Do sprzedaży przewidzianych było 550 000 uprawnień. Zostały one sprzedane czterem firmom po cenie 25 500 KRW (22,53 USD). Cena była dwukrotnie większa niż cena na rynku wtórnym. Kluczową zmianą drugiego okresu funkcjonowania KETS (2018-2020) było wprowadzenie comiesięcznych aukcji dla 3% całkowitego przydziału uprawnień. Początkowo sprzedaż uprawnień na aukcjach miała rozpocząć się w 2018 r., jednak została

²⁴ KRW – won południowokoreański

opóźniona i aukcje rozpoczęły się w styczniu 2019 r. W tym roku ma zostać sprzedane na aukcji w sumie 7,95 mln uprawnień, z czego 0,55 mln miesięcznie w pierwszym, trzecim i czwartym kwartale oraz 1 mln miesięcznie w drugim kwartale. Przychody z aukcji będą przeznaczane na finansowanie projektów związanych z redukcją emisji oraz badań i rozwoju technologii ograniczania emisji. [\[link\]](#)

28 stycznia – W Chinach w 2018 r. moc odnawialnych źródeł energii wzrosła o 12% w stosunku do roku poprzedniego. Jej całkowity potencjał wyniósł 728 GW – w tym energetyka wodna, biomasa, energetyka słoneczna i wiatrowa. Udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym na koniec 2018 r. wyniósł 38,3%. Chiny agresywnie promują energię odnawialną w ramach *rewolucji energetycznej* mającej na celu złagodzenie jej zależności od węgla, głównego źródła zanieczyszczenia i emisji gazów cieplarnianych powodujących ocieplenie klimatu. Według NEA (ang. *National Energy Administration*) w 2018 r. Chiny podłączyły do swojej sieci kolejne 20,59 GW nowych mocy wiatrowych, 44,3 GW nowych mocy słonecznych i 8,54 GW mocy z elektrowni wodnych. Całkowity potencjał energetyki wodnej na koniec 2018 r. wyniósł 352 GW. [\[link\]](#)

29 stycznia – Gubernator stanu Nowy Meksyk (USA) Michelle Lujan Grisham podpisał zarządzenie wykonawcze, tworząc Grupę Zadaniową ds. Zmian Klimatu w Nowym Meksyku. Grupa ma za zadanie opracować strategię, umożliwiającą redukcję emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. o 45% w stosunku do 2005 r. Grupa zadaniowa rozważy przyjęcie standardów emisyjnych dla pojazdów niskoemisyjnych, kodeksów budowlanych oraz zasad mających zachęcać do

korzystania z energii odnawialnej. Departament Energii, Mineralów i Zasobów Naturalnych oraz Departament Środowiska przygotowują ramy prawne mające na celu ograniczenie emisji metanu z sektora naftowego i gazowego. Opracowanie Grupy zadaniowej będzie stanowić podstawę *Strategii Klimatycznej Nowego Meksyku* i ma zostać dostarczone do gubernatora do 15 września 2019 r. [\[link\]](#)

Polityka klimatyczna RPA

Republika Południowej Afryki (RPA) jest na 14 miejscu największych emitentów gazów cieplarnianych na świecie i odpowiada za prawie połowę emisji GC²⁵ całej Afryki. W 2010 r. RPA wyemitowała około 529 Mt ekw. CO₂ i był to wzrost o około 22% w stosunku do 2000 r. Gospodarka RPA jest silnie uzależniona od zasobów naturalnych, w szczególności od węgla i jest szczególnie narażona na zmiany klimatu. Rząd RPA już wiele lat temu widział potrzebę podjęcia działań łagodzących zmiany klimatyczne poprzez zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. W 2018 r. opublikował projekt Zintegrowanego Planu Energetycznego (ang. *Integrated Resource Plan – IRP*), w którym następuje znaczne zmniejszenie wykorzystania węgla i zastąpienie go gazem i odnawialnymi źródłami energii. Węgiel nadal będzie odgrywał ważną rolę przez następne dziesięciolecie, jednak po 2030 r. nie zostaną wybudowane nowe elektrownie węglowe, a do 2050 r. zostanie zamkniętych 80% elektrowni węglowych.

