

Reforma EU ETS:
Jak nie zmarnować
kolejnej szansy
na dekarbonizację
polskiej gospodarki

Warszawa, maj 2019

Sugerowany sposób cytowania:

M. Gałczyński, H. Koenig, W. Kukuła, F. Piasecki,
J. Schiele, M. Stoczkiewicz, R. Zajdler,
Reforma EU ETS: Jak nie zmarnować kolejnej szansy
na dekarbonizację polskiej gospodarki,
ClientEarth, 2019

Autorzy:

pkt I-III: Wojciech Kukuła, dr Marcin Stoczkiewicz (ClientEarth)
pkt IV-V: Marcin Gałczyński, dr Robert Zajdler (Zajdler Energy Lawyers
& Consultants); Hanns Koenig, Filip Piasecki, Johanna Schiele
(Aurora Energy Research)

Współpraca: Anna Frączyk, Ilona Jędrasik, Ranja Łuszczek

Opracowanie graficzne: Sylwia Urbańska

Zdjęcie na okładce: Thomas Richter, Landscape & Architecture Photography,
Unsplash

Zdjęcia:

Max Adulyanukosol (Unsplash), Chris Barbalis (Unsplash), Jonas Bendiksen
(Climate Visuals), Zbynek Burival (Unsplash), Paul Langrock (Climate Visuals)

Wydawca:

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi
ul. Żurawia 45, 00-680 Warszawa

Kopiowanie i rozpowszechnianie może być dokonane za podaniem źródła

© Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi
© Robert Zajdler Kancelaria Radcy Prawnego
© Aurora Energy Research

ISBN: 978-83-953040-2-6

Reforma EU ETS:

Jak nie zmarnować
kolejnej szansy
na dekarbonizację
polskiej gospodarki

Warszawa, maj 2019 r.

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie.....	5
Główne wnioski.....	7
I. Problemy Polski pod koniec III fazy EU ETS	9
1. System EU ETS. Wprowadzenie.....	9
2. Zmiany w EU ETS przyjęte w drodze pakietu klimatyczno-energetycznego	10
3. Realizacja polskiego KPI na lata 2013-2020.....	11
4. Rządowy projekt nowelizacji ustawy o ETS.....	13
5. Bezpłatne uprawnienia a rynek mocy	14
6. Bezpłatne uprawnienia a tzw. ustawa o cenach energii.....	15
7. Niespełnianie warunków decyzji KE dot. przydziału bezpłatnych uprawnień	17
8. Polski wniosek o zwołanie komitetu ds. zbadania wzrostu cen uprawnień.....	19
II. Reforma systemu EU ETS po przyjęciu Porozumienia paryskiego	21
1. Decyzja ws. rezerwy stabilności rynkowej (MSR).....	22
2. Nowelizacja dyrektywy ETS	24
3. Bezpłatne uprawnienia dla elektroenergetyki w IV fazie EU ETS	27
4. Fundusz innowacyjny	29
5. Fundusz modernizacyjny.....	31
6. Implementacja nowelizacji dyrektywy ETS.....	36
III. Wnioski z analizy prawnej.....	37
IV Analiza ekonomiczna efektywnych sposobów wydatkowania środków przysługujących Polsce na podstawie derogacji w IV fazie EU ETS.....	39
1. System EU ETS w IV fazie	39
2. Analiza obecnego systemu gospodarowania funduszami z EU ETS.....	43
2.1. Wskaźniki oceny wydatkowania.....	46
2.2. Identyfikacja efektywnych sposobów wydatkowania środków	48
2.3. Analiza wskaźnikowa	57
2.4. Wnioski.....	58
3. Średnio- i długoterminowy plan zagospodarowania środków	60
3.1. Inwestycje w sieć przesyłową i dystrybucyjną	61
3.2. Efektywność energetyczna budynków	63
3.3. Smog.....	63
3.4. Międzypowiatowy system komunikacji z wykorzystaniem pojazdów elektrycznych	64
3.5. Program niezależności energetycznej gospodarstw domowych i MŚP	66
3.6. Regionalne i pilotażowe programy redukcji emisji.....	68
V. Rekomendacje	71

WPROWADZENIE

Od 2018 r. unijny system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych („EU ETS”) jest główną bolączką polskiego sektora energetycznego. Ceny uprawnień do emisji wzrosły do najwyższych od dekady poziomów, a w ślad za tym w Europie wzrosły także ceny energii elektrycznej.

Problem wzrostu cen dotknął zwłaszcza Polskę, gdzie hurtowa cena energii jest wyznaczana przez wysokoemisyjne elektrownie węglowe. Koniec 2018 r. przyniósł nieudolne próby ustawowego zamrożenia detalicznych cen energii elektrycznej dla krajowych odbiorców, na skutek czego mamy obecnie do czynienia z niepewnością regulacyjną na niespotykaną wcześniej na polskim rynku energii skalę. Po raz pierwszy od lat energetyka na dłużej zagościła w głównych serwisach informacyjnych. Sytuację tę można postrzegać także w kategorii szansy na głębszą debatę i bardziej progresywną transformację energetyczną w kolejnym dziesięcioleciu, pokrywającym się z nowym, czwartym okresem rozliczeniowym EU ETS.

Trwający obecnie etap EU ETS trzeba, niestety, postrzegać w kategorii niewykorzystanej szansy, zarówno na głębszą dekarbonizację polskiej gospodarki, jak i transformację krajowego rynku energii. Wynikłe w ostatnim czasie problemy powinny być dla decydentów lekcją, że dostępnymi funduszami na modernizację należy gospodarować w sposób przemyślany, antycypując spodziewane przemiany gospodarcze, technologiczne, regulacyjne i środowiskowe. Taka wieloaspektowa i pogłębiona refleksja jest szczególnie ważna w kontekście nowych reguł gry na unijnym rynku uprawnień do emisji CO₂, zwłaszcza że na mocy znowelizowanej dyrektywy ETS Polsce po 2020 r. przysługuje aż kilka mechanizmów finansowego wsparcia niskoemisyjnej transformacji.

W kolejnej dekadzie na polskim rynku energetycznym możemy mieć do czynienia z nową sytuacją, w której krajowym elektrowniom nie będą przydzielane bezpłatne uprawnienia do emisji. Co więcej, przysługujące Polsce fundusze można skierować do zupełnie innych segmentów gospodarki. Jest to opcja warta rozważenia, zwłaszcza że zawodowa energetyka miała dotychczas problemy z efektywnym wykorzystaniem środków z derogacji. Wszystko zależy jednak od decyzji politycznych, które trzeba podjąć jeszcze w tym roku kalendarzowym.

Celem niniejszego raportu jest scharakteryzowanie aktualnego statusu oraz możliwości wynikających ze zreformowanego systemu EU ETS oraz wskazanie, jakie zmiany na poziomie polityki i prawodawstwa państwa powinny zostać, tak aby przewidziane w ramach tego systemu regulacje mogły być w Polsce wykorzystane z jak największą korzyścią: dla środowiska, gospodarki oraz gospodarstw domowych.

Publikacja „Reforma EU ETS: Jak nie zmarnować kolejnej szansy na dekarbonizację polskiej gospodarki” składa się z dwóch części. W pierwszej (pkt I-III), przygotowanej przez ClientEarth, przedstawiono najnowsze zmiany prawne w systemie EU ETS, który został znacznie wzmocniony w następstwie przyjęcia Porozumienia paryskiego w sprawie ochrony klimatu. Druga część (pkt IV-V), opracowana przez Zajdler Energy Lawyers & Consultants oraz Aurora

Energy Research, obejmuje analizę ekonomiczną, zawierającą propozycję najbardziej efektywnych sposobów wydatkowania przez Polskę środków z mechanizmów derogacyjnych w nadchodzącej, kolejnej fazie EU ETS. W obydwu przypadkach punktem odniesienia są wnioski z dotychczasowego funkcjonowania obecnego okresu rozliczeniowego EU ETS, obejmującego lata 2013-2020.

GŁÓWNE WNIOSKI

- Końcowy etap obecnego okresu rozliczeniowego w ramach systemu EU ETS – m.in. problemy z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego, niewypełnianie postanowień decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej przydział bezpłatnych uprawnień dla elektroenergetyki, czy przyjęta pod koniec 2018 r. tzw. ustawa o cenach energii – pokazuje, że Polska wykorzystuje przysługujące jej mechanizmy derogacyjne w sposób nieprzemyśłany i krótkowzroczny. Podejmowane przez polskie władze próby osłabienia EU ETS, takie jak skarga na decyzję w sprawie rezerwy stabilności rynkowej oraz wnioski dotyczący interwencji KE na rynku uprawnień do emisji, okazują się nieskuteczne. Wzmacnianie EU ETS następuje i może następować niezależnie od stanowiska krajowych decydentów.
- Zmiany w systemie EU ETS, które zostały dokonane po przyjęciu Porozumienia paryskiego zaostrzają sygnał cenowy na rynku uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, a co za tym idzie – zwiększają presję na redukcję emisji z instalacji objętych EU ETS. Zmiany te mają na celu ochronę klimatu i są motywowane koniecznością bardziej progresywnej dekarbonizacji unijnej gospodarki.
- Zmienione ramy prawne systemu EU ETS są szczególnie niekorzystne dla wysokoemisyjnych elektrowni węglowych, co stanowi szansę na bardziej dalekowzroczne gospodarowanie funduszami z ETS po 2020 r. W ramach nowego kształtu mechanizmów derogacyjnych nie jest już możliwe finansowanie inwestycji w instalacje wytwarzania energii elektrycznej ze stałych paliw kopalnych. W przypadku funduszu modernizacyjnego, mając na uwadze literalne brzmienie znowelizowanej dyrektywy ETS, wykluczone jest nawet wspieranie projektów wychwytywania dwutlenku węgla (CCS/CCU) lub magazynów energii funkcjonujących przy blokach opalanych węglem.
- Przysługujące Polsce na lata 2021-2030 systemy wsparcia w ramach EU ETS – bezpłatne uprawnienia dla elektroenergetyki, fundusz modernizacyjny, pula solidarnościowa i fundusz innowacyjny – przewidują dużą elastyczność w zakresie przenoszenia środków pomiędzy poszczególnymi mechanizmami oraz wydatkowania funduszy. Wsparcie nie musi być kierowane do sektora wytwarzania energii elektrycznej. Kluczowe decyzje w tym zakresie trzeba podjąć jeszcze w 2019 r.
- Ewentualna kontynuacja przydziału bezpłatnych uprawnień będzie stanowić pomoc państwa i wymaga zatwierdzenia przez Komisję Europejską. Pomocy państwa nie stanowi natomiast wsparcie z funduszu innowacyjnego. Fundusz modernizacyjny jest przypadkiem granicznym – w ocenie autorów nie stanowi on pomocy państwa w rozumieniu Traktatu o funkcjonowaniu UE, z uwagi na charakter zaangażowania w proces decyzyjny instytucji ponadnarodowych. W celu uzyskania pewności prawnej władze

powinny jednak notyfikować KE proponowane zasady wykorzystania środków z mechanizmów derogacyjnych.

- W trwającym od 2013 r. trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS nie uzyskano w Polsce redukcji emisji dwutlenku węgla, a ponadto wyniki w zakresie ograniczenia emisji CO₂ do atmosfery były znacznie niższe niż w wielu państwach członkowskich uzyskujących istotnie mniejsze wsparcie z systemu ETS. Finansowanie w ramach EU ETS inwestycji w źródła węglowe przyczynia się do petryfikacji struktury krajowego rynku energii.
- W nowym okresie rozliczeniowym EU ETS należy zmienić zasady wydatkowania przysługujących Polsce środków finansowych. Dotychczasowy sposób wykorzystywania dochodów uzyskiwanych ze sprzedaży przez państwo uprawnień na aukcji nie doprowadził do pożądanej redukcji emisji CO₂. Właściwym rozwiązaniem wydaje się być stworzenie, na wzór innych państw członkowskich, dedykowanego krajowego funduszu, obejmującego całą pulę polskich dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji (na zasadach ogólnych). Z takiego funduszu powinny być finansowane strategiczne inwestycje w sieci energetyczne, efektywność energetyczną budynków (termomodernizację) oraz działania antysmogowe.
- W czwartym okresie rozliczeniowym EU ETS cała pula uprawnień możliwych do bezpłatnego przydzielenia sektorowi elektroenergetycznemu (art. 10c dyrektywy ETS), całość puli solidarnościowej oraz wszystkie uprawnienia nierozdysponowane przez Polskę w trzeciej fazie EU ETS powinny zasilić fundusz modernizacyjny. Finansowanie z funduszu modernizacyjnego inwestycji w zawodowe instalacje wytwarzania energii elektrycznej jest niecelowe w szczególności z uwagi na zmniejszanie w ten sposób presji na redukcję emisji w stosunku do podmiotów objętych systemem ETS (tzw. *waterbed effect*). Środki z tego funduszu powinny zostać skierowane do sektorów nieobjętych EU ETS.
- Najbardziej efektywnym rozwiązaniem byłby transfer środków z funduszu modernizacyjnego do sektora gospodarstw domowych oraz usług (MŚP), a także do sektora transportowego, z którego emisje cały czas rosną. Z funduszu mogłyby być dofinansowywane w szczególności prosumenckie mikroinstalacje OZE połączone z magazynami energii, a także regionalny system komunikacji zbiorowej wykorzystujący pojazdy elektryczne, obejmujący budowę infrastruktury ładowania we wszystkich miastach powiatowych oraz zakup 5 tys. autobusów.
- Część środków z funduszu modernizacyjnego powinna zostać przeznaczona na regionalne i pilotażowe programy redukcji emisji.



I. PROBLEMY POLSKI POD KONIEC III FAZY EU ETS

1. SYSTEM EU ETS. WPROWADZENIE

W 2003 r. została przyjęta dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych¹ (dalej także jako: „dyrektywa ETS”). Dyrektywa ta ustanowiła flagowy instrument polityki klimatycznej Unii Europejskiej (UE), zwany potocznie systemem handlu emisjami lub „EU ETS” (ang. *European Union Emission Trading Scheme*)². Na podstawie tej dyrektywy powstał najistotniejszy światowy system handlu uprawnieniami do emisji (ang. *European Emission Allowances*, „EUA”) ³. W momencie przyjmowania dyrektywy 2003/87 założeniem systemu EU ETS było, że obejmie on redukcję emisji dwutlenku węgla (CO₂) z instalacji energetycznych i przemysłowych, które odpowiadają za około 40 proc. unijnej

1 Dz.U. UE L 275 z 2003 r., s. 32, z późn. zm.

2 Zob. M. Peeters, *Greenhouse Gas Emissions Trading in the EU* (w:) D.A. Farber & M. Peeters (eds), *Climate Change Law*, 2016, s. 377-387.

3 Zob. K. Kulovesi, E. Morgera, M. Munoz, *Environmental Integration and Multi-Faces International Dimensions of EU Law: Unpacking the EU's 2009 Climate and Energy Package*, *Common Market Law Review* (2011)48.3.

emisji tego gazu⁴. W 2004 r. dyrektywa 2003/87 została uzupełniona o dyrektywę 2004/101 łączącą system EU ETS z mechanizmami projektowymi Protokołu z Kioto⁵.

System EU ETS jest wyrazem realizacji traktatowych zasad polityki ochrony środowiska, w szczególności zasady „zanieczyszczający płaci”, co zostało dostrzeżone przez orzecznictwo Trybunału Sprawiedliwości UE (dalej: „TSUE”)⁶. Zarówno dyrektywa 2003/87, jak i dyrektywa 2004/101 zostały przyjęte jako środki służące ochronie środowiska, na podstawie obecnego art. 192 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej⁷ (dalej: „TFUE”).

”

System EU ETS jest wyrazem realizacji traktatowych zasad polityki ochrony środowiska, w szczególności zasady „zanieczyszczający płaci”

2. ZMIANY W EU ETS PRZYJĘTE W DRODZE PAKIETU KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNEGO

Tzw. pakiet klimatyczno-energetyczny został przyjęty na podstawie kompromisu osiągniętego przez Radę Europejską w dniach 11-12 grudnia 2008 r.⁸ Pakiet ten obejmuje m.in. dyrektywę 2009/29 zmieniającą dyrektywę 2003/87⁹. Za największe osiągnięcie pakietu uznawana jest właśnie reforma systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych¹⁰. Dyrektywa 2009/29 zmieniająca dyrektywę 2003/87 została przyjęta jako środek służący ochronie środowiska, na podstawie obecnego art. 192 ust. 1 TFUE. Zasadnicza zmiana polegała na przekształceniu EU ETS z systemu zdecentralizowanego w scentralizowany¹¹. Było to zerwanie z dotychczasową, tzw. *better regulation policy*, która akcentowała samoregulację oraz decentralizację w polityce klimatycznej UE. Utworzony na mocy dyrektywy 2003/87 system EU ETS był wcześniej zdecentralizowany w tym sensie, że większość decyzji pozostawała w kompetencjach państw członkowskich, które przyjmowały krajowe plany rozdziału uprawnień (KPRU), zaś całokształt limit dopuszczalnych emisji był sumą tych krajowych planów. Uprawnienia były przydzielane operatorom instalacji bezpłatnie, biorąc pod uwagę historyczne emisje. Zmiana wprowadzona przez dyrektywę 2009/29 polegała na utworzeniu ogólnounijnego limitu dopuszczalnych emisji CO₂ zamiast limitów przyjmowanych przez poszczególne państwa członkowskie i akceptowanych przez Komisję¹².

Ponadto, dyrektywa 2009/29, w miejsce bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji dla operatorów instalacji, wprowadziła zasadę sprzedaży tych

4 Zob. U. Ellinghaus, P. Ebsen, H. Schloemann, The EU Emissions Trading Scheme (EU ETS): a Status Report, *Journal for European Environmental & Planning Law* (2004)1, s. 3-9; J. Anderson, I. Skinner, The European Union's Approach to Reducing Greenhouse Gas Emissions, *JEEPL* (2005)2, s. 92-100; D. Ellerman, B.K. Buchner, The European Union Emissions Trading Scheme: Origins, Allocation, and Early Results, *Review of Environmental Economics and Policy* (2007)1.1, s. 66-87; F. Convery, D. Ellerman, Ch. de Perthuis, The European Carbon Market in Action: Lessons from the First Trading Period, *JEEPL* (2008)5.2, s. 215-23; M.J. Mace, J. Anderson, Legal and design issues arising in linking the EU ETS with existing and emerging emissions trading schemes, *JEEPL* (2009)6.2, s. 197-232.

5 Dyrektywa 2004/101/WE z dnia 27 października 2004 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto (Dz.U. UE L 338 z 2004 r., s. 18).

6 Zob. wyroki w sprawach: T-16/04, Arcelor (2010), ECR II-00211, pkt 30; C-127/07, Société Arcelor Atlantique et Lorraine (2008), ECR I-09895, pkt 30; T-370/11, Polska przeciwko Komisji (2013), pkt 90, 109; T-614/13, Ramonta (2013), pkt 81.

7 Dz. U. z 2004 r., nr 90, poz. 864/2, z późn. zm.

8 Zob. K. Kulovesi, E. Morgera, M. Munoz, *Environmental Integration*, op. cit.

9 Dyrektywa 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. UE L 140 z 2009 r., s. 63).

10 Zob. J. Birger Skjaertseth, J. Wettestad, The EU Emissions Trading System Revised (Directive 2009/29/EC), (w:) S. Oerthür, M. Pallemmaerts (eds), *The New Climate Policies of the European Union*, 2010, s. 65.

11 Zob. S. Bogojevic, Legislative Comment. The EU ETS directive revised: yet another stepping stone, *Environmental Law Review* (2009)11.4, s. 279-285.

12 Akceptacja lub brak akceptacji KPRU przez Komisję była przedmiotem wielu sporów sądowych przed TSUE. Zob. M. Nowacki, Prawne aspekty bezpieczeństwa energetycznego w UE, s. 187-199. Zob. też J. Anderson, I. Skinner, The European Union's Approach, op. cit., s. 92-100.

uprawnień przez państwa członkowskie w drodze aukcji. Zgodnie ze zmienionym brzmieniem art. 10 dyrektywy 2003/87, począwszy od 2013 r. państwa członkowskie sprzedają na aukcji wszystkie uprawnienia, które nie są przydzielane bezpłatnie. Wprowadzono przy tym rozróżnienie na instalacje wytwarzające energię elektryczną oraz instalacje przemysłowe. Sprzedaż uprawnień na aukcji stała się zasadą w odniesieniu do instalacji wytwarzania energii elektrycznej¹³, ale elektroenergetyka w nowych państwach członkowskich UE, w tym w szczególności w Polsce, zyskała możliwość czasowego wyłączenia spod zasady sprzedaży całości uprawnień na aukcji¹⁴. Choć celem zmienionej dyrektywy 2003/87 pozostaje ochrona środowiska wyrażająca się redukcją emisji gazów cieplarnianych, tak aby uniknąć groźnych zmian klimatu¹⁵, to dyrektywa ETS ingeruje głęboko w procesy gospodarcze, dotyczące w szczególności energetyki i przemysłu.

3. REALIZACJA POLSKIEGO KPI NA LATA 2013-2020

Na mocy art. 10c dyrektywy 2003/87, w brzmieniu obowiązującym do 7 kwietnia 2018 r., w trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS (lata 2013-2020) Polska mogła przydzielić instalacjom wytwarzającym energię elektryczną (tj. elektrowniom i elektrociepłowniom) część uprawnień EUA bezpłatnie. W 2013 r. całkowita liczba przydzielonych przejściowo bezpłatnych uprawnień nie mogła przekroczyć 70 proc. średniej rocznej ilości zwyryfikowanych emisji w sektorze elektroenergetycznym za lata 2005–2007, a następnie wartość ta ulegała odpowiedniemu zmniejszeniu (elektrownie muszą kupować coraz więcej uprawnień na aukcjach), tak aby w 2020 r. osiągnąć zero.

Z zastrzeżeniem możliwości (opcji), jaką daje nowe brzmienie art. 10c dyrektywy ETS, 2019 r. jest ostatnim rokiem, za który Polska może przydzielić bezpłatne uprawnienia EUA odnośnie do sektora energii elektrycznej. W latach 2013-2017 Polska nie wykorzystwała łącznie około 113 mln uprawnień możliwych do przyznania na podstawie art. 10c dyrektywy ETS, z czego około połowę (55,8 mln uprawnień) krajowe władze zdecydowały się przekierować do sprzedaży na aukcji w 2019 r.¹⁶ Środki ze sprzedaży tej dodatkowej puli uprawnień mają zostać przeznaczone na rekompensaty związane ze wzrostem cen energii elektrycznej.

Do przydziału bezpłatnych uprawnień dla elektroenergetyki w trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS kwalifikują się instalacje ujęte w wykazie¹⁷, o którym mowa w art. 41 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (dalej: „ustawa o ETS”)¹⁸. Bezpłatne uprawnienia są przyznawane w zamian za realizację planowanych przedsięwzięć wskazanych w Krajowym planie inwestycyjnym (dalej: „KPI”),

13 Dyrektywa 2003/87 w brzmieniu zmienionym dyrektywą 2009/29, art. 10a ust. 3.

14 M. Stoczkiewicz, The Emission Trading Scheme in Polish Law. Selected Problems Related to the Scope of Derogation from the General Rule of Auctioning in Poland, *Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies*, 2011(4), s. 96-113.

15 Dyrektywa 2003/87 w brzmieniu zmienionym dyrektywą 2009/29, art. 1.

16 Zob. https://ec.europa.eu/clima/news/poland%E2%80%99s-2019-auctions-include-some-allowances-not-used-power-sector-modernisation_en (dostęp 15.04.2019).

17 Wykaz ten jest dostępny na stronie: https://bip.mos.gov.pl/fileadmin/user_upload/bip/rejestry_ewidencje_archiwa/DOK/Wykaz_instalacji_wytwarzajacych_energie_elektryczna_wraz_z_przyznana_im_liczba_uprawnien_do_emisji_do_wydania_w_2019_roku.pdf (dostęp 15.04.2019).

18 Dz.U. z 2018 r., poz. 1201, z późn. zm.

o którym mowa w art. 30 ustawy o ETS¹⁹. KPI zawiera listę 347 zadań inwestycyjnych. Około 70 proc. tych zadań obejmuje budowę lub modernizację infrastruktury dotyczącej energetyki węglowej²⁰.

W 2018 r., w następstwie opublikowania rządowego projektu nowelizacji ustawy o ETS w przestrzeni publicznej pojawiły się informacje dotyczące problemów z realizacją KPI. Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Ministerstwo Środowiska, do dnia 30 czerwca 2017 r. wstrzymano lub odstąpiono od realizacji około 60 zadań inwestycyjnych z KPI, a dla kolejnych około 90 zadań nie wykazano żadnych kosztów inwestycyjnych²¹ (koniecznych do poniesienia w celu uzyskania bezpłatnych uprawnień EUA w odniesieniu do instalacji ujętych w ww. wykazie z art. 41 ustawy o ETS – wartość kosztów inwestycyjnych dotyczących zadań z KPI jest bilansowana z wartością bezpłatnych uprawnień²²). Ponadto, do połowy 2018 r. formalnie zaprzestano realizacji dwóch zadań inwestycyjnych ujętych w KPI²³.

Oznacza to, że w sumie nie była realizowana niemal połowa (ponad 40 proc.) zadań z KPI (około 150 z 347 przedsięwzięć). W związku z powyższym, rząd podjął decyzję dotyczącą opracowania i przedłożenia Komisji Europejskiej (dalej: „Komisja” lub „KE”) projektu zmienionego KPI, zawierającego zmieniony katalog zadań inwestycyjnych, tak aby umożliwić bilansowanie bezpłatnych uprawnień EUA kosztami innych zadań²⁴ (tj., jak należy się spodziewać, takich, które zostały faktycznie zrealizowane niezależnie od KPI, jak np. inwestycje w instalacje odnawialnych źródeł energii)²⁵.

Prawo UE nie wymaga, aby zrealizowane zostały wszystkie lub nawet pewien określony próg procentowy przedsięwzięć z KPI. Ponadto, orzecznictwo unijnego Sądu wyraźnie wskazuje, że katalog zadań z KPI ma jedynie charakter orientacyjny (oryg. *indicative*)²⁶. Prawo UE nie przewiduje więc sankcji za brak realizacji poszczególnych inwestycji²⁷. Ewentualna nowelizacja KPI wymagałaby więc zmiany decyzji KE zatwierdzającej samą listę instalacji objętych tym planem²⁸, natomiast nie pociągałaby za sobą konieczności zmiany drugiej, odrębnej decyzji zatwierdzającej odnośną pomoc państwa, ponieważ zwiększeniu nie uległby łączny budżet programu pomocowego (a tylko wówczas konieczna jest ponowna notyfikacja zatwierdzonego wcześniej programu²⁹). Górną wartość pomocy państwa (pomocy publicznej) możliwą do przyznania przedsiębiorstwom energetycznym w odniesieniu do zadań inwestycyjnych z KPI



W sumie nie była realizowana niemal połowa (ponad 40 proc.) zadań z KPI (około 150 z 347 przedsięwzięć)

19 M.P. z 2016 r., poz. 167. Krajowy plan inwestycyjny jest także dostępny pod adresem: http://www.kobize.pl/uploads/materialy/prawo/akty_prawne_PL/170713_MP_KPI.pdf (dostęp 15.04.2019).

20 Zob. szerzej: M. Stoczek, A. Buchan, A. Warso-Buchan (red.), *Derogacje od transformacji. Bezpłatne uprawnienia EU ETS dla elektroenergetyki w Polsce*, ClientEarth 2015: <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2016-06-10-derogacje-od-transformacji-ce-pl.pdf> (dostęp 15.04.2019).

21 Zob. odpowiedź Ministerstwa Środowiska na interpelację poselską: <http://orka2.sejm.gov.pl/INT8.nsf/klucz/ATTB3DH9E/%24FILE/i23758-o1.pdf> (dostęp 15.04.2019).

22 Zob. art. 38 ust. 1 ustawy o ETS.

23 Zob. odpowiedź Ministerstwa Środowiska na interpelację, op. cit.

24 Ibidem.

25 W KPI nie mogą znajdować się zadania inwestycyjne będące tożsame z instalacjami ujętymi w wykazie, o którym mowa w art. 41 ustawy o ETS, a zatem KPI nie mógłby zostać uzupełniony np. o nowy blok nr 11 (1075 MW) w Elektrowni Kozienice.

26 Zob. pkt 42 postanowienia Sądu z dnia 28 czerwca 2009 r. w sprawie T-19/13 Frank Bold przeciwko Komisji Europejskiej: <http://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?sessionid=A1F7197985CC3F25D252CDA4468DAF00?text=&docid=166443&pageIndex=0&doclang=EN&mode=lst&dir=&occ=fir-st&part=1&cid=1978908> (dostęp 15.04.2019).

27 Natomiast jeżeli w stosunku do danego, niezrealizowanego ostatecznie przedsięwzięcia wydano bezpłatne uprawnienia, przedsiębiorstwo energetyczne musiałoby zwrócić równowartość pomocy.

