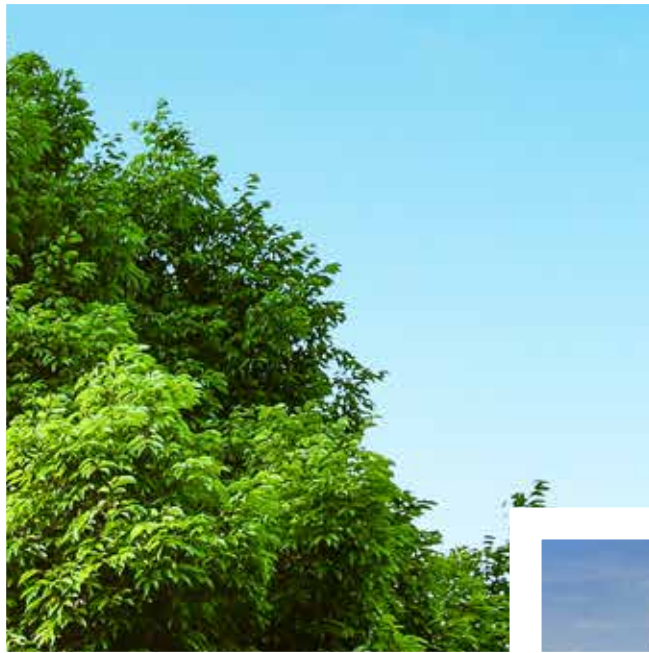




IOŚ-PIB

INSTYTUT OCHRONY ŚRODOWISKA
PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY



Klimat dla Polski Polska dla klimatu

1988 – 2018 – 2050



Zespół Autorów pod redakcją Roberta Jeszke:

Marzena Chodor, Przemysław Chrzan, Maciej Cygler, Piotr Dombrowicki, Agnieszka Gałań,
 Iwona Kargulewicz, Sylwia Kryłowicz, Michał Lewarski, Sebastian Lizak, Tomasz Majchrzak,
 Paweł Maliński, Anna Olecka, Zbyszko Pisarski, Marta Rosłaniec, Janusz Rutkowski,
 Monika Sekuła, Anna Serzysko, Przemysław Sikora, Jacek Skośkiewicz, Eugeniusz Smol,
 Igor Tatarewicz, Justyna Tomczyk, Aneta Tylka, Sylwia Waśniewska, Izabela Zborowska.

Słowa kluczowe: GHG, transformacja, emisje, gazy cieplarniane, dwutlenek węgla, ochrona klimatu, energetyka, górnictwo, ucieczka emisji, elektromobilność, EU ETS, non-ETS, rolnictwo, transport, budownictwo, przemysł.

Spis treści

Skróty	04
Wstęp - Prolog	06
Osiągnięcia COP, których gospodarzem była Polska	07
Polacy w organach Konwencji Klimatycznej	07
Transformacja gospodarcza Polski	08
Polska przed transformacją	08
Emisja gazów cieplarnianych w Polsce w okresie transformacji	10
Struktura gazów cieplarnianych w Polsce w 2016	29
Koszty transformacji dla gospodarki i społeczeństwa	32
Integracja Polski z UE	33
Podsumowanie okresu transformacji	35
Funkcjonowanie i doświadczenia	36
Mechanizmy projektowe oraz finansowanie	40
System Zielonych Inwestycji w Polsce	40
Mechanizm JI w Polsce 2008-2012	43
Uwarunkowania polityczno-prawne	46
Cele i zobowiązania Polski i UE na 2020 r.	46
Pakiet energetyczno-klimatyczny 3x20	47
Cele i zobowiązania Polski, UE i świata na 2030 r.	54
Możliwe scenariusze rozwoju do 2050 r.	56
Wybrane obszary przekrojowe – wyzwania	62
Transport i rozwój elektromobilności	62
Rozwój OZE i poprawa efektywności energetycznej w Polsce	70
Rolnictwo	76
Kwestie społeczne (górnictwo, ucieczka emisji)	78
Epilog	92
Bibliografia	96

Skróty

AAU	jednostka przyznanej emisji (ang. <i>Assigned Amount Unit</i>)	KPEiK	Krajowy plan na rzecz energii i klimatu
AC	Komitet Adaptacyjny (ang. <i>Adaptation Committee</i>)	LNG	skroplony gaz ziemny (ang. <i>Liquefied Natural Gas</i>)
ACEA	Europejskie Stowarzyszenie Producentów Pojazdów (ang. <i>European Automobile Manufacturers Association</i>)	LULUCF	Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo – kategoria 4 wg IPCC (ang. <i>Land Use, Land-Use Change and Forestry</i>)
AEA	jednostka rocznych limitów emisji (ang. <i>Annual Emission Allocation</i>)	MSR	mechanizm stabilności rynkowej (ang. <i>Market Stability Reserve</i>)
AF	Fundusz Adaptacyjny (ang. <i>Adaptation Fund</i>)	NCBR	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
APA	Grupa Robocza ds. Porozumienia Paryskiego (ang. <i>Ad Hoc Working Group on the Paris Agreement</i>)	NDC	narodowe deklaracje dotyczące redukcji emisji (ang. <i>Nationally Determined Contribution</i>)
ARE	Agencja Rynku Energii	NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej non-ETS sektory nie objęte EU ETS
BEV	pojazd o napędzie akumulatorowym (elektrycznym) (ang. <i>battery electric vehicles</i>)	NPRGN	Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej
CAK	Centrum Analiz Klimatycznych	NRA	Japoński Urząd Dozoru Jądrowego (ang. <i>Nuclear Regulation Authority</i>) NSI Narodowa Strategia Integracji
CAKE	Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych	OECD	Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (ang. <i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>)
CCU	wychwytywanie CO ₂ i utylizacja (ang. <i>Carbon Capture and Utilisation</i>)	ONZ	Organizacja Narodów Zjednoczonych
CCS	wychwytywanie CO ₂ i składowanie (ang. <i>Carbon Capture and Storage</i>)	OZE	energia wytworzona ze źródeł odnawialnych
CDM EB	Rada Zarządzająca Mechanizmem Czystego Rozwoju (ang. <i>Clean Development Mechanism Executive Board</i>)	PEV	elektryczne pojazdy hybrydowe typu plug-in z 2 rodzajami zasilania
CL	ucieczka emisji (ang. <i>Carbon Leakage</i>)	PFC	perfluorowęglowodory
CMP	Spotkanie Stron Protokołu z Kioto (ang. <i>Conference of the Parties Serving as the Meeting of Parties to the Kyoto Protocol</i>)	PK	Protokół z Kioto
CNG	sprężony gaz ziemny (ang. <i>Compressed Natural Gas</i>)	PKB	produkt krajowy brutto
COP	Konferencja Stron (ang. <i>Conferences of the Parties</i>)	PP	Porozumienie paryskie
CP1, CP2	Faza 1 i faza 2 protokołu z Kioto (ang. <i>Commitment Period 1 and 2</i>)	PPP	parytet siły nabywczej (ang. <i>purchasing power parity</i>)
EC WIM	Komitet Wykonawczy Warszawskiego Międzynarodowego Mechanizmu ds. Szkód i Strat (ang. <i>The Executive Committee of the Warsaw International Mechanism for Loss and Damage</i>)	REDD+	Program redukcji emisji dwutlenku węgla z wylesień i degradacji lasów (ang. <i>reducing emissions from deforestation and forest degradation</i>)
Ekw. CO₂	Ekwiwalent CO ₂	SBI	organ ds. Wdrożeń (ang. <i>Subsidiary Body for Implementation</i>)
EMP	Electromobility Poland S.A.	SBSTA	Organ pomocniczy Konwencji: ds. Naukowo – Technicznych (ang. <i>Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice</i>)
ERU	jednostka redukcji emisji (ang. <i>Emission Reduction Unit</i>)	SOR	Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju
ESD	decyzja non-ETS (ang. <i>Effort Sharing Decision</i>)	TEN-T	transeuropejska sieć transformatorowa (ang. <i>Trans-European Transport Networks</i>)
ESR	rozporządzenie non-ETS (ang. <i>Effort Sharing Regulation</i>)	VAT	podatek od towarów i usług (ang. <i>value-added tax</i>)
EV	pojazd elektryczny (ang. <i>electric vehicle</i>)	UE	Unia Europejska
EU ETS	Wspólnotowy System Handlu Uprawnieniami do Emisji (ang. <i>European Union Emissions Trading Scheme</i>)	UNFCCC	Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (ang. <i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>)
GIS	System Zielonych Inwestycji (ang. <i>Green Investment Scheme</i>)	USD	dolar amerykański
GC/GHG	gazy cieplarniane		
GCF	Zielony Fundusz Klimatyczny (ang. <i>Green Climate Fund</i>)		
HFC	hydrofluorowęglowodory		
IOŚ-PIB	Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy		
IPCC	Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (ang. <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)		
JI	Mechanizm wspólnych wdrożeń (ang. <i>Joint Implementation</i>)		
JISC	Komitet Nadzorujący Projekty Wspólnych Wdrożeń (ang. <i>Joint Implementation Supervisory Committee</i>)		
JRC	Wspólne Centrum Badawcze Komisji Europejskiej (ang. <i>Joint Research Centre</i>)		
KOBiZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami		

Wstęp - Prolog

Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC*) została przyjęta w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r. i przedstawiona krajom do podpisu na Konferencji „Środowisko i Rozwój” w Rio de Janeiro w czerwcu tego samego roku (zwana dalej Konwencją, Konwencją Klimatyczną lub UNFCCC)¹. Weszła w życie 21 marca 1994 r.

Podstawowym celem Konwencji jest ustabilizowanie emisji gazów cieplarnianych na poziomie, który ograniczałby negatywny wpływ człowieka na zmiany klimatu. Konwencja Klimatyczna zakłada międzynarodową współpracę w przeciwdziałaniu zmianom klimatu, w szczególności ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych odpowiedzialnych za zjawisko globalnego ocieplenia.

Uzgodnienie i podpisanie Konwencji w czerwcu 1992 r., dało formalny początek międzynarodowej współpracy dotyczącej przeciwdziałaniom zmianom klimatu i przyczyniło się do rozwoju dalszych porozumień w tym zakresie. Konwencja zobowiązuje strony do współpracy w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, adaptacji do zmian klimatu, badań naukowych i systematycznej obserwacji klimatu, rozpowszechniania technologii, praktyk i procesów redukujących antropogeniczne emisje gazów cieplarnianych, raportowania emisji gazów cieplarnianych oraz udzielenia pomocy finansowej dla państw rozwijających się w tym zakresie. Konwencję ratyfikowało 196 państw. Pierwszym porozumieniem, które uzupełniło i sprecyzowało postanowienia Konwencji jest, Protokół z Kioto przyjęty w grudniu 1997 r.

Polska podpisując Protokół z Kioto w dn. 15 lipca 1998 r., zobowiązała się do zredukowania emisji gazów cieplarnianych o 6% w latach 2008-2012 w odniesieniu do poziomu emisji w 1988 r. Cel ten został przez Polskę osiągnięty z nadwyżką, ponieważ krajowe redukcje emisji GHG zostały w latach 2008-2012 oszacowane na poziomie ok. 30% w stosunku do roku bazowego.

W maju 2004 r. Polska została członkiem Unii Europejskiej. Od tego czasu, wraz z innymi państwami członkowskimi i z Komisją Europejską, Polska współtworzy politykę klimatyczno-energetyczną UE oraz angażuje się w negocjacje prowadzone przez wszystkie państwa członkowskie na forum Konwencji Klimatycznej. W 2011 r. Polska, obejmując funkcję prezydencji w Radzie UE, była m.in. odpowiedzialna za wypracowanie wspólnego stanowiska UE. Dotyczyło to także negocjacji klimatycznych i trwającego w trakcie polskiej prezydencji w UE,

COP18 w Doha, gdzie przyjęta została m.in. Poprawka do Protokołu z Kioto, tzw. Poprawka Dauhańska.

W grudniu 2015 r. podczas COP w Paryżu przyjęto tzw. Porozumienie paryskie stanowiące kolejny etap w polityce klimatycznej po Protokole z Kioto, angażujące w działania na rzecz ochrony klimatu wszystkie strony Konwencji. Porozumienie to zostało podpisane przez Premier RP Beatę Szydło w dniu 22 kwietnia 2016 r. w Nowym Jorku. Następnie 6 października 2016 r., Prezydent Andrzej Duda podpisał ustawę o jego ratyfikacji, a listy (instrumenty) ratyfikacyjne zostały złożone przez Polskę w dn. 7 października 2016 r. Z dniem 28 września 2018 r. Polska złożyła instrument ratyfikacyjny do Poprawki Dauhańskiej w Sekretariacie Generalnym ONZ w Nowym Jorku.

Polska może poszczycić się wieloletnim i aktywnym zaangażowaniem w negocjacje klimatyczne na forum ONZ. Przedstawiciele Polski zaangażowani byli zarówno w tworzenie samej Konwencji, jak i jej wdrażanie od momentu wejścia w życie, co nastąpiło w 1994 r.

COP24 w Katowicach jest już trzecią Konferencją Stron organizowaną w Polsce. Dotychczas Polska już dwukrotnie pełniła funkcję gospodarza Konferencji Stron UNFCCC: COP14 odbył się w Poznaniu w 2008 r., natomiast COP19 odbył się w Warszawie w 2013 r. Warto podkreślić, że w roku 1999, podczas COP5 w Bonn, funkcję Prezydenta objął prof. Jan Szyszko pełniący wówczas funkcję Pełnomocnika Rządu ds. Konwencji Klimatycznej. Oznacza to, że obecny Sekretarz Stanu w Ministerstwie Środowiska i Pełnomocnika ds. Prezydencji COP24 Michał Kurtyka, obejmie w grudniu br. funkcję Prezydenta COP jako czwarty Polak w historii. Wcześniej chronologicznie funkcję tę z ramienia Polski pełnili: prof. Jan Szyszko - Prezydent COP5 (w latach 1999-2000), prof. Maciej Nowicki - Prezydent COP14/CMP4 (w latach 2008-2009) oraz Marcin Korolec - Prezydent COP19/CMP9 (w latach 2013-2014).

Osiągnięcia COP, których gospodarzem była Polska

Efektom 14. Konferencji Stron Konwencji klimatycznej (COP14), która odbyła się w Poznaniu w 2008 r. było m.in.:

- uruchomienie Funduszu Adaptacyjnego (ang. *Adaptation Fund*), który został powołany w celu zapewnienia finansowania projektów i programów adaptacyjnych w państwach rozwijających się, narażonych na negatywne skutki zmian klimatu;
- przyjęcie Poznańskiej Strategii Transferu Technologii (ang. *Poznań Strategic Program on Technology*), mającej na celu pomoc w szybkim i efektywnym transferze technologii przyjaznych klimatowi; oraz
- zapoczątkowanie programu GreenEvo: Akceleratora Zielonych Technologii, przygotowanego na rzecz promocji polskich technologii środowiskowych i wsparcia rozwoju przedsiębiorstw w zakresie ochrony środowiska.

Wśród osiągnięć Konferencji Stron Konwencji klimatycznej (COP19), która odbyła się w Warszawie w 2013 r. wymienić można:

- utworzenie Warszawskiego Międzynarodowego Mechanizmu ws. Strat i Szkód (ang. *Loss and Damage*), którego zadaniem jest finansowanie działań adaptacyjnych, jak też

związanych ze skutkami gwałtownych zjawisk klimatycznych w krajach rozwijających się. Mechanizm Warszawski to szczególne osiągnięcie Szczytu w Warszawie, gdyż państwa najbardziej narażone zabiegały o jego utworzenie od samego podpisania konwencji, czyli ponad 20 lat;

- zdefiniowano Warszawskie Ramy REDD+ - system zaprojektowany w celu ochrony lasów tropikalnych. Mechanizm REDD+ odnosi się do problemu wylesiania (ang. *deforestation*) i degradacji lasów;
- położono solidne podstawy pod nowe porozumienie klimatyczne, które miało być wypracowane w 2015 r. w Paryżu;
- dzięki zabiegom polskiej prezydencji udało się zmobilizować państwa - strony do zadeklarowania łącznie ponad 100 mln dolarów wpłaty na Fundusz Adaptacyjny;
- podjęto decyzję odnośnie finansowania Zielonego Funduszu Klimatycznego - ustalono między innymi, że na walkę ze zmianami klimatu w krajach rozwijających się, państwa rozwinięte będą rocznie przeznaczać minimum 10 mld dolarów w celu dalszego mobilizowania środków ze źródeł prywatnych.

Polacy w organach Konwencji Klimatycznej

Przedstawiciele Polski od wielu lat są obecni są w ciałach instytucji i organów funkcjonujących w ramach Konwencji Klimatycznej. Poza wymienionymi już, najwyższymi stanowiskami Prezydentów Konferencji Stron, od lat '90 Polacy byli również wielokrotnie członkami Biura COP. Polacy pełnili na przestrzeni lat funkcje przewodniczących Organów pomocniczych Konwencji: ds. Naukowo- Technicznych, SBSTA (ang. *Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice*) oraz dwukrotnie w organie ds. Wdrożeń, SBI (ang. *Subsidiary Body for Implementation*). Polacy obecni są również w takich ciałach UNFCCC, jak: Zielony Fundusz Klimatyczny (GCF, Green Climate Fund), Biuro Grupy Roboczej ds. Porozumienia paryskiego (APA, Ad Hoc Working Group on the Paris Agreement),

Komitet Wykonawczy Warszawskiego Międzynarodowego mechanizmu Loss and Damage (EC WIM, The Executive Committee of the Warsaw International Mechanism for Loss and Damage), Rada Zarządzająca Mechanizmem Czystego Rozwoju (CDM EB, CDM Executive Board), Komitet Nadzorujący Projekty Wspólnych Wdrożeń (JISC, Joint Implementation Supervisory Committee), Komitet Adaptacyjny (AC, Adaptation Committee) oraz Fundusz Adaptacyjny (AF, Adaptation Fund), czy Zespół ds. Przeglądów (UNFCCC Roster of Experts).

¹ Dz.U.z1996r.Nr53.poz.238

Transformacja gospodarcza Polski

przez pryzmat emisji gazów cieplarnianych

Polska przed transformacją

Umownie za początek zmian politycznych i gospodarczych przyjmuje się rok 1989, kiedy to Polska pożegnała się z systemem gospodarki centralnie sterowanej i ruszyła drogą transformacji w kierunku gospodarki rynkowej. Zanim jednak zmienił się system i struktura gospodarki, jednym z pierwszych efektów takiego przełomu był początkowy spadek produkcji.

Rok 1990 – przyjęty jako bazowy w Protokole z Kioto – był w Polsce pierwszym rokiem po zasadniczych zmianach, co wyraźnie uwidoczniło się w zachwianiu stabilności gospodarki². To właśnie w 1990 r. nastąpiło przejściowe załamanie gospodarki polskiej. Dlatego też wielkość emisji gazów cieplarnianych w tym roku nie odpowiada ani normalnemu poziomowi emisji, jaki wynika z potrzeby rozwoju naszego kraju, ani faktycznemu potencjałowi gospodarczemu Polski. Rok ten jako bazowy nie byłby zatem miarodajny dla polskiej gospodarki. Zostało to uwzględnione podczas negocjacji Protokołu z Kioto i w konsekwencji poziomem odniesienia dla szacowania redukcji emisji na mocy tego porozumienia w przypadku Polski został rok 1988.

Polska sprzed transformacji, jako kraj o powierzchni ok. 312 tys. km², różni się od tej, którą widzimy dzisiaj. W roku 1988 liczba ludności ogółem wynosiła 37,9 mln, gęstość zaludnienia - 121 mieszkańców/km², a przyrost naturalny wyniósł - 5,7%. Ludność miast stanowiła 61,2% ogółu Polaków. W Polsce było 860 miast, przy czym 20 z nich zamieszkiwało więcej niż 200 tys. mieszkańców. Stolica Polski - Warszawa - liczyła 1,7 mln mieszkańców i podobnie jak dziś było to największe miasto kraju.

W 1988 r. Polska posiadała gospodarkę centralnie sterowaną, a jednocześnie doświadczała konfliktu społeczno-politycznego. Jednym z negatywnych skutków tego stanu był wysoki poziom inflacji (62,2%) oraz dodatkowo tzw. inflacja ukryta, spowodowana m.in. reglamentacją artykułów spożywczych. Z drugiej strony poziom bezrobocia był minimalny (poniżej 1%). W tym okresie Polska zdecydowanie odbiegała od poziomu zamożności innych państw europejskich, czego przykładem może być niemal trzykrotna różnica w PKB w parycie siły nabywczej na mieszkańca. Dominującą część wydatków

rodziny przeznaczają na żywność i stałe opłaty mieszkaniowe, które absorbowały od ponad 45% do prawie 64% ogólnych wydatków w gospodarstwach domowych.

Energochłonność PKB w 1988 r. wynosiła 23,6 kJ/USD'94 ppp. Podstawowymi czynnikami odpowiedzialnymi za taką wartość tego wskaźnika były m.in. niska efektywność gospodarki w przeszłości, niski udział szlachetnych nośników, tj. ropy naftowej i gazu ziemnego w strukturze energii pierwotnej; niski udział wysokoprodukcyjnych nośników, tj. energii elektrycznej oraz paliw ciekłych i gazowych w strukturze energii finalnej i niskie zużycie energii elektrycznej na mieszkańca.

Udział zużycia energii w 1988 r. wynosił w przemyśle 42%, w budownictwie 1,5%, w rolnictwie 2%, transporcie 5% i gospodarce komunalno-bytowej 1%, pozostała część została przypisana łącznie innym sektorom. Zużycie energii na jednego mieszkańca w 1988 r. wynosiło 14,04 GJ. Bilans zapotrzebowania i dostaw energii w Polsce w znacznej części opierał się na paliwach kopalnych – węgiel stanowił 76,5%, ropa naftowa 14,3%, gaz 7,8%. Udział odnawialnych źródeł energii w krajowej strukturze zużycia energii pierwotnej wynosił poniżej 1%.

W strukturze PKB największy udział miał przemysł, którego udział w 1988 r. osiągnął poziom szacowany na 49%. Przemysł w tym okresie charakteryzował się przede wszystkim dominacją przeróbki surowców pierwotnych – energochłonnych i materiałochłonnych. W tym samym roku budownictwo odpowiadało za 12% PKB, podobnie jak rolnictwo (całkowita produkcja rolnicza była na stabilnym poziomie od 1983 r.). Zadłużenie Polski w 1988 r. wynosiło 30 mld USD.

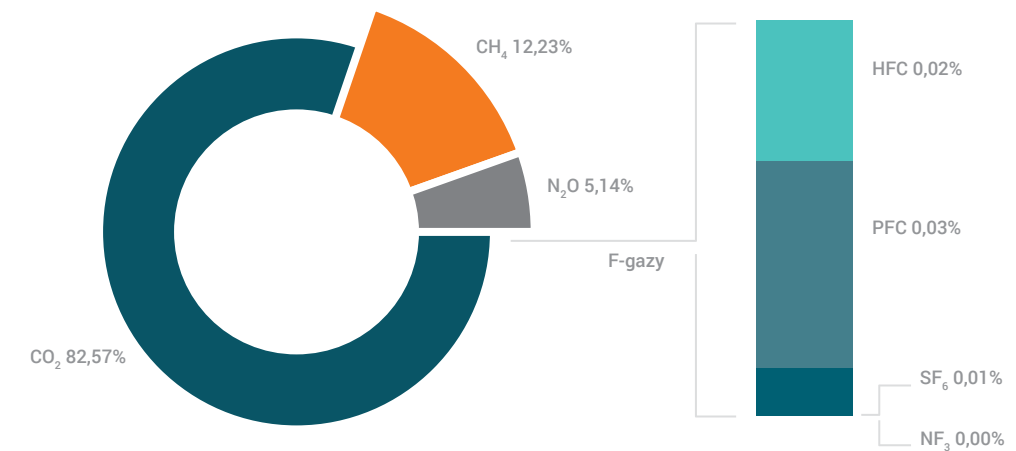
W 1988 r. lasy zajmowały w Polsce powierzchnię blisko 8,7 mln ha, co stanowiło 28% powierzchni kraju (27,7% wskaźnik lesistości).

Nakłady inwestycyjne na ochronę środowiska w 1988 r. wyniosły ok. 0,8% dochodu narodowego podzielonego, w tym na ochronę powietrza atmosferycznego przeznaczono ok. 22 mld zł (wartość przed denominacją). Niestety nie przekładało się to pożądanym efektem i w wielu regionach kraju normy zanieczyszczeń były znacząco przekroczone.

Niezależnie od skutków centralnego sterowania gospodarką, Polska ze swoimi wskaźnikami gospodarczymi znalazła się w załączniku I do *Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu*. Ratyfikowanie Konwencji nałożyło zatem na Polskę zobowiązania takie, jak na pozostałe kraje wymienione w tym załączniku. Najważniejszym z nich był *powrót do końca obecnego dziesięciolecia do wcześniejszych poziomów antropogenicznej emisji dwutlenku węgla i innych*

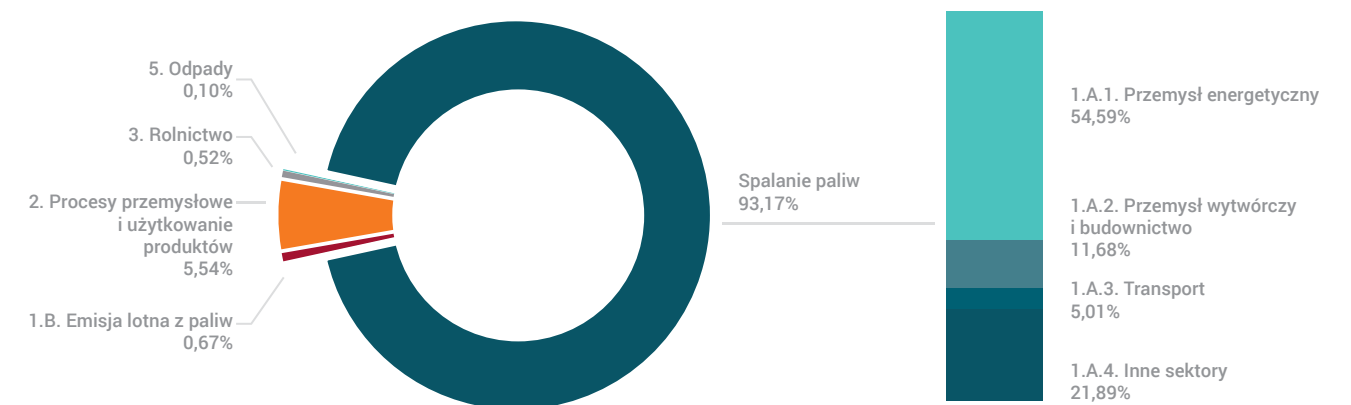
gazów cieplarnianych nie objętych kontrolą przez Protokół Montrealski (art. 4 ust. 2 pkt. (a) konwencji). Dla tej grupy krajów oznaczało to powrót do poziomu emisji z 1990 r. Dla Polski natomiast oznaczało to stabilizację emisji w 2000 r. na poziomie roku 1988. Powody przyjęcia przez Polskę założeń dotyczących zmiany roku bazowego z 1990 na 1988 r. opisano powyżej.

Rys. 1. Udziały poszczególnych GC w całkowitej emisji krajowej w 1988 (bez LULUCF)



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys. 2. Emisja dwutlenku węgla (bez LULUCF) w 1988 r. według kategorii



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

² Szczegółowe uzasadnienie przyjęcia roku 1988 jako roku bazowego przez Polskę zostało zawarte w I Raporcie rządowym dla Konferencji Stron konwencji (1994)

Emisja gazów cieplarnianych w Polsce w okresie transformacji

Polska w ciągu ostatnich blisko 30 kilku lat przeszła długą drogę od gospodarki opierającej się na centralnym planowaniu, z nieefektywnym przemysłem i rolnictwem oraz słabo rozwiniętym sektorem usług, do gospodarki rynkowej, dołączając do grona państw rozwiniętych. Jednym z wyzwań, przed którymi nadal stoi Polska, jest pogodzenie wzrostu gospodarczego (w szczególności uniknięcie pułapki średniego dochodu) z dbałością o środowisko, w tym ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Tym niemniej transformacja, i związany z nią, przynajmniej w początkowym okresie spadek produkcji doprowadził pomiędzy 1989 a 1991 r. do zatrzymania wzrostu gospodarczego w Polsce i dużego spadku PKB. Ten spadek udało się odrobić dopiero w 1993 r. Zatem był to znaczący koszt społeczno-gospodarczy, a strata w wielkości PKB spowodowana transformacją gospodarki musiała być odrabiana w kolejnych latach.

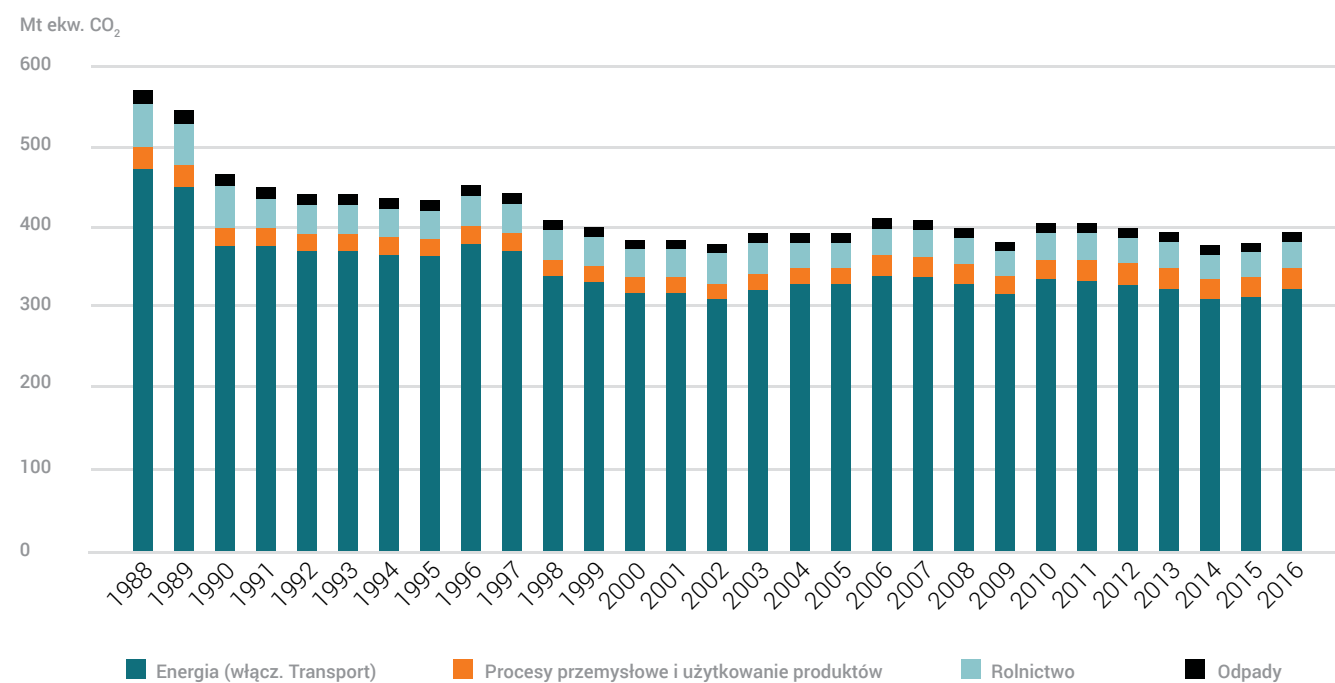
W okresie transformacji po 1989 r. dokonał się w Polsce znaczący, jeden z największych w Europie, postęp w zakresie efektywnego wykorzystania energii i poprawy jakości środowiska. Największy udział w tym miały sektory energetyki i przemysłu, gdzie poprawie uległy zarówno wskaźniki branżowe, jak

również miały miejsce korzystne zmiany strukturalne. Większość zmian i usprawnień wynikała z restrukturyzacji gospodarki oraz z modernizacji zakładów, które doprowadziły m.in. do poprawy efektywności energetycznej. Od wielu lat obserwowane jest zmniejszenie zużycia węgla kamiennego i brunatnego jako źródeł energii na rzecz paliw ropopochodnych, zaś udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto systematycznie rośnie i w 2016 r. przekroczył 11%. Wszystkie te działania spowodowały, iż Polska z dużą nadwyżką wykonała swój cel redukcyjny określony w Protokole z Kioto, a mianowicie zredukowanie emisji o 6% w latach 2008 - 2012 w stosunku do emisji w roku bazowym.

Pomimo tak trudnego okresu transformacji, wysiłki, które poczyniła Polska dały bardzo owocne efekty, co pokazuje fakt, że w dniu 24 września 2018 r. Polska dołączyła do grona 25 najbardziej rozwiniętych gospodarek na świecie, do których zalicza się m.in. Niemcy, Japonię czy Stany Zjednoczone. W ciągu ostatniej dekady nie udało się to żadnemu państwu. Polska stała się prekursorem i liderem gospodarczym w Europie Środkowo-Wschodniej.

Innym ważnym z punktu widzenia kraju momentem, nie tylko z politycznego, ale także gospodarczego i środowiskowego punktu widzenia, było wstąpienie Polski do Unii Europejskiej.

Rys. 3. Emisja gazów cieplarnianych w okresie 1988-2016



Źródło: Opracowanie własne KOBIZE

Otwarcie się na Unię pozwoliło na wykorzystanie szans, jakie daje rynek wewnętrzny UE i swoboda przepływu towarów, osób, kapitału i usług. Z punktu widzenia środowiska niezwykle istotne było dostosowanie polskiego prawa i nałożonych obowiązków do wymogów polityki środowiskowej UE. Z jednej strony część działań na poziomie UE z punktu widzenia polskiej gospodarki była bardzo rygorystyczna i w drodze negocjacji udało się wprowadzić czasowe odstępstwa, również w zakresie emisji, np. derogacje dla niskiej emisji, derogacje w pakiecie energetyczno-klimatycznym. Z drugiej strony, bardzo pozytywne było to, że integracja europejska otworzyła też nowe źródła finansowania inwestycji mających na celu poprawę stanu środowiska w Polsce.

Od samego początku transformacji w Polsce funkcjonuje model, w którym wpływy z opłat i kar za wprowadzanie do środowiska zanieczyszczeń zasilają NFOŚiGW oraz fundusze wojewódzkie. Od momentu powstania, czyli od 1989 r.

Narodowy Fundusz przyczynił się do poprawy stanu jakości środowiska, w tym również w zakresie klimatu. Od 2004 r., czyli od czasu wejścia Polski do UE, Fundusz jest istotną instytucją wspierającą zapewnienie dla beneficjentów niezbędnego do pozyskania środków unijnych wkładu własnego. Szeroko wykorzystywanym programem w tym obszarze jest Program Infrastruktura i Środowiska, a także Program LIFE. Ponadto, struktura Funduszu daje możliwość realnego oddziaływania na poziomie regionalnym i lokalnym.

Całkowita krajowa emisja gazów cieplarnianych w 2016 r. wyniosła 395,82 milionów ton ekw. CO₂, wyłączając emisję i pochłanianie gazów cieplarnianych z kategorii 4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF). W porównaniu do roku bazowego wielkość emisji w 2016 roku była niższa o 30,6% (tab.1).

Tabela 1. Krajowa emisja gazów cieplarnianych w roku bazowym i w 2016 r.

Gaz cieplarniany	Emisja w ekw. CO ₂ [kt]		(2016- bazowy)/bazowy [%]
	Rok bazowy	2016	
CO ₂ - z LULUCF	454 509,07	291 962,85	-35,76
CO ₂ - bez LULUCF	470 650,56	321 182,01	-31,76
CH ₄ - z LULUCF	69 765,46	46 154,18	-33,84
CH ₄ - bez LULUCF	69 721,30	46 109,36	-33,87
N ₂ O - z LULUCF	29 492,29	291 962,85	-29,79
N ₂ O - bez LULUCF	29 322,00	321 182,01	-33,55
HFC	134,69	46 154,18	6 550,21
PFC	171,97	46 109,36	-92,70
Miks HFC i PFC	NA,NO	NA,NO	NA,NO
SF ₆	29,12	78,38	169,13
NF ₃	NA,NO	NA,NO	NA,NO
Suma - z LULUCF	554 102,60	367 871,72	-33,61
Suma - bez LULUCF	570 029,64	395 823,53	-30,56

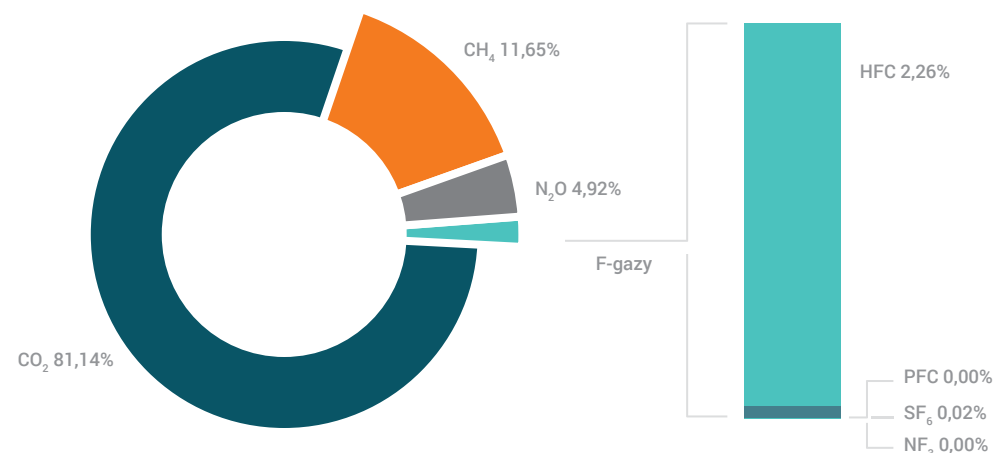
Rok bazowy jest rozumiany w tabeli 1. oraz w całym raporcie jako: rok 1988 dla CO₂, CH₄ i N₂O, rok 1995 dla HFCs, PFCs i SF₆ oraz rok 2000 dla NF₃.

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE

Dominującą rolę w emisji krajowej odgrywa dwutlenek węgla (81,1%), udział metanu i podtlenku azotu jest znacznie mniejszy i wynosi odpowiednio: 11,6% i 4,9%. Fluorowane gazy przemysłowe (tzw. F-gazy) mają niewielki udział w krajowej emisji

GC (łącznie ok. 2,3%), przy czym w Polsce nie odnotowano emisji NF_3 . Udziały poszczególnych gazów, bez uwzględnienia emisji i pochłaniania z kategorii 4, zilustrowano na rysunku 4.

Rys. 4. Udziały poszczególnych gazów cieplarnianych w całkowitej emisji krajowej w 2016 r. (bez LULUCF)



Źródło: opracowanie własne KOBiZE

W tabeli 2 przedstawiono emisje gazów cieplarnianych wyrażone w ekwiwalencie CO₂ dla roku bazowego i 2016 r. oraz ich zmiany w podziale na główne kategorie źródeł. We wszystkich kategoriach źródeł zanotowano spadek emisji w stosunku do

roku bazowego, natomiast w sektorze 4 widoczny jest wzrost pochłaniania węgla. Największy spadek w emisji GC zanotowano w kategoriach: 1. *Energia* i 3. *Rolnictwo* (odpowiednio o 31% i 37%). W sektorze *Energii* było to spowodowane zarówno

Tabela 2. Krajowa emisja gazów cieplarnianych wg kategorii w roku bazowym i w 2016 r.

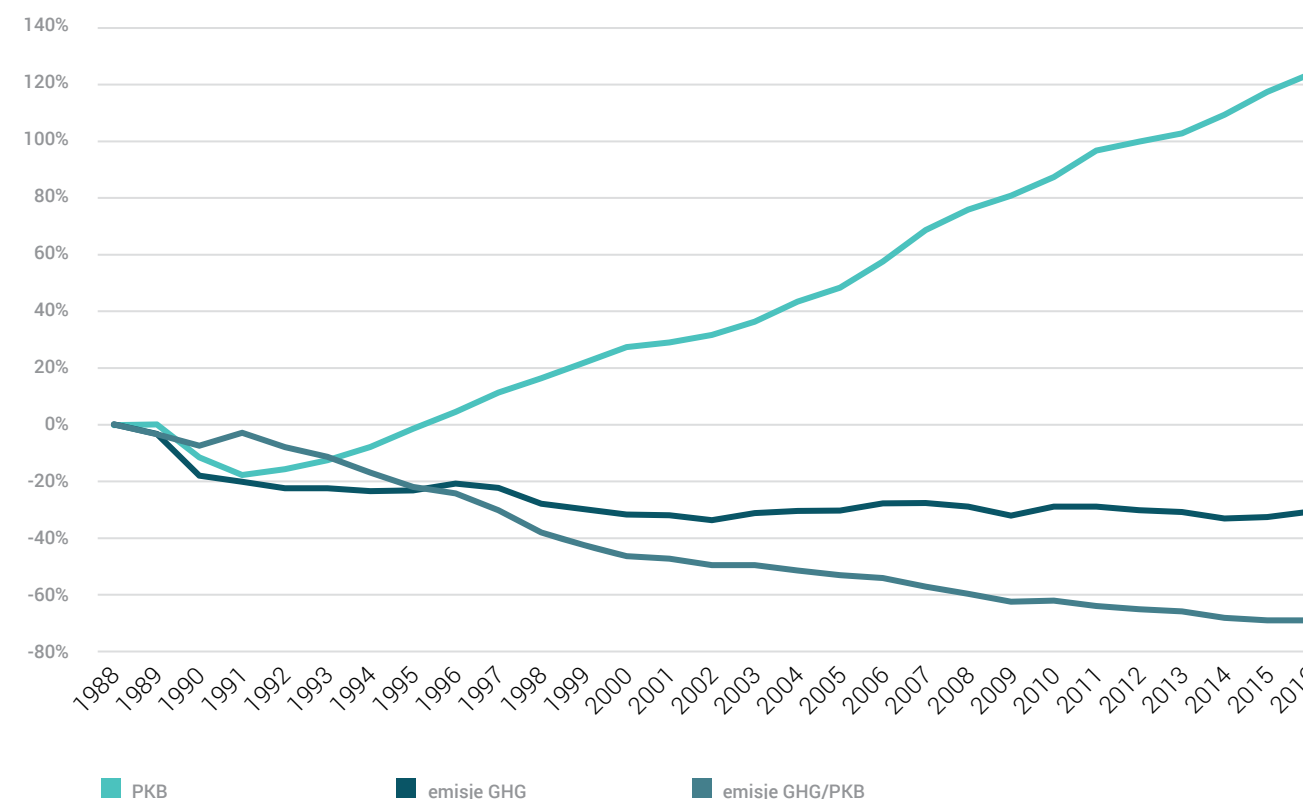
Gaz cieplarniany	Suma [kt ekw. CO ₂]		(2016- bazowy)/ bazowy [%]
	Rok bazowy	2016	
SUMA (z LULUCF)	554 102,60	367 871,72	-33,61
SUMA (bez LULUCF)	570 029,64	395 823,53	-30,56
1. Energia	474 732,14	326 536,84	-31,22
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	31 386,74	28 666,35	-8,67
3. Rolnictwo	47 835,68	30 062,89	-37,15
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-15 927,04	-27 951,80	75,50
5. Odpady	16 075,08	10 557,45	-34,32

Źródło: opracowanie własne KOBiZE

procesem transformacji przemysłu ciężkiego w Polsce, spadkiem wydobycia i wykorzystania węgla, jak również wdrażanymi działaniami na rzecz efektywniejszego wykorzystania energii. Natomiast w rolnictwie tak znaczący spadek emisji spowodowany był zmianami strukturalnymi i ekonomicznymi po 1989 r., w tym zmniejszeniem produkcji zwierzęcej i roślinnej (np. nastąpił spadek pogłowia bydła w latach 1988-2016 z ponad 10 mln szt. do niespełna 6 mln, owiec z ponad 4 mln szt. do ok. 240 tys.) (tab.2).

Szeroki pakiet zmian strukturalnych, legislacyjnych i gospodarczych ostatecznie skutkuje jednoczesnym wzrostem gospodarczym i spadkiem emisji. W okresie od 1988 r. do 2016 r. nastąpił ponad 2-krotny wzrost PKB i około 30% spadek emisji gazów cieplarnianych. Zjawisko oddzielenia się dwóch procesów, które z historycznego punktu widzenia mogłyby mieć analogiczny przebieg, nazwano z j. ang. decouplingiem. Szczególnie jest to widoczne w przypadku odniesienia emisji gazów cieplarnianych oraz zużycia energii do PKB, gdzie zmiany przekroczyły już -60%.

Rys. 5. Oddzielenie (ang. *decoupling*) emisji od wzrostu gospodarczego – zmiany PKB, emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do 1988 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Banku Światowego, KOBiZE

Zmiany w energetyce

Po 1989 r. polska polityka energetyczna w znacznym stopniu skupiała się na procesie transformacji sektora elektroenergetycznego, polegającej na dostosowaniu go do wymagań związanych z reformą całej polskiej gospodarki, likwidacji wieloletnich zaniezań, zwłaszcza w zakresie efektywności wytwarzania i ochrony środowiska. Zdominowany przez własność państwową, ściśle scentralizowany sektor elektroenergetyki, zarządzany przy pomocy systemu nakazowo - rozdzielnego musiał zostać dostosowany do nowej, wolnorynkowej ekonomii ukierunkowanej na tworzenie warunków konkurencji w sektorze oraz do wymogów ochrony środowiska w zakresie przyjętych przez Polskę zobowiązań. Restrukturyzacja polskiego sektora energetycznego polegać miała przede wszystkim na rozdzieleniu działalności pomiędzy trzy podsektory: dystrybucji, obrotu oraz wytwarzania, opierać się miała na demonopolizacji, a drugim etapem miała być prywatyzacja. Proces prywatyzacji możliwy był dopiero po głębokiej decentralizacji oraz wdrożeniu mechanizmów rynkowych³. Jednak

na początku XXI wieku okazało się, że programy restrukturyzacyjne i prywatyzacyjne dla sektora elektroenergetycznego realizowane od połowy lat 90-tych nie przyniosły efektów w postaci rzeczywistej konkurencji i poprawy efektywności. Do głównych przyczyn takiego stanu rzeczy zaliczono m.in. brak systemowego rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych oraz brak jednomyślności i konsekwencji we wdrażaniu programów, nie udało się zrealizować zapowiedzi prywatyzacyjnych, ani planów konsolidacyjnych sektora. Nowe cele polityki energetycznej miały być realizowane przez budowę konkurencyjnego rynku energii, wykreowanie silnych podmiotów zdolnych do konkurencji z podmiotami zagranicznymi oraz ustanowienie przejrzystych regulacji prawnych. Uruchomiono proces „konsolidacji pionowej, jako rozwiązania bardziej efektywnego, dającego możliwość lepszego wykorzystania efektu skali i synergii przy określonym stopniu koncentracji”⁴. W związku z tym utworzono cztery kapitałowe grupy energetyczne oraz wydzielono Operatora Systemu Przesyłowego oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych jako niezależne podmioty prawne. Opracowano również program restrukturyzacji kontraktów

długoterminowych. Zmiany obserwowane w polskim sektorze energetycznym przez ostatnie kilkanaście lat spełniają podstawowe zasady procesu liberalizacji rynku energii. Są to: komercjalizacja, prywatyzacja, rozdział działalności, dostęp stron trzecich, konkurencja oraz nadzór niezależnego regulatora. Stopniowa liberalizacja polskiego rynku energii ma duży wpływ na rozwój sektora. W realiach wolnorynkowych, na skutek optymalizacji kosztów funkcjonowania, których znacznym składnikiem są również koszty związane z nowymi, coraz ostrzejszymi regulacjami środowiskowymi, stopniowo zmienia się technologia wytwarzania energii.

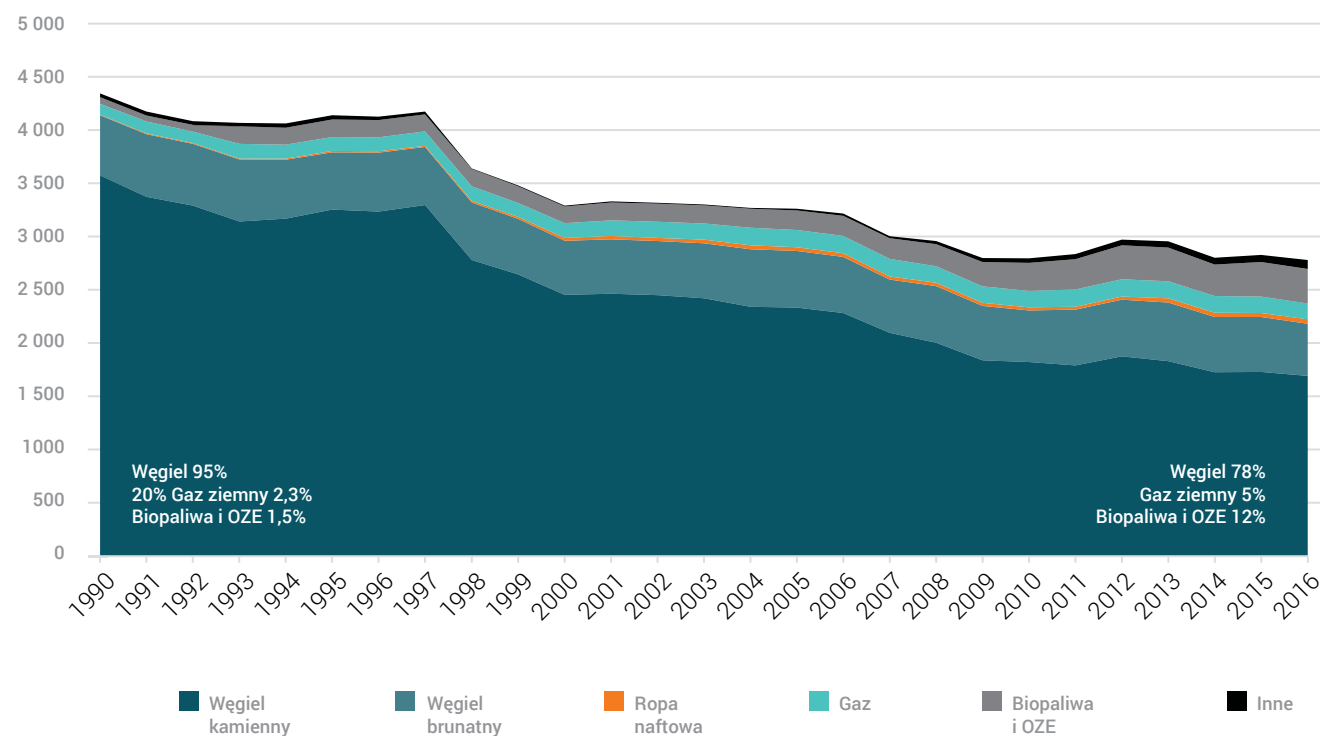
W Polsce przez ostatnie trzydzieści lat zmieniła się struktura pozyskania energii pierwotnej dla całej gospodarki. Zmniejszył się poziom pozyskania energii pierwotnej z 4 344 PJ w 1990 r. do 2 781 PJ w 2016 r. Spadł udział węgla w strukturze pozyskania energii pierwotnej z ponad 95% w 1990 r. do 78% w 2016 r. przy czym pozyskanie węgla brunatnego kształtuje się cały

czas na podobnym poziomie. Jednocześnie wzrosło znaczenie biopaliw i odnawialnych źródeł energii: z ok 1,5 % w 1990 r. do 12% w 2016 r.

Decydujący wpływ na zmniejszenie pozyskania energii pierwotnej miał spadek wydobycia węgla kamiennego. Związane to jest m.in. ze zmniejszeniem zapotrzebowania oraz istotnym spadkiem eksportu tego paliwa.

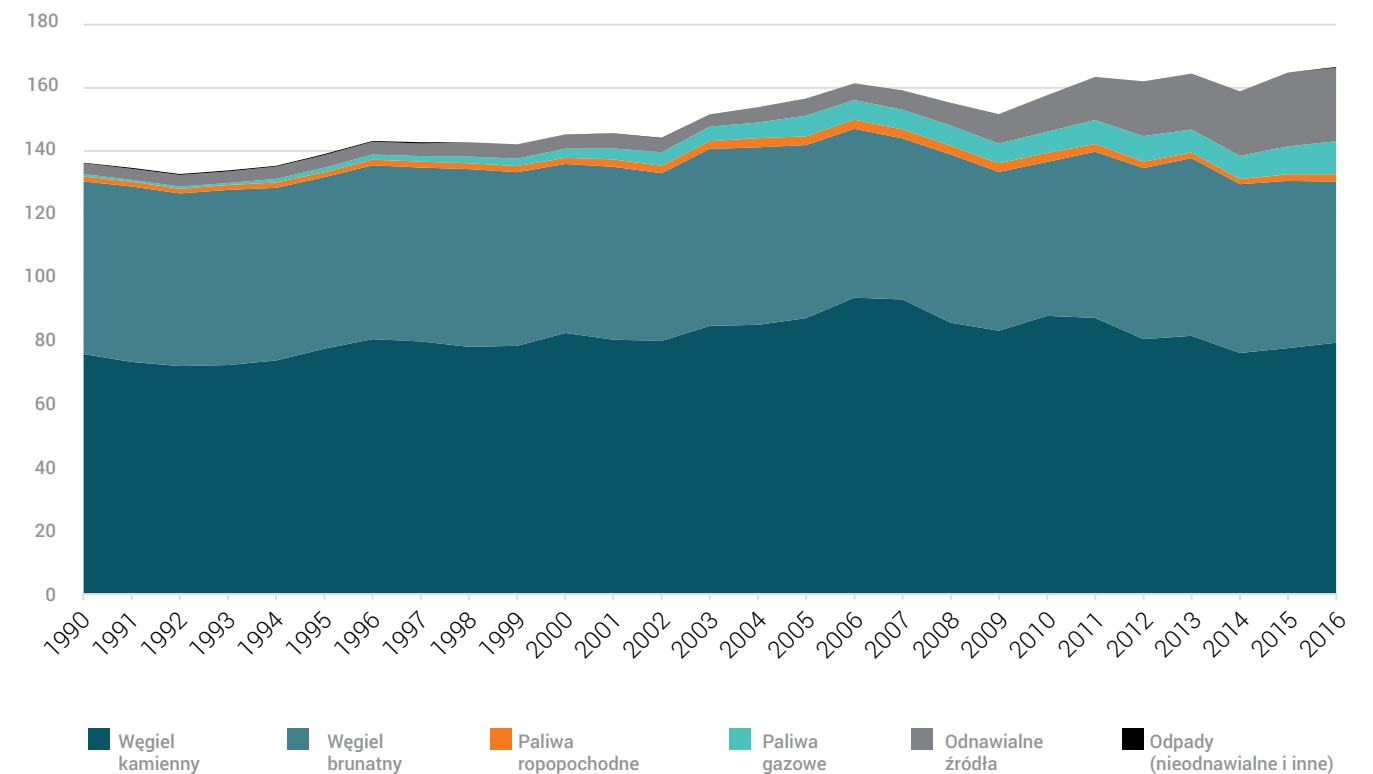
Produkcja energii elektrycznej wzrosła z poziomu 136 TWh w 1990 r. do 166 TWh w 2016 r. Węgiel jest dominującym surowcem w strukturze produkcji energii elektrycznej. Produkcja energii elektrycznej z węgla utrzymuje się od 1990 r. na podobnym poziomie między 130 a 140 TWh, jednak udział węgla w strukturze produkcji spadł z 96% w 1990 r. do 78% w 2016 r. Udział odnawialnych źródeł energii i biopaliw w produkcji energii elektrycznej z wzrósł z 2,5% w 1990 do 14% w 2016 r.

Rys. 6. Struktura pozyskania energii pierwotnej w Polsce w latach 1990–2016 [PJ]



Źródło: opracowanie własne KOBiZE wg EUROSTAT

Rys. 7. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1990-2016 [TWh]

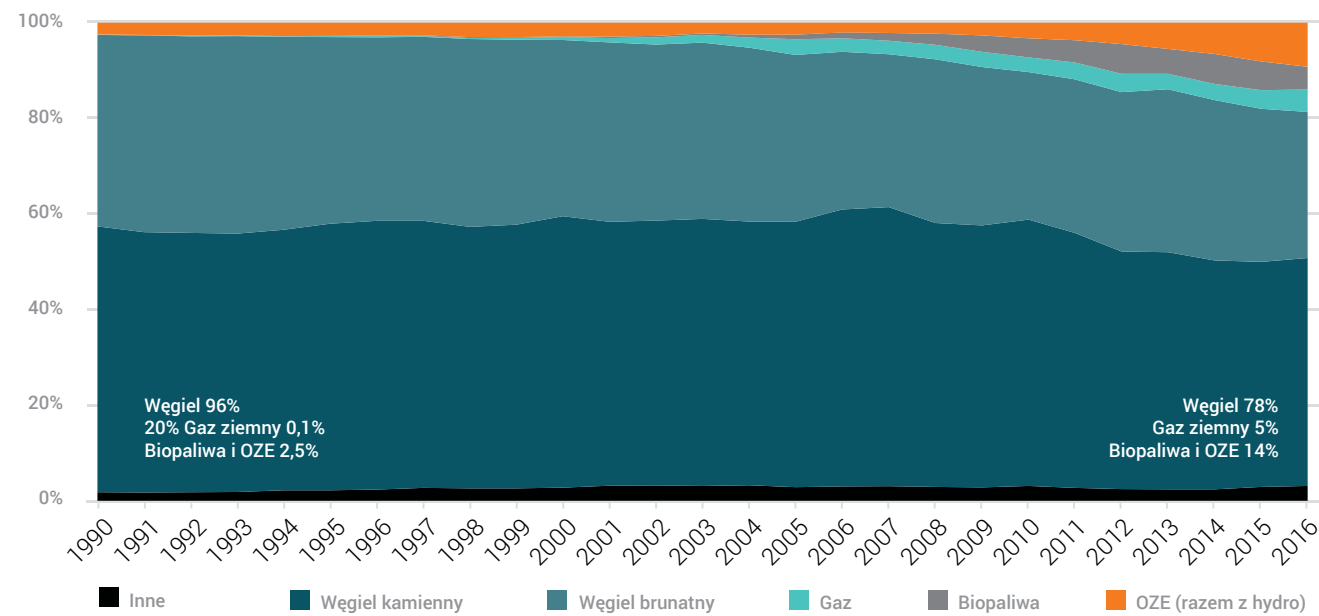


Źródło: opracowanie własne KOBiZE wg EUROSTAT

³ Demonopolizacja i prywatyzacja elektroenergetyki, dokument Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów, Warszawa 1996.

⁴ Program dla elektroenergetyki, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 27 marca 2006 r.

Rys. 8. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 1990-2016

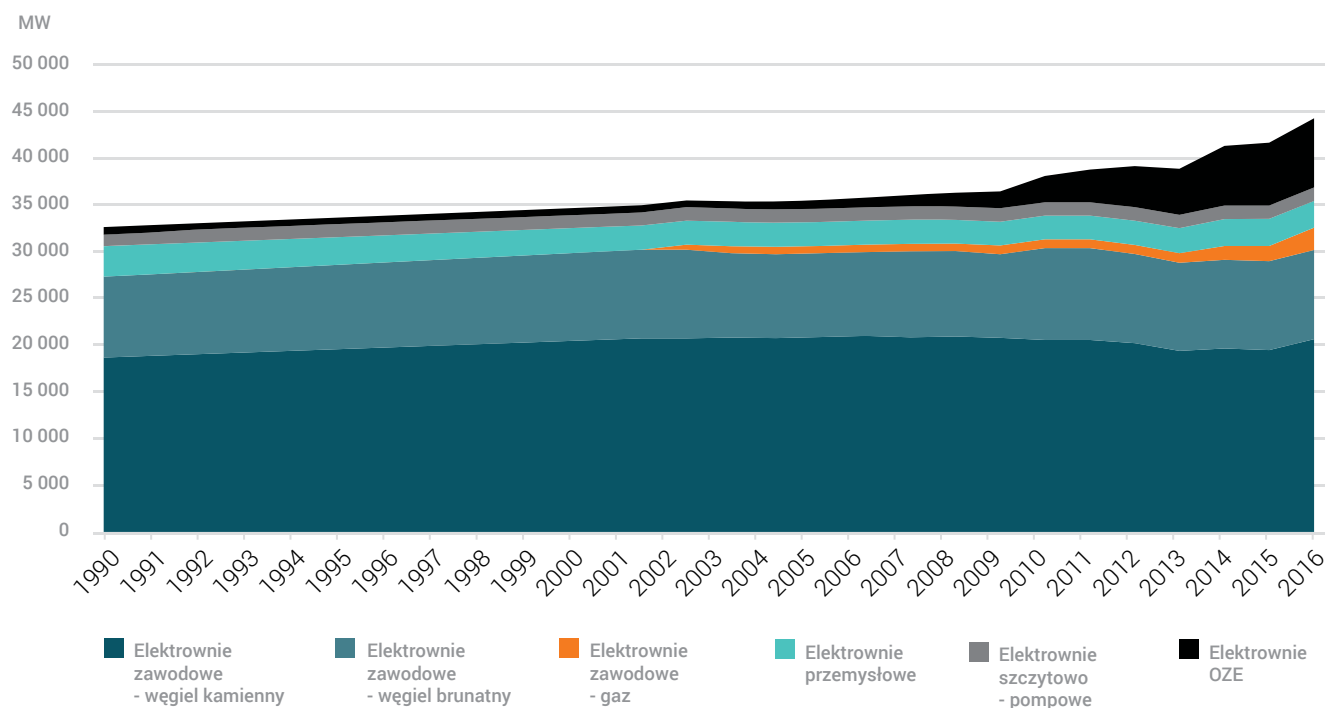


Źródło: opracowanie własne KOBiZE wg EUROSTAT

Moc zainstalowana w systemie w latach pomiędzy 1990 a 2017 zwiększyła się o ponad 11 GW, tj. o ponad 35%, przy czym począwszy od 2006 roku były to zwiększenia mocy przede wszystkim odnawialnej. Na koniec 2017 łączna moc zainstalowana w OZE była równa 7256 MW. Widać również wzrost mocy zainstalowanej w przypadku gazu.