Na konferencji COP15 w Kopenhadze w 2009 r. RPA zadeklarowała niewiążące zobowiązania, redukujące emisję GC o około 34% do 2020 r., w stosunku do scenariusza bazowego BAU (ang. *business-as-usual*), i o ok. 42% do 2025 r. w stosunku do BAU. Przekłada się

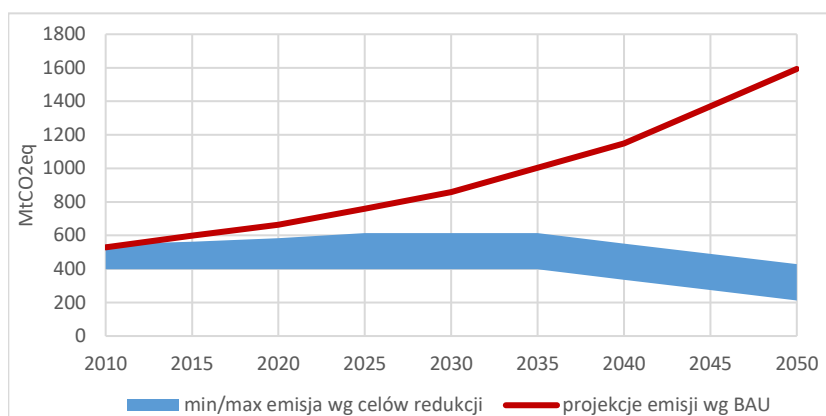
Tabela 4. Emisje gazów cieplarnianych Republiki Południowej Afryki z podziałem na sektory w latach 2000-2010 i projekcje na lata 2020, 2030, 2040 i 2050 wg scenariusza BAU z działaniami, w [Mt ekw. CO₂]

Sektory	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Sektor energetyczny	252	298	376	494	670	954
Transport	35	48	60	78	101	126
Procesy przemysłowe	78	113	149	199	282	410
Rolnictwo i leśnictwo	57	54	53	53	52	52
Odpady	10	16	25	34	43	51
Razem	432	529	663	858	1 148	1 593

Źródło: South Africa's Greenhouse Gas (GHG) Mitigation Potential Analysis, Department of Environmental Affairs, Pretoria, RPA, 2014

²⁵ Gazy cieplarniane

Wykres 2. Projekcje emisji wg BAU w latach 2010-2050 i emisja wg celów redukcji do których zobowiązała się RPA



Źródło: South Africa's Greenhouse Gas (GHG) Mitigation Potential Analysis, Department of Environmental Affairs, Pretoria, RPA, 2014

to na trajektorię emisji, zawierającej się w przedziale 417-602 Mt ekw. CO₂ w 2020 r. oraz w przedziale 417-633 Mt ekw. CO₂ w 2025 r. Przed konferencją COP21 w Paryżu, RPA zobowiązała się w ramach wkładów do nowego porozumienia, tzw. INDCs²⁶ (ang. *Intended Nationally Determined Contributions*) do redukcji emisji gazów cieplarnianych, której szczyt będzie przypadał między 2020 a 2025 r. Następnie przez około 10 lat (do 2035 r.) wielkość emisji będzie się utrzymywała na tym samym poziomie, a następnie będzie spadać do 2050 r. Ostateczny cel na 2050 r. to całkowita dekarbonizacja sektora energii elektrycznej. W latach 2025-2035 emisje będą się mieścić w przedziale 398-614 Mt ekw. CO₂ (bez LULUCF). Zakres ten został skrytykowany przez międzynarodowych komentatorów, jako zbyt szeroki. Długoterminowym celem RPA jest zmniejszenie emisji do 2050 r., do przedziału między 212-428 Mt ekw. CO₂. Projekcje gazów cieplarnianych uwzględniają stosowanie istniejących narzędzi i polityk WEM (ang. *With Existing Measures*) i pokazują wzrost emisji w 2020 r. do 663 MtCO₂eq, a w 2050 r. do 1 593 MtCO₂eq. Pokazano to w tabeli 4.

Natomiast wykres 2 pokazuje projekcje emisji całkowitej według scenariusza BAU w latach 2010-2050 oraz emisję według międzynarodowych zobowiązań redukcyjnych RPA.