28 Decyzja KE z dnia 13 lipca 2012 r., sygn. C(2012) 4609 final, dotycząca wniosku zgłoszonego przez Polskę na podstawie art. 10c ust. 5 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w celu przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na modernizację wytwarzania energii elektrycznej. Decyzja ta jest dostępna na stronie: [http://www.kobize.pl/uploads/materialy/prawo/akty_prawne UE/decyzja.DG.CLIM.C\(2012\)4609.pdf](http://www.kobize.pl/uploads/materialy/prawo/akty_prawne UE/decyzja.DG.CLIM.C(2012)4609.pdf) (dostęp 15.04.2019).

29 Zgodnie art. 4 ust. 1 rozporządzenia Komisji (WE) nr 794/2004 z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie wykonania rozporządzenia Rady (UE) 2015/1589 ustanawiającego szczegółowe zasady stosowania art. 108 TFUE (Dz.U. UE L 140 z 2004 r., s. 1, z późn. zm.) zmiana pomocy istniejącej podlega ponownej notyfikacji KE, gdy pierwotny budżet programu pomocowego wzrasta o ponad 20 proc.

wyznacza łączna pula bezpłatnych uprawnień, które mogą zostać przyznane na podstawie art. 10c dyrektywy ETS i pula ta nie może ulec zwiększeniu (przy czym faktyczna wartość pomocy jest tutaj zależna od rynkowych cen uprawnień EUA, w związku z czym nie mogła ona być i nie została, z góry, jednoznacznie określona).

Za główny czynnik braku realizacji inwestycji z KPI należy uznać znacznie niższe od zakładanych ceny uprawnień do emisji w latach 2013-2017³⁰. Bezpłatne uprawnienia z art. 10c dyrektywy ETS, które nie zostały przyznane w okresie rozliczeniowym 2013-2020, mogą zostać sprzedane na aukcji lub przeniesione na kolejny okres rozliczeniowy EU ETS (2021-2030). Jak dotychczas, średnia cena jednego uprawnienia do emisji w trzecim okresie rozliczeniowym ETS wynosi nieco ponad 8 euro³¹, wobec około 18 euro szacowanych przez polskie władze na początku tego okresu³².

Powyższe obrazuje, że zasady przydziału bezpłatnych uprawnień EUA dla elektroenergetyki w trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS, tj. w oparciu o KPI i odnośny wykaz instalacji, nie spełniają dobrze swojej roli. Dostrzegł to również prawodawca unijny, zmieniając reguły dotyczące przydziału takich uprawnień w kolejnej fazie ETS (co do zasady projekty wybierane w drodze konkurencyjnych przetargów, z udziału w których wykluczone są moce węglowe; możliwość przekierowania uprawnień do nowo ustanowionego funduszu modernizacyjnego). Nowy kształt mechanizmów derogacyjnych z dyrektywy ETS zdaje się dawać nadzieję na bardziej efektywną transformację polskiej gospodarki w kierunku niskoemisyjnym, w czwartym okresie rozliczeniowym systemu.



Zasady przydziału bezpłatnych uprawnień EUA dla elektroenergetyki w trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS, tj. w oparciu o KPI i odnośny wykaz instalacji, nie spełniają dobrze swojej roli. Dostrzegł to również prawodawca unijny, zmieniając reguły dotyczące przydziału takich uprawnień w kolejnej fazie ETS

4. RZĄDOWY PROJEKT NOWELIZACJI USTAWY O ETS

W szczególności w związku z problemami z realizacją polskiego KPI, Ministerstwo Środowiska przedstawiło w lutym 2018 r. do konsultacji publicznych projekt nowelizacji ustawy o ETS³³ (dalej: „nowelizacja”). Nowelizacja przewiduje w szczególności możliwość bilansowania wydanych uprawnień kosztami innych zadań inwestycyjnych ujętych w KPI w przypadku, gdy inwestor zaprzestął realizacji jakiegoś zadania lub nie osiągnął odpowiedniego wskaźnika zgodności (w praktyce chodzi o odpowiednią redukcję emisji CO₂)³⁴. Z literalnego brzmienia nowelizacji nie wynika jednak, aby ww. bilansowanie miało następować kosztami zadań inwestycyjnych, które miałyby dopiero zostać dodane do zmienionego KPI.

Nowelizacja przewiduje możliwość ww. bilansowania jedynie w przypadku zaprzestania realizacji zadania inwestycyjnego z KPI lub nieosiągnięcia odpowiedniego wskaźnika zgodności (w przypadku całkowitego odstąpienia od realizacji przedsięwzięcia z KPI, bez wykazywania żadnych kosztów inwestycyjnych, przedsiębiorstwo energetyczne w ogóle nie może uzyskać w od-

30 Tak Ministerstwo Środowiska w odpowiedzi na interpelację, op. cit.

31 Obliczenia własne na podstawie danych Sandbag: <https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer/> (dostęp 15.04.2019).

32 Obliczenia własne na podstawie: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249823/249823_1531411_93_2.pdf (dostęp 15.04.2019).

33 Przebieg procesu legislacyjnego dotyczącego tego projektu znajduje się na stronie: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12308451> (dostęp 18.04.2019).

34 Zob. proponowane, nowododawane art. 40a-40b ustawy o ETS.

niesieniu do takiego projektu bezpłatnych uprawnień EUA), a jak dotychczas przesłanki do zastosowania proponowanego bilansowania spełniają jedynie dwa zadania inwestycyjne z KPI (chodzi o inwestycje, których realizację rozpoczęto, a następnie zaprzestano)³⁵. W takim przypadku, jeżeli w stosunku do danego przedsięwzięcia wydano bezpłatne uprawnienia EUA, przedsiębiorstwo energetyczne musi zwrócić równowartość pomocy.

Prace nad przedmiotową nowelizacją mocno się przeciągają i projekt w dalszym ciągu nie został skierowany do Sejmu. W toku prac do nowelizacji dodano szereg nowych zagadnień, dotyczących nie tylko zmian w przepisach regulujących rozliczenia w ramach trzeciej fazy EU ETS. W szczególności, najnowszy projekt³⁶ przewiduje także częściową transpozycję ostatniej noweli dyrektywy ETS, z marca 2018 r.³⁷, ale nie w zakresie odnoszącym się do mechanizmów derogacyjnych dotyczących sektora energetycznego. Termin na transpozycję tej dyrektywy przez państwa członkowskie upływa 9 października 2019 r. W dniu 7 maja 2019 r.³⁸ projekt nowelizacji ustawy o ETS został przyjęty przez Radę Ministrów³⁹.

5. BEZPŁATNE UPRAWNIENIA A RYNEK MOCY

W 2018 r. Polska zaczęła wprowadzać mechanizm pomocy państwa na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych w formie rynku mocy. Przyjęta pod koniec 2017 r. nowa ustawa o rynku mocy⁴⁰ przewiduje ograniczenia, w wyniku których korzystanie przez niektóre jednostki ujęte w ww., publikowanym przez Ministerstwo Środowiska wykazie instalacji wytwarzających energię elektryczną⁴¹ z bezpłatnych uprawnień do emisji można postrzegać jako niecelowe.

Art. 62 ust. 1 ustawy o rynku mocy stanowi, że wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego dla nowej i modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej (tj. w zasadzie bloku energetycznego) pomniejsza się o wielkość pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym przeznaczonej na budowę lub modernizację tej jednostki, udzielonej do czasu rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw dla tej jednostki (przepis ten nie dotyczy więc jednostek objętych wyłącznie jednorocznymi lub kwartalnymi umowami mocowymi). Takiego pomniejszenia wynagrodzenia dokonuje się proporcjonalnie przez cały okres trwania umowy mocowej, zmniejszając cenę obowiązku mocowego⁴². Decyzja KE z dnia 7 lutego 2018 r., sygn. C(2018) 601 final, zatwierdzająca polski rynek mocy⁴³, w pkt 176 precyzuje, że za taką pomoc o charakterze inwestycyjnym uznaje się, w szczególności, pomoc w formie bezpłatnych uprawnień do emisji, o których mowa w art. 10c dyrektywy ETS. Taka reguła kumulacji pomocy

35 Tak Ministerstwo Środowiska w odpowiedzi na interpelację, op. cit.

36 Zob. <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12308451/12492528/12492529/dokument390427.pdf> (dostęp 18.04.2019).

37 Dyrektywa 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 (Dz.U. UE L 76 z 2018 r., s. 3): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0410&from=PL> (dostęp 15.04.2019).

38 Zob. art. 3 ust. 1 dyrektywy 2018/410.

39 Zob. <https://www.premier.gov.pl/wydarzenia/decyzje-rzadu/projekt-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-systemie-handlu-uprawnieniami-do-emisji.html> (dostęp 13.05.2019).

40 Dz.U. z 2018 r., poz. 9, z późn. zm.

41 https://bip.mos.gov.pl/fileadmin/user_upload/bip/rejestry_ewidencje_archiwa/2018-04-13_Uprawnienia_KPI_2018_BIP.pdf (dostęp 15.04.2019).

42 Art. 62 ust. 2 ustawy o rynku mocy.

43 Dz.U. UE C 462 z 2018 r., s. 1: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf (dostęp 15.04.2019).

państwa ma zapobiegać możliwości powstania nadwsparcia odnośnie do poszczególnych bloków energetycznych.

W związku z powyższym, jednostki rynku mocy objęte wieloletnią umową mocową i korzystające jednocześnie z bezpłatnych uprawnień do emisji powinny utracić część wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego, odpowiadającą wartości przyznanym bezpłatnych uprawnień EUA. W sytuacji przydzielenia bezpłatnych uprawnień z art. 10c w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy, bardziej opłacalną strategią dla operatora bloku energetycznego wydaje się być zatem coroczne ubieganie się o jednoroczną umowę mocową⁴⁴.

Porównanie wyników dotychczasowych aukcji rynku mocy⁴⁵ z ww. wykazami Ministerstwa Środowiska prowadzi jednak do wniosku, że niektórym jednostkom objętym wieloletnimi umowami mocowymi zostały przyznane bezpłatne uprawnienia EUA. Dotyczy to Elektrowni Kozienice (zarówno starych, jak i nowego bloku nr 11), Elektrowni Ostrołęka B, elektrociepłowni w Łodzi, jak również niektórych modernizowanych bloków należących do grupy PGE (w Elektrowni Opole lub Bełchatów)⁴⁶. W związku z tym, wylicytowana przez operatorów takich jednostek cena obowiązku mocowego powinna ulec odpowiedniemu obniżeniu.

6. BEZPŁATNE UPRAWNIENIA A TZW. USTAWA O CENACH ENERGII

Mający miejsce w 2018 r. znaczny wzrost cen uprawnień EUA (na początku stycznia 2018 r. ceny uprawnień wynosiły poniżej 8 euro, aby pod koniec grudnia osiągnąć niemal 25 euro, a okresowo ceny uprawnień przekraczały nawet 25 euro⁴⁷) stanowił jedną z głównych przyczyn wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej w Europie, w tym w szczególności w Polsce, gdzie cena energii jest wyznaczana, co do zasady, przez wysoce emisyjny blok węglowy. W szczególności, kiedy we wrześniu 2018 r. ceny uprawnień do emisji przekroczyły 25 euro⁴⁸, ceny energii elektrycznej w paśmie podstawowym z dostawą w kolejnych latach kalendarzowych przekroczyły 300 zł/MWh⁴⁹, wobec około 180 zł/MWh za taki sam produkt na początku stycznia 2018 r.⁵⁰

W odpowiedzi na rosnące ceny energii elektrycznej, w dniu 28 grudnia 2018 r. polski parlament uchwalił, popieraną przez rząd, ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw⁵¹ (dalej: „ustawa o cenach energii”), której intencją jest w szczególności zamrożenie w 2019 r. detalicznych cen energii elektrycznej na poziomie z połowy 2018 r.⁵² Szersza analiza tej ustawy wykracza poza ramy tego opracowania, ale jej postanowie-

44 Przy czym cena obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych podlega jeszcze corocznej waloryzacji wskaźnikiem inflacji. Zob. art. 60 ust. 4 ustawy o rynku mocy.

45 Zob. <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy> (dostęp 15.04.2019).

46 W publikowanych wynikach aukcji rynku mocy bloki nie są dokładnie podpisane, a kontraktowany wolumen mocy jest korygowany odpowiednim współczynnikiem dyspozycyjności i jest inny (niższy) niż nominalna moc zainstalowana, co utrudnia jednoznaczną identyfikację zwycięskich jednostek.

47 Na podstawie: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market/european-emission-allowances#!/2019/04/15> (dostęp 15.04.2019).

48 Zob. <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market/european-emission-allowances#!/2018/09/10> (dostęp 15.04.2019).

49 Zob. <https://wyniki.tge.pl/wyniki/rtee/tables/?date=2018-09-11> (dostęp 15.04.2019).

50 Zob. <https://wyniki.tge.pl/wyniki/rtee/tables/?date=2018-01-02> (dostęp 15.04.2019).

51 Dz. U. z 2018 r., poz. 2538, z późn. zm.

52 Zob. art. 6 ustawy o cenach energii.

nia były i są szeroko krytykowane przez większość komentatorów rynku energii⁵³. W kontekście EU ETS ważne jest natomiast to, że ustawa o cenach energii zmienia zasady przeznaczania środków pieniężnych uzyskanych ze sprzedaży uprawnień EUA na polskich aukcjach.

Polskie władze zdecydowały się skierować na aukcje około 55,8 mln dodatkowych uprawnień do emisji, z puli nieprzydzielonych w latach 2013-2017 bezpłatnych uprawnień z art. 10c, co podwoiło (do około 117 mln) łączną pulę uprawnień możliwych do sprzedania przez Polskę na rynku pierwotnym w 2019 r.⁵⁴ Zgodnie z ustawą o cenach energii, 80 proc. środków uzyskanych ze sprzedaży uprawnień z tej dodatkowej puli ma zostać przekazane do utworzonego na mocy tej ustawy państwowego Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny, z którego mają być finansowane rekompensaty dla przedsiębiorstw obrotu energią za sprzedaż odbiorcom energii elektrycznej poniżej kosztów jej zakupu⁵⁵. Ustawa o cenach energii zakłada dotowanie polskim odbiorcom kosztów zakupu energii elektrycznej.

Unijna dyrektywa ETS reguluje zasady wydatkowania przez państwa członkowskie środków pieniężnych pochodzących ze sprzedaży uprawnień do emisji, stanowiąc że przynajmniej 50 proc. dochodów uzyskanych ze sprzedaży na aukcji uprawnień EUA lub ich równowartość przeznacza się na wymienione w dyrektywie cele, dotyczące w szczególności ochrony środowiska i klimatu⁵⁶. Ponadto, co do zasady, jedynie 25 proc. dochodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień na aukcji może być przeznaczana na rekompensaty na rzecz sektorów narażonych na zagrożenie ucieczką emisji ze względu na znaczne pośrednie koszty emisji, wynikające ze wzrostu cen energii elektrycznej (tj. dla dużych odbiorców przemysłowych)⁵⁷. W przypadku przekroczenia progu 25 proc. państwo członkowskie musi złożyć KE sprawozdanie z odpowiednimi wyjaśnieniami, w którym określa powody przekroczenia tego pułapu⁵⁸ (w 2018 r. takie sprawozdania złożyły: Belgia, Holandia, Finlandia, Francja i Niemcy⁵⁹).

Rekompensowanie pośrednich kosztów emisji dla przemysłu jest uznawane za pomoc państwa i wymaga zatwierdzenia przez KE na podstawie wytycznych w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2012 r.⁶⁰ Do tej pory Komisja zatwierdziła 12 takich programów pomocowych, w 11 państwach członkowskich (nie było wśród nich Polski)⁶¹. Prawo UE nie przewiduje natomiast możliwości subsydiowania kosztów zakupu energii w odniesieniu do wszystkich odbiorców biznesowych.

Paradoksalnie, podwojenie wolumenu uprawnień przeznaczonych do sprzedaży w drodze aukcji oraz rozwiązania przyjęte w ustawie o cenach energii oznaczają, że w 2019 r. dwukrotnie więcej środków pieniężnych uzyskanych przez Polskę z aukcji (lub ich równowartość) będzie musiało zostać przeznaczo-



Paradoksalnie, podwojenie wolumenu uprawnień przeznaczonych do sprzedaży w drodze aukcji oraz rozwiązania przyjęte w ustawie o cenach energii oznaczają, że w 2019 r. dwukrotnie więcej środków pieniężnych uzyskanych przez Polskę z aukcji (lub ich równowartość) będzie musiało zostać przeznaczonych na inwestycje proklimatyczne i środowiskowe

53 Zob. np. J. Maćkowiak-Pandera, J. Rączka, Dlaczego ustawa prądowa może wywołać więcej szkody niż pożytku, Forum Energii 2019: <http://forum-energii.eu/pl/analizy/ustawa-pradowa> (dostęp 15.04.2019).

54 Zob. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Raport z rynku CO₂, nr 81, grudzień 2018: http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2018/Raport_z_rynku_CO2_grudzien_2018.pdf (dostęp 15.04.2019), s. 3.

55 Zob. zwłaszcza art. 4 pkt 3 oraz art. 11 ust. 2 ustawy o cenach energii.

56 Szczegółowy katalog tych celów zawiera art. 10 ust. 3 dyrektywy ETS. Transpozycję tego przepisu do krajowego porządku prawnego stanowi art. 49 ust. 8 ustawy o ETS.

57 Zob. art. 10a ust. 6 dyrektywy ETS.

58 Ibidem.

59 Zob. KE, Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla, COM(2018) 842 final z dnia 17 grudnia 2018 r.: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2018/PL/COM-2018-842-F1-PL-MAIN-PART-1.PDF> (dostęp 15.04.2019).

60 Dz.U. UE C 158 z 2012 r., s. 4: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012XC0605\(01\)&from=PL](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012XC0605(01)&from=PL) (dostęp 15.04.2019).

61 Zob. KE, Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień, op. cit., s. 23.

nych na inwestycje proklimatyczne i środowiskowe (w tym, w szczególności, rozwój odnawialnych źródeł energii lub poprawę efektywności energetycznej), stosownie do wymogów art. 49 ust. 6 ustawy o ETS. Do tego, 20 proc. środków z dodatkowej puli (10 proc. całości) ma zostać przekazanych na wyodrębnione subkonto w ramach prowadzonego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej rachunku klimatycznego⁶², w celu przeznaczenia na programy lub projekty w obszarach odnawialnych źródeł energii, wysoko-sprawnej kogeneracji, dystrybucji energii (lub paliw), dostosowania do nowych poziomów emisji (w szczególności wynikających z tzw. konkluzji BAT⁶³) oraz magazynowania energii elektrycznej. Na rekompensaty związane ze wzrostem cen energii ma w 2019 r. zostać przeznaczonych pozostałe 40 proc. środków ze sprzedaży wszystkich uprawnień. Abstrahując od kwestii zgodności rozwiązań z ustawy o cenach energii z rynkiem wewnętrznym i prawem UE, należy przyjąć, że w przypadku faktycznego przekroczenia 25-proc. progu dotyczącego rekompensowania pośrednich kosztów emisji, polskie władze powinny opublikować ww. sprawozdanie z wyjaśnieniami, o którym mowa w art. 10a ust. 6 dyrektywy ETS.

W związku z licznymi, wykraczającymi poza zakres tego opracowania, wątpliwościami, nie wiadomo, czy ustawa o cenach energii w obecnej formule będzie w ogóle wdrażana. Zgodnie z najnowszymi informacjami, przewidziana tą ustawą pomoc państwa dla przedsiębiorstw energochłonnych ma zostać wyłączona do odrębnej regulacji, nad projektem której pracuje Ministerstwo Przedsiębiorczości i Technologii⁶⁴.

Ustawa o cenach energii wprowadziła realne ryzyko, że środki, które mogły służyć finansowaniu bardziej progresywnej transformacji polskiej elektroenergetyki w trzecim etapie EU ETS, co umożliwiłoby większe obniżenie średniej emisyjności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), a w konsekwencji najprawdopodobniej zmniejszenie obserwowanych wzrostów hurtowych cen energii elektrycznej, zostaną teraz przeznaczone na subsydiowanie zużycia energii z wysokoemisyjnej floty wytwórczej. W tym kontekście jak najbardziej zasadne są porównania polskiej transformacji energetycznej do błędnego koła⁶⁵ (interwencje skierowane są na skutki, a nie przyczyny, co przyczynia się do petryfikacji struktury mocy zainstalowanej w KSE). Zbliżający się do końca, trzeci okres rozliczeniowy EU ETS powinien stanowić lekcję, że dostępne na transformację fundusze powinny być przeznaczane na projekty dające trwały efekt proklimatyczny.

”

Zbliżający się do końca, trzeci okres rozliczeniowy EU ETS powinien stanowić lekcję, że dostępne na transformację fundusze powinny być przeznaczane na projekty dające trwały efekt proklimatyczny

7. NIESPEŁNIANIE WARUNKÓW DECYZJI KE DOT. PRZYDZIAŁU BEZPŁATNYCH UPRAWNIEŃ

Decyzja Komisji z dnia 22 stycznia 2014 r., sygn. C(2013) 6648 final, w sprawie odstąpienia na podstawie art. 10c dyrektywy ETS – bezpłatne uprawnienia

⁶² Zob. art. 3 pkt 2 oraz art. 4 pkt 3 ustawy o cenach energii.

⁶³ Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz.U. UE L 212 z 2017 r., s. 1): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442&from=EN> (dostęp 15.04.2019).

⁶⁴ Zob. <https://wysokienapiecie.pl/feeds/tchorzewski-konieczna-bedzie-nowelizacja-ustawy-ws-cen-energii/> (dostęp 15.04.2019).

⁶⁵ Zob. P. Maciążek, Prąd Plus. Rzecz O Paleniu Pieniędźmi Z Budżetu W Elektrowniach: <http://piotrmaciazek.pl/prad-plus-rzecz-o-paleniu-pieniedzmi-z-budzetu-w-elektrowniach/> (dostęp 15.04.2019).

dla wytwórców energii elektrycznej⁶⁶ (dalej: „decyzja KE”), nie została wydana bezwarunkowo. Komisja podjęła decyzję o niezgłoszeniu sprzeciwu wobec odnośnej pomocy państwa w związku z wyjaśnieniami polskich władz, dotyczącymi w szczególności:

- spadku poziomu mocy zainstalowanej w elektrowniach węglowych; oraz
- dekonsolidacji krajowego rynku wytwarzania energii elektrycznej.

Zgodnie z pkt 40 decyzji KE, do 2020 r. zainstalowana moc wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni opartych na węglu kamiennym i brunatnym powinna spaść z ówczesnych 31 375 MW do 28 854 MW. Najnowsze dane pokazują natomiast, że na koniec 2018 r., tj. na zaledwie rok przez wskazanym w decyzji KE terminem, moc zainstalowana w polskich elektrowniach węglowych utrzymywała się na niemal tym samym poziomie, wynoszącym około 31 100 MW⁶⁷. Do końca 2019 r. jest wprawdzie planowane wyłączenie wielu bloków węglowych, o łącznej mocy ponad 2 000 MW, w tym jednostek znajdujących się obecnie w Interwencyjnej Rezerwie Zimnej⁶⁸, natomiast jednocześnie przed 2020 r. planowane jest oddanie do eksploatacji nowych jednostek wytwórczych opalanych węglem kamiennym, o łącznej mocy 2 710 MW (w Elektrowni Opole oraz Elektrowni Jaworzno)⁶⁹. Z danych operatora systemu przesyłowego wynika zatem, że do 2020 r. wolumen mocy zainstalowanej w krajowych elektrowniach węglowych najprawdopodobniej nie tylko nie spadnie do poziomu poniżej 29 000 MW, ale będzie nawet wyższy niż w chwili zatwierdzenia przez Komisję pomocy państwa z art. 10c dyrektywy ETS.

W celu zniwelowania negatywnego wpływu KPI na funkcjonowanie rynku wewnętrznego, polskie władze zobowiązały się również przed Komisją do działań na rzecz zmniejszenia koncentracji na polskim rynku energii, w szczególności poprzez (cyt.) „dążenie do zapewnienia, żeby udział głównego wytwórcy energii elektrycznej w rynku, grupy PGE, nie wzrósł, a nawet nieznacznie się zmniejszył z 37,7 proc. (w 2011 r.) do 33,4 proc. (w 2020 r.)” (pkt 37 decyzji KE). Tymczasem, w szczególności w wyniku nabycia aktywów francuskiego koncernu EDF – w 2011 r. był to trzeci największy wytwórca energii elektrycznej w Polsce – w 2018 r. udział PGE w krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej wzrósł rok do roku o 6 punktów procentowych i wyniósł 43 proc.⁷⁰ Wynikający ze strategii PGE cel grupy na 2020 r. to „ponad 40 proc.”⁷¹.

Ponadto, choć już na mocy decyzji KE grupa PGE mogła liczyć na około 56-proc. udział w łącznej puli bezpłatnych uprawnień możliwych do przydzielenia w trzeciej fazie EU ETS polskim instalacjom wytwarzającym energię elektryczną (pkt 38 decyzji KE), to, jak do tej pory, wynikający z danych publikowanych przez Ministerstwo Środowiska udział tej grupy w łącznej puli wyda-

”

Do 2020 r. wolumen mocy zainstalowanej w krajowych elektrowniach węglowych najprawdopodobniej nie tylko nie spadnie do poziomu poniżej 29 000 MW, ale będzie nawet wyższy niż w chwili zatwierdzenia przez Komisję pomocy państwa z art. 10c dyrektywy ETS

66 Pomoc państwa SA.34674 (2013/N): http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249823/249823_1531411_93_2.pdf (dostęp 15.04.2019).

67 Zob. R. Macuk, J. Maćkowiak-Pandera, A. Rubczyński, A. Gawlikowska-Fyk, Transformacja energetyczna w Polsce, Edycja 2019, Forum Energii 2019: <http://forum-energii.eu/pl/analizy/transformacja-2019> (dostęp 15.04.2019), s. 8.

68 Łączny wolumen mocy zainstalowanej – 830 MW.

69 Ibidem. Ponadto, w pierwszej połowie 2020 r. ma zostać oddany do eksploatacji nowy blok na węgiel brunatny w Elektrowni Turów, o mocy 496 MW.

70 Zob. Polska Grupa Energetyczna, Sprawozdanie Zarządu z działalności PGE S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE w 2018 r., s. 13. Dokument dostępny do pobrania na stronie: <https://www.gkpgce.pl/relacje-inwestorskie/Materialy-do-pobrania> (dostęp 15.04.2019). Zob. także: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/charakterystyka-rynku/7562,2017.html> (dostęp 15.04.2019).

71 Ibidem.

wanych uprawnień jest jeszcze wyższy i wynosi około 58 proc.⁷² (np. w 2019 r., w szczególności w wyniku ww. przejścia aktywów EDF⁷³, udział uprawnień do wydania PGE w łącznej puli na ten rok wynosi około 78,5 proc.⁷⁴).

Wbrew deklaracjom polskich władz, na polskim rynku energii elektrycznej mamy więc do czynienia z postępującą konsolidacją oraz wzmacnianiem pozycji rynkowej głównych beneficjentów mechanizmu przydziału bezpłatnych uprawnień z art. 10c dyrektywy ETS. Rynek ten funkcjonuje obecnie w warunkach faktycznego oligopolu, z dominującą pozycją grupy PGE. Coraz mniejsza konkurencja po stronie podażowej powinna być rozpatrywana w przestrzeni publicznej jako jeden z czynników wzrostów hurtowych cen energii elektrycznej.

Powyższe pokazuje, że Polska nie wykorzystuje mechanizmu przydziału bezpłatnych uprawnień z art. 10c dyrektywy ETS do transformacji krajowego rynku energii elektrycznej w zgodzie z postanowieniami decyzji KE. Choć w tym zakresie nie ma ryzyka wzruszenia decyzji KE lub zwrotu odnośnej pomocy państwa (w szczególności, decyzja KE nie podlega już zaskarżeniu), sytuacja ta będzie z pewnością negatywnie rzutować na przyszłe negocjacje polskich władz z Komisją w obszarze energetyki (chociażby w zakresie ustawy o cenach energii). Pokazuje ona bowiem niską wiarygodność deklaracji składanych w celu uzyskania akceptacji Komisji dla proponowanych mechanizmów.



Wbrew deklaracjom polskich władz, na polskim rynku energii elektrycznej mamy do czynienia z postępującą konsolidacją oraz wzmacnianiem pozycji rynkowej głównych beneficjentów mechanizmu przydziału bezpłatnych uprawnień z art. 10c dyrektywy ETS

8. POLSKI WNIOSEK O ZWOŁANIE KOMITETU DS. ZBADANIA WZROSTU CEN UPRAWNIEŃ

W związku z rosnącymi cenami uprawnień EUA, we wrześniu 2018 r. polskie władze zwróciły się do KE z wnioskiem⁷⁵ dotyczącym zwołania posiedzenia specjalnego Komitetu ds. Zmian Klimatu (dalej: „Komitet”), o którym mowa w art. 29a ust. 1 dyrektywy ETS. Zgodnie z tym przepisem, jeżeli przez okres dłuższy niż sześć kolejnych miesięcy ceny uprawnień są ponad trzykrotnie wyższe od średniej ceny uprawnień na europejskim rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla w dwóch poprzednich latach, Komisja niezwłocznie zwołuje posiedzenie Komitetu.