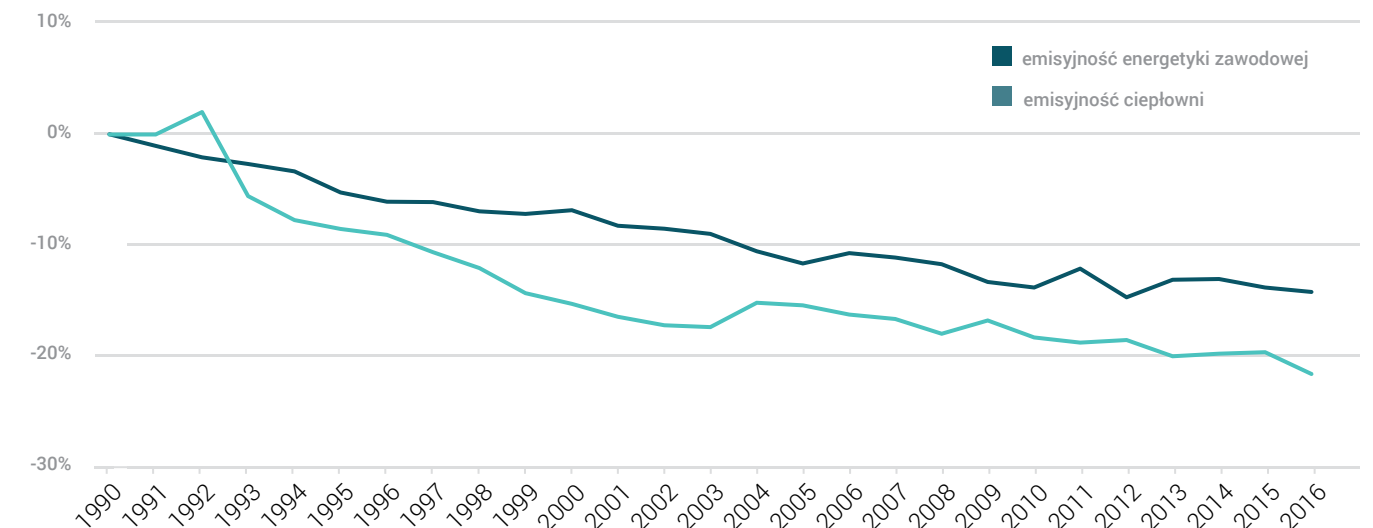
przede wszystkim odnawialnej. Na koniec 2017 łączna moc zainstalowana w OZE była równa 7256 MW. Widać również wzrost mocy zainstalowanej w przypadku gazu.

Rys. 9. Moc zainstalowana w KSE w latach 1990-2017



Źródło: opracowanie własne KOBiZE wg EUROSTAT

Rys. 10. Zmiany emisyjności [CO₂] sektora produkcji energii elektrycznej i ciepła w odniesieniu do 1990 r.



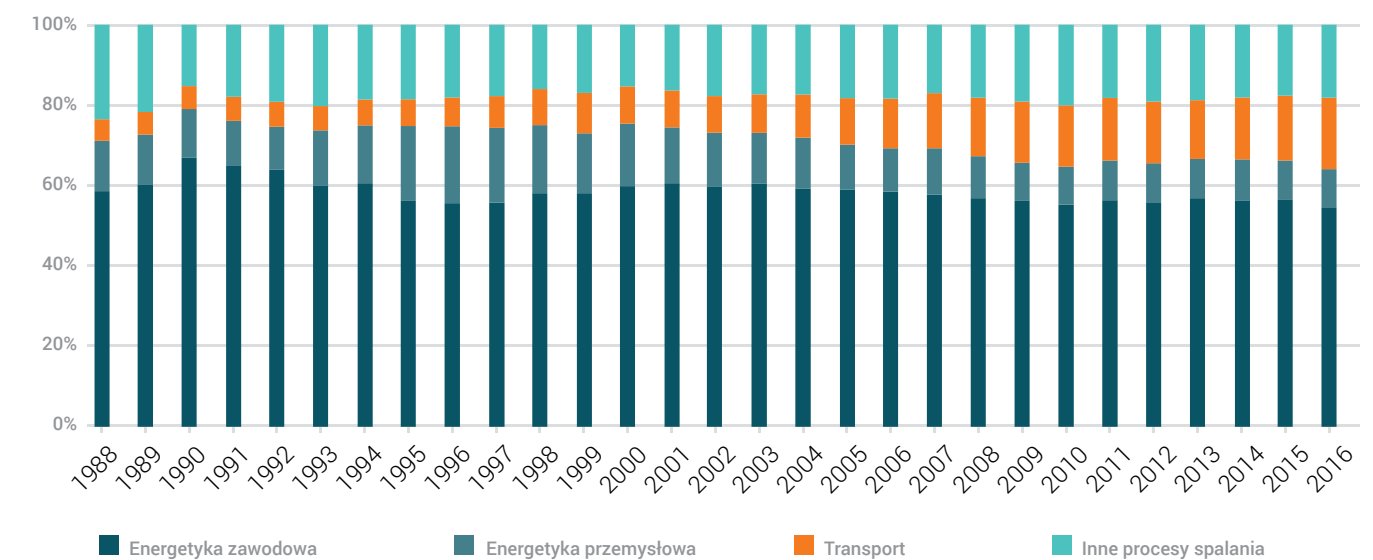
Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

Efekty restrukturyzacji sektora energetycznego od 1990 r. widoczne są w systematycznie malejącej emisyjności tego sektora.

Dzieląc sektor spalania paliwa na mniejsze branże przemysłowe, na Rys. 11 można zauważyć, że niezmiennie od 1988 r. ponad 50% emisji dwutlenku węgla pochodzi z energetyki zawodowej. Drugą w kolejności najbardziej emisyjną branżą jest zbiór różnego rodzaju drobnych usług przemysłowych, spalania paliw w rolnictwie i sektorze komunalno-bytowym

(gospodarstwa domowe). W tym przypadku średni udział emisji dwutlenku węgla nie przekraczał 20% ogólnego bilansu. Ostatnie dwie branże, czyli transport i energetyka przemysłowa, zajmują w bilansie od 17% (początek transformacji przemysłowej) do prawie 30% ogólnych emisji (rok 2016). Udział tych dwóch branż na przełomie rozpatrywanych lat wzrósł dwukrotnie. Dość interesująco natomiast rozłożył się podział wewnątrz nich, tzn. energetyka przemysłowa ograniczyła emisję o 25% w stosunku do roku 1988, a emisja w transporcie wzrosła ponad dwukrotnie w odniesieniu do tego samego roku.

Rys. 11. Udział sektorowy w bilansie emisji ze spalania paliw w latach 1988-2016

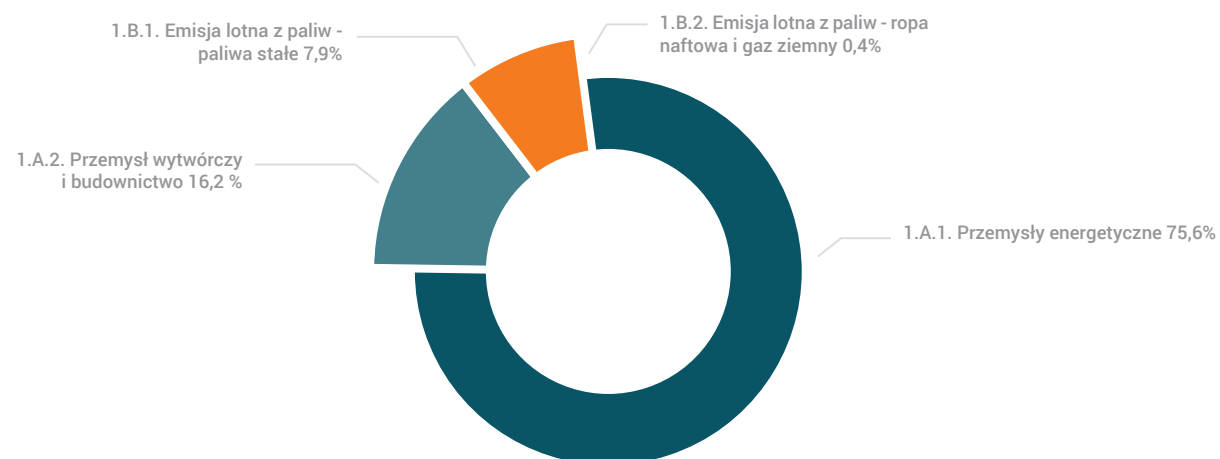


Źródło: opracowanie własne KOBiZE wg EUROSTAT

Dominujący udział w emisji związanej z sektorem energii, zarówno w 1988 r. jaki i 2016 r. mają przemysły energetyczne, a wśród nich podkategoria 1.A.1.a *Produkcja energii elektrycznej i ciepła*. (47- 60%). Zmiany w tej podkategorii w największym stopniu wpłynęły na trend emisji w kategorii 1. Energia. Spadek emisji wynika głównie ze zmniejszenia zużycia paliw w tym

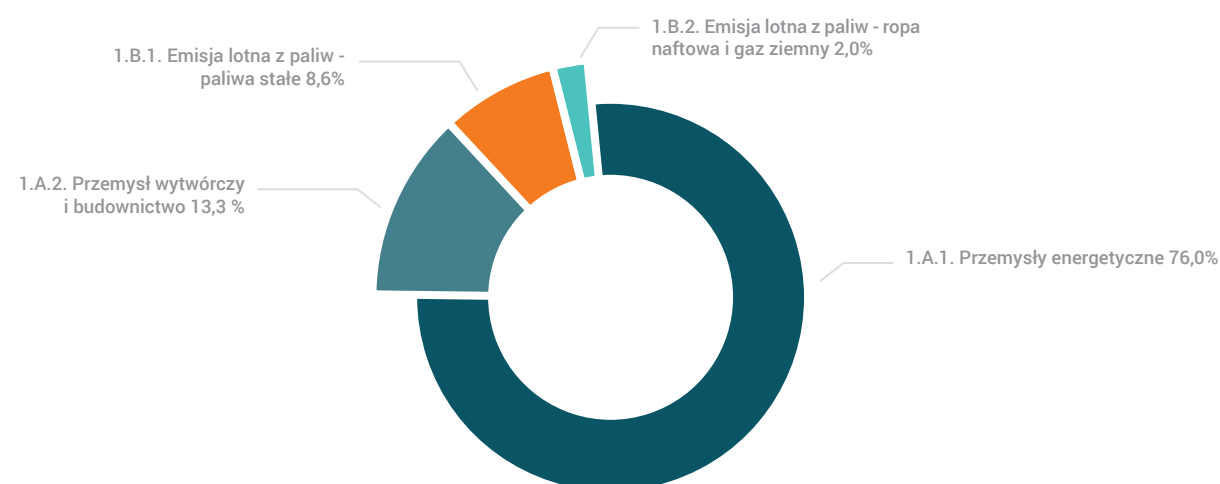
sektorze oraz z obniżenia udziału węgla kamiennego i brunatnego w strukturze paliwowej (w podkategorii 1.A.1 oraz 1.A.2 łączny spadek zużycia paliw między rokiem bazowym a 2016 wyniósł prawie 32%, a udział zużycia węgla zmniejszył się z ok. 90% do ok. 70%).

Rys.12. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 1. Energia w 1988 r. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂, bez emisji z transportu (1.A.3) i budynków (1.A.4)



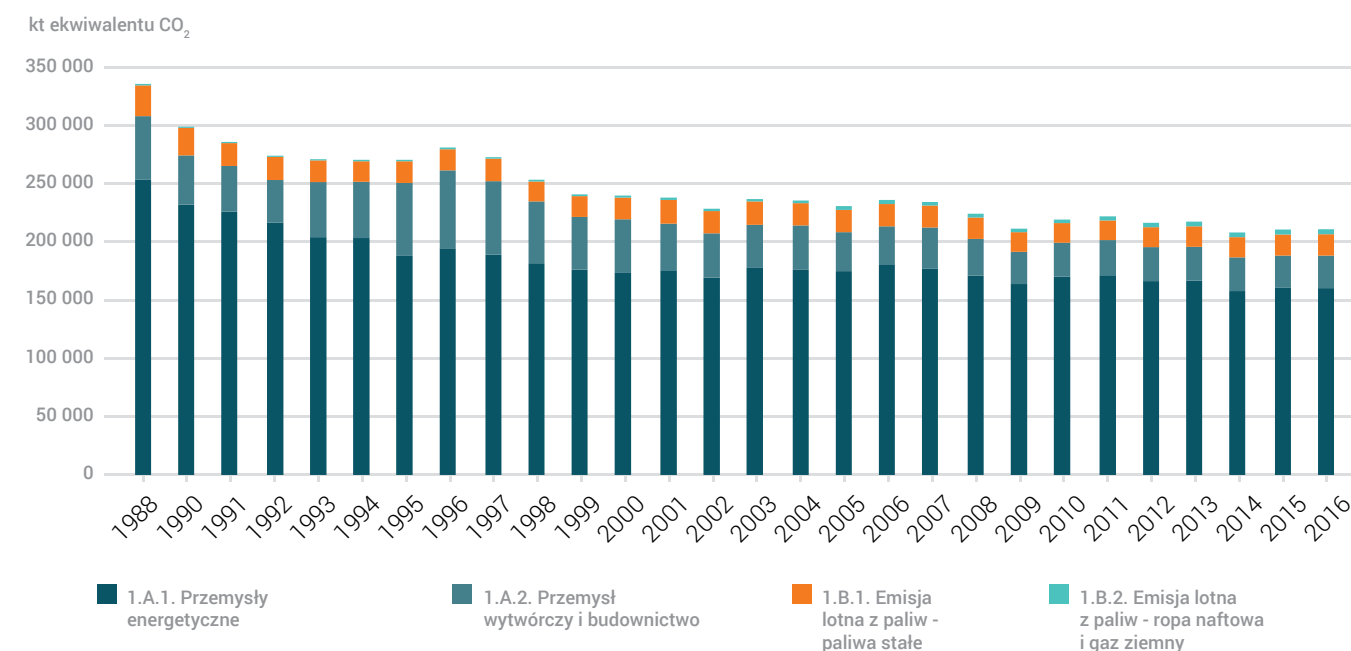
Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys.13. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 1. Energia w 2016 r. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂, bez emisji z transportu (1.A.3) i budynków (1.A.4)



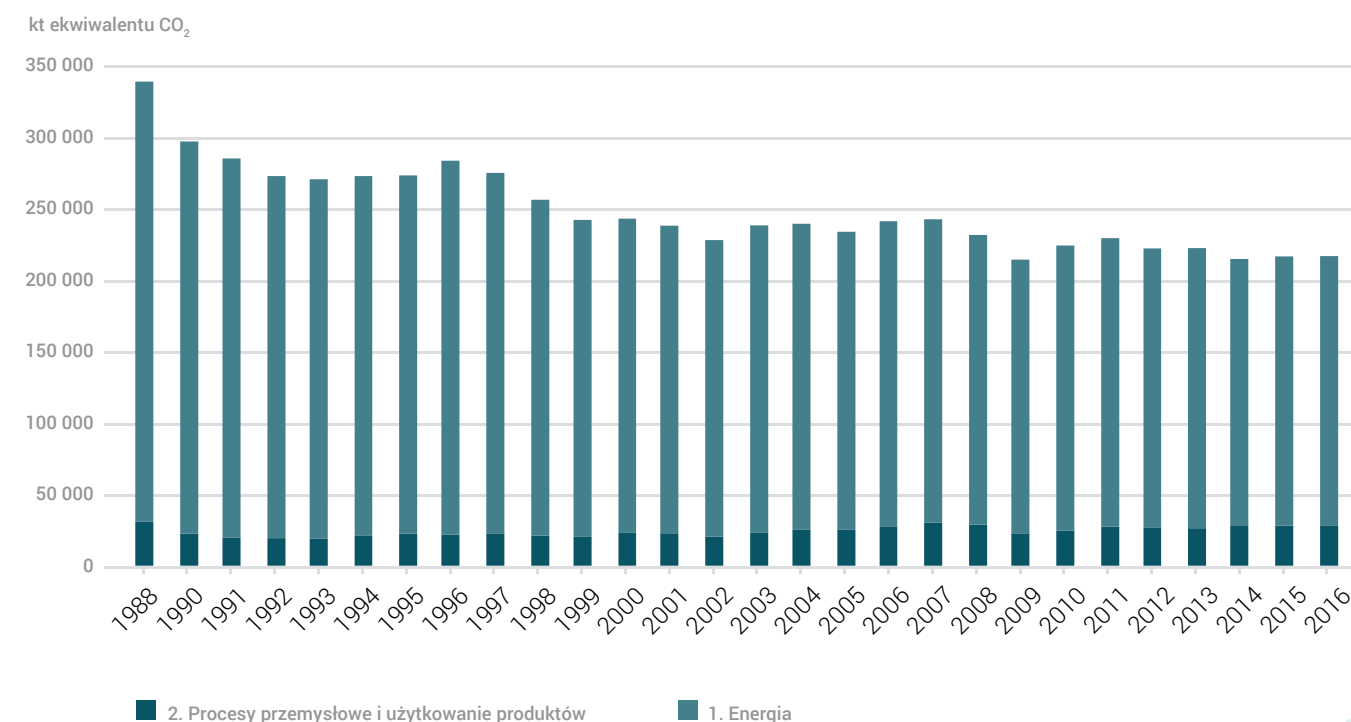
Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys.14. Trend emisji z sektora IPCC 1. Energia w latach 1988-2016 z podziałem na podsektory. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂, nie wliczono emisji z transportu (1.A.3) i budynków (1.A.4)



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys. 15. Trend emisji z sektora IPCC 1. Energia oraz IPCC 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów w latach 1988-2016. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂, nie wliczono emisji z transportu (1.A.3) i budynków (1.A.4)



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

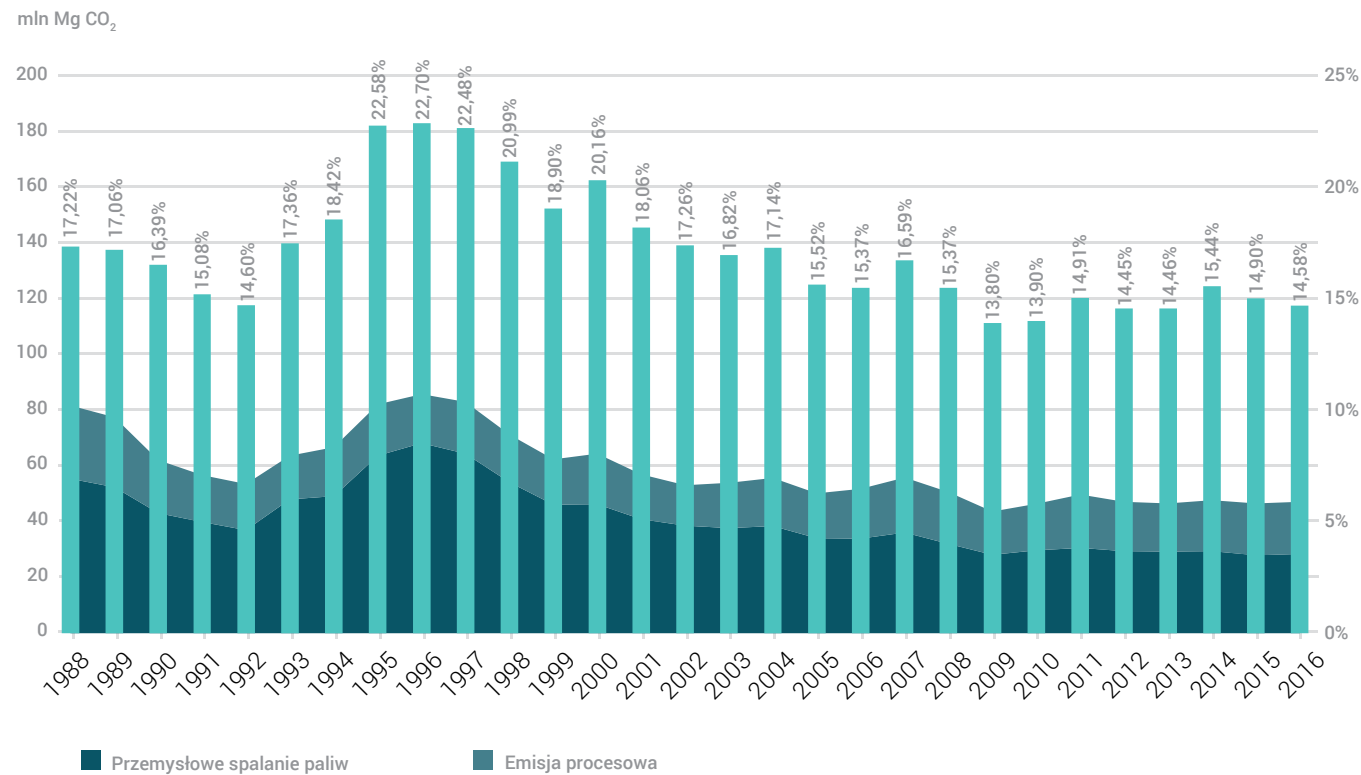
Zmiany w przemyśle

W okresie przed 1989 rokiem w Polsce dominował rynek przedsiębiorstw państwowych, z których większość była zaliczanych do przemysłu ciężkiego, a strukturą produkcji kierowano centralnie. Charakterystyczną cechą tych przedsiębiorstw była ich niska efektywność, przemysł ten był energo- i materiałochłonny. Przemiany polityczne i gospodrcze na przełomie lat 80-tych i 90-tych wymusiły zwrot w technologii produkcji ku instalacjom bardziej innowacyjnym. Przede wszystkim znaczenia nabrały rozwiązania zmniejszające energochłonność produkcji. Celem przemian było również doprowadzenie do obniżenia kosztów wytwarzania w przemyśle poprzez zastosowanie nowoczesnych technologii oraz ograniczanie znaczenia przemysłu ciężkiego. Dodatkowe działania zmierzające do równomiernego rozłożenia przemysłu na terytorium Polski i umożliwienie rozwoju małym i średnim przedsiębiorstwom wpisywały się w wyznaczone transformacją zadania. Z rozwiązań rynkowych wprowadzono prywatyzację zakładów produkcyjnych oraz umożliwiono wejście na Polski rynek inwestorom zagranicznym.

Sektor przemysłowy był głównym beneficjentem zmian gospodarczych. Dostęp do nowoczesnych technologii powodował, że zakłady stawały się konkurencyjne względem przedsiębiorstw spoza Polski. Wprowadzano oszczędności w gospodarce surowcowej, poprawiano procesy wytwarzania i przetwarzania produktów. Przedsiębiorstwa zaczynały przechodzić na technologie gazowe. Generalnie na zmniejszenie emisji w przemyśle składało się wiele różnych czynników. Ostatecznie uzyskany efekt był bardzo korzystny z punktu widzenia ograniczania emisji - względne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla w sektorze przemysłowym wyniosło ponad 40% wartości z roku 1988 (patrz Rys. 16). Zdecydowana poprawa nastąpiła w obszarze spalania paliw, gdzie emisja została ograniczona o 48%. Z uwagi na ograniczenia możliwości redukcji emisji w obrębie przemian procesowych, postęp nie był aż tak duży jednak osiągnięte względnie 28% można uważać za dobry wynik.

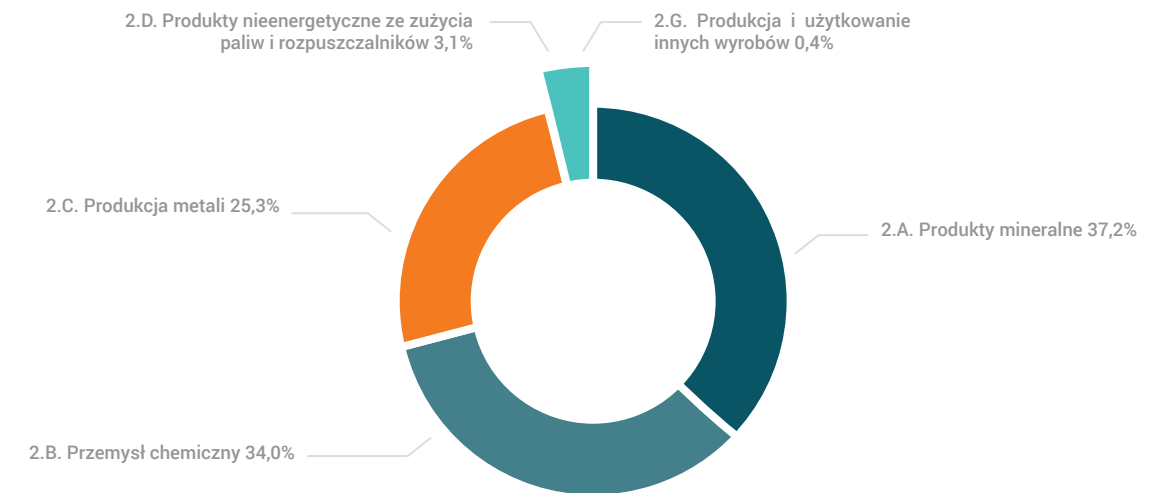
Udziały emisji związanej z przemysłami metalurgicznym i chemicznym zmalały na korzyść gazów fluorowanych użytkowanych głównie w chłodnictwie.

Rys. 16. Udział emisji przemysłowych w ogólnym bilansie emisji dwutlenku węgla w Polsce w latach 1988-2016



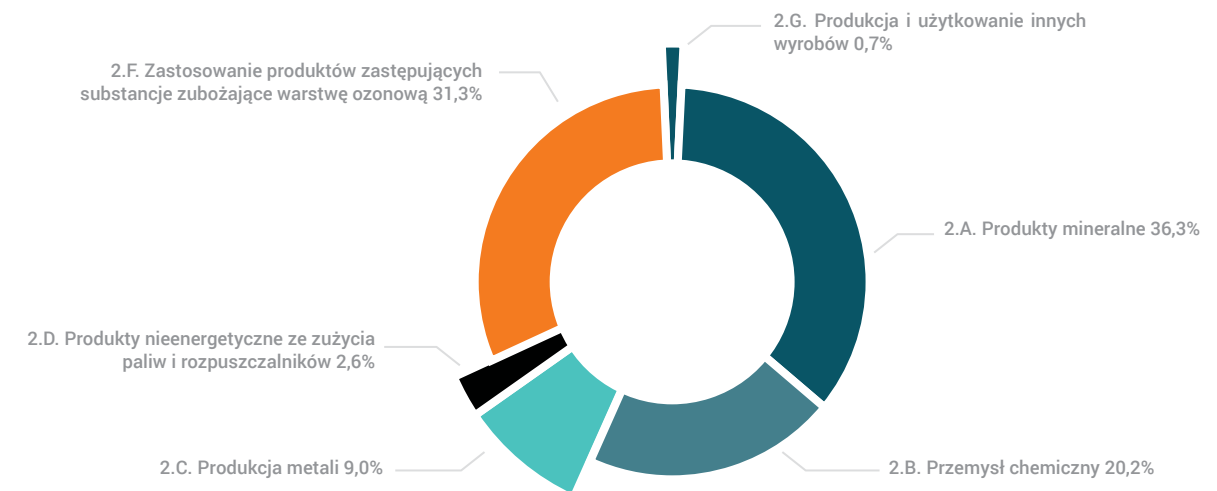
Źródło: opracowanie własne KOBIZE wg EUROSTAT

Rys. 17. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów w 1988 r. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



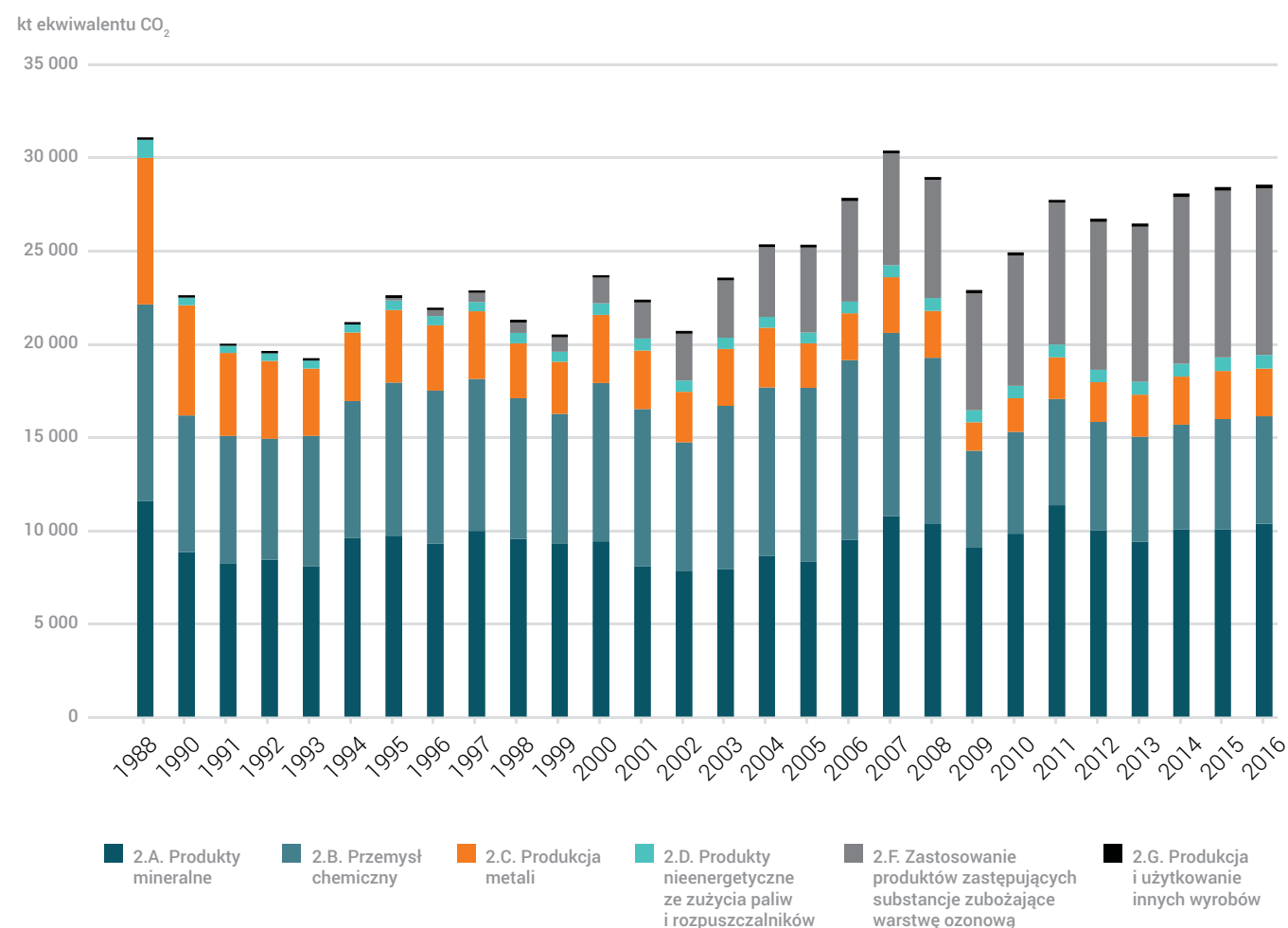
Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys. 18. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów w 2016 r. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys.19. Trend emisji z sektora IPCC 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów w latach 1988-2016 z podziałem na podsektory. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



Źródło: opracowanie własne KOBiZE

Analizując zmiany emisji w trendzie 1988-2016 r. w sektorze procesów przemysłowych i zastosowania produktów widoczna jest ich redukcja o ponad 8%. Widoczne są tu wyraźne fluktuacje emisji, wynikające głównie z koniunktury na rynku krajowym i międzynarodowym, co widać na przykładzie produkcji cegły, odpowiadającego za ok. 20-30% emisji w tym sektorze. Należy jednak podkreślić, że na spadek emisji w analizowanym sektorze mają też wpływ konkretne działania redukcyjne. Przykładem jest wprowadzenie katalizatorów N₂O w przemyśle chemicznym, w procesie produkcji kwasu azotowego, co m.in. nastąpiło w Polsce w wyniku realizacji projektów wspólnych wdrożeń (JI) (więcej na ten temat w rozdziale 3.2). W tej podkategorii (2.B.2) spadek emisji w porównaniu z rokiem 1988 wyniósł ponad 85%, w ślad za obniżeniem wskaźnika emisji N₂O z tego procesu.

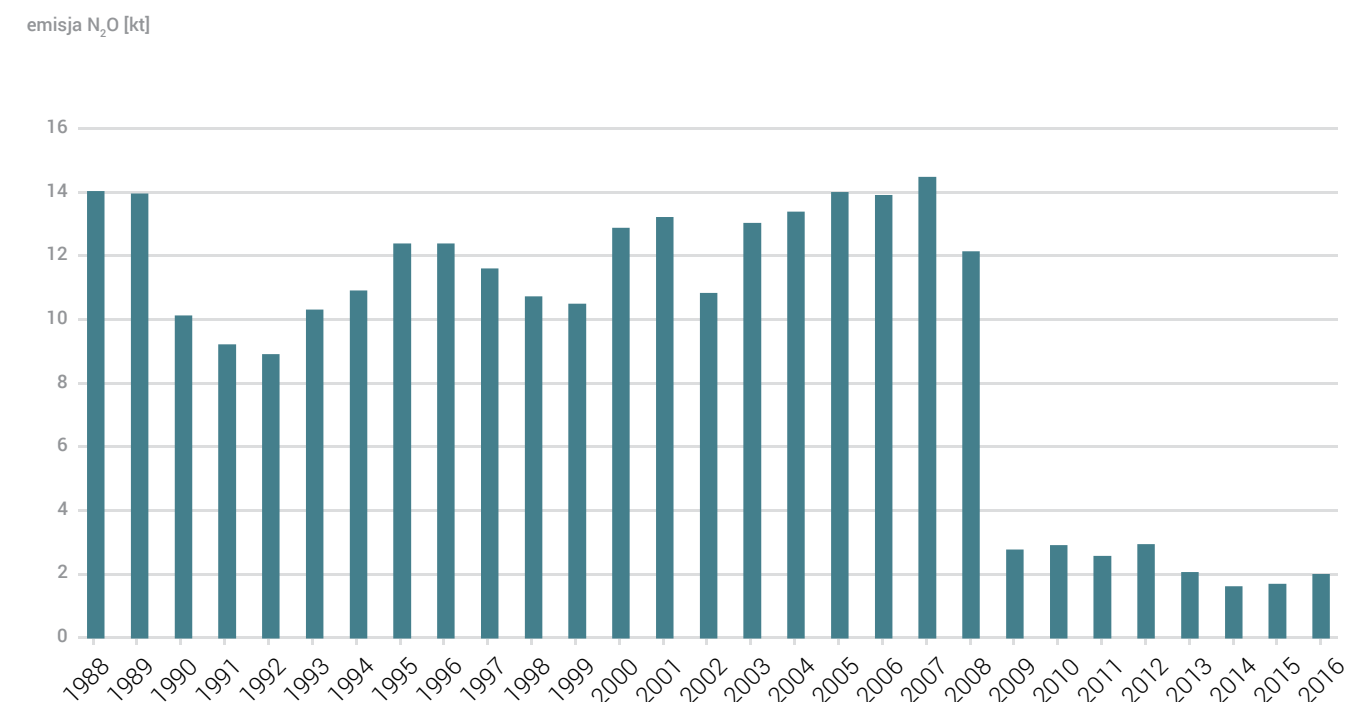
Należy zwrócić uwagę, że w ostatnim okresie widoczny jest wyraźny wzrost udziału emisji gazów fluorowanych HFC, PFC i SF₆. Emisje tych gazów, szczególnie PFC, towarzyszyły produkcji pierwotnego aluminium od początku raportowanej serii (1988), jednak ich znaczenie zaczęło wzrastać w momencie wprowadzania na rynek krajowy gazów z grupy HFC od roku 1995. Gazy z grupy HFC stopniowo zaczęły pełnić dominującą rolę w inwentaryzacji f-gazów, co spowodowane było rozwojem rynku chłodniczego, a także wykorzystaniem substancji z grupy HFC do zastępowania innych substancji wypieranych z rynku urządzeń chłodniczych na mocy Konwencji Montrealskiej. Emisje SF₆ są marginalne w porównaniu do pozostałych HFC i PFC – jedynym ich źródłem w Polsce jest odlewnictwo magnezu oraz urządzenia elektryczne.

Przykład: Zmiany emisji podtlenku azotu w latach 1988-2016 w Polsce

Spektakularnym przykładem modernizacji polskiego przemysłu chemicznego, m.in. w wyniku realizacji projektów JI, było

zastosowanie katalizatorów rozkładu podtlenku azotu w reaktorach utleniania amoniaku w instalacjach produkcji kwasu azotowego, co przyczyniło się do redukcji emisji N₂O o ponad 80% na przełomie lat 2008 i 2009.

Rys. 20. Zmiany emisji podtlenku azotu z produkcji kwasu azotowego w latach 1988-2016 w Polsce

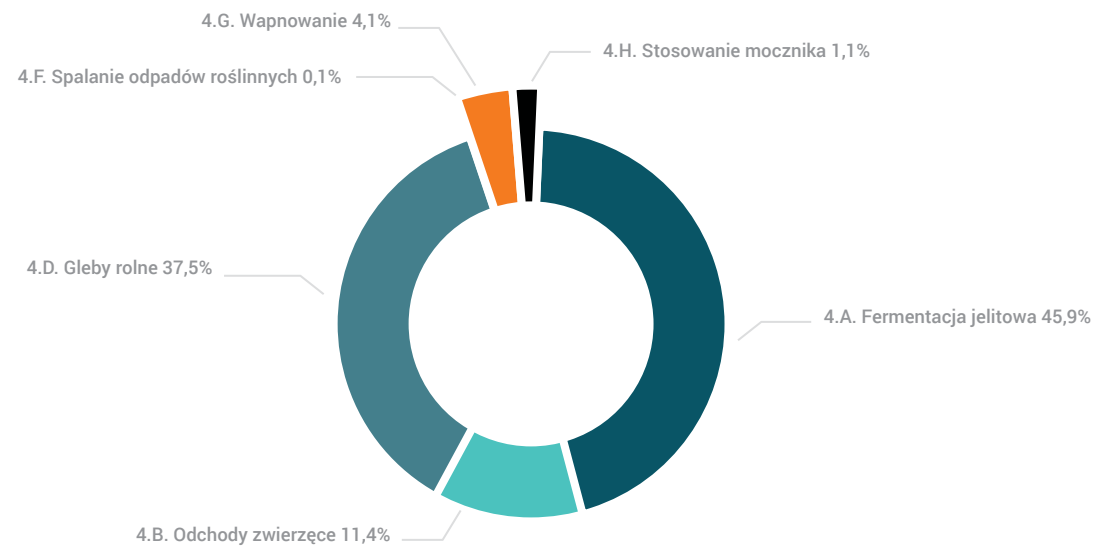


Źródło: opracowanie własne KOBiZE

Rolnictwo

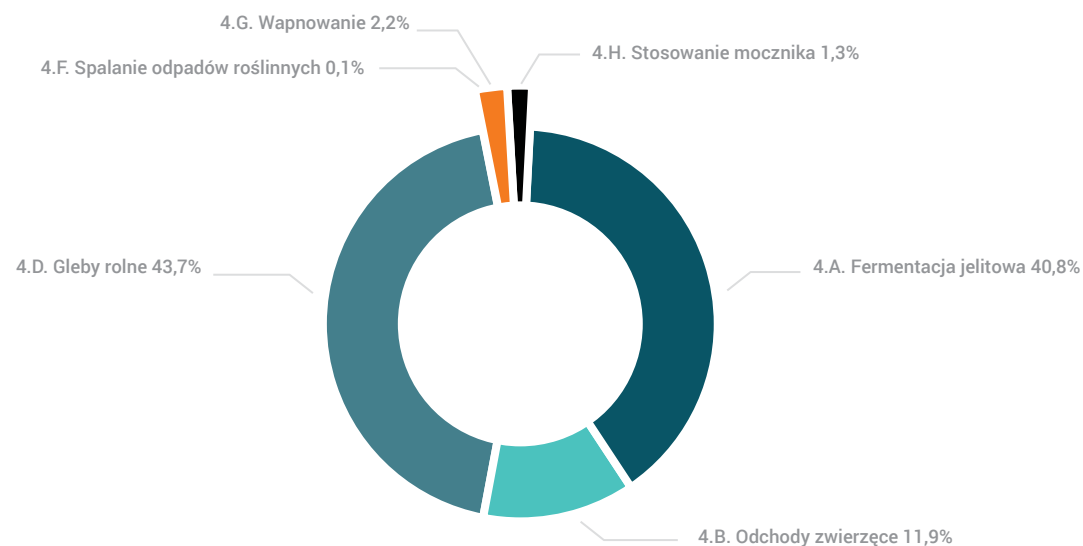
Dwa główne źródła emisji gazów cieplarnianych w sektorze rolnictwa obejmują fermentację jelitową zwierząt gospodarskich (CH₄) oraz gleby rolne (N₂O) odpowiadające łącznie za ponad 80% emisji gazów cieplarnianych, przy czym udział tych źródeł zmienił się między 1988 a 2016 r.: maleje udział emisji z fermentacji jelitowej przy wzroście emisji z gleb. Za pozostałe kilkanaście procent odpowiadają: nawozy naturalne (CH₄ i N₂O), wapnowanie i stosowanie nawozów mączkowych (CO₂) oraz spalanie resztek roślinnych (CH₄ i N₂O).

Rys.21. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 3. Rolnictwo w roku 1988. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys. 22. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 3. Rolnictwo w roku 2016. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Całkowita emisja gazów cieplarnianych w rolnictwie wyniosła 30,1 Mt CO₂ ekw. w 2016 r. i była mniejsza o 37% niż w 1988 r. Największe zmiany w emisji wystąpiły po 1989 r. w okresie transformacji społeczno-gospodarczej zachodzącej w Polsce. W tym czasie opłacalność produkcji rolnej uległa znaczącej zmianie – od 1989 r., zarówno ceny za produkty rolne jak i za

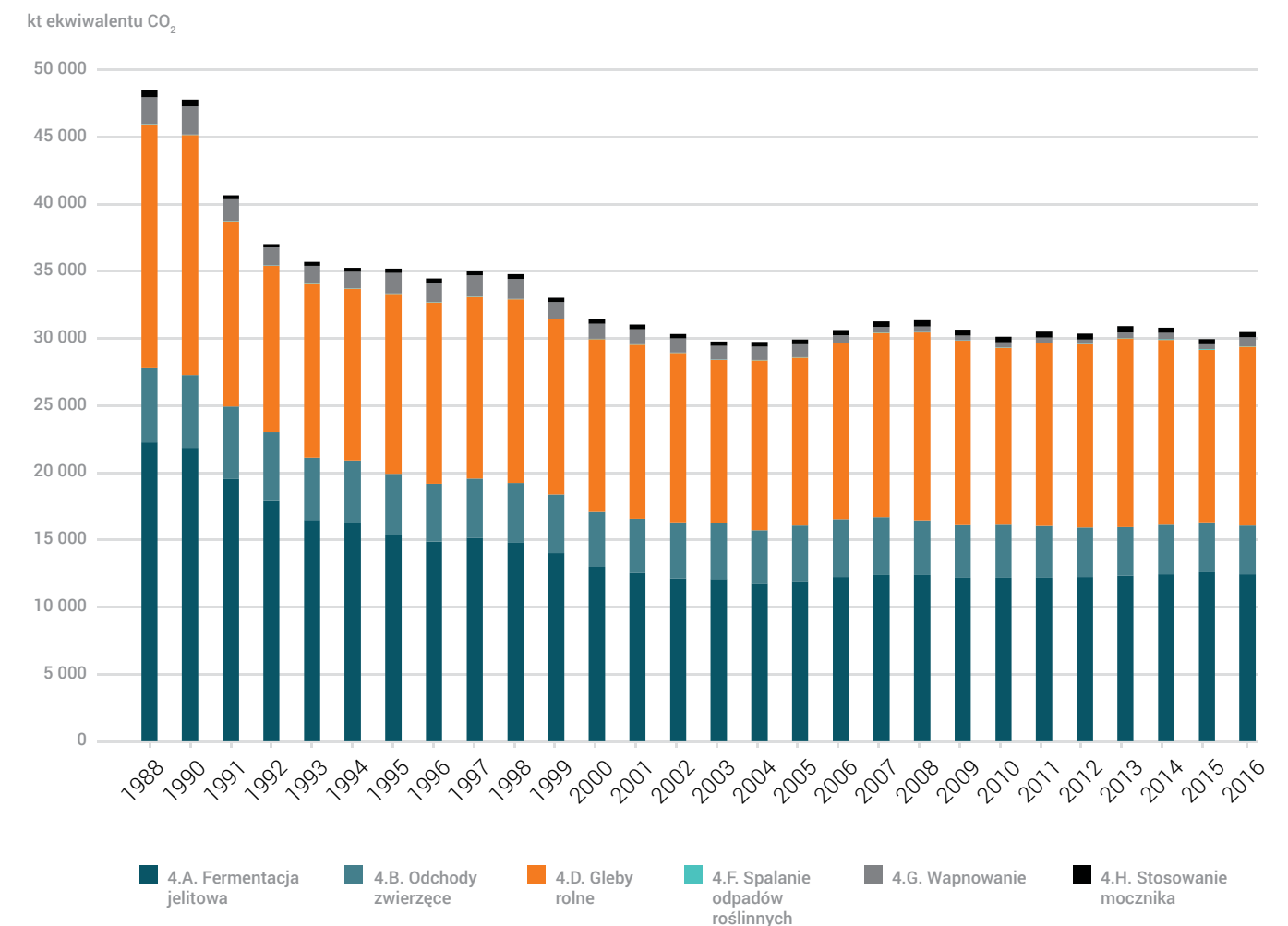
środki produkcji (jak nawozy mineralne czy ciągniki) zostały urynkowane, a dotacje państwowe do produkcji rolnej zaniechane. Na spadek emisji po 1989 r. miał wpływ przede wszystkim znaczący spadek liczebności zwierząt gospodarskich, kiedy to pogłowie bydła spadło o blisko połowę – z ponad 10 mln w 1988 r. do 5,7 mln w 2002. Od 2002 r., tuż przed

wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej (w 2004 r.), pogłowie krów mlecznych ustabilizowało się wraz z ustaleniem kwot mlecznych, co unormowało rynek mleka. W tym samym okresie pogłowie owiec spadło o ok. 94% (z 4 mln w 1988 r. do 0,27 mln w 2012 r.). Dodatkowymi powodami zmniejszającej się produkcji rolnej w latach 90-tych ubiegłego wieku było ograniczenie polskiego eksportu na rynki wschodnie, pogorszenie stosunku ceny za produkty rolne do cen środków produkcji jak również zwiększona konkurencyjność żywności importowanej z Europy Zachodniej.

Pogorszenie się warunków makroekonomicznych dla produkcji rolnej we wczesnych latach 90-tych podczas restrukturyzacji gospodarki spowodowały zmiany w strukturze gospodarstw

rolnych po 1989 r. Państwowe Gospodarstwa Rolne stawały się nieefektywne w nowych warunkach rynkowych i upadały. Zmiany dotknęły również prywatne gospodarstwa rolne, które musiały dostosować się do nowych warunków rynkowych. Z drugiej strony następował stopniowy rozwój prywatnych i spółdzielczych gospodarstw specjalizujących się w wielkoskalowej hodowli zwierząt. Jednakże, nadal ok. 54% polskich gospodarstw rolnych posiada powierzchnię mniejszą niż 5 ha. Od 2004 r., czyli od czasu wstąpienia przez Polskę do Unii Europejskiej, kluczowe znaczenie w rozwoju polskiego rolnictwa i obszarów wiejskich ma Wspólna Polityka Rolna UE mająca na celu przede wszystkim podnoszenie produktywności rolnictwa poprzez wprowadzanie postępu technicznego i stabilizację rynku rolnego.

Rys.23. Trend emisji z sektora IPCC 3. Rolnictwo w latach 1988-2016 z podziałem na podsektory. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



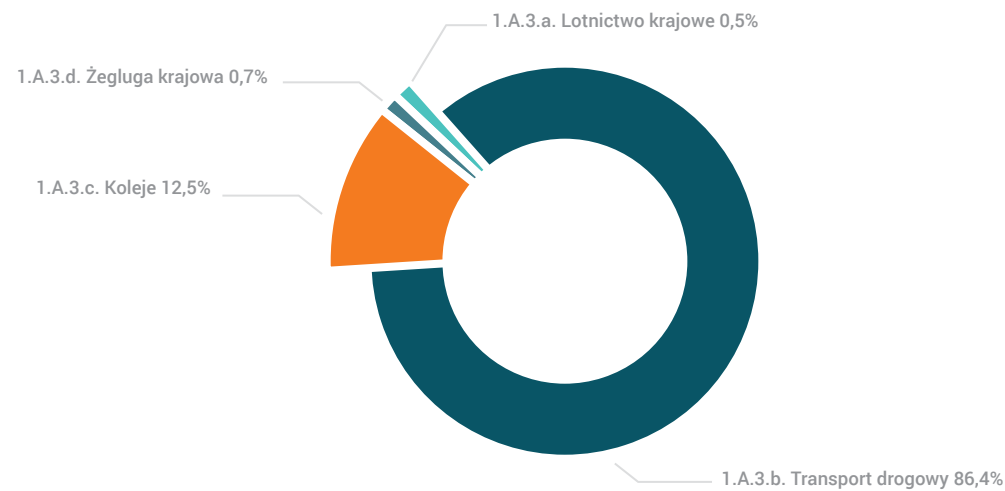
Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Transport

Emisja gazów cieplarnianych w polskim transporcie w latach 1988-2016 wzrosła o 120% wraz z dynamicznie zwiększającą się liczbą pojazdów i zużyciem paliw. Jednocześnie udział

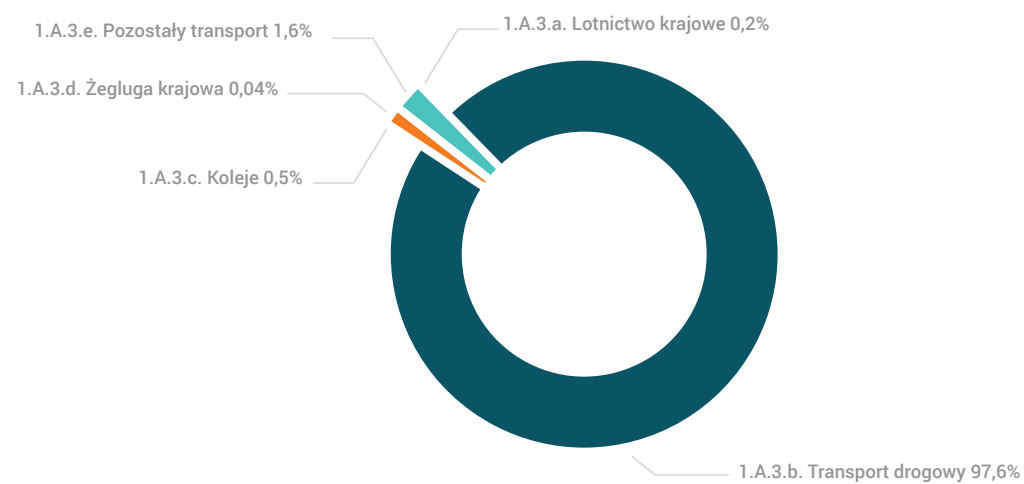
tego sektora w całkowitej emisji gazów cieplarnianych wzrósł z 4% w 1988 r. do ponad 13% w 2016 r. Wśród środków transportu zdecydowanie dominuje emisja z transportu drogowego, którego udział wzrósł z 86% w 1988 r. do blisko 98% w 2016 r. (rys. 24a i b).

Rys. 24a. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 1.A.3. Transport w roku 1988. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



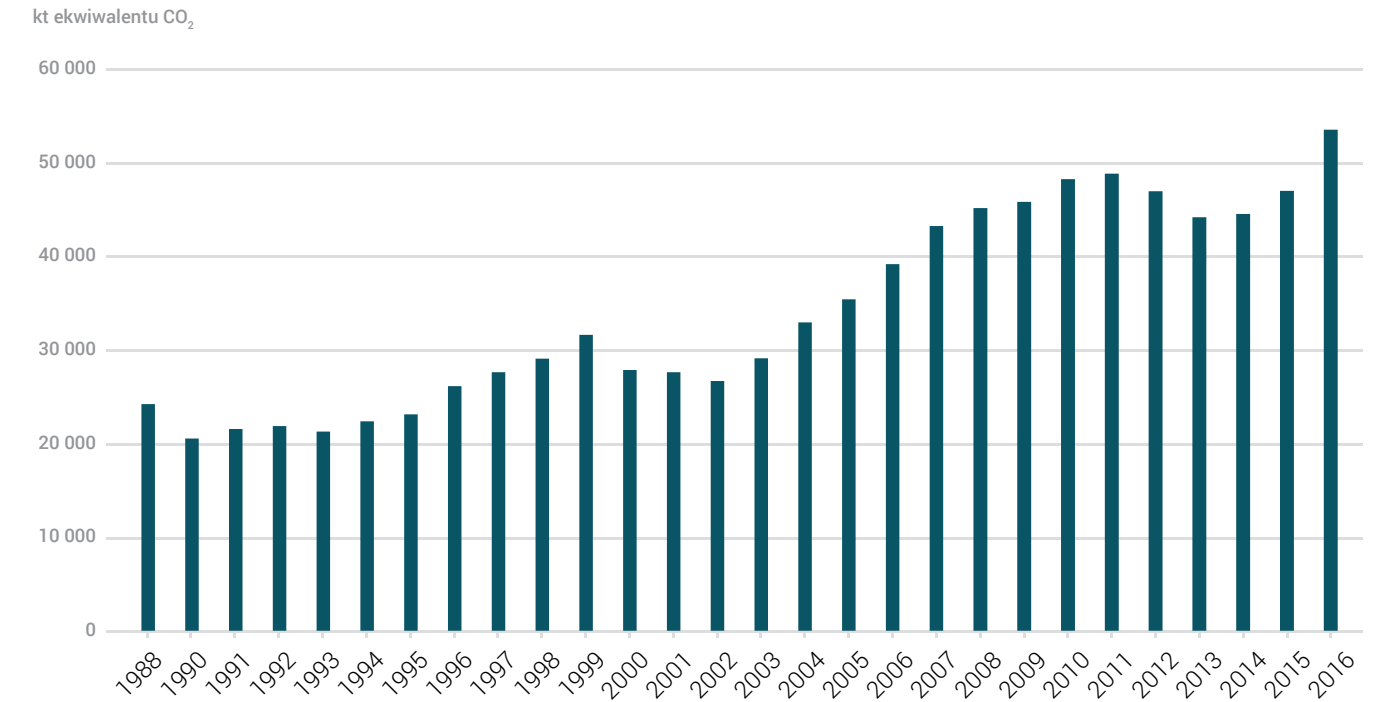
Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys.24b. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 1.A.3. Transport w roku 2016. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys. 25. Trend emisji z sektora IPCC 1.A.3. Transport w latach 1988-2016. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



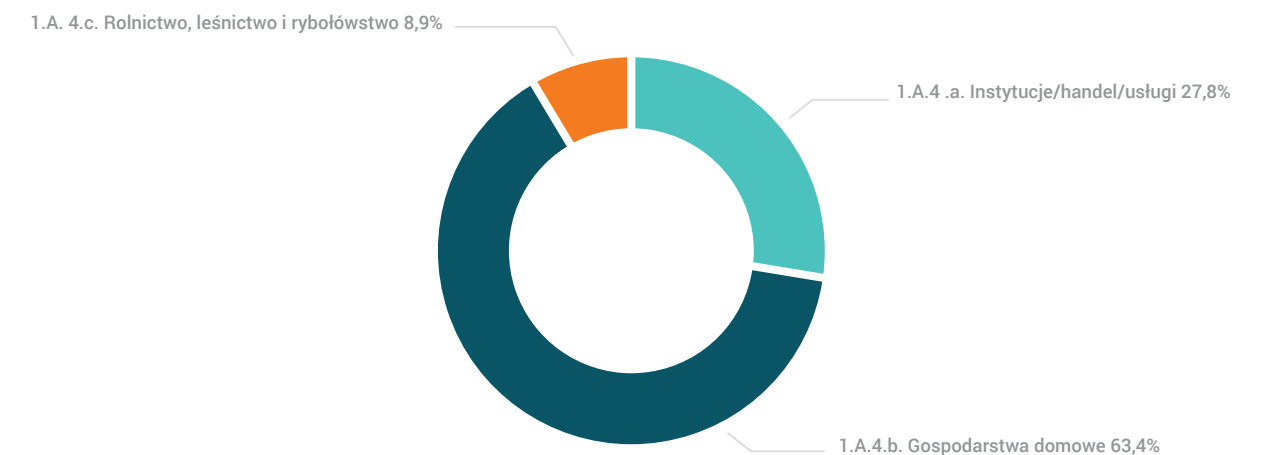
Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Budownictwo

Emisje gazów cieplarnianych związane ze spalaniem paliw na potrzeby budynków usługowych i instytucji, budynków

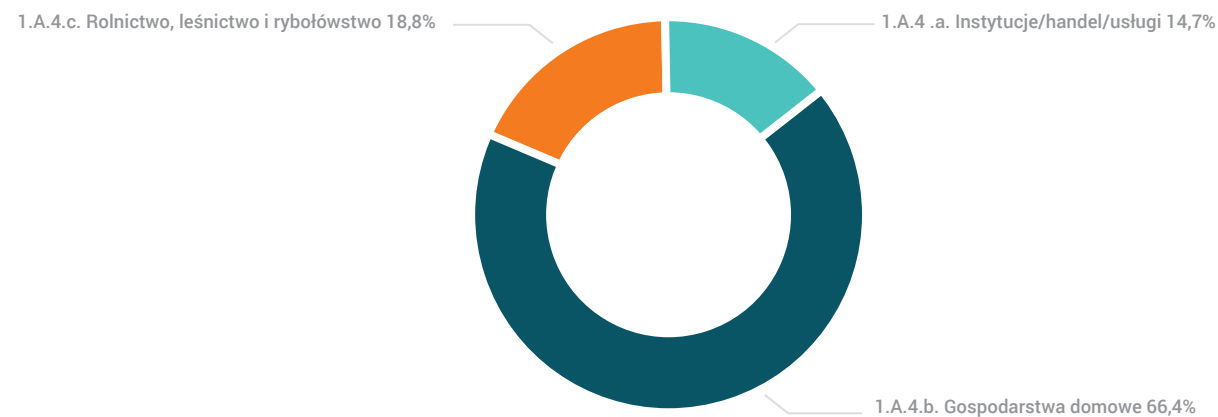
mieszkalnych oraz budynków wykorzystywanych w rolnictwie, rybołówstwie i łowiectwie zostały ujęte w kategorii źródeł 1.A.4.