Jeśli zostanie przyjęty Zintegrowany Plan Energetyczny (ZPE) z 2018 r., będzie to dla RPA poważna zmiana w polityce energetycznej. Aktualnie obowiązujący ZPE z 2010 r. zawiera cele do 2030 r. dla wszystkich

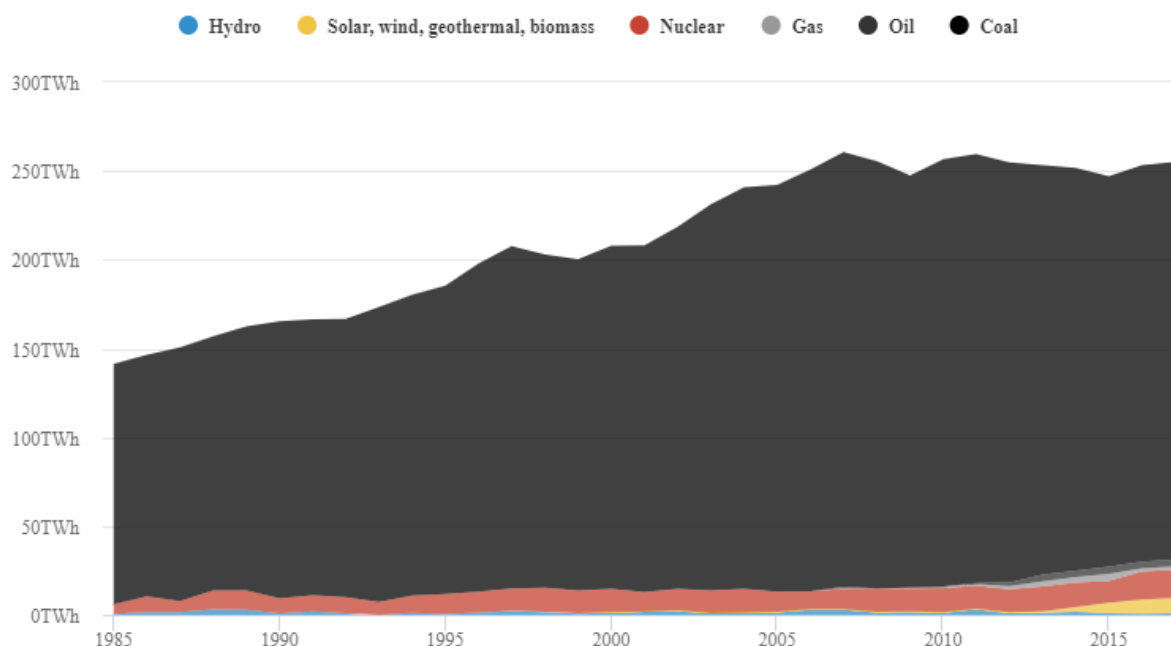
technologii, w tym duży rozwój energetyki jądrowej i dalszy rozwój energetyki węglowej. Nowy projekt ZPE z 2018 r. kładzie nacisk na rozwój odnawialnych źródeł energii i energetyki gazowej. Znacznie ogranicza plany rozwoju energetyki węglowej i wyklucza nowe elektrownie jądrowe.

RPA jest na 7 miejscu na świecie pod względem wydobycia węgla. Węgiel od dziesięcioleci zapewnia krajowi większość produkowanej energii elektrycznej, co pokazuje rysunek 3. W 2017 r. 88% energii elektrycznej zostało wyprodukowane w elektrowniach węglowych.

Według danych *Global Coal Plant Tracker*, w lipcu 2018 r. Republika Południowej Afryki miała 42 GW mocy działających elektrowni węglowych. W budowie jest 6 GW nowych mocy i kolejne 3GW na etapie planowania. Krajowy dostawca energii Eskom w ostatnich latach doświadczył poważnych problemów finansowych. Eskom jest odpowiedzialny za 95% dostaw energii elektrycznej, obsługuje sieć krajową i posiada większość elektrowni węglowych. Przekroczenie kosztów i czasu w budowanych aktualnie dwóch dużych elektrowniach węglowych jest główną przyczyną problemów finansowych firmy. Koszty energii pierwotnej Eskomu wzrosły realnie o 300% w ciągu ostatnich 20 lat i doprowadziło to do gwałtownie rosnących cen energii elektrycznej i do stagnacji popytu na energię elektryczną. Popyt na energię elektryczną maleje od lat w Republice Południowej Afryki i obecnie jest na poziomie z 2007 r. (i co ciekawe jest o 30% niższy niż zakładano w ZPE z 2010 r.). Republika Południowej Afryki jest piątym co do wielkości eksporterem węgla, wysyłając około 30% swojej produkcji za granicę. Około połowa z niej trafia obecnie do Indii, podczas gdy eksport do Europy jest znaczny, ale spada. Węgiel jest ważnym źródłem dochodów Republiki Południowej Afryki, stanowiąc około 12% jej eksportu.