Należy zaznaczyć, że z formalnego punktu widzenia polski wniosek stanowił jedynie informację dla KE, która nie warunkowała konieczności zwołania posiedzenia komitetu (jedynym warunkiem jest tutaj zaistnienie przytoczonych wyżej przesłanek z art. 29a ust. 1 dyrektywy ETS – wówczas posiedzenie komitetu musi zostać, obligatoryjnie, zwołane). Ponadto, spełnienie się ww. przesłanek warunkuje jedynie konieczność zbadania przyczyn zmian cen uprawnień i nie zmusza do przeprowadzenia interwencji na rynku ETS. Nawet w przypadku stwierdzenia przez Komitet, że zmiany cen uprawnień EUA nie

72 Obliczenia własne na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz. U. z 2016 r., poz. 1503, z późn. zm.) oraz wykazów instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji, publikowanych w latach 2016-2019.

73 Zob. <https://www.pb.pl/pge-wycisnela-dodatkowy-miliard-958921> (dostęp 17.04.2019).

74 Obliczenia własne na podstawie wykazu Ministerstwa Środowiska: https://bip.mos.gov.pl/fileadmin/user_upload/bip/rejstry_ewidencje_archiwa/DOK/Wykaz_instalacji_wytwarzajacych_energie_elektryczna_wraz_z_przyznana_im_liczba_uprawnien_do_emisji_do_wydania_w_2019_roku.pdf (dostęp 15.04.2019).

75 Zob. https://www.gov.pl/documents/33372/436746/20180918_List_MKT.pdf/fe99d6b5-8f99-937c-0721-9def93471770 (dostęp 15.04.2019).

korespondują ze zmianą fundamentalnych cech rynku, podjęcie środków interwencyjnych⁷⁶ nie jest obligatoryjne, a fakultatywne⁷⁷.

Art. 29a ust. 1 dyrektywy ETS pozostawia spore pole do interpretacji w zakresie tego, jak liczyć wartość ceny uprawnień EUA, która umożliwia interwencję Komisji na rynku ETS⁷⁸. KE nie odniosła się publicznie do polskiego wniosku. Nie zostało też zwołane posiedzenie Komitetu. Potwierdzałoby to szacunki zagranicznych uczestników rynku ETS, z których wynika, że wartość progowa ceny uprawnień EUA nie została osiągnięta⁷⁹. W najbliższym czasie trudno spodziewać się interwencji Komisji na rynku ETS.

”

Coraz mniejsza konkurencja po stronie podażowej powinna być rozpatrywana w przestrzeni publicznej jako jeden z czynników wzrostów hurtowych cen energii elektrycznej

76 Zgodnie z art. 29a ust. 2 dyrektywy ETS takim środkiem może być umożliwienie państwom członkowskim przyspieszenia sprzedaży na aukcji części przysługujących im uprawnień EUA albo umożliwienie państwom sprzedaży 25 proc. uprawnień z rezerwy dla nowych instalacji.

77 Zob. art. 29a ust. 2 dyrektywy ETS, mówiący, że w takim przypadku „może” zostać podjęty jeden z wymienionych tam środków.

78 Zob. np. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Raport z rynku CO₂, nr 72, marzec 2018, s. 4-5: http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2018/Raport_z_ryнку_CO2_marzec_2018.pdf (dostęp 15.04.2019).

79 Zob. <https://www.montelnews.com/fr/story/poland-to-see-ec-carbon-market-intervention--report/943397> (dostęp 15.04.2019).



II. REFORMA SYSTEMU EU ETS PO PRZYJĘCIU POROZUMIENIA PARYSKIEGO

Główną przeszkodą dla efektywnego funkcjonowania systemu EU ETS przed reformami z lat 2015-2018 była strukturalna nierównowaga pomiędzy podażą i popytem uprawnień. Ta nierównowaga wyrażała się w nadwyżce uprawnień na rynku, co determinowało niską cenę uprawnień. Brak efektywności EU ETS wywoływał daleko idące skutki dla wszystkich pozostałych elementów unijnej polityki klimatycznej. Z tego powodu w latach 2015-2018 dokonano kolejnych zmian systemu. Brak realizacji pożądanego modelu funkcjonowania EU ETS przekładał się na istotne prawdopodobieństwo fiaska unijnej polityki klimatycznej jako całości⁸⁰.

Pierwsza zmiana została wprowadzona decyzją Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/1814 z dnia 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej (ang. *Market Stability Reserve*, MSR)

80 I. Przybojewska, Ocena mechanizmu rezerwy stabilności rynkowej w świetle unijnego systemu handlu emisjami, Europejski Przegląd Sądowy, grudzień 2017, s. 12.

dla EU ETS (dalej także jako: „decyzja MSR”)⁸¹. Drugą była kolejna nowelizacja dyrektywy ETS, wprowadzona dyrektywą 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r.⁸²

I. DECYZJA WS. REZERWY STABILNOŚCI RYNKOWEJ (MSR)

Pomimo wydania pewnej liczby decyzji mających uzupełnić lub zmienić zasady funkcjonowania EU ETS⁸³ stan rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla w latach 2008-2012 pozostawał niezadowalający, z powodu znacznej nadwyżki uprawnień, która spowodowała wyraźną nierównowagę między podażą a popytem. Taka sytuacja, opisana w sprawozdaniu Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego na temat stanu rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla jako trwała (w przypadku beczynności prawodawcy Unii)⁸⁴, skłoniła instytucje UE do działania, w formie wydania decyzji MSR.

W decyzji tej ustanowiono rezerwę stabilności rynkowej w roku 2018 i postanowiono, że umieszczanie w niej uprawnień będzie funkcjonować od 1 stycznia 2019 r.⁸⁵ Postanowiono także, że 900 mln uprawnień odjętych od wolumenów sprzedawanych na aukcji w latach 2014-2016 nie dodaje się do wolumenów przeznaczonych do sprzedaży na aukcji w latach 2019 i 2020, lecz umieszcza się w rezerwie⁸⁶. Ponadto, co roku liczbę uprawnień równą 12 proc. łącznej liczby uprawnień znajdujących się w obiegu odejmuje się od wolumenu uprawnień przeznaczonych do sprzedaży na aukcji przez państwa członkowskie i umieszcza w rezerwie na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się 1 września danego roku, chyba że liczba uprawnień, która ma być wprowadzona do rezerwy, byłaby niższa niż 100 mln⁸⁷. Postanowienia te miały na celu usunięciu z rynku ETS nadmiaru uprawnień EUA.

Jednocześnie, decyzja MSR wprowadziła mechanizm uwalniania uprawnień z rezerwy. Zgodnie z decyzją, jeżeli w danym roku łączna liczba uprawnień znajdujących się w obiegu wynosi mniej niż 400 mln, z rezerwy uwalnia się 100 mln uprawnień, które dodawane są do wolumenu uprawnień przeznaczonych do sprzedaży na aukcji przez państwa członkowskie. Natomiast jeżeli w rezerwie znajduje się mniej niż 100 mln uprawnień, z rezerwy uwalnia się wszystkie uprawnienia⁸⁸.

Decyzja została przyjęta jako reakcja na „nierównowagę strukturalną”, zidentyfikowaną przez Komisję w 2012 r. Decyzja MSR została opracowana jako środek do eliminowania różnych zagrożeń, które uniemożliwiałyby systemowi EU ETS zapewnienie niezbędnych zachęt do inwestycji w ograniczanie emisji CO₂ w opłacalny sposób, a także stymulowanie innowacyjności w dzie-

”

Decyzja MSR ma w założeniu stabilizować rynek uprawnień do emisji CO₂: przewidziano w niej mechanizmy do walki jednocześnie z nadwyżkami, jak i niedoborami uprawnień EUA

81 Dz.U. UE L 264 z 2015 r., s. 1, z późn. zm.

82 Dz.U. UE L 76 z 2018 r., s. 3.

83 Zob. rozporządzenie Komisji (UE) nr 1031/2010 z dnia 12 listopada 2010 r. w sprawie harmonogramu, kwestii administracyjnych oraz pozostałych aspektów sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na mocy dyrektywy 2003/87/WE (Dz.U. UE L 302 z 2010 r., s. 1, z późn. zm.); decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 377/2013/UE z dnia 24 kwietnia 2013 r. wprowadzająca tymczasowe odstępstwo od dyrektywy 2003/87/WE (Dz.U. UE L 113 z 2013 r., s. 1); rozporządzenie Komisji (UE) nr 176/2014 z dnia 25 lutego 2014 r. zmieniające rozporządzenie nr 1031/2010, w szczególności w celu określenia wolumenów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które mają zostać sprzedane na aukcji w latach 2013-2020 (Dz.U. UE L 56 z 2014 r., s. 11, z późn. zm.).

84 COM(2012) 652 final z dnia 14 listopada 2012 r.: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2012/EN/1-2012-652-EN-F1-1.Pdf> (dostęp 15.04.2019).

85 Art. 1 ust. 1 decyzji MSR.

86 Art. 1 ust. 2 decyzji MSR.

87 Art. 1 ust. 5 decyzji MSR.

88 Art. 1 ust. 6 decyzji MSR.

dzinie technologii niskoemisyjnych, mającej sprzyjać wzrostowi gospodarczemu i tworzeniu miejsc pracy. Decyzja MSR ma w założeniu stabilizować rynek uprawnień do emisji CO₂; przewidziano w niej mechanizmy do walki jednocześnie z nadwyżkami, jak i niedoborami uprawnień EUA.

Ustanowienie MSR okazało się przełomowe dla funkcjonowania systemu EU ETS⁸⁹. Już w drugiej połowie 2018 r. ceny uprawnień do emisji zaczęły rosnąć, co sprawiło, że inwestorzy na poważnie zaczęli myśleć o przechodzeniu na niskoemisyjne źródła energii. We wrześniu 2018 r. ceny uprawnień EUA osiągnęły poziom najwyższy od niemal dekady, przekraczając nawet 25 euro za tonę CO₂⁹⁰.

Polska skarga do TSUE ws. decyzji MSR

W styczniu 2016 r. Polska wniosła do Trybunału Sprawiedliwości UE skargę o stwierdzenie nieważności decyzji MSR (sprawa C-5/16)⁹¹. Według najistotniejszego zarzutu Polski, zaskarżona decyzja narusza art. 192 ust. 1 TFUE w związku z art. 192 ust. 2 ak. 1 lit. c TFUE, ponieważ została przyjęta zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą, pomimo że decyzja ta stanowi środek wpływający znacząco na wybór przez państwo członkowskie między różnymi źródłami energii i ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię w rozumieniu tego ostatniego postanowienia. W takim przypadku, zdaniem strony skarżącej, zgodnie z art. 192 ust. 2 ak. 1 TFUE, decyzja powinna być zostać przyjęta przez Radę stanowiącą jednomyślnie zgodnie ze specjalną procedurą ustawodawczą⁹².

Trybunał nie zgodził się z argumentacją Polski i jej skargę oddalił. Kilka tez Trybunału należy przytoczyć *in extenso*: „(43) Ponadto, jak podniosła Rada, należy podkreślić, że art. 192 ust. 2 TFUE należy interpretować w związku z art. 191 TFUE, który ma na celu powierzenie Unii roli w dziedzinie ochrony środowiska i przeciwdziałania zmianom klimatu, w szczególności poprzez podejmowanie i wypełnianie międzynarodowych zobowiązań w tym zakresie. (44) Ponieważ przyjęte w tym celu środki silą rzeczy mają skutki dla sektora energetycznego państw członkowskich, szeroka wykładnia art. 192 ust. 2 akapit pierwszy lit. c) TFUE mogłaby skutkować tym, że stosowanie specjalnej procedury ustawodawczej, mającej charakter wyjątku przewidzianego w TFUE, stałoby się regułą. (45) Tymczasem wniosek ten jest nie do pogodzenia z orzecznictwem Trybunału, zgodnie z którym przepisy, które mają charakter wyjątku od zasady, muszą być interpretowane w sposób ścisły(...). (46) Z powyższego wynika, że art. 192 ust. 2 akapit pierwszy lit. c) TFUE może stanowić podstawę prawną aktu Unii **jedynie wtedy, gdy z jego celu i treści wynika, że pierwszym zamierzonym rezultatem** (podkreślenie M.S.) tego aktu jest wywarcie znaczącego wpływu na wybór państwa członkowskiego między różnymi źródłami energii i na ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię.”.

Przywołany wyrok TSUE ma bardzo istotne znaczenie dla przyszłości systemu EU ETS. Wynika z niego bowiem, że nie można skutecznie powoływać się na argumentację dotyczącą wpływu środka dotyczącego EU ETS na wy-

89 Krytycznie na ten temat zob. I. Przybojewska, Ocena mechanizmu rezerwy stabilności rynkowej, op. cit., s. 13 i s. 19.

90 Dane za: <https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer/> (dostęp 15.04.2019).

91 ECLI:EU:C:2018:483.

92 Wyrok w sprawie C-5/16, pkt 24.

bór przez państwo członkowskie między różnymi źródłami energii i ogólną strukturę zaopatrzenia w energię w celu zastosowania specjalnej procedury prawodawczej (zakładającej jednomyślność). Gdyby tak było, to podstawą aktów prawnych regulujących EU ETS byłby art. 192 ust. 2 TFUE. W konsekwencji, akty te musiałyby być przyjmowane przez Radę jednomyślnie. Według Trybunału jednak, aby można było zastosować specjalną procedurę prawodawczą, wpływ na miks energetyczny musi być celem i pierwszym zamierzonym rezultatem danego aktu. W konsekwencji, należy oczekiwać, że także w przyszłości zmiany dotyczące EU ETS będą opierać się na art. 192 ust. 1 TFUE, a więc będą przyjmowane w drodze zwykłej procedury prawodawczej.

2. NOWELIZACJA DYREKTYWY ETS

System EU ETS został wzmocniony także poprzez najnowszą nowelizację dyrektywy 2003/87, wprowadzoną dyrektywą 2018/410. Dyrektywa 2018/410 w preambule odwołuje się do Porozumienia paryskiego oraz ustaleń Rady Europejskiej z października 2014 r. Wskazuje się tam, że Rada Europejska zobowiązała się do zmniejszenia do 2030 r. łącznych emisji gazów cieplarnianych w Unii o co najmniej 40 proc. poniżej poziomów z 1990 r.⁹³ Wszystkie sektory gospodarki powinny przyczynić się do osiągnięcia wspomnianej redukcji emisji, zaś wyznaczony cel ma zostać zrealizowany w sposób najbardziej efektywny pod względem kosztów za pośrednictwem unijnego systemu EU ETS, który pozwoli na osiągnięcie do roku 2030 redukcji o 43 proc. poniżej poziomów z 2005 r.⁹⁴

Rada Europejska w październiku 2014 r. potwierdziła w swych konkluzjach, że sprawnie funkcjonujący, zreformowany EU ETS wraz z instrumentem służącym stabilizacji rynku będzie głównym europejskim instrumentem wykorzystywanym do osiągnięcia docelowego poziomu redukcji wynoszącego co najmniej 40 proc.⁹⁵ Art. 191 ust. 2 TFUE stanowi, że polityka Unii opiera się na zasadzie „zanieczyszczający płaci”, i na tej podstawie dyrektywa 2003/87 przewiduje, że z upływem czasu nastąpi przejście do całkowitej sprzedaży uprawnień na aukcji⁹⁶.

Dyrektywa stanowi, że państwa członkowskie powinny również wykorzystywać dochody ze sprzedaży aukcyjnej do przyczyniania się do sprawiedliwego przejścia na gospodarkę niskoemisyjną poprzez propagowanie nabywania umiejętności i poszukiwania nowych miejsc pracy przez pracowników, w dialogu społecznym ze społecznościami i regionami, których dotyczy transformacja miejsc pracy⁹⁷.

Dalej, w preambule wskazuje się, że należy utrzymać możliwość przydziału bezpłatnych uprawnień sektorowi energetycznemu oraz należy usprawnić przepisy dotyczące fakultatywnych przydziałów bezpłatnych uprawnień

”

Nie można skutecznie powoływać się na argumentację dotyczącą wpływu środka dotyczącego EU ETS na wybór przez państwo członkowskie między różnymi źródłami energii

93 Dyrektywa 2018/410, motyw 2 i 3.

94 Ibidem, motyw 2.

95 Ibidem, motyw 5.

96 Ibidem, motyw 7.

97 Ibidem, motyw 13, ak. 2.

w celu modernizacji sektora energetycznego w niektórych państwach członkowskich⁹⁸.

Państwa członkowskie, których produkt krajowy brutto (PKB) na mieszkańca w 2013 r. według cen rynkowych wynosił mniej niż 60 proc. średniej unijnej (w praktyce chodzi o państwa przyjęte do UE w 2004 r. lub później, za wyjątkiem Cypru, Malty i Słowenii), powinny kwalifikować się do finansowania z funduszu modernizacyjnego oraz do 2030 r. powinny móc podlegać odstępowaniu od zasady całkowitej sprzedaży uprawnień na aukcji w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej, poprzez wykorzystanie możliwości przydziału bezpłatnych uprawnień w celu przejrzystego promowania realnych inwestycji służących modernizacji sektora energetycznego przy unikaniu zakłóceń na wewnętrznym rynku energii⁹⁹. Państwa członkowskie powinny mieć możliwość wykorzystania swojego udziału w wysokości 10 proc. przydzielonych uprawnień i przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień na modernizację sektora energetycznego zgodnie z przepisami dotyczącymi funduszu modernizacyjnego¹⁰⁰.

W preambule wskazuje się też, że finansowanie w ramach EU ETS powinno być spójne z celami unijnych ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 oraz długoterminowymi celami określonymi w Porozumieniu paryskim¹⁰¹. Przepisy dyrektywy 2003/87 mają być poddawane przeglądowi w świetle rozwoju sytuacji międzynarodowej i działań podejmowanych w celu realizacji celów Porozumienia paryskiego¹⁰².

Dyrektywa 2018/410 została przyjęta na podstawie art. 192 ust. 1 TFUE. Oznacza to, że prawodawca europejski konsekwentnie traktuje system EU ETS i jego zmiany jako środek służący ochronie środowiska. Oznacza to także, że prawodawca europejski nie uznaje EU ETS za „środek wpływający znacząco na wybór Państwa Członkowskiego między różnymi źródłami energii i ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię”. Możliwości wetowania przez Polskę zmian w EU ETS są więc czysto teoretyczne.

Dyrektywa 2018/410 zaostrza sygnał cenowy w ramach EU ETS. System ten określa limit uprawnień dla całej UE z założeniem jego degresywnego charakteru. Niewątpliwie sygnał cenowy został w największym stopniu zaostrzony przez decyzję MSR. Jednak dyrektywa 2018/410 wprowadza dodatkowe zaostrzenie o charakterze stałym. Przed nowelizacją zmniejszanie się liczby uprawnień wydawanych corocznie na szczeblu UE określano w oparciu o współczynnik liniowy 1,74 proc., co oznacza, że ilość uprawnień wydawanych corocznie zmniejsza się o tę wielkość, powodując zmniejszenie podaży uprawnień, a w konsekwencji – wzrost ceny. Według dyrektywy 2018/410, począwszy od 2021 r., współczynnik liniowy wynosi 2,2 proc.¹⁰³ Warto zauważyć, że obecnie funkcjonują oba instrumenty (rezerwa stabilności rynkowej oraz współczynnik liniowy), przez co sygnał cenowy jest wzmocniony. Oznacza to, że należy spodziewać się konsekwentnego wzrostu cen uprawnień do emisji.

Dyrektywa 2018/410 zmienia także reguły dotyczące sprzedaży uprawnień na aukcji. Począwszy od 2019 r. państwa członkowskie mają obowiązek sprzedawać na aukcji wszystkie uprawnienia, które nie są przyznawane bezpłatnie



Finansowanie w ramach EU ETS powinno być spójne z celami unijnych ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 oraz długoterminowymi celami określonymi w Porozumieniu paryskim

98 Ibidem, motyw 18.

99 Ibidem, motyw 16.

100 Ibidem, motyw 17.

101 Ibidem, motyw 19.

102 Ibidem, motyw 24.

103 Ibidem, art. 1 pkt 12.

(zgodnie z odpowiednimi przepisami) i które nie zostały umieszczone w rezerwie stabilności rynkowej lub anulowane. Począwszy od 2021 r. udział uprawnień, które mają zostać sprzedane na aukcji, wynosi 57 proc.¹⁰⁴ Nowelizacja dyrektywy ETS zmieniła także sposób podziału ogólnej puli uprawnień, które mają być sprzedane na aukcji.

Dyrektywa dzieli pulę całkowitej liczby uprawnień w latach 2021-2030 na dwie części:

- środki ze sprzedaży na aukcji 2 proc. całkowitej liczby uprawnień są przekazywane do nowoutworzonego funduszu modernizacyjnego;
- pozostałe 98 proc. uprawnień jest sprzedawanych na aukcji przez państwa członkowskie.

Ta druga część jest rozdzielana między państwa członkowskie w następujący sposób:

- 90 proc. uprawnień jest rozdzielanych między państwa członkowskie w proporcjach odpowiadających udziałowi danego państwa w zweryfikowanych emisjach;
- 10 proc. jest rozdzielanych między określone państwa członkowskie w interesie solidarności, wzrostu i połączeń międzysystemowych w Unii – tzw. pula „solidarnościowa” (w przypadku Polski wzrost udziału procentowego uprawnień wynosi tutaj 39 proc.¹⁰⁵¹⁰⁶).

Dyrektywa 2018/410 rozszerza katalog celów, na które państwa członkowskie powinny wykorzystać dochody ze sprzedaży uprawnień na aukcji (w 50 proc. lub w 100 proc., w zależności od składnika puli aukcyjnej – ogólnej lub solidarnościowej). Nowelizacja dodała do dyrektywy (lub zmodyfikowała) następujące cele:

- rozwój energii ze źródeł odnawialnych w celu realizacji zobowiązania Unii dotyczącego udziału energii ze źródeł odnawialnych, jak również rozwój innych technologii przyczyniających się do przejścia do bezpiecznej i zrównoważonej gospodarki niskoemisyjnej oraz pomoc w realizacji zobowiązania Unii dotyczącego zwiększenia efektywności energetycznej;
- środki służące poprawieniu efektywności energetycznej, sieci ciepłowniczych i termomodernizacji budynków lub dostarczeniu wsparcia finansowego w celu uwzględnienia aspektów społecznych w przypadku gospodarstw domowych o niższych i średnich dochodach;
- finansowanie działań w związku ze zmianą klimatu w mało odpor-nych państwach trzecich, w tym przystosowania się do skutków zmiany klimatu; oraz
- wspieranie nabywania umiejętności i poszukiwania nowych miejsc pracy przez pracowników, aby przyczynić się do sprawiedliwego przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, w szczególności w regionach, których najbardziej dotyczy transformacja miejsc pracy.

”

Możliwości
wetowania przez
Polskę zmian
w EU ETS są czysto
teoretyczne

¹⁰⁴ Ibidem, art. 1 pkt 13 lit. a.

¹⁰⁵ Ibidem, zał. IIa.

¹⁰⁶ Ibidem, art. 1 pkt 13 lit. b.

Poszerzenie katalogu celów, na które powinny być przeznaczone dochody ze sprzedaży uprawnień na aukcji rozszerza możliwość mobilizacji środków służących finansowaniu transformacji energetycznej. Należy jednak zwrócić uwagę na nieulegające zmianie niedyrektywne brzmienie art. 10 ust. 3 dyrektywy 2003/87, wyrażające się użyciem zwrotu „powinny” zamiast formy orzekającej „wykorzystują”. W związku z tym istnieje wątpliwość prawna, czy art. 10 ust. 3 dyrektywy ETS nakłada na państwa członkowskie obowiązek prawny czy też jest to jedynie wskazówka kierunkowa. Za prawnie wiążącym charakterem obowiązku przemawia fakt, że niektóre wersje językowe (np. francuska i włoska) tej dyrektywy wskazują na formy gramatyczne definiujące zobowiązanie prawne¹⁰⁷.

3. BEZPŁATNE UPRAWNIENIA DLA ELEKTROENERGETYKI W IV FAZIE EU ETS

Dyrektywa 2018/410 zmienia zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla sektora elektroenergetycznego w niektórych państwach członkowskich¹⁰⁸. Zasadą jest przydział uprawnień do emisji dla instalacji wytwarzania energii elektrycznej w drodze ich sprzedaży na aukcji (art. 10 ust. 1 dyrektywy 2003/87). Od tej zasady wprowadzone są ogólne wyjątki: przejściowe zasady dotyczące zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień w całej Unii (art. 10a ust. 1-5 dyrektywy 2003/87). Od tych ogólnych wyjątków wprowadzone są zaś wyjątki szczególne, dopuszczające możliwość przydziału bezpłatnych uprawnień na modernizację sektora energetycznego w wybranych państwach członkowskich (art. 10c dyrektywy 2003/87). Artykuł 10c określa odstępstwa szczególne w tym sensie, że odnosi się do sektora elektroenergetycznego (a nie wszystkich sektorów objętych dyrektywą) oraz dotyczy państw członkowskich, w których w 2013 r. PKB na mieszkańca w euro według cen rynkowych wynosił poniżej 60 proc. średniej unijnej (a nie całej Unii). W tej grupie mieści się Polska. Po zmianach wprowadzonych dyrektywą 2018/410, odstępstwo to wygasa 31 grudnia 2030 r.

Bezpłatny przydział uprawnień dla instalacji wytwarzania energii elektrycznej ma służyć modernizacji, dywersyfikacji i zrównoważonej transformacji sektora energetycznego. Wspierane w ten sposób inwestycje muszą być spójne z przejściem na bezpieczną i zrównoważoną gospodarkę niskoemisyjną, z celami unijnych ram polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r. oraz długoterminowymi celami określonymi w Porozumieniu paryskim.

Przejściowy przydział bezpłatnych uprawnień jest odejmowany od liczby uprawnień, które dane państwo członkowskie mogłoby w przeciwnym razie sprzedać na aukcji. Całkowity przydział bezpłatnych uprawnień wynosi nie więcej niż 40 proc. uprawnień, które otrzymuje dane państwo członkowskie. Wielkość tę można zwiększyć do 60 proc. uprawnień w przypadku, gdy państwo członkowskie zamierza wykorzystać je na inwestycje w połączenia międzysystemowe w obrębie Unii.

107 M. Toporek, Opinia. Argumenty wskazujące na konieczność przeznaczenia przez Polskę środków finansowych ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS) na efektywność energetyczną, ClientEarth 2013: <https://docplayer.pl/5765844-Styczen-2013-wskazuja-na-to-nastepujace-elementy.html> (dostęp: 15.04.2019).

108 Dyrektywa 2018/410, art. 1 pkt 15.

W przeciwieństwie do trwającej perspektywy rozliczeniowej, w czwartej fazie EU ETS bezpłatne uprawnienia EUA nie będą mogły być już przydzielane na podstawie zgłaszanej przez państwo członkowskie listy instalacji (tj. w oparciu o KPI i odnośny wykaz instalacji). W celu wyboru inwestycji, które będą finansowane z wykorzystaniem bezpłatnych uprawnień, dla projektów opiewających na kwotę inwestycji powyżej 12,5 mln euro, zainteresowane państwo jest obowiązane zorganizować procedurę przetargu konkurencyjnego (tj. aukcje na najlepsze projekty). Natomiast w przypadku inwestycji o wartości poniżej 12,5 mln euro, państwo członkowskie wybiera projekty na podstawie obiektywnych i przejrzystych kryteriów, przy czym wyniki tego wyboru są publikowane, tak aby umożliwić obywatelom przedstawienie uwag. Następnie wykaz wybranych inwestycji jest publikowany i przedkładany Komisji.

Warunki i ograniczenia dotyczące inwestycji zostały wyraźnie sformułowane w odniesieniu do inwestycji o wartości powyżej 12,5 mln euro. Celowością wykładnia znowelizowanego art. 10c dyrektywy ETS wskazuje, że dotyczą one także (*a maiori ad minus*) inwestycji poniżej 12,5 mln euro. Obydwie procedury służą wyborowi tylko takich projektów, które:

- na podstawie analizy kosztów i korzyści zapewniają korzyści netto w zakresie redukcji emisji i osiągają wcześniej ustalony znaczący poziom redukcji emisji CO₂, z uwzględnieniem wielkości projektu;
- mają charakter uzupełniający, stanowią wyraźną odpowiedź na potrzeby w zakresie wymiany i modernizacji i nie powodują rynkowego wzrostu zapotrzebowania na energię;
- oferują najlepszy stosunek wartości do ceny; oraz
- nie przyczyniają się do opłacalności finansowej bardzo wysoko-emisyjnego wytwarzania energii elektrycznej ani nie podnoszą tej opłacalności, ani nie zwiększają zależności od wysokoemisyjnych paliw kopalnych.