Rys. 26a. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 1.A.4. Pozostałe (obejmującego budynki usługowe i instytucje, budynki mieszkalne oraz budynki wykorzystywane w rolnictwie, rybołówstwie i łowiectwie) i w roku 1988. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Rys.26b. Udział podsektorów w emisji z sektora IPCC 1.A.4. Pozostałe (obejmującego budynki usługowe i instytucje, budynki mieszkalne oraz budynki wykorzystywane w rolnictwie, rybołówstwie i łowiectwie) w roku 2016. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂

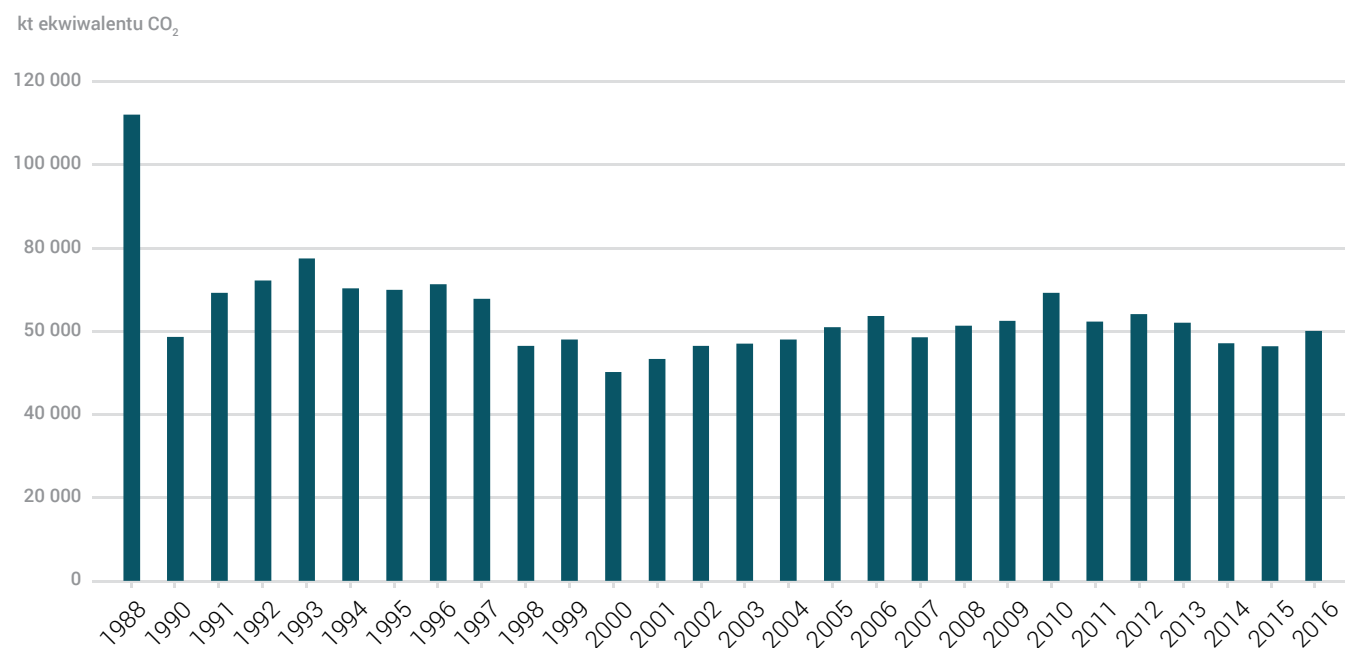


Źródło: opracowanie własne KOBiZE

Przeważający udział w emisji gazów cieplarnianych w tej kategorii mają gospodarstwa domowe (podkategoria 1.A.4.b), w wielkości od 60 do 68% w zależności od roku. Widoczny jest spadek udziału budynków usługowych i instytucji na korzyść wzrost udziału emisji ze spalania paliw na potrzeby rolnictwa między latami 1988 i 2016.

Biorąc pod uwagę trend to całkowita emisja GC między rokiem 1988 a 2016 obniżyła się o ponad 46%. Główną przyczyną tego spadku jest całkowite zmniejszenie zużycia paliw w stosunku do roku 1988 (o ok. 29%) oraz zmiana struktury paliw – obniżenie zużycia węgla z 67% w 1988 r. do 40% w 2016 r. i wzrost wykorzystania gazu ziemnego z 10% w 1988 r. do 27% w roku 2016.

Rys.27. Trend emisji z sektora IPCC 1.A.4. Pozostałe (obejmującego budynki usługowe i instytucje, budynki mieszkalne oraz budynki wykorzystywane w rolnictwie, rybołówstwie i łowiectwie) w latach 1988-2016. Uwzględniono wszystkie gazy cieplarniane przeliczone na ekwiwalent CO₂



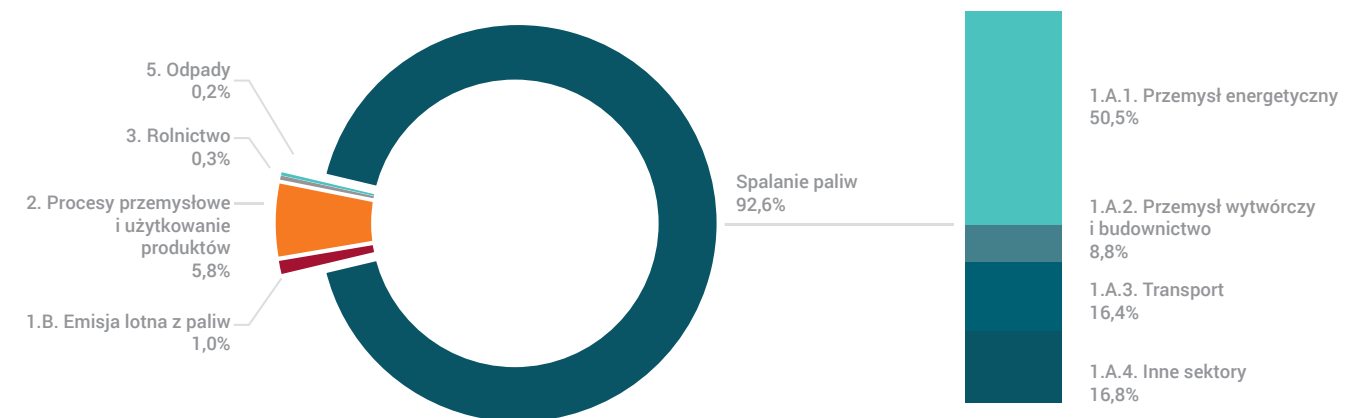
Źródło: opracowanie własne KOBiZE wg EUROSTAT

Struktura emisji gazów cieplarnianych w Polsce w 2016 r.

Emisję CO₂ (bez LULUCF) w roku 2016 oszacowano na ok. 321,18 Mt ekw. CO₂. Jest to o 31,8% mniej w porównaniu do emisji w roku bazowym (1988). Emisja CO₂ (bez LULUCF) stanowiła 81,14% całkowitej emisji GC w Polsce w roku 2016 (rys. 4). Głównym źródłem emisji CO₂ jest podkategoria **Spalanie Paliw** (1.A). Udział tej podkategorii stanowił 92,6% w całkowitej emisji CO₂ w roku 2016. Udziały głównych podkategorii w ramach kategorii 1.A były następujące: *Przemysły energetyczne* – 50,5%,

Przemysł wytwórczy i budownictwo – 8,8%, *Transport* – 16,4% oraz *Inne Sektory* – 16,8%. Dla kategorii *Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów* udział w całkowitej emisji CO₂ w roku 2016 wyniósł 5,8%. W tej kategorii głównym źródłem emisji są *Produkty mineralne* (szczególnie *Produkcja cementu*). Strukturę źródeł emisji przedstawia rys. 28. Pochłanianie CO₂ w kategorii 4 w roku 2016 oszacowano na ok. 29,2 Mt ekw. CO₂ (ok. 9,1% całkowitej emisji CO₂).

Rys. 28. Emisja dwutlenku węgla (bez LULUCF) w 2016 r. według kategorii



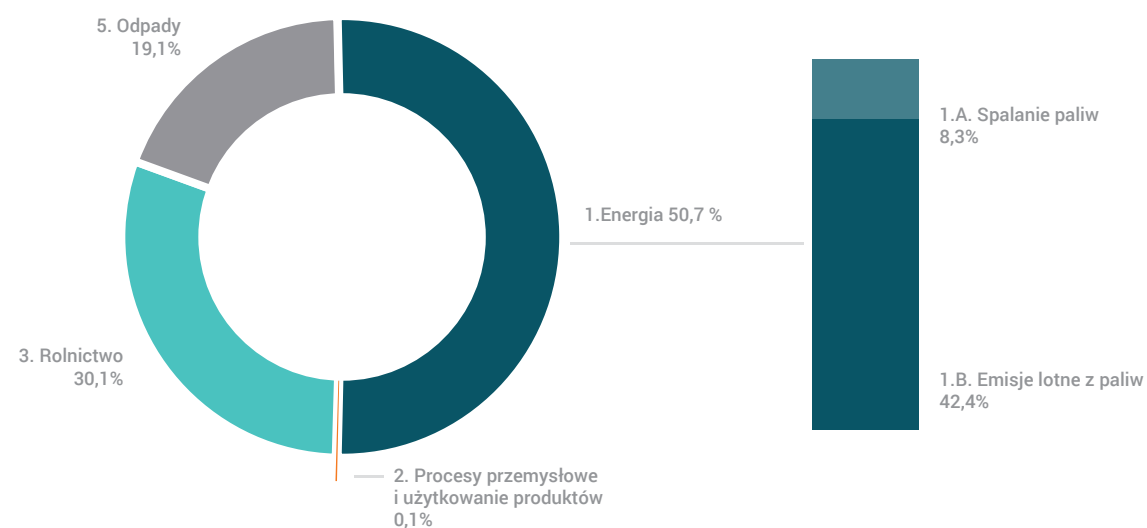
Źródło: opracowanie własne KOBiZE

Emisja metanu

Emisja metanu (bez LULUCF) w roku 2016 wyniosła 1 844,37 kt tj. 46,11 Mt ekw. CO₂. Emisja w roku 2016 w porównaniu do roku bazowego była mniejsza o 33,9%. Udział metanu w całkowitej krajowej emisji GC w roku 2016 wyniósł 11,6% (rys. 4). Trzy z głównych źródeł emisji metanu należą do kategorii: *Emisja lotna z paliw*, *Rolnictwo* oraz *Odpady*. Ich udziały w krajowej emisji metanu w roku 2016 wynoszą odpowiednio 42,4%, 30,1% i 19,1%. Na emisję z pierwszej z wymienionych kategorii

składa się emisja z kopalń podziemnych (ok. 36,9% całkowitej emisji CH₄) oraz emisja z wydobycia, przerobu i dystrybucji ropy naftowej i gazu (łącznie ok. 5,5% emisji). Emisja z kategorii *Fermentacja jelitowa* (3.A) była dominującym źródłem emisji w kategorii *Rolnictwo* z udziałem ok. 26,6% w emisji metanu w roku 2016. Emisja ze *Składowisk odpadów* stanowiła ok. 17,6% krajowej emisji metanu, natomiast emisja z *Gospodarki ściekami* wyniosła 1,1% emisji krajowej (rys. 29).

Rys. 29. Emisja metanu (bez LULUCF) w 2016 r. według kategorii



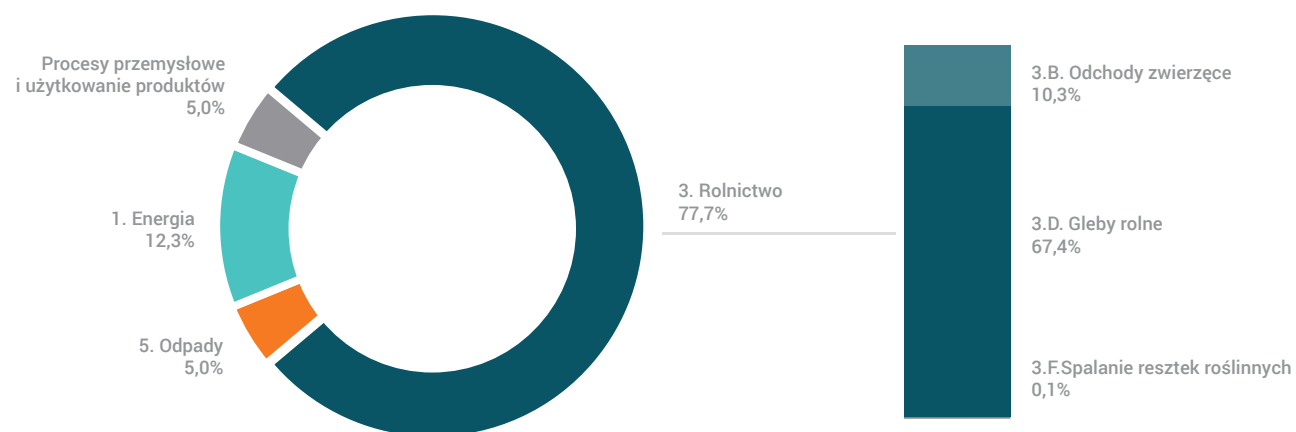
Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Emisja podtlenku azotu

Emisja podtlenku azotu (bez LULUCF) w roku 2016 wyniosła 65,38 kt tj. ok. 19,48 Mt ekw. CO₂. Emisja N₂O była o 33,6% mniejsza niż w roku bazowym (1988). Udział emisji N₂O stanowił 4,9% całkowitej emisji GC w roku 2016 (rys. 4). Główne

źródło emisji podtlenku azotu w Polsce stanowi sektor 3. Rolnictwo, zaś udziały w całkowitej emisji N₂O w roku 2016 są następujące: *Gleby rolne* – 67,4%, *Odchody zwierzęce* – 10,3%, *Przemysł chemiczny* – 4,3% (w sektorze 2. *Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów*) oraz *Spalanie paliw* – 12,3% (w sektorze 1. *Energia*) (rys. 30).

Rys. 30. Emisja podtlenku azotu (bez LULUCF) w 2016 r. według kategorii



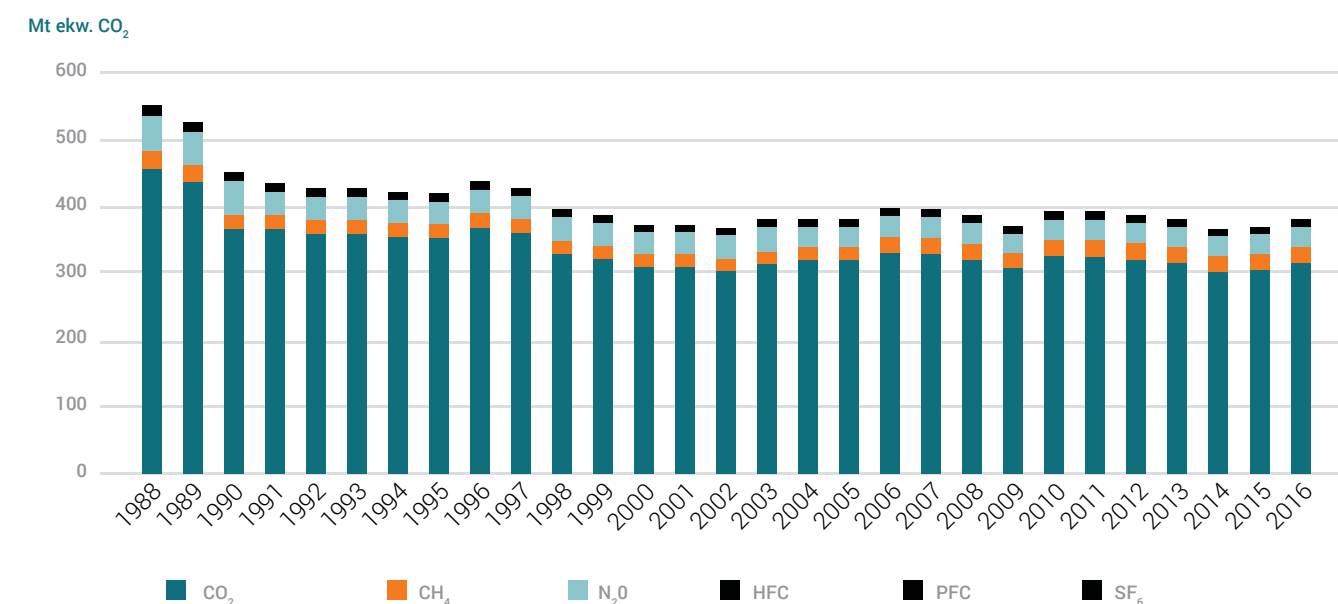
Źródło: opracowanie własne KOBIZE

Emisja gazów fluorowanych

Emisja fluorowanych gazów przemysłowych (HFCs, PFCs i SF₆) w roku 2016 wyniosła łącznie 9,05 Mt ekw. CO₂, co stanowi ok. 2,3% całkowitej emisji GC w roku 2016 (rys. 4). Emisja gazów przemysłowych była o 2594,7% większa w stosunku do roku

bazowego (1995). Tak znaczący wzrost emisji w tej grupie gazów spowodowany jest wzrostem emisji związanym z użytkowaniem urządzeń chłodzących i klimatyzacyjnych. Udziały emisji HFCs, PFCs i SF₆ w całkowitej emisji w roku 2016 wynoszą odpowiednio: 2,26%, 0,003% i 0,020%. Emisji NF₃ nie odnotowano.

Rys. 31. Emisje gazów cieplarnianych w okresie 1988-2016 r. wg gazów

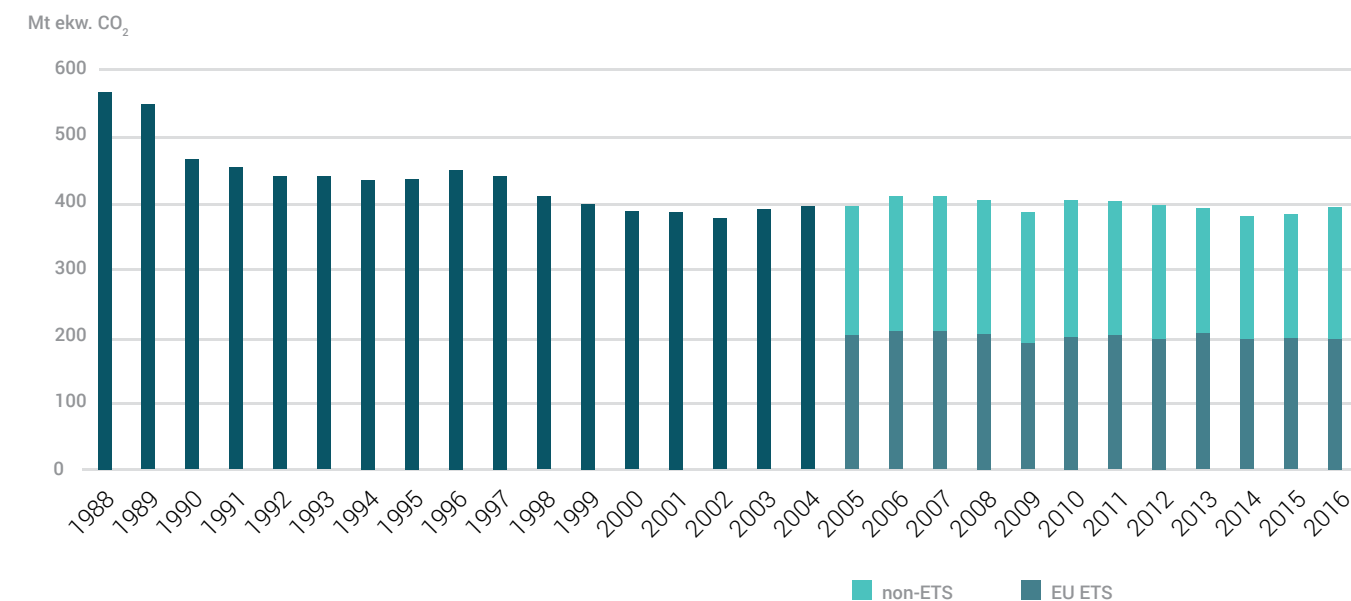


Źródło: Opracowanie własne KOBIZE

Od 2005 r. Polska bierze udział w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji, zbudowanym m.in. w oparciu o mechanizmy elastyczności Protokołu z Kioto wspomagające działania na rzecz ograniczenia emisji. Udział emisji z instalacji biorących udział w systemie EU ETS w całkowitej emisji

krajowej w Polsce w okresie 2005–2016 (rys. 32.) wyniósł średnio ok. 51%, przy czym należy zwrócić uwagę, że od 2013 r. zakres EU ETS rozszerzył się o nowe rodzaje działalności (np. produkcja kwasu azotowego) i gazy cieplarniane (podtlenek azotu).

Rys.32. Emisja krajowa gazów cieplarnianych bez LULUCF w okresie 1988-2016



Źródło: Opracowanie własne KOBIZE

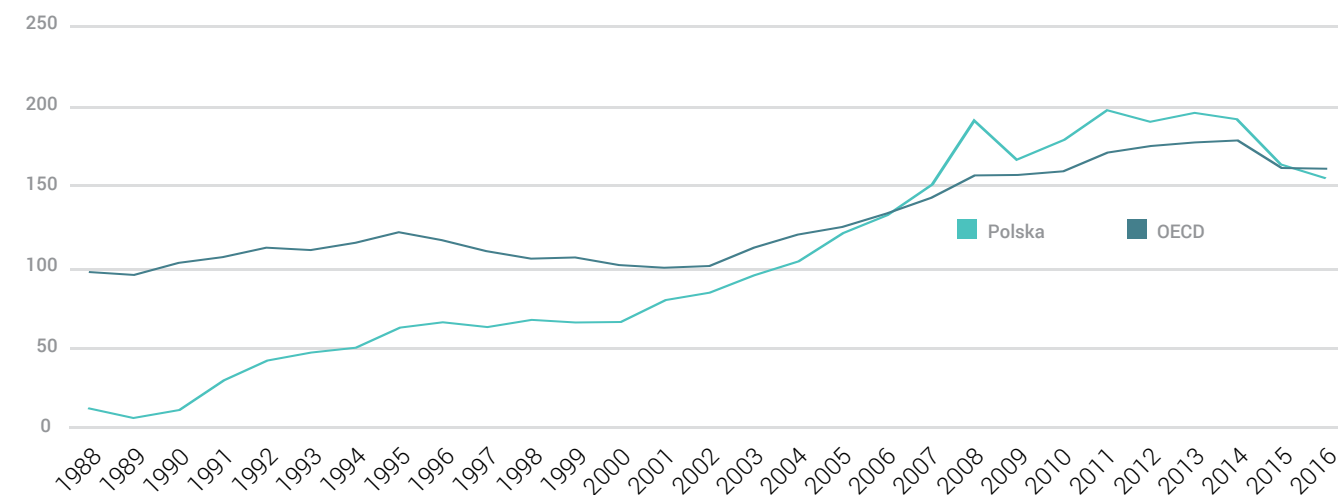
Koszty transformacji dla gospodarki i społeczeństwa

Wzrost cen energii elektrycznej

Dynamiczny wzrost cen energii elektrycznej zarówno dla gospodarstw domowych jak i dla przemysłu w okresie 1989-1992 związany był w Polsce z transformacją gospodarczą i wdrażaniem w gospodarce mechanizmów rynkowych. W okresie

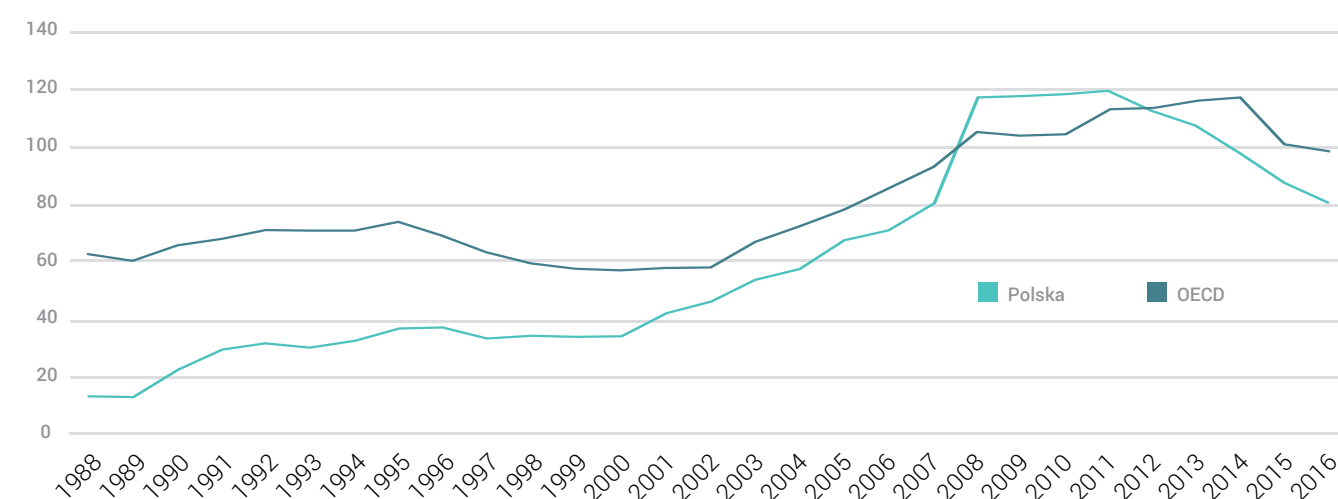
1992-2000 nastąpiła stabilizacja cen, mimo znacznego wzrostu gospodarczego. Następnie do 2008 roku widoczny był bardzo silny wzrost cen energii elektrycznej w kraju, w znacznym stopniu związany z kolejnym okresem przyspieszonego wzrostu gospodarczego i rosnącymi cenami paliw. Cena dla gospodarstw domowych w latach 2005-2006 zbliżyła się do średniej notowanej w krajach OECD, a w okresie 2007-2015 nawet ją przekraczała. Przemysł dotknięty relatywnie mniejsze wzrosty cen i jedynie w okresie 2008-2011 ceny przekroczyły średnią notowaną w krajach OECD.

Rys. 33a. Kształtowanie się cen energii elektrycznej w gospodarstwach domowych – Polska i średnia z krajów OECD [USD/MWh - ceny nominalne]



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie danych IEA „Energy prices and taxes”

Rys. 33b. Kształtowanie się cen energii elektrycznej w przemyśle – Polska i średnia z krajów OECD [USD/MWh - ceny nominalne]



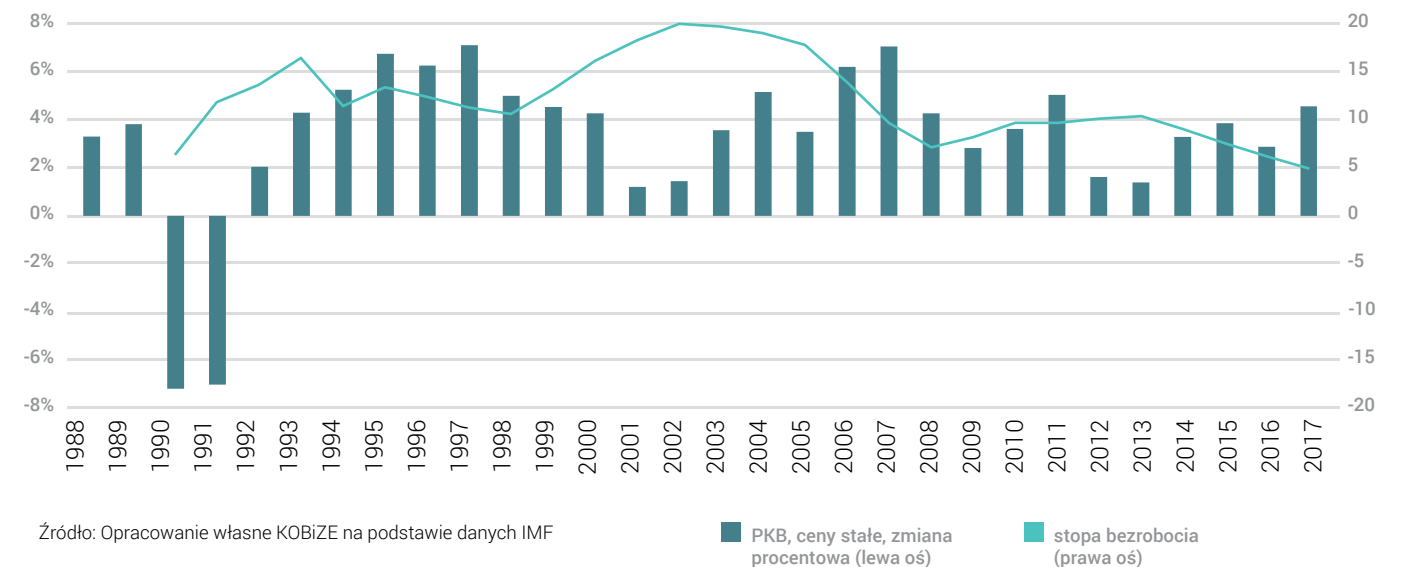
Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie danych IEA „Energy prices and taxes”

Bezrobocie

Zmiany gospodarcze spowodowały spadek zatrudnienia przede wszystkim w sektorach energochłonnych, przyczyniając się do wzrostu bezrobocia. W pierwszych latach po transformacji gospodarczej, tj. w okresie od 1990 do 1993 r.,

bezrobocie w Polsce rosło nawet w latach, w których rósł PKB, tj. w 1992-1993. Zatem spadek produkcji na skutek transformacji spowodował duże obciążenie dla społeczeństwa. Co wiązało się między innymi z koniecznością przekwalifikowania części osób czynnych zawodowo, celem dostosowania się do nowych warunków gospodarczych.

Rys. 34. Zmiana % stopy wzrostu PKB oraz stopy bezrobocia



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie danych IMF

Integracja Polski z UE

Wstąpienie Polski 1 maja 2004 r. w struktury Unii Europejskiej zapoczątkowane było 5-letnim (1997- 2003) okresem integracji, który miał na celu wypracowanie warunków przystąpienia do Unii Europejskiej gwarantujących możliwie najszybszy, a zarazem najkorzystniejszy z polskiego punktu widzenia, przebieg integracji. Integracja została oparta na przekonaniu, że jest to proces, który przyniesie korzyści obu stronom. Proces integracji został przeprowadzony zgodnie z założeniami Narodowej Strategii Integracji (NSI) przyjętymi uchwałą Sejmu RP z dnia 14 marca 1996 r.

Jednym z istotnych elementów integracji, jak wskazała NSI, jest obszar „Środowisko”. Wprowadzenie rozwiązań prawnych UE poprzez dostosowywanie prawa krajowego do dorobku prawnego Unii Europejskiej (*acquis communautaire*), powodowało konieczność poniesienia znacznych wydatków, dotyczy to w szczególności standardów w dziedzinie ochrony środowiska. Dlatego też, konieczne było wypracowanie kompromisu pomiędzy szybkim wdrożeniem tych rozwiązań i odpowiednim rozłożeniem kosztów w czasie, co byłoby akceptowalne przez społeczeństwo. Cele związane z ochroną środowiska na poziomie centralnym, można było osiągać poprzez wprowadzanie ekonomicznych instrumentów, które w gospodarce rynkowej stymulowałyby działania na rzecz poprawy lub ochrony środowiska. Należały do nich, poza stosowanymi w Polsce opłatami i karami, także preferencyjne kredyty dla inwestycji

proekologicznych, podatki produktowe, podatki od paliw, depozyty ekologiczne, ulgi podatkowe itp. Problemy wiążące się z działalnością niektórych sektorów gospodarki wymagały szczególnego traktowania w procesie integracji w kontekście standardów w dziedzinie ochrony środowiska, gdyż dostosowanie przemysłu do norm ekologicznych oznaczało między innymi konieczność:

- ograniczenia produkcji w zakładach najbardziej uciążliwych dla środowiska lub ich modernizacji i zastąpienia przestarzałych technologii nowymi rozwiązaniami, z położeniem nacisku na racjonalizację wykorzystania zasobów wody, surowców i energii oraz ochronę przyrody;
- wzrostu wydajności i poprawy konkurencyjności przemysłu;
- wyposażenia istniejących zakładów w urządzenia chroniące środowisko, co może powodować wzrost kosztów wytwarzania;
- uwzględnienia udziału służb ratowniczych w zabezpieczeniu środowiska z tytułu obowiązku wykonywania ratownictwa ekologicznego i przywracania terenu zdarzenia do stanu pierwotnego;
- decentralizacji podejmowania decyzji w sprawach ochrony środowiska i włączenia w proces decyzyjny społeczności lokalnych, zwłaszcza w zakresie decyzji lokalizacyjnych związanych z ocenami oddziaływania na środowisko.

Wdrożenie standardów ekologicznych wynikających z prawa UE w perspektywie krótkoterminowej wiązało się z wysokimi kosztami dostosowawczymi. Dlatego też szybki proces dostosowań mógł mieć wpływ na konkurencyjność polskich przedsiębiorstw. Rząd wypracował ścieżkę dojścia do standardów UE, która przy całkowitej integracji prawa UE pozwoli na minimalizację kosztów.

Wypracowane wspólnie z Unią Europejską Stanowisko z dnia 24 października 2001 r. (CONF-PL-95/01), zamykało negocjacje w obszarze „Środowisko”, dzięki transpozycji do prawa krajowego przepisów unijnych i uchwaleniu przez Parlament Rzeczypospolitej Polskiej w 2001 r. pakietu ustaw środowiskowych, w tym w szczególności:

- ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (POŚ),
- ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach,
- ustawy z dnia 11 maja 2001 r. o opakowaniach i odpadach opakowaniowych,
- ustawy z dnia 11 maja 2001 r. o obowiązkach przedsiębiorców w zakresie gospodarowania niektórymi odpadami oraz o opłacie produktowej i opłacie depozytowej,
- ustawy z dnia 7 czerwca 2001 r. o wprowadzeniu ustawy – Prawo ochrony środowiska, ustawy o odpadach oraz o zmianie niektórych ustaw,
- ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne.

Aby zminimalizować negatywne skutki integracji w obszarze „Środowisko” konieczne było wypracowanie zasad derogacji (odstępstw). Odstępstwa te zostały sformalizowane w Traktacie o przystąpieniu Republiki Czeskiej, Estonii, Cypru, Łotwy, Litwy, Węgier, Malty, Polski, Słowenii i Słowacji (Dz. Urz. UE L 236 z 23.09.2003, str.17). W Traktacie w Załączniku XIII w pkt 13 zostały wprowadzone derogacje „Środowiskowe”, żadna z nich bezpośrednio nie odnosi się do gazów cieplarnianych jednakże oddziaływały na sektory, które są źródłem emisji GHG, w tym w szczególności na sektor energetyczny. W trakcie negocjacji Polska uzyskała okres przejściowy dla niektórych obiektów, w tym istniejących ciepłowni komunalnych o mocy od 50 do 300 MWt do roku 2010. Cel pełnego dostosowania do standardów ekologicznych w zakresie SO₂ i NO_x został zrealizowany do 2010 r.

Redukcja, ograniczenie lub uniknięcia emisji GHG w trakcie negocjacji nie były przedmiotem negocjacji, między innymi z uwagi na fakt, że sformalizowanie działań UE w zakresie ochrony klimatu odbyło się dopiero pod koniec 2003 r., a zatem już po zakończeniu oficjalnych negocjacji akcesyjnych.

Pod koniec XX wieku na forum państw członkowskich rozpoczęła się wzmożona debata na temat odpowiedzialności człowieka za zmiany klimatu co zostało wykazane w Europejskim Programie w sprawie Zmian Klimatu (*European Climate Change Programme*) przyjętym w czerwcu 2001 r. Unia Europejska (UE) w dokumencie tym potwierdziła swoją istotną rolę w realizacji zobowiązań wynikających z Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, jak również ratyfikowała Protokół z Kioto w dniu 31 maja 2002 r. Polska, nie będąc wtedy jeszcze członkiem UE, protokół ten ratyfikowała dnia 13 grudnia 2002 r. W celu realizacji zobowiązań wynikających z tej Konwencji i Protokołu powstała Zielona Księga, która rekomendowała utworzenie systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych. Wykorzystanie narzędzia ekonomicznego jakim jest system handlu przydziałami uprawnień do emisji (EU ETS) do celów redukcji emisji GHG został wprowadzony dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. *ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE.*

Podsumowanie okresu transformacji

Ocena dotychczasowych osiągnięć Polski w zakresie polityki klimatycznej musi uwzględniać kontekst transformacji ustrojowej, politycznej i gospodarczej oraz związane z tym wyzwania, koszty społeczne i balast okresu gospodarki centralnie sterowanej przed 1989 rokiem. Lata po przełomie tego roku to przede wszystkim gruntowna przebudowa gospodarki oraz stworzenie warunków dla wzrostu i rozwoju gospodarczego umożliwiającego rozpoczęcie poprawy poziomu dobrobytu.

W świetle tak ważnych i wymagających wyzwań, całkowicie uzasadnionym byłoby przesunięcie dodatkowego wysiłku w obszarze polityki środowiskowej i klimatycznej na okres późniejszy (co byłoby podobne do ścieżki, jaką przeszły kraje wysoko rozwinięte). Tak się nie stało. Od samego początku przemian Polska doceniała znaczenie jakości środowiska i wagę zagrożeń związanych z globalnym ociepleniem. Już w 1991 roku opracowano i przyjęto politykę ekologiczną państwa opartą założenia zrównoważonego rozwoju, ówczesnie jedną z bardziej zaawansowanych i wyprzedzającą przycięcie w 1992 roku wspólnotowego Piątego Programu Działań na Rzecz Środowiska promującego te same zasady. Informacja o jakości środowiska i podjęcie pilnych działań na rzecz likwidacji zagrożeń, mimo wielu innych wyzwań gospodarczych i społecznych, od początku były jednym z priorytetów polityki państwa. Podobnie zaangażowanie Polski w wymiarze międzynarodowym, w tym udział w opracowaniu i szybka ratyfikacja Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, a później Protokołu z Kioto.

W efekcie w okresie transformacji ustrojowej i gospodarczej udało się Polsce uzyskać wysokie wskaźniki poprawy jakości środowiska, redukcji emisji gazów cieplarnianych, zmniejszenia energochłonności gospodarki, w czym znaczący udział miały sektory energetyki i przemysłu. Co ważne, osiągnięć tych dokonano równocześnie ze skuteczną przebudową gospodarki, poprawą wskaźników społecznych oraz imponującym wysiłkiem dostosowania kraju do wymogów UE przed akcesją w 2004 roku. Spośród wielu wskaźników warto przypomnieć, iż w okresie od 1988 r. do 2016 r. w Polsce ponad dwukrotnie wzrósł PKB, a jednocześnie o ponad 30% spadła emisja gazów cieplarnianych – innymi słowy emisyjność PKB spadła o ponad 60%.

Oceniając powyższe osiągnięcia z perspektywy czasu można stwierdzić, że Polska podejmując wyzwanie włączenia polityki środowiskowej i klimatycznej do priorytetów przebudowy kraju dostrzegając nie tylko związane z tym koszty ekonomiczne i społeczne, ale także – być może niepowtarzalną – okazję do znaczącej poprawy w tym obszarze. Dzisiejsze wskaźniki dotyczące jakości środowiska i wpływu na globalne ocieplenie udowadniają, że okazja ta została wykorzystana.



Funkcjonowanie i doświadczenia

z wdrażania Wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) na obszarze Polski

Mechanizm ekonomiczny, jakim jest system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wprowadzony dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. *ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE*⁵, działa na obszarze Unii Europejskiej od dnia 1 stycznia 2005 r. Celem systemu handlu uprawnieniami do emisji jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w sposób opłacalny i ekonomicznie efektywny. Podstawa funkcjonowania Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (ang. *European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS*) została oparta na zasadzie „cap and trade”, która polega na określeniu puli uprawnień do emisji i umożliwieniu obracania nimi na rynku. Dyrektywa 2003/87/WE została zaimplementowana do polskiego prawodawstwa ustawą z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji⁶, która była pierwszym aktem prawnym określającym zasady funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji do powietrza w Polsce. Dyrektywa była kilkakrotnie zmieniana, między innymi w celu włączenia dodatkowych gazów cieplarnianych i dodatkowych działalności oraz wprowadzenia zmian w zasadach przydziału uprawnień do emisji, co powodowało konieczność zmiany prawodawstwa krajowego w tym zakresie. Pierwsza, duża zmiana prawa krajowego, w obszarze regulującym handel emisjami, nastąpiła poprzez wprowadzenie ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych⁷, który to akt uchylał ustawę z 2004 r. Przydział uprawnień do końca 2012 r. dokonywany był przez każde państwo członkowskie samodzielnie, mając na uwadze wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące zasad przydziału. Wprowadzenie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, wprowadziło modyfikację w funkcjonowaniu systemu między innymi poprzez ustalenie puli uprawnień do emisji na poziomie całej Unii, a nie poszczególnych państw członkowskich, a co za tym idzie wprowadzone zostały jednolite zasady rozdziału uprawnień do emisji pomiędzy instalacje. Akt ten wprowadził

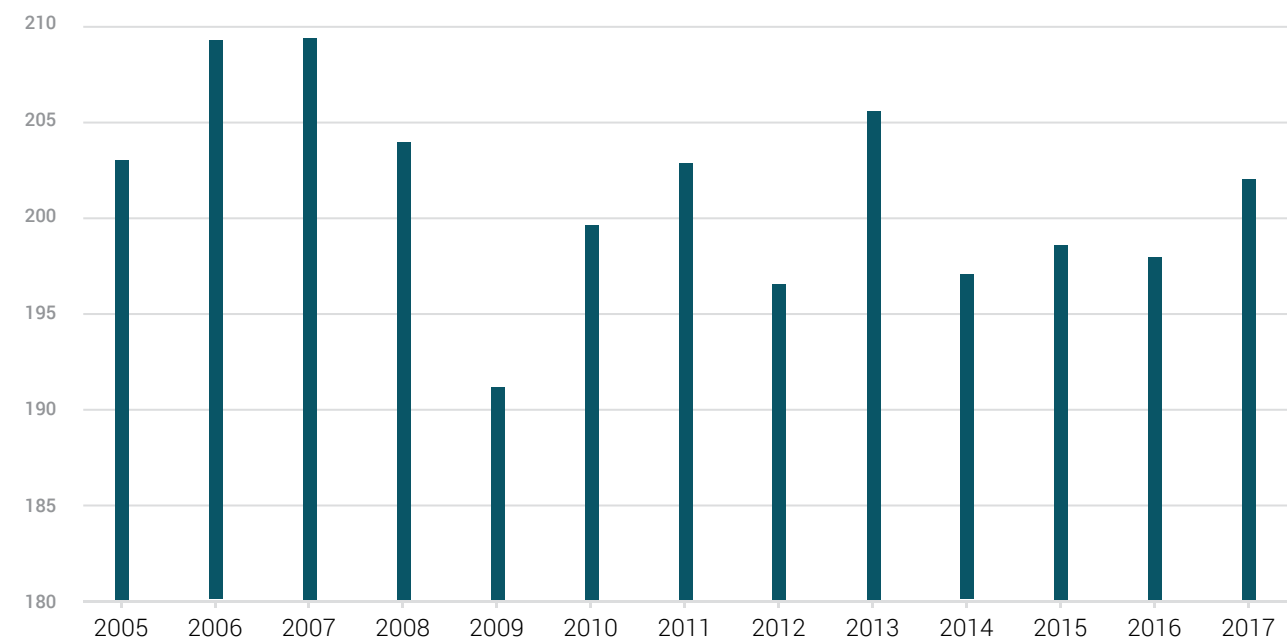
nowe zasady dotyczące uprawnień ich rozdziału i sprzedaży, a mianowicie:

- nie przydziela się uprawnień na produkcję energii elektrycznej,
- podstawową zasadą przydziału jest sprzedaż uprawnień do emisji na aukcji,
- przydział dokonywany jest w oparciu o benchmarki (wskaźniki) określone dla produktów.

Systemem EU ETS objęta jest emisja gazów cieplarnianych, w tym w szczególności dwutlenku węgla z instalacji (rys. 35). Emisja perfluorowęglowodorów i podtlenku azotu włączana jest do systemu tylko z określonych w dyrektywie działań prowadzonych w instalacji, emisja tych rodzajów zanieczyszczeń jest obowiązkowo objęta systemem od roku 2013, pozostałe gazy cieplarniane państwa członkowskie mogą włączyć do systemu fakultatywnie po spełnieniu przesłanek określonych w przepisach zawartych w art. 24 zmienionej dyrektywy. Emisja podtlenków azotu z instalacji uczestniczących w EU ETS przedstawiono na rys. 36.

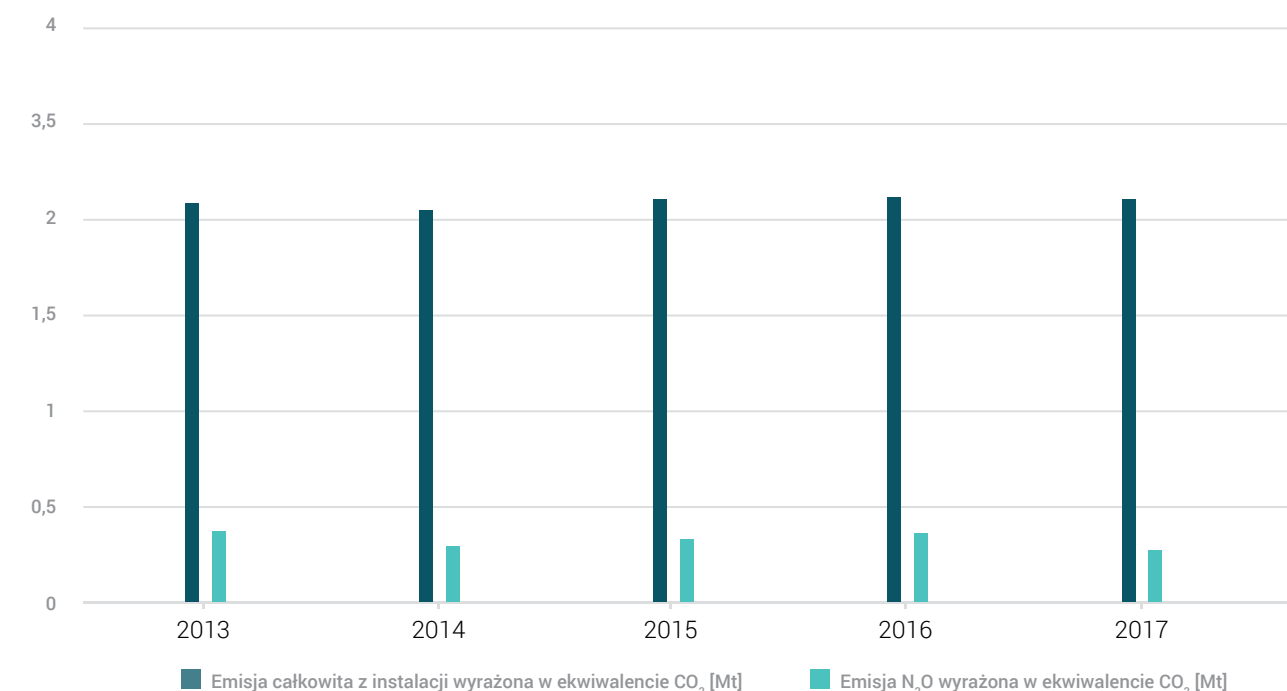
Obok emisji drugim istotnym elementem systemu EU ETS są podmioty nim objęte (instalacje) oraz działania i procesy w nich prowadzone. To rodzaj działań prowadzonych w instalacjach determinuje objęcie ich EU ETS. Rodzaje instalacji objętych systemem ulegały modyfikacjom w trakcie funkcjonowania tego mechanizmu. Pierwotnie systemem objęte było 9 rodzajów działalności prowadzonych w instalacji, między innymi: instalacje energetyczne, rafinerie, piece koksownicze, produkcja oraz obróbka metali żelaznych, czy przemysł mineralny w tym produkcja cementu, produkcja szkła, wyrobów ceramicznych oraz przemysł papierniczy. Pierwsza zmiana w zakresie działań prowadzonych w instalacji objętych systemem dotyczyła jednolitego rozumienia pojęcia instalacji spalania paliw. Definicja instalacji spalania paliw była różnie rozumiana w różnych państwach członkowskich. Największa modyfikacja w zakresie rodzajów instalacji objętych EU ETS została wprowadzona od roku 2013 i polegała na włączeniu nowych rodzajów działań realizowanych w instalacji. Zmiana

Rys. 35. Emisja dwutlenku węgla z instalacji objętych EU ETS w latach 2005 - 2017, wyrażona w Mt ekwiwalentu CO₂



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

Rys 36. Instalacje wykazujące emisję podtlenku azotu, objętą EU ETS od 2013 r., wyrażona w Mt ekwiwalentu CO₂



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie danych IMF

odnosiła się przede wszystkim do sektora chemicznego. Przytoczone zmiany wprowadzono do prawa krajowego ustawą z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (t.j. Dz.U. 2018 poz. 1201).

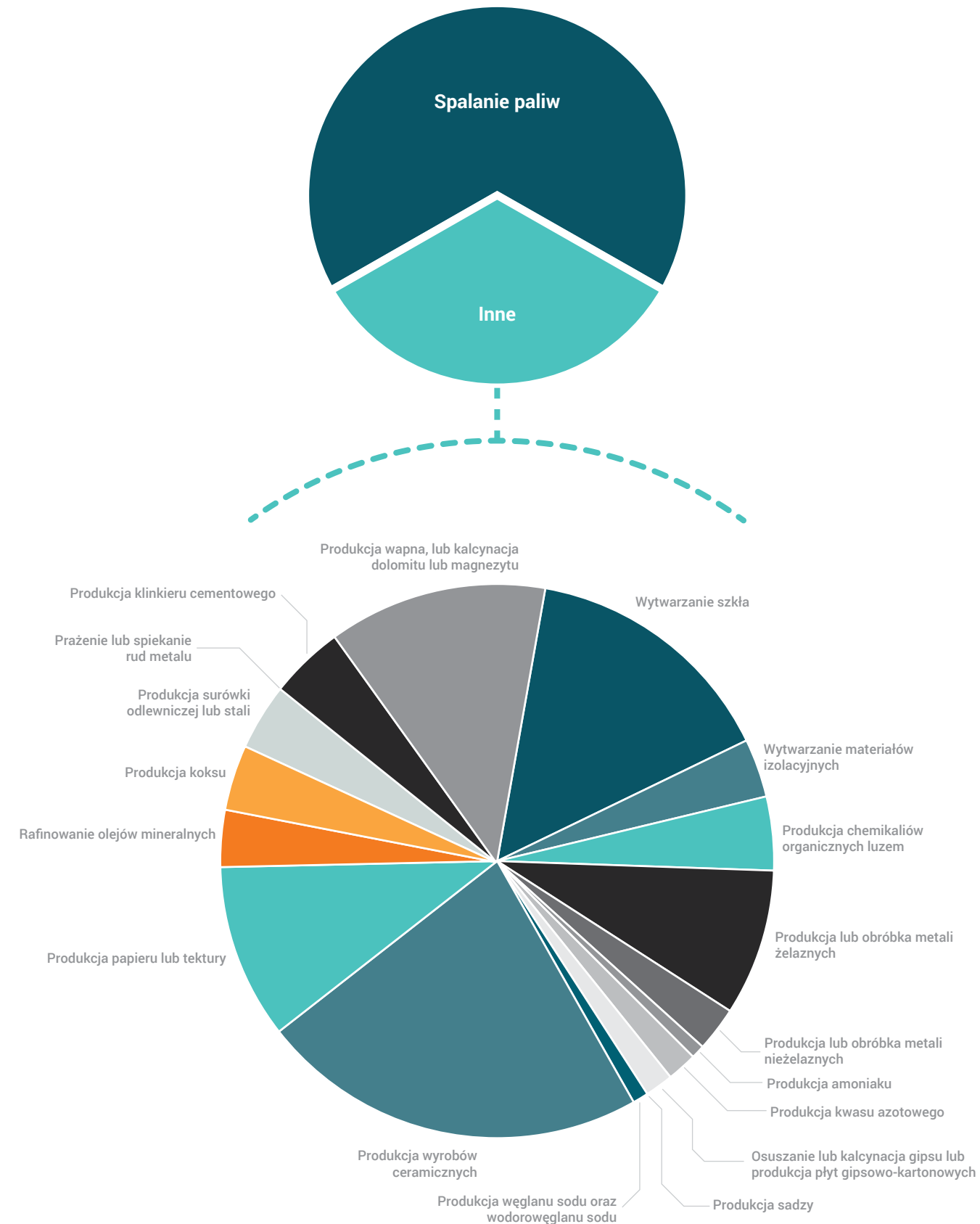
Najbardziej liczna grupa instalacji uczestniczących EU ETS to instalacje spalania paliw o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW. Liczba instalacji w podziale na rodzaj działalności została przedstawiona na rys. 37.

⁵ Dz. Urz. WE L 275 z 25.10.2003

⁶ Dz. U. z 2004 r., Nr 281, poz. 2784 z późn.zm.)

⁷ t. j. z 2013 r., poz. 1238

Rys. 37. Udział instalacji uczestniczących w EU ETS w Polsce, w podziale na rodzaje działalności

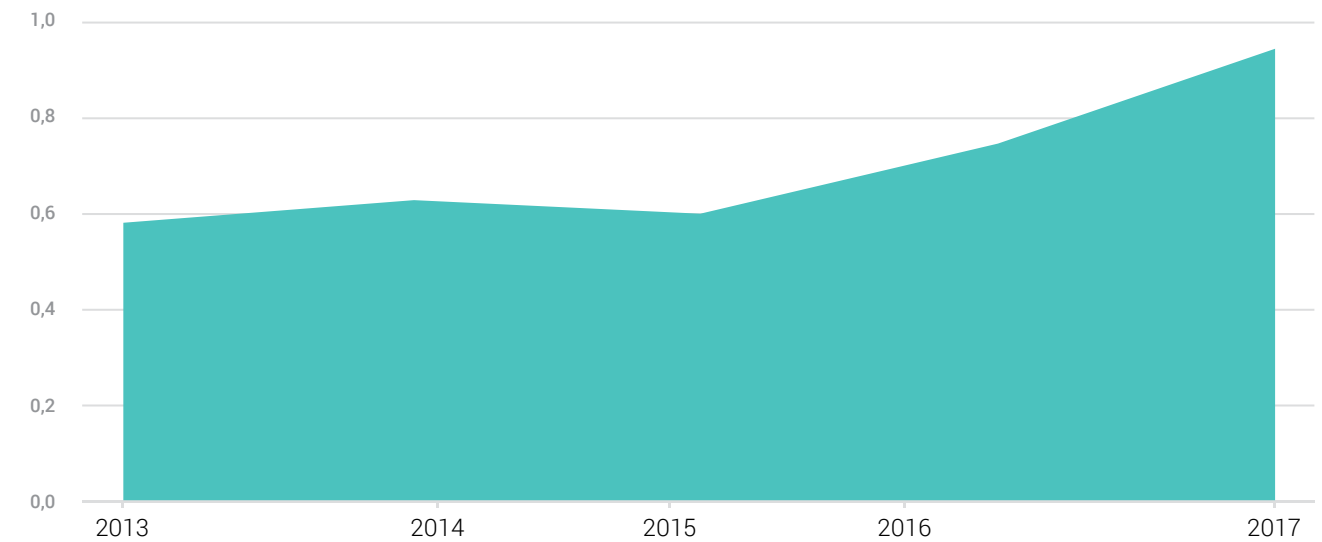


Źródło: opracowanie własne KOBiZE

Systemem handlu uprawnieniami do emisji objęty jest również sektor lotniczy na mocy Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/101/WE z dnia 19 listopada 2008 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu uwzględnienia działalności lotniczej w systemie handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie⁸. Jako pełnoprawni uczestnicy systemu operatorzy statków powietrznych zostali włączeni w 2012 r., natomiast już w 2010 r. operatorzy ci zostali zobowiązani do monitorowania emisji i tzw. tonokilometrów w celu określenia przydziałów na rok 2012 oraz na okres 2013-2020. Emisja

w 2012 r. wynosiła 641 424 Mg CO₂. Formalnie w okresie 2013-2020 do Polski jako tzw. państwa administrującego przypisanym jest ok. 40 operatorów, natomiast faktyczna liczba operatorów statków powietrznych zakwalifikowanych do EU ETS w Polsce (po uwzględnieniu wyłączeń dopuszczonych w dyrektywie) w latach 2013-2017, w każdym z wymienionych lat nie przekroczyła 10, a średnioroczna wielkość emisji raportowana przez te podmioty w ramach EU ETS wynosiła ok 700 tys ton CO₂ (rys. 38).

Rys. 38. Emisja związana z działalnością lotniczą sprawozdawana w ramach wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji w latach 2013-2017, wyrażona w Mt CO₂



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

⁸ Dz.Urz. UE L 8 z 13.01.2009 r., str. 3-21

Mechanizmy projektowe oraz finansowanie

redukcji emisji GHG w Polsce – na przykładzie Systemu Zielonych Inwestycji oraz mechanizmu wspólnych wdrożeń.

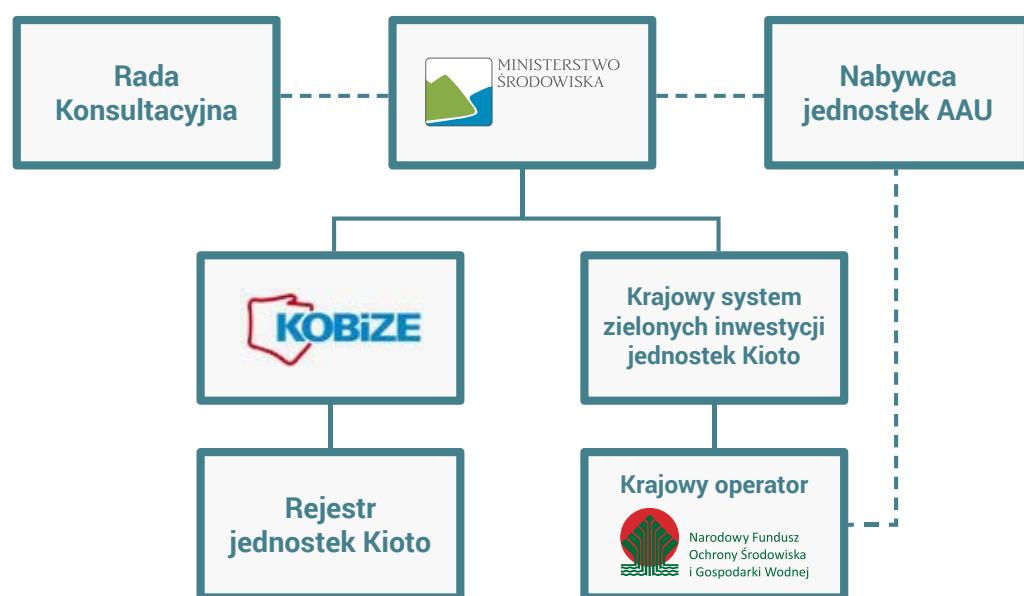
System Zielonych Inwestycji w Polsce

System zielonych inwestycji (ang. *Green Investment Scheme, GIS*), funkcjonujący w ramach Protokołu z Kioto, jest formą konwersji środków finansowych pochodzących ze sprzedaży jednostek AAU⁹ na wsparcie inwestycji w działania sprzyjające ochronie klimatu. Spożytkowanie środków właśnie na takie konkretne cele określa się jako „znakowanie”, czyli zagwarantowanie przeznaczenia środków finansowych pozyskanych ze zbycia nadwyżki jednostek emisji na realizację ściśle określonych celów związanych z ochroną środowiska w państwie zbywcy jednostek.

Funkcjonowanie systemu GIS w Polsce umożliwia ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (t.j. Dz. U. z 2018 r., poz. 1271), która tworząc system GIS wprowadza uregulowania prawne w zakresie efektywnego zarządzania środkami pochodzącymi

ze sprzedaży jednostek AAU. Ustawa określa, jakie programy i projekty mogą być dofinansowane z tych środków. Dla prawidłowego funkcjonowania GIS ustawa ustala ramy instytucjonalne, powierzając funkcję krajowego operatora systemu zielonych inwestycji Narodowemu Fundusowi Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Zgodnie z ustawą środki pochodzące ze sprzedaży jednostek AAU wpływają na wyodrębniony rachunek bankowy, zwany rachunkiem klimatycznym, zarządzanym przez NFOŚiGW. Ustawa określa takie zadania krajowego operatora jak m.in. organizowanie naboru wniosków o dofinansowanie projektów i ich ocenę, a następnie monitorowanie, czyli nadzorowanie wdrażania i realizacji programów i projektów oraz ocena uzyskanych przez nie efektów ekologicznych. Ustawa reguluje zasady naboru i wyboru wniosków o dofinansowanie, a także monitorowania realizacji dofinansowanych programów i projektów, z czego NFOŚiGW składa Ministrowi Środowiska coroczne sprawozdania.

Rys. 39. Instytucje zaangażowane w funkcjonowanie systemu GIS w Polsce uprawnieniami do emisji w latach 2013-2017



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podst. prezentacji NFOŚiGW „Polish experience – sectoral priorities and actual implementation of GIS”, 2018.

⁹ AAU oznacza jednostkę przyznanej emisji (ang. *Assigned Amount Unit, AAU*), która stanowi pozwolenie na emisję 1 t CO₂.

Polska, dysponując w okresie 2008-2012 znaczną nadwyżką swoich jednostek AAU, zawarła do września 2015 r. 11 umów na ich sprzedaż. Nabywcami polskich jednostek zostali: Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju działający na rzecz rządu Królestwa Hiszpanii oraz rządu Irlandii, japońska rządowa Organizacja Rozwoju Nowych Energii i Technologii Przemysłowych oraz prywatne podmioty japońskie, Międzynarodowy Bank Odbudowy i Rozwoju działający w charakterze powiernika Hiszpańskiego Funduszu Węglowego i Funduszu Węglowego dla Europy, rząd Królestwa Hiszpanii oraz rząd Republiki Włoskiej.