Wielkość energii ze źródeł odnawialnych od 2013 r. gwałtownie rośnie i w 2017 r. wynosiła 3,4% produkcji

²⁶https://www.environment.gov.za/sites/default/files/docs/sanational_determinedcontribution.pdf

Rys. 4. Produkcja energii elektrycznej w Republice Południowej Afryki w latach 1985-2017, w [TWh]

Źródło: <https://www.carbonbrief.org/the-carbon-brief-profile-south-africa>

całej energii elektrycznej. Koszt odnawialnych źródeł energii w RPA, w szczególności energii słonecznej i wiatrowej, znacznie spadł. Koszty energii słonecznej i wiatru spadły w ciągu zaledwie czterech lat odpowiednio o 80% i 60%. W III kw. 2018 r. wydano na inwestycje w odnawialne źródła energii 2,6 mld USD. Nowy projekt ZPE z 2018 r. zakłada, że do 2030 r. moc energetyki odnawialnej, z wyłączeniem elektrowni wodnych wyniesie około 20 GW (8,6 GW energii słonecznej i 11,4 GW energii wiatrowej). W 2030 r. udział energii z elektrowni wodnych w całkowitej produkcji energii wyniesie 6%.

W czerwcu 2018 r. RPA opublikowała projekt nowej ustawy o zmianie klimatu. Jej celem jest zbudowanie skutecznej reakcji na zmianę klimatu i zapewnienie długotrwałego, sprawiedliwego przejścia do odpornej na zmiany klimatyczne gospodarki niskoemisyjnej i społeczeństwa. Ustawa przyznaje, że powodowane przez człowieka zmiany klimatu stanowią zagrożenie dla społeczeństwa i wyznacza cele w zakresie redukcji emisji. Ustawa nakazuje rządowi, aby w ciągu dwóch lat od wejścia ustawy w życie ustanowił krajowe ramy zrównoważonego rozwoju dla środowiska. Projekt ustawy spotkał się z różnymi opiniami, chwalony za

wyraźny sygnał, że zmiana klimatu jest wyzwaniem, ale został skrytykowany za nieuwzględnienie odniesienia do ambicji ocieplenia się klimatu o 1,5^o C zawartej w Porozumieniu paryskim.

W grudniu 2017 r. RPA ponownie przedstawiła projekt ustawy wprowadzającej podatek od emisji CO₂. Pierwszy raz projekt został przedstawiony w 2010 r. W dniu 5 stycznia 2019 r. komisja parlamentarna zatwierdziła ustawę o podatku od emisji dwutlenku węgla i skierowała ją pod obrady parlamentu. W nowym projekcie rząd proponuje wprowadzenie podatku od emisji od 1 czerwca 2019 r. Podatek obejmie emisje ze spalania paliw kopalnych, procesów przemysłowych, emisji związanych z używaniem produktów oraz emisji lotnych z górnictwa. Potencjalnie zwiększy on ceny benzyny i oleju napędowego, odpowiednio o ok. 1-2%. Podatek został ustalony na 120 ZAR²⁷ (około 8 USD) za tonę ekwiwalentu CO₂. W pierwszym etapie do 2022 r. podstawowy próg bez podatku będzie wynosił 60% emisji. Jednak dodatkowe ulgi dla sektorów z dużą intensywnością handlu i dla sektorów z emisjami procesowymi mogą oznaczać, że około 95% emisji będzie zwolnionych z podatku. Oznacza to, że efektywna stopa podatkowa w pierwszym etapie będzie wynosiła

²⁷ ZAR – rand południowoafrykański

6-48 ZAR (ok. 0,4-3 USD) za tonę. Nowe samochody osobowe będą również objęte podatkiem od emisji dwutlenku węgla stawką ryczałtową w wysokości 75 ZAR (ok. 7 USD), za każdy gram emisji na kilometr powyżej 120 g/km, która będzie doliczana do ceny nowych samochodów. Ze względu na złożoność pomiaru emisji w sektorach odpadów i użytkowania gruntów ustalono dla nich progi zwolnienia od podatku na 100%. Będą one wyłączone z opodatkowania na pierwszym etapie wprowadzania podatku.