Przydziałów dla operatorów instalacji dokonuje się po wykazaniu, że zrealizowano inwestycję wybraną zgodnie z zasadami procedury przetargu konkurencyjnego. W przypadku, gdy inwestycja skutkuje dodatkową mocą wytwarzania energii elektrycznej, dany operator wykazuje także, że przed uruchomieniem tej dodatkowej mocy on lub inny powiązany z nim operator zlikwidował odpowiadającą liczbę bardziej emisyjnych mocy wytwarzania energii elektrycznej. Beneficjenci pomocy (tj. wytwórcy energii elektrycznej lub operatorzy sieci) składają do 28 lutego każdego roku sprawozdania z realizacji inwestycji, w tym na temat bilansu przydziału bezpłatnych uprawnień oraz poniesionych wydatków inwestycyjnych, a także rodzajów wspieranych inwestycji. Państwa członkowskie składają Komisji sprawozdania w tej sprawie, a Komisja podaje je do publicznej wiadomości.

Bezpłatne uprawnienia a pomoc państwa

Pomimo istotnych zmian w zasadach ewentualnego przydziału bezpłatnych uprawnień EUA dla sektora elektroenergetycznego w czwartym okresie rozliczeniowym EU ETS (co do zasady transparentny i konkurencyjny przetarg w miejsce listy inwestycji), zmianie nie ulega sama istota (charakter) udzielanego wsparcia, w związku z czym nie ulega żadnej wątpliwości, że mechanizm ten stanowi pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE¹⁰⁹.

109 Zob. szerzej: M. Stoczkiewicz, Bezpłatne uprawnienia do emisji gazów dla polskiej energetyki w świetle przepisów o pomocy państwa, (w:) M. Stoczkiewicz, A. Warszo-Buchanan (red.), *Derogacje od transformacji*, op. cit., s. 38-39.

Pomimo istnienia w dyrektywie ETS pewnych ograniczeń odnośnie do wyboru wspieranych projektów, środek ten należy przypisać państwu członkowskiemu. Z uwagi zarówno na ogólne postanowienia dyrektywy (zgodność z celami Porozumienia paryskiego), jak i szczegółowe przesłanki z art. 10c ust. 2 lit. c pkt IV (tj. nieprzyczynianie się do opłacalności finansowej bardzo wysokoemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej, niepodnoszenie tej opłacalności oraz niezwiększanie zależności od wysokoemisyjnych paliw kopalnych) należy uznać, że po 2020 r. do możliwości wsparcia w formie przydziału bezpłatnych uprawnień EUA nie kwalifikują się w szczególności elektrownie węglowe. W latach 2021-2030 w oparciu o art. 10c dyrektywy ETS można natomiast finansować inwestycje np. w energetykę odnawialną, gazową lub – choć wydaje się, że czysto teoretycznie – jądrową (instalacja musiałaby powstać do 2030 r.).

Co więcej, w nowej perspektywie rozliczeniowej EU ETS po raz pierwszy możemy mieć w Polsce do czynienia z sytuacją, w której sektor wytwarzania energii elektrycznej w ogóle nie będzie otrzymywał bezpłatnych uprawnień EUA (tak jak ma to już miejsce w państwach tzw. starej Unii), a nawet – że elektroenergetyka nie uzyska żadnego wsparcia w ramach ETS. Wynika to z faktu, że uprawnienia przysługujące na mocy art. 10c dyrektywy ETS można sprzedać na aukcji i wykorzystać na zasadach ogólnych, albo uprawnienia te można przenieść do funduszu modernizacyjnego, z którego można, ale nie trzeba finansować inwestycji w sektorze elektroenergetycznym. Zależy to od politycznej decyzji władz państwa członkowskiego.

W szczególności z uwagi na fakt, że już 30 czerwca br. upływa termin na publikację przez państwa członkowskie skonkretyzowanej procedury wyboru projektów oraz, w przypadku inwestycji o wartości poniżej 12,5 mln euro, konkretnego wykazu inwestycji mających być finansowanych poprzez przydział bezpłatnych uprawnień, o których mowa w art. 10c¹¹⁰, a jak dotychczas polskie władze nie opublikowały nawet wstępnych założeń w tym zakresie (dyrektywa wymaga tutaj wcześniejszego przeprowadzenia konsultacji publicznych¹¹¹), jest wysoce prawdopodobne, że po 2020 r. Polska nie będzie przydzielać bezpłatnych uprawnień instalacjom wytwarzającym energię elektryczną. Byłaby to zupełnie nowa sytuacja dla polskiego rynku energii elektrycznej.

Jeżeli do 30 czerwca którekolwiek z potencjalnych państw-beneficjentów art. 10c dyrektywy ETS przedstawi zamiar korzystania z analizowanej derogacji (tj. przedstawi ww. procedurę lub wykaz), kwestie dotyczące zasad stosowania tego przepisu powinny zostać doprecyzowane w nowych wytycznych KE¹¹².

”

W nowej perspektywie rozliczeniowej EU ETS po raz pierwszy możemy mieć w Polsce do czynienia z sytuacją, w której sektor wytwarzania energii elektrycznej w ogóle nie będzie otrzymywał bezpłatnych uprawnień EUA

4. FUNDUSZ INNOWACYJNY

Dyrektywa 2018/410 ustanawia fundusz innowacyjny¹¹³. Dyrektywa stanowi, iż odpowiednią liczbę uprawnień udostępnia się do celu wsparcia projektów:

- w dziedzinie niskoemisyjnych technologii, w tym bezpiecznego dla środowiska wychwytywania i wykorzystania dwutlenku węgla

110 Zob. odpowiednio art. 10c ust. 2 ak. 3 i 4 dyrektywy ETS.

111 Ibidem.

112 Obowiązujące wytyczne KE w zakresie nieobowiązkowego stosowania art. 10c dyrektywy 2003/87 (Dz.U. UE C 99 z 2011 r., s. 9) odnoszą się do trzeciego etapu EU ETS.

113 Dyrektywa 2018/410, art. 1 pkt 14 lit. h wprowadzający nowe brzmienie art. 10a ust. 8 dyrektywy 2003/87.

(ang. *carbon capture and utilization*, „CCU”), które znacznie przyczynia się do łagodzenia skutków zmiany klimatu, oraz produktów zastępujących produkty wysokoemisyjne;

- budowy i eksploatacji projektów dotyczących bezpiecznego dla środowiska wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla (ang. *carbon capture and storage*, „CCS”);
- w zakresie innowacyjnych technologii dotyczących energii odnawialnej; oraz
- zakresie magazynowania energii.

Jeżeli chodzi o źródła finansowania, to na fundusz ten przeznacza się:

- 325 mln uprawnień z liczby, która w przeciwnym wypadku mogłaby zostać przydzielona bezpłatnie (instalacjom innym niż wytwarzające energię elektryczną);
- 75 mln uprawnień z liczby, która w przeciwnym wypadku mogłaby być sprzedana na aukcji; oraz
- 50 mln nieprzydzielonych uprawnień z rezerwy stabilności rynkowej (zgodnie z decyzją Komisji 2010/670/UE¹¹⁴).

Odnosnie do kryteriów wyboru projektów, to wspierane inwestycje mają być rozłożone równomiernie pod względem geograficznym na terytorium Unii. Do wsparcia kwalifikują się projekty we wszystkich państwach członkowskich, w tym projekty na małą skalę. Projekty wybierane są na podstawie obiektywnych i przejrzystych kryteriów, z uwzględnieniem – w stosownych przypadkach – zakresu, w jakim przyczyniają się do redukcji emisji. Projekty muszą odznaczać się potencjałem umożliwiającym powszechne zastosowanie lub znaczne obniżenie kosztów przejścia na gospodarkę niskoemisyjną w określonych sektorach. Projekty związane z CCU skutkują korzyściami netto w zakresie redukcji emisji i zapewniają unikanie emisji CO₂ lub trwałe składowanie CO₂. Technologie otrzymujące wsparcie nie mogą być jeszcze dostępne na rynku, ale obejmują przełomowe rozwiązania i są już na tyle rozwinięte, by były gotowe do wykorzystania w projektach demonstracyjnych, w fazie przed wprowadzeniem na rynek.

W zakresie wysokości dofinansowania, wsparcie może obejmować maksymalnie 60 proc. odnośnych kosztów projektów, z czego maksymalnie 40 proc. nie musi być uzależnione od zweryfikowania unikania emisji gazów cieplarnianych, pod warunkiem że wcześniej osiągnięto ustalone cele pośrednie przy uwzględnieniu zastosowanej technologii¹¹⁵.

Fundusz innowacyjny a pomoc państwa

Fundusz innowacyjny ma stanowić kontynuację dotychczasowego, nieprzynoszącego do tej pory wymiernych rezultatów, programu NER300¹¹⁶. Niewykorzystane środki z tego funduszu zostaną dodane do funduszu innowacyjnego¹¹⁷. Zgodnie z pkt 81 wiążących wytycznych KE w sprawie pomocy państwa na

114 Decyzja Komisji z dnia 3 listopada 2010 r. ustanawiająca kryteria i środki dotyczące finansowania komercyjnych projektów demonstracyjnych mających na celu bezpieczne dla środowiska wychwytywanie i geologiczne składowanie CO₂ oraz projektów demonstracyjnych w zakresie innowacyjnych technologii energetyki odnawialnej realizowanych w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, ustanowionego dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. UE L 290 z 2010 r., s. 39, z późn. zm.).

115 Dyrektywa 2018/410, art. 1 pkt 14 lit. h wprowadzający nowe brzmienie art. 10a ust. 8 dyrektywy 2003/87.

116 Zob. KE, Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień, op. cit., s. 22.

117 Ibidem.

ochronę środowiska i cele związane z energią (tzw. wytycznych EEAG)¹¹⁸, podobnie jak w przypadku programu NER300, wsparcie z funduszu innowacyjnego nie będzie stanowić pomocy państwa¹¹⁹. Decydujące znaczenie ma tutaj fakt, że fundusz innowacyjny jest mechanizmem zarządzanym centralnie na poziomie unijnym. W przeciwieństwie do funduszu modernizacyjnego, do wsparcia z funduszu innowacyjnego kwalifikują się projekty we wszystkich państwach członkowskich UE¹²⁰.

Zasady działania funduszu innowacyjnego mają zostać uzupełnione w rozporządzeniu delegowanym KE¹²¹, którego projekt został opublikowany pod koniec lutego br.¹²² (dalej: „projekt”). Zgodnie z projektem, Komisja wdraża fundusz innowacyjny w ramach zarządzania bezpośredniego¹²³ oraz przyjmuje decyzje o przyznaniu wsparcia odnośnie do zgłoszonych projektów¹²⁴. Wsparcie takie ma być przyznawane, w szczególności, w formie dotacji¹²⁵. Rola państw członkowskich w zakresie funkcjonowania funduszu innowacyjnego jest jedynie pomocnicza¹²⁶.

Podobnie jak w przypadku funduszu modernizacyjnego, do finansowania z zasobów funduszu innowacyjnego kwalifikują się nie tylko inwestycje w sektorze energetycznym, ale także innowacyjne projekty dotyczące wielu gałęzi przemysłu¹²⁷. W zakresie energetyki, uprawnione do wsparcia mają być projekty w instalacje odnawialnych źródeł energii, magazyny energii, produkcję wodoru oraz instalacje CCS i CCU¹²⁸. Z uwagi na brak szczegółowych postanowień w tym zakresie, należy przyjąć, że do finansowania z funduszu innowacyjnego kwalifikują się także projekty CCS i CCU dotyczące instalacji stosujących stałe paliwa kopalne, w tym węgiel.

5. FUNDUSZ MODERNIZACYJNY

Drugim, obok funduszu innowacyjnego, nowym instrumentem wprowadzonym do EU ETS przez dyrektywę 2018/410 jest fundusz modernizacyjny. Uregulowany on jest w nowododanym art. 10d dyrektywy ETS. Beneficjentami funduszu modernizacyjnego są tylko państwa członkowskie, w których PKB na mieszkańca według cen rynkowych wyniósł w 2013 r. poniżej 60 proc. średniej unijnej. W tej grupie mieści się Polska. Fundusz jest ustanowiony na lata 2021-2030.

W przeciwieństwie do mechanizmu przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień na modernizację sektora energetycznego z art. 10c dyrektywy ETS, z którego skorzystanie przez uprawnione państwa członkowskie jest

118 Dz.U. UE C 200 z 2014 r., s. 1, z późn. zm.: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=pl](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=pl) (dostęp 15.04.2019).

119 Zob. KE, Impact assessment accompanying the proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments, SWD(2015) 135 final, 15 lipca 2015 r., s. 61: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/revision/docs/impact_assessment_en.pdf (dostęp 15.04.2019).

120 Zob. art. 10a ust. 8 dyrektywy ETS.

121 Ibidem.

122 C(2019) 1492 final z dnia 26 lutego 2019 r.: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=PL_COM:C\(2019\)1492&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=PL_COM:C(2019)1492&from=EN) (dostęp 15.04.2019).

123 Zob. art. 16 ust. 1 projektu.

124 Zob. art. 12 ust. 5 projektu.

125 Zob. art. 4 projektu.

126 Zob. art. 22 projektu.

127 Zob. w szczególności uzasadnienie do projektu, s. 8-11.

128 Ibidem.



fakultatywne (opcjonalne), mechanizm funduszu modernizacyjnego z nowego art. 10d dyrektywy ma charakter obligatoryjny, w tym sensie, że mechanizm ten będzie funkcjonował niezależnie od decyzji państw-beneficjentów, którym w samej dyrektywie została przyznana pewna minimalna pula środków (która może zostać powiększona o pulę uprawnień z art. 10c), odpowiadająca wartości rynkowej uprawnień do emisji. Konkretna wartość przysługujących państwom funduszy finansowych jest zależna od przyszłych cen uprawnień. Polsce przysługuje aż 43,4-proc. udział w funduszu modernizacyjnym, odpowiadający liczbie co najmniej 134 mln uprawnień¹²⁹.

Fundusz modernizacyjny jest finansowany ze sprzedaży uprawnień na aukcji (w wysokości 2 proc. całkowitej liczby uprawnień sprzedawanych na aukcji w latach 2021–2030). Dodatkowo, państwo-beneficjent może zwiększyć przysługujące mu w ramach funduszu zasoby o całość albo część przypadających temu państwu bezpłatnych uprawnień na modernizację sektora energetycznego (na podstawie art. 10c ust. 4 dyrektywy ETS) oraz, jednocześnie, całość albo część uprawnień z puli solidarnościowej¹³⁰.

Według art. 10d ust. 1 dyrektywy ETS, który określa ogólne kryteria dotyczące finansowania projektów, inwestycje wspierane z funduszu modernizacyjnego muszą być spójne z celami tej dyrektywy, spójne z celami unijnych ram polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r. oraz spójne z długoter-

129 Zob. zał. IIb do dyrektywy ETS.

130 Zob. art. 10d ust. 4 dyrektywy ETS.

minowymi celami określonymi w Porozumieniu paryskim. W konsekwencji, z funduszu modernizacyjnego, w zasadzie, nie udziela się wsparcia obiektom wytwarzającym energię przy wykorzystaniu stałych paliw kopalnych, w szczególności węgla. Szczegółowe kryteria finansowania projektów zostały zarysowane w art. 10d ust. 2 dyrektywy ETS.

Za działanie funduszu modernizacyjnego odpowiadają państwa członkowskie będące jego beneficjentami. Za zarządzanie dochodami funduszu jest natomiast odpowiedzialny Europejski Bank Inwestycyjny (dalej: „EBI”).

Fundusz modernizacyjny a pomoc państwa

Państwa członkowskie będące beneficjentami funduszu modernizacyjnego, choć dyrektywa stanowi, że to one „odpowiadają za działanie funduszu”¹³¹, nie mają pełnej swobody decyzyjnej w zakresie wydatkowania zgromadzonych w nim środków. Po pierwsze, co najmniej 70 proc. zasobów finansowych z funduszu musi zostać przeznaczonych na inwestycje w tzw. obszarach priorytetowych, do których dyrektywa ETS zalicza: odnawialne źródła energii, poprawę efektywności energetycznej (zarówno przy wytwarzaniu energii, jak i w sektorach transportu, budownictwa, rolnictwa i odpadów), magazynowanie energii, sieci elektroenergetyczne (w tym połączenia międzysystemowe) oraz ciepłownice, a także wspieranie tzw. sprawiedliwej transformacji (z ang. *just transition*), w szczególności poprzez ułatwianie przekwalifikowania pracowników w regionach uzależnionych od węgla¹³² (wskazane obszary nie zostały jeszcze szczegółowo opisane). Na pozostałe obszary może zostać przeznaczonych co najwyżej 30 proc. zasobów funduszu. Projekty z obszarów priorytetowych mogą liczyć nawet na 100-proc. dofinansowanie kosztów inwestycji, natomiast pozostałe projekty mogą uzyskać finansowanie do wysokości 70 proc.¹³³

Po drugie, niezależnie od obszaru, inwestycje wspierane z funduszu modernizacyjnego nie mogą dotyczyć obiektów wytwarzających energię ze stałych paliw kopalnych¹³⁴ (tj. węgla kamiennego, brunatnego oraz torfu), co oznacza, że z funduszu nie można finansować także projektów wychwytywania dwutlenku węgla w elektrowniach węglowych (CCS lub CCU). Tę samą uwagę można odnieść do magazynów energii, które są zintegrowane z elektrowniami węglowymi¹³⁵. Jedynym wyjątkiem w tym zakresie jest możliwość finansowania z funduszu inwestycji ciepłowniczych w Rumunii i Bułgarii¹³⁶. Do wsparcia z zasobów funduszu kwalifikują się natomiast projekty w segmentach energetyki konwencjonalnej, funkcjonujące w oparciu o inne paliwa, zarówno wśród obszarów priorytetowych (np. poprawa efektywności energetycznej w elektrowni gazowej lub transporcie zbiorowym wykorzystującym ropę), jak i nie-priorytetowych (teoretycznie z funduszu można by dofinansować budowę elektrowni jądrowej).

Po trzecie, w procedurze wyboru projektów będą uczestniczyć instytucje unijne. Procedura ta wygląda inaczej, w zależności od obszaru. W przypadku obszarów priorytetowych mamy do czynienia z oceną EBI, czy zgłoszony przez państwo członkowskie projekt mieści się w którymś z ww. obszarów. Jeżeli



Inwestycje wspierane z funduszu modernizacyjnego nie mogą dotyczyć obiektów wytwarzających energię ze stałych paliw kopalnych

131 Zob. art. 10d ust. 3 dyrektywy ETS

132 Zob. art. 10d ust. 2 dyrektywy ETS.

133 Zob. art. 10d ust. 6 ak. 2 dyrektywy ETS.

134 Zob. art. 10d ust. 1 ak. 2 dyrektywy ETS.

135 Takich jak np. planowany baterijny magazyn energii zintegrowany z jednym z bloków Elektrowni Bełchatów: <https://pgegiel.pl/Aktualnosci/pge-giek-wybuduje-w-elektrowni-belchatow-pierwszy-w-polsce-magazyn-energii-zintegrowany-z-blokiem-konwencjonalnym> (dostęp 10.05.2019).

136 Ibidem.

EBI to potwierdzi, wówczas, jak mówi dyrektywa, państwo może „podjąć decyzję” o finansowaniu inwestycji ze swojego udziału w funduszu¹³⁷. W przypadku projektów priorytetowych państwa-beneficjenci mają więc dużą swobodę w wyborze wspieranych inwestycji.

Sytuacja wygląda inaczej w przypadku obszarów niepriorytetowych, gdzie zgłoszone przez państwo projekty najpierw ocenia specjalny, powołany na mocy dyrektywy ETS, komitet inwestycyjny (składający się z przedstawicieli wszystkich państw-beneficjentów, trzech przedstawicieli pozostałych państw członkowskich oraz przedstawiciela EBI, a także KE, przy czym komitetowi przewodniczy przedstawiciel Komisji¹³⁸). Komitet wydaje „zalecenie” co do finansowania inwestycji, które może, w szczególności, obejmować sugestie dotyczące odpowiednich instrumentów finansowania¹³⁹. Jeżeli zalecenie nie zostanie przyjęte w drodze konsensusu, komitet przyjmuje decyzję w drodze głosowania, przy czym dalszy sposób procedowania zależy od stanowiska przedstawiciela EBI. Jeżeli rekomendacja EBI jest pozytywna, komitet przyjmuje zalecenie zwykłą większością głosów, jeżeli nie – to większością dwóch trzecich głosów (w głosowaniu nie biorą wówczas udziału przedstawiciele kraju zgłaszającego projekt oraz EBI)¹⁴⁰.

Wreszcie, niezależnie od obszaru, EBI przekazuje dochody państwom członkowskim dopiero na mocy decyzji o wypłacie, podejmowanych przez KE¹⁴¹.

Za nadzór nad wdrażaniem wybranych projektów jest zawsze odpowiedzialne zgłaszające je państwo członkowskie. Państwa-beneficjenci mają tutaj sporą elastyczność w zakresie zasad dystrybuowania będących w ich dyspozycji środków, mogą bowiem stworzyć dedykowany lub dedykowane programy wsparcia, dofinansować z funduszu modernizacyjnego inne, istniejące już programy pomocowe i to w oparciu o nie przyznawać środki, lub współfinansować wybrane projekty częściowo z zasobów funduszu, a częściowo z wykorzystaniem innych, istniejących programów.

Taka konstrukcja funduszu modernizacyjnego rodzi pytanie o charakter prawny nowego mechanizmu finansowania, w szczególności w kontekście prawa o pomocy państwa. Na pierwszy rzut oka wsparcie z funduszu zdaje się spełniać wszystkie przesłanki z art. 107 ust. 1 TFUE, determinującego, czy dany środek stanowi pomoc państwa albo nie. Przepis ten był jednak wielokrotnie przedmiotem interpretacji KE oraz TSUE, które w swoim orzecznictwie podkreślały w szczególności, że decydujący charakter w kontekście uznania środka za pomoc publiczną ma istnienie swobody państwa w wydatkowaniu środków¹⁴². W przypadku funduszu modernizacyjnego taką ocenę komplikuje fakt, że w ramach jednego mechanizmu mamy do czynienia z dwoma różnymi procedurami zatwierdzania projektów, w zależności od obszaru (priorytetowy/niepriorytetowy).

W przypadku projektów priorytetowych, ingerencja instytucji ponadnarodowych w swobodę decyzyjną państw-beneficjentów jest stosunkowo niewielka – EBI potwierdza jedynie, że zgłoszone przedsięwzięcie inwestycyjne

137 Zob. art. 10d ust. 6 dyrektywy ETS.

138 Zob. art. 10d ust. 5 dyrektywy ETS.

139 Zob. art. 10d ust. 6 ak. 2 dyrektywy ETS.

140 Zob. art. 10d ust. 7 dyrektywy ETS.

141 Zob. art. 10d ust. 3 dyrektywy ETS.

142 Zob. w szczególności: Zawiadomienie Komisji w sprawie pojęcia pomocy państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE (Dz.U. UE C 262 z 2016 r., s. 1): [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016XC0719\(05\)&from=PL](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016XC0719(05)&from=PL) (dostęp 10.05.2019), pkt 3.2.2 na s. 13-14 oraz przywołane tam orzecznictwo. Zob. także szerzej w: M. Stoczek, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych w prawie Unii Europejskiej*, Warszawa 2011, s. 87-172 oraz przywołane tam orzecznictwo.

mieści się w ramach wyznaczonych przez dyrektywę ETS (brak sprzeciwu). Natomiast w przypadku pozostałych projektów mamy do czynienia z wydawaniem sformalizowanego zalecenia, bez którego zaproponowana inwestycja nie może uzyskać dofinansowania. Pomimo istnienia dwóch ścieżek proceduralnych, w kontekście pomocy państwa mechanizm funduszu modernizacyjnego powinien być jednak oceniany jako jeden środek, zwłaszcza że kontrolę nad wszystkimi inwestycjami będzie miał EBI. Co więcej, wypłatę środków państwu członkowskiemu każdorazowo zatwierdza KE.

W związku z powyższym, w naszej ocenie fundusz modernizacyjny nie stanowi pomocy państwa w ścisłym znaczeniu, tj. w rozumieniu TFUE. Warto przy tym zaznaczyć, że w ocenie skutków regulacji do projektu ostatniej nowelizacji dyrektywy ETS do przeciwnego wniosku doszła Komisja Europejska, przedstawiając, że, co do zasady, wsparcie udzielane przez państwa-beneficjentów powinno podlegać notyfikacji oraz kontroli KE¹⁴³. Jest to niewątpliwie przypadek graniczny spełnienia jednej z przesłanek wynikających z art. 107 ust. 1 TFUE, a mianowicie – przyznawania pomocy „przez państwo członkowskie lub przy użyciu zasobów państwowych” (przy czym z orzecznictwa TSUE wynika, że obydwie te przesłanki muszą być spełnione łącznie)¹⁴⁴.

Rodzi to oczywiście wątpliwości prawne, związane np. z zasadami kumulacji wsparcia przyznawanego z funduszu modernizacyjnego z innymi środkami, w szczególności stanowiącymi pomoc państwa. Ponadto, fundusz modernizacyjny można zasilić środkami pochodzącymi z innych puli uprawnień, w szczególności objętymi art. 10c dyrektywy ETS, które to środki stanowiłyby pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE (taki zabieg jest zresztą wygodny dla władz państw-beneficjentów, bo nie trzeba wówczas tworzyć dodatkowej procedury aukcyjnej, wymaganej przez zmieniony art. 10c). Taki transfer środków powoduje zatem niejako, że potencjalna pomoc państwa nagle przestaje być taką pomocą, pomimo że z funduszu modernizacyjnego można sfinansować dokładnie tę samą inwestycję (np. farmę wiatrową na morzu), a udzielone wsparcie będzie miało dokładnie taki sam wpływ na zakłócanie konkurencji na rynku wewnętrznym UE, co w przypadku, gdyby inwestycja została sfinansowana poprzez przydział bezpłatnych uprawnień z art. 10c.

Szczegółowe zasady dotyczące funkcjonowania funduszu modernizacyjnego mają zostać ustalone dopiero w akcie wykonawczym Komisji¹⁴⁵, którego wydanie jest przewidywane na 2020 r.¹⁴⁶ Akt ten powinien adresować podniesione powyżej wątpliwości. Niezależnie od powyższego, proponując określony sposób wydatkowania środków z funduszu modernizacyjnego, czy to poprzez dotacje na konkretne, duże projekty, czy decydując się na tworzenie programów dofinansowujących rozproszone inwestycje, w celu uzyskania pewności prawnej polskie władze powinny notyfikować zasady gospodarowania środkami z funduszu Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji Komisji Europejskiej (KE dysponuje wyłączną kompetencją w zakresie pomocy państwa).

”

W naszej ocenie fundusz modernizacyjny nie stanowi pomocy państwa w ścisłym znaczeniu, tj. w rozumieniu TFUE

143 Zob. KE, Impact assessment, op. cit., s. 79-80.

144 Innymi słowy, pomoc musi być jednocześnie przyznawana z zasobów państwowych i móc być przypisana państwu członkowskiemu. Zob. M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa, op. cit.

145 Zob. art. 10d ust. 12 dyrektywy ETS.

146 Zob. KE, Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień, op. cit., s. 57.

6. IMPLEMENTACJA NOWELIZACJI DYREKTYWY ETS

Choć wsparcie w ramach zmienionych mechanizmów derogacyjnych będzie dystrybuowane dopiero po 2020 r., państwa-beneficjenci już teraz muszą podjąć decyzję w zakresie zasad jego przyznawania.

W szczególności, do 30 czerwca 2019 r. każde państwo członkowskie zamierzające skorzystać z fakultatywnego przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień na modernizację sektora energetycznego musi opublikować szczegółowe krajowe ramy określające procedurę przetargu konkurencyjnego¹⁴⁷. Ten sam termin dotyczy ustanowienia, publikacji i przedstawienia KE wykazu inwestycji o wartości poniżej 12,5 mln euro, które mają być wspierane z wykorzystaniem bezpłatnych uprawnień, a które nie zostaną wybrane w drodze procedury przetargu konkurencyjnego¹⁴⁸.

Ponadto, do 30 września 2019 r. dane państwo członkowskie ma poinformować Komisję, czy ma zamiar wykorzystać bezpłatne uprawnienia z art. 10c (w całości lub w części) na wsparcie inwestycji w ramach funduszu modernizacyjnego (tj. przekierować środki), zwiększając tym samym zasoby funduszu rozdzielone do tego państwa członkowskiego¹⁴⁹. W tym samym terminie można także zdecydować o zasileniu funduszu modernizacyjnego całością lub częścią liczby uprawnień przysługujących w ramach puli solidarnościowej¹⁵⁰. Alternatywnie, część uprawnień z puli solidarnościowej można także przenieść do mechanizmu z art. 10c i przydzielić bezpłatnie instalacjom wytwarzającym energię elektryczną.