Środki pochodzące od ww. nabywców jednostek AAU, wpłynęły w latach 2009-2018¹⁰ na rachunek klimatyczny w łącznej kwocie wynoszącej 796,5 mln zł. Służą one dofinansowaniu zadań związanych ze wspieraniem przedsięwzięć realizowanych w ramach programów i projektów objętych krajowym systemem zielonych inwestycji. Środki zgromadzone na rachunku klimatycznym przeznaczano na dofinansowanie przedsięwzięć w zakresie:

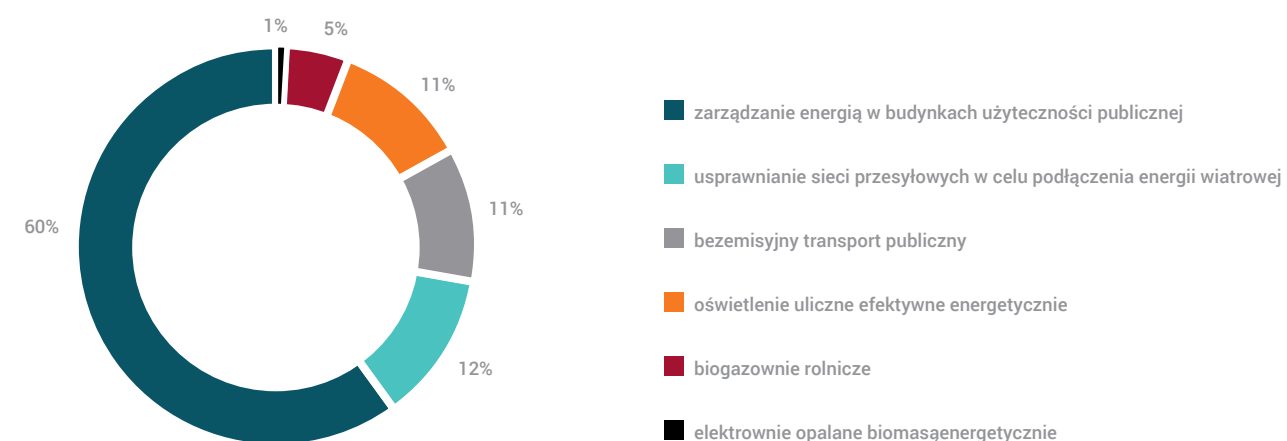
- efektywności energetycznej w budownictwie (termomodernizacja),
- odnawialnych źródeł energii (biogazownie rolnicze, elektrociepłownie i ciepłownie na biomasę, przyłącza do źródeł wytwórczych energetyki wiatrowej)

- energooszczędnego oświetlenia ulicznego,
- niskoemisyjnego i bezemisyjnego transportu miejskiego.

W sumie w latach 2011-2017 na realizację przedsięwzięć w ramach 7 programów priorytetowych NFOŚiGW, zawarto 419 umów o dofinansowanie w łącznej kwocie 818 mln zł oraz 240 umów o dofinansowanie zwrotne z innych środków NFOŚiGW w łącznej kwocie 530 mln zł. Całkowity koszt realizowanych przedsięwzięć wyniósł 2,5 mld zł, a udział dofinansowania ze środków zgromadzonych na rachunku klimatycznym i innych środków NFOŚiGW stanowił 55% kosztu całkowitego.

Strukturę rozdysponowania środków na przedsięwzięcia realizowanych w ramach systemu zielonych inwestycji przedstawia rys. 40. Najczęściej dofinansowywano działania w zakresie efektywności energetycznej, w tym głównie termomodernizacji ok. 1823 budynków użyteczności publicznej, na które przeznaczono 60% całości środków. Pozostałymi programami priorytetowymi GIS są: usprawnianie sieci przesyłowych w celu podłączenia energii wiatrowej, na który przeznaczono 12% środków, bezemisyjny transport publiczny – 11%, energooszczędne oświetlenie uliczne – 11%, biogazownie rolnicze – 5% i wytwarzanie energii elektrycznej za pomocą spalania biomasy – 1%.

Rys. 40. Programy priorytetowe realizowane w ramach GIS



Źródło: Opracowanie KOBiZE na podstawie prezentacji NFOŚiGW „Polish experience – sectoral priorities and actual implementation of GIS”, 2018

¹⁰ NFOŚiGW, wrzesień 2018 r.

Spodziewany efekt ekologiczny realizacji przedsięwzięć w ramach programów GIS w postaci redukcji emisji CO₂ szacuje się na ok. 1 Mt CO₂ rocznie¹¹.

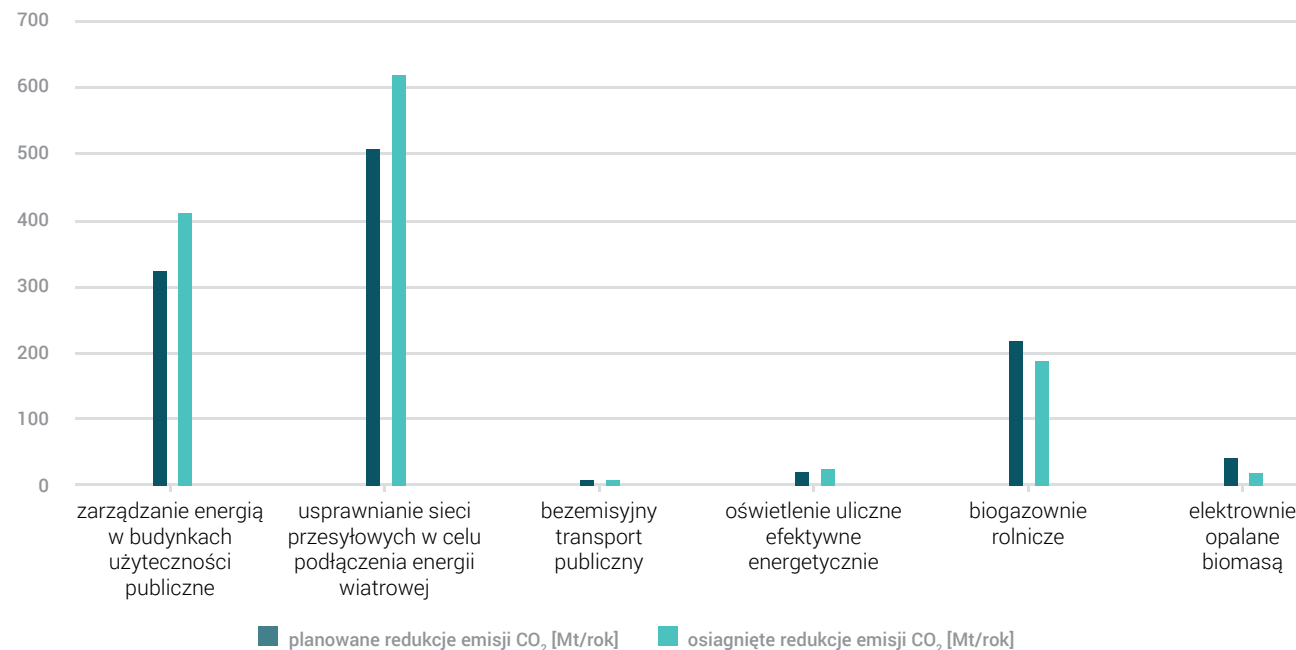
Choć korzyści uzyskane z realizacji programów i projektów GIS odniosło niewątpliwie całe społeczeństwo, to najczęściej zyskali ich bezpośredni beneficjenci, których było około 400. Wśród nich znalazły się m.in.:

- przedsiębiorstwa prywatne i państwowe,
- instytucje publiczne,
- jednostki samorządu terytorialnego,
- uczelnie wyższe,
- placówki kultury,

- instytuty naukowo-badawcze,
- publiczne i niepubliczne placówki ochrony zdrowia,
- kościoły i inne związki wyznaniowe.

Na rys. 41 przedstawiono porównanie oczekiwanych i osiągniętych efektów ekologicznych, w postaci redukcji emisji CO₂. Największe redukcje emisji wygenerowało 9 dużych projektów związanych z usprawnieniem sieci przesyłowych w celu podłączenia energii wiatrowej (prawie 0,65Mt CO₂/rok). Natomiast na drugim miejscu są projekty związane z zarządzaniem energią w budynkach użyteczności publicznej, których było aż 489 i przyniosły redukcję ponad 0,42Mt CO₂/rok. Całkowita wielkość osiągniętej redukcji emisji przewyższyła założenia i wyniosła około 1,24Mt CO₂/rok.¹²

Rys. 41. Porównanie oczekiwanych i osiągniętych efektów ekologicznych



Źródło: Opracowanie KOBiZE na podst. materiałów NFOŚiGW

Głównymi zaletami systemu GIS dla nabywców jednostek były przede wszystkim takie jego cechy jak gwarancja zazielenienia, czyli celowe przeznaczanie pozyskanych środków wyłącznie na dofinansowanie starannie wybranych działań związanych z ochroną środowiska, odpowiedzialne wdrażanie tych działań zgodnie z krajowymi regulacjami prawnymi umożliwiającymi funkcjonowanie systemu GIS w Polsce, a także wiarygodny system monitorowania i raportowania dotyczący realizowanych programów i projektów, koordynowanych i nadzorowanych przez NFOŚiGW. Należy podkreślić, że środki pochodzące ze sprzedaży jednostek AAU były zgodnie z ich przeznaczeniem lokowane na rachunku klimatycznym i przez to nie

stanowiły dochodów skarbu państwa, a wydatkowanie tych środków podlegało kontroli. Powołanie NFOŚiGW do pełnienia roli krajowego operatora systemu zielonych inwestycji umożliwiło zabezpieczenie instytucjonalne i merytoryczne funkcjonowania systemu GIS w Polsce.

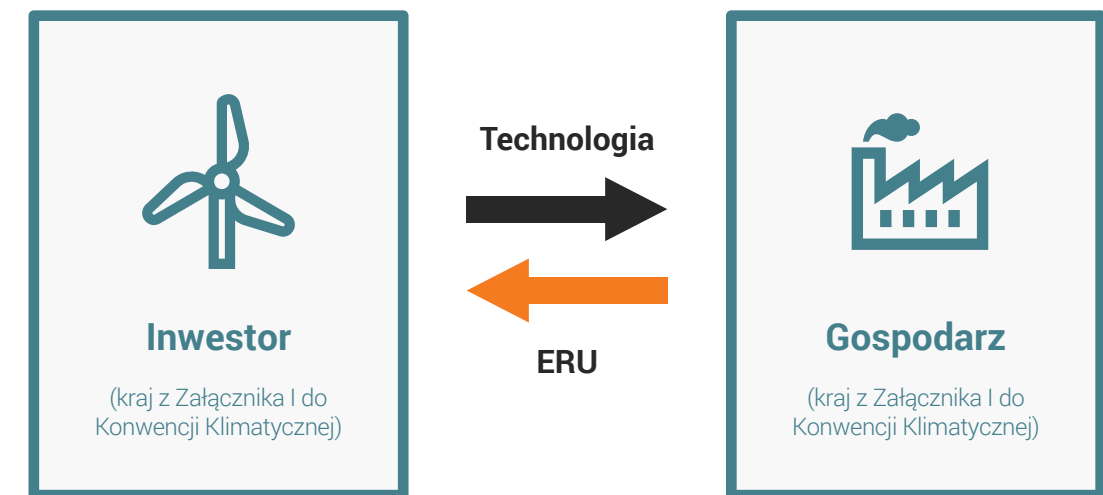
Doświadczenia Polski w negocjacjach umów sprzedaży jednostek AAU, tworzenie systemu oraz realizacja projektów GIS mogą okazać się nieocenione przy tworzeniu architektury krajowych projektów redukcji emisji w obszarze non-ETS.

Mechanizm JI w Polsce 2008-2012

Mechanizm wspólnych wdrożeń (ang. *Joint Implementation – JI*) jest instrumentem powołanym przez Protokół z Kioto, zgodnie z jego art. 6. Idea mechanizmu JI polega na wypełnianiu zobowiązań redukcyjnych przez państwa wymienione w Załączniku I do Konwencji Klimatycznej poprzez stworzenie możliwości zaliczenia redukcji uzyskanej w wyniku inwestycji w innym kraju wymienionym w Załączniku I do Konwencji Klimatycznej. Państwo-inwestor zmniejsza swoje koszty redukcji emisji (w porównaniu do kosztów, jakie musiałby ponieść realizując

inwestycje krajowe) i zwiększa swój limit emisji. Natomiast Państwo-gospodarz (gospodarz projektu) zyskuje przyjazne dla środowiska, nowoczesne technologie. Funkcjonowanie mechanizmu JI w praktyce oznacza wdrażanie wspólnych projektów (projektów JI) obniżających emisję gazów cieplarnianych. W wyniku realizacji projektu JI uzyskuje się redukcje emisji, które po weryfikacji są przeliczane na jednostki redukcji emisji (ang. *Emission Reduction Unit – ERU*) po to, aby mogły być transferowane z Państwa-gospodarza do Państwa-inwestora. Uzyskane w ten sposób jednostki ERU mogą pomóc w rozliczeniu się z międzynarodowych zobowiązań emisyjnych w sposób efektywny kosztowo.

Rys. 42. Zasada funkcjonowania mechanizmu wspólnych wdrożeń (JI)



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE.

Mechanizm JI w Polsce aktywnie funkcjonował w latach 2008-2012. W tym okresie, w wyniku realizacji 37 projektów JI, osiągnięto w Polsce łączną wielkość redukcji emisji wynoszącą ponad 21 Mt ekw. CO₂. Osiągnięte redukcje emisji zostały w 99% pozytywnie zweryfikowane, a liczba jednostek redukcji emisji przekazanych partnerom zagranicznym, czyli inwestorom, wyniosła 20 mln ERU. Warto zauważyć, że wśród 16 państw członkowskich Unii Europejskiej, w których realizowano projekty JI, to właśnie w Polsce wygenerowano największą liczbę jednostek ERU, stanowiącą 23,4%¹³ wszystkich jednostek ERU pochodzących z UE.

Projekty JI realizowane w Polsce różniły się pod względem wielkości oczekiwanych redukcji emisji, sposobu osiągania redukcji, rodzaju redukowanego gazu, a także sektora gospodarki, w którym były realizowane. Na podstawie tych kryteriów można

wyróżnić kilka rodzajów projektów, które były związane z:

- procesami przemysłowymi (4 projekty),
- odmetanowaniem kopalni (8 projektów),
- zastąpieniem produkcji energii za pomocą spalania metanu kopalnianego (3 projekty),
- zastąpieniem materiałów budowlanych spoiwami hydraulicznymi (1 projekt),
- modernizacją kotłów (1 projekt),
- efektywnością energetyczną (1 projekt),
- wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii (19 projektów).

¹¹ Dane z prezentacji NFOŚiGW NFOŚiGW z 6NC „Polish experience – sectoral priorities and actual implementation of GIS”.

¹² ibidem

¹³ Wyliczenie własne na podst. danych: <http://www.cdmpipeline.org/ji-projects.htm>

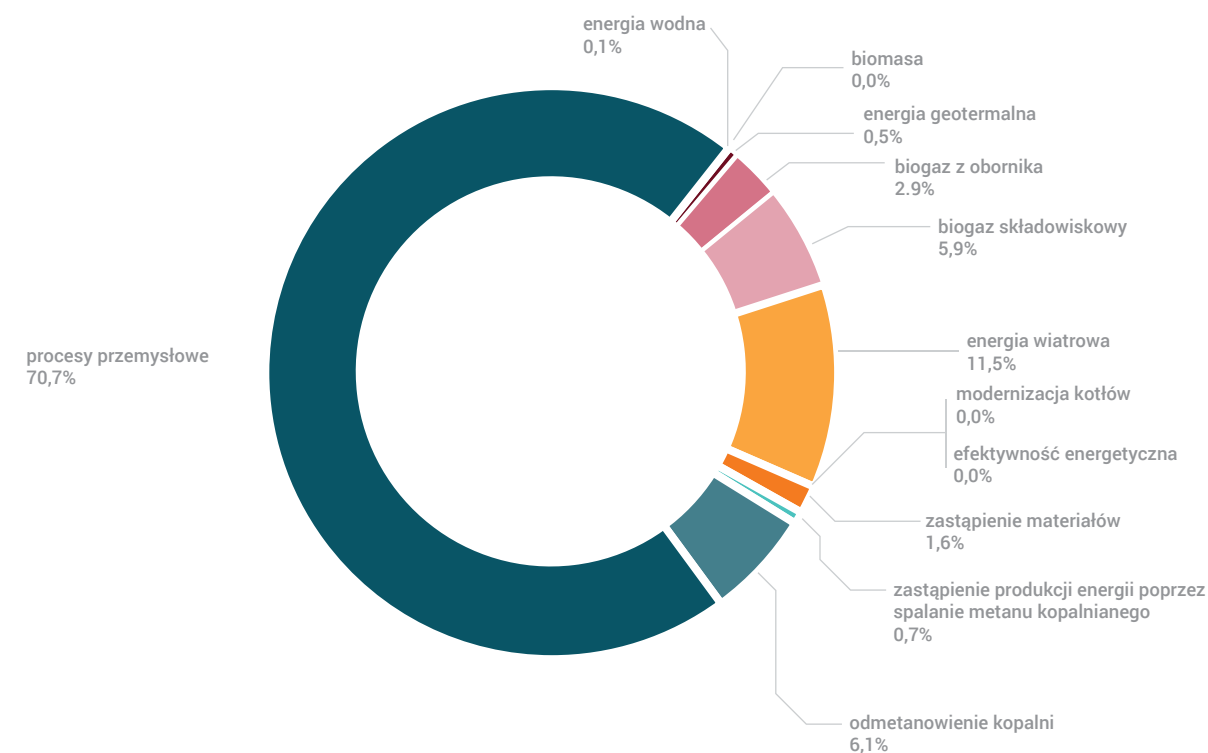
Wymienione rodzaje projektów JI obejmowały redukcje następujących gazów cieplarnianych: dwutlenek węgla (CO₂) – 20 projektów, metan (CH₄) – 13 projektów i podtlenek azotu (N₂O) – 4 projekty. Udział poszczególnych gazów cieplarnianych w całkowitej oczekiwanej wielkości redukcji emisji z projektów JI był zróżnicowany, co wynikało przede wszystkim z właściwości tych gazów, różniących się wartościami tzw. współczynnika ocieplenia¹⁴. W związku z tym udział podtlenku azotu w całości redukcji oczekiwanych wyniósł 67%, metanu – 17%, a dwutlenku węgla – 16%.

Rodzaj projektu dotyczący redukcji określonego rodzaju gazu cieplarnianego był ściśle związany z konkretnym sektorem gospodarki, którego dotyczył projekt. W projektach związanych z energetyką i ciepłownictwem redukcje emisji dwutlenku węgla były osiągane dzięki wykorzystaniu OZE, w takich instalacjach jak farmy wiatrowe, elektrownie wodne oraz ciepłownie wykorzystujące energię geotermalną i biomasę. Projekty związane z redukcją dwutlenku węgla były najliczniejsze, natomiast ich udział w całkowitej oczekiwanej wielkości redukcji emisji gazów cieplarnianych z projektów JI był najmniejszy. Emisje metanu były redukowane ze składowisk odpadów poprzez instalacje odgazowania, w biogazowniach wykorzystujących

nawóz z tuczarni trzody chlewnej oraz w instalacjach pozyskiwania i utylizacji metanu kopalnianego. Natomiast emisje podtlenku azotu były redukowane w zakładach azotowych.

Mechanizm JI w Polsce miał istotne znaczenie dla polskiego sektora chemicznego, związanego z produkcją nawozów azotowych. Cztery wielkie zakłady azotowe w Puławach, we Włocławku, w Kędzierzynie i w Tarnowie zrealizowały z pomocą partnerów zagranicznych cztery projekty JI mające na celu redukcję emisji N₂O. Dzięki zastosowaniu katalizatorów rozkładu podtlenku azotu w reaktorach utleniania amoniaku w instalacjach produkcji kwasu azotowego w tych zakładach, zmodernizowano wytwarzanie kwasu azotowego poprzez znaczącą redukcję emisji N₂O. W ten sposób cały polski sektor chemiczny nawozów azotowych został objęty mechanizmem JI. Przyniosło to korzyści środowiskowe i ekonomiczne oraz pozwoliło na wyprzedzenie konieczności dostosowania się do bardziej restrykcyjnych regulacji prawnych obowiązujących po 2012 r., kiedy to emisje N₂O zostały włączone do systemu EU ETS. Dzięki projektom JI polskie przedsiębiorstwa branży chemicznej zredukowały bieżącą emisję i zmodernizowały się, mogąc prawidłowo funkcjonować w ramach systemu EU ETS, bez ponoszenia dodatkowych kosztów.

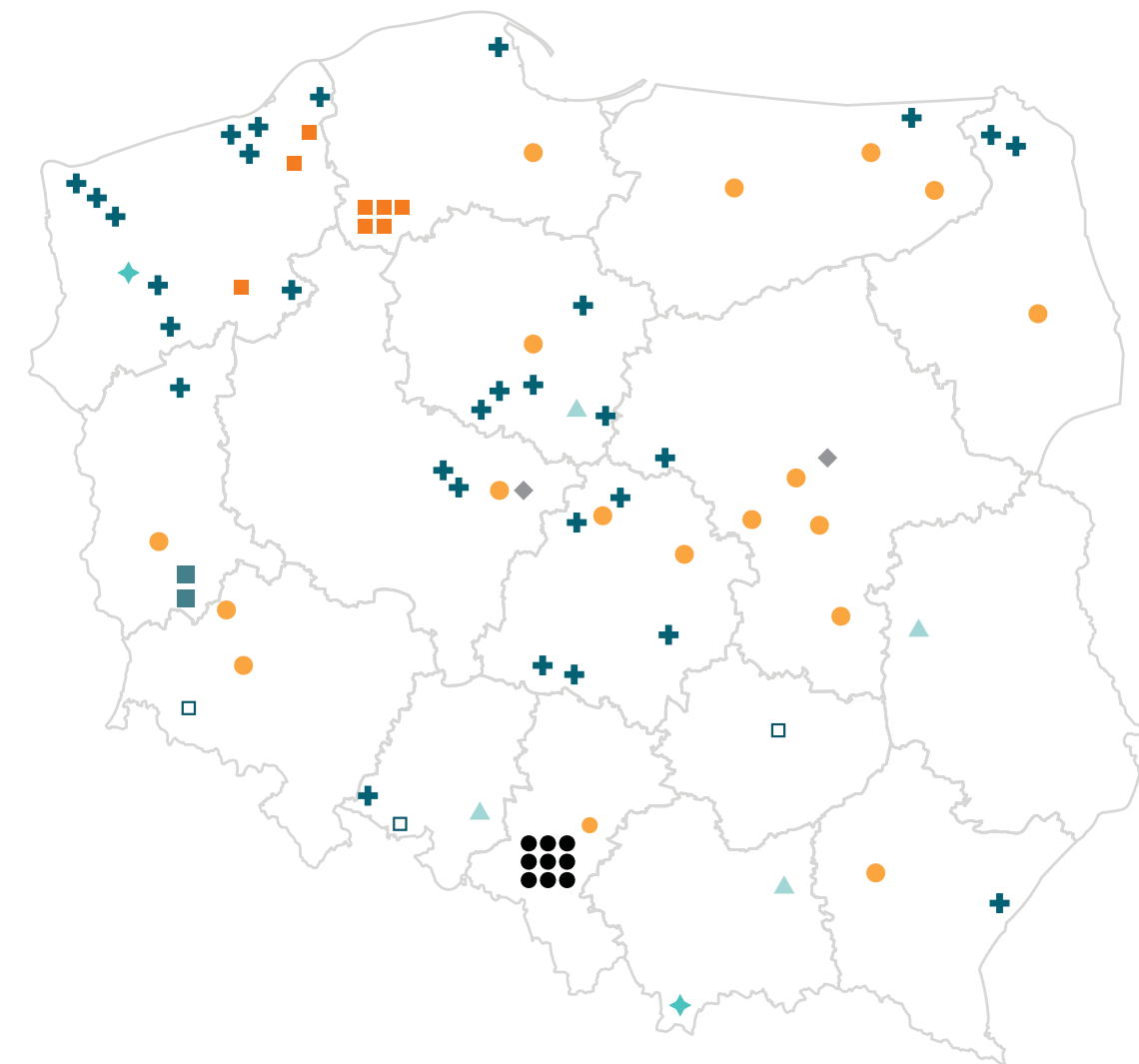
Rys. 43. Struktura osiągniętych wielkości redukcji emisji w zależności od rodzajów projektów JI w latach 2008-2012 [%]



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

¹⁴ W okresie 2008-2012, do wyliczenia wielkości emisji gazów cieplarnianych, stosowano następujące wartości współczynnika ocieplenia, wyrażone w ekwiwalencji dwutlenku węgla: 1 – dla dwutlenku węgla (CO₂), 21 – dla metanu (CH₄) i 310 – dla podtlenku azotu (N₂O).

Rys. 44. Rozmieszczenie przestrzenne obiektów objętych projektami JI w Polsce



Sygnatura	Rodzaje obiektów	Liczba obiektów	Liczba projektów
▲	zakłady azotowe	4	4
●	składowiska odpadów	18	4
■	biogazownie	8	1
+	farmy wiatrowe	30	10
◆	geotermie	2	2
□	kotły (kocioł na biomasę i modernizacja kotłów)	3	2
■	małe elektrownie wodne	2	2
●	kopalnie węgla kamiennego	9	11
◆	wytwórnie spoiw hydraulicznych	2	1

Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

Uwarunkowania polityczno-prawne

Cele i zobowiązania Polski i UE na 2020 r.

Polska jest sygnatariuszem Ramowej Konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu od 1994 r. i Protokołu z Kioto od 2002 r., tym samym współuczestniczy w działaniach na rzecz ograniczenia zmian klimatu podejmowanych przez społeczność międzynarodową. W pierwszym okresie zobowiązań wynikających z ratyfikacji przez Polskę Protokołu z Kioto, Polska podjęła się zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w latach 2008-2012 o 6% w stosunku do emisji w roku bazowym. W drugim okresie zobowiązań określonym w poprawce z Doha, tj. w latach 2013-2020, Polska nie realizuje indywidualnego celu redukcyjnego, gdyż Unia Europejska, jej Państwa Członkowskie oraz Islandia zawarły porozumienie o wspólnym wypełnieniu celu. Wspólny cel redukcyjny został wyrażony jako zobowiązanie do osiągnięcia średniorocznych emisji na poziomie 80% sumy emisji wszystkich państw w latach bazowych.

Unia Europejska podjęła również zobowiązanie do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% do 2020 r. w stosunku do 1990 r. w ramach konwencji UNFCCC.

Unia Europejska realizuje swoje cele poprzez politykę unijną i polityki krajowe państw członkowskich, przy czym emisje unijne podzielone są na dwa główne sektory: emisje objęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (tzw. sektor EU ETS) i na pozostałe emisje (tzw. sektor non-ETS). Prawo UE nakłada na państwa członkowskie (w tym Polskę) limity emisji wyłącznie w sektorze non-ETS (do którego wliczają się emisje z rolnictwa, transportu, odpadów, emisje lotne oraz emisje z małych instalacji przemysłowo-energetycznych). Natomiast w sektorze EU ETS (który obejmuje duże instalacje przemysłowe i energetyczne) państwa członkowskie UE nie posiadają zobowiązań dotyczących redukcji emisji – emisja ta jest bowiem limitowana na poziomie całej Unii, a nie na poziomie poszczególnych państw.

Tabela 3. Zobowiązania międzynarodowe i unijne Polski do 2020 r.

Wyszczególnienie	Zobowiązania międzynarodowe (UNFCCC)			Prawo UE	
	Protokół Kioto		Konwencja	Pakiet energetyczno-klimatyczny	
	Pierwszy okres zobowiązań (2008–2012) – CP1	Drugi okres zobowiązań (2013–2020) – CP2		EU ETS	ESD
Okres zobowiązań i rok docelowy			2020	2013–2020	2013–2020
Cel redukcji emisji	-6%	-20%	-20%	Redukcja emisji łącznie w UE o 21% w stosunku do 2005 r.	Wzrost emisji o 14% w stosunku do 2005 r., zgodnie z rocznymi limitami emisji
Rok bazowy	1988 dla CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆	1988 dla CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆ , 2000 dla NF ₃	1990	1990 dla łącznej emisji; 2005 dla OZE i efektywności energetycznej oraz dla emisji EU ETS i ESD	
Gazy objęte	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆ , NF ₃	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆	

Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

Pakiet energetyczno-klimatyczny 3x20

W dniu 23 stycznia 2008 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet dokumentów, głównie legislacyjnych, określanych, jak tzw. pakiet energetyczno-klimatyczny. Dokumenty te mają na celu realizację przyjętych przez Radę Europejską w 2007 r. założeń dotyczących przeciwdziałania zmianom klimatycznym, stanowiących, że do 2020 r. Unia Europejska:

- o 20% zredukuje emisje gazów cieplarnianych (z opcją 30% redukcji, o ile w tym zakresie zostaną zawarte stosowne porozumienia międzynarodowe) w stosunku do poziomu emisji z 1990 r.;
- do 20% zwiększy udział energii odnawialnej w finalnej konsumpcji energii;
- do 20% zwiększy efektywność energetyczną, w stosunku do prognoz na rok 2020,
- zwiększy udział biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych co najmniej do 10%.

Po prawie rocznych pracach, w grudniu 2008 r. osiągnięto porozumienie pomiędzy Parlamentem Europejskim i Radą UE – Pakiet energetyczno-klimatyczny został przyjęty, a publikacja jego poszczególnych elementów w Dzienniku Urzędowym UE nastąpiła w dniu 5 czerwca 2009 r.

Dwa kluczowe elementy przyjętego pakietu odnoszące się do emisji gazów cieplarnianych to:

- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 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 (tzw. dyrektywa EU ETS), oraz
- decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (tzw. decyzja non-ETS).

EU ETS

Z uwagi na to, że wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) obejmuje ok. 10 tys. instalacji w sektorze energetycznym i innych gałęziach przemysłu, które odpowiadają za ponad połowę emisji CO₂ i 40% emisji wszystkich gazów cieplarnianych, stanowi on główne narzędzie obniżania emisji w Unii. W tym zakresie zakłada się, że w trzeciej fazie wdrażania systemu EU ETS, w latach 2013-2020 powinno dojść do ograniczenia emisji gazów

cieplarnianych o 21% w porównaniu do poziomów emisji z 2005 r. Fakt ten, niezależnie od metody rozdziału uprawnień, determinuje średnią liczbę uprawnień dostępną dla podmiotu gospodarczego objętego tym systemem.

Podstawową metodą rozdziału uprawnień, co do zasady jest system aukcyjny. Jednak obowiązek ten jest wprowadzany stopniowo (w efekcie negocjacji łącznie ponad 90% uprawnień w sektorach przemysłowych będzie przyznawana bezpłatnie), według różnych ścieżek i w oparciu o zróżnicowane kryteria, w zależności od sektora gospodarki. Dyrektywa EU ETS zasadniczo dzieli sektory objęte systemem EU ETS na trzy grupy: narażone na ucieczkę emisji, producentów energii elektrycznej oraz pozostałe gałęzie przemysłu, w tym produkcję ciepła, nienarażone na ucieczkę emisji.

System bezpłatnych przydziałów uprawnień został oparty na wskaźnikach emisji (benchmarkach), określonych dla poszczególnych sektorów w drodze decyzji Komisji Europejskiej (2011/278/UE). Ponadto, w drodze decyzji Komisji Europejskiej z 2009 r. (2010/2/UE) oraz 2014 r. (2014/746/UE) została określona lista sektorów narażonych na ucieczkę emisji (ang. *carbon leakage*).

Problem ucieczki emisji wiąże się z ryzykiem przenoszenia produkcji poza obszar UE, w związku z nadmiernym obciążeniem producentów objętych systemem EU ETS kosztami zakupu uprawnień do emisji. Sektorom tym przysługuje maksymalnie 100% darmowych uprawnień. Sektory przemysłowe nie narażone na ucieczkę emisji mogą natomiast, na podstawie ustalonych wskaźników, od 2013 r. otrzymywać maksymalnie 80% bezpłatnych uprawnień, a ilość ta będzie corocznie zmniejszana tak, aby osiągnąć maksymalnie poziom 30% w roku 2020. Należy jednak mieć na uwadze, że zastosowanie wskaźników emisji obniża dodatkowo przydział darmowych uprawnień.

Dodatkowo, wprowadzono możliwość zastosowania derogacji dla sektora elektroenergetycznego w nowych państwach członkowskich UE, czyli odstępstwa od 100% obowiązku zakupu uprawnień w drodze aukcji. Sektor elektroenergetyczny może otrzymywać część uprawnień bezpłatnie, przy spełnieniu określonych w dyrektywie warunków.

Zasady alokacji uprawnień obowiązujące w III okresie rozliczeniowym EU ETS powodują konieczność nabycia w zależności od sektora, dość znacznej części uprawnień. Brakujące uprawnienia będzie można nabyć na aukcjach, rynku wtórnym, zakupić jednostki Kioto, bądź też wykorzystać zaoszczędzone uprawnienia nabyte w latach 2008-2012.

Non-ETS

Pod pojęciem non-ETS rozumie się tę część krajowych emisji gazów cieplarnianych, które nie są objęte systemem EU ETS, który dotyczy dużych instalacji emitujących GC. Do emisji

non-ETS zalicza się następujące sektory: transport, rolnictwo, odpady, emisje przemysłowe poza ETS oraz sektor komunalno-bytowy z budynkami, małymi źródłami, gospodarstwami domowymi, usługami itp. Wielkość emisji GC zaliczanych do non-ETS jest w Polsce mniej więcej podobna do wielkości emisji w EU ETS (stanowi około 50% emisji krajowych).

Konieczność redukcji emisji w sektorach non-ETS wynika z przyjęcia w Unii Europejskiej pakietu energetyczno-klimatycznego do 2020 r. W przeciwieństwie do EU ETS, który dotyczy bezpośrednio wielkości emisji z poszczególnych instalacji, wielkości emisji non-ETS określa się na poziomie państw członkowskich Unii Europejskiej. Przyznana Polsce wielkość emisji w okresie 2013-2020 wynosi +14% w stosunku do roku 2005, a więc zakłada możliwość wzrostu emisji w Polsce w obszarze non-ETS do roku 2020 w odniesieniu do poziomu bazowego, jakim jest poziom emisji z tego obszaru w roku 2005. W skali całej UE, cel w obszarze non-ETS do roku 2020 wynosi -10%. W związku z tym, że non-ETS dotyczy emisji krajowych, sprawozdawczość i rozliczanie się z corocznych wielkości emisji w non-ETS spoczywa na stronie rządowej.

Do rozliczania emisji krajowych z sektorów non-ETS służą jednostki rocznych limitów emisji (ang. *Annual Emission Allocation, AEA*), które są przyznawane państwom członkowskim na podstawie ich celów redukcyjnych 1 AEA = 1 t ekw. CO₂.

W ograniczonym zakresie dozwolone jest również wykorzystanie jednostek CER/ERU (do 3% emisji gazów cieplarnianych w 2005 r.), czyli tzw. *offset* poprzez wykorzystanie jednostek międzynarodowych pochodzących z realizacji projektów redukujących emisje, tj. projektów JI i CDM realizowanych zgodnie z Protokołem z Kioto.

Zagadnienie emisji w non-ETS podlega regulacjom wynikającym z tzw. decyzji non-ETS (ang. *Effort Sharing Decision - ESD*), czyli decyzji 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Unii dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Z decyzją non-ETS są powiązane inne uszczegóławiające akty prawne, takie jak trzy decyzje Komisji, które wyznaczają limity emisji krajowych¹⁵ z sektorów non-ETS dla wszystkich państw członkowskich, na poszczególne lata okresu 2013-2020, czyli przyznane każdemu państwu jednostki AEA, którymi mogą rozliczać swoje emisje w tym obszarze. Ponadto, Komisja na podstawie raportowanych wielkości krajowych emisji wydaje decyzje określające wielkości emisji non-ETS w państwach

członkowskich w roku, którego dotyczą raporty. Wielkość tej emisji w danym roku będzie musiała być zbilansowana przez roczny przydział emisji (pokryta przez przyznane państwu jednostki AEA) oraz – w zależności od potrzeb – przez odpowiednie inne działania określone w decyzji ESD, takie jak tzw. mechanizmy elastyczności i wykorzystanie jednostek CER/ERU. Na gruncie prawa krajowego zagadnienie non-ETS reguluje ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (t.j. Dz. U. z 2018 r., poz. 1271), która wprowadza uregulowania prawne w zakresie non-ETS.

Według dostępnych danych Polska jest na ścieżce do wypełnienia swoich zobowiązań redukcyjnych na lata 2013-2020 – z nadwyżką, szacowaną na ok. 65 Mt CO₂.¹⁶

Polityka efektywności energetycznej i działania na rzecz jej poprawy

Polityka efektywności energetycznej Unii Europejskiej

Obecne zobowiązania państw członkowskich UE w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej wynikają z opublikowanego w styczniu 2008 r. pakietu dokumentów legislacyjnych, tzw. pakietu energetyczno-klimatycznego, zgodnie z którym państwa członkowskie w tym obszarze zobowiązane są m.in. do:

- zwiększenia efektywności energetycznej w roku 2020 o 20% w stosunku do prognoz na 2020,
- wzrostu zużycia energii ze źródeł odnawialnych w UE do 20% w 2020 r., dla Polski ustalono 15%.

Cele związane z poprawą efektywności energetycznej wynikają przede wszystkim z postanowień dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej. Dyrektywa stanowi, że każde państwo członkowskie ustala orientacyjną krajową wartość docelową w zakresie efektywności energetycznej w oparciu o swoje zużycie energii pierwotnej lub końcowej, oszczędność energii pierwotnej lub końcowej albo energochłonność. Wartości docelowe powinny być wyrażone również w kategoriach bezwzględnego poziomu zużycia energii pierwotnej i końcowej w 2020 r. Dyrektywa nakłada też na każde państwo członkowskie obowiązek ustanowienia systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej. System ten powinien zapewnić osiągnięcie przez dystrybutorów energii lub przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii, które zostały wyznaczone jako strony zobowiązane i które prowadzą działalność na terytorium danego państwa

członkowskiego, łącznego celu w zakresie oszczędności energii końcowej do dnia 31 grudnia 2020 r. Cel ten jest co najmniej równoważny osiągnięciu przez wszystkich dystrybutorów energii lub wszystkie przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii nowych oszczędności energii każdego roku od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2020 r. w wysokości 1,5% rocznego wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym, uśrednionej w ostatnim trzyletnim okresie przed dniem 1 stycznia 2013 r. Wolumen sprzedaży energii zużytej w transporcie może być częściowo lub całkowicie wyłączony z tego obliczenia.

Polityka efektywności energetycznej w Polsce

Do najważniejszych dokumentów definiujących politykę efektywności energetycznej w Polsce należą:

- Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku,
- Krajowe Plany Działań (KPD) dotyczące efektywności energetycznej (1, 2, 3, 4 KPD odpowiednio z lat 2007, 2012, 2014, 2017), do których opracowywania obligują dyrektywy 2006/32/WE oraz 2012/27/UE.

Przyjęty w 2014 r. Trzeci Plan Działań (3. KPD) dotyczący efektywności energetycznej, podsumował osiągnięte cele poprawy efektywności energetycznej, przedstawił również cele na rok 2020 oraz uaktualnił działania i środki przedsięwzięte oraz planowane dla ich osiągnięcia. W 2011 r. została uchwalona ustawa o efektywności energetycznej (Dz. U. 2011 Nr 94, poz. 551), której celem był rozwój mechanizmów stymulujących poprawę efektywności energetycznej. Ustawa przede wszystkim wprowadziła obowiązek pozyskania odpowiedniej ilości świadectw efektywności energetycznej, tzw. białych certyfikatów przez przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię

elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski. Ww. ustawa została zastąpiona nową ustawą o efektywności energetycznej z dnia 20 maja 2016 r. (Dz. U. 2016 poz. 831), mającą na celu dalszą poprawę efektywności energetycznej polskiej gospodarki oraz zapewnienie realizacji krajowego celu. Ustawa wprowadziła regulację, zgodnie z którą jednostka sektora publicznego może realizować i finansować przedsięwzięcia na podstawie umowy o poprawę efektywności energetycznej. Wszystkie polskie organy władzy publicznej mają obowiązek zakupu efektywnych energetycznie produktów i usług. Muszą kupować lub wynajmować efektywne energetycznie budynki oraz wypełnić zalecenia dotyczące efektywności energetycznej w budynkach modernizowanych i przebudowywanych, należących do skarbu państwa. Według ustawy został zachowany funkcjonujący od 2013 r. system świadectw efektywności energetycznej (tzw. białe certyfikaty). Jeden z zapisów nowej ustawy zobowiązuje wszystkie duże przedsiębiorstwa do wykonania audytów energetycznych.

Krajowe cele w zakresie oszczędności energii

Ustalenie krajowego celu efektywności energetycznej na 2020 r. stanowi realizację art. 3 ust. 1 dyrektywy 2012/27/UE. W tabeli 4 przedstawiono cel efektywności energetycznej dla Polski ustalony zgodnie z dyrektywą 2012/27/UE. Cel ten rozumiany jest jako osiągnięcie w latach 2010-2020 ograniczenia zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe¹⁷, co w warunkach wzrostu gospodarczego oznacza także poprawę efektywności energetycznej gospodarki. Cel, wyrażony również w kategoriach bezwzględnego poziomu zużycia energii pierwotnej i finalnej w 2020 r., ustalony został na podstawie danych opracowanych w ramach analiz i prognoz przeprowadzonych na potrzeby dokumentu rządowego „*Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*”.

Tabela 4. Cele efektywności energetycznej na 2020 r. – zgodnie z dyrektywą 2012/27/UE

Cel w zakresie efektywności energetycznej	Bezwzględne zużycie energii w 2020 r.	
	Ograniczenie zużycia energii pierwotnej w latach 2010-2020 w [Mtoe]	Zużycie energii pierwotnej w wartościach bezwzględnych w [Mtoe]
	13,6	96,41 ¹⁸

Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 2005-2015, GUS, Warszawa 2017

Z ww. analiz wynika, że ograniczenie zużycia energii pierwotnej będzie rezultatem szeregu już wdrożonych przedsięwzięć, jak również realizacji działań służących poprawie efektywności energetycznej, zapisanych w polityce energetycznej państwa.

¹⁵ Jedna decyzja określa roczne limity emisji (decyzja Komisji nr 2013/162/UE z dnia 26 marca 2013 r.), druga je koryguje (decyzja Komisji nr 2013/634/UE z dnia 31 października 2013 r. dotycząca dostosowania rocznych limitów emisji państw członkowskich na lata 2013–2020), natomiast trzecia (decyzja Komisji nr 2017/1471/UE z dnia 10 sierpnia 2017 r. zmieniająca decyzję 2013/162/UE w celu skorygowania rocznych limitów emisji państw członkowskich na okres od 2017 r. do 2020 r.), zmienia pierwszą decyzję w zakresie określenia rocznych limitów na lata 2017-2020.

¹⁶ *Trends and projections in Europe 2018. Tracking progress towards Europe's climate and energy targets. Annex 1. Progress towards greenhouse gas emission targets: data and methodology. Table A1.5. Cumulative gaps between historical and projected Effort Sharing Decision (ESD) emissions and annual ESD targets, 2013-2020.*, str. 40. EEA, 26 October 2018.

¹⁷ Toe – tona oleju ekwiwalentnego

¹⁸ Zgodnie z wartościami odniesienia dla Polski zawartymi w prognozie wykonanej dla Komisji Europejskiej (PRIMES – Baseline 2007) zużycie energii pierwotnej prognozowane jest na poziomie 110 Mtoe w 2020 r., zatem uwzględniając ograniczenie zużycia energii o 13,6 Mtoe otrzymano: 110 Mtoe – 13,6 Mtoe = 96,4 Mtoe

Poprawa efektywności energetycznej w sektorze przemyśle

System zobowiązujący do efektywności energetycznej został wprowadzony na podstawie ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej. Kluczową rolę w systemie biorą udział świadectwa efektywności energetycznej tzw. białe certyfikaty. System białych certyfikatów koncentruje się na sektorach przemysłowych. Ustawa nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię odbiorcom końcowym obowiązek pozyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, świadectw efektywności energetycznej, tzw. białych certyfikatów. Przedsięwzięcia, za które można je uzyskać to:

- zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych, rozumianych jako zespół pomocniczych obiektów lub instalacji służących procesowi wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła,
- zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłaniu lub dystrybucji.

Nowa ustawa o efektywności energetycznej z 2016 r. zniosła obowiązek przeprowadzenia przetargu, w wyniku którego prezes URE dokonuje wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej. Nowa ustawa

wprowadza zmiany w sposobie rozliczenia oszczędności bazując na energii końcowej, a nie jak wcześniej energii pierwotnej. Zmiany ustawodawcze umożliwiają również uczestniczenie w systemie białych certyfikatów podmiotom, które objęte są systemem EU ETS, a wcześniej były wykluczone z przetargu. Oszacowano, że w obszarze EU ETS w latach 2016-2020, wartości energii finalnej zaoszczędzonej w wyniku wykonywanych inwestycji wartość zaoszczędzonej energii finalnej może wynieść 2,645 Mtoe.

Środki poprawy efektywności energetycznej w mieszkalnictwie

Wspieranie inwestycji w zakresie efektywności energetycznej budynków odbywa się w oparciu o ustawę z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów. Ze środków Funduszu Termomodernizacji i Remontów, zasilanego z budżetu państwa, realizowany był Program wspierania przedsięwzięć termomodernizacyjnych oraz związanych z termomodernizacją przedsięwzięć remontowych, realizowanych w starych, wielorodzinnych budynkach mieszkalnych. Program ten w obecnej formie funkcjonuje od 2009 r. Środki Funduszu Termomodernizacji i Remontów były przeznaczane na refinansowanie części kosztów przedsięwzięć termomodernizacyjnych i przedsięwzięć remontowych, w celu poprawy stanu technicznego istniejących zasobów mieszkaniowych, z jednoczesnym zmniejszeniem zapotrzebowania na ciepło. W tabeli 5 przedstawiono oszczędności energii do 2015 r.¹⁹ wraz z prognozą do 2020 r.²⁰ w ramach realizacji Funduszu Termomodernizacji i Remontów.

Tabela 5. Oszczędności energii w ramach Funduszu Termomodernizacji i Remontów

Rok	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Osiągnięte oszczędności energii w [GWh]	3 765	4 283	4 801	5 321	5 584	6 246	6 863	7 379	7 895	8 411	8 928	9 444

Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 2005-2015, GUS, Warszawa 2017

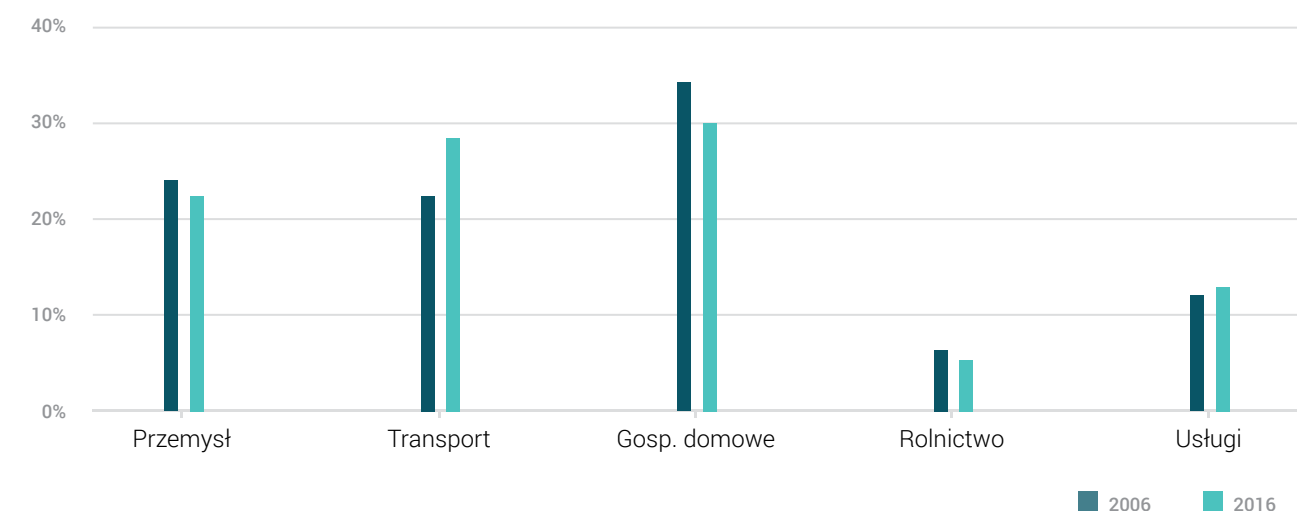
Podsumowanie polityki efektywności energetycznej w UE i Polsce do 2020 r.

W Polsce w latach 2005-2016²¹ następowała konsekwentna poprawa efektywności energetycznej. Energochłonność pierwotna obniżyła się w tym okresie średnio o ponad 3% rocznie, a energochłonność finalna o ponad 2% rocznie. Najszybsze tempo poprawy efektywności energetycznej odnotowano w przemyśle. W 2016 r. zaobserwowano spowolnienie tempa poprawy efektywności wykorzystania energii. Energochłonność pierwotna i finalna PKB obniżyła się w 2016 r., w stosunku do 2006 r. odpowiednio o 28% i 24%.

W latach 2006-2016 w finalnym zużyciu energii wzrósł udział sektorów transportu i usług, a spadł udział przemysłu, gospodarstw domowych i rolnictwa. Udział transportu wzrósł z 23 do 29% z uwagi na rosnącą rolę drogowych przewoźników towarowych i przewoźników osobowych. W transporcie w 2016 r. ponad 94% energii zostało zużyte w transporcie drogowym, poniżej 4% energii zostało zużyte w transporcie lotniczym, poniżej 2% w transporcie kolejowym, a minimalne ilości przez żeglugę śródlądową i przybrzeżną.

Zużycie paliw w transporcie drogowym w latach 2006-2016 zwiększyło się o 42% (roczne tempo wzrostu 3,5%), przy jednoczesnym wyraźnym spadku zużycia energii w transporcie

kolejowym. Ogółem średnie roczne tempo wzrostu zużycia paliw w transporcie (bez transportu lotniczego) wyniosło 3,1% w latach 2007-2016. Pokazano to na rys. 45.

Rys. 45. Struktura finalnego zużycia energii w Polsce wg sektorów w latach 2006-2016

Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 2006-2016, GUS, 15.06.2018 r.

Pomimo spadku z 35 do 30%, największym konsumentem energii elektrycznej pozostały gospodarstwa domowe. W 2016 r. udział zużycia energii w gospodarstwach domowych w finalnym zużyciu energii wyniósł 30%. Najczęściej zużywanym nośnikiem były paliwa węglowe, ale ich udział spadł z 35% w 2006 r. do 33% w 2016 r. Kolejnymi nośnikami były: ciepło (jego udział wyniósł w 2016 r. 20%), gaz ziemny (18%), energia

elektryczna (13%), pozostałe nośniki (14%) i paliwa ciekłe (3%).

Najważniejszym kierunkiem użytkowania energii było ogrzewanie pomieszczeń, których udział wyniósł 66,4% w 2016 r. Ogrzewanie wody pochłonęło 15,8% energii, oświetlenie i urządzenia elektryczne 9,7%, a gotowanie posiłków 8,0%. Pokazano to w tabeli 6.

Tabela 6. Struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych wg kierunków użytkowania w [%]

Wyszczególnienie	2002	2009	2012	2015	2016
Ogółem	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Ogrzewanie pomieszczeń	71,3	70,2	68,8	65,5	66,4
Ogrzewanie wody	15,0	14,4	14,8	16,2	15,8
Gotowanie posiłków	7,1	8,2	8,3	8,5	8,0
Oświetlenie	2,3	1,8	1,5	9,8*	9,7*
Urządzenia elektryczne	4,3	5,4	6,6		

* łącznie oświetlenie i urządzenia elektryczne

Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 2006-2016, GUS, 15.06.2018 r.

¹⁹ W latach 2013-2015 oszczędności energii obliczono na podstawie ilości przyznanych premii termomodernizacyjnych

²⁰ W latach 2016-2020 założono roczny przyrost energii finalnej na poziomie 516 GWh, co jest średnią z lat 2009-2015

²¹ Efektywność wykorzystania energii w latach 2006-2016, GUS, 15.06.2018 r.

Energia ze źródeł odnawialnych

Energia ze źródeł odnawialnych jest energią pochodzącą z naturalnych powtarzających się procesów przyrodniczych, pozyskiwaną z odnawialnych źródeł energii (energia wody, wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalna, fal, prądów i pływów morskich) oraz energia wytwarzana z biopaliw stałych, biogazu i biopaliw ciekłych, a także energia otoczenia (środowiska naturalnego) wykorzystywana przez pompy ciepła. Odnawialne źródła energii (OZE) stanowią alternatywę dla tradycyjnych pierwotnych nieodnawialnych nośników energii (paliw kopalnych). Ich zasoby uzupełniają się w naturalnych procesach, co praktycznie pozwala traktować je jako niewyczerpalne. Ponadto pozyskiwanie energii z tych źródeł jest, w porównaniu do źródeł tradycyjnych (kopalnych), bardziej przyjazne środowisku naturalnemu. Wykorzystywanie OZE w znacznym stopniu zmniejsza szkodliwe oddziaływanie energetyki na środowisko naturalne, głównie poprzez ograniczenie emisji szkodliwych substancji, zwłaszcza gazów cieplarnianych. Zakres wykorzystywania energii ze źródeł odnawialnych w krajach członkowskich Unii Europejskiej regulują odpowiednie dokumenty i akty normatywne UE. Podstawowym dokumentem jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. U. L 140 z 5.6.2009). W dyrektywie tej ustalono szereg zadań dla państw członkowskich UE, a w szczególności:

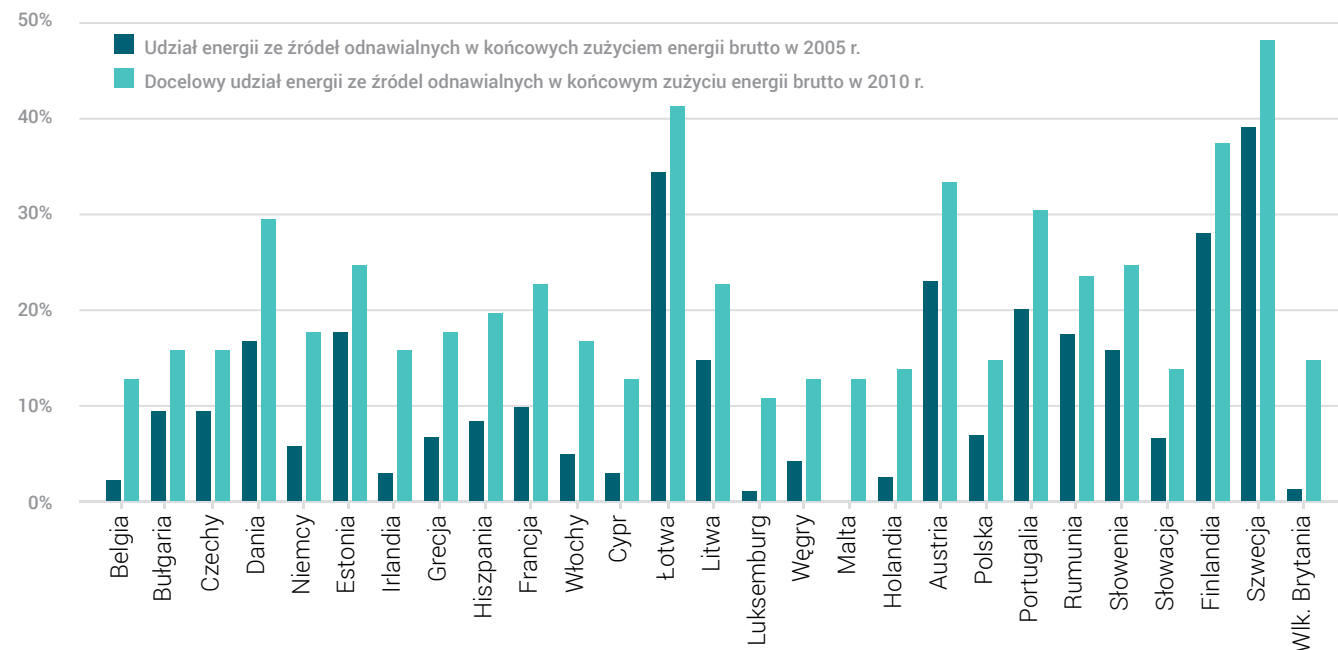
- wspólne ramy dla promowania energii ze źródeł odnawialnych,

- obowiązkowe krajowe cele ogólne w odniesieniu do całkowitego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto i w odniesieniu do udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie,
- zasady dotyczące:
 - statystycznych przekazów określonej ilości energii z OZE między państwami członkowskimi,
 - wspólnych projektów między państwami członkowskimi i z państwami trzecimi,
 - gwarancji pochodzenia,
 - procedur administracyjnych,
 - informacji i szkoleń,
 - dostępu energii ze źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej;
- kryteria zrównoważonego rozwoju dla biopaliw i biopłynów.

Ustalone w dyrektywie cele ogólne w zakresie zużycia energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. dla poszczególnych państw członkowskich UE przedstawiono na rys. 46.

W dniu 15 września 2015 r. opublikowana została w Dzienniku Ustaw Unii Europejskiej Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1513 z dnia 9 września 2015 r., wprowadzająca zmiany do Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Powyższe zmiany dotyczą algorytmów obliczania udziału energii ze źródeł

Rys. 46. Krajowe cele ogólne w zakresie zużycia energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r.

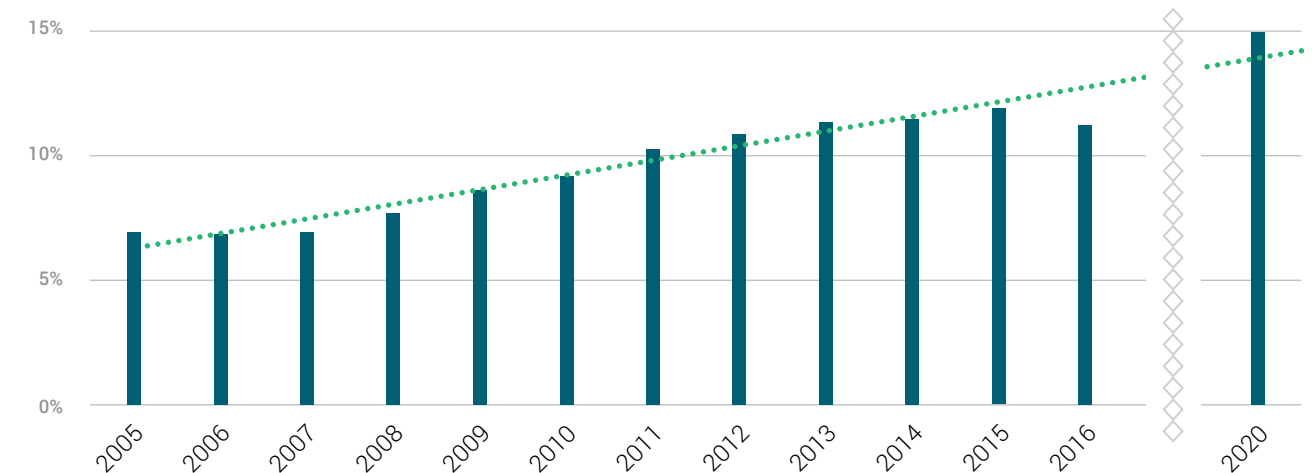


Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2016 r., GUS, Warszawa 2017

odnawialnych w transporcie w przypadku zastosowania w nim biopaliw spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju i energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii.

Zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. Obowiązkowe krajowe cele ogólne składają się na założony 20% udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto we Wspólnocie.