Światowa podaż jednostek offsetowych

Z danych publikowanych przez Sekretariat Konwencji Klimatycznej (UNFCCC) wynika, że do końca stycznia zarejestrowano 7 805 projektów CDM²⁸ (ang. *Clean Development Mechanism* – mechanizm czystego rozwoju)²⁹.

Liczba jednostek CER wydanych do końca stycznia wyniosła ok. 1 966 mln, co oznacza, że w ciągu miesiąca wydano ok. 3 mln jednostek CER. Natomiast liczba jednostek wydanych w związku z realizacją działań programowych CDM (PoA)³⁰ na koniec stycznia osiągnęła poziom 17,76 mln jednostek, czyli w styczniu wydano ok. 9 mln jednostek.

Pozostałe informacje

▶ Na stronach Ministerstwa Energii przedstawiono do konsultacji projekt *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021 – 2030* (KPEiK). Uwagi można składać do 18 lutego br. w specjalnym formularzu dostępnym na stronie Ministerstwa.

Projekt KPEiK przedstawia założenia i cele oraz polityki i działania na rzecz realizacji 5 wymiarów *unii energetycznej* tj.: (i) bezpieczeństwa energetycznego, (ii) wewnętrznego rynku energii, (iii) efektywności energetycznej, (iv) obniżenia emisyjności oraz (v) badań naukowych, innowacji i konkurencyjności.

Krajowy plan ma określać wkład danego państwa członkowskiego w realizację unijnych celów w zakresie udziału OZE i poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. Przygotowanie KPEiK wynika z zapisów Rozporządzenie z dnia 11 grudnia

2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną, które zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE L 328 z dnia 21 grudnia 2018 r.

Projekt KPEiK został opracowany zgodnie z szablonem wskazanym w ww. unijnym rozporządzeniu. Ostateczna wersja powinna zostać przekazana do Komisji Europejskiej do końca 2019 r. Więcej informacji nt. KPEiK można znaleźć w grudniowym numerze „Raportu z rynku CO₂” (nr 81, grudzień 2018). [\[link\]](#) [\[link\]](#)

▶ W dniu 1 lutego rozpoczął się nabór wniosków w Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach programu priorytetowego *Adaptacja do zmian klimatu oraz ograniczanie skutków zagrożeń środowiska*. Celem programu jest podniesienie poziomu ochrony przed skutkami zmian klimatu i zagrożeń naturalnych oraz poważnych awarii, usprawnienie usuwania ich skutków oraz wzmocnienie wybranych elementów zarządzania środowiskiem.

Dofinansowanie udzielane może być w formie dotacji lub pożyczki, w zależności od rodzaju beneficjenta. Beneficjentami programu mogą być:

- państwowe jednostki budżetowe,
- jednostki samorządu terytorialnego i ich związki oraz podmioty świadczące usługi publiczne w ramach realizacji zadań własnych jednostek samorządu terytorialnego, jednostki tworzące system szkolnictwa wyższego i nauki w rozumieniu ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2018 r. poz. 1668, 2024),
- spółki prawa handlowego, przedsiębiorstwa państwowe, państwowe osoby prawne,
- służby ratownicze będące państwowymi jednostkami budżetowymi wskazane w Porozumieniu Ministrów: Spraw Wewnętrznych oraz Środowiska z dnia 30.10.2015 r. w sprawie współdziałania w zakresie zwalczania zagrożeń dla środowiska.

Nabór trwać będzie do 17 grudnia 2021 r. lub do wyczerpania puli środków. [\[link\]](#)

²⁸ <http://cdm.unfccc.int/>

²⁹ W styczniu wyrejstrowano jeden projekt, ponieważ pod koniec roku 2018 liczba ta wynosiła 7 806.

³⁰ ang. *Programme of Activities (PoA)* – działania programowe obejmują realizację wielu pojedynczych projektów, które łączy

wspólna procedura zatwierdzania, a dodawanie kolejnych projektów odbywa się bez konieczności ich nowego zatwierdzania, co prowadzi do obniżenia kosztów (więcej nt. CDM PoA:

<http://cdm.unfccc.int/ProgrammeOfActivities/index.html>)

- W styczniu br. Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW) wznowiły nabór wniosków w programie *Czyste Powietrze*. Przerwa wynikała z wejścia w życie ustawy wprowadzającej termomodernizacyjną ulgę podatkową i koniecznością dostosowania systemu informatycznego. Od początku działania programu w 2018 r. do WFOŚiGW w całym kraju wpłynęło ponad 25 tysięcy wniosków.