W przypadku braku decyzji w ww. terminach, przysługujące państwom-beneficjentom uprawnienia będą mogły być już jedynie sprzedane na aukcji, na zasadach ogólnych (co do zasady środki trafiają tutaj do budżetu państwa).

Niebawem upływa też termin na transpozycję postanowień ostatniej nowelizacji dyrektywy ETS (dyrektywy 2018/410) – państwa członkowskie mają na to czas do 9 października 2019 r.¹⁵¹

”

Choć wsparcie w ramach zmienionych mechanizmów derogacyjnych będzie dystrybuowane dopiero po 2020 r., państwa-beneficjenci już teraz muszą podjąć decyzję w zakresie zasad jego przyznawania

147 Zob. art. 10c ust. 2 ak. 3 dyrektywy ETS.

148 Zob. art. 10c ust. 2 ak. 4 dyrektywy ETS.

149 Zob. art. 10d ust. 4 dyrektywy ETS.

150 Ibidem.

151 Zob. art. 3 ust. 1 dyrektywy 2018/410.



III. WNIOSKI Z ANALIZY PRAWNEJ

- Końcowy etap obecnego okresu rozliczeniowego w ramach systemu EU ETS – m.in. problemy z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego, niewypełnianie postanowień decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej przydział bezpłatnych uprawnień dla elektroenergetyki, czy przyjęta pod koniec 2018 r. tzw. ustawa o cenach energii – pokazuje, że Polska wykorzystuje przysługujące jej mechanizmy derogacyjne w sposób nieprzemyślany i krótkowzroczny. Podejmowane przez polskie władze próby osłabienia EU ETS, takie jak skarga na decyzję w sprawie rezerwy stabilności rynkowej oraz wnioski dotyczący interwencji KE na rynku uprawnień do emisji, okazują się nieskuteczne. Wzmacnianie EU ETS następuje i może następować niezależnie od stanowiska krajowych decydentów.
- Zmiany w systemie EU ETS, które zostały dokonane po przyjęciu Porozumienia paryskiego zaostrzają sygnał cenowy na rynku uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, a co za tym idzie – zwiększają presję na redukcję emisji z instalacji objętych EU ETS. Zmiany te mają na celu ochronę klimatu i są motywowane koniecznością bardziej progresywnej dekarbonizacji unijnej gospodarki.

- Zmienione ramy prawne systemu EU ETS są szczególnie niekorzystne dla wysokoemisyjnych elektrowni węglowych, co stanowi szansę na bardziej dalekowzroczne gospodarowanie funduszami z ETS po 2020 r. W ramach nowego kształtu mechanizmów derogacyjnych nie jest już możliwe finansowanie inwestycji w instalacje wytwarzania energii elektrycznej ze stałych paliw kopalnych. W przypadku funduszu modernizacyjnego, mając na uwadze literalne brzmienie znowelizowanej dyrektywy ETS, wykluczone jest nawet wspieranie projektów wychwytywania dwutlenku węgla (CCS/CCU) lub magazynów energii funkcjonujących przy blokach opalanych węglem.
- Przysługujące Polsce na lata 2021-2030 systemy wsparcia w ramach EU ETS – bezpłatne uprawnienia dla elektroenergetyki, fundusz modernizacyjny, pula solidarnościowa i fundusz innowacyjny – przewidują dużą elastyczność w zakresie przenoszenia środków pomiędzy poszczególnymi mechanizmami oraz wydatkowania funduszy. Wsparcie nie musi być kierowane do sektora wytwarzania energii elektrycznej. Kluczowe decyzje w tym zakresie trzeba podjąć jeszcze w 2019 r.
- Ewentualna kontynuacja przydziału bezpłatnych uprawnień będzie stanowić pomoc państwa i wymaga zatwierdzenia przez Komisję Europejską. Pomocy państwa nie stanowi natomiast wsparcie z funduszu innowacyjnego. Fundusz modernizacyjny jest przypadkiem granicznym – w ocenie autorów nie stanowi on pomocy państwa w rozumieniu Traktatu o funkcjonowaniu UE, z uwagi na charakter zaangażowania w proces decyzyjny instytucji ponadnarodowych. W celu uzyskania pewności prawnej władze powinny jednak notyfikować KE proponowane zasady wykorzystania środków z mechanizmów derogacyjnych.



IV. ANALIZA EKONOMICZNA EFEKTYWNYCH SPOSOBÓW WYDATKOWANIA ŚRODKÓW PRZYSŁUGUJĄCYCH POLSCE NA PODSTAWIE DEROGACJI W IV FAZIE EU ETS

1. SYSTEM EU ETS W IV FAZIE

Czwarta faza systemu EU ETS skonstruowana została w oparciu o odmienne zasady, niż miało to miejsce w dotychczasowych modelach jego funkcjonowania. Pozostawia się w nim swobodę państw do dysponowania częścią środków, ale wprowadza się również mechanizmy o charakterze celowym. W ramach czwartej fazy EU ETS przewidziane są instrumenty finansowania niskoemisyjnej transformacji oraz derogacje (odstępstwa) od tych obciążeń. Doświadczenia z ostatnich lat wskazują na potrzebę zmian w krajowym systemie dystrybucji środków EU ETS.

Głównym celem wydatkowania funduszy z EU ETS jest modernizacja i obniżanie emisyjności systemów energetycznych państw członkowskich, co może być realizowane za pomocą środków zarówno nieregularnych¹⁵² jak i statycznych mechanizmów. Nie należy jednak tracić z horyzontu kluczowego celu istnienia całego systemu EU ETS, tj. ograniczania emisji CO₂ w skali całej gospodarki, w tym również w sektorach na dzień dzisiejszy nieobjętych systemem EU ETS.

Zanim zaproponujemy strukturalny podział sposobu wydatkowania środków, przybliżymy istniejące w ramach EU ETS mechanizmy.

Kraje, w których PKB per capita w 2013 r. wynosił poniżej 60 proc. średniej UE (do grona których zalicza się m.in. Polska), kwalifikują się do derogacji od zasad zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień (w szczególności brak przydziału bezpłatnych uprawnień dla sektora energetycznego). Zgodnie z art. 10c dyrektywy 2003/87/WE, państwa członkowskie mogą przydzielić przejściowe, bezpłatne uprawnienia do emisji instalacjom wytwarzającym energię elektryczną w celu wsparcia „modernizacji, dywersyfikacji i zrównoważonej transformacji”. Fundusze derogacyjne wygasną z dniem 31 grudnia 2030 r., a uprawnienia na mocy art. 10c dyrektywy zostaną odjęte od całkowitej liczby uprawnień krajowych. W przypadku projektów o wydatkach kapitałowych powyżej 12,5 mln EUR państwa członkowskie muszą zorganizować aukcje. Ramy aukcji konkurencyjnych muszą zostać opublikowane do dnia 30 czerwca 2019 r.

- **Fundusz modernizacyjny (nieregularny)**

W zmienionej dyrektywie EU ETS¹⁵³ wprowadzony został fundusz modernizacyjny, dostępny dla państw członkowskich o PKB per capita w 2013 niższym niż 60 proc. średniej UE. Fundusz ma na celu wspieranie inwestycji w modernizację i poprawę efektywności systemów energetycznych, w tym tych małoskalowych. Fundusz w szczególności ma na celu pomoc regionom zależnym od węgla. Kontrolę nad inwestycjami ma stanowić Europejski Bank Inwestycyjny (EBI).

- **Fundusz solidarnościowy (nieregularny)**

Fundusz solidarnościowy jest przewidziany dla państw członkowskich, których PKB per capita nie przekraczało 90 proc. średniej UE w 2013 r. W jego ramach państwa są uprawnione do wykorzystania środków ze sprzedaży 10 proc. uprawnień z aukcji po 2021 r. Pozostała część uprawnień zostanie rozdzielona pomiędzy wszystkie państwa członkowskie w ramach regularnego EU ETS, w oparciu o proporcjonalnie zweryfikowane emisje. Państwa członkowskie mogą przenieść pulę uprawnień solidarnościowych do puli darmowych uprawnień przewidzianych w ramach art. 10c lub funduszu modernizacyjnego. Warunkiem koniecznym od tego jest poinformowanie przed dniem 30 września 2019 r. Komisji Europejskiej przez państwo członkowskie o zamiarach wykorzystania tych funduszy.

- **Fundusz innowacyjny (nieregularny)**

Fundusz, będący przedłużeniem programu NER300, ma na celu wspieranie innowacji w zakresie technologii i procesów niskoemi-

152 Pod pojęciem funduszy nieregularnych rozumiemy środki, które nie są standardowymi mechanizmami przewidzianymi w ramach systemu EU ETS.

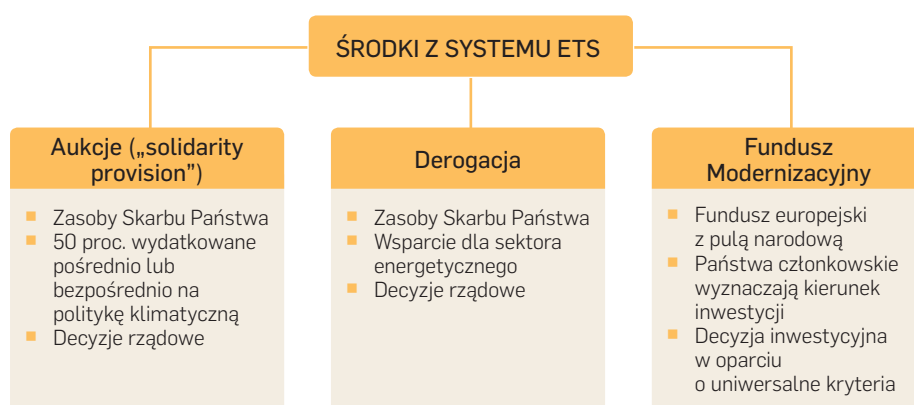
153 Dyrektywa 2018/410 zmieniająca dyrektywę 2003/87.

syjnych i jest dostępny dla wszystkich krajów członkowskich. Środki dostępne w ramach tego funduszu szacuje się na ponad 450 mln uprawnień.

W przeszłości polski rząd wykorzystywał wiele z opcji finansowania niskoemisyjnego dostępnego na poziomie europejskim do wspierania konwencjonalnego, węglowego sektora wytwarzania, petryfikując gospodarkę oraz państwowe koncerny energetyczne w wysokoemisyjnych technologiach na wiele lat w przód, między innymi w ramach przydziału darmowych uprawnień zgodnie z art. 10c¹⁵⁴. Po reformach, w IV fazie, system ETS został oparty o znacznie bardziej restrykcyjne i silnie powiązane z mechanizmami rynkowymi zasady, które mogą utrudnić taki sposób wykorzystywania środków. W tym kontekście, należy na nowo rozważyć w jaki sposób wykorzystać środki z wyżej wymienionych funduszy.

Biorąc pod uwagę powyższe widzimy następujące filary zarządzania dochodami z EU ETS w Polsce. Na uboczu pozostawiamy tzw. fundusz innowacyjny, z uwagi na jego relatywnie niewielkie znaczenie.

Grafika 1. Główne filary wsparcia w IV fazie EU ETS



Źródło: opracowanie własne

Środki z systemu EU ETS mogą być rozdysponowane zasadniczo w trzech głównych pionach.

System aukcyjny nie różni się zasadniczo od systemu funkcjonującego w trzecim etapie. Środki finansowe stanowią przychody Skarbu Państwa, a ich rozdysponowanie będzie decyzją państwa.

Środki z derogacji z art. 10c dyrektywy 2003/87 na wsparcie dla sektora energetycznego mogą wspierać sektor energetyczny, ale mogą również w całości lub części zostać przeznaczone na fundusz modernizacyjny. Ten ostatni stanowi instytucję europejską, w której każdemu z państw członkowskich przysługuje pula środków do wykorzystania na projekty modernizacyjne, które oceniane będą na podstawie spójnych na poziomie unijnym kryteriów przez przedstawicieli państw członkowskich i instytucji unijnych w ramach określonych procedur. Państwa członkowskie proponują kierunek inwestycji, ale decyzja o przyznaniu środków jest podejmowana przez szersze gremium. Środki

”

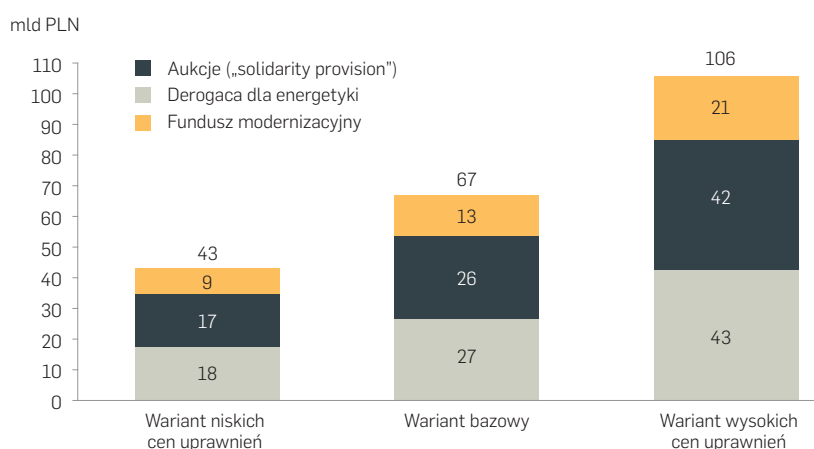
System aukcyjny w swoim obecnym kształcie okazał się niewłaściwy, jeżeli oceniać go przez pryzmat celu, jakim jest osiągnięcie zmniejszenia emisji CO₂

154 Zob. <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2016-06-10-derogacje-od-transformacji-ce-pl.pdf> (dostęp 18.04.2019).

z funduszu modernizacyjnego mogą pokryć do 100 proc. nakładów inwestycyjnych. Wielkość środków w opisanych wsparciach uzależniona jest od ceny uprawnień na rynku.

Zależnie od przyjętej prognozy cen uprawnień do emisji CO₂ minimalne wpływy z reformy ETS przedstawiają się jak na grafice 2. Środki ze sprzedaży w aukcjach („solidarity provision”) w wariantie niskim wyniosą 17,1 mld zł, w wariantie wysokim 26,6 mld zł. Analogicznie wartość środków z derogacji szacujemy na 17,6 mld zł w wariantie niskim i 43,1 mld zł w wariantie wysokich cen uprawnień. Wielkości te dla funduszu modernizacyjnego wynoszą odpowiednio od 8,6 mld zł do 21,1 mld zł.

Grafika 2. Prognozowane środki z reformy EU ETS dla Polski w latach 2021-2030¹⁵⁵



Źródło: opracowanie własne na podstawie prognoz Aurora Energy Research

W maksymalnym scenariuszu i po uwzględnieniu elastyczności pula środków może wzrosnąć do 45,6 mld zł w wariantie niskich cen uprawnień, 70,3 mld zł w wariantie bazowym i 111,5 mld zł w wariantie wysokich cen uprawnień¹⁵⁶.

System aukcyjny w swoim obecnym kształcie okazał się niewłaściwy, jeżeli oceniać go przez pryzmat celu, jakim jest osiągnięcie zmniejszenia emisji CO₂. Zasilając budżet państwa, stanowił on środki na pokrycie innych niż środowiskowe potrzeb państwa. Proponując model wydatkowania dochodów z aukcji w IV fazie EU ETS, właściwym rozwiązaniem wydaje się stworzenie dedykowanego funduszu krajowego, który umożliwi finansowanie wielkoskalowych projektów o znaczeniu krajowym niezbędnych do właściwej transformacji energetycznej. Fundusz powinien obejmować maksymalną pulę środków, co pozwoli na wydatkowanie ich na cele transformacji energetycznej. Do inwestycji o kluczowym znaczeniu należą w szczególności inwestycje w sieci energetyczne, które, wszakże nie mają bezpośredniego przełożenia na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, ale stanowią szkielet Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, który warunkuje możliwość zmiany charakterystyki zainstalowanych źródeł, w szczególności zmiennych źródeł energii odnawialnej.

¹⁵⁵ Źródło liczby uprawnień: CEEP, Funding mechanisms in the fourth phase of the EU ETS.

¹⁵⁶ Szacunki dla łącznej liczby przydzielonych emisji w wolumenie 724,37 mln.

Przeznaczenie środków z puli derogacji z art. 10c dyrektywy 2003/87 na bezpośrednie wsparcie dla energetyki wydaje się nieuzasadnione w kształcie, w jakim beneficjenci nie są realnie zobowiązani do podejmowania działań na rzecz poprawy klimatu. W związku z istnieniem znacznej puli dysponowanej bezpośrednio przez państwo i potencjalnie utworzeniem celowego funduszu krajowego finansującego działania krajowe na rzecz poprawy klimatu właściwe jest przesunięcie środków z derogacji z art. 10c dyrektywy 2003/87, pozostałych uprawnień do emisji CO₂ z III fazy EU ETS oraz całości funduszu solidarnościowego do funduszu modernizacyjnego. Przemawia za tym co najmniej kilka czynników:

- środki funduszu modernizacyjnego dostępne są również na potrzeby polskich podmiotów energetycznych;
- zaakceptowane projekty finansowane są w 100 proc.;
- ocena dokonywana jest w oparciu o jednolite kryteria, a procedura wydaje się być bardziej uproszczona.

Przyczyni się to, naszym zdaniem, do wykorzystania środków z EU ETS na projekty wzmacniające ograniczenie emisji CO₂ w całej gospodarce w sposób bardziej efektywny, ale też w ramach przyjaznych dla przedsiębiorstw procedur. Fundusz modernizacyjny powinien służyć jako źródło finansowania działań o charakterze innowacyjnym w polskiej gospodarce.

2. ANALIZA OBECNEGO SYSTEMU GOSPODAROWANIA FUNDUSZAMI Z EU ETS

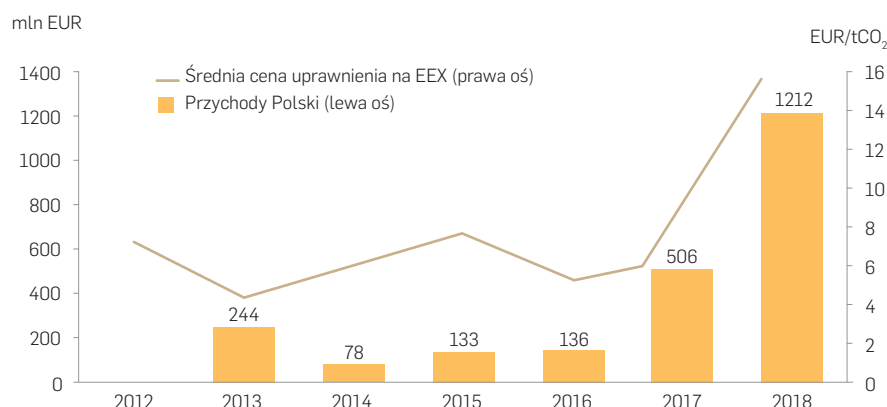
Zaproponowanie przez nas modelu lepszego nakierowania wydatkowania funduszy z EU ETS poprzedzimy krytyczną analizą obecnego systemu gospodarowania środkami lub aktywami związanymi z mechanizmami derogacyjnymi, w tym ocenimy efektywność wydatkowania środków, w szczególności poprzez analizę zmniejszenia emisyjności w odniesieniu do uzyskanych korzyści z derogacji.

System EU ETS funkcjonuje od 14 lat. Obecnie trwa III etap EU ETS, który rozpoczął się pierwszego stycznia 2013 r. i będzie trwał do końca 2020 r. Narzędziem wsparcia dla Polski stał się przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂, w tym uprawnień dla sektora energetycznego. Wysoka podaż uprawnień doprowadziła do spadku ich cen znacznie poniżej oczekiwań twórców systemu, skutkując zmniejszeniem skali finansowania.

Poniżej zaprezentowano przychody budżetu państwa z aukcji na EEX w latach 2013-2018¹⁵⁷ oraz średnie ceny uprawnień do emisji w latach 2012-2018. W roku poprzedzającym rozpoczęcie trzeciej fazy średnia cena uprawnienia wynosiła 7,24 EUR/tCO₂ by w kolejnym roku spaść do 4,38 EUR/tCO₂.

157 Średnia arytmetyczna cena.

Grafika 3. Średnie ceny uprawnień i przychody Skarbu Państwa z aukcji na EEX



Źródło: EEX

Suma przychodów Skarbu Państwa ze sprzedaży uprawnień na aukcjach w 2018 r. przewyższała łączne przychody w latach 2012-2017. Wprowadzając system umożliwiający generowanie przychodów Skarbu Państwa przy jednoczesnym wsparciu wysokoemisyjnej energetyki darmowymi uprawnieniami do emisji CO₂, unijni decydenci nie wymogli dotychczas na państwach oczekiwanej środowiskowo skali działań ograniczających emisję CO₂ oraz emisję innych substancji do atmosfery.

Spadek cen uprawnień do emisji CO₂ przyczynił się do opóźnienia ich sprzedaży w oczekiwaniu na wyższy przychód. Przed rozpoczęciem trzeciej fazy szacowano wpływy w okresie 2013-2020 na 28,5 mld zł. Tymczasem do końca 2018 r. wyniosły one ok. 9,8 mld zł.¹⁵⁸ Opóźnienia w realizacji sprzedaży skutkują blokadą środków na ewentualne działania prośrodowiskowe, w tym finansowanie programów ograniczających emisję CO₂ do atmosfery.

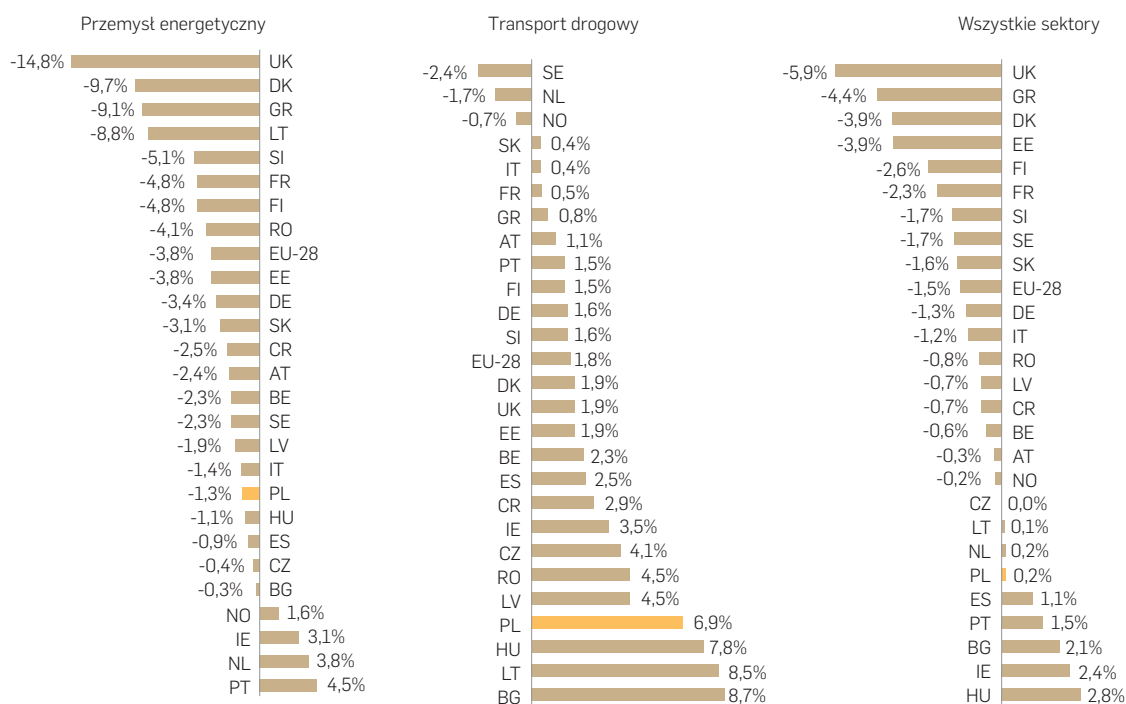
Wyniki ograniczenia emisji CO₂ do atmosfery w Polsce były znacznie niższe niż w wielu państwach uzyskujących znacznie mniejsze wsparcie z systemu EU ETS. W latach 2013-2016 w przemyśle energetycznym w Polsce średni roczny spadek emisji wyniósł zaledwie 1,3 proc., podczas gdy w całej Unii Europejskiej wyniósł on 3,8 proc. W transporcie drogowym emisje CO₂ przyrastały w tym okresie o 6,9 proc. rocznie, kiedy średnia dla UE wyniosła 1,8 proc. Ogólnie, we wszystkich sektorach, w Polsce odnotowano wzrost emisji o 0,2 proc. W tym samym czasie spadł on w Unii Europejskiej o 1,5 proc.

”

Suma przychodów Skarbu Państwa ze sprzedaży uprawnień na aukcjach w 2018 r. przewyższała łączne przychody w latach 2012-2017

158 Przeliczone po średniorocznym kursie roku 2018.

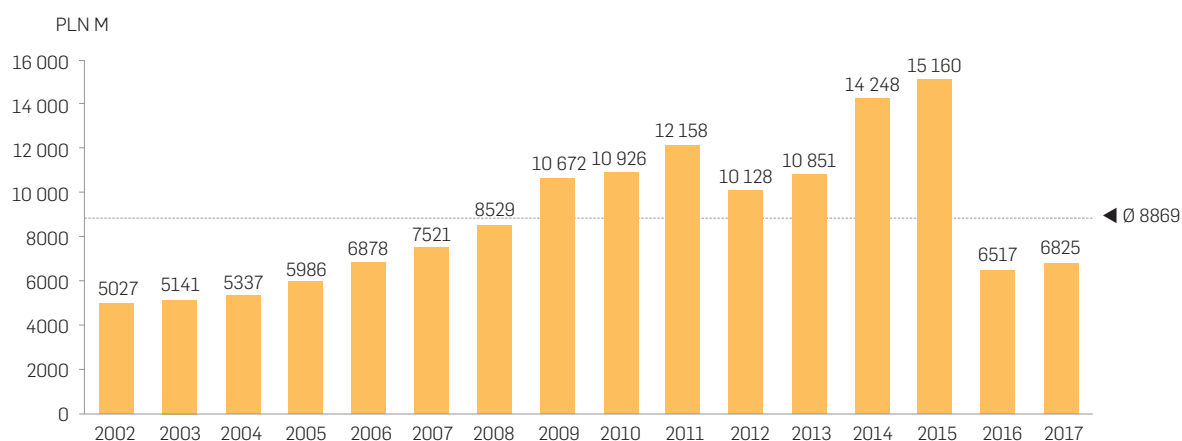
Grafika 4. Średnioroczne zmiany emisji dwutlenku węgla w okresie 2013-2016



Źródło: Eurostat

W okresie 3-go etapu ETS skala inwestycji w projekty środowiskowe zmieniała się dynamicznie. O ile pierwsze lata (2013-2015) odznaczały się znacznym wzrostem inwestycji, a środki wydane w 2015 r. były najwyższymi w historii, o tyle w latach 2016 i 2017 odnotowano spadek finansowania znacznie poniżej średniej z okresu 2002-2017¹⁵⁹.

Grafika 5. Nakłady na środki trwałe służące ochronie środowiska i gospodarce wodnej w Polsce¹⁶⁰



Źródło: GUS

159 Prezentowany na grafice 5 wskaźnik nakładów na środki trwałe służące ochronie środowiska i gospodarki wodnej w Polsce nie odnosi się bezpośrednio do środków pozyskanych z ETS, ale wskazuje na trendy w skali finansowania.

160 Definicja: Opłacone w roku sprawozdawczym nakłady na nabycie (w cenie nabycia), wytworzenie (po kosztach wytworzenia), leasing finansowy, spłata zobowiązań z lat ubiegłych lub przedpłaty (zaliczki) na wartości niematerialne i prawne, rzeczowe aktywa trwałe, nieruchomości, aktywa finansowe i inne wydatki inwestycyjne, których celem jest uzyskanie efektów ochronnych lub efektów w gospodarce wodnej.

System EU ETS w opisywanym okresie nie przyniósł pożądanych efektów. Nie uzyskano w Polsce redukcji emisji dwutlenku węgla, a inwestycje w projekty środowiskowe nie były prowadzone w skali wyższej niż w poprzednich latach. Państwo, realizując swój cel budżetowy, nie sprzedawało uprawnień. To przełożyło się na brak finansowania projektów. System rozdziału bezpłatnych uprawnień w sektorze energetycznym doprowadził w okresie 2013-2016 do redukcji emisji o 1,3 proc. rocznie przy łącznym wolumenie uprawnień 194 Mt CO₂. Odnosząc się do wielkości emisji w 2016 r. i 2013 r. oraz do przydzielonych uprawnień, redukcja o 1 tonę CO₂ kosztowała system 28,95 darmowego uprawnienia¹⁶¹. Przy uwzględnieniu cen uprawnień do emisji CO₂ we wskazanym okresie koszt wyniósł 167 EUR. Brak transparentności w obszarze kryteriów decyzyjnych dotyczących poniesionego nakładu w stosunku do pożądanej redukcji emisji nie pozwala na przeprowadzenie oceny zasadności doboru projektów z sektora energetycznego. Należy również zaznaczyć, że emisje w sektorze energetycznym w 2017 r. wzrosły w porównaniu do 2016 r. o 0,4 proc.