Rys. 47. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce w latach 2005–2016 [%]



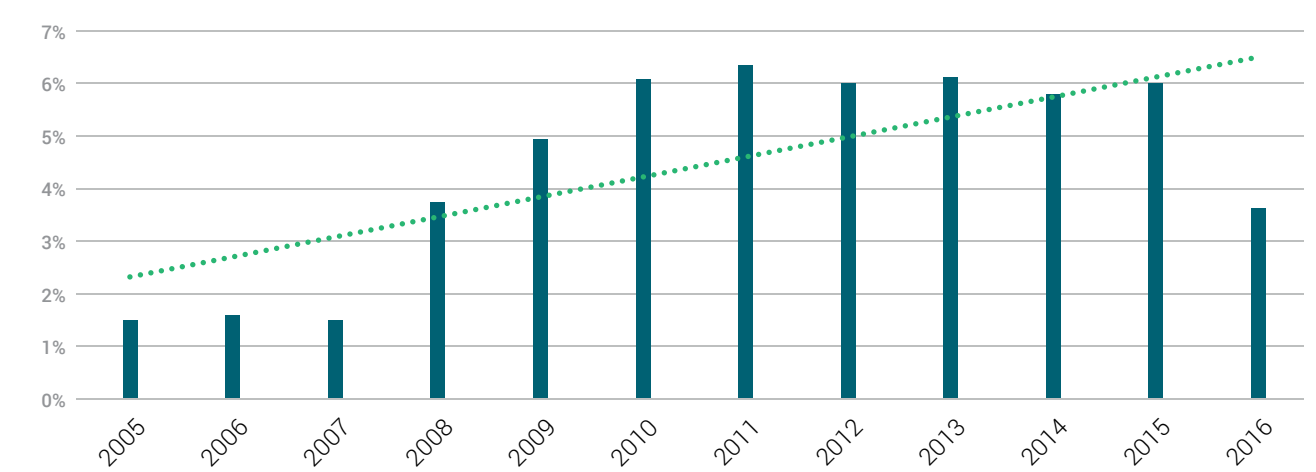
Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2016 r., GUS, Warszawa 2017

Wskaźnik udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2016 r. wyniósł 11,30% (rys. 47) i wzrósł o 4,39 pkt. proc. w porównaniu z 2005 r. Średnioroczne tempo wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w latach 2005-2016 wyniosło 4,6%.

Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto – wylicza się jako iloraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych oraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze wszystkich źródeł i wyrażony jest w procentach (%).

Dla Polski cel ten został ustalony na poziomie 15%. Ponadto, każde państwo członkowskie powinno zapewnić, aby w 2020 r. udział energii ze źródeł odnawialnych we wszystkich rodzajach transportu wynosił co najmniej 10% końcowego zużycia energii w transporcie.

Rys. 48. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w transporcie w latach 2005-2016 [%]

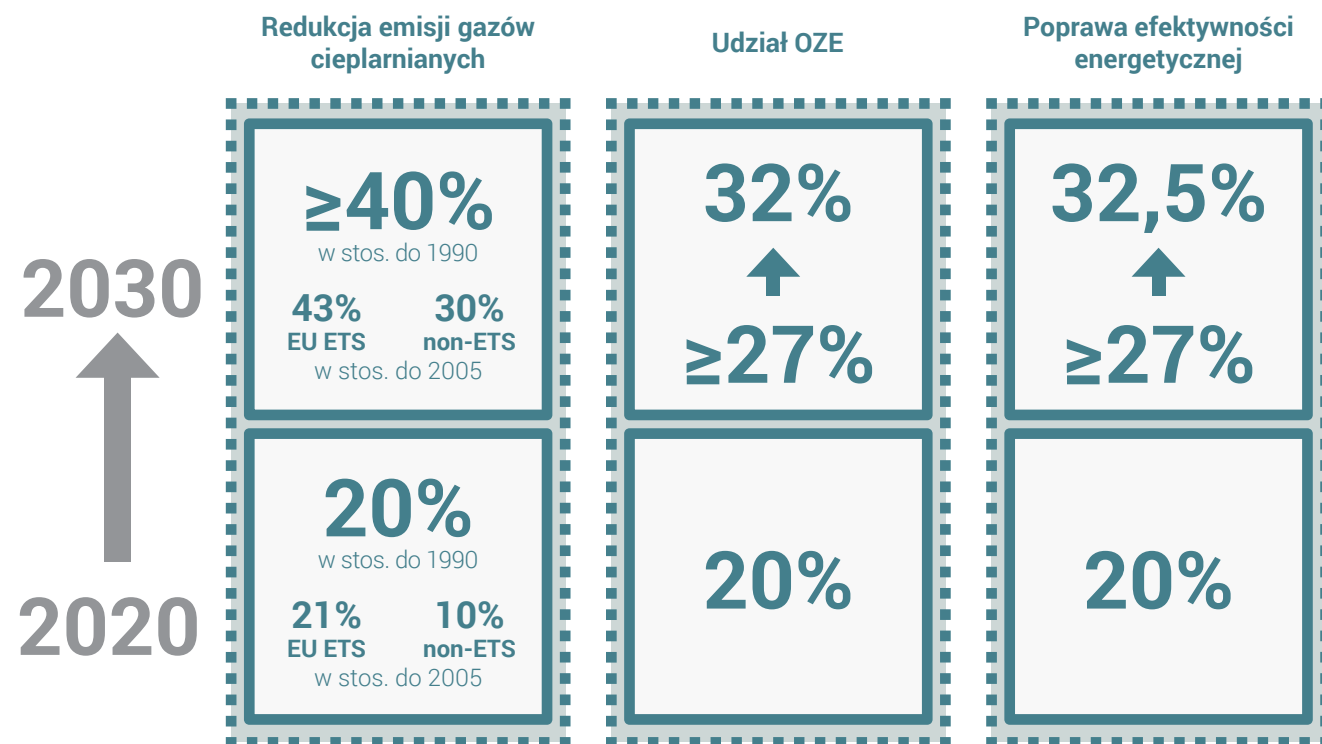


Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2016 r., GUS, Warszawa 2017

Cele i zobowiązania Polski, UE i świata na 2030 r.

Podczas Konferencji Stron Konwencji Klimatycznej w 2015 r. w Paryżu (COP21) 195 państw świata porozumiało się w sprawie działań związanych ze zmianami klimatu (Porozumienie Paryskie - PP). Art. 2 PP definiuje globalny cel redukcyjny – zatrzymanie wzrostu globalnej średniej temperatury do znacznie poniżej 2°C oraz podejmowanie wysiłków, aby ograniczyć wzrost temperatury do 1,5°C w stosunku do poziomów ery przedindustrialnej. Wszystkie państwa UE, w tym Polska, ratyfikowały PP. Porozumienie nie narzuca sposobu, w jaki jego sygnatariusze mają realizować cel – pozostawia to do decyzji państw, które same mają zadeklarować swoje redukcje (NDCs – *nationally determined contributions*).

Rys 49. Zobowiązania UE do 2030 r. w stosunku do celu 2020



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

EU ETS

Państwa członkowskie UE – podobnie jak w latach 2012-2020 - nie mają indywidualnych celów redukcyjnych dla emisji objętych systemem handlu emisjami na 2030 r., gdyż cel dla EU ETS jest rozliczany wyłącznie na poziomie UE.

W przyjętej formie polityki klimatycznej zakłada się, że około połowa ogólnego wysiłku redukcyjnego zostanie wykonana przez system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), który pozostaje podstawowym instrumentem Unii w tym obszarze. Zakłada się, że redukcja emisji gazów cieplarnianych objętych

Unia Europejska już w 2014 r. uzgodniła swoje cele redukcyjne na 2030 r. – całkowity i w podziale na sektory EU ETS i non-ETS. Unia Europejska przyjęła również ambitne cele w zakresie OZE i efektywności energetycznej, które w 2018 r. zostały jeszcze podwyższone²². W uzasadnieniu podkreśla się, że osiągnięcie tak zdefiniowanych celów sprawi, iż gospodarka Unii Europejskiej, w tym jej system energetyczny staną się bardziej konkurencyjne, jednocześnie wzrosnie poziom bezpieczeństwa energetycznego i skuteczność walki ze zmianami klimatu. Powyższe cele polityki klimatycznej odnoszą się do całej Unii Europejskiej, natomiast na obecnym etapie w różny sposób definiowane są szczegółowość i udział państw członkowskich oraz sektorów gospodarki w ich osiągnięciu. Porównanie zobowiązań UE do 2030 z celami do 2020 przedstawia rys. 49.

systemem EU ETS sięgnie w 2030 r. 43% w stosunku do poziomu emisji w 2005 r. Należy zaznaczyć, że w konkluzjach szczytu zawarto wyraźne odniesienie do zreformowanego systemu handlu uprawnieniami do emisji, co jest jasnym sygnałem wsparcia dla wdrożenia proponowanej rezerwy stabilizacji rynku (ang. *Market Stability Reserve, MSR*). Przewiduje się, że tym sposobem ograniczy się wpływ innych działań w sferze polityki ochrony klimatu na ceny uprawnień do emisji.

Zdecydowano również, że w celu ochrony międzynarodowej pozycji konkurencyjnej europejskich przedsiębiorstw, w dalszym ciągu w systemie EU ETS dopuści się przyznawanie

darmowych uprawnień w sektorach narażonych na ryzyko ucieczki emisji (ang. *carbon leakage, CL*). Należy jednak zaznaczyć, że zasady przydziału darmowych uprawnień będą weryfikowane ze szczególnym uwzględnieniem wyeliminowania z tego mechanizmu wpływu innych – poza polityką klimatyczną – czynników osłabiających pozycję konkurencyjną (np. wzrost kosztów pracy).

Po raz pierwszy w decyzjach politycznych przywódców państw członkowskich UE dotyczących polityki klimatycznej wskazano potrzebę uwzględnienia zarówno bezpośrednich, jak i pośrednich kosztów emisji (np. wpływ na ceny energii). Wcześniej problem kompensacji efektów pośrednich pozostawiono w gestii państw członkowskich. W rezultacie już w samych konkluzjach szczytu zawarta jest decyzja o wsparciu finansowym dla krajów uboższych, które miałyby być realizowane głównie za pomocą dwóch mechanizmów.

Dla państw członkowskich, w których wartość wskaźnika PKB per capita kształtuje się poniżej 60% średniej UE, proponuje się utworzenie specjalnego funduszu, którego środki miałyby wspierać konieczne dodatkowe inwestycje w sektorze energetycznym. Fundusz ten miałyby tworzyć wpływy ze sprzedaży uprawnień ze specjalnie wydzielonej rezerwy obejmującej 2% całkowitej puli uprawnień w EU ETS. Dystrybucja środków z funduszu wśród uprawnionych państw członkowskich opierałaby się w równym stopniu na dwóch kryteriach: 50% przyznawane byłoby w oparciu o historyczny poziom emisji i 50% na podstawie wskaźnika PKB. Kryteria selekcji projektów mają być opracowane do 2024 r., a w samej procedurze kwalifikacyjnej uczestniczyć będzie Europejski Bank Inwestycyjny.

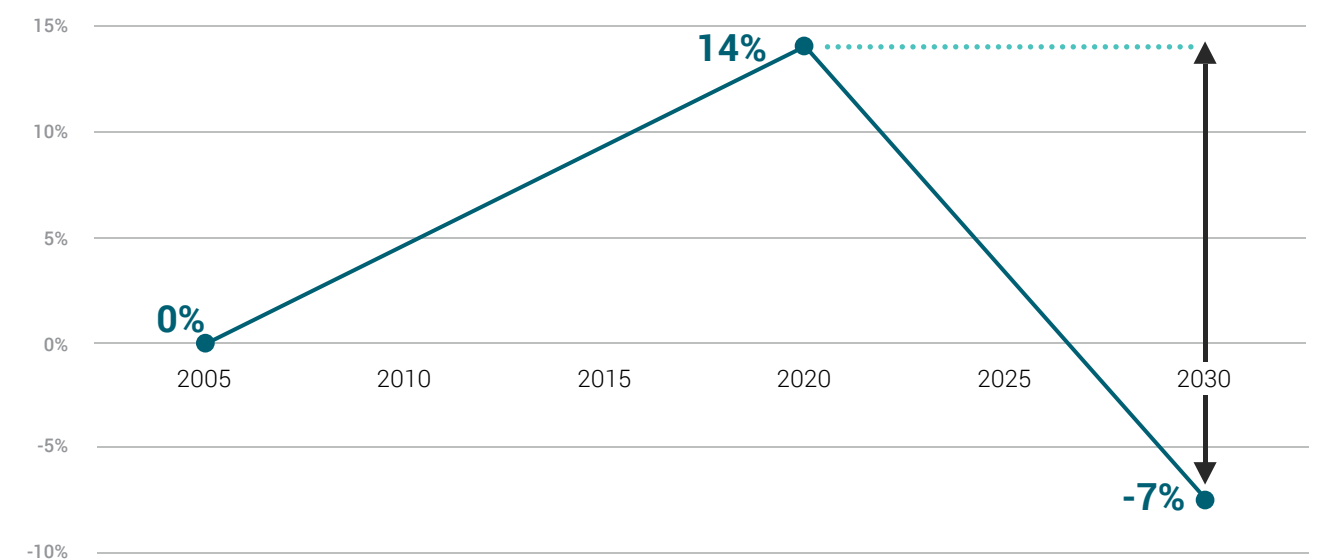
Druga forma wsparcia uboższych państw członkowskich to dodatkowe uprawnienia do emisji pochodzące z wydzielenia

10% puli przeznaczonej na aukcje. Oznacza to, że poza uprawnieniami z 90% puli aukcyjnej rozdzielonymi według kryterium emisji historycznych, państwa członkowskie, w których wskaźnik PKB per capita jest niższy od 90% średniej wartości w UE otrzymałyby dodatkowe jednostki z owej 10% puli. Ponadto dopuszczono specjalne wsparcie dla sektora wytwarzania energii polegające na dopuszczeniu przyznawania mu do 40% darmowych uprawnień w krajach z PKB per capita poniżej 60% średniej w UE (40% tego, co otrzymują z puli 90-procentowej). Pomoc wynikająca z powyższych mechanizmów będzie szczególnie kontrolowana tak, aby było w transparentny sposób wykorzystywana na modernizację sektora energetycznego, nie zaś na proste wsparcie instalacji spalających paliwa kopalne.

Non-ETS

Cel redukcyjny na rok 2030 dla sektora non-ETS został „podzielony” na państwa członkowskie UE. Dla Polski wynosi on -7% w stosunku do emisji z tego sektora w 2005 r. Jest to bardzo ambitny cel biorąc pod uwagę, że w okresie 2013-2020 Polska ma prawo zwiększyć emisje w non-ETS o 14% w stosunku do 2005 r. (patrz rys. 50). Emisje w non-ETS pochodzą głównie z transportu, spalania paliw w sektorze komunalnym (np. w domowych piecach) i rolnictwa (nawożenie gleb, odchody zwierząt)²³. Emisje z transportu rosną i przewiduje się, że nadal będą rosły w związku z rozwojem gospodarczym i rosnącymi przewozami osób i ładunków. W tym zakresie efekt mitygujący przyniesie np. *Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce „Energia do przyszłości”*²⁴. W sektorze komunalnym emisje będą obniżane m.in. w ramach rządowego programu „Czyste powietrze”, który wpłynie nie tylko na redukcję smogu, ale również emisji gazów cieplarnianych.

Rys. 50. Porównanie celów określonych decyzją ESD i rozporządzeniem ESR



Źródło: Opracowanie własne

²² Cel OZE – z 27% do 32%, cel w zakresie efektywności energetycznej z 27% do 32,5%. Źródło: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-4229_en.htm

²³ A także z odpadów oraz niewielkich instalacji energetyczno-przemysłowych, które nie zostały objęte systemem EU ETS.

²⁴ <https://www.gov.pl/web/energia/elektromobilnosc-w-polsce>

Możliwe scenariusze rozwoju do 2050 r.

wg dostępnych raportów i opracowań – analiza porównawcza

Prognozowanie rozwoju w horyzoncie do 2050 r. w dynamicznie zmieniających się warunkach w kraju i na świecie jest wyzwaniem trudnym i obciążonym znacznym stopniem niepewności. Jednocześnie specyfika zmian klimatu i związanej z tym polityki wymaga planowania długoterminowego, w którym niezbędne jest przyjmowanie pewnych założeń prognostycznych.

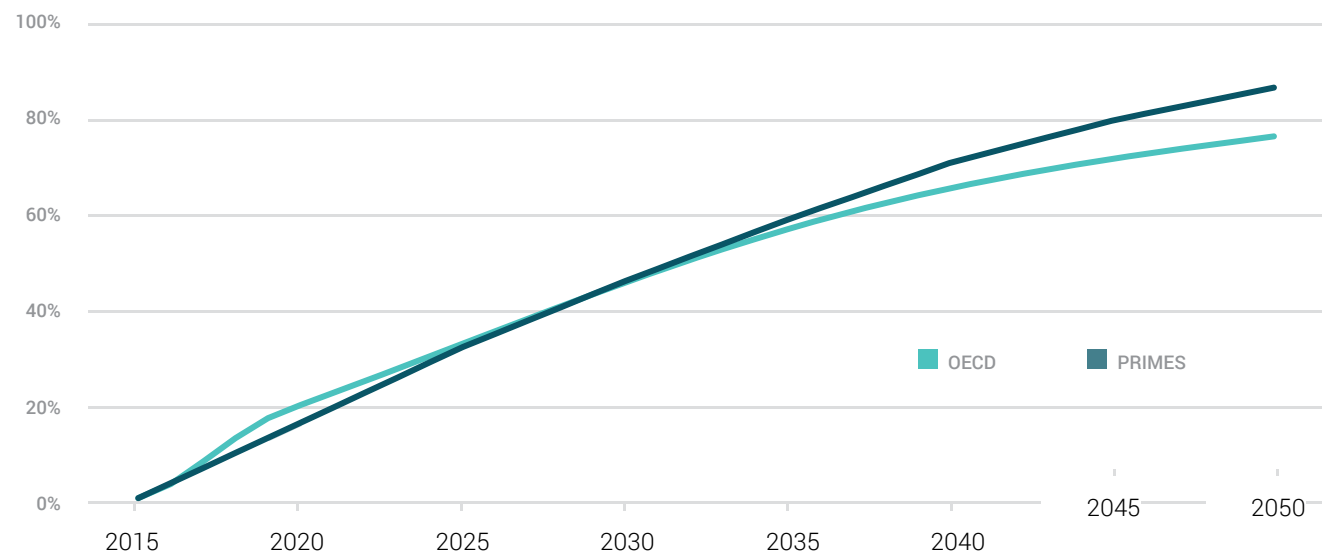
Instytucje Unii Europejskiej zaangażowane w przygotowywanie analiz na potrzeby rozwoju polityki klimatyczno-energetycznej i oceny skutków proponowanych rozwiązań często polegają na scenariuszach opracowywanych przy wykorzystaniu zestawu narzędzi analitycznych gdzie, główną rolę pełni model równowagi cząstkowej sektora energetycznego PRIMES. Przy pomocy tego zestawu narzędzi prognozowany jest nie tylko tzw. mikros energetyczny poszczególnych państw członkowskich czy też związane z nim emisje CO₂, ale także różne wskaźniki makroekonomiczne takie jak np. PKB²⁵.

Zgodnie z najnowszym dostępnym scenariuszem przewiduje się, że PKB Polski wzrośnie między 2015 a 2050 rokiem o 87% sięgając poziomu 793 mln euro (ceny stałe 2013). W tym

samym okresie scenariusz przewiduje spadek krajowej populacji o 10% do 34,77 mln, poprawę emisyjności wytwarzania energii elektrycznej o 54%, co w efekcie ma doprowadzić do 45% redukcji emisji dwutlenku węgla na mieszkańca i 50% redukcji emisji krajowej.

Przewidywania kierunków zmian wybranych wskaźników zawarte w scenariuszu PRIMES pokrywają się z innymi prognozami, aczkolwiek można zaobserwować pewne różnice w ich wartościach prognozowanych na 2040 rok. W przypadku PKB długoterminowa prognoza opublikowana przez OECD przewiduje, że w analogicznym okresie polska gospodarka wzrośnie realnie o ponad 76%, czyli o 10 punktów procentowych mniej niż przyjęto w scenariuszu PRIMES. Warto zauważyć, że tę prognozę opracowano z uwzględnieniem zarówno czynników krajowych, jak i sytuacji w gospodarce światowej, przy wykorzystaniu analiz modelowych i ocen eksperckich. Na rys. 51 przedstawiono projekcje ścieżki wzrostu wg powyższych opracowań.

Rys. 51. Prognoza realnego wzrostu PKB Polski wg PRIMES i OECD (2015-2050)



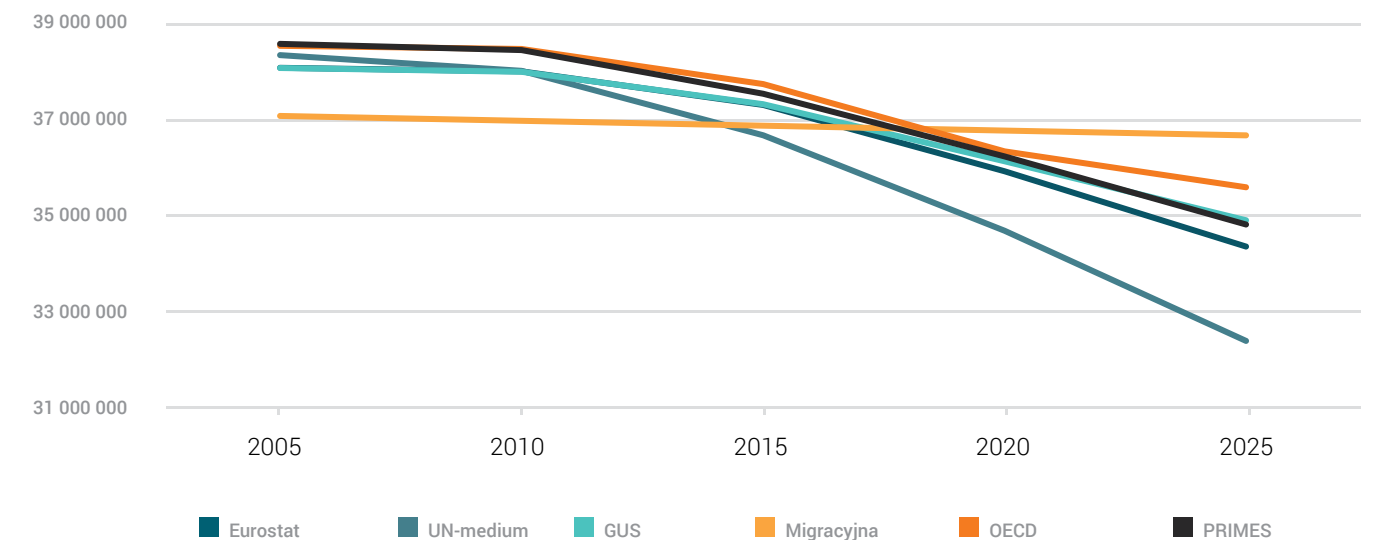
Źródło: opracowanie własne na podstawie: OECD (2018), Real GDP long-term forecast oraz PRIMES Reference scenario (REF2015).

²⁵ Poza modelem PRIMES do tworzenia analiz wykorzystywany też jest globalny model CGE GEM-E3, globalny model równowagi cząstkowej sektora energetycznego PROMETHEUS, model równowagi cząstkowej sektora transportowego TREMOVE, model równowagi cząstkowej sektora rolniczego CAPRI i GOLBIOM oraz model GAINS do prognozowania emisji innych gazów cieplarnianych niż CO₂.

W przypadku prognoz demograficznych rozbieżności są jeszcze większe. Według przewidywań ONZ liczba ludności Polski w 2050 r. wyniesie ok. 32,4 mln, zaś wg OECD 35,5 mln. Między tymi wartościami mieszczą się przewidywania GUS, Eurostatu i scenariusza PRIMES. Wszystkie prognozy demograficzne dla Polski przewidują spadek liczby ludności w okresie najbliższych kilku dekad. Skala spadku zależy od przyjętej metody, w tym stopnia uwzględnienia strumieni migracyjnych Polaków

i cudzoziemców, szacowania niepewności oraz samego kryterium definiowania populacji. W tym kontekście warto zwrócić uwagę na wyniki opracowania bazującego na ekonometrycznej analizie strumieni migracyjnych, według którego liczba mieszkańców Polski w 2050 r. wyniesie 36,6 mln, a więc znacznie więcej niż przewiduje większość źródeł²⁶. Na rys. 52 przedstawiono porównanie wybranych prognoz demograficznych.

Rys. 52. Prognozy demograficzne dla Polski do roku 2050



Źródło: opracowanie własne na podstawie prognoz przygotowanych przez: Eurostat, ONZ (scenariusz UN-medium), GUS, PRIMES, OECD oraz uwzględniającej strumienie migracyjne (M. Anacka, A. Janicka „Prognoza ludności dla Polski na podstawie ekonometrycznej prognozy strumieni migracyjnych”).

Na tle i z wykorzystaniem scenariuszy referencyjnych analizowane są różne opcje polityki klimatyczno-energetycznej, zarówno te w zaawansowanym stanie wdrażania, jak i warianty proponowane przez różnych autorów i ośrodki naukowo-badawcze. Scenariusz referencyjny PRIMES (Ref2015) przewiduje, że w okresie od 2015 do 2050 r. emisja dwutlenku węgla spadnie w Polsce z 312 mln do 155 mln ton, tj. o połowę (także w stosunku do 2005 r., kiedy poziom emisji CO₂ wyniósł 308 mln ton). W świetle stałego podnoszenia wspólnotowego i światowego poziomu ambicji w polityce klimatyczno-energetycznej przewidywana redukcja emisji może okazać się niewystarczająca.

Dostępne opracowania analizujące potencjał redukcyjny w Polsce oraz skutki wdrożenia wariantów polityki klimatyczno-energetycznej opierają się na różnych założeniach, obejmują inne perspektywy czasowe, a także przyjmują różne scenariusze odniesienia. W konsekwencji udostępniane są zróżnicowane wyniki, które powinny być interpretowane indywidualnie, a ich porównywanie wymaga uwagi i przyjęcia szeregu zastrzeżeń. Niemniej w sumie opracowania te dają

pewne wyobrażenie o skali możliwych działań i ich skutków ekonomicznych.

W tym miejscu przytaczamy wybrane wyniki następujących opracowań poświęconych analizie potencjału redukcji gazów cieplarnianych w Polsce i ich ekonomicznych skutków:

- *Sharing the burden of the EU climate and energy policy 2030: an economic impact assessment for the EU Member States* (Centrum Analiz Klimatycznych, Warszawa 2015).
- *Transformacja w kierunku gospodarki niskoemisyjnej w Polsce* (Bank Światowy, Warszawa 2011).
- *2050.pl. Podróż do niskoemisyjnej przyszłości* (praca zbiorowa pod redakcją Macieja Bukowskiego, IBS-InRE, Warszawa 2013).
- *Symulacje makroekonomiczne efektów realizacji Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej do 2050 r.* (M. Bukowski, A. Śniegocki, WISE, Warszawa 2014).

²⁶ M. Anacka, A. Janicka: Prognoza ludności dla Polski na podstawie ekonometrycznej prognozy strumieni migracyjnych. Wiadomości statystyczne, Nr 8(687) 2018, s. 5-27.

- Ocena wpływu ustanowienia celów redukcji emisji wg dokumentu KE „Roadmap 2050” na sektor energetyczny, rozwój gospodarczy, przemysł i gospodarstwa domowe w Polsce do roku 2050 (EnergSys, Warszawa 2012)

Centrum Analiz Klimatycznych (CAK), będące wspólnym przedsięwzięciem resortów zaangażowanych w realizację polityki klimatycznej i Banku Światowego, zlokalizowane w Krajowym Ośrodku Bilansowania i Zarządzania Emisjami, wykonało szereg analiz skutków rozwiązań w ramach wspólnotowej polityki klimatycznej¹. W wymienionym wyżej raporcie dokonano analizy skutków makroekonomicznych projektu polityki klimatycznej UE na lata 2021-2030, przedstawionych przez Komisję Europejską w 2014 r. Cel 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej do 2030 r. (wobec poziomu w 1990 r.), potwierdzony także w konkluzjach Rady Europejskiej z października 2014 r., wiąże się nie tylko z wzrostem kosztów polityki klimatycznej, ale także z ich nierównym rozłożeniem wśród państw członkowskich. Wyniki analizy odnoszą się do scenariusza bazowego tożsamego z ówczesnym scenariuszem referencyjnym PRIMES (Ref2013), uwzględniającym już wdrożony pakiet energetyczno-klimatyczny do 2020 r. (3x20), natomiast symulacje przeprowadzono na globalnym modelu równowagi ogólnej PLACE, rozwijanym w ramach CAK. Osiągnięcie unijnego celu redukcyjnego na 2030 rok w przypadku Polski przekłada się na różnicę 12 punktów procentowych między scenariuszem kontynuacji a nową polityką. W najbardziej prawdopodobnym scenariuszu (Central+) obniży to prognozowany wzrost poziomu PKB w Polsce o 1,8 punktu procentowego, przy średniej dla UE wynoszącej 0,7 lokując Polskę wśród krajów ponoszących najwyższe koszty unijnej polityki klimatycznej. W tej analizie nie prognozowano skutków na 2050 rok.

W 2015 r. opracowano projekt Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej (NPRGN), którego celem było wskazanie długoterminowej ścieżki i sposobów zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych przy zapewnieniu zrównoważonego rozwoju kraju. Rozwój taki byłby możliwy dzięki wzrostowi innowacyjności i wdrażaniu nowych technologii (w tym OZE), zmniejszeniu energochłonności, a jednocześnie tworzeniu nowych miejsc pracy i w konsekwencji poprawie konkurencyjności polskiej gospodarki. Wdrożenie działań przewidzianych w NPRGN pozwoliłoby na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do ok. 250 Mt ekw. CO₂, czyli o 44% w stosunku do poziomu z 1990 r. (o 37% w stosunku do scenariusza bez wdrożenia działań przewidzianych w Programie). Do osiągnięcia tego efektu przyczyniłaby się 27% redukcja emisji w obszarze wytwarzania energii, 25% redukcja w budownictwie i 17% redukcja w obszarze transportu (scenariusz centralny, wartości odniesione do scenariusza bazowego). Jednocześnie symulacje makroekonomiczne pokazują, iż cel

ten mógłby być osiągnięty przy 2,5-krotnym wzroście PKB w tym samym okresie²⁸. Do symulacji wykorzystano wielosektorowy makroekonomiczny model równowagi ogólnej typu DSGE, o którym mowa także w dalszej części dotyczącej analizy Banku Światowego.

Raport „2050.pl – podróż do niskoemisyjnej przyszłości” to z kolei próba analizy możliwości dojścia w Polsce do 2050 r. do gospodarki niskoemisyjnej podjęta wspólnie przez Instytut Badań Strukturalnych i Instytut na rzecz Ekorozwoju²⁹. Zaproponowano w niej scenariusz modernizacji gospodarki, w którym obok poprawy jakości instytucji publicznych położono nacisk na innowacyjność oraz efektywne wykorzystania kapitału ludzkiego i zasobów naturalnych. Autorzy raportu dowodzą, że zmiany we wskazanych obszarach przełożą się na stabilne warunki dla rozwoju technologii niskoemisyjnych, poprawę efektywności energetycznej oraz znaczący spadek kosztów zewnętrznych funkcjonowania gospodarki. Wdrożenie szeregu proponowanych i opisywanych w Raporcie działań doprowadziłoby nie tylko do 44% redukcji emisji gazów cieplarnianych w 2050 r. (w stosunku do poziomu z 1990 r.), ale także do wyższego o 1,2 punktu procentowego wzrostu PKB (w porównaniu do scenariusza referencyjnego) i poprawy zatrudnienia.

W raporcie Banku Światowego wykorzystano dynamiczny stochastyczny model równowagi ogólnej (DSGE) pod nazwą: „makroekonomiczne opcje redukcji emisji” (ang. *Macroeconomic mitigation options, MEMO*). Opracowanie zostało przygotowane przez pracowników biura Banku Światowego w Warszawie przy udziale Instytutu Badań Strukturalnych oraz McKinsey & Company Poland. W raporcie tym dokonano między innymi porównania wyników projekcji zmian PKB, stopy bezrobocia, emisji gazów cieplarnianych i energochłonności w Polsce oraz w pozostałych państwach członkowskich UE. Jednak należy podkreślić, że pozostałe państwa UE zostały ujęte w modelu jako jeden zagregowany region, co miało wpływ na wyniki modelowania. W modelu MEMO podzielono gospodarkę na 11 sektorów i starano się w dość realny sposób odzwierciedlić podział sektorów na te należące do EU ETS i te znajdujące się w obszarze non-ETS. Makroekonomiczne skutki polityki klimatycznej są znacznie większe w sektorach objętych EU ETS, gdzie spadek wartości dodanej może być na poziomie 9% w 2030 r., a w non-ETS jedynie 0,6%. Jak wspomniano w raporcie, skutki fiskalne wprowadzenia polityki klimatycznej są bezpośrednio związane ze sposobem jej finansowania. W zależności od sposobu „domknięcia” modelu koszty dla gospodarki wyrażone w % PKB wahają się od 1,5 do 3% w roku 2020 oraz od 0,6% straty do 0,6% zysku w roku 2030.

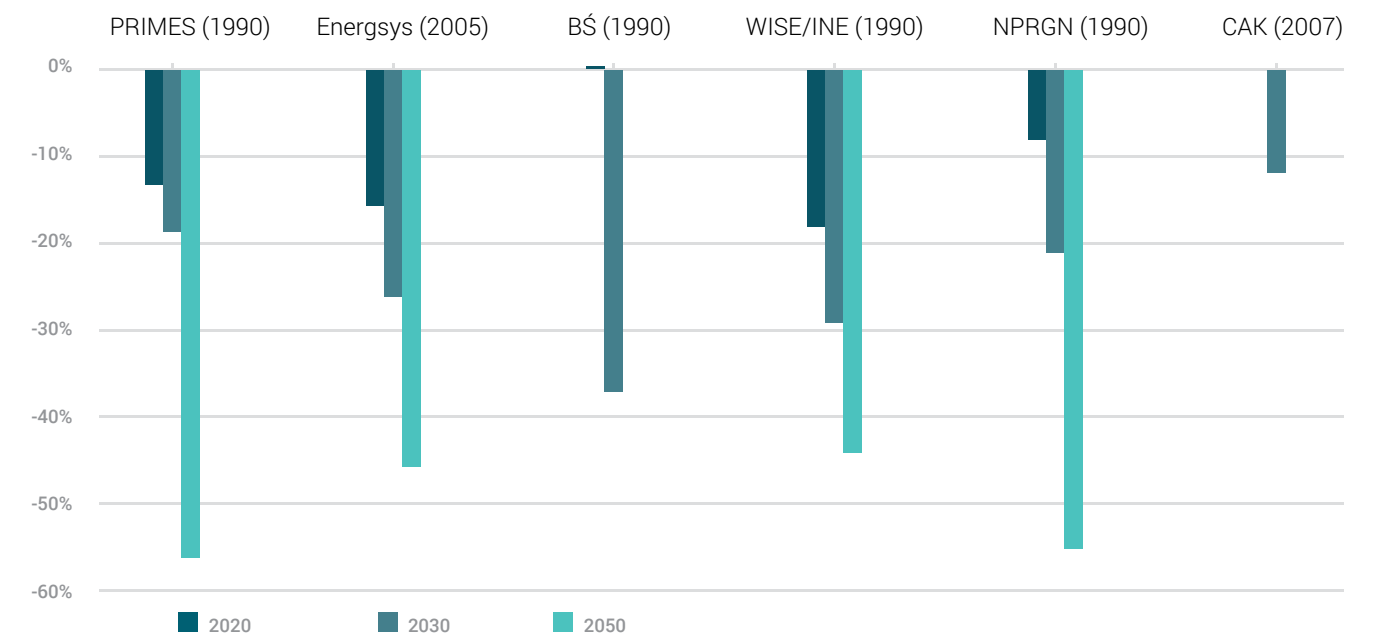
Przygotowany przez firmę EnergSys raport pt. „Ocena wpływu ustanowienia celów redukcji emisji wg dokumentu KE „Roadmap

2050” na sektor energetyczny, rozwój gospodarczy, przemysł i gospodarstwa domowe w Polsce do roku 2050” dokonuje oceny skutków dla Polski wdrożenia Mapy drogowej gospodarki niskoemisyjnej (KOM(2011)112). W ramach prac wykorzystano zestaw narzędzi modelowych, wraz z modelem CGE-PL. Wykorzystanie modelu tylko dla Polski przy analizie wdrożenia tego typu rozwiązań na obszarze całej UE oraz z uwagi na strukturę i funkcjonowanie systemu EU ETS, znacząco wpłynęło na otrzymane wyniki. Autorzy raportu EnergSys wypracowali trzy główne scenariusze. Pierwszy został oparty na założeniu kontynuacji obecnej polityki energetyczno-klimatycznej, drugi zakładający wdrożenie mapy niskoemisyjnej gospodarki oraz trzeci jako scenariusz porównawczy (scenariusz odniesienia), który zakłada brak jakichkolwiek redukcji emisji gazów cieplarnianych. Ceny uprawnień do emisji EUA są zmienna egzogeniczną w modelu, a zatem nie są wynikiem modelowania. W zależności od scenariusza przyjęto różne ceny EUA. Dość kontrowersyjnym założeniem było przyjęcie w scenariuszu dekarbonizacji, taka samą cenę w przypadku sektorów EU ETS oraz non-ETS, gdzie de facto nie ma obowiązku rozliczania się z emisji CO₂ za pomocą uprawnień do emisji. Cena ta

dla 2050 r. została przyjęta na poziomie 136,1 euro za uprawnienie. W raporcie EnergSys zakres emisji objęty wymogiem zakupu uprawnień na aukcjach został nieprecyzyjnie określony, gdyż obecnie obowiązujące przepisy zakładają wiele możliwości przyznawania uprawnień do emisji w sposób darmowy a rozwiązania te mają funkcjonować co najmniej do 2030 r., a w przypadku sektorów narażonych na ucieczkę emisji nawet jeszcze dłużej. Dlatego też wprowadzone w modelu założenie, że podmioty gospodarcze emitujące gazy cieplarniane będą musiały kupować większość potrzebnych uprawnień do emisji EUA począwszy od 2020 r. jest nieaktualny.

Rysunek 53 przedstawia zestawienie koniecznej lub możliwej redukcji gazów cieplarnianych w Polsce w różnych okresach wg ww. opracowań. Ilustracja jest jedynie zestawieniem wyników uzyskanych przy różnych założeniach, zatem porównywanie ich ze sobą podlega pewnym ograniczeniom. W pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę na rok odniesienia, w stosunku do którego wyrażona jest wartość redukcji oraz horyzont czasowy jej osiągnięcia.

Rys. 53. Możliwa lub oczekiwana redukcja gazów cieplarnianych w Polsce wg wybranych opracowań (daty w nawiasach wskazują rok, w stosunku do którego pokazano wielkość redukcji) [%]



Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów opisanych w tekście.

Nawet jeżeli przyjąć, iż dopuszczalne jest porównanie wyników, dla których rok odniesienia jest wspólny lub bliski, różnice są znaczące. Scenariusz PRIMES zakłada jedynie 19% redukcję emisji w 2030 roku (w stosunku do 1990 r.), podczas gdy analiza CAK przewiduje spadek emisji o 12%, zaś EnergSys nawet o 26% (w stosunku odpowiednio do 2007 i 2005 r.). Z kolei opracowanie WISE/InRE oraz analiza skutków NPRGN

wskazuje na redukcję w 2030 r. w stosunku do poziomu z roku 1990 na poziomie odpowiednio 29% i 21%. Prognoza dla roku 2050 w wymienionych analizach przewiduje redukcję emisji w zakresie 42 do 55%, przy czym wartość ta ma być osiągnięta zarówno w porównaniu z poziomem w 2005 r., jak i w odniesieniu do 1990 r.

²⁷ Centrum Analiz Klimatycznych (CAK), działające w KOBiZE w latach 2013-2016 było poprzednikiem działającego obecnie Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE), które kontynuuje i rozszerza możliwości analizy polityk.

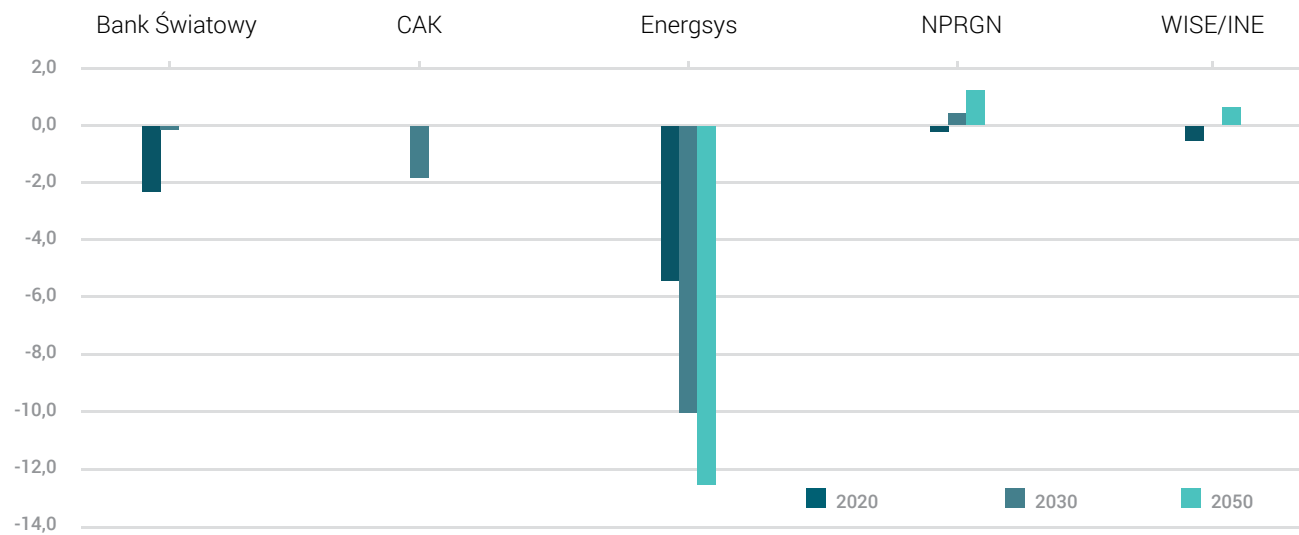
²⁸ M. Bukowski, A. Śniegocki: Symulacje makroekonomiczne efektów realizacji Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej do 2050 roku. Raport WISE 2014 (raport na zlecenie Ministerstwa Gospodarki).

²⁹ 2050.pl – podróż do niskoemisyjnej przyszłości. Pr. Zb. Pod red. M. Bukowskiego. IBS/InRE, Warszawa 2013.

Jeszcze większe rozbieżności pojawiają się w zakresie prognozy skutków ekonomicznych wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej i osiągnięcia celów redukcyjnych.

Rysunek 54 przedstawia te konsekwencje wyrażone jako zmiany PKB w stosunku prognozy wzrostu zawartej w scenariuszu referencyjnym.

Rys. 54. Wpływ redukcji emisji gazów cieplarnianych na zmiany PKB w Polsce wg wybranych opracowań [%]



Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów opisanych w tekście.

Podobnie jak w przypadku porównania emisji CO₂, zestawienie wyników analizowanych raportów odnośnie PKB ma głównie charakter poglądowy. Koszty wdrożenia pakietu rozwiązań mających na celu ograniczenie emisji CO₂ znacznie różnią się pomiędzy opracowaniami, od około 12 % niższego PKB w 2050 r. w stosunku do scenariusza referencyjnego w najbardziej pesymistycznym wariantcie analizy Energysys do prawie 1% wzrostu PKB w 2050 r. w opracowaniu NPRGN. Główne trudności związane z możliwością porównania wyników wybranych analiz wynikają między innymi z:

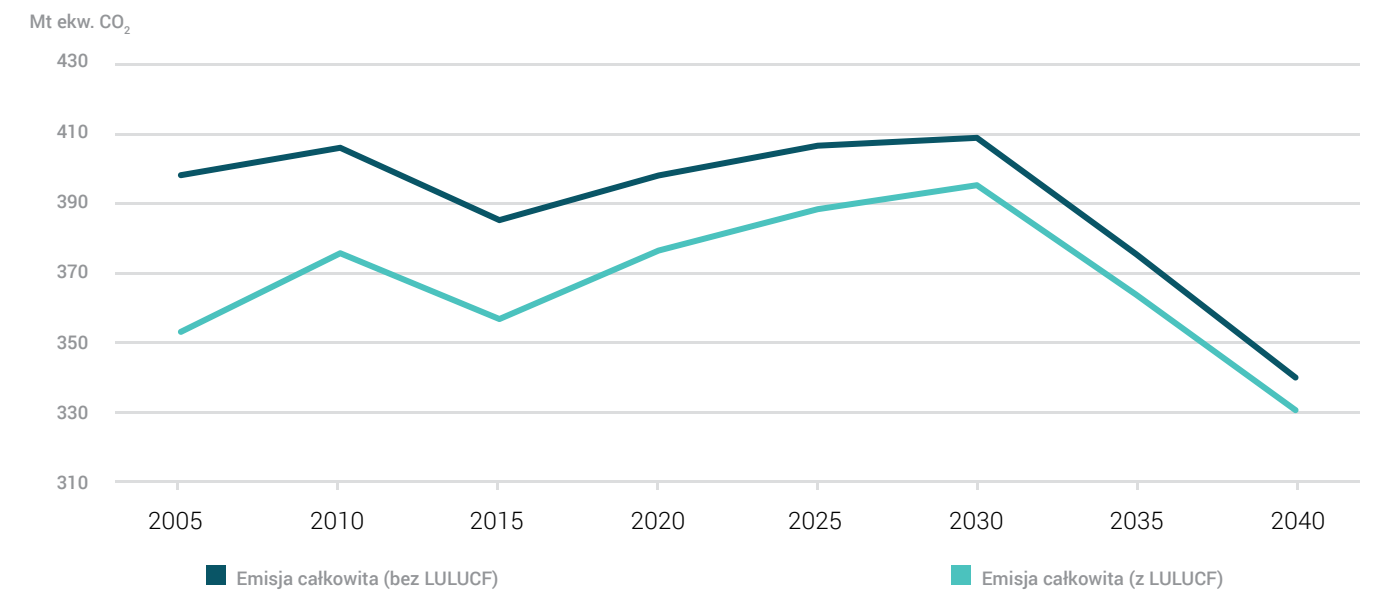
- różnych scenariuszy rozwoju polskiej gospodarki,
- włączenia różnych polityk/środków prowadzących do ograniczania emisji gazów cieplarnianych,
- różnego modelowania rynku uprawnień do emisji EU ETS,
- przyjęcia różnych lat bazowych,
- przyjęcia różnych cen uprawnień do emisji,
- możliwości wpływu otoczenia zagranicznego na gospodarkę,

Na potrzeby „Zintegrowanego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021- 2030” przygotowano scenariusz obejmujący prognozę w wariantcie „wdrożonych polityk”. Uwzględnia on działania i polityki już obowiązujące lub takie, co do których decyzja polityczna została już podjęta. Scenariusz został opracowany przez konsorcjum Agencji Rynku Energii S.A. i ATMOTERM S.A. w grudniu 2017 r.³⁰ Obecnie przygotowujemy

jest też drugi scenariusz, uwzględniający dalsze działania redukcyjne.

W prognozach opracowanych w omawianym scenariuszu do roku 2040, za główne czynniki wpływające na poziom przyszłego zapotrzebowania na energię przyjęto: wzrost gospodarczy opisany szeregiem wskaźników makroekonomicznych (PKB i wartości dodane w poszczególnych sektorach gospodarki krajowej), procesy demograficzne, przewidywane zmiany stylu życia społeczeństwa, postęp technologiczny i procesy poprawy efektywności wykorzystania energii. Projekcje emisji gazów cieplarnianych do 2040 r. opracowano na podstawie prognoz aktywności w sektorze *Energii* przygotowanych przez ARE SA na potrzeby KPEiK, oraz dla pozostałych sektorów w oparciu o „Siódmy raport rządowy dla Konferencji stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu”, przygotowany przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), IOŚ-PIB. W prognozach uwzględniono realizację aktualnych polityk i przepisów w zakresie: poprawy efektywności energetycznej, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikację struktury paliw w energetyce, rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii, ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko. Według przedstawianego scenariusza przewidywany jest w perspektywie 2030 r. wzrost emisji gazów cieplarnianych ogółem o ok. 3% w stosunku do 2005 r. Po tym okresie emisja zacznie spadać do poziom ok. 340 Mt w 2040 r. (rys. 55). Oznacza to redukcję w okresie 2005-2040 o ok. 17%.

Rys. 55. Wielkość emisji gazów cieplarnianych w Polsce dla okresu 2005-2040 z włączeniem i z wyłączeniem sektora LULUCF, wg opracowania ARE-ATMOTERM



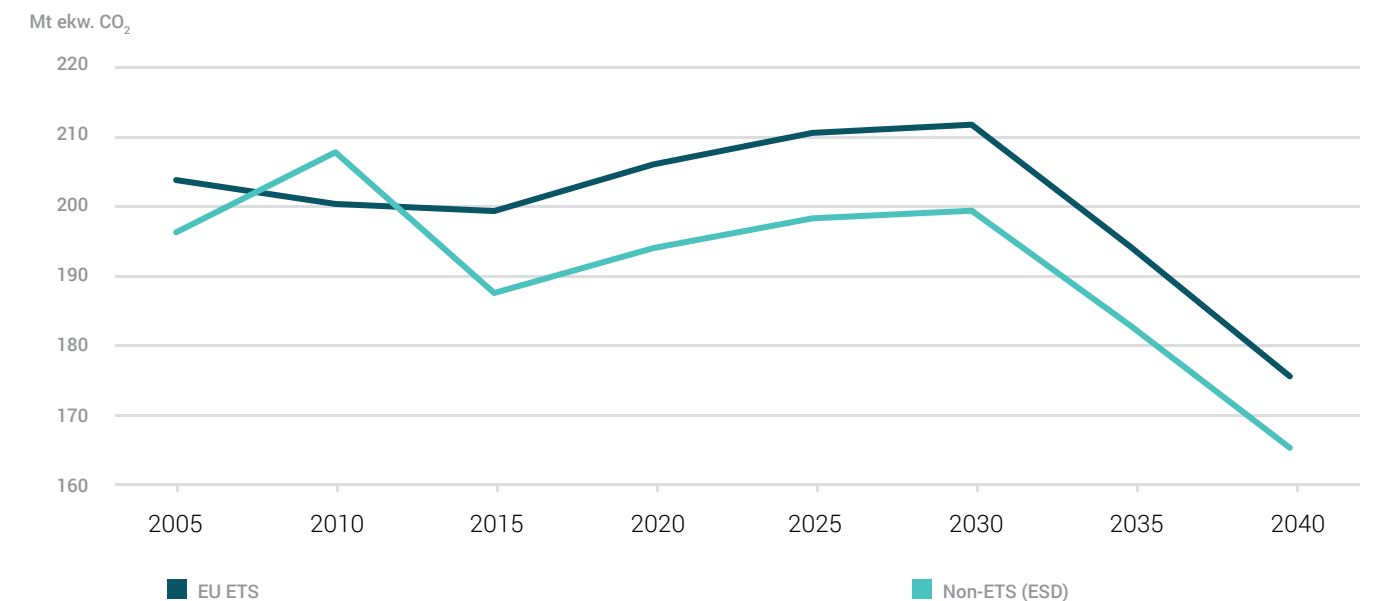
Źródło: opracowanie własne na podstawie opracowania ARE-ATMOTERM.

Przewiduje się, że w 2040 r. nadal największy udział w emisji będzie miał sektor energii, w tym spalanie paliw, chociaż emisja w tym sektorze będzie się stopniowo obniżać. W sektorze procesów przemysłowych i użytkowania produktów prognozuje się lekką tendencję wzrostową. W rolnictwie emisja gazów cieplarnianych będzie lekko wzrastać do roku 2030, po czym się ustabilizuje. Natomiast emisja w sektorze odpadów, po wzroście w 2020 r., będzie ulegała obniżeniu. Największe

redukcje emisji spodziewane są w sektorze energii.

W celu określenia emisji dla sektorów objętych EU ETS i non-ETS (ESD), z uwagi na brak szczegółowych prognoz w zakresie aktywności w podziale na te sektory, przyjęto ich udziały w całkowitej emisji gazów cieplarnianych dla prognozowanych lat, jak dla roku 2015, czyli na poziomie 52% dla EU ETS i 48% dla non-ETS (rys. 56).

Rys. 56. Wielkość emisji gazów cieplarnianych w Polsce dla okresu 2005-2040 z podziałem na sektory EU ETS i non-ETS, wg opracowania ARE-ATMOTERM



Źródło: opracowanie własne na podstawie opracowania ARE-ATMOTERM.

³⁰ Agencja Rynku Energii, Atmoterm, „Analizy i prognozy na potrzeby opracowania „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”, Warszawa grudzień 2017

Wybrane obszary przekrojowe – wyzwania

Transport i rozwój elektromobilności

Rada Europejska w swoich konkluzjach z października 2014 r. położyła nacisk na ograniczenie uzależnienia sektora transportowego od paliw kopalnych oraz zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. Wspólny cel redukcyjny na 2030 rok przypadający na wszystkie sektory non-ETS wynosi 30% względem roku 2005. Dodatkowo sektor ten ma wykorzystywać 14% OZE. Zadanie redukcji emisji z sektora jest tym większym wyzwaniem, że przewiduje się zarówno w Polsce, jak i na świecie, dalszy istotny wzrost przewozu osób i ładunków w wyniku

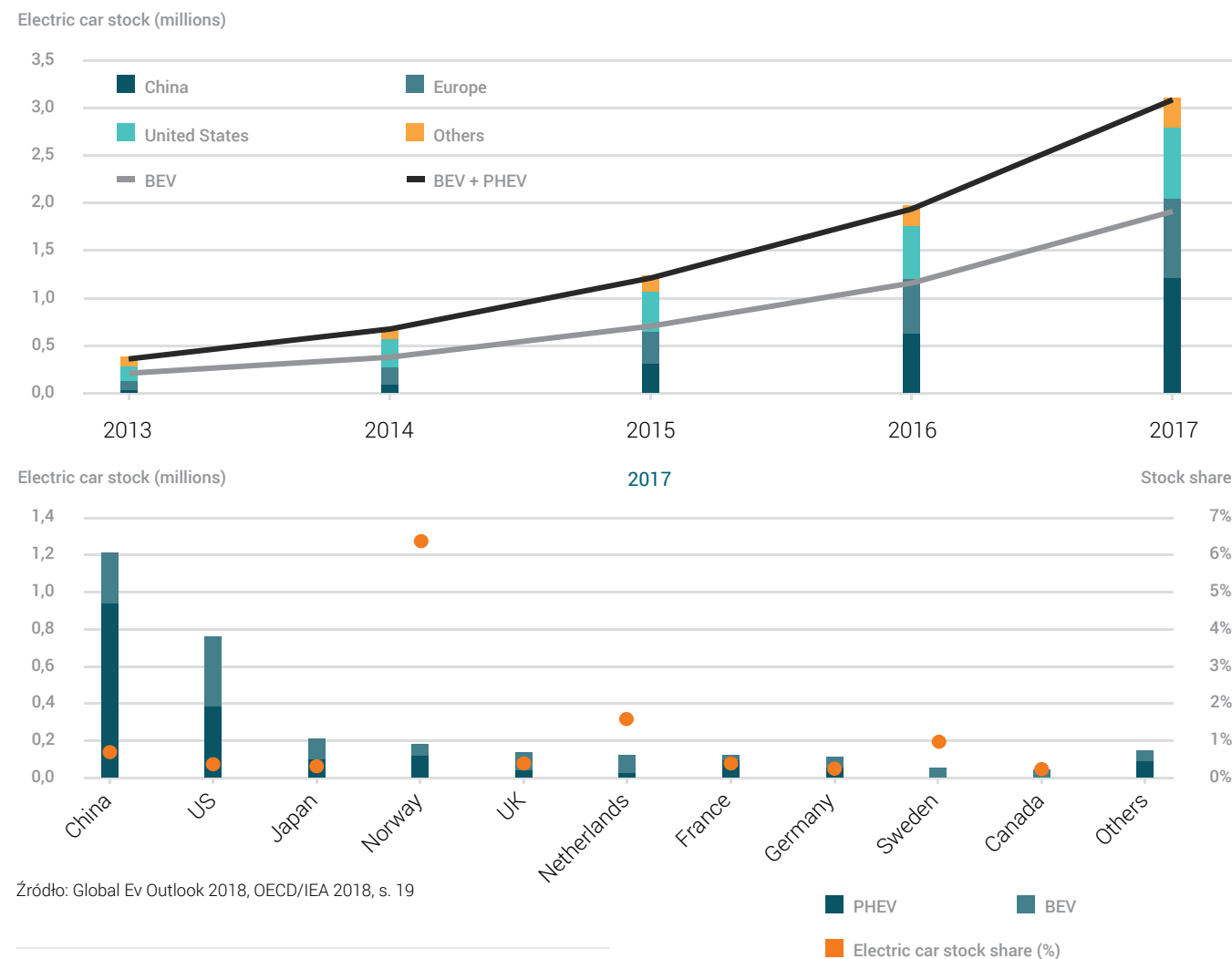
dalszego wzrostu gospodarczego. Rozwój infrastruktury transportowej determinuje zarówno konkurencyjność gospodarki, jakość życia jak i dostępność rynków pracy. Wykorzystanie elektromobilności wydaje się być szansą na ograniczenie emisji z sektora transportu nawet w obliczu jego znacznego wzrostu.

Światowe trendy rozwoju samochodów elektrycznych

Liczba samochodów EE w ostatnich latach

Liczba samochodów osobowych z napędem elektrycznym osiągnęła w 2017 r. wielkość 3,1 miliona. W tym segmencie

Rys. 57. Liczba samochodów elektrycznych w głównych regionach świata³¹



Źródło: Global Ev Outlook 2018, OECD/IEA 2018, s. 19

³¹ PHEV - plug-in hybrid electric vehicle, BEV – battery electric vehicle.

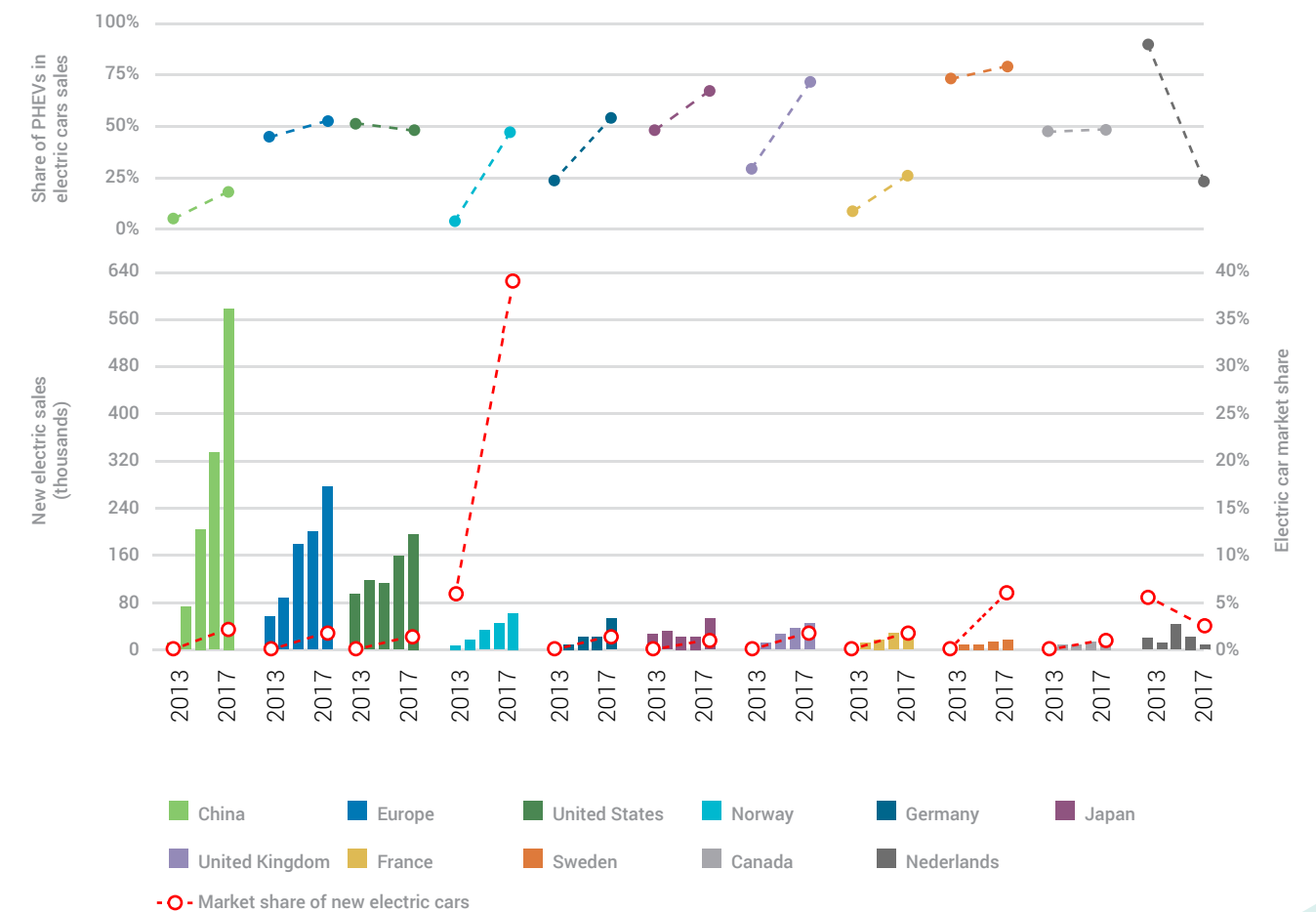
rynku zanotowano 57% wzrost w stosunku do roku poprzedniego. Najwięcej samochodów elektrycznych jeździ po drogach Chin (około 40% - ponad 1,2 mln pojazdów). Udział Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej oraz Unii Europejskiej w globalnej liczbie samochodów elektrycznych jest bardzo zbliżony do siebie i mniej więcej wynosi po 25%. Interesująca sytuacja ma miejsce w Norwegii, gdzie udział samochodów elektrycznych w liczbie wszystkich samochodów wynosi prawie 6,5%, co jest najlepszym rezultatem na świecie. Drugim państwem w tym zestawieniu jest Holandia z udziałem nieco poniżej 2%. Rys. 57 w graficzny sposób przedstawia te dane.