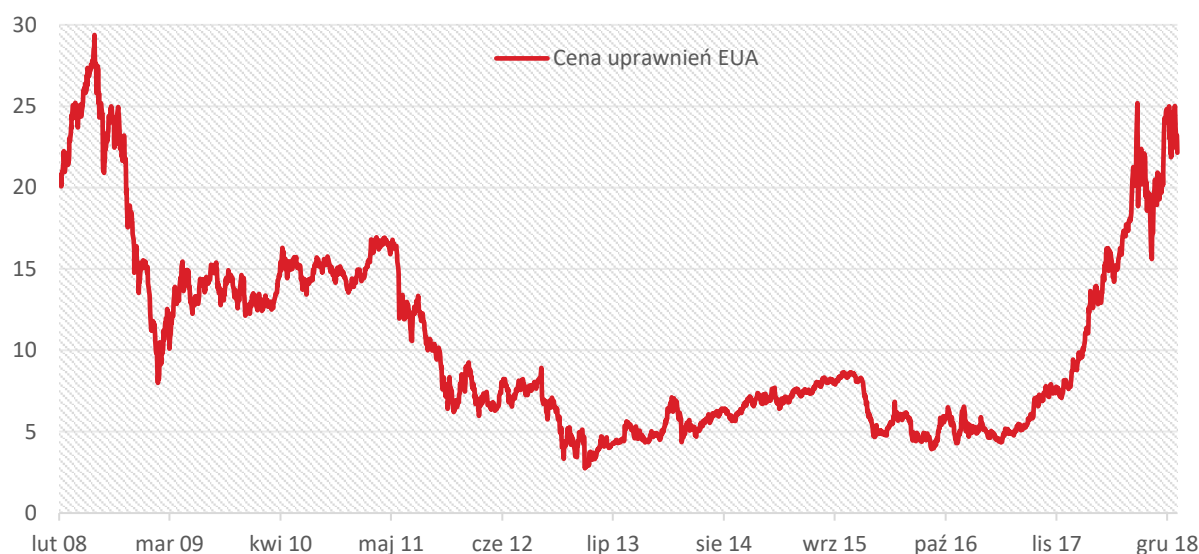
Program priorytetowy NFOŚiGW *Czyste Powietrze*, którego budżet to w sumie 103 mld PLN będzie przeznaczony głównie na termomodernizację i wymianę źródeł ciepła. Będzie on realizowany w latach 2018-2029 w formie dotacji lub pożyczek zwrotnych. Więcej o tym programie można znaleźć w październikowym numerze „Raportu z rynku CO2” (nr 79, październik 2018). [\[link\]](#) [\[link\]](#)

Tabela 5. Kalendarium najważniejszych wydarzeń w lutym 2019 r.