W kontekście doświadczeń obecnego etapu należałoby przyjrzeć się pomysłowi zasugerowanemu przez Ministra Energii. Komentując kolejną transzę aukcji Minister Krzysztof Tchórzewski zaproponował stworzenie celowego funduszu jako instytucji służącej modernizacji polskiej energetyki, ale również kompensującego zagrożenia związane z utratą konkurencyjności¹⁶². Koncepcja funduszu celowego hamującego wypływ środków z ETS poza finansowanie inwestycji środowiskowych jest koncepcją znaną innym krajom i rekomendowaną przez nas również w Polsce.

”

Brak transparentności w obszarze kryteriów decyzyjnych dotyczących poniesionego nakładu w stosunku do pożądanej redukcji emisji nie pozwala na przeprowadzenie oceny zasadności doboru projektów z sektora energetycznego

2.1. WSKAŹNIKI OCENY WYDATKOWANIA

Niezależnie od modelu instytucjonalnego wydatkowania funduszy z IV fazy EU ETS w Polsce, o czym była mowa powyżej, kluczowe jest znalezienie takich kierunków wydatkowania, aby były one najbardziej efektywne. W tym celu proponujemy zastosowanie wskaźników oceny wydatkowania opartych na kilku przesłankach, tj.: komplementarności z systemem EU ETS, efektywności kosztowej redukcji CO₂, bezpośredniej skuteczności oraz efekcie dźwigni.

2.1.1. KOMPLEMENTARNOŚĆ Z SYSTEMEM EU ETS

Finansowanie redukcji emisji CO₂ w sektorach już objętych systemem EU ETS będzie prawdopodobnie nieefektywne, ponieważ zmniejsza zapotrzebowanie na certyfikaty w ramach EU ETS, co z kolei obniży ceny certyfikatów (tzw. *waterbed effect*), a tym samym zmniejsza presję na redukcję emisji dla innych uczestników systemu.

Dyskusja na temat tego zjawiska toczy się między innymi w Niemczech. Powołana Komisja Węglowa przygotowała raport końcowy, zgodnie z którym proponowane jest odejście od wykorzystania węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej. Rekomendacją Komisji jest, aby pewna liczba certyfikatów z puli przewidzianych do sprzedaży w drodze aukcji, która to liczba odpowiada ograniczonej poprzez wcześniej zamykane elektrownie węglowe emisji została umorzona, aby nie prowadzić do zbyt niskich cen uprawnień do emisji CO₂¹⁶³. Aby zmaksymalizować efektywność działania systemu ETS, dodatkowe fun-

161 Na podstawie raportu KOBiZE.

162 Zob. <https://wysokienapiecie.pl/11472-budzet-zarobi-na-co2-na-co-pojda/> (dostęp 18.04.2019).

163 Zob. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (dostęp 18.04.2019).

duże powinny zostać skierowane do sektorów, które nie będą wpływały na ceny certyfikatów a pozwolą zaadresować problemy które przy pomocy systemu ETS nie są zaadresowane. Środki wykorzystane w sposób komplementarny to takie, które zapobiegają wyżej opisanemu efektowi „ucieczki” poprzez skierowanie ich do sektorów, które obecnie nie są objęte systemem EU ETS.

2.1.2. EFEKTYWNOŚĆ KOSZTOWA REDUKCJI CO₂

Krańcowe koszty redukcji CO₂ odzwierciedlają koszty związane z redukcją (kolejnej, dodatkowej jednostki) emisji CO₂. Krzywe krańcowych kosztów redukcji (MACC) są od dawna stosowane w polityce klimatycznej, ponieważ pozwalają na uproszczenie złożonego związku pomiędzy efektami w postaci redukcji emisji a krańcowymi kosztami redukcji jednej jednostki emisji i przedstawienie go w zrozumiałej postaci.

Metody o dodatnim koszcie redukcji emisji to takie, które wiążą się z wydaniem funduszy w długim terminie w zamian za redukcje emisji. Z drugiej strony, projekty o ujemnym koszcie redukcji emisji to takie, które w długiej perspektywie poza redukcjami przynoszą również korzyści ekonomiczne (np. z poprawy efektywności).

Krańcowe koszty redukcji emisji stanowią wskaźnik, który pomoże określić najbardziej efektywną kosztowo ścieżkę redukcji emisji, dzięki ilościowej ocenie poszczególnych metod efektywności redukcji.

2.1.3. BEZPOŚREDNIOŚĆ INWESTYCJI

Ten wskaźnik ma za zadanie odpowiedzieć na pytanie, jak fundusze bezpośrednio wydane w danym sektorze przekładają się na uzyskane ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz czy mogą uzyskać wsparcie w obecnym porządku prawnym.

Inwestycje pomiędzy sektorami mogą znacznie się różnić poziomem bezpośredniości, co w prostym tłumaczeniu oznacza przewidywalność efektów redukcji. Wskaźnik ten ma pokazać, czy jesteśmy w stanie ocenić, jak pewna jest owa redukcja emisji dzięki przeznaczonym środkom. Tak na przykład inwestycje gospodarstw domowych w nowe kotły ciepłownicze na gaz zamiast na węgiel odznaczają się wysoką bezpośredniością; jej efekty są łatwe do przewidzenia i następujące bezpośrednio na skutek inwestycji. Z drugiej strony, inwestycja w procesy przemysłowe odznacza się niskim poziomem bezpośredniości.

2.1.4. EFEKT DŹWIGNI

W niektórych sektorach państwowe fundusze mogą zachęcić i pobudzić prywatny kapitał do inwestycji w danym sektorze, z wielokrotnością efektu redukcji. W ramach tego kryterium staramy się ocenić, w którym sektorze dodatkowe fundusze z mechanizmów finansowania umożliwiają, inaczej niedostępny, efekt dźwigni. Dobrym przykładem obrazującym ten efekt jest dofinansowanie pojazdów elektrycznych. Samochody są dość powszechnym i większość ludzi podejmuje decyzje o ich kupnie, a różnica w cenie pomiędzy opcją o wyższej emisyjności (samochody z napędem spalinowym) a niższej (samochody elektryczne) jest coraz mniejsza. Fundusze zainwestowane w osiągnięcie *price parity* pojazdów elektrycznych mogą pobudzić znacznie większe wydatki prywatne, a dofinansowanie stanowi jedynie małą część całkowitych kosztów samochodu.



Finansowanie redukcji emisji CO₂ w sektorach już objętych systemem EU ETS będzie prawdopodobnie nieefektywne, ponieważ zmniejsza zapotrzebowanie na certyfikaty w ramach EU ETS, co z kolei obniży ceny certyfikatów (tzw. waterbed effect), a tym samym zmniejsza presję na redukcję emisji dla innych uczestników systemu

Do analizy sektorów, które powinny zostać wspierane z funduszy przewidzianych w ETS, użyliśmy czterech kryteriów

Oceniliśmy optymalność wsparcia w redukcji CO2 w ramach czterech kryteriów:	Publicznie dostępne źródła użyte w analizie:
Efektywność kosztowa redukcji: ■ Z punktu widzenia krańcowych kosztów redukcji, gdzie fundusze będą najefektywniejsze?	■ CEEP, ERCST, ICTSD: "Funding Mechanisms in the fourth phase of the EU ETS" (2018) ■ McKinsey: "Assessment of GHG Emissions Abatement Potential in Poland by 2030" (2010) ■ Gillingham: "The cost of reducing GHG emissions" (2018) ■ KOBIZE: "Poland's National Inventory Report" (2018) ■ Sandbag: "Consultation Response – Revision of the EU ETS Directive" (2015) ■ Official Journal of the European Union: EU Directive 2018/410, amending Directive 2003/87/EC (2018) ■ EU High-Level Expert Group on Sustainable Finance: "Financing a Sustainable European Economy" (2018) ■ BCG, Prognos: "Klimapfade für Deutschland" (2018) ■ Sandbag: "Modernisation fund – How to support EU emissions trading system reform in central and eastern Europe?" (2016)
Komplementarność z systemem EU ETS: ■ Czy sektor jest objęty systemem ETS? ■ Jeżeli tak, to czy zmniejszy presję na inne sektory, zmniejszając efektywność systemu?	
Bezpośredniość: ■ Jak mierzalne są efekty inwestycji w danym sektorze?	
Efekt dźwigni: ■ W którym z sektorów dodatkowe środki pobudzą prywatne inwestycje?	

Źródło: Aurora Energy Research

Te cztery wskaźniki będą podstawą naszej dalszej analizy w zakresie oceny wydatkowania w poszczególnych sektorach oraz w ramach tych sektorów na bardziej szczegółowe działania.

2.2. IDENTYFIKACJA EFEKTYWNYCH SPOSOBÓW WYDATKOWANIA ŚRODKÓW

Poniżej przeprowadzona zostanie analiza poszczególnych sektorów gospodarki według przedstawionych powyżej wskaźników wydatkowania. Kryteria zostały zastosowane do ośmiu przedstawionych poniżej sektorów gospodarki:

- Wytwarzanie energii elektrycznej
- Sieci¹⁶⁴
- Ciepłownictwo i sieci ciepłownicze
- Gospodarstwa domowe i handel
- Przemysł
- Transport
- Rolnictwo
- Inne (recykling, gospodarka odpadami itp.).

164 Pod pojęciem sieci rozumiemy zarówno sieć przesyłową i dystrybucyjną; gazową i elektroenergetyczną.

Każdy z tych sektorów zostanie oceniony w ramach 4 kryteriów opisanych powyżej. W dalszej części, bazując na tej analizie sektorowej, wskażemy bardziej szczegółowe kierunki wydatkowania.

2.2.1. KOMPLEMENTARNOŚĆ Z SYSTEMEM EU ETS

Wiele z przedstawionych sektorów jest już obecnie objętych systemem EU ETS, a do niektórych przydzielono już darmowe uprawnienia w ramach mechanizmów derogacyjnych. W ramach tej metryki inwestycje w takie sektory nie są komplementarne z systemem EU ETS, a sektory, które nie są powiązane z EU ETS, są komplementarne.

- **Wytwarzanie energii elektrycznej:** Cały sektor jest objęty systemem EU ETS, a dodatkowo w IV fazie przydzielono w tym sektorze określoną pulę bezpłatnych uprawnień.
- **Sieci:** Nieobjęte systemem. Sieci służą jedynie pośrednio dekarbonizacji, umożliwiając ją w innych sektorach, takich jak wytwarzanie energii elektrycznej.
- **Ciepłownictwo:** Objęte systemem EU ETS, a derogacje zostały przydzielone w ramach art. 10a dyrektywy.
- **Gospodarstwa domowe i usługi:** Nieobjęte systemem.
- **Przemysł:** Objęte EU ETS, z bezpłatnym przydziałem uprawnień dla sektorów przemysłu, w których występuje ryzyko ucieczki emisji.
- **Transport:** Nieobjęte systemem, z wyjątkiem lotnictwa pasażerskiego, które otrzymuje bezpłatne przydziały.
- **Rolnictwo:** Nieobjęte systemem.
- **Pozostałe:** Nieobjęte systemem.

2.2.2. EFEKTYWNOŚĆ KOSZTOWA REDUKCJI EMISJI CO₂

Wytwarzanie energii elektrycznej

Sektor wytwarzania energii elektrycznej odpowiada za znaczną część emisji CO₂ w Polsce, stanowiąc prawie 50 proc. całości emisji¹⁶⁵, a dekarbonizacja sektora wytwarzania energii elektrycznej jest bardzo złożonym procesem. Poniżej przedstawiamy najważniejsze sposoby na jej przeprowadzenie:

- **Zwiększenie mocy wytwórczych OZE:** Odnawialne źródła energii już teraz są najtańszym sposobem obniżenia emisyjności przy kosztach redukcji bliskich zeru lub poniżej zera. W przeciągu następnych lat będziemy obserwować rozwój niesubsydiowanych źródeł przy malejących kosztach technologii oraz założeniu, że otoczenie regulacyjne będzie sprzyjające¹⁶⁶. Zadaniem rządu w tym zakresie jest jedynie stworzenie stabilnego i bezpiecznego środowiska do inwestycji w OZE, zarówno w ujęciu technicznym, jak i finansowym. W przeprowadzonych przez nas analizach dotyczących potencjału OZE w Polsce widzimy w scenariuszu centralnym w 2040 do 62 GW mocy zainstalowanej w OZE, w tym 41 GW niesubsydiowanych, co oznacza ponad 119 TWh energii elektrycznej o zerowym śladzie węglowym¹⁶⁷. Podsumowując, końcowa efektywność, jak i potencjał redukcji jest duży, nawet gdy

”

Odnawialne źródła energii już teraz są najtańszym sposobem obniżenia emisyjności przy kosztach redukcji bliskich zeru lub poniżej zera

165 KOBIZE, Poland's National Inventory Report 2018.

166 Ustawa odległościowa, która znacząco ograniczyła potencjał lądowych wiatraków w ramach regulacji odległości od instalacji (tzw. reguła 10H).

167 W znaczeniu wąskim, dotyczącym jedynie generacji a nie LCO (Life Cycle Assessment).

uwzględnimy koszty integracji OZE w systemie elektroenergetycznym¹⁶⁸.

- **Transformacja z węgla na gaz:** W przeprowadzonych analizach dla scenariusza centralnego zmiana paliwa, tzw. *fuel switching*, następuje bez interwencji systemowych¹⁶⁹ i jest spowodowana w znacznej mierze likwidacją przestarzałych i nieefektywnych elektrowni węglowych na przestrzeni następnej dekady. Konsekwentnie krańcowe koszty redukcji są zerowe lub nawet ujemne, jeżeli uwzględnione zostanie wsparcie dla sektora węgla brunatnego/kamiennego, które było realizowane na przestrzeni ostatnich lat¹⁷⁰.
- **Energetyka jądrowa:** Znaczące, dodatnie koszty redukcji wynikające z wysokich kosztów inwestycyjnych i późniejszych kosztów likwidacji. W przeprowadzonych analizach, wielkoskalowa energetyka jądrowa jest nieopłacalna bez rządowych subsydiów, co wynika z wysokich kosztów inwestycyjnych i dużej wrażliwości na stopę dyskonta. Szacunki wskazują na koszty redukcji od 10 EUR/t CO₂¹⁷¹ aż do 59 EUR/t CO₂¹⁷².
- **Poprawa sprawności istniejących jednostek konwencjonalnych:** Już na dzień dzisiejszy jest to rozwiązanie kosztowne; możliwa jest tylko nieduża poprawa wydajności przy wysokich kosztach. Inwestycja w jednostki węglowe prowadzi do długoterminowej petryfikacji sektora wytwarzania w wysokoemisyjnych źródłach, czego koszty z długofalowej perspektywy będą jeszcze wyższe.
- **Sekwestracja CO₂ (CCS):** Technologia ta wciąż nie jest w pełni rozwinięta, a efektywność kosztowa redukcji jest od dziesięciu lat stale przeceniana. Obecne koszty redukcji w przypadku instalacji CCS dla elektrowni węglowej szacowane są na około 85 EUR/t CO₂ i 95 EUR/t CO₂ dla nowych inwestycji¹⁷³.

Podsumowując, sektor wytwarzania odznacza się wysoką efektywnością kosztową redukcji, wiele z wymienionych metod długoterminowo tworzy wartość dodaną. Największy potencjał kosztowy widzimy w instalacjach OZE oraz przejściu z energetyki węglowej na gazową. Patrząc na krzywą krańcowych kosztów redukcji emisji (MACC), widzimy bardzo wysokie koszty po osiągnięciu poziomu 80-90 proc. redukcji emisji CO₂, wynikające z problemów natury technicznej w osiągnięciu 100 proc. udziału OZE w systemie elektroenergetycznym.

Sieć (gazowa i elektroenergetyczna)

Ważną charakterystyką sieci przesyłowych w procesach dekarbonizacji jest ich pośredni charakter działania. Inwestycje w tym obszarze pełnią funkcję wspomagającą (poza infrastruktura gazową) i umożliwiają zastosowanie innych metod dekarbonizacji.

- **Redukcja ucieczki metanu z gazociągów:** Ujemne koszty redukcji, niestety ogólny potencjał redukcji jest dość niski ze względu na

”

Inwestycja w jednostki węglowe prowadzi do długoterminowej petryfikacji sektora wytwarzania w wysokoemisyjnych źródłach, czego koszty z długofalowej perspektywy będą jeszcze wyższe

168 Bilansowanie, koszty rozbudowy sieci itp.

169 Uznajemy rynek mocy jako mechanizm działający w scenariuszu bazowym.

170 Dokapitalizowanie PGG przez spółki Skarbu Państwa.

171 McKinsey, Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030, 2009.

172 The Cost of Reducing Greenhouse Gas Emissions, Gillingham i Stock, 2018.

173 Za Gillingham i Stock, 2018.

marginalny charakter zjawiska. Problem dotyczy przestarzałych rurociągów i był znaczący w latach 70-tych, ale obecnie większość linii jest dość nowoczesna i ucieczka metanu jest znikoma.

- **Zmniejszenie strat sieciowych:** Dzięki poprawie wydajności koszty redukcji są niskie, ale całkowity potencjał redukcji również nie jest wysoki¹⁷⁴. Straty w sieci wynoszące około 6.5 proc. całkowitej generacji są tylko nieznacznie wyższe od średniej UE. Patrząc na przykład Niemiec, zmniejszenie strat w sieci przesyłowej poniżej około 5 proc. jest dość trudne.
- **Rozbudowa sieci w celu umożliwienia większej ilości OZE:** Środek pasywny bez bezpośrednich, wymiernych kosztów redukcji. Rozbudowa sieci prowadzi jedynie do umożliwienia dekarbonizacji, ale nie zmniejsza bezpośrednio emisji, chociaż, co warto zauważyć, zmniejsza koszty integracji OZE i zwiększa efektywność w zakresie wytwarzania.
- **Smart grid, technologie wspierające integrację czystych technologii:** Środek pasywny bez bezpośrednich, wymiernych kosztów redukcji. Zakres możliwych technologii i ich potencjał implementacji jest bardzo indywidualny; brak obecnie technologii, która w sposób bezpośredni wpływałaby na zmniejszenie emisji.

Podsumowując, sieci pełnią bardzo ważną rolę w procesach dekarbonizacji, ale ich bezpośredni wpływ jest znikomy, z uwagi na pasywny efekt osiągniętych redukcji emisji.

Ciepłownictwo

Ciepłownictwo systemowe jest niezwykle ważnym z punktu widzenia dekarbonizacji sektorem, który jest drugim po energetyce zawodowej konsumentem węgla kamiennego w Polsce. Przestarzała i coraz mocniej obciążona cenami emisji energetyka będzie musiała przejść znaczne zmiany w ciągu następnej dekady. Poniżej przedstawione zostały metody redukcji możliwe do zastosowania w tym sektorze:

- **Przejęcie z paliw stałych na gazowe:** Sytuacja jest podobna do opisanej w części dotyczącej sektora wytwarzania energii elektrycznej. W scenariuszu centralnym zmiana paliwa na gazowe odbędzie się tak czy inaczej w tym sektorze.
- **Poprawa wydajności:** Ponad 80 proc. systemów ciepłowniczych w Polsce jest nieefektywnych, jednak poprawa wydajności wymaga znaczących nakładów inwestycyjnych¹⁷⁵.
- **Magazynowanie ciepła:** Środek ten charakteryzuje się jedynie pasywnym potencjałem redukcji, pozwalając na instalację większej liczby odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym i ciepłownictwem.
- **Kolektory słoneczne:** Nadal charakteryzują się dość wysokimi kosztami redukcji. Prawdopodobne jest, że wykorzystanie ograniczonych odnawialnych źródeł energii elektrycznej z magazynowaniem ciepła pozostanie tańszą opcją.

174 IEA/OECD: Polska zajmuje miejsce 107 z 138 krajów o największych stratach. Zob. <https://www.indexmundi.com/facts/indicators/EG.ELC.LOSS.ZS/rankings> (dostęp 18.04.2019).

175 Zob. <http://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Transformacja%20ciep%C5%82ownictwa.pdf> (dostęp 18.04.2019).

- **Biogaz i biomasa:** Biomasa i biogaz charakteryzują się wysokimi kosztami, a ich potencjał jest zależny od lokalizacji. Relatywnie niska efektywność kosztowa.
- **Geotermia:** Z uwagi na sytuację geologiczną, potencjał jest dość niski.

Podsumowując, ogólna efektywność kosztowa jest umiarkowanie dobra, a najbardziej obiecujące jest przejście z węgla na elastyczne elektrownie gazowe lub OZE z magazynowaniem energii cieplnej.

Gospodarstwa domowe i handel

Zarówno gospodarstwa domowe, jak i handel odznaczają się w większości ujemną charakterystyką kosztów – główną metodą redukcji jest zwiększanie efektywności wykorzystania energii. Rozróżniamy 6 głównych kategorii działań, które poddaliśmy ocenie:

- Przejście z ogrzewania węglowego i olejowego na ogrzewanie gazowe, ogrzewanie sieciowe i/lub pompy ciepła
- Efektywność energetyczna i termoizolacja w nowych budynkach
- Efektywność energetyczna i termoizolacja w istniejących budynkach
- Optymalizacja oświetlenia w budynkach komercyjnych
- Urządzenia i elektronika – efektywność energetyczna
- Sterowanie HVAC¹⁷⁶ i efektywność

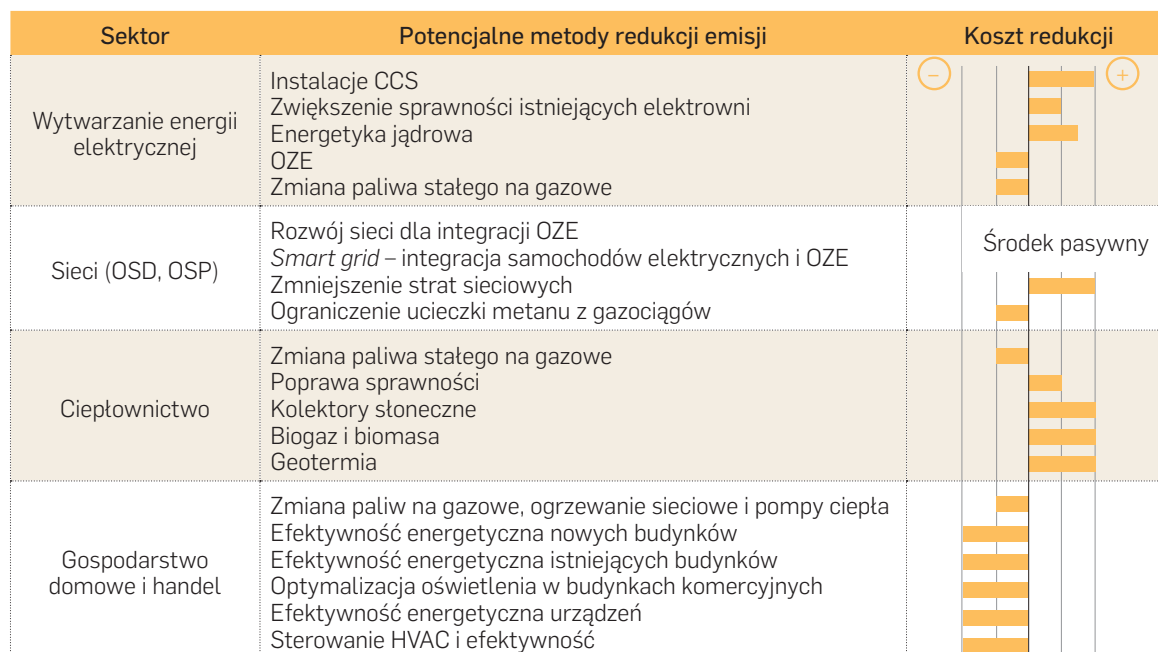
Ogólna efektywność kosztowa w tym sektorze jest bardzo wysoka. Warto jednak zwrócić uwagę na dwa zastrzeżenia do oceny potencjału w tych sektorach. Pierwsza uwaga dotyczy poglądu na to, czym jest efektywność kosztów redukcji z dzisiejszego punktu widzenia, który nie uwzględnia zmiany zachowań konsumentów w bezpośredni sposób dotkniętych zmianami. Inwestycje w termoizolację mogą na przykład nie doprowadzić do redukcji emisji w gospodarstwach domowych, ponieważ gospodarstwa, których dotychczas nie było stać na ten poziom ogrzewania, w efekcie izolacji nie zmniejszają konsumpcji ciepła. W efekcie sumaryczna oszczędność CO₂ może się okazać mniejsza niż oczekiwano. Drugi z problemów dotyczy ogólnego spojrzenia na kwestię ujemnych kosztów redukcji, które zakładają, że konsumenci lub administracja publiczna nie optymalizują procesów, które wykonują. Przyczyny takiej sytuacji mogą być różne i wskazywać na bardzo trudne do osiągnięcia z instytucjonalnego punktu widzenia efekty¹⁷⁷.

¹⁷⁶ HVAC – ogrzewanie, wentylacja i klimatyzacja.

¹⁷⁷ Zob. McKinsey, Assessing the Energy-Efficiency Gap, Gerarden, 2017.

Grafika 7. Ocena efektywności kosztowej redukcji cz.1

Ocena metod redukcji w indywidualnych sektorach pozwala na ocenę efektywności redukcji



Źródło: Aurora Energy Research, McKinsey, Gillingham and Stock (2018)

Przemysł

Sektor przemysłowy jest objęty bezpłatnym przydziałem uprawnień w ramach systemu EU ETS, który ma zapobiegać ucieczce emisji w najbardziej na to narażonych dziedzinach. Z uwagi na bardzo szerokie spektrum działań, które można przeprowadzić w tym sektorze, i które jest zależne od specyfiki danego procesu przemysłowego, na potrzeby tej analizy uprościliśmy je do 3 grup działań opisanych poniżej.

- **Zastosowanie niedojrzałych technologii:** Potencjał, który leży w zastosowaniu w przemyśle nowych technologii, takich jak sekwestracja CO₂ (CCS), czy zastosowaniu ledwo znanych metod w procesach (np. używaniu wodoru zamiast węgla w procesach hutniczych), jest niejasny na ten moment. Ponadto, wiąże się to z bardzo wysokimi kosztami redukcji, ze względu na niedojrzałość technologii.
- **Optymalizacja znanych procesów:** Obecnie wiele z używanych procesów przemysłowych osiągnęło już wysoki poziom optymalizacji, a dalsze działania wiążą się niskim potencjałem do redukcji oraz wysokimi krańcowymi kosztami redukcji. Szczególną uwagę warto zwrócić na optymalizację procesów hutniczych i chemicznych, jak również zastępowanie paliw olejowych gazowymi i ogólne wysiłki mające na celu zwiększenie efektywności energetycznej.
- **Zamienniki o niższej emisyjności:** Najbardziej obiecujące pod względem optymalności kosztowej jest, naszym zdaniem, zastępowanie powszechnie używanych materiałów w przemyśle przez

niskoemisyjne i potencjalnie tańsze zamienniki. Materiały mineralne mogą zostać zastąpione przez m.in. produkty uboczne produkcji energii elektrycznej, takie jak żużel czy odpady z procesów odpylania.

Przemysł może dostarczyć względnie niskokosztowych redukcji, ale przeważająca część usprawnień jest wciąż bardzo droga. Wynika to z poziomu dojrzałości procesów przemysłowych oraz „skokowego” charakteru przemian technologicznych, które są niezbędne do dekarbonizacji tego sektora. Większy potencjał wiąże się z inwestycjami w badania i rozwój w tej dziedzinie, niż w faktycznej implementacji obecnie dostępnych rozwiązań.

Transport

Transport odpowiada za ponad 16 proc. krajowych emisji CO₂ i stanowi trzeci najbardziej emisyjny sektor polskiej gospodarki. Większość z przedstawionych działań ma na celu zmianę bądź usprawnienie technologii napędowych, ale potencjał leży również w zmianie w zachowaniach konsumentów.

- **Elektryfikacja transportu:** Elektryfikacja transportu prywatnego oraz lekkiego charakteryzuje się ogromnym potencjałem redukcji kosztów i związana jest ze stosunkowo niskimi kosztami takich redukcji. Dużo trudniej będzie za to zelektryfikować ciężki transport i będzie to związane ze znacznymi kosztami.
- **Biopaliwa:** Sektor biopaliw charakteryzuje się wysokimi kosztami, których przyszłe obniżenie jest dość niepewne.
- **Transport współdzielony:** Transport współdzielony (ang. *shared mobility*) ma potencjał do bardzo wysoce ujemnych kosztów redukcji emisji. Wymaga to jednak znaczących zmian w zachowaniach konsumentów, więc końcowe efekty silnie zależą od sposobu implementacji takiego rozwiązania.
- **Poprawa sprawności silników spalinowych:** W Polsce wciąż znaczna część floty samochodowej odznacza się wysokim zużyciem paliwa¹⁷⁸, co oznacza, że poprawa sprawności silników spalinowych może przynieść oszczędności, i co za tym idzie ujemne koszty redukcji.