W 2017 r. światowa sprzedaż samochodów z napędem elektrycznym przekroczyła 1 milion. Najwięcej nowych samochodów zostało kupionych w Chinach (około 580.000 pojazdów) co stanowiło wzrost sprzedaży o 72% w stosunku do roku

poprzedniego. Z kolei Norwegia jest niekwestionowanym liderem z punktu widzenia udziału samochodów elektrycznych w rynku nowo rejestrowanych pojazdów. W 2017 r. było to około 39%, co jest ponad 3 razy większym udziałem niż w Islandii (12%) czy ponad 6 razy większym udziałem niż w Szwecji (6%). Tak wygląda trójka światowych liderów w udziale sprzedaży nowych samochodów elektrycznych. Największe wzrosty sprzedaży widać w takich państwach jak Niemcy i Japonia, gdzie sprzedaż nowych samochodów uległa podwojeniu.

Jak to zostało przedstawione na rys. 57 prawie 2/3 wszystkich samochodów elektrycznych stanowiły samochody BEV (ang. *battery electric vehicles*). W niektórych państwach widoczny jest z kolei duży udział samochodów typu PHEV (ang. *plug-in hybrid electric vehicle*). Należą do nich przede wszystkim Japonia, Szwecja oraz Wielka Brytania.

Rys. 58. Sprzedaż samochodów elektrycznych oraz udział w rynku w latach 2013-2017 (10 wiodących państw)



Źródło: Global Ev Outlook 2018, OECD/IEA 2018, s. 21

Polityki państwowe

Wzrost udział w rynku pojazdów elektrycznych jest w dużej mierze napędzany przez regulacje środowiskowe oraz system zachęt do ich zakupu. Dziesięć wiodących państw w tym obszarze ma cały szereg strategii mających na celu promocję ich wykorzystania. Rozwiązania w zakresie polityk i środków (PaM's) okazały się kluczowe w zwiększaniu produkcji i zakupu nowych pojazdów o napędzie elektrycznym. Przełożyło się to na zmniejszenie ryzyka dla inwestorów oraz stymulowanie producentów do zwiększania wielkości produkcji.

Do głównych typów instrumentów stosowanych w tym zakresie na poziomie krajowym i lokalnym należą między innymi:

- programy zamówień publicznych promujących EV,
- zachęty finansowe ułatwiające nabywanie pojazdów elektrycznych,
- obniżanie kosztów użytkowania (np. oferując bezpłatny parking, czy darmowe autostrady)
- środki regulacyjne, takie jak normy dotyczące zużycia paliwa i ograniczenia w poruszaniu się pojazdów z napędem konwencjonalnym (poziom emisji spalin).

Rys. 59. Przegląd wsparcia dla samochodów elektrycznych w krajach Nordyckich w 2017 r.

	EV purchase incentives				EV use and circulation incentives				Waivers on access restrictions	
	Registration tax/sale rebates	Registration tax (excl. VAT) exemption	VAT exemption	Tax credits	Circulation tax rebates	Circulation tax exemption	Waivers on fees (e.g. tolls, parking, ferries)	Tax credits (company cars)	Access to bus lanes	Free/dedicated parking
Denmark	Local policy				Local policy		Local policy			Local policy
Finland	Local policy				Local policy					
Iceland		Local policy	Local policy			Local policy				Local policy
Norway	Local policy	Local policy	Local policy		Local policy		Local policy		Local policy	Local policy
Sweden	Local policy			Local policy	Local policy		Local policy	Local policy		

No policy
 Local policy
 National policy

Źródło: Nordic Ev Outlook 2018, OECD/IEA 2018, s. 19

Na przykładzie Norwegii widać, że zachęty finansowe, takie jak obniżka podatku od wartości dodanej (VAT) oraz opłat za rejestrację pojazdu, czy też bezpłatny dostęp do płatnych dróg i ulgi podatkowe w znaczący sposób wpłynęły na decyzje konsumentów o zakupie samochodów z napędem elektrycznym. Z kolei w Holandii zmiany w zakresie korzyści finansowych przewidzianych dla plug-in hybrid spowodowały znaczny spadek udziału tych pojazdów w rynku (rys. 58). W Norwegii jak to zostało przedstawione na rys. 59, wdrożone są różnego typu zachęty zarówno na poziomie centralnym, jak i lokalnym. Pośród krajów Nordyckich, zakres wprowadzonych zachęt największy jest w Norwegii oraz w Szwecji. W Danii zmiany

w podatku od rejestracji pojazdów elektrycznych w 2016 r. doprowadziły do znacznego spadku sprzedaży samochodów elektrycznych w tym roku. Te przypadki wskazują, że zachęty finansowe, w szczególności te, które obniżają cenę zakupu są najważniejszymi czynnikami determinującymi wzrostu udziału samochodów elektrycznych na rynku. Decyzje o zakupie samochodów z napędem elektrycznym zależą w dużej mierze od dostępnych systemów wsparcia, ale także od ich charakterystyki i zasięgu. Samochody BEV są dostępne głównie w segmencie małych i średnich samochodów, natomiast PHEV bardziej w segmencie średnich i dużych.

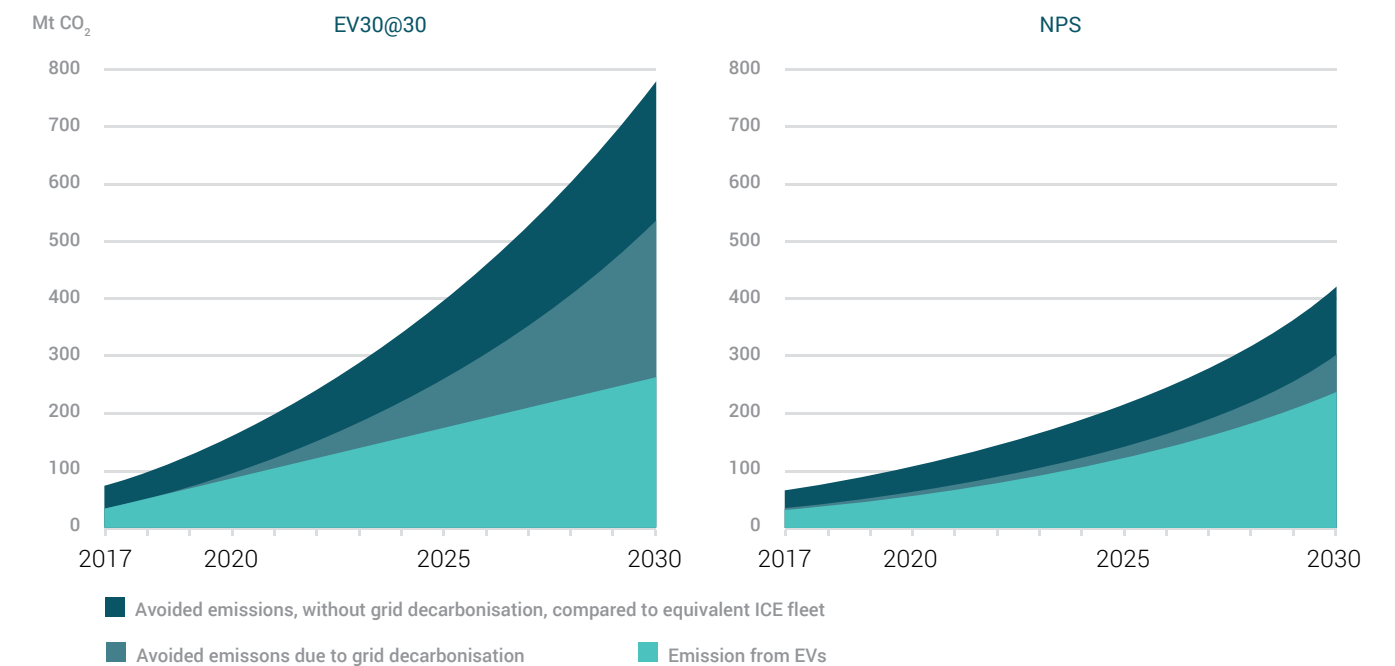
W ostatnim czasie zarysowuje się widoczna tendencja, stopniowego odchodzenia od zachęt ekonomicznych w kierunku tworzenia standardów (np. emisyjnych) oraz wprowadzania ograniczeń w poruszaniu się pojazdów najbardziej uciążliwych dla środowiska (np. strefy miejskie, gdzie poruszać się mogą jedynie „czyste” samochody).

Wpływ samochodów elektrycznych na emisje CO₂

Przyszłe emisje CO₂ związane z udziałem samochodów elektrycznych w rynku są wypadkową liczby samochodów oraz emisyjności CO₂ w systemie energetycznym. Do 2030 r. prognozowane są pozytywne efekty związane z udziałem tego typu pojazdów, wynikające z ich charakterystyk jak i zmian w zakresie emisyjności w sektorze wytwarzania energii elektrycznej. Zgodnie z projekcjami Międzynarodowej Agencji Energii, w scenariuszu *New Policy* użytkowanie samochodów

elektrycznych będzie związane z emisją CO₂ na poziomie 297 Mt CO₂ w 2030 r., przy założeniu takiego samego miksu energetycznego jak w 2017 r.. Autorzy raportu założyli znaczącą poprawę emisyjności w wytwarzaniu energii elektrycznej do 2030 r., co przyczyniłoby się do uniknięcia emisji dodatkowych 56 Mt CO₂. W dodatkowym scenariuszu zwiększonego udziału samochodów elektrycznych (EV30@30) ograniczenia w emisji CO₂ byłyby na poziomie 241 Mt CO₂ w 2030 r. przy założeniu braku zmian w miksie energetycznym. W przypadku zmian w miksie, dodatkowe korzyści związane byłyby z ograniczeniem emisji prawie o 273 Mt CO₂. Powyższe dane zostały zobrazowane na rys. 60. Rozwój udziału samochodów elektrycznych przy jednoczesnym ograniczaniu emisji z tytułu produkcji energii elektrycznej może prowadzić do podwojenia korzyści w postaci redukcji emisji CO₂.

Rys. 60. Światowe emisje CO₂ z samochodów elektrycznych do 2030 r. w scenariuszu EV30 i New Policies



Źródło: Global Ev Outlook 2018, OECD/IEA 2018, s. 94

Transport - Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce

Emisje z transportu pochodzą przede wszystkim z bezpośredniego spalania paliw w ramach transportu drogowego, nieelektryfikowanego transportu kolejowego oraz żeglugi śródlądowej; nie uwzględnia się emisji z lotnictwa międzynarodowego (włączonego do EU ETS), ani żeglugi międzynarodowej. Wzrost i znaczny udział emisji GC z sektora transportu, pochodzących niemal wyłącznie z sektora transportu drogowego (97,6% w 2016 r.), nawet pomimo wzrastającej efektywności emisyjnej pojazdów, wynika przede wszystkim z ciągle wzrastającego popytu na transport pasażerski i spedycyjny.

Jak zauważa się w dokumencie strategicznym „Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)”, w Polsce, dzięki wykorzystaniu środków UE, przybyło autostrad i dróg ekspresowych, ale nie powstał spójny system transportowy. W wyniku niedoinwestowania kolei straciła ona na znaczeniu, a dominujący udział ma właśnie transport drogowy, zdecydowanie bardziej niekorzystny dla środowiska. Jednocześnie, co również odnotowuje SOR, średni wiek aut użytkowanych w Polsce jest wyższy niż średnia UE, co jest źródłem dodatkowej negatywnej presji na środowisko naturalne – według danych ACEA, polska flota aut osobowych miała średni wiek 17,3 lat w roku 2016, co było najgorszym

wynikiem w skali UE³². Zwiększenie dostępności transportowej oraz poprawa warunków świadczenia usług związanych z przewozem towarów i pasażerów zostały zdefiniowane w SOR jako strategiczny kierunek rozwoju sektora transportu w Polsce.

Polski rząd dostrzegając potencjał pojazdów elektrycznych, paliw alternatywnych i światowe trendy dynamicznego rozwoju tej części branży samochodowej, opracował politykę wsparcia rozwoju pojazdów elektrycznych. *Plan Rozwoju Elektromobilności „Energia dla Przyszłości”* został przyjęty przez Radę Ministrów 16 marca 2017 r. Opisuje główne założenia, cele, mechanizmy oraz skutki wprowadzenia na dużą skalę pojazdów elektrycznych.

Najważniejszym założeniem Planu Rozwoju Elektromobilności jest osiągnięcie w Polsce liczby 1 mln aut elektrycznych do 2025 r. Realizacja tego celu pozwoliłaby na osiągnięcie konkretnych korzyści środowiskowych związanych ze zmniejszeniem emisji zanieczyszczeń pochodzenia transportowego

w aglomeracjach. Dodatkowymi efektami byłoby zmniejszenie uzależnienia energetycznego kraju, poprzez ograniczenie zapotrzebowania na paliwa płynne, a tym samym spadek wielkości importu ropy naftowej. Ubocznym skutkiem rozwoju pojazdów elektrycznych może być poprawa stabilności systemu energetycznego poprzez zwiększenie zapotrzebowania w okresach niskiego popytu na energię - przy założeniu, że pojazdy elektryczne będą ładowane głównie w godzinach nocnych. Kolejnym elementem programu jest stymulowanie warunków dla budowy samochodów elektrycznych w Polsce, co miało by pozytywny wpływ na szereg gałęzi gospodarki związanych z przemysłem samochodowym. Istotnym elementem Planu Rozwoju Elektromobilności jest właściwa synchronizacja w czasie działań w zakresie wsparcia przemysłu i instytucji naukowo-badawczych, stymulowania popytu oraz rozwoju infrastruktury i regulacji prawnych.

Cele i spodziewane efekty Planu Rozwoju Elektromobilności **Efekty środowiskowe**

Transport drogowy jest obok indywidualnych systemów grzewczych jednym z głównych źródeł zanieczyszczeń w dużych aglomeracjach. W miastach o znaczącym udziale ciepłownictwa scentralizowanego transport jest nawet głównym źródłem zanieczyszczeń takich jak pyły, benzopiren, tlenki azotu. Dlatego wykorzystanie samochodów elektrycznych ma przede wszystkim bardzo duże znaczenie dla ograniczenia emisji szkodliwych zanieczyszczeń w dużych aglomeracjach, gdzie zanieczyszczenia te bezpośrednio oddziałują na dużą populację a wykorzystanie samochodów elektrycznych ma największy pozytywny wpływ na zdrowie ludności. Z tego względu główny nacisk na rozwój infrastruktury wspierającej samochody elektryczne będzie dotyczył aglomeracji. W odniesieniu do efektów klimatycznych programu ich ścisłe zwymiarowanie, szczególnie w krótkim terminie, jest trudne ze

względu na fakt, że kompleksowy efekt związany z zastąpieniem pojazdów spalinowych pojazdami elektrycznymi zależy silnie od technologii wytwarzania energii elektrycznej, służącej do ładowania oraz od realnej energochłonności pojazdów elektrycznych w warunkach drogowych. Na Plan Rozwoju Elektromobilności należy jednak patrzeć w długim horyzoncie, uwzględniając obecne i przyszłe procesy modernizacji sektora energetycznego, w tym rosnące wykorzystanie źródeł odnawialnych i paliw niskoemisyjnych, poprawę efektywności energetycznej zarówno w sferze wytwarzania jak i przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Z tego punktu widzenia nie ma wątpliwości, że długofalowym skutkiem rozwoju elektromobilności będą redukcje emisji gazów cieplarnianych.

Ponadto, należy zauważyć, że rozwój elektromobilności niesie za sobą również zmiany w sposobie kontrolowania emisji GC. Na skutek przenoszenia ciężaru emisji z transportu, który jest objęty uregulowaniami dotyczącymi obszaru non-ETS, pośrednio do sektora energetyki, który jest objęty systemem EU ETS. Konsekwencją tego będzie możliwość większej kontroli emisji, a jednocześnie zwiększy szanse na wypełnienie celów Polski w non-ETS do 2030 r.

Rozwój przemysłu i badań

Zdaniem autorów Planu Rozwoju Elektromobilności ze względu na fakt, że produkcja aut elektrycznych jest na stosunkowo wczesnym etapie rozwoju bariera wejścia w tą branżę nie jest tak wysoka jak w przypadku produkcji samochodów spalinowych. Ponadto w Polsce są firmy mające doświadczenia w podobnym obszarze - produkcji autobusów elektrycznych, co może ułatwić podjęcie prac nad samochodem elektrycznym rodzimej produkcji. Autorzy planu zdają sobie sprawę, że znaczna część komponentów niezbędnych do produkcji samochodów będzie wytwarzana za granicą, natomiast zakładają, że wdrożenie mechanizmów wsparcia produkcji pojazdów elektrycznych doprowadzi to tego, że co najmniej 30 % wartości dodanej związanej z tą produkcją będzie wytwarzana w Polsce.

W październiku 2016 r. cztery polskie koncerny energetyczne - PGE Polska Grupa Energetyczna SA, Energa SA, Enea SA oraz Tauron Polska Energia SA - powołały spółkę ElectroMobility Poland SA (EMP). Każda ze spółek objęła po 25% kapitału akcyjnego, uzyskując w ten sposób po 25% głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy. Jej celem jest szeroko pojęte stworzenie warunków dla rozwoju systemu elektromobilności w Polsce. Działania spółki przyczynią się do wzrostu innowacyjności i konkurencyjności polskiej gospodarki. Zadaniem EMP jest koordynacja działań NCBR i NFOŚiGW i innych instytucji na rzecz współpracy między przemysłem a instytucjami naukowymi, wsparcia finansowego projektów wdrożeniowych związanych z budową pojazdów elektrycznych i niezbędnej infrastruktury, podjęcie działań promocyjnych, wreszcie koordynacja działań lokalnych ukierunkowanych na rozwój infrastruktury ładowania i obsługi samochodów elektrycznych.

Rozwój elektromobilności w Polsce może przynieść korzyści wykraczające poza obszar transportu. Poza ograniczeniem emisji szkodliwych substancji do atmosfery może stworzyć nowe miejsca pracy w całym łańcuchu dostaw oraz dać impuls do rozwoju polskiej gospodarki.

Poprawa stabilności odbioru energii

Planowany wzrost udziału pojazdów elektrycznych w transporcie będzie się wiązał z istotnym zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną (wg. autorów planu ok. 4,3 TWh rocznie, przy założeniu osiągnięcia liczby 1 mln samochodów elektrycznych). Stanowi to istotne dodatkowe obciążenie dla systemu energetycznego, gdyż jest to ok. 3% krajowego zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną. Z drugiej strony fakt, że w dużym stopniu samochody elektryczne będą mogły być ładowane nocą, w godzinach niskiego zapotrzebowania na energię powoduje, że przy odpowiednich rozwiązaniach technicznych i prawnych ładowanie samochodów elektrycznych może pozytywnie wpłynąć na system energetyczny, poprawiając efektywność ekonomiczną źródeł energii, które muszą zmniejszać generację w nocnych dolinach zapotrzebowania. Niezbędnym elementem dla prawidłowego zadziałania tego systemu jest wprowadzenie systemu zróżnicowanych taryf w poszczególnych strefach obciążenia i automatyki sterującej systemami ładowania samochodów elektrycznych włączonych w kompleksowy system inteligentnego opomiarowania i zarządzania popytem, być może także powiązany z systemami magazynowania energii. Ponadto biorąc pod uwagę zapotrzebowanie na moc związane ze stacjami ładowania konieczna może się okazać modernizacja części infrastruktury sieciowej (niezależnie od modernizacji związanych z utrzymaniem istniejących zdolności przesyłowych). Dlatego aspekty związane z rozwojem infrastruktury na potrzeby ładowania samochodów elektrycznych muszą być uwzględniane w pracach studialnych i przyszłych planach rozwoju operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Zmniejszenie uzależnienia od importu ropy naftowej

Obecnie przeważająca większość ropy naftowej wykorzystywanej do produkcji paliw płynnych dla transportu pochodzi z importu. Krajowe wydobycie wynosi poniżej 4% zapotrzebowania. Ok. 77% importowanej ropy pochodzi z Rosji, choć w ostatnich latach zwiększa się stopniowo udział importu z innych kierunków (głównie Arabii Saudyjskiej). Rosnące wykorzystanie pojazdów elektrycznych może stanowić szansę na zmniejszenie uzależnienia od surowców importowanych, a tym samym poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju. Skala tego efektu zależy jednak nie tylko od sukcesu Planu Rozwoju Elektromobilności ale także od zmian, które będą zachodzić w sektorze produkcji energii.

Barierzy i zagrożenia dla realizacji Planu Rozwoju Elektromobilności

Główną barierę w rozwoju elektromobilności stanowią obecnie koszty pojazdów elektrycznych, wciąż znacznie przewyższające spalinowe odpowiedniki. Jest to element szczególnie

istotny w krajach takich jak Polska o stosunkowo niskich średnich dochodach *per capita* w porównaniu do krajów Europy Zachodniej. Ponadto ok 30-35% kosztów samochodu elektrycznego stanowią akumulatory, element który w miarę eksploatacji podlega zużyciu powodując z czasem realne zmniejszanie zasięgu i stosunkowo szybką utratę wartości pojazdu. Dlatego wydaje się, że rozwój samochodów elektrycznych w dużym stopniu uzależniony będzie od tempa rozwoju technologii akumulatorów i spadku kosztów produkcji a także być może rozwiązań związanych z wykorzystaniem zużytych akumulatorów samochodowych w roli stacjonarnych systemów magazynowania energii elektrycznej.

Pomimo, że zasięg samochodów elektrycznych na jednym ładowaniu zwykle ustępuje znacznie ich spalinowym odpowiednikom wydaje się, że kwestia ta nie jest dużym problemem w przypadku auta miejskiego, które może być regularnie ładowane z gniazda obok miejsca parkingowego. Natomiast istotną barierą dla rozwoju pojazdów elektrycznych może być niedostateczne tempo rozwój infrastruktury ładowania, której brak będzie zniechęcał do korzystania z tej formy transportu. Niewątpliwie rozwój samochodów elektrycznych jest uwarunkowany odpowiednim rozwojem infrastruktury technicznej, związanej z pojazdami elektrycznymi. Dlatego wsparcie projektów lokalnych związanych z rozwojem tej infrastruktury jest jednym z istotnych elementów Planu Rozwoju Elektromobilności.

Planowane działania i mechanizmy wsparcia

Plan Rozwoju Elektromobilności zawiera wstępną listę instrumentów, których wdrożenie ma służyć wsparciu rozwoju samochodów elektrycznych w Polsce. Do najważniejszych należy zaliczyć:

- Uruchomienie programów pilotażowych w wybranych miastach obejmujące zarówno rozwój infrastruktury ładowania dla elektrycznej komunikacji indywidualnej jak i wsparcie finansowe samorządów przy elektryfikacji floty autobusów miejskich.
- Wprowadzenie wymogu konkretnego udziału samochodów elektrycznych przy zakupach pojazdów na potrzeby administracji publicznej oraz wprowadzenie obowiązku budowy odpowiedniej infrastruktury przez administrację publiczną.
- Opracowanie i wprowadzenie zmian w systemie podatkowym umożliwiających wprowadzenie ulg podatkowych (podatek akcyzowy, VAT, inna amortyzacja) dla użytkowników pojazdów elektrycznych.
- Wdrożenie regulacji prawnych umożliwiających dynamiczne taryfowanie i rozwój systemów inteligentnego opomiarowania zużycia energii, który jest niezbędny do sprawnego działania systemu stacji ładowania pojazdów elektrycznych i rozliczania pobranej energii.

³² <https://www.acea.be/statistics/tag/category/average-vehicle-age>

- Doprowadzenie do zmian przepisów umożliwiających wyznaczania przez samorządy stref niskoemisyjnych i ograniczeń w ruchu pojazdów spalinowych a także wprowadzenie opłat związanych z emisją z samochodów spalinowych.
- Miękkie instrumenty promocji pojazdów elektrycznych takie jak możliwość korzystania z buspasów, bezpłatne parkowanie w centrach miast, możliwość wjazdu do stref ograniczonego ruchu, itp.

W obecnej formie Plan Rozwoju Elektromobilności w sposób dosyć ogólny wyznacza kolejne fazy realizacji programu. Poszczególne elementy – w szczególności związane ze wsparciem przemysłu i konkretnych inicjatyw w obszarze projektowania i budowy pojazdów elektrycznych będą dopracowywane we współpracy pomiędzy wiodącymi przy realizacji programu Ministerstwem Energii i Ministerstwem Rozwoju a Ministerstwem Środowiska i instytucjami nauki (NFOŚiGW, NCBR) pod kierownictwem powołanej w celu koordynacji działań spółki EMP.

Rada Ministrów 29 marca 2017 r. przyjęła „Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych”. Dokument jest kluczowy dla wsparcia rozwoju rynku i infrastruktury w odniesieniu do energii elektrycznej i gazu ziemnego w postaci CNG i LNG stosowanych w transporcie drogowym oraz transporcie wodnym.

Ramy zawierają:

- ocenę aktualnego stanu i możliwości przyszłego rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu,
- krajowe cele ogólne i szczegółowe dotyczące rozbudowy infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych i do tankowania gazu ziemnego w postaci CNG i LNG oraz rynku pojazdów napędzanych tymi paliwami,
- instrumenty wspierające osiągnięcie ww. celów oraz niezbędne do wdrożenia Planu Rozwoju Elektromobilności,
- listę aglomeracji miejskich i obszarów gęsto zaludnionych, w których mają powstać publicznie dostępne punkty ładowania pojazdów elektrycznych i punkty tankowania CNG.

W 2020 r. w 32 wybranych aglomeracjach:

- w segmencie pojazdów napędzanych energią elektryczną:
 - po drogach poruszać się będzie 50 tys. pojazdów,
 - powstanie 6 tys. punktów o normalnej mocy ładowania,
 - 400 punktów o dużej mocy ładowania;
- w segmencie aut napędzanych gazem ziemnym w postaci CNG:
 - po drogach poruszać się będzie 3 tys. pojazdów,
 - powstanie 70 punktów tankowania;

W 2025 r. na poziomie ogólnopolskim:

- będą dostępne 32 punkty tankowania CNG wzdłuż sieci bazowej TEN-T;
- powstanie 14 punktów tankowania LNG wzdłuż sieci bazowej TEN-T;
- będą funkcjonować instalacje do bunkrowania statków LNG w portach: Gdańsk, Gdynia, Szczecin, Świnoujście.

Realizacja celów Krajowych ram polityki pozwoli na rozwój innowacyjnego i ekologicznego transportu na terenie Polski, a sam program jest spójny z Planem Rozwoju Elektromobilności.

Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz.U. 2018 poz. 317) tworzy kompleksowe ramy prawne dla rozwoju całego sektora elektromobilności i paliw alternatywnych. Nowe regulacje prawne mają stymulować rozwój elektromobilności w Polsce oraz zastosowanie w transporcie paliw alternatywnych. Chodzi głównie o energię elektryczną oraz gaz ziemny – zarówno skroplony (LNG), jak i sprężony (CNG). Ustawa wdraża też do polskiego prawa dyrektywę europejską w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych 2014/94/UE.

Ustawa przewiduje system zachęt:

- zniesienie akcyzy na samochody elektryczne i hybrydy plug-in (PHEV),
- zwolnienie ich z opłat za parkowanie,
- większe odpisy amortyzacyjne dla firm.

Zakłada też budowę sieci bazowej infrastruktury dla paliw alternatywnych w aglomeracjach, na obszarach gęsto zaludnionych oraz wzdłuż transeuropejskich drogowych korytarzy transportowych, co ma pozwolić na swobodne przemieszczanie się pojazdów napędzanych tymi paliwami.

Ustawa przewiduje, że do końca 2020 r. powstanie:

- 6 tys. punktów ładowania energią elektryczną o normalnej mocy,
- 400 punktów ładowania energią elektryczną o dużej mocy,
- 70 punktów tankowania CNG.

Strefy czystego transportu

Ustawa zakłada też możliwość tworzenia przez samorządy stref czystego transportu. Odpowiedni zapis głosi, że na obszarze zwartej zabudowy mieszkaniowej z koncentracją budynków użyteczności publicznej można ustanowić strefę czystego transportu, do której ogranicza się wjazd pojazdów innych niż elektryczne i napędzane wodorem oraz - pod pewnymi warunkami - napędzane gazem ziemnym.

W dokumencie wprowadzony został obligatoryjny udział pojazdów napędzanych energią elektryczną we flocie części organów administracji centralnej oraz wybranych jednostek samorządu terytorialnego.

Ustawa z dnia 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2018 poz. 1356) ma na celu przede wszystkim powołanie funduszu celowego – Funduszu Niskoemisyjnego Transportu. Dysponentem Funduszu jest Minister Energii, a zarządza nim NFOŚiGW. Środki z niego pochodzące mają wspierać rozbudowę infrastruktury paliw alternatywnych oraz tworzenie rynku pojazdów na te paliwa.

Potencjalne efekty wzrostu udziału aut elektrycznych w transporcie osobowym w Polsce

Wzrost wykorzystania energii elektrycznej przez samochody osobowe będzie jednocześnie skutkowało zmniejszeniem zapotrzebowania na paliwa płynne. Osiągnięcie celu miliona osobowych samochodów elektrycznych do 2025 r. spowodowałoby redukcję zużycia paliw ciekłych w grupie samochodów osobowych o ok. 4% i istotne oszczędności, uwzględniając koszt rocznego importu ropy naftowej na poziomie 10 do 20 miliardów dolarów, w zależności od ceny surowca.

Oszacowanie skutków emisyjnych wykorzystania pojazdów elektrycznych jest trudniejsze i wymaga przyjęcia szeregu dodatkowych założeń. Niewątpliwie w dużych aglomeracjach, wskutek zmniejszenia natężenia ruchu pojazdów o silnikach spalinowych nastąpi zmniejszenie niskiej emisji zanieczyszczeń pyłowych, tlenków azotu, benzopirenu. Jest to bardzo istotny efekt z punktu widzenia narażenia ludzi na bezpośrednie oddziaływanie zanieczyszczeń. Sumaryczny efekt w postaci zmian emisji gazów cieplarnianych wskutek wdrożenia elektromobilności związany jest ze strukturą miksu energetycznego, przy czym długofalowo efekt ten będzie zdecydowanie pozytywny a jego skala będzie skorelowana z malejącą emisyjnością wytwarzania energii elektrycznej i z tempem wzrostu rynku samochodów elektrycznych. Należy jednak podkreślić, że według najnowszego raportu Europejskiej Agencji Ochrony Środowiska obecnie pojazdy elektryczne w ciągu całego cyklu życia emitują o około 17-30% mniej gazów cieplarnianych niż pojazdy spalinowe.

Przeprowadzone analizy potwierdzają że oprócz redukcji lokalnych emisji zanieczyszczeń elektromobilność będzie w przyszłości istotnym elementem zmniejszenia krajowych emisji gazów cieplarnianych. Warunkiem uzyskania efektu w postaci redukcji emisji CO₂ jest (prócz szerokiego wdrożenia pojazdów elektrycznych) ewolucja krajowej struktury wytwarzania energii elektrycznej w stronę większego udziału źródeł nisko i zeroemisyjnych.

Oszacowanie wpływu wdrożenia samochodów elektrycznych na emisje CO₂ przeprowadzono dla dwóch scenariuszy rozwoju elektromobilności w Polsce, zakładających osiągnięcie odpowiednio 30% lub 50% udziału samochodów elektrycznych w strukturze samochodów osobowych do 2050 r. Wyniki obliczeń wskazują na możliwość osiągnięcia redukcji emisji CO₂ na poziomie między 2,4 a 3,7 mln t w 2040 r. i między 5,1 a 8,3 mln t w 2050 r. w zależności od stopnia nasycenia pojazdami elektrycznymi floty samochodów osobowych.

Powyższe oszacowania skutków emisyjnych oparte są na porównaniu jednostkowego zużycia energii w samochodach osobowych spalinowych i elektrycznych w warunkach polskich. Dla obu grup samochodów przeprowadzono analizę jednostkowych emisji CO₂, związanych z eksploatacją pojazdu, przy czym:

- w przypadku samochodów spalinowych uwzględniono zarówno emisje bezpośrednie, jak i emisje z procesów rafineryjnych,
- natomiast dla samochodów elektrycznych oszacowano emisje związane z wytworzeniem energii elektrycznej - według obecnej i prognozowanej struktury paliwowej - z uwzględnieniem strat na etapie przesyłu i dystrybucji energii.

Należy podkreślić, że przedstawione wyniki są bardzo wrażliwe na zmiany założonych parametrów technicznych, w szczególności:

- poziomu zużycia paliw w samochodach spalinowych;
- wielkości bezpośredniej i pośredniej jednostkowej emisji z samochodów spalinowych (z uwzględnieniem udziału biokomponentów w paliwach);
- energochłonności samochodów elektrycznych;
- założenia odnośnie przyszłych zmian efektywności poszczególnych grup pojazdów;
- struktury produkcji energii elektrycznej i wielkości strat sieciowych,

Poniżej przedstawiono kluczowe założenia i źródła danych, przyjęte w niniejszej analizie:

- Zużycie paliw ciekłych na przejechany kilometr według szacunków ITS³³, zużycie energii elektrycznej w samochodach elektrycznych według danych ITS, IEA³⁴, EPA³⁵;
- Wskaźniki emisji dla benzyny, oleju napędowego i gazu ciekłego wg raportów KOBIZE³⁶;

³³ Instytut Transportu Samochodowego (ITS), Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego r., Warszawa 2017.

³⁴ International Energy Agency (IEA), Global EV Outlook 2018 r., 2018.

³⁵ Environmental Protection Agency (EPA), Light-Duty Automotive Technology, Carbon Dioxide Emissions, and Fuel Economy Trends: 1975 Through 2017.

³⁶ Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018. Warszawa 2017.

- Emisje jednostkowe z procesów rafinacji ropy wg szacunków EPA i IJEE³⁷;
- Emisje CO₂ na etapie produkcji energii elektrycznej z uwzględnieniem zmiany miks paliwowego – wg Prognozy ARE³⁸ do 2040 z dalszą ekstrapolacją wg założeń własnych;
- Zmniejszenie energochłonności o 25% do 2050 r. zarówno w odniesieniu do samochodów z silnikami spalinowymi jak i aut elektrycznych (są to szacunki bardziej ostrożne niż przedstawione w IJEE gdzie zakłada się poprawę efektywności nawet o 35% do 2050 r.).

Rozwój OZE i poprawa efektywności energetycznej w Polsce

Rozporządzenie w sprawie zarządzania unią energetyczną (COM(2016) 759 final)³⁹ nakazuje opracowanie przez poszczególne państwa członkowskie Krajowych Planów na rzecz Energii i Klimatu, na które wpływ będzie mieć Komisja Europejska. Jest to rozporządzenie o przełomowym znaczeniu dla sektorów energetycznych poszczególnych państw, gdyż Komisja Europejska po wejściu w życie rozporządzenia będzie miała prawo do koordynowania działań w tym zakresie przez poszczególne państwa. Dotychczasowe Krajowe Plany Działań w zakresie Odnawialnych Źródeł Energii i Krajowe Plany Działań dotyczące Efektywności Energetycznej zostaną połączone z dogłębną analizą wpływu zobowiązań na gospodarkę i środowisko w jednym dokumencie koordynowanym i zatwierdzanym na poziomie całej UE.

Zatwierdzone w październiku 2014 r. Ramy klimatyczno – energetyczne do roku 2030 określają wspólne cele UE do roku 2030. W zakresie OZE cel obligatoryjny ustalono na poziomie 27%, w zakresie efektywności cel orientacyjny na poziomie 27% (z zapowiedzią przeglądu celu do 2020 r. i podniesieniu go do 30%). W toku opracowywania KPEiK Polska zobowiązała się do osiągnięcia udziału OZE w wysokości 21% i poprawy efektywności energetycznej na poziomie 23%. W wyniku dalszej ewolucji celów UE - konsensus PE, RE i KE w zakresie ich podniesienia - udział energii z OZE został zwiększony do poziomu 32% a cel poprawy efektywności energetycznej do poziomu 32,5%. Wyższe wspólne cele będą zapewne wymagały od Polski podjęcia bardziej ambitnych zobowiązań krajowych. Ponadto cele redukcji emisji UE dają silne podstawy sądzić, że po 2030 r. zobowiązania przyjmowane na poziomie krajowym będą w zakresie efektywności energetycznej i OZE w dalszym ciągu zwiększane.

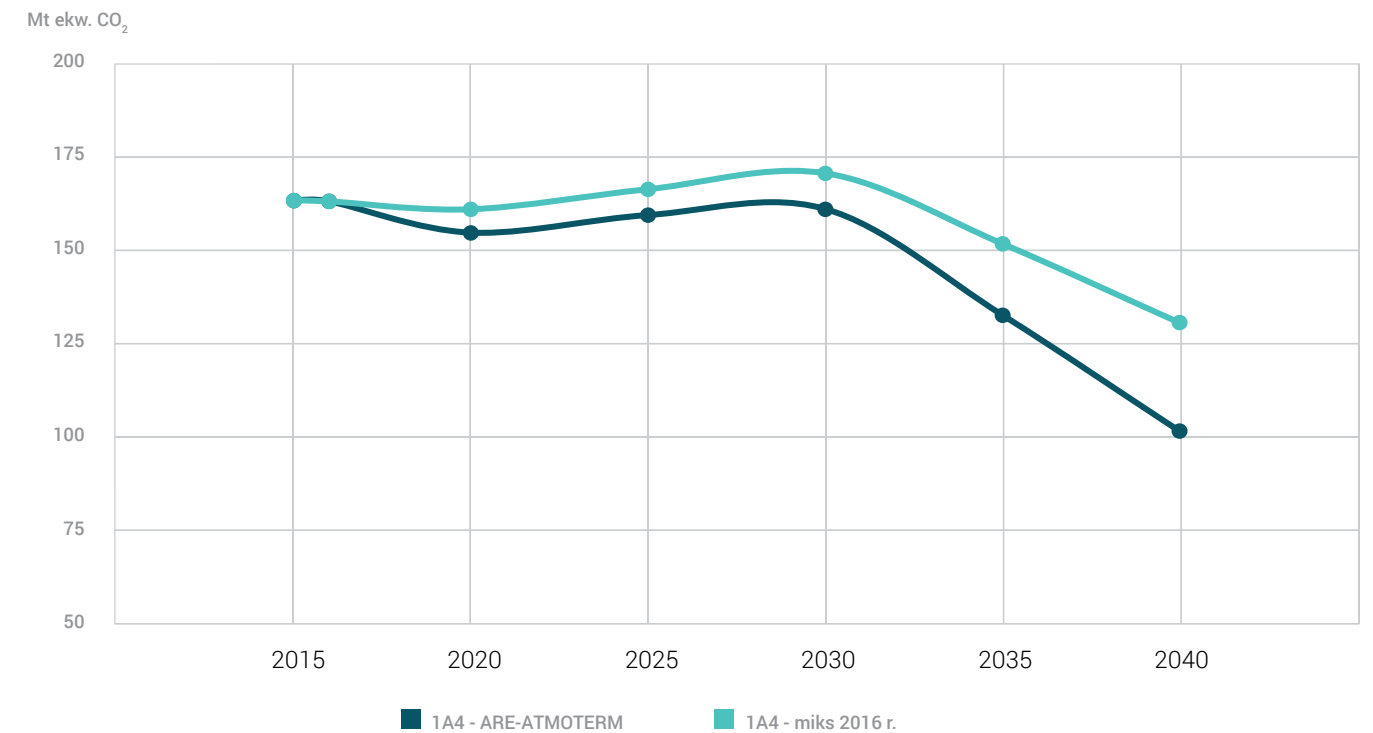
Wyzwania - „Duża” energetyka – potencjalne redukcje emisji GHG w 2040 r.

Działaniem wpływającym na redukcję emisji gazów cieplarnianych jest zmiana struktury paliw w kierunku ograniczenia

zużycia węgla i zastępowania go gazem ziemnym lub energią ze źródeł odnawialnych. W kategoriach: 1.A.1 *Przemysł energetyczny* i 1.A.2 *Przemysł wytwórczy i budownictwo*, które obejmują procesy spalania w tych sektorach, prognozowane jest istotne zmniejszenie udziału węgla. Zmiany emisji GC, wynikające ze zmiany struktury paliw obrazują rysunki 61 i 62. W kategorii 1.A.1, obejmującej m.in. energetykę zawodową, udział głównych paliw w 2016 r. przedstawiał się następująco: węgiel kamienny – 53%, węgiel brunatny – 27%, gaz ziemny – 6%, biomasa stała – 4%. Zgodnie ze scenariuszem ARE-ATMOTERM, do 2040 r., systematycznie spadać będzie udział węgla kamiennego – do 41% oraz węgla brunatnego – do 8%. Prognozowany jest natomiast wzrost udziału zużycia gazu ziemnego do 30% w 2040 r. i biomasy stałej – do 10%. Wspomniane zmiany w strukturze paliw będą skutkowały obniżeniem emisji. Rysunek 61 przedstawia emisję gazów cieplarnianych dla kategorii 1.A.1 (energetyka zawodowa) prognozowaną w scenariuszu ARE-ATMOTERM w porównaniu z emisją, jaka byłaby przy założeniu tego samego zapotrzebowania na energię z paliw, ale ze strukturą paliwową z 2016 r. (miks 2016 r.). Spodziewane obniżenie emisji wynikające tylko ze wspomnianej zmiany struktury paliw może w tej kategorii wynieść ponad 29 Mt ekw. CO₂ dla 2040 r.

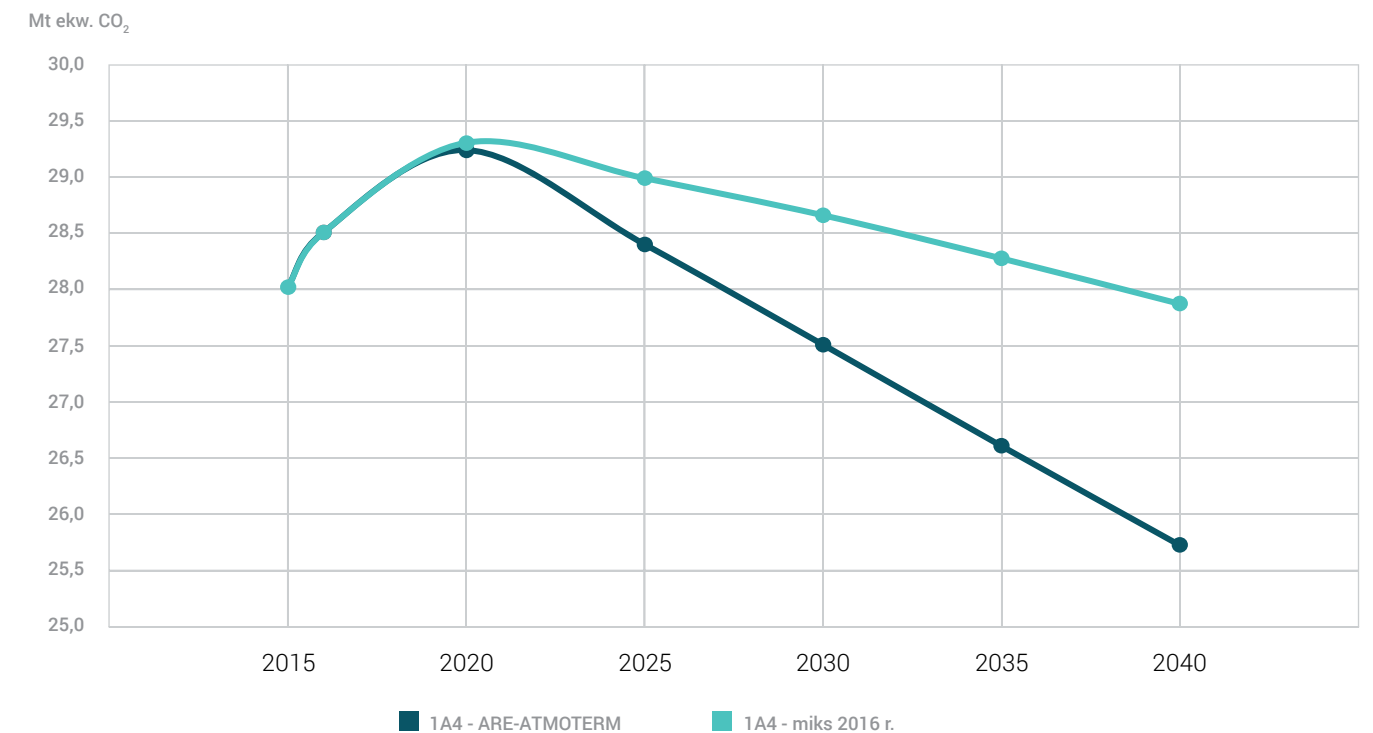
Dla kategorii 1.A.2 (przemysł wytwórczy i budownictwo) udział głównych paliw w 2016 r. był następujący: węgiel kamienny – 25%, gaz ziemny – 35%, biomasa stała – 15%. Zgodnie ze scenariuszem ARE-ATMOTERM, do 2040 r., stopniowo spadać będzie udział węgla kamiennego – do 15%. Przewiduje się natomiast wzrost udziału zużycia gazu ziemnego do 42% w 2040 r. i biomasy stałej – do 19%. Na rysunku 62 zaprezentowano emisję gazów cieplarnianych dla kategorii 1.A.2 prognozowaną w scenariuszu ARE-ATMOTERM, w porównaniu z emisją, jaka byłaby przy założeniu tego samego zapotrzebowania na energię z paliw, ale ze strukturą paliwową z 2016 r. (miks 2016 r.). Obniżenie emisji będące rezultatem zmiany struktury paliw w tej kategorii szacuje się na ponad 2 Mt ekw. CO₂ dla 2040 r.

Rys. 61. Zmiana emisji gazów cieplarnianych wynikająca ze zmiany miks paliwowego w energetyce zawodowej (sektor 1.A.1.)



Źródło: Obliczenia własne KOBIZE na podstawie danych ARE-ATMOTERM.

Rys. 62. Zmiana emisji gazów cieplarnianych wynikająca ze zmiany miks paliwowego w przemyśle wytwórczym i budownictwie (sektor 1.A.2.)



Źródło: Obliczenia własne KOBIZE na podstawie danych ARE-ATMOTERM.

³⁷ International Journal of Energy and Environment (IJEE) Life cycle analysis and environmental effect of electric vehicles market evolution in Portugal, Volume 5, Issue 5, 2014 pp.535-558

³⁸ Agencja Rynku Energii, Atmoterm, „Analizy i prognozy na potrzeby opracowania „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”, Warszawa grudzień 2017

³⁹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i w sprawie zarządzania unią energetyczną, zmieniające dyrektywy 94/22/WE, dyrektywę 98/70/WE, dyrektywę 2009/31/WE, rozporządzenie (WE) nr 663/2009, rozporządzenie (WE) nr 715/2009, dyrektywę 2009/73/WE, dyrektywę Rady 2009/119/WE, dyrektywę 2010/31/UE, dyrektywę 2012/27/UE, dyrektywę 2013/30/UE i dyrektywę Rady (UE) 2015/652 oraz uchylające rozporządzenie (UE) nr 525/2010

Wyzwania – emisje z sektora komunalno-bytowego oraz potencjalne redukcje emisji GHG w 2040 r.

Emisje z sektora komunalno-bytowego to emisje ze spalania paliw, powstające w wyniku zużycia energii na ogrzewanie i chłodzenie budynków oraz ich oświetlenie i zasilanie sprzętów gospodarstwa domowego lub urządzeń wykorzystywanych do świadczenia usług. Dwutlenek węgla stanowi znaczącą większość emisji gazów cieplarnianych w tym sektorze natomiast emisje innych gazów są znikome. W Polsce największe znaczenie w sektorze komunalno-bytowym mają emisje związane z zapotrzebowaniem na energię, pochodzącym przede wszystkim z gospodarstw domowych i z mieszkalnictwa, natomiast w o wiele mniejszym stopniu – z handlu, usług i z budynków instytucji publicznych.

Jedynie bezpośrednie emisje dwutlenku węgla związane ze spalaniem opału w domowych piecach lub małych kotłowniach o zainstalowanej mocy poniżej 20 MW są przypisywane temu sektorowi. Emisje pośrednie powstałe w wyniku korzystania przez gospodarstwa domowe i usługodawców z energii elektrycznej w budynkach, a także emisje z produkcji ciepła w kogeneracji i w ciepłowniach o zainstalowanej mocy powyżej 20 MW są emisjami, za których powstanie odpowiada sektor energetyczny (EU ETS). W całej UE sektor komunalno-bytowy odpowiada za 40% zużycia energii końcowej i 36% emisji CO₂, a jego rozwój wiąże się z dalszym wzrostem zapotrzebowania na energię⁴⁰. W Polsce sektor ten odpowiada za ok. 30% wielkości krajowych emisji gazów cieplarnianych w obszarze non-ETS.

Ograniczenie konsumpcji energii cieplnej i elektrycznej przez odbiorców indywidualnych, handel i usługi jest warunkiem osiągnięcia celów redukcyjnych zarówno w sektorze komunalno-bytowym, jak i w objętym ETS sektorze energetycznym. Wymaga to wprowadzenia rozwiązań prowadzących do redukcji zapotrzebowania na energię w wyniku zwiększenia efektywności energetycznej budynków i sprzętów gospodarstwa domowego, urządzeń elektrycznych wykorzystywanych w usługach i handlu oraz efektywności takich elementów

wyposażenia jak piece i urządzenia grzewcze oraz chłodnicze. Wymaga to również zmian zachowania konsumentów, prowadzących do świadomego korzystania z energii. W związku z obowiązkiem przekazywania do Komisji Europejskiej sprawozdań na podstawie dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, od 2007 r. przyjmowane są przez polski rząd kolejne Krajowe plany działań dotyczące efektywności energetycznej. Czwarty Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski (2017) został przyjęty przez rząd w styczniu 2018 r.⁴¹

Unia Europejska przyjęła cele zwiększenia efektywności energetycznej w sektorze komunalno-bytowym w perspektywie do 2020⁴² i 2050⁴³ r., z uwzględnieniem kroków milowych w 2030 i 2040 r., wprowadzając odpowiadające im regulacje prawne⁴⁴. Do końca 2020 r. wszystkie nowe budynki wznoszone w UE, a więc i w Polsce, powinny być budynkami o zużyciu energii zbliżonym do zera, do czego doprowadzić ma stopniowe wprowadzanie zaostrożonych wymogów technicznych w zakresie charakterystyki energetycznej budynków⁴⁵, oraz zwiększanie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii i upowszechnienie rozproszonych OZE. Jednocześnie w Polsce, podobnie jak w innych państwach członkowskich UE, realizowany jest program poprawy charakterystyki energetycznej budynków już istniejących, w tym stanowiących własność instytucji rządowych i przez nie wynajmowanych, oraz zasobów mieszkaniowych, poprzez ich gruntowne renowacje i wdrażanie środków wpływających na zmianę zachowania użytkowników budynków⁴⁶. Jest to problem całej UE, gdyż około 35% budynków w państwach członkowskich ma ponad 50 lat, a prawie 75% zasobów mieszkaniowo-użytkowych nie spełnia minimalnych standardów efektywności energetycznej. Jednocześnie każdego roku jedynie od 0,4 do 1,2% budynków poddawanych jest renowacji⁴⁷.

Budynki stanowiące przedmiot obrotu prawnego muszą być wyposażone w świadectwa charakterystyki energetycznej, zawierające informacje o ilości zużywanej w toku eksploatacji

energii, co w założeniu ma wpływać na pogłębienie świadomości użytkowników i nabywców, oraz stanowić impuls dla termomodernizacji. Kwestie te reguluje ustawa z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (tekst jednolity Dz.U. 2018 poz. 1984) wdrażająca dyrektywę 2012/27/UE, która w najbliższym czasie będzie podlegała nowelizacji, w związku z nowelizacją wspomnianej dyrektywy w maju 2018 r.

Dodatkowym impulsem dla termomodernizacji i ograniczenia zużycia energii w sektorze komunalno-bytowym w Polsce stanie się rządowy program walki z zanieczyszczeniem powietrza „Czyste Powietrze”, przewidziany do realizacji na lata 2018-2029. Program ten wpisuje się w realizację wytycznych Krajowego Programu Ochrony Powietrza, zakładającego osiągnięcie w Polsce do 2030 r. standardów WHO określających dopuszczalne stężenia zanieczyszczenia powietrza. Powodem dla przyjęcia tego programu była niska jakość powietrza, zwłaszcza w miastach, do czego przyczyniają się emisje z transportu oraz emisje z sektora budownictwa, zwłaszcza z budynków jednorodzinnych. W ramach programu „Czyste Powietrze” 103 mld złotych zostanie przeznaczonych na wsparcie termomodernizacji, w tym na określenie jakości i wymianę lub zakup nowych kotłów C.O., określenie jakości paliw i izolację termiczną budynków mieszkalnych. Środki te będą rozdysponowane w formie dotacji i pożyczek przez Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Smog występujący w Polsce różni się od smogu kwaśnego (londyńskiego) i fotochemicznego kalifornijskiego, typu Los Angeles) składem, smog ten tworzą przede wszystkim cząstki pyłu zarówno PM10, PM2,5 jak również najbardziej niebezpiecznego dla zdrowia pyłu PM1 – sadza (BC) oraz licznymi wielopierścieniowymi węglowodarami aromatycznymi, w tym benzo(a)piren, dlatego też ten typ smogu można nazwać „smogiem pyłowym”. Zanieczyszczenia pyłowe są związane z procesem spalania paliw stałych w piecach o niskiej sprawności. Smog ten powstaje przy pogodzie wyżowej i ujemnych temperaturach powietrza. Niska temperatura powoduje, iż rośnie zapotrzebowanie na ciepło co wywołuje zwiększenie emisji zanieczyszczenia z indywidualnych urządzeń grzewczych. Smogowi pyłowemu, występującemu w Polsce, nie towarzyszą przekroczenia wartości dopuszczalnych stężeń SO₂ i CO.

Zanieczyszczenie powietrza, wywołujące zjawisko smogu, pochodzi z tak zwanej „niskiej emisji”. Niska emisja jest to emisja zanieczyszczeń wprowadzona do powietrza ze źródeł przy pomocy emitorów o wysokości nieprzekraczającej 40 m. Dlatego też dotyczy indywidualnych urządzeń grzewczych użytkowanych w sektorze komunalno-bytowym w tym w budynkach jednorodzinnych lub wielorodzinnych, lokalnych kotłowni o małej mocy cieplnej, budynkach użyteczności publicznej, warsztatów usługowych, handlu, itd. Do niskiej emisji zalicza się także emisję z sektora transportu drogowego.

Niska emisja związana jest z ogrzewaniem domów za pomocą indywidualnych urządzeń grzewczych, dlatego odpowiednie działania właścicieli tych domów mają największe znaczenie w walce ze smogiem. W dużej liczbie gospodarstw domowych podstawowym paliwem stosowanym w ogrzewaniu jest węgiel kamienny, który w połączeniu ze starymi, niskosprawnymi źródłami spalania powoduje zwiększoną emisję cząstek stałych mających znaczący wpływ na zanieczyszczenie powietrza.

Program „Czyste Powietrze” jest narzędziem finansowym, skierowanym do właścicieli budynków mieszkalnych. Celem Programu jest poprawa efektywności energetycznej i zmniejszenie emisji pyłów i innych zanieczyszczeń do atmosfery z istniejących jednorodzinnych budynków mieszkalnych lub uniknięcie emisji zanieczyszczeń powietrza, pochodzących z nowo budowanych jednorodzinnych budynków mieszkalnych.

Beneficjentem programu jest właściciel budynku mieszkalnego, który służy zaspokajaniu potrzeb mieszkaniowych, stanowi konstrukcyjnie samodzielną całość, w którym dopuszcza się wydzielenie nie więcej niż dwóch lokali mieszkalnych, albo jednego lokalu mieszkalnego i lokalu użytkowego o powierzchni całkowitej nieprzekraczającej 30% powierzchni całkowitej budynku.

Forma dofinansowania z programu dotyczy dotacji lub pożyczki udzielonej przez Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w zakresie przedsięwzięć inwestycyjnych.

Rodzaje przedsięwzięć realizowanych ze środków programu mających na celu ograniczenie lub uniknięcie niskiej emisji związane z podnoszeniem efektywności energetycznej oraz wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii w budynkach jednorodzinnych, to w szczególności:

- Wymiana źródeł ciepła starej generacji niespełniających wymagań określonych w załączniku do Rozporządzenia Ministra Rozwoju i Finansów z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwa stałe (Dz.U. z 2017 r. poz. 1690).
- Instalacja urządzeń i instalacji spełniających wymagania techniczne określone w załączniku nr 1 do Programu priorytetowego: kotły na paliwa stałe, węzły cieplne, systemy ogrzewania elektrycznego, kotły olejowe, kotły gazowe kondensacyjne, pompy ciepła powietrze, pompy ciepła odbierające ciepło z gruntu lub wody, wraz z przyłączami.
- Zastosowanie odnawialnych źródeł energii (kolektory słoneczne, mikroinstalacje fotowoltaiczne).
- Wykonanie termomodernizacji budynków jednorodzinnych.

⁴⁰ Sprawozdanie Komisji dla PE i Rady – Postęp państw członkowskich w zwiększeniu liczby budynków o niemal zerowym zużyciu energii, COM(2013) 483 final/2, 7.10.2013 r.; <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/buildings>

⁴¹ https://www.gov.pl/documents/33372/436746/KPDzEE2017_wer_16.pdf/cb2c16f7-7b0a-1485-7073-381dcb0a69ee

⁴² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE

⁴³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/844/UE z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej

⁴⁴ Zgodnie z uzasadnieniem przyjęcia celu osiągnięcia efektywności energetycznej wszystkich budynków w UE w 2050 r. na poziomie bliskim zeroemisyjności dla nowelizacji dyrektywy EPDB w 2018 r., osiągnięcie efektywności energetycznej wszystkich budynków w UE bliskiej zeru przyczyni się do osiągnięcia w 2050 r. redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE o 80–85% w porównaniu do poziomu emisji w 1990 r. Państwa członkowskie zobowiązane zostały do stworzenia długoterminowych strategii krajowych w zakresie renowacji budynków publicznych i prywatnych.

⁴⁵ Zgodnie z Rozporządzeniem nowelizującym rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, (Dz. U. z 2013 r. poz. 926) zmiana wartości dopuszczalnych wskaźników EP (wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną [kWh/(m²·rok)] dla nowobudowanych budynków oraz niektórych współczynników U (współczynnik określający wymagania w zakresie ochrony cieplno-wilgotnościowej) dla przegród zewnętrznych budynków.

⁴⁶ W czerwcu 2015 r. przyjęty został „Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii” (Uchwała nr 91 Rady Ministrów z dnia 22 czerwca 2015 r.)