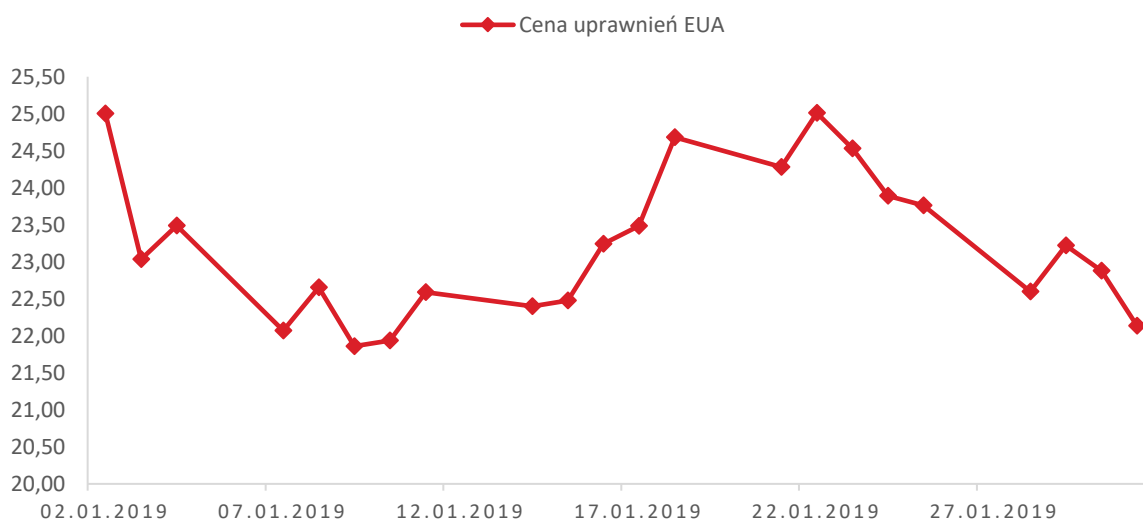
1 lutego	Grupa Robocza Rady UE ds. Środowiska (Working Party on Environment)
5 lutego	Grupa Robocza Rady ds. Energii (Working Party on Energy) Grupa Robocza Rady UE ds. Środowiska (Working Party on Environment)
7 lutego	Posiedzenie Komisji PE ds. Środowiska (ENVI)
11-14 lutego	Posiedzenie plenarne Parlamentu Europejskiego
11 lutego	Grupa Robocza Rady UE ds. Środowiska (Working Party on Environment)
12 lutego	Grupa Robocza Rady ds. Energii (Working Party on Energy)
13- 14 lutego	Głosowanie ws. Brexitu w Parlamencie Europejskim
14 lutego	Posiedzenie Komisji PE ds. Środowiska (ENVI) w Strasburgu
14 lutego	Grupa Robocza Rady UE ds. Środowiska (Working Party on Environment)
19 lutego	Grupa Robocza Rady ds. Energii (Working Party on Energy)
20 lutego	Posiedzenie Komisji PE ds. Środowiska (ENVI)
21 lutego	Posiedzenie Komisji PE ds. Środowiska (ENVI)
22 lutego	Koniec konsultacji publicznych w sprawie przeglądu zasad dot. darmowego przydziału uprawnień w systemie EU ETS.
26 lutego	Grupa Robocza Rady ds. Energii (Working Party on Energy)
W lutym	Terminy aukcji uprawnień EUA/EUAA w UE*:
	► EEX: 13 i 27 lutego (środa) – krajowa aukcja polskich uprawnień EUA - 4,428 mln (start od 9:00 do 11:00)
	► EEX: od 4 do 28 lutego (poniedziałek, wtorek i czwartek): - unijna aukcja uprawnień: <u>2,495 mln EUA/aukcje</u> (start od 9:00 do 11:00)
	► EEX: od 1 do 22 lutego - krajowa aukcja niemiecka, do sprzedaży: <u>3,209 mln EUA/aukcje</u> (start od 9:00 do 11:00).

* na podstawie kalendarza aukcji giełd EEX i ICE, podane godziny zgodnie z czasem środkowoeuropejskim
Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie EEX, ICE, PE, Rady UE.

Wykres 3. Dienne ceny zamknięcia transakcji uprawnieniami EUA na rynku spot w latach 2008-2019 [w euro]



Wykres 4. Dienne ceny zamknięcia transakcji uprawnieniami EUA na rynku spot w 2019 roku [w euro]



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie danych o cenach z giełdy Bluenext (od 26 lutego 2008 do 11 czerwca 2008 r.), rynku OTC (do dnia 10 czerwca 2009 r.) i giełdy ICE/ECX, Bluenext, EEX, Nordpool (od 11 czerwca 2009 r. do końca grudnia 2012 r.) oraz na podstawie danych giełdy ICE/ECX, EEX (poczynając od 1 stycznia 2013 r.).

Celem zobrazowania sytuacji na rynku EU ETS, a także zmienności ceny uprawnień do emisji, zdecydowaliśmy się na cykliczne umieszczanie w Raporcie z rynku CO₂ wykresów pokazujących główny trend cenowy uprawnień do emisji. Prezentowany w obecnym Raporcie z rynku CO₂ wykres 3 obejmuje okres od lutego 2008 r. do stycznia 2019 r. Natomiast na wykresie 4 przedstawiono zakres zmienności cenowej w 2019 r.

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.



Sfinansowano ze środków
Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Opracowanie:

Krajowy Ośrodek Bilansowania
i Zarządzania Emisjami

Instytut Ochrony Środowiska -
Państwowy Instytut Badawczy

W celu otrzymywania bezpośrednio numerów „Raportu z rynku CO₂” zachęcamy Państwa do zapisywania się do naszego newslettera

⇒ **NEWSLETTER**