Cały sektor transportu odznacza się znacznym potencjałem, szczególnie w transporcie prywatnym, a jedynie sektor ciężkiego transportu na dzień dzisiejszy jest związany z wysokimi krańcowymi kosztami redukcji.

Rolnictwo

Główne efekty, które można osiągnąć w rolnictwie wymagają zmiany zachowań i generalnie są ciężko realizowalne.

- **Zarządzanie użytkami zielonymi, lasami i glebą:** Zarządzanie użytkami zielonymi wiąże się z kosztami i niskim potencjałem oszczędności, co skutkuje dodatnimi kosztami redukcji.
- **Zarządzanie gruntami uprawnymi (inna uprawa roli, składniki odżywcze, praktyki agronomiczne):** Ze względu na pozytywny efekt dla wydajności, nowoczesne metody uprawy odznaczają się

178 Zob. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2013%20Poland_at_crossroads_final.pdf (dostęp 18.04.2019).

nieznacznie ujemnymi kosztami redukcji¹⁷⁹. Niestety zmiany mają charakter edukacyjny i wymagałyby dużej zmiany zachowania.

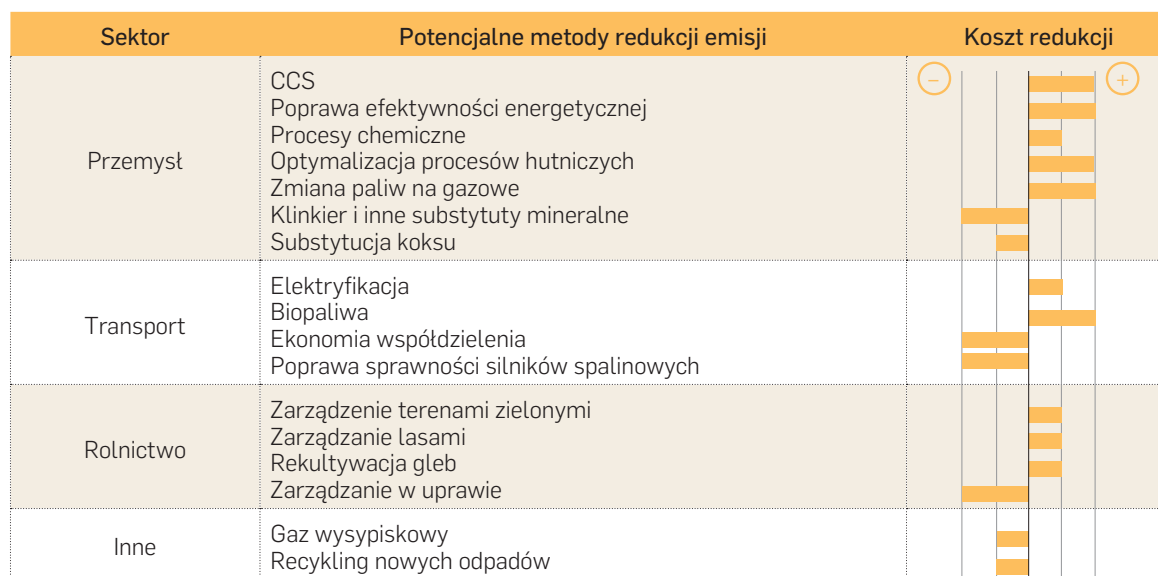
Inne (gospodarka odpadami, recykling itp.):

Oba środki odznaczają się ujemnymi kosztami redukcji, ale z potencjalnie dużymi przeszkodami administracyjnymi (przynajmniej w przypadku recyklingu).

- **Wychwytywanie i wykorzystanie gazu wysypiskowego:** Istnieje potencjał wykorzystania gazu wysypiskowego, ale jest to związane z dość wysokimi kosztami inwestycyjnymi na dostosowanie obecnych już obiektów. Dodatkowo ewentualne koszty transportu i logistyka sprawiają, że ogólna efektywność kosztowa jest niska.
- **Recykling nowych odpadów:** Paradoksalnie recykling nowych rodzajów odpadów w Polsce niekoniecznie miałby bezpośredni efekt w redukcji emisji, ponieważ duża część produktów stanowiących odpady nie powstaje w kraju. Ogólny niski potencjał i dość ujemne koszty redukcji.

Grafika 8. Ocena efektywności kosztowej redukcji cz. 2

Ujemne koszty redukcji mogą wskazywać na niesprawności rynków bądź instytucjonalne



Źródło: Aurora Energy Research, McKinsey

2.2.3. CELOWOŚĆ

Większe środki przeznaczone na redukcje niekoniecznie prowadzą do faktycznego zmniejszenia emisji. Obok technicznej oceny wskazanych kosztów redukcji równie ważnym jest pytanie, gdzie można wydać pieniądze i gdzie mogą one mieć bezpośredni wpływ. Wpływają na to uwarunkowania prawne i strukturalne.

Zarówno sektor przemysłowy, jak i wytwarzania są ściśle monitorowane przez przepisy krajowe oraz europejskie. Uzyskanie bezpośrednich dofinansowań w tych sektorach może być trudne, a skrajnych przypadkach niedozwolone

179 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S016788091830375X> (dostęp 18.04.2019).

z uwagi na specyfikę funduszy. Podobnie wydatki w sieci elektroenergetyczne są jedynie pośrednią inwestycją z definicji.

Duże możliwości bezpośrednich dotacji widzimy w sektorach: gospodarstw domowych, handlu oraz transportu, gdzie decyzje konsumentów są bardzo rozdrobnione i które są podejmowane w mocno regulowanym prawnie i finansowo otoczeniu. Inwestycje mogą być nakierowane bardzo bezpośrednio poprzez wyselekcjonowane programy, które jasno określają zakres inwestycji.

Pozostają też sektory, które są pod nadzorem regulacji, ale które na ten moment nie są traktowane priorytetowo w kwestii otrzymania pomocy, takie jak np. rolnictwo.

2.2.4. EFEKT DŹWIGNI

Aby w pełni ocenić efektywność wydawania funduszy warto zastanowić się nad możliwymi opcjami na zwielokrotnienie wpływu poprzez zachętę dla kapitału prywatnego, tj. w którym sektorze dodatkowe fundusze umożliwiają – w przeciwnym razie niedostępne – zastosowanie efektu dźwigni finansowej inwestycji. Ważna jest odpowiedź na pytanie, gdzie można najłatwiej zmobilizować kapitał sektora prywatnego w wyniku wykorzystania instrumentów finansowych i instrumentów finansowych sektora publicznego. Tendencją, którą obserwujemy jest to, że występowanie efektu dźwigni jest niskie w obszarach o wysokim stopniu regulacji oraz w których różnica kosztów między opcją „czystą” i „brudną” jest wysoka.

Wytwarzanie energii elektrycznej

Wysoki efekt dźwigni może zostać osiągnięty poprzez transfer ryzyka związanego z inwestycjami OZE przez państwo. Dzięki stworzeniu sprzyjającego środowiska regulacyjnego i systemu zachęt dla inwestorów, takich jak gwarancje kupna czy kontrakty różnicowe, niesubsydiowane OZE może przyciągnąć inwestorów prywatnych.

W scenariuszu pozytywnym widzimy miejsce na ponad 10 GW w OZE w stosunku do prognozy centralnej w 2030 r. Dla energetyki jądrowej efekt dźwigni jest niski bądź w ogóle go brak, pomimo znacznych rządowych wysiłków na rzecz zmniejszenia ryzyka i subsydiowania projektów. Średni poziom dźwigni dla konwencjonalnego sektora wytwarzania, jednak nie w kierunku ograniczenia emisji. Ze względu na silne powiązane spółek energetycznych ze Skarbem Państwa, końcowo dźwignia nie jest zbyt duża.

Sieci

Sieci przesyłowe oraz dystrybucyjne są mocno regulowane, a inwestycje w tym sektorze są realizowane jedynie przez operatorów państwowych lub z dominującym udziałem Skarbu Państwa. Koszty sieci są rozdzielane pomiędzy odbiorców końcowych, a państwo jest jedynym inwestorem, co skutkuje brakiem efektu dźwigni.

Ciepłownictwo

Ze względu na wymogi infrastrukturalne ciepłownictwo jest silnie scentralizowane i regulowane. Widoczny jest pewien potencjał rozwoju nowych technologii, leżący w ośrodkach instytucjonalnych, takich jak uniwersytety, ośrodki medyczne, czy też w potrzebach ciepłowniczych przemysłu ciężkiego¹⁸⁰.

180 Zob. http://web.mit.edu/colab/gedi/pdf/Financing%20District%20Energy/DES_report.pdf (dostęp 18.04.2019).

Gospodarstwa domowe i handel

W sektorze gospodarstw domowych i handlu widzimy duży potencjał dźwigni finansowej¹⁸¹. Istnieje wiele dobrze ugruntowanych narzędzi zachęcających do inwestycji prywatnych, takich jak programy kredytowe na renowację, fundusze rozwoju obszarów miejskich, czy projekty nakierowane na poprawę efektywności energetycznej.

Oprócz zdecentralizowanego charakteru prywatnych decyzji inwestycyjnych, różnica w kosztach między opcjami niskiego i wysokiego poziomu emisji CO₂ jest bardzo niska. Oznacza to, że państwo musi jedynie wypełnić niewielką lukę parytetową, aby uczynić „zieloną” opcję bardziej atrakcyjną dla konsumenta końcowego.

Przemysł

W przemyśle mamy do czynienia z dwoma wzajemnie równoważącymi się czynnikami, co prowadzi do średniego potencjału dźwigni finansowej. Podmioty przemysłowe mają motywację do pozostania w czołówce technologicznej, aby zapewnić sobie przewagę konkurencyjną, a także uzyskać *know-how* i doświadczenie w skutecznej zmianie procesów. Z drugiej strony, duża część opcji o niskiej emisji CO₂ w przemyśle jest dość kosztowna, więc dla państwa uczynienie ich opłacalnymi poprzez subsydiowanie jest bardzo mało prawdopodobne.

Transport

Transport charakteryzuje się wysokim potencjałem dźwigni, zwłaszcza jeśli w przyszłości pojazdy elektryczne staną się tańsze. Infrastruktura dopłat do kupna pojazdów elektrycznych lub dobrze wdrożona idea współdzielonej mobilności to potencjalne obszary wydatkowania funduszy o dużych efektach. Wiele już podjętych prywatnych decyzji dotyczących wydatków (zakup samochodu, opłata za transport publiczny) można stosunkowo łatwo doprowadzić subsydiami do punktu, w którym opcja bardziej ekologiczna jest tańsza.

Rolnictwo

Średni potencjał efektu dźwigni, gdyż wiele z nowoczesnych technik, takich jak metody siewu bezpośredniego czy szerszy płodozmian, są nadal postrzegane sceptycznie. Zmiana ugruntowanych już procesów jest związana z wysokimi barierami edukacyjnymi i psychologicznymi¹⁸².

2.3. ANALIZA WSKAŹNIKOWA

Analiza skuteczności prowadzonych programów redukcji opiera się zasadniczo na prostym do stworzenia wskaźniku. Stanowi on stosunek wydatkowanej kwoty na jednostkę redukcji emisji zanieczyszczenia przy uwzględnieniu lokalnych uwarunkowań¹⁸³.

Według obliczeń Kenneth'a Gillinghama z Uniwersytetu w Yale i James'a H. Stocka z Uniwersytetu Harvarda, koszt redukcji jednej tony CO₂ w jednostkach wytwórczych waha się między 21,2 a 112,7 EUR¹⁸⁴, w zależności od technologii. Najniższy koszt charakteryzuje wiatrowe jednostki wytwórcze, najwyższy

181 Zob. https://www.ceps.eu/system/files/PI2019-05_Energy%20Efficiency%20in%20SEE.pdf (dostęp 18.04.2019).

182 Agricultural non-CO₂ emission reduction potential in the context of the 1.5 °C target, 2018, S. Frank i in.

183 Na przykład intensywność emisji CO₂ w sektorze energetycznym.

184 Kwoty przeliczone na euro po średnim kursie z 2018 r.

zaś koszt jednostkowy dotyczy małych instalacji słonecznych¹⁸⁵. W porównaniu z kosztem redukcji w systemie energetycznym w Polsce, bazującym wyłącznie na darmowych uprawnieniach i wynoszącym 167 EUR/t CO₂, są one znacznie niższe. Koszty różnią się w zależności od państwa oraz od poziomu programów wsparcia – wskazują one jednak generalnie akceptowaną skalę wydatków i pozwalają na prowadzenie porównań.

Wskaźniki ceny systemowej redukcji emisji co do zasady mają charakter statyczny i opisują koszt w punkcie czasu. Tymczasem zmiany programów wsparcia, zmiany technologii i ich cen wpływają na zwiększenie możliwości redukcyjnych, choć paradoksalnie opóźnienie w działaniach redukcyjnych powoduje wzrost cen redukcji emisji¹⁸⁶. Ponadto, redukcja emisji w jednym działaniu może mieć wpływ na redukcję w innych. Przykładem jest choćby inwestycja w modernizację sieci, gdzie ogranicza się straty, co bezpośrednio wpływa na zmniejszenie emisji w sektorze energetycznym. Jednocześnie tworzy się również otoczenie do podłączenia mikroinstalacji, mając pośredni wpływ na redukcję.

Biorąc pod uwagę wszystkie czynniki, należy stworzyć wskaźniki uwzględniające zmienność otoczenia oraz szeroki wpływ wdrażanych działań.

Reforma ETS tworzy stosunkowo sztywne ramy finansowe, choć wielkość dofinansowania uzależniona jest od ceny uprawnień do emisji. Dla określonej ceny uprawnień pula środków do wykorzystania jest jednak znana. Znałe są również koszty programów i technologii w określonym momencie w czasie. Wybierając zatem programy finansowania z uwzględnieniem efektu bezpośredniego i pośredniego redukcji emisji, państwo powinno promować inwestycje, dla których stosunek sumy wydatków do ceny technologii prowadzi do maksymalizacji efektu redukcji pośredniej i bezpośredniej przy uwzględnieniu krajowej specyfiki, lub inaczej mówiąc, dla których każda wydana złotówka przyniesie maksymalny efekt redukcyjny.

Polityka wsparcia, szczególnie w programach o charakterze regionalnym i programach pilotażowych, powinna uwzględniać horyzont czasowy inwestycji, ponieważ o ile skutki bezpośrednie są stosunkowo łatwe do oszacowania, o tyle skutki pośrednie wymagają modelowania opartego na scenariuszach. Ponadto, właściwe jest dokonywanie szacunków kosztów wdrażanych technologii. Dobrym przykładem spadku cen technologii jest spadek cen akumulatorów do samochodów elektrycznych. O ile w 2010 r. za kWh płacono 1160 USD, o tyle w 2017 r. cena wynosiła 214 USD, by w 2018 r. spaść o 18 proc. i wynieść 176 USD za kWh¹⁸⁷.

Zaproponowana konstrukcja pozwoli na racjonalne wydatkowanie środków w programach wsparcia. Pozwoli na porównanie efektów programów i wdrażanie najbardziej racjonalnych rozwiązań.

2.4. WNIOSKI

Oceniając wymienione osiem sektorów gospodarki według przedstawionych parametrów oceny uważamy, że skierowanie funduszy do sektora transportowego oraz gospodarstw domowych i usług może być szczególnie efektywne.

Każdy z tych sektorów jest komplementarny z systemem EU ETS oraz posiada wysoki potencjał redukcji emisji, nierealizowany przez krajowe regulacje.

185 K. Gillingham, J. H., Stock, The cost of reducing greenhouse gas emissions, *Journal of Economic Perspectives*, Sierpień 2018.

186 Zob. np. Aboumahboub, T., Luderer, G., Kriegler, E., Leimbach, M., Bauer, N., Pehl, M., & Baumstark, L., LIMITS Special Issue on Durban Platform scenarios on the regional distribution of climate mitigation costs: the impact of delayed cooperative action, 2013.

187 Zob. <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/> (dostęp 18.04.2019).

Sektory te odznaczają się bardzo efektywną strukturą kosztową redukcji (z pominięciem ciężkiego transportu), dzięki oparciu na technologiach, które są już dojrzałe, bądź są na drodze do stania się takowymi. Sektory te odznaczają się dużym potencjałem redukcji, a ze względu na ujemne koszty redukcji naturalnie przyciągają prywatny kapitał do inwestowania, co przekłada się na opisany powyżej efekt dźwigni. Dotyczy w szczególności sektora gospodarstw domowych i handlu¹⁸⁸.

Pomimo przeprowadzenia analizy przedstawionych problemów w sposób kompleksowy i oparciu jej na badaniach oraz mierzalnych wskaźnikach, rzeczywiste efekty i implementacja mogą różnić się od przedstawionych, co wynika z kilku uwarunkowań.

Względy społeczne i polityczne mogą przeważać nad ekonomicznymi

Ocena metod redukcji poprzez efektywność kosztową i szerzej rozumianą efektywność ekonomiczną może nie być wyczerpująca. Przedsiębiorstwa sektora energetycznego są w wysokim stopniu regulowane przez rząd, który jest większościowym udziałowcem w wielu z nich, a okoliczności polityczne są w wielu przypadkach równie ważne jak kryteria ekonomiczne. Problem jest szczególnie istotny ze względu na sposób redystrybucji funduszy na wspomniane redukcje, które wymagają poparcia politycznego, przez co i zgody społeczeństwa na zastosowanie środków redukcji CO₂. Patrząc na przykład na zachodnich sąsiadów Polski, Niemcy, nietrudno zauważyć, że wycofanie się z energii nuklearnej było podyktowane względami polityczno-społecznymi, a nie efektywnością ekonomiczną.

Statyczny charakter kosztów redukcji kosztów

Krańcowe koszty redukcji są reprezentacją statyczną, która nie odzwierciedla długoterminowego charakteru zmian klimatycznych. Koszty te pozwalają nam na odpowiedź na pytanie, w jaki sposób najlepiej wydawać pieniądze z EU ETS w Polsce, ale niekoniecznie na to, jaka jest najtańsza strategia łagodzenia skutków zmian klimatu spośród dostępnych obecnie opcji. Ponadto, nie uwzględnia ona również działań, które są podejmowane dzisiaj i które zminimalizują koszty łagodzenia skutków zmian klimatu zarówno dziś, jak i w przyszłości. Sprawnie zaprojektowane regulacje mogą pomóc przewyciężyć w tym wypadku krótkowzroczność konsumentów. Najlepszym tego przykładem jest spadek kosztów energii odnawialnej na przestrzeni ostatnich lat czy rosnące znaczenie pojazdów elektrycznych w transporcie, możliwe dzięki silnemu poparciu politycznemu tych rozwiązań. Polska w tym kontekście może iść w kierunku rozwoju krajowego łańcucha dostaw do energetyki wiatrowej, który w przyszłości będzie służył obniżeniu kosztów i poprawie sytuacji gospodarczej kraju.

Problem luki w efektywności energetycznej

Rozwiązania z ujemnymi kosztami redukcji wydają się niezwykle kuszącą koncepcją, która wymaga jednak ostrożności. Ekonomisci często sceptycznie odnoszą się do takich szacunków dotyczących „darmowego lunchu”, jako że ujemne koszty zakładają, że decyzje podmiotów instytucjonalnych nie są optymalne, a decyzje konsumentów są zawodne.

188 Zob. raport McKinsey jak wyżej.

Ujemne koszty redukcji oznaczają, że dany proces bądź decyzje mogą być realizowane w sposób bardziej optymalny niż jest to obecnie. W przypadku administracji publicznej, czy też sektora gospodarstw domowych, może okazać się, że ten potencjał jest w praktyce trudny do wykorzystania z uwagi na złożoność regulacji czy niepełność informacji końcowych konsumentów. Problem ten został opisany w literaturze przedmiotu pod nazwą „luki w efektywności energetycznej”, a debata co do tego, czy istnieje rzeczywista luka i czy może ona zostać wyjaśniona przez nieuwzględnienie kosztów zewnętrznych, wciąż się toczy¹⁸⁹.

Grafika 9. Rekomendacje sektorowe

Sektory gospodarstw domowych i handlu oraz transportowy są najbardziej efektywne oraz komplementarne z EU ETS

Rekomendacja do użycia środków	Efektywność kosztowa redukcji	Komplementarność z EU ETS	Bezpośredniość	Efekt dźwigni
Wytwarzanie				
Sieci (OSD / OSP)	 ³⁾			
Ciepłownictwo				
Gospodarstwo domowe i handel				
Przemysł				
Transport ¹⁾				
Roľnictwo				
Inne ²⁾				

1) Bez lotnictwa pasażerskiego objętego EU ETS

2) Uwzględnia recykling i zarządzanie odpadami

3) Środek pasywny

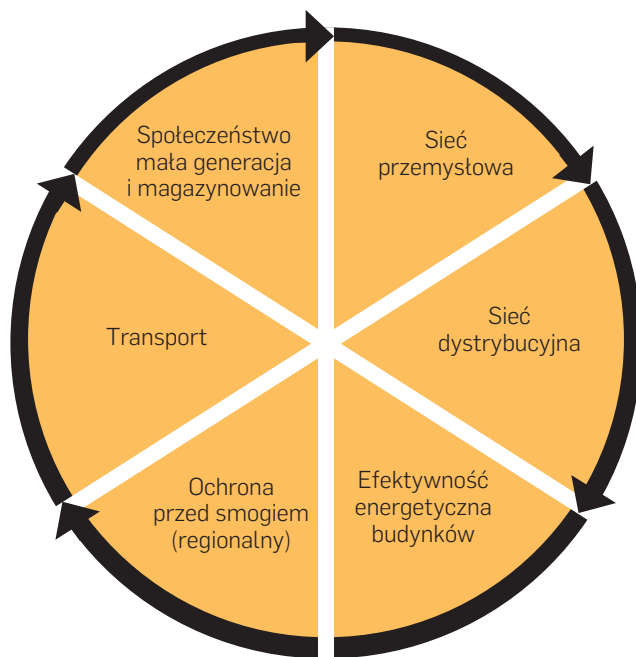
Źródło: Aurora Energy Research, McKinsey

3. ŚREDNIO- I DŁUGOTERMINOWY PLAN ZAGOSPODAROWANIA ŚRODKÓW

W oparciu o przeprowadzoną analizę zidentyfikowaliśmy obszary działania z wymiernym wpływem na transformację energetyczną w pożądanym kierunku klimatycznym, które mogą w średnio- i długoterminowej perspektywie zapewnić efektywność wydatkowania środków z EU ETS z uwzględnieniem interesu publicznego. Należą do nich inwestycje w sieć przesyłową i dystrybucyjną, termomodernizacja, regionalne programy ochrony przed smogiem, niskoemisyjny transport oraz aktywizacja społeczeństwa w obszarze mikrogeneracji, magazynowania oraz działania z korzyścią dla sieci energetycznych.

189 Assessing the energy-efficiency gap; Gerarden, Newell i Stavins, 2015.

Grafika 10. Priorytetowe obszary inwestycji z wykorzystaniem środków z ETS



Źródło: opracowanie własne

”

Zmniejszenie strat sieciowych o 1 punkt procentowy przekłada się realnie na zmniejszenie emisji CO₂ do atmosfery o 1,54 mln ton, co stanowi ok. 0,5 proc. rocznych emisji w Polsce

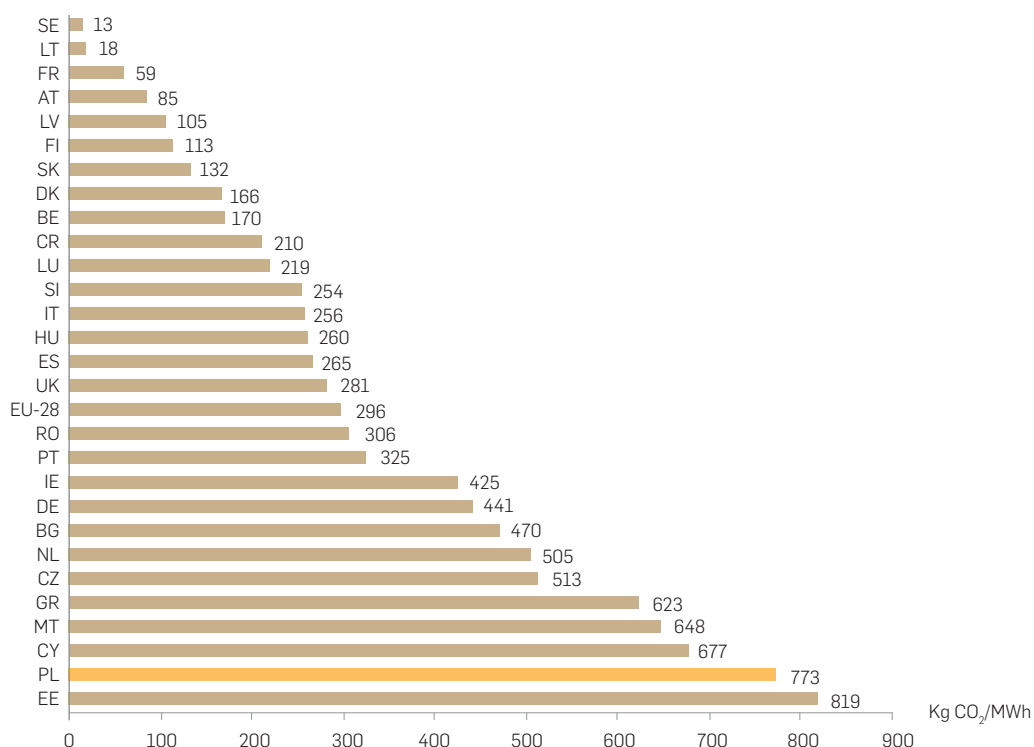
3.1. INWESTYCJE W SIEĆ PRZESYŁOWĄ I DYSTRYBUCYJNĄ

Sieci elektroenergetyczne stanowią szkielet dla ewentualnej transformacji systemu. Rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowej jest niezbędna, żeby zaadresować potrzeby dużych instalacji zmiennych źródeł OZE. Sieci dystrybucyjne z kolei muszą być gotowe na przyjęcie mikroinstalacji. Inwestycje muszą uwzględniać nie tylko obecnie zaplanowaną lokalizację instalacji, ale również uwzględniać rozwój jednostek wytwórczych w latach późniejszych. Ze względu na charakterystykę odnawialnych źródeł energii, sieci muszą zostać opomiarowane w sposób umożliwiający właściwe i niskokosztowe bilansowanie systemu. Jednym z efektów modernizacji, w tym inwestycji w inteligentne opomiarowanie, jest zmniejszenie strat sieciowych. W świetle raportu CEER¹⁹⁰ z 2017 r. straty w sieci dystrybucyjnej w Polsce w 2015 r., mierzone udziałem w całości wprowadzonej do sieci energii, były jednymi z najwyższych w Unii Europejskiej. Wyższe odnotowano wyłącznie w Irlandii.

O ile inwestycje w sieci mają w znacznej części wyłącznie pośredni wpływ na redukcję emisji, stanowiąc warunek konieczny do transformacji, o tyle redukcja strat sieciowych przekłada się wymiennie na redukcję emisji. Wskaźnik intensywności emisji CO₂ w sektorze energetycznym jest w Polsce drugim najwyższym w Unii Europejskiej. Zmniejszenie strat sieciowych o 1 punkt procentowy przekłada się realnie na zmniejszenie emisji CO₂ do atmosfery o 1,54 mln ton, co stanowi ok. 0,5 proc. rocznych emisji w Polsce.

190 CEER report on power losses, październik 2017.

Grafika 11. Intensywność emisji CO₂ w sektorze energetycznym w Polsce w 2016 r.



Źródło: Europejska Agencja Środowiska (EEA)

Potrzeby inwestycyjne polskich sieci energetycznych przewyższają środki, które mogą być udostępnione na ten cel w ramach dedykowanego funduszu krajowego¹⁹¹, zasilanego finansowaniem z aukcji. Obecnie szacowane są one na 15-20 mld zł dla sieci przesyłowej w okresie 2021-2030 oraz 50-65 mld zł dla sieci dystrybucyjnych¹⁹². Należy jednak zaznaczyć, że modernizacja sieci jest finansowana w taryfach dystrybucyjnych przez odbiorców końcowych energii elektrycznej. Środki z dedykowanego funduszu miałyby za zadanie dofinansowanie inwestycji w obszarze, który nie jest niezbędny do jej utrzymania.

Inwestycje w sieci przynoszą również wymiar ekonomiczny w postaci tworzenia się nowych miejsc pracy, wzrostu wiedzy i kompetencji w takich dziedzinach jak:

- rozwój rynku źródeł odnawialnych (produkcja, montaż, serwis);
- rozwój badań uniwersyteckich i branżowych w sektorze źródeł odnawialnych;
- rozwój elektrowni wirtualnych;
- rozwój sektora produktów responsywnych energetycznie;
- rozwój produktów i usług „internetu rzeczy”;
- rozwój sektora analiz dużej ilości danych (*big data*).