⁴⁷ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/buildings>

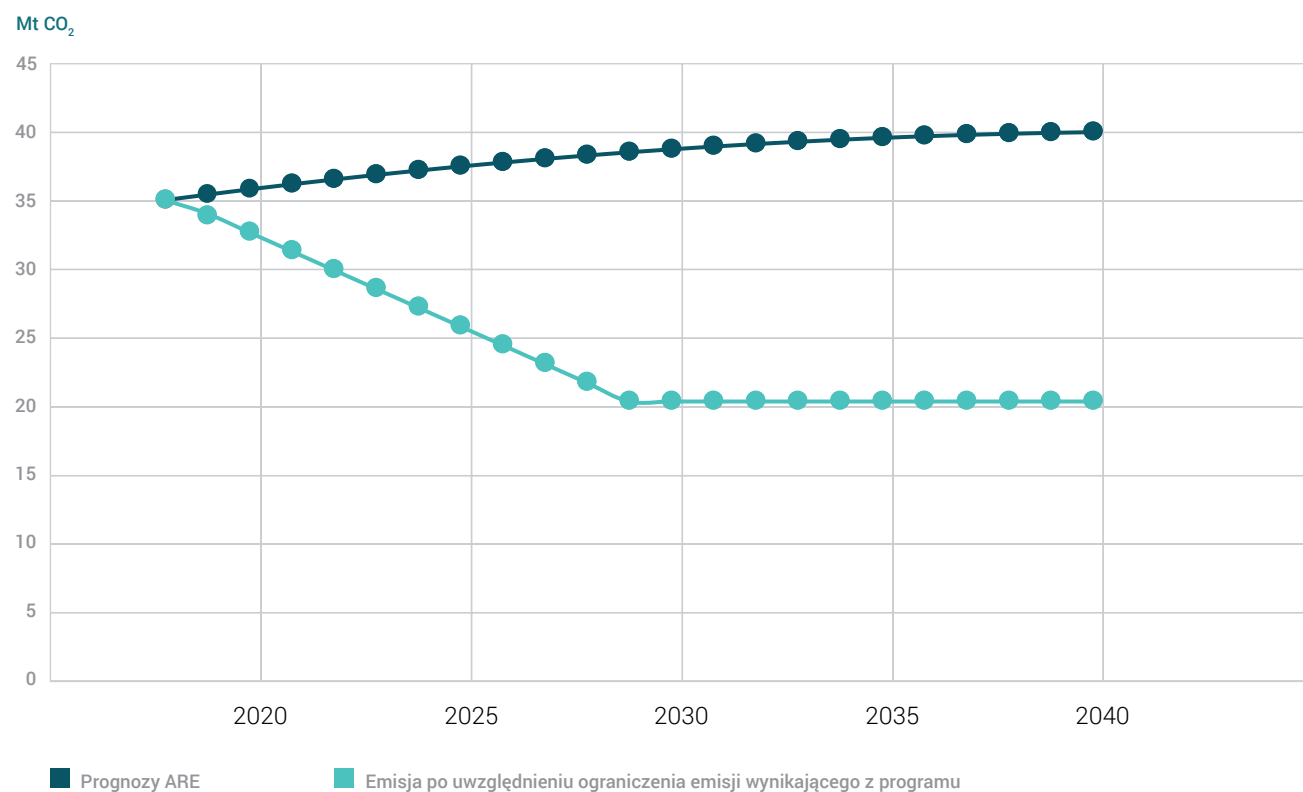
Realizacja programu „Czyste Powietrze” przewidziana jest na okres 10 lat. Program swoim działaniem ma objąć 4 000 000 budynków mieszkalnych, z których to odpowiednio - w budynkach istniejących (szacowana liczba 3 000 000) zostaną wymienione nieefektywne źródła ciepła (wymiana kotłów starej generacji) na niskoemisyjne, a w obiektach nowo budowanych (co najmniej 1 000 000) zostaną zamontowane niskoemisyjne źródła ciepła. Innym działaniem jakie jest uwzględnione w programie, jest termomodernizacja, dzięki której zmniejszy się zapotrzebowanie na energię pierwotną, co w efekcie da zmniejszenie emisji.

Budżet jaki został przeznaczony na realizację programu „Czyste Powietrze” opiewa na 103 mld zł, a beneficjenci programu mogą ubiegać się o bezwrotne dotacje, na które poznaczono 63,3 mld zł, lub pożyczki na które przeznaczono 39,7 mld zł

Efektom tych działań będzie poprawa efektywności energetycznej budynków. W ramach programu zostanie poddane termomodernizacji i wymianie urządzeń grzewczych około 4 miliony jednorodzinnych budynków mieszkalnych, skutkiem realizacji tych działań będzie redukcja pyłu, w tym PM10 i PM2,5, a także organicznie emisji CO₂. Wynika to z poprawy efektywności energetycznej budynków mieszkalnych, poprawie sprawności wytwarzania ciepła, a przede wszystkim, poprzez wymianę urządzeń grzewczych, następuje często zamiana wykorzystywanego paliwa jak również sam proces spalania w nowych urządzeniach jest mniej emisyjny. Przekłada się to na ograniczenie emisji pyłów, w tym PM10 – 31,523 kt,

PM2,5 – 25,218 kt, a organicznie emisji CO₂ wynosi o około 13 Mt co zostało zaprezentowane na wykresie. Należy mieć na uwadze to, że zmniejszenie emisji dotyczy tylko i wyłącznie emisji z budynków mieszkalnych, z których to emisja jest częścią sektora komunalno-bytowego.

Rys. 63. Zakładane zmniejszenie emisji wynikające z działań w ramach programu „Czyste Powietrze”



Źródło: Opracowanie własne KOBIZE

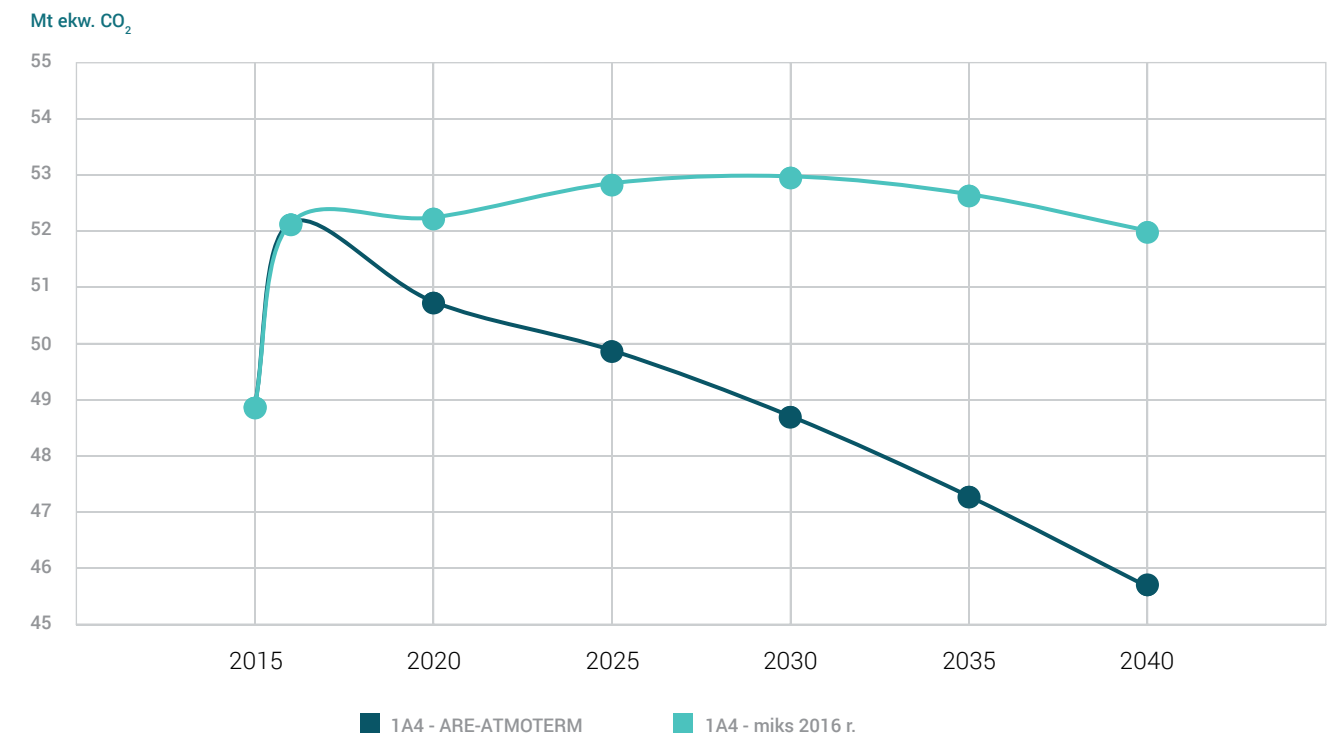
Kolejnym działaniem, mogącym ograniczyć emisję gazów cieplarnianych w sektorze komunalno-bytowym, jest zmiana struktury paliw w kierunku obniżania udziału węgla na korzyść gazu i OZE. W 2016 r., w całej kategorii obejmującej małe źródła spalania (sektor 1.A.4), zużycie węgla kamiennego

wyniosło ok. 24% całkowitej ilości tego paliwa spalonego w kraju. Udziały głównych paliw w tym sektorze dla 2016 r. przedstawiały się następująco: węgiel kamienny – 44%, gaz ziemny – 30%, biomasa stała – 18%. Zgodnie ze scenariuszem ARE-ATMOTERM, do 2040 r., systematycznie spadać

będzie udział węgla kamiennego – do 30%. Prognozowany jest natomiast wzrost udziału zużycia gazu ziemnego do 41% w 2040 r. i biomasy stałej – do 22%. Rysunek 64 przedstawia emisję prognozowaną w scenariuszu ARE-ATMOTERM w porównaniu z emisją jaka byłaby przy założeniu tego samego

zapotrzebowania na energię z paliw, ale ze strukturą paliwową z 2016 r. (miks 2016 r.). Szacuje się, że wspomniane zmiany w strukturze paliw będą skutkowały obniżeniem emisji o ponad 6 Mt ekw. CO₂.

Rys. 64. Zmiana emisji gazów cieplarnianych wynikająca ze zmiany miks paliw w małych źródłach spalania (sektor 1.A.4.)



Źródło: Obliczenia własne KOBIZE na podstawie danych ARE-ATMOTERM.

Główne wyzwania stojące przed sektorem komunalno-bytowym w perspektywie do roku 2050 wiążą się z koniecznością osiągnięcia znaczącej poprawy charakterystyki energetycznej starych budynków jako wkładu tego sektora w osiągnięcie długoterminowego globalnego celu temperaturowego, czyli ograniczenia wzrostu globalnej temperatury do końca stulecia w stosunku do okresu przed industrialnego o mniej, niż 2 stopnie Celsjusza. Przy przyjęciu przez międzynarodową społeczność długoterminowego globalnego celu temperaturowego na

poziomie 1,5 stopnia, globalne emisje gazów cieplarnianych powinny osiągnąć poziom zerowy do 2050 r., co nałożyłoby na sektor komunalno-bytowy konieczność znacznego przyspieszenia modernizacji, lub zastąpienia zeroemisyjnymi, istniejącymi zasobów⁴⁸. Zeroemisyjność zakłada wykorzystanie przez sektor komunalno-bytowy energii odnawialnej, co potęguje stojące przed tym sektorem wyzwanie i uzależnia osiągnięcie powodzenia koniecznych działań od całkowitej, przyspieszonej transformacji sektora energetycznego.

⁴⁸ Z analizy scenariuszy rozpatrywanych przez naukowców, ograniczenie globalnego wzrostu temperatury do poziomu poniżej 1,5 C byłoby możliwe, o ile do 2030 r. globalne emisje spadną o 45% w stosunku do poziomu z 2010 r. Do roku 2050 globalne emisje CO₂ muszą spaść do zera i w drugiej połowie stulecia stać się ujemne w oparciu o technologie redukcji CO₂ takie jak pochłanianie i przechowywanie CO₂ (ang. *Carbon Capture and Storage*) Por. http://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_ts.pdf

Rolnictwo

Pod względem emisyjnym, sektor rolnictwa w Polsce odpowiada za ok. 15-16% wielkości krajowych emisji gazów cieplarnianych (GC) poza EU ETS. Największe znaczenie w sektorze mają emisje z gleb (podtlenek azotu pochodzący głównie z nawozów mineralnych i organicznych) oraz emisje z fermentacji jelitowej (metan, który niemal w całości pochodzi od bydła) i z odchodów zwierzęcych (emisje metanu i podtlenku azotu). Pozostałe źródła emisji mają niewielkie znaczenie, podobnie jak i emisje dwutlenku węgla, uwalnianego podczas wapnowania i aplikacji mocznika, których wielkość nie przekracza łącznie 3% całości emisji z sektora (2015).

Rolnictwo jest jednym z sektorów gospodarki, w którym zachodzące przemiany, rozpoczęte w okresie transformacji, nasiliły się wraz z członkostwem Polski w Unii Europejskiej i dostępem do środków unijnych przeznaczonych na Wspólną Politykę Rolną. Najbardziej widoczne zmiany społeczno-gospodarcze w polskim rolnictwie przejawiały się przede wszystkim odejściem od centralnie planowanej gospodarki na rzecz gospodarki rynkowej, co sprawiło, że rolnictwo stało się w dużej mierze towarową gałęzią gospodarki, produkującą zarówno na rynek wewnętrzny, jak i na eksport. Wyraźnie zmniejszyła się liczba osób zatrudnionych w rolnictwie, wzrosła natomiast intensyfikacja produkcji, przejawiająca się m.in. rozwojem specjalizacji, towarowości i mechanizacji, stosowaniem nowych rozwiązań agrotechnicznych i technologicznych, a także rosnącym zapotrzebowaniem nie tylko na środki produkcji (np. nawozy i pasze), ale również na energię (w postaci energii elektrycznej i paliw pędnych). Stopniowo zmienia się również struktura gospodarstw rolnych, których liczba maleje, a średnia powierzchnia rośnie, choć nadal ponad połowa z nich ma nie więcej niż 5 ha i większość z nich jest prowadzona wyłącznie na samozaopatrzenie żywieniowe. Zintensyfikowała się produkcja rolna części gospodarstw, np. wyspecjalizowanych w hodowli zwierząt na skalę przemysłową. Częściowo zmieniła się również produkcja roślinna, np. znacznie zmalały arealy tradycyjnych polskich upraw, takich jak ziemniaki, żyto i owies, podczas gdy areal kukurydzy wzrósł kilkunastokrotnie. Ogólnie można stwierdzić, że poprzez wzrost towarowości produkcji rolnictwo stało się istotnym elementem gospodarki rynkowej, zarówno krajowej (rynek wewnętrzny), jak i międzynarodowej (import i eksport).

Jednak rolnictwo polskie – w porównaniu z zachodnimi państwami UE – nadal cechuje stosunkowo większe rozdrobnienie, niedokapitalizowanie, niższa produktywność i niewielka innowacyjność.⁴⁹ To, co upodabnia polskie rolnictwo do modelu zachodniego, to rosnące zużycie energii, związanej z postępującą mechanizacją. Wprawdzie modernizacja

produkcji i stosowanie bardziej energooszczędnych maszyn obniżają energochłonność w rolnictwie, dotyczy to jednak tylko części gospodarstw. Wydaje się, że w sektorze rolnictwa – jak dotychczas – zbyt mało zwracano uwagę na poprawę energochłonności i wykorzystanie własnych zasobów energetycznych, takich jak biogaz i resztki poźniwne. Podobnie brakuje upowszechnienia nowoczesnych i przyjaznych środowisku metod upraw i hodowli. Choć zmiany w rolnictwie następują powoli, to jednak wyraźnie zmierzają w kierunku konsolidacji gospodarstw i dalszego urynkowania produkcji, poprzez wzrost jej towarowości. Jednocześnie zmniejsza się liczba osób pracujących w rolnictwie, a tym samym wzrasta produktywność, której towarzyszy rosnące zapotrzebowanie na energię, maszyny, nawozy, środki ochrony roślin i pasze.

Sektor rolnictwa będzie najprawdopodobniej zmienił się nadal, a intensywność zmian będzie zależała od rządowych polityk wsparcia rolnictwa i dostępu do środków finansowych przeznaczonych na produkcję rolą w postaci dopłat bezpośrednich, kredytów itp. Strategia SOR⁵⁰ zakłada, że w efekcie podejmowanych działań powinna nastąpić m.in. poprawa struktury obszarowej w rolnictwie, poprzez zwiększanie powierzchni gospodarstw rolnych i ubytek tych najmniejszych o powierzchnię poniżej 5 ha, wraz ze zmniejszeniem liczby zatrudnionych i wzrostem dochodowości w sektorze. Zgodnie z SOR kluczową interwencją państwa względem gospodarstw rolnych będzie wsparcie dalszych przekształceń sektora rolno-spożywczego, w szczególności działań stymulujących wzrost jego konkurencyjności, przy zapewnieniu bezpieczeństwa żywnościowego kraju oraz uwzględnieniu wymogów środowiskowych.⁵¹

Po okresie niewielkich fluktuacji wielkości emisji GC z sektora w latach 2005-2016, obserwuje się jej nieznaczny, ale stopniowy wzrost. Spodziewany jest dalszy trend rosnący, co najmniej do roku 2030, co wynika z przedstawionych powyżej uwarunkowań. Wobec tak zarysowanych prognoz wyzwaniem będzie ograniczenie wzrostu emisji przy jednoczesnym zakładanym wzroście produktywności sektora. Skoro kluczowe znaczenie mają emisje z gleb uprawnych i stosowanych nawozów, to dalsza intensyfikacja produkcji roślinnej powinna uwzględniać dobre praktyki rolnicze, wśród których należałoby zwracać uwagę również na aspekt ochrony klimatu. W związku z tym ma nastąpić racjonalizacja stosowania nawozów, w tym azotowych, zgodnie z przepisami, wprowadzonymi do ustawy prawo wodne i ustawy o nawozach i nawożeniu oraz zgodnie z tzw. programem azotanowym⁵². Wymagania tego programu będą zobowiązywały podmioty prowadzące produkcję rolą do podjęcia niezbędnych, a zarazem długotrwałych działań inwestycyjnych. Zgodnie z projektem programu azotanowego producenci rolni będą zobowiązani do dostosowania

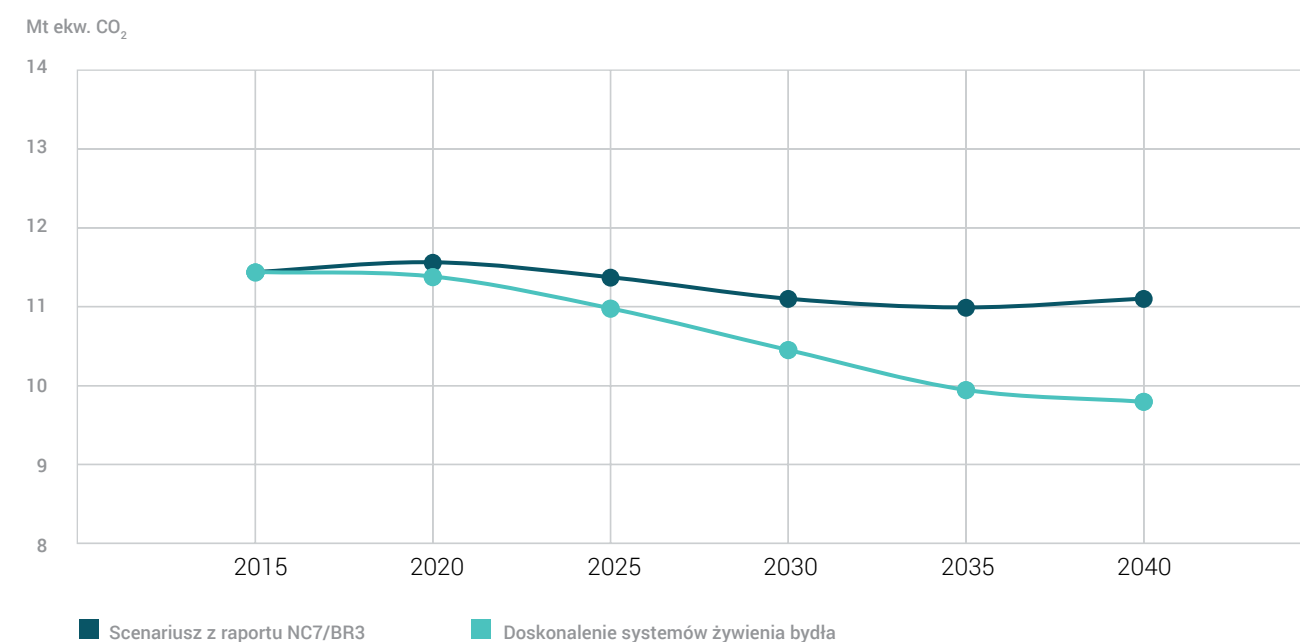
powierzchni lub pojemności posiadanych miejsc do przechowywania nawozów naturalnych (odchodów zwierzęcych) do wymogów podanych w programie. Podobnie jak uprawa gleb, tak i hodowla, która przyczynia się do emisji z fermentacji jelitowej i z odchodów zwierzęcych, powinna uwzględniać możliwie najskuteczniejsze zabiegi redukujące emisje, a których stosowanie powinno być upowszechniane jako coś niezbędnego. Dlatego program azotanowy będzie miał szerokie zastosowanie w ograniczeniu emisji pochodzącej właśnie z produkcji zwierzęcej, zwłaszcza w zakresie regulacji dotyczących przechowywania płynnych i stałych odchodów zwierzęcych.

Wyzwaniem zatem wydaje się być przede wszystkim zmiana sposobu prowadzenia gospodarki rolnej, w której decyzje są podejmowane przez setki tysięcy indywidualnych rolników, gospodarujących na znacznych obszarach Polski, co ma znaczenie dla skuteczności wysiłków na rzecz ochrony klimatu w skali ogólnokrajowej. Pogodzenie intensyfikacji produkcji rolnej z redukowaniem emisji będzie wymagało zarówno środków ekonomicznych, jak i odpowiedniego szerzenia świadomości ekologicznej wśród rolników. Przejawem zmian w dobrym kierunku jest rozwój rolnictwa ekologicznego, które rząd wspiera w ramach Programu Rozwoju Obszarów

Wiejskich 2014-2020, poprzez płatności na rzecz konwersji na ekologiczne praktyki i metody w rolnictwie oraz na rzecz ich utrzymania. Praktyki i metody ekologiczne są przyjazne środowisku, służą jednocześnie ochronie wód, gleb, różnorodności biologicznej i klimatu, a polegają m.in. na zaniechaniu użycia środków chemii rolnej, weterynaryjnej i spożywczej poprzez wykorzystanie środków pochodzenia biologicznego i mineralnego nieprzetworzonych technologicznie.

Dostrzegając zachodzące przemiany społeczne na polskiej wsi, w tym zmianę pokoleniową w gospodarstwach rolnych, można ją uznać jako szansę na większe powodzenie wdrażania działań mających na celu ochronę klimatu w sektorze rolnictwa. Do takich działań można zaliczyć racjonalizację stosowania mineralnych nawozów azotowych polegającą na precyzyjnym dawkowaniu nawozów w odpowiednich warunkach glebowo-klimatycznych, co może przyczynić się do redukcji emisji podtlenku azotu w okresie 1989-2040 r. o ok. 1 Mt ekw. CO₂. Ponadto dalsze doskonalenie żywienia bydła (odpowiedzialnego za 95% emisji CH₄ z fermentacji jelitowej) wpływające na poprawę strawności pasz może przyczynić się do redukcji emisji metanu o 0,55 Mt ekw. CO₂ w 2030 r. oraz o 1,1 Mt ekw. CO₂ w 2040 r. (rys. 66).

Rys. 65. Redukcja emisji gazów cieplarnianych z fermentacji jelitowej bydła wynikająca z dodatkowego działania wprowadzanego w rolnictwie



Źródło: obliczenia własne KOBIZE.

Dodatkowym działaniem, które bezpośrednio przyczynia się do sekwestracji CO₂, jak również adaptacji do zmian klimatu, jest działanie zalesieniowe wdrażane w ramach Planu Rozwoju Obszarów Wiejskich 2004-2006 oraz Programu Rozwoju

Obszarów Wiejskich na lata 2007–2013 i 2014–2020 jako działania inwestycyjne w rozwój obszarów leśnych i poprawę żywotności lasów. Zaplanowane zalesienia na gruntach rolnych do 2020 r. przyczynią się do pochłonięcia 1,4 Mt CO₂.

⁴⁹ 2050.pl Podróż do niskoemisyjnej przyszłości. Bukowski M. (red.), Warszawa, 2013, str. 96.

⁵⁰ SOR – Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.). Dokument przyjęty uchwałą Rady Ministrów w dniu 14 lutego 2017 r.

⁵¹ SOR, str. 103.

⁵² Projekt rozporządzenia Rady Ministrów: „Program działań mających na celu zmniejszenie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu” – tzw. program azotanowy, wydawany na podstawie art. 106 ustawy – Prawo wodne.

Kwestie społeczne (górnictwo, ucieczka emisji)

Sytuacja w sektorze górnictwa – kluczowe kwestie problematyczne i możliwe do wypracowania rozwiązania

Transformacja polskiej gospodarki w kierunku niskoemisyjnej w perspektywie 2050 r. zgodnie z obecną polityką europejską wymaga podjęcia szeregu działań, które doprowadzą do realizacji celów redukcji emisji przy jednoczesnym zwiększeniu poziomu produkcji energii z OZE oraz wzrostu poziomu efektywności energetycznej. Unia Europejska zobowiązała się do 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. w porównaniu do 1990 r., a zgodnie z zaproponowanymi wyższymi celami OZE 32 % oraz efektywności energetycznej 32,5 % do 2030 r. będzie wymagało podjęcia szeregu działań na poziomie krajowym. Dążenie do spełnienia tych wymogów zgodnie z koniecznością realizacji postulatów Porozumienia paryskiego oraz najnowszymi propozycjami UE w zakresie pakietu „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków”⁵³ będzie wymagało szeregu zmian głównie w sektorze energetycznym, które w konsekwencji będą miały duży wpływ na sektor górnictwa oraz poziom zatrudnienia w tym sektorze. Obecnie problematyka ta jest obecna w dyskusji na forum

międzynarodowym w postaci hasła „Just Transition”, czyli zgodnie z zapisami zawartymi w preambule Porozumienia paryskiego (ang. *Paris Agreement*), dążenie do ograniczenia niekorzystnych zmian klimatu powinno uwzględniać kwestie sprawiedliwej transformacji przy tworzeniu godnych i wysokiej jakości miejsc pracy zgodnie z określonymi krajowymi priorytetami⁵⁴. W celu realizacji ambitnej polityki klimatycznej – energetycznej i konieczności dostosowania polskiego miksu energetycznego do wymogów redukcji emisji dwutlenku węgla konieczne jest przygotowanie i wykorzystanie wszystkich możliwości współfinansowania działań związanych transformacją gospodarczą.

Węgiel kamienny

W Polsce nadal ok. 78,2% energii elektrycznej oraz 82,4 % ciepła jest wytwarzanych z węgla (dane Eurostat za 2016 r.). Poziom wydobycia węgla kamiennego w Polsce od 1990 r. systematycznie się zmniejsza.

W 1990 r. wydobycie węgla kamiennego w Polsce wynosiło 147,5 mln ton, a w 2016 r. już tylko 70,4 mln ton⁵⁵. Pomimo zmniejszenia poziomu wydobycia węgla kamiennego Polska nadal należy do głównych producentów węgla kamiennego w Unii Europejskiej.

Pozostałe kraje europejskie mające znaczący udział w produkcji węgla to: Wielka Brytania, Niemcy, Czechy i Hiszpania, co pokazano na rys. 66. Głównymi producentami węgla kamiennego na świecie są obecnie Chiny, Indie, Australia, Indonezja, RPA, Rosja i Kolumbia.⁵⁶

Poziom zatrudnienia w sektorze węgla kamiennego w 1990 r. wynosił 391 tys. osób, a w 2016 r. już tylko 84,6 tys. osób. Pomimo tak dużego spadku poziom zatrudnienia w Polsce nadal jest wysoki w tym sektorze w porównaniu do innych państw europejskich⁵⁷. Należy przy tej okazji zwrócić również uwagę na wzrost poziomu efektywności wydobycia węgla na jednego zatrudnionego w sektorze górnictwa węgla kamiennego na przestrzeni ostatnich lat, gdy w 1990 r. było to 377 t/osobę, a w 2016 r., już 832 t/os (rys. 67).

W Polsce w celu przygotowania działań związanych z przyszłością sektora węglowego przyjęte zostały dwa specjalne programy tj. dla sektora węgla kamiennego oraz brunatnego przyjęte w 2018 r. przez Rząd Polski obejmują perspektywę do 2030 r.

Zgodnie z przyjętym przez Polski Rząd „Programem dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2018-2030”⁵⁸

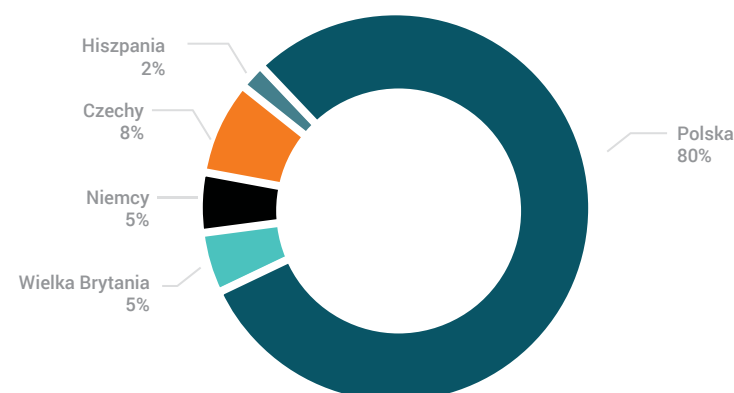
planowane jest stworzenie nowoczesnego sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, który dzięki zastosowanym innowacjom oraz wykorzystaniu posiadanych zasobów będzie wspierał niezależność energetyczną Polski oraz konkurencyjność gospodarki.

Węgiel nadal będzie stanowił podstawowe źródło energii w Polsce dzięki również zapewnieniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego dla naszego kraju. Warto odnotowania jest, że pomimo tego, że Polska posiada nadal 32 mld ton zasobów węgla kamiennego, to część z tych zasobów nie może zostać wykorzystana ze względu na niekorzystne uwarunkowania techniczne.⁵⁹ Z tego względu Polska importuje również węgiel głównie z Rosji oraz na drugim miejscu z Australii. Jak podają analizowane w programie scenariusze – tj. niski, referencyjny oraz wysoki udział produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej ogółem zgodnie z programem ma nadal utrzymać wysoki poziom 40% w 2030 r. Poziom wydobycia węgla kamiennego do 2030 r. ma również utrzymać na podobnym poziomie w zależności od przyjętego scenariusza.

Rys. 66. Produkcja węgla kamiennego w UE i jej struktura wg krajów w latach 2007-2016 [mln ton] i jej struktura wg krajów w 2016 r.

Państwo	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Polska	87	83	78	77	76	79	76	73	72	70
W. Brytania	17	18	18	18	18	17	13	12	9	4
Niemcy	22	19	15	14	13	11	8	8	7	4
Czechy	13	13	11	12	11	11	9	9	8	7
Hiszpania	11	10	9	9	7	6	4	4	3	2
Rumunia	3	3	4	4	4	4	4	0	1	0
UE	153	146	135	134	129	128	114	106	100	100

Struktura 2016 r. [%]



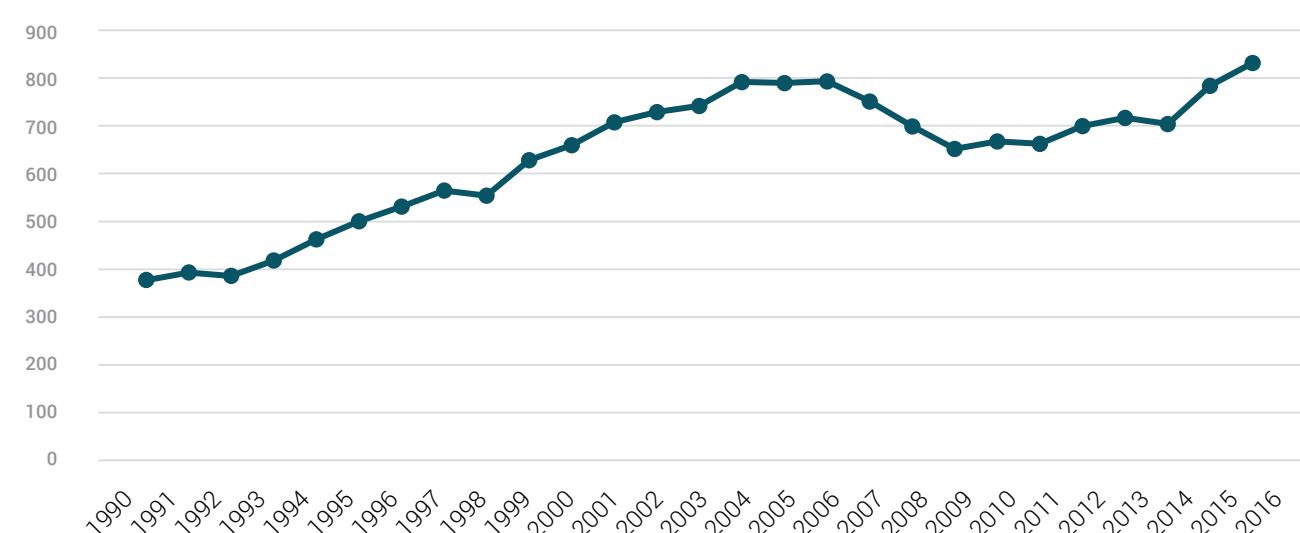
Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego, Ministerstwo Energii 2018, s. 9.

⁵³ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

⁵⁴ Paris Agreement, <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

⁵⁵ Eurostat, Supply, transformation and consumption of solid fuels – annual data.

Rys. 67. Wielkość wydobycia węgla kamiennego na zatrudnionego w górnictwie WK w Polsce w latach 1990 -2016 [ton/osoba]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Baza danych Eurostat; Bednorz J., 2015: Polityka społeczno-gospodarcza państwa wobec polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego po 1989 roku, Praca doktorska Uniwersytet Śląski, 2015 r.; Olszowski J. 2017: Znaczenie górnictwa węgla kamiennego dla gospodarki i regionów oraz bariery jego funkcjonowania, Konferencja „Surowce dla gospodarki Polski” Kraków 2017 r.

Węgiel brunatny

Polska jest drugim po Niemczech państwem z najwyższym poziomem wydobycia węgla brunatnego w UE. Pozostałe

kraje wydobywające najwięcej węgla brunatnego w UE to m.in. Czechy, Grecja, Bułgaria, Rumunia, Węgry, Słowacja i Słowenia, jak pokazano na rys. 68.

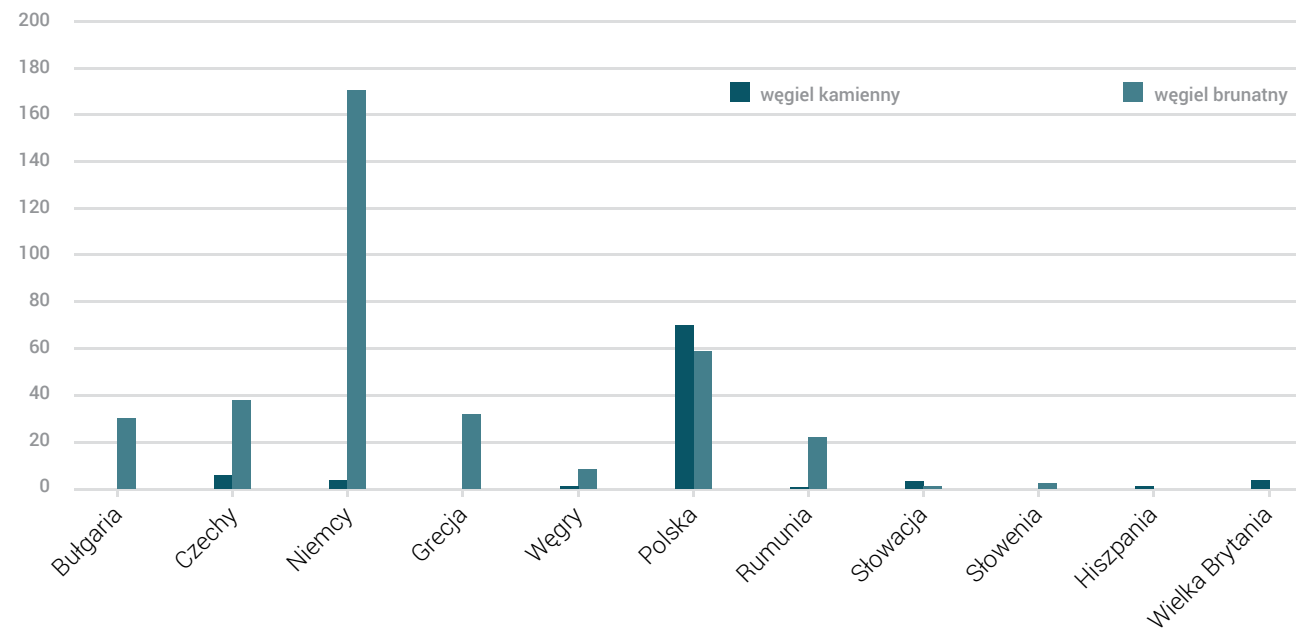
⁵⁶ Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach, Ministerstwo Energii, Warszawa 2018-2030 rok., str. 9.

⁵⁷ J. Bednorz., Polityka społeczno-gospodarcza państwa wobec polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego po 1989 r., Praca doktorska Uniwersytet Śląski, 2015 r.; J. Olszowski 2017: Znaczenie górnictwa węgla kamiennego dla gospodarki i regionów oraz bariery jego funkcjonowania, Konferencja „Surowce dla gospodarki Polski”, Kraków 2017 r.

⁵⁸ Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce

⁵⁹ Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, s. 7.

Rys. 68. Wydobycie węgla brunatnego i kamiennego w poszczególnych krajach Unii Europejskiej w 2016 r.

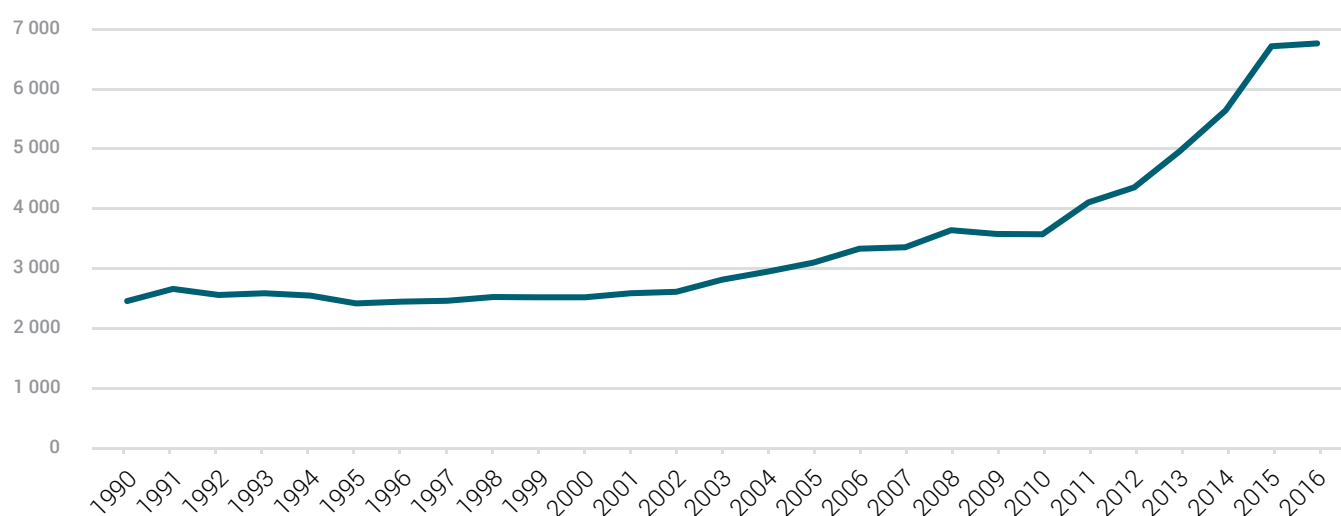


Źródło: Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce, Ministerstwo Energii, 2018.

Poziom wydobycia węgla brunatnego w Polsce od 1990 r. zmniejszył się z 67,6 mln ton w 1990 r. do 60,2 mln ton w 2016 r.⁶⁰ Spadek wydobycia węgla nie był w tym wypadku, tak znaczący jak w przypadku węgla kamiennego, ale poziom zatrudnienia w tym sektorze zmniejszył się trzykrotnie z poziomu 28,8 tys. osób w 1990 r. do 9,1 tys. osób w 2016 r.⁶¹ (jednak należy uwzględnić outsourcing)⁶². Efektywność wydobycia

węgla brunatnego w Polsce na przestrzeni ostatnich trzydziestu lat również prawie trzykrotnie wzrosła, jeśli porównamy dane dotyczące poziomu wydobycia na jednego zatrudnionego w sektorze górnictwa, gdy w 1990 r. było to 2351 t/os, a w 2016 r. wyniosła 6639 t/os (należy uwzględnić duży poziom outsourcingu w tym sektorze).

Rys. 69. Wielkość wydobycia węgla brunatnego na zatrudnionego w górnictwie WB w Polsce w latach 1990-2016 [ton/osoba]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Baza danych Eurostat; Kasztelewicz Z., 2018: Raport o stanie branży węgla brunatnego w Polsce i w Niemczech wraz z diagnozą działań dla rozwoju tej branży w I połowie XXI wieku. Kraków 2018 r.

⁶⁰ Eurostat, Supply, transformation and consumption of solid fuels – annual dat.

⁶¹ Raport o stanie branży węgla brunatnego w Polsce i w Niemczech wraz z diagnozą działań dla rozwoju tej branży w I połowie XXI wieku, Z. Kasztelewicz, Kraków 2018 r.

⁶² Zgodnie z danymi podawanymi w Programie dla sektora górnictwa węgla brunatnego w branży górniczej zatrudnionych jest ok. 23,5 tys. osób, a w usługach towarzyszących ok. 100 tysięcy osób.

Polski Rząd w dniu 30 maja 2018 r. przyjął Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce, który ma stanowić tzw. „mapę drogową dla realizacji inwestycji”.⁶³ Głównym celem tego programu jest stworzenie odpowiednich warunków inwestycyjnych, jak również wykorzystanie węgla do produkcji paliw płynnych i gazowych. Zgodnie z przyjętym programem możliwe będzie utrzymanie dotychczasowego poziomu wydobycia węgla do 2030 r. Jednak ze względu na konieczność modernizacji oraz zamykania dotychczasowo eksploatowanych złóż i bez inwestycji w nowe w latach 2040 – 2045 możliwy jest zanik mocy wytwórczych, co spowoduje likwidację branży i brak popytu na wykwalifikowanych pracowników w tym sektorze. Dalsze działania dotyczące rozwoju tego sektora będą uzależnione od przyjętego miksu energetycznego, jednak jak to podkreślone zostało w programie węgiel brunatny ma istotny wpływ na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju i wykorzystaniu potencjalnych zasobów tego surowca w przyszłości.

Zgodnie z założeniami przyjętymi w programie udział produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej ogółem zmniejszy się i będzie wynosił ok. 20 % w 2030 r. Zgodnie z planami nakreślonymi w ww. programie konieczne będzie rozwijanie nowych technologii np. zgazowania surowca. Z informacji podanych przez Pana Premiera Mateusza Morawieckiego gaz jest istotnym źródłem energii dla Polski i planowane jest przyspieszenie inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018 – 2022. Dzięki zwiększeniu wydobycia i wykorzystywania gazu Polska osiągnie kilka celów m.in. osiągnie większą niezależność energetyczną oraz będzie możliwe zwiększenie zatrudnienia w tym sektorze⁶⁴.

Problem transformacji sektora górnictwa, a poziom zatrudnienia

Problem transformacji został podjęty w debacie europejskiej i obecnie w ramach działań z inicjatywy KE, wydała specjalny raport Wspólnego Centrum Badawczego (JRC) pt. „EU coal regions: opportunities and challenges ahead” na temat możliwości i wyzwania regionów węglowych stojących przed wyzwaniem przedstawiania się na gospodarkę niskoemisyjną.

Zgodnie z szacunkami pokazanymi w raporcie JRC opracowanymi na podstawie raportów krajowych Europejskiego Stowarzyszenia Węgla Kamiennego i Brunatnego EURACOAL za 2017 r. w sektorze górnictwa obecnie zatrudnionych jest 237 tys. osób, z których 185 tys. jest zatrudnionych w górnictwie i sektorze wydobycia, a pozostałe 52 tys. są zatrudnione w elektrowniach węglowych.⁶⁵ Wymaga podkreślenia, że w tym wypadku dla Polski liczba pracowników zatrudnionych w górnictwie w Polsce jest największa, gdyż dotyczy około połowy całkowitej liczby pracowników sektora górnictwa w Europie.

W opracowaniu KE wskazano, że w Unii Europejskiej jest 108 regionów europejskich, gdzie obecna jest infrastruktura węglowa, jednak poziom zatrudnienia związany bezpośrednio z sektorem górnictwa obejmuje prawie 200 tys. osób, które pracują w dwudziestu regionach. Przykład Polski jest tu znaczący, gdyż w Polsce znajduje się, aż sześć z tych dwudziestu regionów, a szczególnym przykładem jest region Śląska (gdzie zatrudnionych było ok. 82,5 tys. pracowników w 2015 r.). Na drugim miejscu pod względem zatrudnienia w sektorze węglowym znajdują się Niemcy, Republika Czeska, Rumunia, Bułgaria, Grecja oraz Hiszpania. Jednak tam występuje zatrudnienie ok. 10 tys. osób.

Dodatkowo zgodnie z danymi podanymi w raporcie 215 tys. miejsc pracy obecnie jest związanych pośrednio z działalnością węglową i łańcuchem dostaw (takich jak w sektorach produkcji energii, usług, serwisu czy działań innowacyjnych). Najwięcej zatrudnionych jest w czterech regionach w Polsce, Bułgarii i Czechach.

Wyniki raportu JRC przedstawiają, że do 2025 r. w UE zagrożonych jest 77 tys., a do 2030 r. aż 160 tys. miejsc pracy związanych z wydobyciem, czyli w górnictwie i energetyce. W tym kontekście należy zwrócić uwagę, że koszty jakie mogą zostać poniesione przez Polskę będą w tym wypadku dużo wyższe niż w innych państwach ze względu na najwyższy poziom zatrudnienia w samym górnictwie i sektorach powiązanych z górnictwem⁶⁶. Poniżej mapka z raportu pokazująca ryzyko utraty miejsc w górnictwie pracy do 2030 r.

Pierwsza fala zmniejszenia zatrudnienia związana z wygaszaniem działalności przestarzałych bloków zgodnie z raportem może mieć miejsce a latach 2020-2025, co może doprowadzić do utraty 15 tys. miejsc pracy w elektrowniach. Państwami, które zostaną tym dotknięte będzie Polska, Wielka Brytania, Niemcy, Czechy oraz Hiszpania. W toku kolejnej fali w latach 2025 – 2030, jak podaje raport KE kolejne 18 tys. miejsc pracy jest zagrożone i w tym wypadku będzie to dotyczyło Niemiec, Polski, Wielkiej Brytanii, Bułgarii i Rumunii.

Najbardziej dotkliwe skutki wprowadzenia polityki klimatyczno-energetycznej zgodnie z raportem KE mogą dotyczyć regionów w aż 10 państwach UE: Bułgarii, Polski, Niemiec, Czech, Grecji, Węgier, Rumunii, Słowacji i Słowenii oraz Hiszpanii. Należy jednak podkreślić, że regiony z najwyższym poziomem zatrudnienia obejmują Polskę, gdzie zagrożonych jest 41 tys. miejsc pracy do 2030 r. oraz regionów w Bułgarii, Czechach oraz Rumunii, gdzie zagrożonych jest 10 tys. miejsc pracy w każdym z nich. Z tego względu skala i koszty dla tych państw mogą być niewspółmiernie większe.

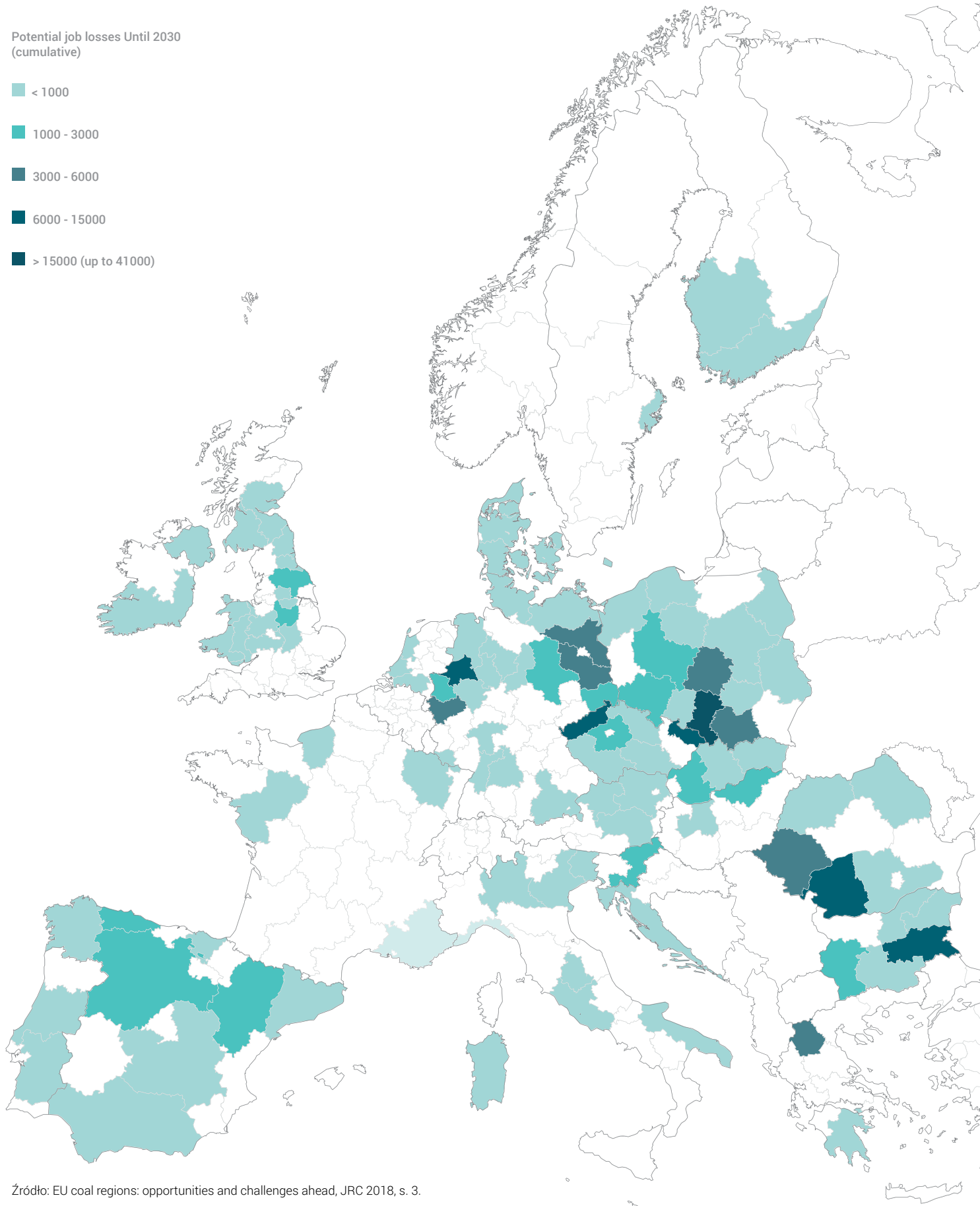
⁶³ Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce. Program obejmuje lata 2018-2030 z perspektywą 2050 r. i prezentuje kierunki rozwoju sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia, Ministerstwo Energii 2018.

⁶⁴ <https://www.premier.gov.pl/wydarzenia/aktualnosci/premier-mateusz-morawiecki-o-programie-przyspieszonej-gazyfikacji-w-polsce.html>

⁶⁵ W raporcie JRC szacunki zostały opracowane na podstawie raportów krajowych Europejskiego Stowarzyszenia Węgla Kamiennego i Brunatnego EURACOAL, Euracoal za 2017 r.

⁶⁶ EU coal regions: opportunities and challenges ahead, JRC Science for Policy Report, 2018.

Rys. 70. Regiony zagrożone największą liczbą utraconych miejsc pracy bezpośrednio związanych z sektorem górnictwa (z elektrowni oraz sektora wydobywania) do 2030 r.



Źródło: EU coal regions: opportunities and challenges ahead, JRC 2018, s. 3.

Nie należy zapominać o efektach wzrostu bezrobocia związanych z oddziaływaniem na inne sektory gospodarki tj. np. sektor żelaza i stali, które są uzależnione od krajowego węgla oraz na rynek pracy związany z działalnością i produkcją węgla, gdzie KE szacuje, że jest powyżej 100 tys. miejsc pracy.

W celu realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej konieczne jest przygotowanie regionów najbardziej narażonych na działania związane z przekwalifikowaniem szerokiej rzeszy pracowników związanych z sektorem górnictwa. Potencjalnie możliwości zatrudnienia części dotychczasowych pracowników z sektora górnictwa są możliwe w sektorze odnawialnych źródeł energii, przemyśle, czy rozwijającym się sektorze elektromobilności.

Przyszłość i możliwe rozwiązania

Problematyka zapewnienia zatrudnienia dla likwidowanych miejsc pracy w sektorach górnictwa i zależnych jest obecnie dyskutowany na szerokim forum, gdzie poszukiwane i przedstawiane do dyskusji są różne rozwiązania.

Zgodnie z raportem IBS pt. „Coal Transitions: Research and Dialogue on Future of Coal” konieczne jest opracowanie strategii transformacji w sektorze węglowym, ze względu nie tylko na cele polityki klimatycznej, ale również ze względu na zmniejszającą się opłacalność ekonomiczną górnictwa. W tym celu konieczna jest współpraca na różnych szczeblach administracji, tak aby przygotować odpowiednio kadry górnicze do zmian, które będą wynikiem przyjęcia nowej polityki energetycznej. W tym kontekście konieczne będzie opracowanie planów związanych redukcją zatrudnienia, przebranżowienia i przygotowanie nowej generacji kadr. Problemem w tym sektorze pracy jest jednak mała mobilność tej grupy pracowników i specyfika przyjętej społecznie tradycyjnej roli mężczyzn, jako odpowiedzialnych za utrzymanie rodziny. W tym wypadku warto przywołać przykład Wałbrzycha, gdzie w zamknięcie trzech kopalni w 1990 r. oznaczało utratę 14 tys. miejsc pracy w sektorze węgla, co spowodowało wysoki poziom bezrobocia oraz społeczny problem wykluczenia. Ze względu na niższy niż średnia krajowa poziom wykształcenia górników ich sytuacja na rynku pracy będzie znacząco trudniejsza niż dla innych pracowników, ale zgodnie z raportem, możliwe jest ich przebranżowienie i zapewnienie nowych miejsc pracy np. w sektorze budownictwa oraz przy produkcji samochodów.⁶⁷

Warto również przywołać najnowszy raport IBS pt. „Managing coal sector transition under the ambitious emission reduction scenario in Poland. Focus on labour”. Zgodnie z tym raportem zatrudnienie w sektorze górnictwa będzie musiało zostać zmniejszone w celu wypełnienia celów Porozumienia Paryskiego i redukcji emisji gazów cieplarnianych.⁶⁸ Zmniejszenie wydobycia węgla będzie się wiązało z redukcją zatrudnienia w kopalniach, jednak nie spowoduje jednak masowych zwolnień, gdyż jak podaje raport zostanie osiągnięta dzięki długiemu horyzontowi oraz naturalnemu przejściu pracowników na emeryturę i zmniejszeniu napływu nowych pracowników. Dodatkowo zapotrzebowanie na pracowników w innych sektorach ma się podnosić i tu możliwości dla zatrudnienia upatrywane są w sektorze przemysłu, transportu, napraw pojazdów i budownictwa. Jednym z rozwiązań sugerowanych w raporcie jest m.in. propozycja zmniejszenia liczby uczniów kształconych w kierunku górnictwa i dostosowanie ich do planowanej redukcji zatrudnienia w tym sektorze. Również wszelkie zachęty zarówno dla obecnie pracujących górników, jak i przyszłych kadr, tak aby wybierane były nowe inne drogi rozwoju ścieżki kariery, co pozwoli na skuteczną transformacji systemowej.⁶⁹

Innym przykładem prezentowanym w raporcie KE pt. „EU coal regions: opportunities and challenges ahead” przywoływane są rozwiązania mówiące o możliwości przekształcenia kopalni w instalacje generujące energię z OZE. Jako przykłady podano możliwość rozwoju np. energetyki wiatrowej w kilku regionach Polski, Czech i Węgier oraz wykorzystania energetyki solarnej w Grecji, Hiszpanii i Bułgarii.

Rola węgla w produkcji energii będzie spadała, jednak zmiany związane ze zmianą miksu energetycznego będą pociągały za sobą zmiany na poziomie całej gospodarki oraz w konsekwencji w poziomie zatrudnienia i rozwoju w regionach tradycyjnie związanych z działalnością wydobywczą węgla brunatnego, węgla kamiennego oraz działających elektrowni węglowych. W związku z powyższym kwestie wynikające ze zmiany polityki energetycznej i zmniejszenia udziału wykorzystania węgla i w konsekwencji przygotowania do transformacji obejmującej sektor zatrudnienia powinny być jak najszybciej podjęte na poziomie zarówno krajowym i regionalnym.

⁶⁷ Coal Transitions: Research and Dialogue on Future of Coal, IBS, 2018.

⁶⁸ Zgodnie z szacunkami IBS w celu wypełnienia Porozumienia paryskiego będzie wymagana redukcja zatrudnienia w tym sektorze do 63 tys. w 2030 r. i do 27 tys. w 2050 r.

⁶⁹ Managing coal sector transition under the ambitious emission reduction scenario in Poland. Focus on labour, Research Report, 04/2018, IBS, 2018.

Ucieczka emisji

Jedną z najistotniejszych zmian wprowadzoną w systemie EU ETS wprowadzonych od 2013 r. było odejście od bezpłatnego przydziału uprawnień na rzecz obowiązku ich zakupu na aukcjach. Obowiązek ten co do zasady prowadzi do znaczącego wzrostu kosztów produkcji dla producentów z Unii Europejskiej w porównaniu z producentami spoza Wspólnoty. Nie ponoszenie kosztów realizacji polityki klimatycznej przez producentów spoza UE, nierzadko stosującymi wysokoemisyjne technologie oraz nieobjętymi podobnymi wymogami związanymi z emisją GHG, może prowadzić do utraty konkurencyjności niektórych sektorów przemysłowych w Unii Europejskiej. Co za tym idzie, taka sytuacja może być przyczyną zastępowania produkcji w Unii Europejskiej importem z krajów trzecich, bądź przeniesienia produkcji przez koncerny międzynarodowe poza Unię Europejską. Zjawisko takie nazywane jest „ucieczką emisji” (ang. *carbon leakage*).

Dostępna literatura oraz wyniki analiz modelowych⁷⁰ uznają możliwość występowania zjawiska ucieczki emisji w przypadku braku porównywalnej polityki klimatycznej i wysiłków redukcyjnych na poziomie globalnym. Biorąc pod uwagę realną sytuację i doświadczenia związaną z III okresem funkcjonowania EU ETS począwszy od 2013 r. trudno jest ocenić skalę zjawiska ze względu na brak analiz na bazie aktualnych danych. Dodatkowa trudność wynika z braku danych w przypadku przenoszenia produkcji poza Unię Europejską w ramach tych samych grup kapitałowych, w celu optymalizacji procesu produkcji i zmniejszania kosztów.

Efekty ucieczki emisji w sektorach przemysłowych, wpływające na intensywność wymiany handlowej mogą być identyfikowane jako:

- **ucieczka produkcji** określana również jako ucieczka operacyjna - zastąpienie całości lub części krajowej produkcji importem z krajów spoza Unii Europejskiej (w perspektywie krótkoterminowej). W regionie bez prowadzonej polityki klimatycznej, podmioty gospodarcze danej branży będą posiadały przewagę konkurencyjną w porównaniu do podmiotów w regionach, gdzie istnieją obciążenia związane z wymogami redukcji emisji. Może to skutkować utratą rynków zbytu.;
- **ucieczka inwestycji** - zaprzestanie planowanych inwestycji w obrębie sektora objętego EU ETS (w perspektywie długoterminowej). Skutkuje to spadkiem konkurencyjności, w których

można zauważyć brak podejmowania decyzji o prowadzeniu inwestycji (nowych czy też modernizacyjnych) na rzecz regionów, gdzie brak jest obciążeń klimatycznych;

- **zmiany globalnych cen paliw kopalnych** oraz ich wpływ na poziom produkcji, konsumpcji i bilansu wymiany handlowej.

Z punktu widzenia kosztów ponoszonych przez instalacje z sektorów przemysłowych, rozróżnia się dwa rodzaje ucieczki emisji:

- **Bezpośrednią** - związaną ze zwiększeniem kosztów produkcji na skutek wysokich kosztów zakupu uprawnień na pokrycie emisji z procesu produkcyjnego;
- **Pośrednią** - związaną z zwiększonymi kosztami produkcji na skutek wzrostu kosztów zakupu energii elektrycznej wykorzystywanej do procesu produkcyjnego.

W zależności od specyfiki danej branży objętej polityką klimatyczną, te dwa rodzaje ucieczki emisji mogą występować razem lub osobno.

Ryzyko i skutki ucieczki emisji w Polsce i Unii Europejskiej do 2030 r.

Zarówno w przypadku zjawiska bezpośredniej, jak i pośredniej ucieczki emisji, jednym z ważnych czynników jest wzrost kosztów produkcji, spowodowany wysoką emisyjnością bądź energochłonnością produkcji. W celu porównania poszczególnych gałęzi polskiej gospodarki, dla których koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂ i wzrost kosztów energii elektrycznej ma istotny wpływ na koszty produkcji, do celów niniejszego opracowania wykonano zestawienia energochłonności w odniesieniu do zdefiniowanych wcześniej sektorów oraz produktów.