¹⁹¹ Przekroczenie dotyczy sytuacji minimalnych szacunkowych wpływów.

¹⁹² Kwoty w oparciu o obecne szacunki sieci i szacunki ZPUE, powiększone o potrzeby inwestycyjne spółki Innogy.

Inwestycje docelowo skutkują również zmniejszeniem kosztów przesyłu i dystrybucji, z czym związany jest wzrost konkurencyjności polskiego przemysłu na arenie międzynarodowej.

3.2. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA BUDYNKÓW

Jednym z priorytetów w kierunku działań zmniejszających emisję CO₂ jest wsparcie działań w obszarze zmniejszenia emisyjności istniejącej zabudowy komercyjnej oraz mieszkalnej. Skala redukcji emisji szacowana jest na 10-60 proc. w zależności od zastanego stanu budynku, skali wprowadzanych zmian i zastosowanych w modernizacji technologii. Zaletą tych działań jest szybko zauważalny efekt środowiskowy oraz wymierne korzyści dla inwestora. Potrzeby w tym obszarze działalności szacowane są na min. 270 mld zł¹⁹³. Finansowanie z EU ETS umożliwi zaledwie pokrycie niedużej części tego zakresu, zatem powinno skupić się na działaniach przynoszących największe, wymierne efekty środowiskowe. Programy dofinansowane ze środków EU ETS nie powinny powielać błędów istniejących obecnie programów wsparcia, do których należą w szczególności:

- niskie cele redukcyjne;
- brak progresji kwot wsparcia odnoszącej się do osiągnięcia wyższych celów redukcyjnych;
- skomplikowanie procesu;
- wielość programów;
- wymóg kredytowania się.

Liczba programów wsparcia inwestycji termomodernizacyjnych w Polsce powoduje zagubienie się inwestorów i konieczność poszukiwania najwłaściwszego programu dopasowanego do potrzeb. Inwestor będzie poszukiwał najwyższej stopy zwrotu z inwestycji niejednokrotnie w oparciu o doradztwo podmiotów zewnętrznych, realizujących swoje partykularne interesy. Dzisiaj programy uzależnione są m.in. od powierzchni nieruchomości. Nie jest promowane dokonywanie inwestycji o dużym wpływie na środowisko.

Wsparcie inwestycji w efektywność energetyczną budynków powinno skupiać się na spójnym ogólnopolskim programie, z określonymi wysokimi celami redukcyjnymi z uwzględnieniem premii za przekroczenie progów. Ze względu na szybkie tempo zmian technologicznych w sektorze energetycznym, zalecamy periodyczny przegląd progów redukcyjnych.

Z doświadczeń innych państw wprowadzających programy efektywności energetycznej budynków wynika, iż wsparcie w tym obszarze prowadzi do uzyskania efektów dźwigni na poziomie od 2,5-krotności w Czechach do ponad czterokrotności w Niemczech. Wzrost gospodarczy odbywa się w sektorze materiałów budowlanych, usług budowlanych, spółek audytu energetycznego, jak również w sektorach związanych ze wzrastającą świadomością energetyczną (np. sprzęty AGD wyższej klasy energetycznej).

3.3. SMOG

Jednym z istotnych problemów w Polsce związanych z zanieczyszczeniem środowiska jest problem smogu. Zgodnie z informacjami EEA¹⁹⁴ prawie

193 Szacunki Krajowej Agencji Poszanowania Energii.

194 EEA, Poland air pollution factsheet 2018.

60 proc. społeczeństwa w Polsce jest narażone na ekspozycję zawieszonego pyłu PM10 w stężeniach powyżej europejskich norm.

Dystrybucja zanieczyszczenia nie jest jednakowa w całym kraju, a regiony najbardziej narażone znajdują się na południu kraju oraz wokół aglomeracji warszawskiej, kieleckiej i łódzkiej. Ze względu na nierówną dystrybucję zanieczyszczeń, podejmowane działania powinny być skoncentrowane na regionach najbardziej zanieczyszczonych.

Skala zanieczyszczenia w Polsce pozycjonuje kraj jako charakteryzujący się największą liczbą miast na liście najbardziej zanieczyszczanych miast w Europie. 33 miasta z 50 najbardziej zanieczyszczonych znajdowały się w Polsce¹⁹⁵. W związku ze skalą zanieczyszczenia wprowadzono w Polsce program „Czyste powietrze”, który służy poprawie efektywności energetycznej budynków i zmniejszeniu emisji pyłów do środowiska z budynków jednorodzinnych. Budżet programu wynosi 103 mld zł w okresie 12 lat, a planowany cel redukcji emisji ma wynieść 30 Mt CO₂ rocznie¹⁹⁶.

Program wpisuje się w celowość wydatkowania środków z ETS, choć ze względu na nierówną dystrybucję zanieczyszczeń należałoby go wdrażać początkowo w gminach, w których zanieczyszczenie jest największe. Pozwoli to na uzyskanie wymiernego efektu lokalnego. Program wpisuje się w finansowanie z dedykowanego funduszu finansowanego ze sprzedaży uprawnień w aukcjach.

3.4. MIĘDZYPOWIATOWY SYSTEM KOMUNIKACJI Z WYKORZYSTANIEM POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH

Od 2017 r. w Polsce promuje się transport drogowy w oparciu o alternatywne paliwa. Należą do nich skompresowany i płynny gaz ziemny (CNG i LNG), paliwa wodorowe oraz pojazdy z napędem elektrycznym. W 2018 r. została uchwalona ustawa wspierająca tzw. elektromobilność¹⁹⁷.

Wpisując się w obecny kierunek polityki rządowej można stworzyć program wsparcia mający na celu elektryfikację transportu międzymiastowego z udziałem finansowania EU ETS. Znajduje on swoje uzasadnienie zarówno w skali redukcji emisji CO₂, jak i w szerszym kształtowaniu zachowań społecznych. Zakupione dzisiaj autobusy elektryczne w Polsce charakteryzują się emisyjnością na poziomie ok. 25 proc. niższą niż autobusy napędzane paliwami tradycyjnymi. Stosunkowo nieduża skala wynika z uwzględnienia w tej liczbie polskiego miksu energetycznego oraz emisji w procesie produkcji akumulatorów do samochodów¹⁹⁸.

Należy jednak wziąć pod uwagę dwie zasadnicze kwestie. Po pierwsze, polski miks energetyczny będzie się zmieniał, a intensywność emisji CO₂ związana z produkcją energii elektrycznej będzie spadała. W ostatnich latach odnotowuje się spadek na poziomie ponad 1,5 proc. rocznie¹⁹⁹. Po drugie, flota autobusów elektrycznych będzie zastępowała flotę starych pojazdów, których emisyjność nie spełnia obecnych norm dopuszczenia nowych pojazdów do ruchu, a zatem skala redukcji jest znacznie wyższa. 67 proc. autobusów w Polsce ma więcej niż 15 lat, a 23 proc. więcej niż 30 lat.

195 Why 33 of the 50 most-polluted towns in Europe are in Poland, The Economist, 18 stycznia 2018 r. Dane za Światową Organizacją Zdrowia.

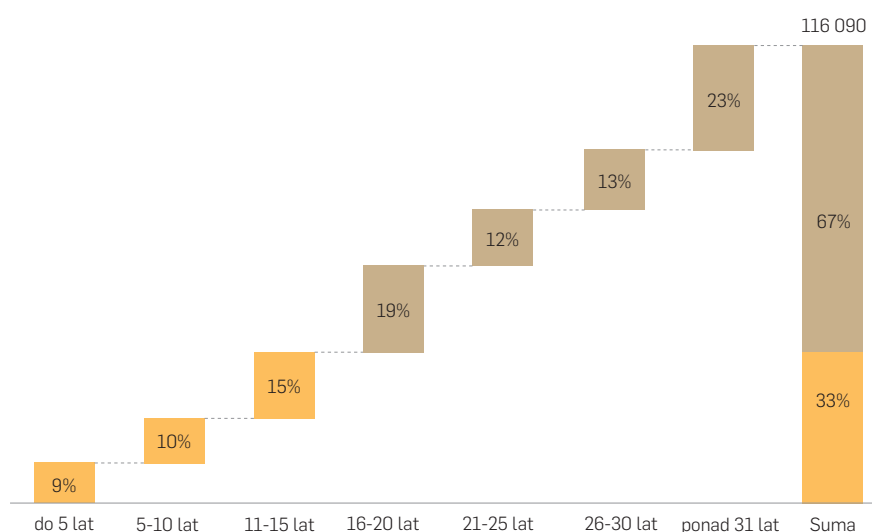
196 Zob. <http://biznesalert.pl/czyste-powietrze-biurokracja/> (dostęp 18.04.2019).

197 Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Dz. U. z 2018 r., poz. 317, z późn. zm.

198 Za Transport and Environment.

199 Za Europejską Agencją Środowiska.

Grafika 12. Grupy wiekowe autobusów zarejestrowanych w Polsce na koniec 2017 r.



Źródło: GUS

W ostatnich latach lokalny transport autobusowy stracił na znaczeniu. Liczba regionalnych połączeń w latach 2009-2016 zmniejszyła się o 43 proc. Podobnie zmniejszyła się liczba przewiezionych pasażerów. Można spodziewać się, że w codziennej komunikacji pasażerowie przesiedli się do samochodów, choć nie ma badań potwierdzających tę tezę. Obecnie w regionalnym transporcie autobusowym używanych jest zaledwie 15 tysięcy autobusów (ze 116 tysięcy zarejestrowanych). Liczba ta pozwala na szybkie odnowienie znaczącego udziału floty.

Plan rozwoju transportu regionalnego opiera się zasadniczo na trzech elementach: budowie infrastruktury ładowania we wszystkich 380 miastach powiatowych w Polsce, wymianie floty w liczbie 5 tysięcy pojazdów oraz stworzeniu przyjaznych warunków użytkowania dla pasażera.

Istotne elementy uwzględniają stworzenie właściwego planu zarządzania infrastrukturą ładowania, umożliwiając maksymalne wykorzystanie systemów ładowania, konieczność wycofania z użytkowania starej floty oraz oparcie obsługi pasażera na nowoczesnych aplikacjach informatycznych, czyniących z transportu regionalnego pożądaną alternatywę dla transportu samochodowego.

Grafika 13. Plan rozwoju transportu regionalnego



Źródło: opracowanie własne

Koszt programu szacujemy na ok. 12 mld zł²⁰⁰. Analizując wielkość nakładu do osiągniętej korzyści w okresie trwania programu należy wziąć pod uwagę wiele zmiennych. Średnie emisje autobusu wynoszą ponad 1 kg CO₂ na przejechany kilometr²⁰¹. Korzyść środowiskowa z uwzględnieniem emisyjności w Polsce wynosi 25 proc. Biorąc pod uwagę powyższe, roczna redukcja emisji z samego systemu wynosi prawie 1,4 Mt CO₂. System promuje rozwój samochodów elektrycznych poza dużymi miastami. Jeżeli promowany system przyczyni się do wzrostu zakupów samochodów elektrycznych w skali odpowiadającej 200 000 pojazdów (ok. 5 proc. zakupów nowych samochodów) efekt redukcji emisji będzie dwukrotny i wyniesie ok. 3 Mt CO₂ rocznie. Obliczenia redukcji nie uwzględniają zmniejszenia emisyjności polskiego sektora energetycznego, który przy uwzględnieniu obecnych zmian doprowadzi do redukcji o kolejne 16 proc. rocznie w ostatnim roku prowadzonego programu.

Źródłem finansowania programu powinien być fundusz modernizacyjny. Oprócz bezpośredniego wpływu na redukcję emisji należy również uwzględnić efekt pośredni, jakim jest redukcja emisji poprzez stworzenie infrastruktury ładowania pojazdów nienależących do floty transportowej przewoźników regionalnych i rozwój prywatnego transportu elektrycznego.

3.5. PROGRAM NIEZALEŻNOŚCI ENERGETYCZNEJ GOSPODARSTW DOMOWYCH I MŚP

Programy redukcji emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂, dotyczą również gospodarstw domowych i przedsiębiorców. Dostają oni dofinansowanie m.in. związane z wprowadzeniem do sieci energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Wsparcie tego typu coraz częściej napotyka krytykę. Dofinansowuje się przedsięwzięcie przynoszące inwestorowi zwrot, a kosztami jego obsługi (obsługi bilansowania) obciążony jest operator sieci, a zatem wszyscy pozostali odbiorcy. Odnosząc się wyłącznie do analizy wzrostu liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych, przyrasta ona w tempie około 100 proc.²⁰² rocznie. Zakres programów dofinansowania instalacji OZE w obecnym kształcie w powiązaniu z obecnie dostępną technologią uważamy za niewystarczająco motywujący do działań pożądaných środowiskowo, ale również sieciowo. Z jednej strony systemy wsparcia nie uwzględniają rozwoju technologii. Z drugiej strony zaś nie tyle nie promuje się współpracy z sieciami w obszarze bilansowania, ale także wprowadza programy wsparcia, z którymi sieci mają problem ze względu na brak stabilności.

Finansowanie ze środków EU ETS za pośrednictwem funduszu modernizacyjnego powinno opierać się nie na samej instalacji OZE, ale na promowaniu niezależności energetycznej we współpracy z sieciami elektroenergetycznymi.

W związku z tym, proponujemy finansowanie niezależności energetycznej, rozumianej jako średnia godzinowa niezależność od poboru energii elektrycznej z sieci energetycznej, wyrażona w procentach. Modelowo wskaźnik zostanie wyrażony jako średnia arytmetyczna niezależności energetycznej w każdej godzinie doby w okresie miesiąca, rozumianej jako saldo energii wprowadzo-

200 Założenia: zakup 5000 autobusów, cena autobusu wynosi 2 mln zł, w powiecie instalowane są średnio trzy punkty ładowania w cenie 0,8 mln zł każdy oraz jednorazowo 0,5 mln zł na dostosowanie infrastruktury kablowej. W wycenie uwzględniono również koszt stworzenia i obsługi aplikacji zarządzania punktami ładowania i informowania pasażerów (20 mln zł). Do sumy dodano 10% rezerwy wybijającej z ewentualnego niedoszacowania.

201 W oparciu o dane ZTM (880 g/km) i dane ze Słowenii w: S.R. Opresnik, T. Seljak, R. Vihar, M. Gerbec, T. Katrasnik, Real-World Fuel Consumption, Fuel Cost and Exhaust Emissions of Different Bus Powertrain Technologies, 2018.

202 Przyrost mikroinstalacji w 2018 w porównaniu z 2017 i prognozowany przyrost na 2019 rok.

nej do sieci i pobranej z sieci, o minimalnej wartości równej zero²⁰³. Wskaźnik uwzględniający każdą godzinę w dobie promuje inwestycje w pojemności magazynowe umożliwiające pobór energii z własnych źródeł w okresie zmniejszonej produkcji z niesterowalnych źródeł odnawialnych. Takie rozwiązanie zapewnia większą stabilność sieci elektroenergetycznej, ponieważ nadprodukcja energii jest magazynowania u prosumenta.

Inwestor wynagradzany jest na dwa sposoby:

- wsparcie finansowe instalacji (uwzględniające system opomiarowania) uzależnione od osiągniętego progu niezależności energetycznej;
- wynagrodzenie za energię wprowadzoną do sieci.

Pierwszy komponent wynagrodzenia jest obliczany *ex post* i jest uzależniony od stopnia niezależności energetycznej osiągniętego w jednym z miesięcy wskazanych w programie (miesiąc reprezentatywny dla systemu elektroenergetycznego). Drugi komponent bazuje na średniej cenie energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii S.A. i wynosi 50 proc. średniej miesięcznej ceny indeksu Rynku Dnia Następnego. Wynagrodzeniu podlega wolumen energii elektrycznej stanowiący maksymalnie dwukrotność osiągniętej niezależności energetycznej w odniesieniu do średniej konsumpcji energii elektrycznej ze wskazanego okresu. System przewiduje zwiększenie wynagrodzenia w przypadku udostępnienia przez odbiorcę możliwości poboru energii z magazynów energii lub wykorzystaniu ich na potrzeby bilansowania, co umożliwia pozyskiwanie stałego wolumenu energii.

Adresatami programu wsparcia byłyby gospodarstwa domowe i podmioty gospodarcze z sektora małych i średnich przedsiębiorstw. Opisany system wsparcia nie preferuje żadnej technologii. Wyłącza jedynie energię elektryczną powstałą w procesie spalania paliw kopalnych.

Tak opisany system przynosi szereg korzyści dla wszystkich podmiotów.

Korzyści inwestora:

- dofinansowanie kosztów instalacji;
- zapewnienie wpływów z energii oddanej do sieci;
- uzależnienie wpływów od cen rynkowych energii elektrycznej;
- brak obciążenia kosztami bilansowania.

Korzyści systemu:

- promocja systemów magazynowania zapewniających większą stabilność sieci;
- wynagradzanie energii wprowadzonej do sieci w kwocie 50 proc. ceny na Towarowej Giełdzie Energii zapewnia pokrycie kosztów bilansowania oraz skutkuje wejściem do systemu taniej, zeroemisyjnej energii elektrycznej;
- ograniczenie wolumenu będącego przedmiotem płatności będzie skutkowało brakiem bodźców do przewymiarowania instalacji, a w przypadku przekroczenia przesyłu do sieci energia sprzedana

203 Wskaźnik przyjmuje wyłącznie wartości dodatnie z zakresu 0-100 proc. Pobór 100 proc. energii z sieci oznacza zerową niezależność energetyczną. Zerowy pobór z sieci oznacza pełną niezależność energetyczną. Wprowadzenie do sieci większego wolumenu niż pobór również oznacza również pełną niezależność energetyczną (100 proc.) w punkcie poboru w danej godzinie.

na rynku bilansującym będzie stanowiła przychód na potrzeby pokrycia kosztów bilansowania;

- inteligentne opomiarowanie na potrzeby rozliczania inwestycji oraz zwiększenie wynagrodzenia w przypadku współpracy z siecią umożliwi bilansowanie w oparciu o infrastrukturę prosumenta.

Szacujemy łączny koszt wprowadzenia systemu uwzględniającego 50 000 instalacji wytwórczo-magazynujących na 8,9 mld zł²⁰⁴ rocznie. Redukcja emisji w 2030 r., z uwzględnieniem dzisiejszej intensywności emisji CO₂ w sektorze energetycznym, wyniesie 480 tys. t CO₂ rocznie, jednak jeżeli uwzględnić zasilanie sieci w wolumenie odpowiadającym stopniowi niezależności, redukcja wyniesie ok. 0,9 Mt CO₂ rocznie. Dodatkowym efektem, niewyrażonym w redukcji dwutlenku węgla, jest zapewnienie większej stabilności sieci, a przez to umożliwienie podłączenia większej liczby małych jednostek wytwórczych.

Podobnie jak w przypadku wcześniej proponowanych programów wsparcia, również w przypadku tego programu należy spodziewać się efektu dźwigni na rynku, choć ze względu na brak podobnych programów za granicą nie możemy posilkować się przykładami dla określenia skali zjawiska. Wdrożenie tego systemu spowoduje rozwój w sektorach:

- produkcji i sprzedaży małych instalacji OZE;
- produkcji i sprzedaży systemów magazynowania energii elektrycznej;
- opomiarowania systemów elektroenergetycznych;
- związanych rozwojem energetyki prosumenckiej.

Wprowadzony system wsparcia będzie skutkował zasilaniem sieci elektroenergetycznej w tańszą energię ze źródeł zeroemisyjnych, co skutkuje zwiększeniem się konkurencyjności gospodarki. Skutkiem zaś oszczędności w gospodarstwach domowych będzie przesunięcie wydatków do innych sektorów gospodarki.

3.6. REGIONALNE I PILOTAŻOWE PROGRAMY REDUKCJI EMISJI

Oprócz innowacyjnych programów o skali ogólnokrajowej fundusz modernizacyjny mógłby stanowić źródło finansowania programów o charakterze lokalnym w województwach lub powiatach odpowiadających za największy wolumen emisji gazów cieplarnianych. Trzy województwa – łódzkie, śląskie i mazowieckie – są odpowiedzialne za ponad 50 proc. emisji CO₂, a ich udział jest względnie niezmienny²⁰⁵. Następne trzy województwa odpowiadają łącznie za 19 proc., zaś pozostałe 10 za 33 proc. Wsparcie skoncentrowane na poziomie regionalnym będzie skutkowało działaniami mającymi wymierny wpływ dla lokalnej społeczności, ale może być również dedykowane rozwiązaniom właściwym dla regionu.

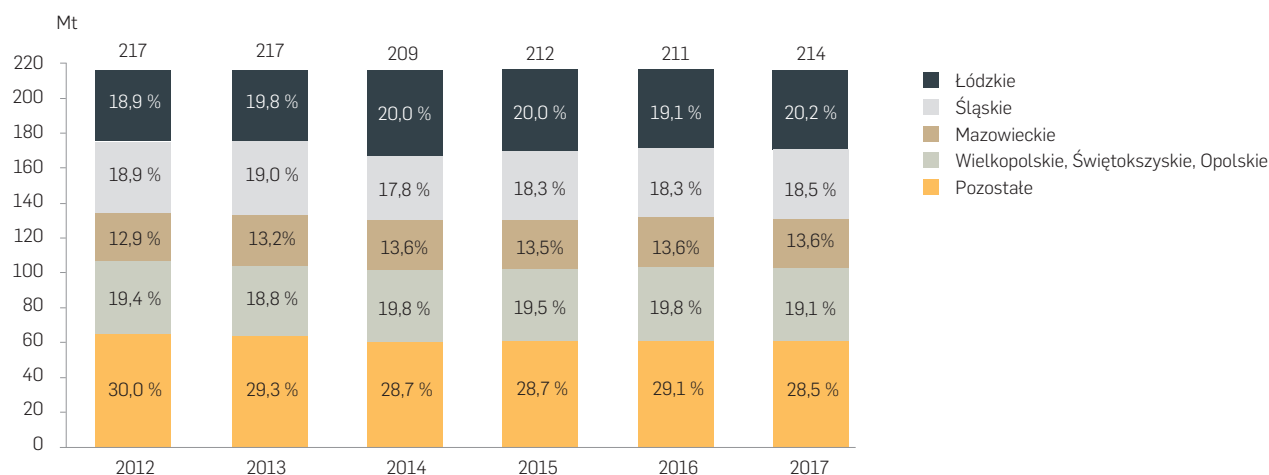
”

Trzy województwa – łódzkie, śląskie i mazowieckie – są odpowiedzialne za ponad 50 proc. emisji CO₂

204 Założenia: Koszt instalacji równy 50 tys. PLN. Dofinansowanie w wysokości 30% dla 50% niezależności energetycznej przyjęte dla wszystkich instalacji. Średnia cena energii stanowiąca punkt odniesienia dla taryfy feed-in równa 224 zł/MWh. Średnie zużycie energii w grupie docelowej – 25 MWh.

205 Dotyczy emisji gazów z zakładów szczególnie uciążliwych.

Grafika 14. Udział województw w emisji gazów
z zakładów szczególnie uciążliwych w Polsce



Źródło: Bank Danych Lokalnych

O ile nie uważamy, że dzisiaj powinno się wskazywać rozwiązania technologiczne dla programów na 10 lat, o tyle można wskazać wybrane rozwiązania bazowe, które można zastosować w pilotażach finansowanych z funduszu modernizacyjnego. Należą do nich w szczególności:

- Rozwiązania oparte o internet rzeczy;
- Rozwiązania bazujące na analizie dużej ilości danych;
- Rozwiązania z obszaru nauczania maszynowego;
- Rozwiązania promujące odzyskiwanie energii z odpadów w sposób przyjazny dla środowiska;
- Rozwiązania ograniczające wykorzystanie źródeł emisyjnych poprzez dzielenie zasobów.

Wdrażaniu programów pilotażowych powinno towarzyszyć parametryzowanie inwestycji w oparciu o wskaźnik wielkości inwestycji w odniesieniu do osiągniętej redukcji emisji w perspektywie krótko, średnio i długoterminowej oraz porównanie ich ze sobą oraz ze wdrażanymi programami o skali ogólnokrajowej. Jedną z koncepcji, którą należałoby rozważyć, byłoby uzależnienie finansowania od osiągniętych progów tak liczonego wskaźnika. Istotnym elementem w tym obszarze finansowania byłoby zaangażowanie sektora edukacyjnego. Przeprowadzona przez Instytut Badań Strukturalnych analiza sektora *offshore* wskazała na słaby przepływ wiedzy między jednostkami naukowymi a przedsiębiorcami. Uwzględnienie sektora nauki w programach wsparcia, oceny projektowej oraz modelowania pozwoli na rozwój myśli technologicznej, która umożliwi rozwiązywanie regionalnych problemów²⁰⁶. Jednym z przykładów takiej integracji świata biznesu i nauki z dodatkową korzyścią w postaci redukcji emisji jest implementacja trójmiejskiego inteligentnego systemu transportu aglomeracyjnego TRISTAR.

206 M. Gątczyński, J. Sawulski, R. Zajdler, Morskie farmy wiatrowe w Polsce – analiza systemu innowacji, 2018.

Ze względu na międzynarodowe kryteria oceny projektów finansowanych z funduszu modernizacyjnego konieczne będzie wpisanie się w jego ramy inwestycyjne. Państwa mają jednak swobodę w kształtowaniu kierunków projektów uzyskujących wsparcie. Istotne jest zapewnienie dostępu do dofinansowania poprzez odbiurokratyzowanie procesów oraz brak stwarzania barier wejścia. Promowanie innowacyjnych koncepcji małych przedsiębiorców wymaga od państwa podjęcia działań w obszarze wsparcia w pozyskaniu funduszy pilotażowych oraz zapewnienia dostępu do wdrożeń rynkowych.



V. REKOMENDACJE

Wsparcie działań służących redukcji emisji powinno opierać się na działaniach o zasięgu ogólnokrajowym i regionalnym. Polityka wykorzystania środków z ETS musi uwzględniać nie tylko działania o skutku bezpośrednim, ale także inwestycje umożliwiające rozwój instalacji nisko- lub zero emisyjnych. Również przy analizie zasadności wydatkowania środków należy uwzględniać efekty bezpośrednie, pośrednie oraz rozwój gospodarczy z wykorzystaniem efektu dźwigni finansowej w średnim i długim terminie.

Rozdział przeznaczenia środków pomiędzy dedykowanym funduszem krajowym a funduszem modernizacyjnym powinien być dokonywany według jasnego klucza, którym może być podział inwestycji na strategiczne w punktu widzenia państwa oraz pozostałe. Proponujemy, aby jako strategiczne potraktować inwestycje w sieci, w efektywność energetyczną budynków oraz w bezpośrednie działania antysmogowe. Pozostałe zaproponowane działania powinny być pokryte ze środków funduszu modernizacyjnego.

Tworząc programy finansowania lub współfinansowania należy uwzględnić kilka istotnych zasad, do których należą w szczególności:

- brak skomplikowania;
- uwzględnienie zachodzących zmian technologicznych;
- ustanowienie wysokich progów redukcyjnych;

- wprowadzenie czynników motywujących (np. progresja wsparcia);
- uwzględnienie czynników lokalnych lub regionalnych;
- wprowadzenie systemu rewizji programów.

Ze względu na rozwój technologii zarówno w sektorze energetycznym, jak również w innych sektorach, część finansowania powinna zostać przeznaczona na programy inicjowane w przyszłości. W szczególności mogą temu służyć testy prowadzone w programach pilotażowych.

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

Jesteśmy prawnikami zajmującymi się ochroną środowiska. Łącząc prawo, naukę i politykę publiczną tworzymy strategie i narzędzia, które pomagają mierzyć się z największymi problemami środowiska naturalnego.

Zajdler Energy Lawyers & Consultants

Od 2009 r. świadczy wyspecjalizowane usługi doradztwa regulacyjnego dla sektora energetycznego w zakresie rynków energii elektrycznej, gazu ziemnego, paliw ciekłych i ciepła. Wiedzę prawniczą i ekonomiczną łączymy z doświadczeniem rynkowym. Nasze analizy, jak i doradztwo biznesowe wspierają strategiczny rozwój firm. Współpracujemy z uznanymi ekspertami, których kwalifikacje i doświadczenie są niezbędne w realizowanych przez nas projektach biznesowych.

Aurora Energy Research

Jest wiodącą firmą świadczącą usługi analityczne i doradcze dla rynków energii w Europie i Australii. Założona w 2013 przez profesorów Uniwersytetu Oksfordzkiego Aurora buduje i używa autorskich systemów modelowania rynku energii. Używając tych systemów, tworzymy długoterminowe, fundamentalne prognozy cenowe dla rynków surowców naturalnych i energii, wspierając ponad 200 czołowych firm i instytucji w kluczowych decyzjach strategicznych i inwestycyjnych.