Zestawienie energochłonności sektorów (na podstawie danych Głównego Urzędu Statystycznego) przedstawia tabela 7. Energochłonność określono poprzez wskaźnik będący ilorazem finalnego zużycia energii w kilogramach oleju ekwiwalentnego (kgoe)⁷¹ i wartości dodanej⁷² (wg kursu euro z 2005 roku).

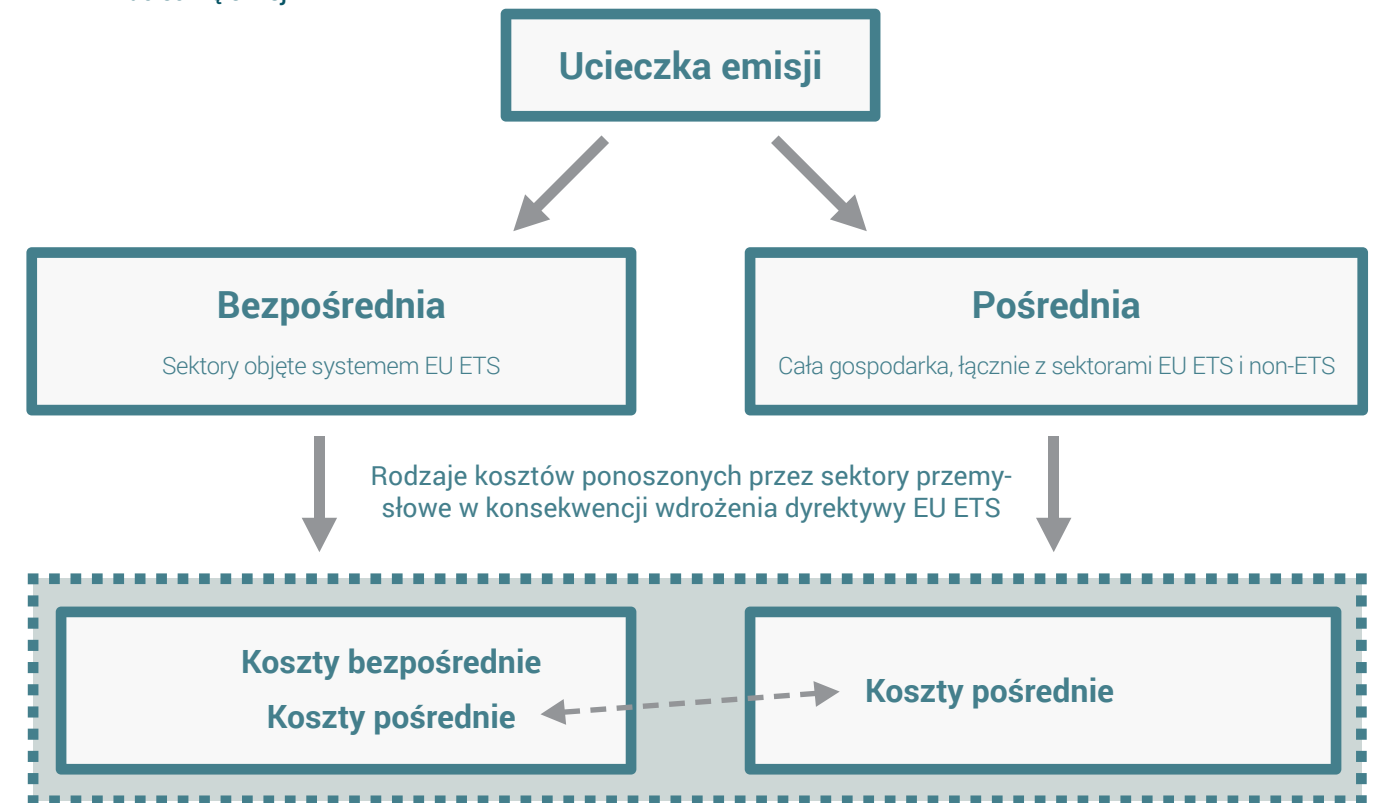
Do sektorów o największym wskaźniku zużycia energii, na podstawie danych za rok 2016, należą przemysł hutniczy, chemiczny i mineralny, natomiast najniższe zużycie energii według tego wskaźnika odnotowano w przemyśle maszynowym, środków transportu oraz pozostałym.

⁷⁰ m.in. analiza KOBiZE pt.: „Ucieczka emisji jako efekt europejskiej polityki klimatycznej” zamieszczona w miesięczniku Przemysł Chemiczny w 2016 r., czy analiza A. Marcu pt. „Carbon leakage. An overview, CEPS Special report” z 2013 r. oraz analiza E. Lanzi pt.: „Addressing competitiveness and carbon leakage impacts arising from multiple carbon markets. A modeling assessment, OECD Environment Working Papers” z 2013 r. Managing coal sector transition under the ambitious emission reduction scenario in Poland. Focus on labour, Research Report, 04/2018, IBS, 2018.

⁷¹ Jedna tona oleju ekwiwalentnego jest definiowana jako równoważnik jednej metrycznej tony ropy naftowej o wartości opałowej równej 10.000 kcal/kg lub 41,868 GJ i 11,630 MWh, według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA).

⁷² Źródło danych GUS nie podaje, czy wartość dodana wyrażona jest w wielkościach brutto, czy netto.

Rys. 71. Podział ucieczki emisji dwutlenku węgla i kryteria klasyfikacji sektorów przemysłowych jako narażonych na ucieczkę emisji.



Źródło: Opracowanie KOBiZE pn.: „Zjawisko ucieczki emisji w sektorach energochłonnych w Polsce w kontekście zmian wprowadzonych w systemie EU ETS na lata 2013-2020”, sierpień 2009 r.

W tabeli 8 zamieszczono informacje na temat energochłonności produkcji z lat 2014-2016 dla trzech wybranych produktów: stali, cementu, papieru. Zestawienie energochłonności wykonano wykorzystując wskaźnik jednostkowego zużycia energii wyrażony w konsumpcji oleju ekwiwalentnego na jednostkę masy wytworzonego produktu. Wskaźnik ten pozwala porównać sytuację wybranych działów przemysłu w Polsce i pozostałych krajach UE.

Energochłonność produkcji cementu wyniosła w 2016 r. 0,092 toe/t. Najniższą energochłonność odnotowano w 2012 roku, gdy wyniosła 0,087 toe/t. W przypadku stali energochłonność produkcji wyniosła 0,197 toe/t, po wzroście z 0,188 toe/t w roku poprzednim. Energochłonność produkcji stali najniższą wartość w prezentowanym okresie osiągnęła w 2015 r. Energochłonność przemysłu papierniczego obniżyła się w 2016 r. o 11% do poziomu 0,45 toe/t.

W 2016 r. w stosunku do 2006 roku, energochłonność produkcji stali surowej spadła o 16,0% (1,7%/rok), a papieru o 18,5% (2,0%/rok), a cementu o 15,6% (1,7%/rok).

W 2016 r. KOBiZE przygotował analizę, w której przeanalizowano scenariusz odzwierciedlający politykę klimatyczną UE do roku 2030 w kształcie odpowiadającym konkluzjom Rady Europejskiej z 23 października 2014 r.). Zbadano potencjalne skutki w zakresie ucieczki emisji w hipotetycznej sytuacji, kiedy nie byłyby stosowane obecnie istniejące mechanizmy jemu przeciwdziałające (w przypadku EU ETS nie byłoby przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla przedsiębiorstw narażonych na ucieczkę emisji) - tzw. scenariusz aukcyjny. Poziomym odniesienia, wobec którego badane są potencjalne skutki ucieczki emisji jest scenariusz zakładający istniejące działania osłonowe, tj. przydział bezpłatnych uprawnień wg dotychczasowych zasad - tzw. scenariusz historyczny. Przedstawione wyniki pokazują zmianę pomiędzy scenariuszem aukcyjnym a historycznym odzwierciedlającą potencjalne skutki dla sektorów narażonych na ucieczkę emisji, które wystąpiłyby w sytuacji, kiedy nie zastosowano by mechanizmu przydziału bezpłatnych uprawnień. Z zakupu uprawnień do emisji CO₂ i wzrost kosztów energii elektrycznej ma istotny wpływ na koszty produkcji, do celów niniejszego opracowania wykonano zestawienia energochłonności w odniesieniu do zdefiniowanych wcześniej sektorów oraz produktów.

Tabela 7. Energochłonność przemysłu w Polsce w latach 2014-2016 ucieczką emisji.

Przemysł	Energochłonność przemysłu [kgoe/€]		
	2014	2015	2016
Hutniczy	1,057	1,138	1,061
Chemiczny	0,742	0,655	0,635
Mineralny	0,570	0,503	0,522
Papierniczy	0,412	0,405	0,400
Drzewny	0,360	0,372	0,388
Spożywczy	0,185	0,168	0,174
Środków transportu	0,038	0,038	0,038
Tekstylny	0,051	0,045	0,046
Maszynowy	0,027	0,028	0,027
Pozostały	0,080	0,076	0,076

Źródło: Efektywność wykorzystania Energii w latach 2006 – 2016*, GUS, Warszawa 2018

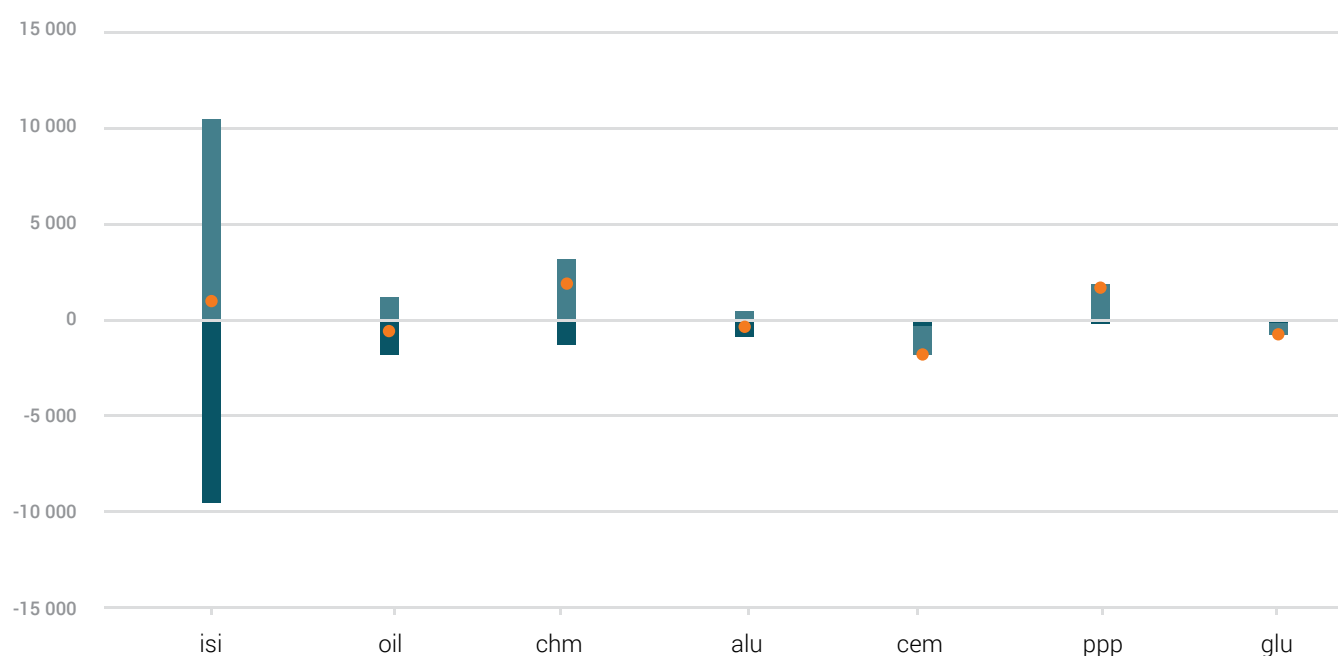
Tabela 8. Energochłonność produkcji w Polsce w latach 2014-2016

Produkcja	Energochłonność produkcji [toe/t]		
	2014	2015	2016
Papier	0,479	0,506	0,450
Stal	0,197	0,188	0,197
Cement	0,095	0,091	0,092

Źródło: Efektywność wykorzystania Energii w latach 2006 – 2016*, GUS, Warszawa 2018

Na rys. 72 przedstawiono przewidywaną skalę ucieczki emisji w 2030 r. przy braku mechanizmów osłonowych (scenariusz aukcyjny). Pod względem skuteczności europejskiej polityki klimatycznej jaką jest dążenie do globalnej redukcji emisji, największy efekt osiągnięto by, przy założonym podejściu, w sektorze hutnictwa żelaza i stali, gdzie spadek emisji CO₂ na obszarze UE zbliżyłby się do 10 Mt ekw.CO₂. Redukcja ta w całości zostałaby przeniesiona na wzrost emisji w regionach poza UE, co więcej – w skali globalnej nastąpiłby wzrost emisji netto (efekt przeniesienia produkcji do instalacji mniej efektywnych). Podobny efekt, w mniejszej skali, można zaobserwować w przypadku przemysłu chemicznego i papierniczego. W pozostałych sektorach spadkowi emisji w UE nie towarzyszy proporcjonalny wzrost poza Wspólnotą, zatem oczekiwany jest spadek globalnej emisji netto.

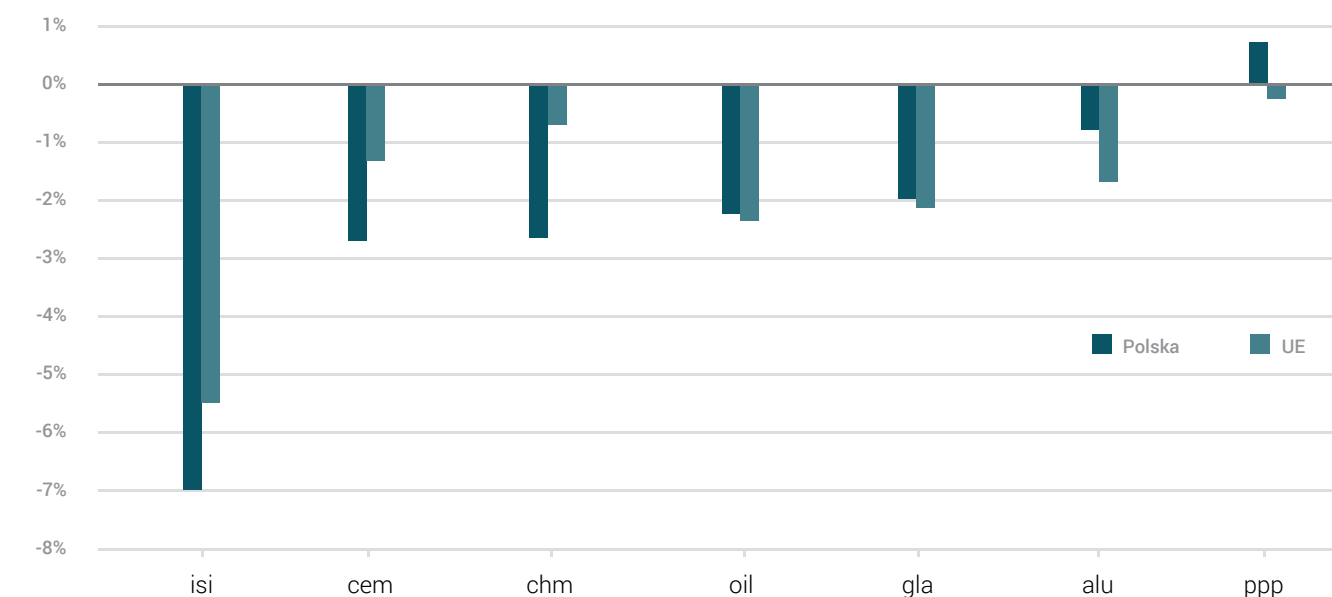
Rys. 72. Skala ucieczki emisji w 2030 r. przy braku mechanizmów osłonowych (scenariusz aukcyjny)



Źródło: „Ucieczka emisji jako efekt polityki klimatycznej: przykład Wspólnotowego Systemu Handlu Upewnieniami do Emisji Gazów Ciężkich”, Przemysł Chemiczny 2016

■ Zmiana emisji w UE
■ Zmiana emisji poza UE
● Zmiana emisji netto

Rys. 73. Zmiana produkcji w poszczególnych branżach przemysłu w 2030 r.



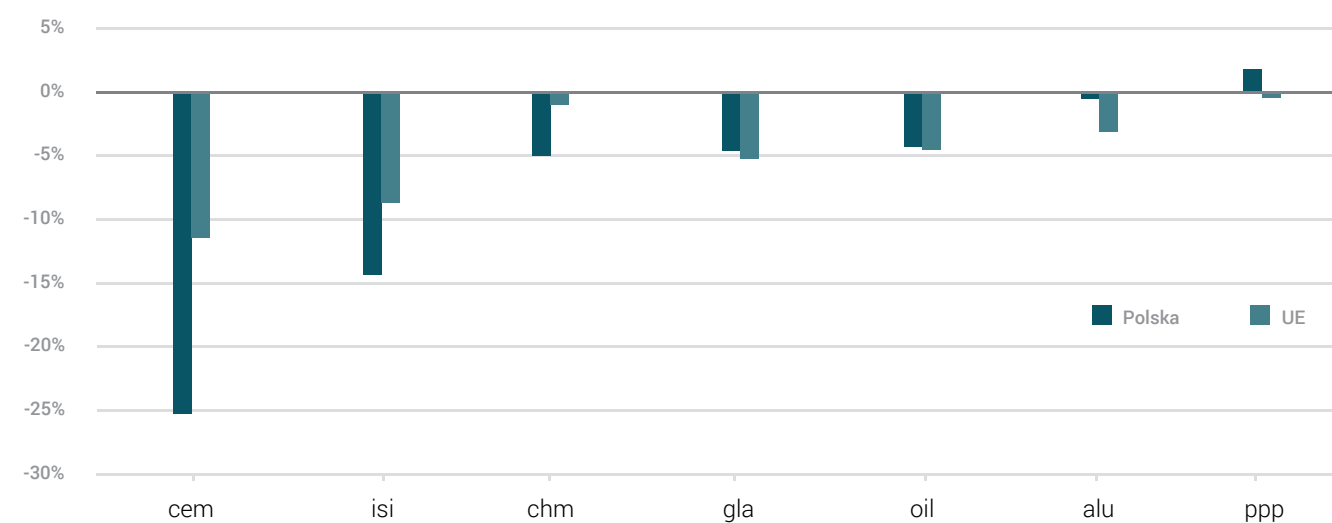
Źródło: „Ucieczka emisji jako efekt polityki klimatycznej: przykład Wspólnotowego Systemu Handlu Upewnieniami do Emisji Gazów Ciężkich”, Przemysł Chemiczny 2016

Na rys. 73 przedstawiono przewidywane zmiany w produkcji, które wystąpiłyby w 2030 r. jako efekt ucieczki emisji. Wskaźnik ten można traktować jako jedną z miar wrażliwości sektora na ryzyko ucieczki emisji. W Polsce najbardziej narażone gałęzie to hutnictwo żelaza i stali, produkcja cementu, przemysł chemiczny, rafineryjny i szklarski. Produkcja tych sektorów w 2030 r. spadłaby od 2 do 7% w stosunku do scenariusza historycznego (poziom odniesienia). Co ciekawe, nie zawsze koresponduje to z przewidywanymi skutkami dla danego sektora w skali UE. W przypadku przemysłu cementowego i chemicznego nie odnotowałoby tak wysokiego spadku produkcji w skali europejskiej, zaś w przypadku przemysłu rafineryjnego, szklarskiego i przetwórstwa aluminium okazuje się, iż przedsiębiorstwa w Polsce są mniej wrażliwe na wzrost

kosztów zakupu uprawnień niż średnio w UE.

W uzupełnieniu miary skutków ucieczki emisji, jaką jest wskaźnik produkcji, przedstawiono także przewidywane zmiany w eksporcie (rys. 74). Kierunek zmian jest podobny, chociaż ich skala nieco większa. Eksport polskich cementowni spadłby o około 25%, hutnictwa żelaza i stali o prawie 15%, zaś przemysłu chemicznego o 5%. W skali Unii Europejskiej ów spadek nie byłby tak wysoki. Zmian eksportu na podobnym poziomie w Polsce i UE powinna wystąpić w przemyśle szklarskim i rafineryjnym. W przetwórstwie aluminium i przemyśle papierniczym przedsiębiorstwa w Polsce okazują się mniej wrażliwe na zmianę niż w całej UE.

Rys. 74. Przewidywane zmiany eksportu w 2030 r.



Źródło: „Ucieczka emisji jako efekt polityki klimatycznej: przykład Wspólnotowego Systemu Handlu Upewnieniami do Emisji Gazów Ciężkich”, Przemysł Chemiczny 2016

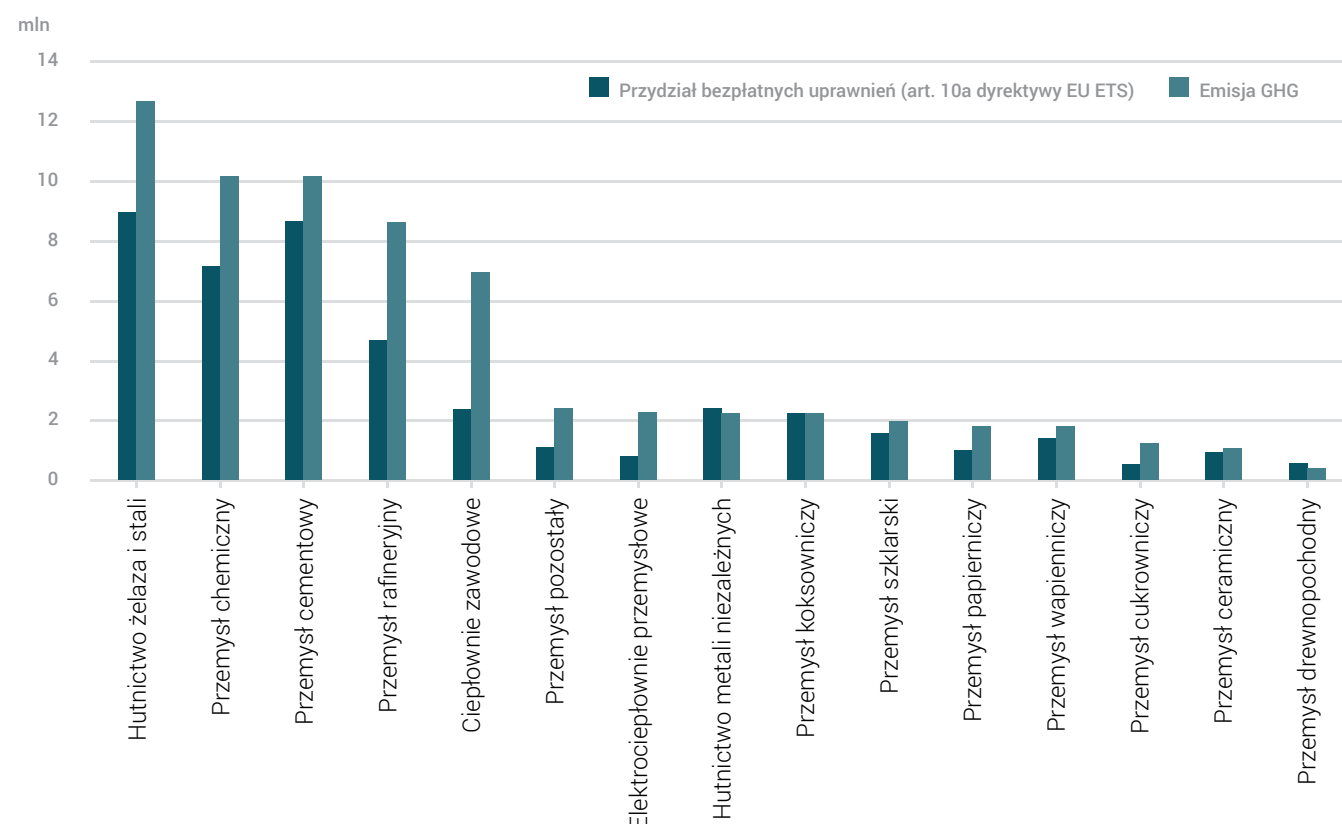
Przeciwdziałanie ucieczce emisji w Europie

W związku z reformą systemu EU ETS w IV okresie rozliczeniowym tj. w latach 2021-2030, Komisja Europejska pracuje nad przygotowaniem wykazu sektorów i podsektorów narażonych na ucieczkę emisji, który będzie ważny przez ten okres. W ramach tzw. „pierwszego poziomu oceny”, na podstawie określonych kryteriów⁷³, Komisja Europejska do wykazu sektorów narażonych na zjawisko ucieczki emisji wstępnie zakwalifikowała 44 sektory⁷⁴. Dodatkowo na liście CL może znaleźć się maksymalnie 28 sektorów lub podsektorów po przejściu drugiego poziomu oceny⁷⁵. Oznacza to, że w stosunku do wykazu sektorów obowiązującego w obecnym okresie rozliczeniowym wykaz sektorów zostanie znacząco skrócony (wcześniej było 175 sektorów⁷⁶). Umieszczenie danego sektora lub podsektora w wykazie sektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji wiąże się z przyznaniem każdej instalacji w tych sektorach 100 % przydziału bezpłatnych uprawnień wyliczonych na podstawie wskaźników emisyjności⁷⁷, natomiast te, które nie są wymienione w wykazie otrzymają 30 % przydziału (do 2026 r.), stopniowo wycofywanego do 2030 r.

Należy zauważyć, że niezależnie od okresu EU ETS, jeżeli nawet dany sektor przemysłu znajduje się w powyższym wykazie to w rzeczywistości nie dostanie on 100% bezpłatnych uprawnień, ponieważ przydział uprawnień korygowany jest wskaźnikiem emisyjności (lub też liniowym współczynnikiem korygującym). Oznacza to, że przemysł energochłonny w UE, a w szczególności w Polsce dostaje o wiele mniej uprawnień niż wynika to z jego potrzeb (patrz: rys. 75).

W maju KOBiZE wykonał analizę, w której wskazano, jak zmieniłyby się przydział bezpłatnych uprawnień wyłącznie na skutek zmiany listy sektorów zagrożonych ucieczką emisji, porównując obecnie obowiązującą listę CL na okres 2015-2019 oraz propozycję KE z maja 2018 r. (uwzględniając liczbę 44 sektorów, które na pewno znajdą się na liście). Szacunków dokonano w oparciu o wstępny przydział uprawnień dla okresu 2013-2020, który jest wynikiem pomnożenia odpowiedniego wskaźnika przez odpowiedni poziom produkcji dla danej podinstalacji⁷⁸. Wyniki analizy wskazują (tabela 9), że zmiana listy CL w największym stopniu negatywnie oddziałuje (przydziały bezpłatnych uprawnień ulegną znaczącemu

Rys. 75. Przydział bezpłatnych uprawnień i emisja z przemysłu w EU ETS w Polsce w 2017 r.



Źródło: opracowanie własne KOBiZE na podstawie danych z EUTL

⁷³ KE zmodyfikowała kryteria oceny w stosunku do poprzedniego wykazu sektorów. Zlikwidowano na przykład konieczność arbitralnego zakładania ceny uprawnień, w wyniku przekształcenia wskaźnika kosztowego na wskaźnik emisyjny, oraz wyeliminowano konieczność ustalania wartości progowej kryterium ilościowego

⁷⁴ https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/events/docs/0127/2_overview_en.pdf

⁷⁵ Które mogą ubiegać się o ocenę jakościową lub zdezagregowaną ocenę ilościową

⁷⁶ Decyzja 2014/746/UE z dnia 27 października 2014 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015–2019

⁷⁷ Przydział bezpłatnych uprawnień = [wskaźnik emisyjności] x [historyczny poziom emisyjności] x [czynnik narażenia na ucieczkę emisji] x [współczynniki korygujące]

zmniejszeniu) na następujące sektory przemysłu⁷⁹ w PL:

- Przemysł ceramiczny;
- Przemysł pozostały;
- Elektrociepłownie przemysłowe;

- Elektrownie zawodowe;
- Elektrociepłownie zawodowe;

Pozytywny wpływ zmiany listy został wykazany dla jednego sektora – sektora drewnopochodnego.

Tabela 9. Lista sektorów w Polsce, w których nastąpiłyby zmiany w związku ze zmianą listy CL [zmiana % EUA w stosunku do hipotetycznego przydziału]

Sektory*	Sumaryczny wpływ na wielkość przydziału w okresie 2021-2030 w związku ze zmianą listy CL**
Przemysł ceramiczny	-29,52%
Przemysł pozostały	-21,55%
Elektrociepłownie przemysłowe	-18,30%
Elektrownie zawodowe	-4,54%
Elektrociepłownie zawodowe	-4,51%
Ciepłownie zawodowe	-3,59%
Przemysł szklarski	-2,06%
Hutnictwo metali nieżelaznych	-0,74%
Przemysł chemiczny	-0,27%
Hutnictwo żelaza i stali	-0,16%
Przemysł rafineryjny	-0,01%
Przemysł cementowy	0,00%
Przemysł cukrowniczy	0,00%
Przemysł koksowniczy	0,00%
Przemysł mineralny	0,00%
Przemysł wapienniczy	0,00%
Przemysł papierniczy	0,00%
Przemysł drewnopochodny	+335,43%

* W skład poszczególnych sektorów może wchodzić kilka lub kilkanaście sektorów NACE, np. w ramach przemysłu ceramicznego zdefiniowano 5 sektorów NACE objętych listą CL. Wyjątkiem jest sektor drewnopochodny, w skład którego wchodzi tylko jeden sektor NACE objęty listą CL.

** analizy dokonano w stosunku do 44 sektorów (wg klasyfikacji NACE) spełniających kryterium ilościowe (wskaźnik ucieczki emisji > 0,2)

Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

⁷⁸ Przy liczeniu hipotetycznego przydziału uwzględniono również: współczynnik liniowy redukcji 2,2% (LF), międzysektorowy współczynnik korekty (CSCF) równy 1, zmianę wartości BM – dla BM produktowych na poziomie 0,7% (wartość średnia wynikająca z dyrektywy EU ETS); dla BM w oparciu o ciepło i paliwo na poziomie 1,6% (wartość maksymalna wynikająca z dyrektywy EU ETS).

Aby określić wpływ zmiany listy sektorów na przydziały bezpłatnych uprawnień do wstępnego przydziału uprawnień została zastosowana korekta wynikająca ze stopnia narażenia na ucieczkę emisji (CLF) zgodnie z nowelizowaną dyrektywą EU ETS. Wspomniana korekta stopnia narażenia na ucieczkę emisji (CLF) różnicuje przydział bezpłatnych uprawnień dla sektorów narażonych na ucieczkę emisji (znajdujących się na liście CL) oraz nienarażonych na ucieczkę emisji (nieznajdujących się na liście CL). Według obecnych zasad sektory narażone na ucieczkę emisji otrzymują 100% uprawnień bezpłatnie, co oznacza, że CLF = 1. Sektory nienarażone na ucieczkę emisji według obecnych zasad otrzymują w okresie 2021-2026 30% liczby uprawnień bezpłatnie, a następnie wartość ta spada liniowo do 0 w 2030 r. Ze względu na brak danych nie uwzględniono dodatkowego przydziału w okresie 2026-2030 na poziomie 30% dla instalacji ciepłownictwa sieciowego.

⁷⁹ Wytypowano najważniejsze kategorie sektorów – na poziomie ogólnym, zrezygnowano ze szczegółowego zestawienia sektorów, do których przypisano by poszczególny kod NACE.

Konsekwencje zjawiska ucieczki emisji dla gospodarki Polski i Unii Europejskiej

Zjawisko ucieczki emisji, niesie szereg negatywnych konsekwencji gospodarczych i ekonomicznych dla Unii Europejskiej. Związane z tym zjawiskiem ograniczenie lub zaprzestanie produkcji na terenie Wspólnoty może spowodować przeniesienie miejsc pracy w inne regiony świata („ucieczkę miejsc pracy”) oraz odpływ kapitału („ucieczkę kapitału”), czego konsekwencją może być wzrost stopy bezrobocia i nasilenie negatywnych nastrojów społecznych. Innym zjawiskiem gospodarczym jakie może wystąpić jest przenoszenie produkcji w obrębie samej UE w celu zmniejszenia przez przedsiębiorstwa kosztów wytwarzania. Ponieważ o wysokości kosztów wytwarzania decyduje koszt uprawnień zawarty w cenie energii (a cena uprawnień EUA w tym roku potrafiła przekroczyć poziom 25 euro), a tym samym emisyjność energetyki w danym państwie członkowskim, bardzo istotnym elementem jest wielkość udziału paliw wysokoemisyjnych (np.: węgla) w krajowym bilansie paliwowo-energetycznym, gdyż to on może decydować o konkurencyjności przemysłu. Dla Polski takie zjawisko niesie negatywne skutki, gdyż znajdujemy się na drugim miejscu w UE, co do wielkości udziału węgla w krajowym bilansie paliwowo-energetycznym.

W związku z powyższym niezbędne jest stosowanie działań zapobiegających ucieczce emisji tak długo, jak poza UE nie będą stosowane narzędzia polityki klimatycznej o podobnej intensywności oddziaływania (powodujące podobny koszt emisji). Wydaje się zatem konieczne, aby wybrany w EU ETS sposób łagodzenia zjawiska ucieczki emisji, tj. przydział bezpłatnych uprawnień dla sektorów nienarażonych, nadal funkcjonował, a jego skuteczność była na bieżąco weryfikowana, przy jednoczesnym dążeniu do lepszego odzwierciedlenia specyfiki funkcjonowania przedsiębiorstw w poszczególnych państwach członkowskich. Należy jednak również pamiętać o tym, że wprowadzane mechanizmy zapobiegające ucieczce emisji nie powinny osłabiać roli EU ETS jako instrumentu motywującego do redukcji emisji w sektorach energochłonnych. Ponadto, pożądane wydaje się w pierwszej kolejności jak najlepsze dopasowanie ze sobą wszystkich stosowanych w UE polityk zmierzających do budowania gospodarki niskoemisyjnej, w tym w szczególności: EU ETS, OZE i efektywności energetycznej.

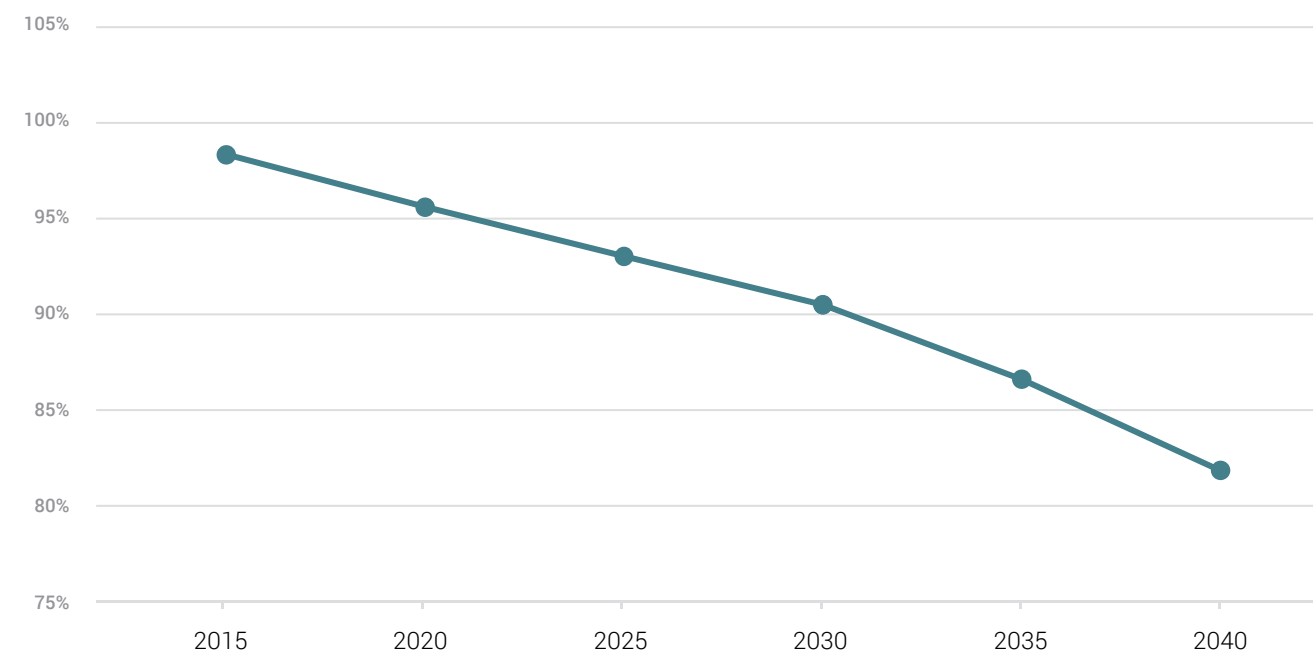
Potencjalna redukcja emisji

W niniejszym opracowaniu przedstawionych zostało szereg działań w najważniejszych sektorach gospodarki, które mają pozytywny wpływ na redukcję emisji gazów cieplarnianych w Polsce. Można do nich zaliczyć m.in.: zmianę miksu energetycznego (w kierunku ograniczenia zużycia węgla i zastępowania go gazem ziemnym lub energią ze źródeł odnawialnych), redukcje polegające na zmianach w procesach produkcji, czy poprawie efektywności energetycznej w sektorach gospodarki, tj. budownictwo, czy też rolnictwo, wprowadzenie programów flagowych, tj. elektromobilność i „Czyste Powietrze”. Wszystkie zaproponowane rozwiązania w ostatecznym rozrachunku prowadzą do znaczących redukcji emisji na skalę kraju.

Na Rys. 76 przedstawiono sumaryczną procentową zmianę emisji GC uwzględniającą wprowadzenie analizowanych scenariuszy redukcyjnych opisanych w części II opracowania w porównaniu do prognozowanej emisji całkowitej Polski dla scenariusza opartego o miks paliwowy z 2016 r. W przedstawionych wyliczeniach widać, że emisje stopniowo maleją, z -5% w stosunku do scenariusza odniesienia opartego o miks z 2016 r. w 2025 r., osiągając -16% w 2040 r. Największy wpływ na przedstawione łączne redukcje ma zmiana miksu energetycznego oraz wprowadzenie programu „Czyste Powietrze”, czyli działania w sektorze energii i gospodarstwach domowych. W mniejszym stopniu do redukcji przyczyniają się działania w przemyśle, rolnictwie czy transporcie.

Należy mieć na uwadze, że analizowane działania redukcyjne dotyczą jedynie wybranych sektorów gospodarki, a wyliczenia mają charakter przybliżony, ponieważ ostatecznie zastosowane rozwiązania będą zależne od decyzji co do kierunków polityki klimatyczno-energetycznej kraju. Tym niemniej, analiza pokazuje, że wprowadzenie tylko wybranych rozwiązań redukcyjnych powoduje znaczące pozytywne zmiany w wielkości emisji na poziomie kraju, zarówno w krótko- jak i w długoterminowej perspektywie.

Rys. 76. Sumaryczna procentowa redukcja emisji GC przy uwzględnieniu scenariuszy redukcyjnych opisanych w analizie w stosunku do prognozowanej emisji dla scenariusza mix 2016



Źródło: opracowanie własne KOBiZE

Epilog

Polska prowadzi aktywną politykę klimatyczną od czasów transformacji gospodarczej na początku lat 90-tych. W latach 1988-2000, Polska znacząco zredukowała emisję gazów cieplarnianych. Od 2000 r. emisje pozostają na podobnym poziomie (ok. 400 Mt ekw. CO₂, bez LULUCF), pomimo znacznego wzrostu gospodarczego. W okresie transformacji po 1989 r. dokonał się w Polsce jeden z największych w Europie postęp w zakresie efektywnego wykorzystania energii i poprawy jakości środowiska. Największy udział w tym miały sektory energetyki i przemysłu. Od wielu lat obserwowana jest transformacja energetyczna w kierunku zmniejszenia zużycia węgla kamiennego i brunatnego jako źródeł energii na rzecz paliw ropopochodnych, zaś udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto systematycznie rośnie. Polska wypełnia dotychczasowe cele międzynarodowe, tj. Protokół z Kioto, i jest na dobrej drodze do wypełnienia celów na kolejne okresy, tj. w pakiecie energetyczno-klimatycznym do 2020 r., zarówno jeśli chodzi o redukcję gazów cieplarnianych, jak i o poprawę efektywności energetycznej oraz rozwój odnawialnych źródeł energii.

Polska ma również dobre perspektywy do realizacji polityki klimatycznej Unii Europejskiej do 2030 r. i w dalszej perspektywie do 2050 r., jednak będzie musiała realizować ambitne cele redukcyjne w obszarze non-ETS, w takich sektorach jak: transport, komunalno-bytowy czy w rolnictwie. Nie należy również zapominać o dalszej transformacji polskiej energetyki i przemysłu, za którymi przemawiają bardzo istotne aspekty, takie jak np. bezpieczeństwo energetyczne kraju, stabilne i nowe miejsca pracy, znacząca wartość dodana, a w ostatnim czasie rozwój innowacyjnych technologii, również tych mających wpływ na zmniejszenie emisji.

W gospodarce narodowej w horyzoncie 2050 r. będzie następował wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną i energię elektryczną w Polsce. Zapotrzebowanie będzie rosło, mimo przewidywanego, znacznego postępu w zakresie efektywności energetycznej. Duże wyzwania czekają Polskę w energetyce, gdzie potencjał redukcji emisji jest największy i który ściśle wiąże się z polityką energetyczną państwa. Z różnych względów węgiel pozostanie podstawą bezpieczeństwa energetycznego Polski, niemniej jego udział będzie się znacząco zmniejszał. Obecnie 79% energii elektrycznej w Polsce wytwarzane jest z węgla kamiennego i brunatnego. Wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ zdecydują o opłacalności wymiany bloków węglowych na nowe o wysokiej sprawności, skali udziału gazu ziemnego oraz OZE. Aby zmniejszać emisję gazów cieplarnianych niezbędna będzie dywersyfikacja działań w kierunku niskoemisyjnych źródeł wytwarzania energii, wsparcia efektywności energetycznej, rozwoju kogeneracji, elektromobilności, czy energetyki prosumenckiej.

- **Efektywność energetyczna.** Kogeneracja. Systemy ciepłownicze. Efektywność energetyczna ma najwyższy potencjał redukcyjny emisji gazów cieplarnianych. Ponadto, duży potencjał redukcji ma cały sektor komunalno-bytowy, dla którego najważniejszymi działaniami będą: budowa energooszczędnych nowych budynków, termomodernizacja budynków mieszkalnych i komercyjnych, wymiana przestarzałych pieców, rozwój infrastruktury ciepłowniczej i podłączenia do sieci ciepłowniczych. Działania te przyczynią się również do zdecydowanej poprawy jakości powietrza. Polska deklaruje, że do 2030 r. udział ocieplonych budynków mieszkalnych w całości zasobów mieszkaniowych będzie wynosił 70%. Kolejnym istotnym aspektem będzie poprawa efektywności w sektorach przemysłowych zużywających energię elektryczną, co przyczyni się do zmniejszenia zapotrzebowania na jej wytwarzanie. Do działań w tym zakresie można zaliczyć, m.in.: rozwój produkcji energii i ciepła z gazu w kogeneracji w przemyśle i ciepłownictwie, rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych oraz poprawę wydajności energetycznej w przemyśle.

- **Rozwój odnawialnych źródeł energii.** Rozwój OZE będzie uzależniony od jego ekonomicznej konkurencyjności w porównaniu z innymi technologiami wytwarzania energii. Do osiągnięcia celów w zakresie OZE niezbędne będzie uruchomienie systemu wsparcia w pełnym zakresie w nowoczesne, rozproszone i efektywne ekonomicznie inwestycje, które zwiększą bezpieczeństwo i elastyczność polskiego systemu elektroenergetycznego. Przewiduje się, że do 2050 r. udział energii z OZE w finalnym zużyciu energii brutto w Polsce będzie systematycznie wzrastał, m.in. ze względu na realizację polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Największy potencjał w rozwoju OZE upatruje się w morskiej energetyce wiatrowej. Systematycznie będzie wzrastał również udział OZE w finalnym zużyciu energii w transporcie oraz w sektorze ciepłownictwa.

- **Elektromobilność.** Jedną z najbardziej przełomowych technologii w polskiej energetyce, oprócz poprawy efektywności energetycznej może okazać się transport elektryczny. Polski rząd dostrzegając ogromny potencjał pojazdów elektrycznych, paliw alternatywnych i światowe trendy dynamicznego rozwoju branży samochodowej, opracował Plan Rozwoju Elektromobilności „Energia dla Przyszłości”. Najważniejszym założeniem planu jest osiągnięcie w Polsce liczby 1 mln aut elektrycznych do 2025 r. Realizacja tego celu pozwoliłaby na osiągnięcie konkretnych korzyści środowiskowych związanych ze zmniejszeniem emisji zanieczyszczeń pochodzenia transportowego w aglomeracjach. Dodatkowymi efektami byłoby zmniejszenie

uzależnienia energetycznego kraju, poprzez ograniczenie zapotrzebowania na paliwa płynne, a tym samym spadek wielkości importu ropy naftowej. Ważną funkcją programu będzie stymulowanie warunków dla budowy samochodów elektrycznych w Polsce, co miałyby pozytywny wpływ na szereg gałęzi gospodarki związanych z przemysłem samochodowym. Istotnym elementem Planu Rozwoju Elektromobilności jest właściwa synchronizacja w czasie działań w zakresie wsparcia przemysłu i instytucji naukowo-badawczych, stymulowania popytu (np. poprzez wprowadzenie ulg podatkowych, większych odpisów amortyzacyjnych dla firm) oraz rozwoju infrastruktury i regulacji prawnych (np. rozwój punktów ładowania energii oraz tankowania paliw alternatywnych, możliwość korzystania z buspasów i bezpłatnego parkowania).

- **Rozwój energetyki jądrowej.** Energetyka jądrowa i jej rozwój jest uwarunkowana zarówno od aspektów bezpieczeństwa energetycznego, jak i staje się uzasadnionym ekonomicznie źródłem wytwarzania energii, w szczególności w przypadku wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂. Przewiduje się, że uruchomienie pierwszego bloku elektrowni jądrowej w Polsce może nastąpić w 2035 r. W ostatnich latach wśród niektórych państw europejskich można zaobserwować chęć obniżania udziału i całkowitego wycofywania się z energetyki jądrowej, do czego niewątpliwie przyczyniła się katastrofa elektrowni jądrowej w Fukushima w 2011 r. Jednym z tych państw są Niemcy, które zapowiedziały, że do 2022 r. mają zostać zamknięte wszystkie, nawet te najbardziej nowoczesne (choćby pokrywają one aż 25% zapotrzebowania na energię elektryczną). Powstała luka w produkcji energii ma zostać zapełniona energią pochodzącą z OZE oraz energią z turbin gazowych opalanych gazem ziemnym⁸⁰. Drugim państwem w Europie, które przewiduje ograniczenie produkcji energii z elektrowni jądrowych z 75% do 50% do 2025 r. jest Francja, co wymaga zamknięcia 17 reaktorów (jednak trudno będzie to zrealizować, biorąc pod uwagę malejące zdolności Francji do produkcji energii z węgla i technologiczne problemy przy rozwoju OZE). Pozostałe państwa w Europie, jak np. Belgia i Szwajcaria mają zamiar wyłączenia wszystkich reaktorów jądrowych odpowiednio do 2025 r.⁸¹ oraz do 2034 r.⁸² Wydawało się, że tą samą ścieżką podąży państwo, które ucierpiało najbardziej w ostatnich latach z powodu posiadania elektrowni jądrowych – Japonia, która zmieniła swój pierwotny kierunek działań (kiedy zamykała elektrownie) i ponownie zamierza korzystać z energetyki jądrowej. W trend budowania nowych obiektów jądrowych wpisują się również Chiny, które w tej chwili posiadają 45 tego typu elektrowni, a w budowie jest kolejnych 15 (do 2030 r. energia jądrowa będzie stanowić 8-10% udziału w produkcji energii elektrycznej ogółem w Chinach). Obecnie na świecie, w 15

krajach, znajduje się w budowie około 50 elektrowni jądrowych (najwięcej w Chinach, Rosji, Indiach oraz Korei Płd.)⁸³

- **Energetyka prosumencka.** Polityka energetyczna kraju powinna również w znaczący sposób uwzględnić rozwój rozproszonej generacji źródeł, tj. wielu małych źródeł energii zaspokajających lokalne potrzeby energetyczne gmin, czy nawet poszczególnych budynków. Bardzo ważne będzie stworzenie odpowiednich regulacji prawnych oraz inwestycje w infrastrukturę (sieci, moce rezerwowe), pozwalające dotychczasowym odbiorcom energii elektrycznej (prosumentom) sprzedawać do systemu nadwyżki lokalnie produkowanej energii.

Należy zauważyć, że transformacja energetyczna Polski będzie się wiązała z poniesieniem dodatkowych kosztów społecznych. Sektorem, który w sposób szczególny to odczuje będzie górnictwo. Obecnie liczba pracowników zatrudniona w górnictwie w Polsce dotyczy prawie połowy całkowitej liczby pracowników sektora górnictwa w całej Europie.

Innym wyzwaniem dla Polski i całej UE, który niesie szereg negatywnych konsekwencji gospodarczych i ekonomicznych jest zjawisko ucieczki emisji. Związane z tym zjawiskiem ograniczenie lub zaprzestanie produkcji na terenie Wspólnoty może spowodować przenoszenie miejsc pracy w inne regiony świata oraz odpływ kapitału, czego konsekwencją może być wzrost stopy bezrobocia i nasilenie negatywnych nastrojów społecznych. Innym zjawiskiem gospodarczym jakie może wystąpić w tym kontekście jest przenoszenie produkcji w obrębie samej UE w celu zmniejszenia przez przedsiębiorstwa kosztów wytwarzania. Ponieważ o wysokości kosztów wytwarzania decyduje koszt uprawnień zawarty w cenie energii, a tym samym emisyjność energetyki w danym państwie czł., bardzo istotnym elementem jest wielkość udziału paliw wysokoemisyjnych (np. węgla) w krajowym bilansie paliwowo-energetycznym, gdyż to on będzie decydował o konkurencyjności przemysłu, co w przypadku Polski szczególnie trzeba mieć na względzie.

Polska w ciągu ostatnich trzydziestu lat przeszła długą drogę od gospodarki opierającej się na centralnym planowaniu, z nieefektywnym przemysłem i rolnictwem oraz słabo rozwiniętym sektorem usług, do gospodarki rynkowej. Kraj przeszedł w tym czasie szereg zmian instytucjonalnych, gospodarczych i środowiskowych – dołączając do grona państw Unii Europejskiej, realizując i biorąc czynny udział w zobowiązaniach redukcyjnych na poziomie globalnym, walcząc ze skutkami kryzysu gospodarczego, gdzie jako jedno z niewielu państw europejskich udało się uniknąć spadku PKB czy awansując ostatnio do grupy państw rozwiniętych. Szeroki pakiet zmian strukturalnych, legislacyjnych i gospodarczych oraz doświat

⁸⁰ <https://book.energytransition.org/pl/node/36>.

⁸¹ <http://www.world-nuclear-news.org/NP-Belgian-government-approves-life-extensions-1912145.html>

⁸² <https://derstandard.at/1304552826299/Ab-2019-Schweiz-plant-Atomausstieg>

⁸³ <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx>

środków finansowanych skierowanych bezpośrednio na ochronę środowiska poskutkowało jednoczesnym wzrostem gospodarczym i spadkiem emisji. Jednakże, nadal szereg barier, obowiązków i celów ma wpływ na kształtowanie polityki klimatyczno-energetycznej kraju. Specyficzna sytuacja surowcowa, dalsza konieczność rozwoju infrastrukturalnego, wysoki poziom zapotrzebowania na energię związany z rozwojem gospodarczym, czy zewnętrzne wymogi w zakresie polityki ekologicznej. Polska stawia sobie za cel synergii pomiędzy działaniami mającymi pozytywny wpływ na zrównoważony rozwój oraz redukcję emisji, przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjności gospodarki i przedsiębiorstw, zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i wzrostem gospodarczym. W dłuższym horyzoncie czasowym dywersyfikacja działań i kierunków rozwoju jest kluczową odpowiedzią na obecne wyzwania, ponieważ jedynie w takim wypadku można zapewnić stabilizację i ograniczenie ryzyka wystąpienia pułapki średniego dochodu. Z jednej strony, Polskę czeka nieuniknione, w postaci konieczności zmniejszenia wykorzystania paliw kopalnych, z drugiej ważne jest postawienie na innowacyjne rozwiązania takie jak elektromobilność. Co więcej, zważywszy na konkluzje specjalnego raportu IPCC⁸⁴ z października 2018 r. wskazującego potrzebę ograniczenia globalnego ocieplenia o nie więcej niż 1,5°C, działania w tym zakresie powinny być podejmowane jak najszybciej i dotyczyć wszystkich sektorów. Wynika to z konkluzji, iż wzrost średniej temperatury o 1,5°C przyniesie znacznie mniej niekorzystnych zmian niż ten o 2°C. Należy zauważyć, że wciąż jeszcze działania, które trzeba

podjąć nie wykluczają rozwoju stabilnej gospodarki. Według najnowszego opracowania Międzynarodowej Agencji Energii „World Energy Outlook 2018” globalne inwestycje w sektorze energetycznym będą na poziomie 2,200 mld USD rocznie do 2025 r. oraz 2,800 mld USD rocznie w latach 2026-2040 i zostaną one skierowane głównie na energetykę odnawialną, a inwestycje w moce węglowe spadną do 2040 r. o połowę⁸⁵.

Sprośnienie wymaganiom środowiskowym i transformacja sektora energetyki i przemysłu to ogromne wyzwanie jakie stawia przed nami Unia Europejska i społeczność międzynarodowa. Z dotychczasowych doświadczeń Polski widać, że transformacja daje szansę na zwiększenie wydajności przemysłu, efektywności energetycznej, przemian strukturalnych. Jednakże należy mieć na uwadze, że polska gospodarka nadal musi konkurować z producentami z całego świata, dlatego tak ważne jest wyrównanie poziomu zobowiązań redukcji emisji na poziomie globalnym. Innymi ważnymi aspektami są zapewnienie odpowiedniego i stabilnego finansowania inwestycji prośrodowiskowych, a także ustanowienie ram prawnych i standardów wpływających na zachowanie konkurencyjności.

⁸⁴ IPCC, 2018: *Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)].

⁸⁵ *World Energy Outlook 2018*, International Energy Agency, 2018

Bibliografia

2050.pl – Podróż do niskoemisyjnej przyszłości. Pr. Zb. Pod red. M. Bukowskiego. IBS/InRE, Warszawa 2013

Agencja Rynku Energii, Atmoterm, „Analizy i prognozy na potrzeby opracowania „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”, Warszawa grudzień 2017

Bednorz J., 2015: Polityka społeczno-gospodarcza państwa wobec polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego po 1989 roku, Praca doktorska Uniwersytet Śląski, 2015 r.; Olszowski J. 2017: Znaczenie górnictwa węgla kamiennego dla gospodarki i regionów oraz bariery jego funkcjonowania, Konferencja „Surowce dla gospodarki Polski”, Kraków 2017

Coal Transitions: Research and Dialogue on Future of Coal, IBS, 2018.

Decyzja 2014/746/UE z dnia 27 października 2014 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015–2019

Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/844/UE z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej

Efektywność wykorzystania energii w latach 2005-2015, GUS, Warszawa 2017

Efektywność wykorzystania energii w latach 2006-2016, GUS, Warszawa 2018

Energia ze źródeł odnawialnych w 2016 r., GUS, Warszawa 2017

Environmental Protection Agency (EPA), Light-Duty Automotive Technology, Carbon Dioxide Emissions, and Fuel Economy Trends: 1975 Through 2017

EU coal regions: opportunities and challenges, JRC, 2018

Global Ev Outlook 2018, OECD/IEA 2018

Instytut Transportu Samochodowego (ITS), Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego, Warszawa 2017

International Journal of Energy and Environment (IJEE) Life cycle analysis and environmental effect of electric vehicles market evolution in Portugal, Volume 5, Issue 5, 2014

IPCC, 2018: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D.

Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)].

Jak skutecznie wdrożyć CCS w Polsce? Polska Strategia CCS pod redakcją Agaty Hinc, demosEUROPA, Warszawa 2011

Praca zespołowa pod redakcją Katarzyny Judy-Rezler, Barbary Toczko.: Pyły drobne w atmosferze. Kompendium wiedzy o zanieczyszczeniu powietrza pyłem zawieszonym w Polsce, Biblioteka Monitoringu Środowiska, Warszawa, 2016 r.

Z. Kasztelewicz, 2018: Raport o stanie branży węgla brunatnego w Polsce i w Niemczech wraz z diagnozą działań dla rozwoju tej branży w I połowie XXI wieku, Kraków 2018

Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno- społecznego, Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050r., Bruksela, dnia 8.3.2011, KOM(2011)112 wersja ostateczna

Krajowy Ośrodek Bilansowania i zarządzania Emisjami (KOBIZE), Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018, Warszawa 2017

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, projekt 1.0 z dnia 25 lipca 2018 r.

Managing coal sector transition under the ambitious emission reduction scenario in Poland. Focus on labour, Research Report, 04/2018, IBS, 2018.

M. Anacka, A. Janicka: Prognoza ludności dla Polski na podstawie ekonometrycznej prognozy strumieni migracyjnych. Wiadomości statystyczne, Nr 8(687) 2018

M. Bukowski, A. Śniegocki: Symulacje makroekonomiczne efektów realizacji Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej do 2050 roku., WISE 2014 (raport na zlecenie Ministerstwa Gospodarki)

Nordic Ev Outlook 2018, OECD/IEA 2018

Ocena wpływu ustanowienia celów redukcji emisji wg dokumentu KE „Roadmap 2050”, Raport końcowy, Badania Systemowe Energysys, Luty 2012

P. Capros i inni, „EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050”, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016

Paris Agreement, <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> Prezentacja NFOŚiGW „Polish experience – sectoral priorities and actual implementation of GIS”, NFOŚiGW 2018.

Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2018-2030

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rocznych wiążących ograniczeń emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie w latach 2021–2030 na rzecz stabilnej unii energetycznej i w celu wywiązania się ze zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego, oraz zmieniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 525/2013 w sprawie mechanizmu monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz zgłaszania innych informacji mających znaczenie dla zmiany klimatu.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i w sprawie zarządzania unią energetyczną, zmieniające dyrektywę 94/22/WE, dyrektywę 98/70/WE, dyrektywę 2009/31/WE, rozporządzenie (WE) nr 663/2009, rozporządzenie (WE) nr 715/2009, dyrektywę 2009/73/WE, dyrektywę Rady 2009/119/WE, dyrektywę 2010/31/UE, dyrektywę 2012/27/UE, dyrektywę 2013/30/UE i dyrektywę Rady (UE) 2015/652 oraz uchylające rozporządzenie (UE) nr 525/201

Sharing the burden of the EU climate and energy Policy 2030: an economic impact assessment for the EU Member States, Results based on the PLACE model (Version 2.0), Warszawa, Luty 2015

Sprawozdanie Komisji dla PE i Rady – Postęp państw członkowskich w zwiększeniu liczby budynków o niemal zerowym zużyciu energii, COM(2013) 483 final/2, 7.10.2013 r.

Stanowisko z dnia 24 października 2001 r. (CONF-PL-95/01)

Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.). Dokument przyjęty uchwałą Rady Ministrów w dniu 14 lutego 2017 r.

Traktat o przystąpieniu Republiki Czeskiej, Estonii, Cypru, Łotwy, Litwy, Węgier, Malty, Polski, Słowenii i Słowacji

Transformacja w kierunku gospodarki niskoemisyjnej w Polsce, Bank Światowy, Departament walki z ubóstwem i zarządzania gospodarką, Region Europa i Azja Centralna, Luty 2011

Trends and projections in Europe 2018. Tracking progress towards Europe's climate and energy targets. EEA, 26 October 2018.

Ucieczka emisji jako efekt polityki klimatycznej: przykład Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji Gazów Cieplarnianych, Przemysł Chemiczny, Marzec 2016

World Energy Outlook 2018, International Energy Agency, 2018

G. Wielgosiński, R. Zarzycki.: Technologie i procesy ochrony powietrza, PWN, Warszawa 2018 r.;

Założenia do Narodowej Strategii Integracji (NSI) przyjętymi uchwałą Sejmu RP z dnia 14 marca 1996 r.

Zjawisko ucieczki emisji w sektorach energochłonnych w Polsce w kontekście zmian wprowadzonych w systemie EU ETS na lata 2013-2020, Sierpień 2009

Klimat dla Polski. Polska dla klimatu.
1998-2018-2050



Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy

ADRES

ul. Krucza 5/11D
00-548 Warszawa

TELEFON

tel.: 22 37 50 511
tel.: 22 37 50 556

E-MAIL

sekretariat@ios.edu.pl
www.ios.edu.pl



Sfinansowano ze środków
Narodowego Funduszu
Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej

