



RZECZPOSPOLITA POLSKA
Ministerstwo Środowiska

**KRAJOWY PLAN ROZDZIAŁU UPRAWNIEŃ
DO EMISJI CO₂**

**na lata
2008 – 2012**

Warszawa, 2006 r.

Plan rekomendowany do Komisji Europejskiej przez Komitet Europejski Rady Ministrów na posiedzeniu w dniu 23 czerwca 2006 roku.

Plan przyjęty przez Kierownictwo Ministerstwa Środowiska na posiedzeniu w dniu 21 czerwca 2006 roku.

Jednostka koordynująca:

**Ministerstwo Środowiska, ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa, Polska
Departament Globalnych Problemów Środowiska i Zmian Klimatu**

**Plan opracowany przez Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji
Instytut Ochrony Środowiska, ul. Kolektorska 4 , 01-692 Warszawa**

Spis treści

WPROWADZENIE.....		6
1	KLUCZOWE ELEMENTY KPRU	9
1.1	Cele i wymagania dyrektywy nr 2003/87/WE odnośnie KPRU	9
1.2	Wytyczne uzupełniające do przygotowywania krajowych planów rozdziału na lata 2008-2012.....	12
1.3	Nowe państwa członkowskie a rozwiązania zawarte w dyrektywie nr 2003/87/WE	15
1.4	Przegląd polityk i strategii dotyczący redukcji emisji gazów cieplarnianych.	16
1.5	Przepisy krajowe regulujące funkcjonowanie systemu handlu uprawnieniami do emisji w Polsce.....	19
2	METODOLOGIA PRZYGOTOWANIA KPRU DLA POLSKI.....	20
2.1	Wprowadzenie.....	20
2.1.1	Instalacje obejmowane systemem i ich klasyfikacja.....	21
2.1.2	Podstawowe zasady rozdziału uprawnień	22
2.1.3	Proces zbierania i weryfikacji danych o instalacjach objętych systemem wspólnotowym	22
2.2	Proces gromadzenia i weryfikacji informacji.....	22
2.2.1	Lista adresowa instalacji	22
2.2.2	Formularze oraz centralna baza danych	23
2.2.3	Kontrola spójności i weryfikacja informacji.....	23
2.3	Rozdział uprawnień na sektory	23
2.4	Zasady rozdziału uprawnień pomiędzy instalacje istniejące.....	24
2.4.1	Premia za uzyskane efekty redukcji emisji	25
2.4.2	Rozdział liczby uprawnień do emisji dla sektora z użyciem metody wskaźnikowej (benchmarking)	25
2.4.3	Inne metody rozdziału uprawnień	26
2.5	Zasady przydziału uprawnień do emisji w sytuacjach szczególnych	26
2.5.1	Instalacje nowe	26
2.5.2	Czyste technologie (premia kogeneracyjna)	27
2.5.3	Roczne przydziały uprawnień	27
2.6	Likwidacja instalacji oraz jej zastępowanie (transfery uprawnień)	27
2.7	Zarządzanie rezerwą.....	27
2.8	Rezerwa przeznaczona na projekty wspólnych wdrożeń.....	29
2.8.1	Wykorzystanie uprawnień do emisji z puli przeznaczonej na aukcje w celu uniknięcia podwójnego liczenia	29
2.9	Procentowy udział jednostek redukcji emisji (ERU) i jednostek poświadczonych redukcji emisji (CER) wykorzystywanych do rozliczania się z emisji przez prowadzących instalację we wspólnotowym systemie.	29
2.10	Pula uprawnień do emisji przeznaczona na aukcje	30
3	PRZYJĘTA METODYKA OPRACOWANIA KPRU II DLA POLSKI.....	30
3.1	Uwagi ogólne	30
3.2	Podstawowe założenia dotyczące przydziału uprawnień.....	30
4	Proces konsultacji społecznych.....	32

5	PLAN ROZDZIAŁU W SKALI MAKRO – ANALIZA	
MAKROEKONOMICZNA		35
5.1	Historyczny i prognozowany wzrost PKB	35
5.2	Analiza zmian emisyjności krajowej gospodarki	38
5.3	Analiza zmian emisyjności poszczególnych sektorów przemysłu	39
5.3.1	Sektor wytwarzania energii elektrycznej	39
5.3.2	Pozostałe sektory	41
5.4	Zmiany wielkości emisji GHG w latach 1988 – 2004	44
5.4.1	Emisje gazów cieplarnianych	44
5.5	Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania GHG	46
5.5.1	Emisje dwutlenku węgla	48
5.5.2	Porównanie do roku bazowego 1988	49
5.5.3	Trendy emisji dwutlenku węgla	50
6	CAŁKOWITY PRZYDZIAŁ UPRAWNIEŃ DO EMISJI DLA INSTALACJI	
OBJĘTYCH SYSTEMEM WSPÓLNOTOWYM		52
6.1	Całkowita liczba uprawnień do emisji na lata 2008-2012	52
6.2	Krajowa emisja CO ₂ względem zobowiązań z Kioto	52
6.3	Całkowita liczba uprawnień do emisji przeznaczona do rozdziału	53
7	POTRZEBY EMISYJNE POSZCZEGÓLNYCH SEKTORÓW W OKRESIE	
2008-2012		53
7.1	Agregacja sektorowa	53
7.2	Określenie liczby uprawnień do emisji dla sektorów	54
7.2.1	Elektrownie zawodowe	54
7.2.2	Elektrociepłownie	57
7.2.3	Ciepłownie zawodowe	59
7.2.4	Przemysł rafineryjny	60
7.2.5	Przemysł koksowniczy	61
7.2.6	Hutnictwo żelaza i stali	62
7.2.7	Przemysł cementowy	63
7.2.8	Przemysł wapienniczy	64
7.2.9	Przemysł papierniczy	65
7.2.10	Przemysł szklarski	67
7.2.11	Przemysł ceramiczny	67
7.2.12	Przemysł chemiczny	68
7.2.13	Przemysł cukrowniczy	69
7.2.14	Przemysł pozostały	69
8	METODA ROZDZIAŁU UPRAWNIEŃ MIĘDZY PROWADZĄCYCH	
INSTALACJE		71
8.1	Elektrownie zawodowe	71
8.2	Elektrociepłownie	72
8.3	Ciepłownie zawodowe	72
8.4	Przemysł rafineryjny	73
8.5	Przemysł koksowniczy	73
8.6	Hutnictwo żelaza i stali	73
8.7	Przemysł cementowy	73
8.8	Przemysł wapienniczy	73
8.9	Przemysł papierniczy	73
8.10	Przemysł szklarski	73
8.11	Przemysł ceramiczny	74
8.12	Przemysł chemiczny	74

8.13	Przemysł cukrowniczy	74
8.14	Przemysł pozostały	74
9	ZESTAWIENIE ZBIORCZE	75
Załącznik nr 1.....		76

WPROWADZENIE

Przygotowanie krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012 (zwanego dalej KPRU II) wynika z ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. *o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji*¹⁾. Ustawa wraz z aktami wykonawczymi transponuje do prawa polskiego zasady funkcjonowania wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji, które zostały określone w dyrektywie nr 2003/87/WE²⁾, dyrektywie nr 2004/101/WE³⁾, decyzji Komisji nr 2004/156/WE⁴⁾ oraz decyzji nr 280/2004/WE⁵⁾.

W krajowym planie zostały określone:

- całkowita liczba uprawnień do emisji do rozdziału,
- liczba uprawnień do emisji dla poszczególnych rodzajów instalacji,
- wykaz instalacji wraz z przyznaną dla nich liczbą uprawnień do emisji w okresie rozliczeniowym w poszczególnych latach tego okresu,
- liczba uprawnień do emisji stanowiąca krajową rezerwę uprawnień do emisji dla instalacji nowych, w tym: liczbę uprawnień do emisji dla każdego roku dla imiennie wskazanych instalacji nowych, które zostały zgłoszone podczas prac nad krajowym planem,
- liczba uprawnień do emisji, która stanowi pulę przeznaczoną na aukcję,
- liczba uprawnień do emisji, jakie w każdym roku okresu rozliczeniowego będą stanowić krajową pulę uprawnień do emisji dla projektów wspólnych wdrożeń redukujących lub powodujących uniknięcie emisji z instalacji objętych wspólnotowym systemem,
- procentowy udział jednostek redukcji emisji lub jednostek poświadczonej redukcji emisji w przydzielonej liczbie uprawnień do emisji, które mogą być wykorzystane do rocznego rozliczenia.

Polska od 13 grudnia 2002 roku jest stroną Protokołu z Kioto⁶⁾ (zwanego dalej PzK) do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu⁷⁾. Polska przyjęła zobowiązanie do zredukowania wielkości emisji gazów cieplarnianych (zwanymi dalej GC) o 6% w stosunku do emisji z roku 1988.

Wspólnota Europejska zobowiązała się do 8% redukcji wielkości GC. Zobowiązanie to, zgodnie z decyzją Rady nr 2002/358/WE⁸⁾, zostało za zgodą wszystkich piętnastu krajów członkowskich (UE-15) w nierówny sposób rozdzielone na poszczególne państwa. Kierując się zasadą solidarności, państwa członkowskie wspólnoty uzgodniły, że kraje mające

¹⁾ Dz. U. z 2004, Nr 281, poz. 2784,

²⁾ Dyrektywa nr 87/2003/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniająca dyrektywę 91/61/WE Parlamentu europejskiego i Rady (Dz. Urz. L.275 z 25.10.2003 r., str. 32),

³⁾ Dyrektywa 2004/101/WE z dnia 27 października 2004 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto (Dz. Urz. L.338 z 13.11.2004 r., str.18),

⁴⁾ Decyzji Komisji nr 2004/156/WE z dnia 29 stycznia 2004 r. ustanawiająca wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych w myśl dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. L 59 z 26.02.2004 r., str.1),

⁵⁾ Decyzja nr 280/2004/WE z dnia 11 lutego 2004 roku dotycząca mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych Wspólnoty oraz wdrażania Protokołu z Kioto (Dz. Urz. L 49 z 19.02.2004 r., str. 1),

⁶⁾ Protokół z Kioto (Dz. U. z 2005 r. Nr 2003, poz. 1684),

⁷⁾ Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (Dz. U z 1996 r. Nr 53, poz. 238).

⁸⁾ Decyzja Rady z dnia 25 kwietnia 2002 r. dotycząca zatwierdzenia przez Wspólnotę Europejską Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu i wspólnej realizacji wynikających z niego zobowiązań (Dz. Urz. L130 z 15 maja 2002 r., str.1).

największy gospodarczy dystans do nadrobienia, będą mogły zwiększać swoje emisje w latach 2008 – 2012 w stosunku do roku 1990. Dotyczy to Portugalii (27%), Grecji (25%), Hiszpanii (15%) i Irlandii (13%). Inne państwa zobowiązały się natomiast do większej redukcji, w tym Luksemburg (28%), Niemcy i Dania (21%), Austria (13%) i Wielka Brytania (12,5%). Nie ulega wątpliwości, że takie rozwiązanie, nawiązujące do najlepszych tradycji integrującej się Europy, stanowi znaczącą pomoc w rozwoju gospodarczym tych państw.

Polska, podobnie jak pozostałe państwa, które przystąpiły do Unii Europejskiej z dniem 1 maja 2004 r., musi do roku 2012 indywidualnie wywiązywać się ze zobowiązań, jakie zostały przez nią przyjęte w PzK. Dlatego też niezwykle istotne dla sposobu odczytywania przez Polskę zobowiązań w zakresie redukcji wielkości emisji GC jest tło gospodarcze oraz sytuacja w poszczególnych sektorach gospodarczych, jakie weszły do wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (zwanego dalej wspólnotowym systemem).

Dzięki trwającemu od końca lat 80. XX wieku procesowi transformacji gospodarczej oraz ogromnym nakładom na ochronę środowiska, Polska dysponuje dzisiaj znaczącą rezerwą emisyjną w stosunku do przyjętego w ramach PzK celu redukcji wielkości emisji w latach 2008 – 2012. Ten niewątpliwym sukces został jednak okupiony wysokimi kosztami społecznymi, w tym blisko 20% bezrobociem.

Przy opracowaniu KPRU II konieczne jest również uwzględnienie specyficznej struktury zużycia nośników energii. Dla Polski, której sektor energetyczny oparty jest w przeważającej mierze na wykorzystaniu węgla kamiennego i brunatnego, jest to zagadnienie kluczowe z punktu widzenia długofalowej polityki w zakresie bezpieczeństwa energetycznego państwa. Największe znaczenie dla emisji CO₂ w Polsce mają procesy spalania w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła. Struktura zużycia paliw w polskiej energetyce należy do specyficznych z uwagi na tak dużą, w porównaniu z innymi krajami UE, skalę zużycia własnych paliw węglowych. Działania w zakresie modernizacji potencjału wytwarzania i zmniejszania energochłonności naszej gospodarki mogą przynieść dalsze redukcje emisji do środowiska, w tym także wielkości emisji GC. Jednakże Polska wykorzystywała już najtańsze sposoby redukcji wielkości emisji, a w części sektorów osiągnięto już maksymalne możliwe technicznie poziomy redukcji. Zatem każde następne działania redukcyjne wymuszają niezwykle wysokie nakłady finansowe, na realizację których gospodarka polska nie jest przygotowana. Ponadto duże inwestycje związane z osiągnięciem dodatkowej redukcji wielkości emisji wymagają czasu i dlatego taka redukcja wielkości emisji będzie widoczna dopiero po roku 2012.

Zgodnie z preambułą i art. 1 dyrektywy nr 2003/87/WE, jej celem jest stworzenie możliwości realizacji zobowiązań redukcyjnych Wspólnoty Europejskiej i jej Państw Członkowskich w sposób bardziej skuteczny, poprzez efektywny europejski rynek handlu uprawnieniami do wielkości emisji GC, przy możliwie jak najmniejszym ograniczeniu rozwoju gospodarczego i poziomu zatrudnienia.

Protokół z Kioto określił, że podejmowane po roku 1990 działania w zakresie zalesiania i wylesiania gruntów powinny być uwzględniane przy rozliczaniu się przez kraje strony, związane tym protokołem, z zobowiązań w zakresie łagodzenia efektu cieplarnianego (art.3 ust.3 protokołu z Kioto). Pomimo to dyrektywa nr 2003/87/WE jak i dyrektywa nr 2004/101/WE, w obecnym kształcie wykluczają prowadzących gospodarstwa leśne z wspólnotowego systemu handlu emisjami. Polska postuluje o zmianę dyrektywy nr 2003/87/WE poprzez uwzględnienie lasów we wspólnotowym systemie. W przypadku zmiany dyrektywy nr 2003/87/WE prowadzącym gospodarstwa leśne zostałyby rozdzielona rezerwa uprawnień do emisji w wysokości 2 580 000 Mg CO₂.

Jako jedno z dwudziestu pięciu państw członkowskich Unii Europejskiej (zwanymi dalej UE-25), chcemy w pełni wykorzystać sytuację, w jakiej znaleźliśmy się po 1 maja 2004 roku, aktywnie realizując działania dotyczące redukcji wielkości emisji GC.

Prace dotyczące przygotowania KPRU II kontynuują założenia przyjęte przy opracowaniu Pierwszego Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do Emisji na lata 2005-2007 (zwanego dalej KPRU I).

Przeprowadzone w Polsce w roku 2004 po raz pierwszy na taką skalę konsultacje i negocjacje z branżami przemysłowymi są wielkim dorobkiem i doświadczeniem, które w bardzo dużym stopniu pomogły w partnerskiej współpracy przy wdrażaniu KPRU I, oraz opracowywaniu KPRU II. Zarówno KPRU I jak i KPRU II zostały opracowane przy wykorzystaniu przygotowanych przez samorządy gospodarcze strategii rozwoju poszczególnych branż i starano się uwzględnić w nich uzasadnione zapotrzebowanie na uprawnienia dla emisji.

W przypadku Polski, prace związane z przygotowaniem KPRU II, uwidocznily potrzebę pilnej analizy i aktualizacji *II Polityki Ekologicznej Państwa, Polityki Klimatycznej Polski, Polityki Energetycznej do 2025 roku* oraz *Strategii rozwoju energetyki odnawialnej*.

1 KLUCZOWE ELEMENTY KPRU

1.1 Cele i wymagania dyrektywy nr 2003/87/WE odnośnie KPRU II

KPRU II został przygotowany zgodnie z dyrektywą nr 2003/87/WE, w której w załączniku I zostały określone działania, odpowiedzialne za emisję CO₂ i objęte wspólnotowym systemem. KPRU II wypełnia 11 kryteriów określonych w załączniku III ww. dyrektywy w odniesieniu do krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji.

1. *Łączna wielkość emisji objętych uprawnieniami przeznaczonymi do rozdziału w danym okresie powinna być zgodna ze zobowiązaniem Państwa Członkowskiego do ograniczenia emisji na mocy Decyzji 2002/358/WE i Protokołu z Kioto, z uwzględnieniem, z jednej strony, stosunku łącznej wielkości emisji objętych takimi uprawnieniami do wielkości emisji ze źródeł nieobjętych postanowieniami niniejszej dyrektywy oraz, z drugiej strony, krajowych polityk energetycznych. Powinna być także zgodna z krajowym programem zmian klimatycznych. Łączna liczba uprawnień, które będą alokowane, nie może być większa niż prawdopodobna liczba potrzebna do ścisłego zastosowania każdego z kryteriów. Przed rokiem 2008 liczba ta powinna być zgodna z obraną ścieżką co najmniej osiągnięcia celu wyznaczonego dla każdego Państwa Członkowskiego na mocy Decyzji 2002/358/WE⁹⁾ i Protokołu z Kioto;*

Polska potwierdza i akceptuje tę zasadę, dysponując obecnie znaczną rezerwą (ok.130 mln Mg) w stosunku do zobowiązań podjętych w 1997 roku w Kioto. Nawet najbardziej optymistyczne prognozy rozwoju gospodarczego nie dają podstaw, by cel w postaci osiągnięcia 6% redukcji emisji w latach 2008 – 2012 został zagrożony.

Istotny jest element wiążący te cele z kierunkami zakładanymi w *Polityce Energetycznej Polski do 2025 roku, Polityce Klimatycznej Polski oraz Strategią Rozwoju Energetyki Odnawialnej*. Obecnie wiadomym jest, że dokumenty te będą zweryfikowane, ze względu na zmiany prognoz rozwojowych, które spowodowane są zmianami w strukturze zużywanych paliw. Aktualizacja ww. dokumentów jest niezbędna, ze względu na cele zakładane w *Polityce Klimatycznej Polski* (30%-40% redukcji wielkości emisji GC do 2020 r.), które wydają się trudne do zrealizowania, gdyż wymagałyby redukcji o ponad 100 mln Mg CO₂ w ciągu najbliższych lat. Istotnym elementem redukcji GC jest promocja wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Polska dąży do wypełnienia celu indykatywnego, jakim jest 7,5% udział energii odnawialnej w zużyciu energii elektrycznej w 2010 roku.

2. *Łączna liczba uprawnień, które mają być alokowane, powinna być zgodna z ocenami faktycznego i przewidywanego postępu w dziedzinie przyczynienia się przez Państwa Członkowskie do spełnienia zobowiązania Wspólnoty podjętego na mocy Decyzji 93/389/EWG¹⁰⁾;*

Polska potwierdza, że bilansując wielkości emisji GC i porównując je ze swoimi indywidualnymi zobowiązaniami – nie widzi zagrożeń dla realizacji zobowiązań PzK.

3. *Liczba uprawnień, które mają być alokowane, powinna być zgodna z potencjałem redukcji emisji w rodzajach działalności objętych programem, w tym z potencjałem technologicznym. Państwa Członkowskie mogą opierać się przy rozdziale uprawnień na średnich wartościach emisji gazów cieplarnianych według produktu w każdym rodzaju*

⁹⁾ Decyzja Rady 2002/358/WE z dnia 25 kwietnia 2002 r. dotycząca zatwierdzenia przez Wspólnotę Europejską Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu i wspólnej realizacji wynikających z niego zobowiązań (Dz. Urz. L. 130 z dnia 1 maja 2002 r., str. 1),

¹⁰⁾ Decyzja Rady 93/389/EWG z 24 czerwca 1993 r. w sprawie mechanizmu monitorowania emisji CO₂ i innych gazów cieplarnianych we Wspólnocie (Dz. Urz. L. 167 z 9.7.1993, str. 31) decyzja 280/2004 zmieniła i zastąpiła Decyzję 93/389/EWG.

działalności oraz możliwym do osiągnięcia postępie w ramach każdego rodzaju działalności;

Polska potwierdza, że przenosząc wymagania dyrektywy nr 96/61/EWG¹¹⁾ do ustawy *Prawo ochrony środowiska*¹²⁾, które obowiązują od dnia 1 października 2001 r. – uruchomiła proces stopniowego wdrażania najlepszych dostępnych technik. W celu wyznaczenia przydziału uprawnień w drugim okresie rozliczeniowym zastosowano w szerokim zakresie metodę wskaźnikową (*benchmarking*), powszechnie uznawaną za najbardziej skuteczną.

4. *Plan powinien być zgodny z innymi prawnymi i politycznymi instrumentami Wspólnoty. Uwzględnić należy nieuniknione zwiększenie emisji wynikające z nowych wymogów prawnych;*

Opracowany KPRU II jest w tym zakresie kontynuacją założeń przyjętych do opracowania KPRU I. W drugim okresie rozliczeniowym również uwzględniono wymagania regulacji unijnych w odniesieniu do aktywności energetycznych (dyrektywa nr 2001/80/WE¹³⁾) oraz sektora rafineryjnego (dyrektywy nr: 1999/32/WE¹⁴⁾, 2003/17/WE¹⁵⁾ oraz 2003/30/WE¹⁶⁾).

5. *Plan nie może prowadzić do dyskryminacji pomiędzy spółkami lub sektorami, w sposób bezzasadny premiując określone podmioty lub rodzaje działalności. Winien być zgodny z postanowieniami Traktatu, a w szczególności z art. 87 i 88;*

Podobnie jak w przypadku KPRU I, przygotowując KPRU II, Polska, prowadząc długotrwałe dyskusje i konsultacje z branżami, uzyskała porozumienie w zakresie zaproponowanego podziału uprawnień do emisji pomiędzy poszczególne sektory. Zaakceptowano i uznano, że sposób rozdziału uprawnień do emisji w ramach sektorów oraz pomiędzy prowadzącymi instalacje nie narusza zasad konkurencyjności.

6. *Plan powinien zawierać informacje na temat sposobu objęcia nowych uczestników rynku programem wspólnotowym w danym Państwie Członkowskim;*

W drugim okresie rozliczeniowym planowane jest oddanie do eksploatacji znacznej liczby instalacji, które będą objęte wspólnotowym systemem. W KPRU II zabezpieczono odpowiednią liczbę uprawnień do emisji, będących krajową rezerwą. Liczba ta mieści się

¹¹⁾ Dyrektywa nr 96/61/WE z dnia 24 września 1996 r., w sprawie zintegrowanego zapobiegania i ograniczania zanieczyszczeń (Dz. Urz. L 27z 10 października 1996 r., str. 26),

¹²⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2001 r. Nr 115, poz.1229, z 2002 r. Nr 74, poz.676, Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz.1271, Nr 233, poz.1957, z 2003 r. Nr.46, poz. 392, Nr 80, poz. 717 i 721, Nr 162, poz.1568, Nr 175, poz. 1693, Nr 190, poz. 1865, Nr 217, poz. 2124, z 2004 r. Nr 19, poz. 177, Nr 49, poz. 464, Nr 70, poz. 631, Nr 91, poz. 875, Nr 92, poz. 880, Nr 96, poz. 959, Nr 121, poz. 1263, Nr 273, poz. 2703, Nr 281, poz. 2784, z 2005 r. Nr 25, poz. 202, Nr 62, poz. 552, Nr 113, poz. 954, Nr 130, poz. 1087, Nr 132, poz. 1110, Nr 163, poz. 1362, Nr 62, poz. 552, Nr 167, poz. 1399, Nr 169, poz. 1420, Nr 175, poz.1458,

¹³⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (Dz. Urz. WE L 309 z 27.11.2001, str. 1, Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 15, t.06, str. 299),

¹⁴⁾ Dyrektywą Rady nr 1999/32/WE z dnia 26 kwietnia 1999 r. w odniesieniu do zawartości siarki w paliwach okrętowych (Dz. Urz. WE L 121 z 11maja 1999 r., str. 13),

¹⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/17/WE z dnia 3 marca 2003 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do jakości benzyny i olejów napędowych (Dz. Urz. WE L 76 z 22 marca2003r., str. 10),

¹⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych za 2004 r. (Dz. Urz. WE L 123 z 17 maja 2003 r., str. 42).

w limicie krajowym i nie zagraża przekroczeniu zobowiązań Polski zapisanych w PzK. Szczegółowe informacje na temat rezerwy znajdują się w dokumencie.

7. *Plan może uwzględniać wczesne działania redukcyjne oraz zawierać informacje na temat sposobu ich uwzględniania. Układy odniesienia (benchmarking), ustalone na podstawie dokumentów referencyjnych dotyczących najlepszych dostępnych technologii, mogą zostać wykorzystane przez Państwa Członkowskie przy opracowywaniu Krajowych Planów Rozdziału oraz mogą zawierać w sobie element przewidujący wczesne działania;*

Obecnie, podobnie jak w KPRU I, Polska uznaje za wczesne takie działania, które po roku 1988 były podejmowane bezpośrednio w instalacjach objętych wspólnotowym systemem i przyczyniły się do trwałego obniżenia jednostkowych emisji CO₂. W szczególności sposób premiowane są działania związane z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. W takim przypadku tytułem premii za wcześniejsze działania, uprawnienia odpowiadające wielkości unikniętej emisji przyznawane są prowadzącym instalacje.

8. *Plan powinien zawierać informacje na temat sposobu uwzględnienia „czystej” technologii, w tym technologii wysoko efektywnych energetycznie;*

Polska w tym zakresie wyróżniła produkcję energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu. Potencjał efektywnościowy został uwzględniony w przydziałach poprzez przyznanie tzw. premii kogeneracyjnej, wyznaczonej zgodnie z określonym w dyrektywie nr 2004/8/WE¹⁷⁾ sposobem obliczania oszczędności paliwa.

9. *Plan powinien opisywać uwagi zgłoszone przez społeczeństwo oraz informacje na temat rozwiązań, dzięki którym uwagi te zostaną należycie uwzględnione przed podjęciem decyzji o rozdziale uprawnień;*

Niniejszy dokument został poddany konsultacjom społecznym, zgodnie z procedurą obowiązującą w polskim systemie prawnym. Szczegółowy przebieg i wyniki konsultacji społecznych zostały przedstawione w dokumencie.

10. *Plan powinien zawierać wykaz instalacji, do których mają zastosowanie postanowienia niniejszej dyrektywy, wraz z podaniem liczby uprawnień, które mają zostać alokowane każdej z nich;*

Wykaz instalacji zakwalifikowanych do uczestnictwa we wspólnotowym systemie będzie stanowić załącznik do KPRU II. Podstawą do opracowania tego wykazu była lista prowadzących instalacje objętych wspólnotowym systemem, sporządzona w ramach KPRU I, zaktualizowana przez Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (zwanego dalej KASHUE). KASHUE odpowiedzialny jest za prowadzenie rejestru uprawnień i posiada bazę informacji o prowadzących instalacje objętych wspólnotowym systemem.

11. *Plan może zawierać informacje na temat sposobu uwzględniania faktu istnienia konkurencji ze strony krajów lub podmiotów spoza Unii.*

Polska uważa, że nie uwzględnienie rzeczywistego zapotrzebowania na uprawnienia do emisji będzie skutkowało przenoszeniem produkcji do krajów spoza Unii Europejskiej. Stąd wobec braku zagrożeń w wypełnieniu zobowiązań PzK w KPRU II starano się zaspokoić uzasadnione potrzeby prowadzących instalacje funkcjonujących na terenie kraju.

¹⁷⁾ Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 w sprawie promocji kogeneracji opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii (Dz. Urz. L 2 z 22 lutego 2004r., str. 5).

1.2 Wytyczne uzupełniające do przygotowywania krajowych planów rozdziału na lata 2008-2012

Eksperti Komisji Europejskiej (zwanej dalej KE) zebrali i przeanalizowali doświadczenia z okresu przygotowywania i zatwierdzania krajowych planów na pierwszy okres rozliczeniowy, w wyniku czego 22 grudnia 2005 r. został opublikowany Komunikat *Uzupełniające wytyczne w sprawie planów przydziału na okres obrotowy 2008–2012 w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych UE*¹⁸⁾. Najistotniejsze z punktu widzenia przygotowywania KPRU II wytyczne omówiono w następujący sposób:

1. *Komisja uważa za niezbędne osiągnięcie większej spójności działań państw członkowskich, ale z pełnym uwzględnieniem różnego ich zaawansowania w realizacji zobowiązań Protokołu z Kioto;*

Polska zrealizowała już swoje zobowiązania i w perspektywie 2012 r. nie ma zagrożeń dla utrzymania wielkości emisji CO₂ na poziomie niższym niż wynika z PzK. KPRU II dla Polski uwzględni tę specyficzną sytuację. Należy podkreślić, że mimo realizacji celów z PzK cały czas są podejmowane działania zmierzające do redukcji wielkości emisji GC m.in. przez likwidację lub modernizację nieefektywnych instalacji, które wiążą się z wdrażaniem technologii spełniających wymagania najlepszych dostępnych technik (zwanych dalej BAT). Promowane jest również coraz większe wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, których wykorzystanie co roku wzrasta.

2. *Krajowe plany przydziałów powinny być możliwie proste, szczególnie w zakresie metod przydziału, przystępowania do systemu nowych uczestników oraz zamknięć rachunków (wychodzenia z systemu). Państwa powinny starannie ocenić zasady stosowane w I KPRU pod kątem ich skuteczności i niezbędności i pozostawić te, które są absolutnie nieodzowne;*

Przy opracowywaniu KPRU II wszędzie, gdzie było to możliwe, zastosowano uznawaną za najprostszą i najbardziej skuteczną metodę wskaźnikową (*benchmarking*). Kwestie przystępowania do wspólnotowego systemu nowych uczestników oraz zamknięć rachunków (wychodzenia z systemu) regulują przepisy prawne. W wyniku nowelizacji ustawy zostaną określone szczegółowe wymagania dla nowych uczestników przystępujących do wspólnotowego systemu.

3. *W celu przejrzystości planów Komisja opracowała znormalizowane tabele które są nieodzownym elementem II KPRU. Komisja zachęca też do korzystania ze wspólnego formatu planów, opracowanego dla I KPRU (Komunikat COM (2003) 830). Tabele te zamieszczone zostały w załączniku 10 do niniejszych wytycznych i przewidują przekazanie Komisji informacji o:*
 - wielkości całkowitej emisji CO₂, redukcji emisji w stosunku do roku 2003 i protokołu z Kioto, wielkości emisji w systemie handlu i poza systemem;
 - zmianach PKB, całkowitej emisji CO₂ od roku 1999 do 2012 (prognoza w okresie 2006-2012);
 - zapotrzebowaniu na energię elektryczną z podziałem na paliwa do wytwarzania, wraz z bilansem wymiany międzynarodowej latach 2002–2012;
 - wielkości emisji w latach 2003–2012 w wyróżnionych działach gospodarki;
 - wielkości emisji w latach 2003–2012 w sektorach i przedsiębiorstwach będących w systemie handlu;

¹⁸⁾ Komunikat Komisji COM(2005) 703 "Uzupełniające wytyczne w sprawie planów przydziału na okres obrotowy 2008-2012 w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych UE.

- emisji w latach 2002 i 2003 w porównaniu z rocznym przydziałem uprawnień na I i II okres z podziałem na wyróżnione sektory gospodarki;
- planach w zakresie wykorzystania mechanizmów JI (ERU), CDM (CER) oraz handlu międzynarodowego (AAU);
- mechanizmie wprowadzania do systemu nowych uczestników, zamknięciach oraz ewentualnej aukcji uprawnień;
- charakterystyce obiektów, które mają pojawić się w systemie;
- przewidywanych relacjach między ceną uprawnień do emisji a cenami podstawowych surowców energetycznych w latach 2005-2012.

Polska, stosując się do powyższych zaleceń, w momencie uzyskania najbardziej wiarygodnych danych dołączy do KPRU II określone w wytycznych KE znormalizowane tabele z danymi historycznymi oraz prognozami, dotyczącymi parametrów gospodarczych i emisyjności, w takim zakresie, w jakim możliwe będzie pozyskanie wiarygodnych danych.

4. *Trzymiesięczny okres, jaki ma KE na rozpatrzenie planu, będzie rozpoczynał swój bieg wyłącznie po przedłożeniu kompletnego planu rozdziału;*

KPRU II stanowi jednolity dokument, w którym określono rozdział uprawnień na sektory i poszczególne instalacje. Do akceptacji KE został przedłożony dokument wraz z rozdziałem na poszczególne sektory. Ze względu na ograniczenia czasowe trwają jeszcze prace związane z ostatecznym określeniem przydziałów uprawnień do emisji dla poszczególnych prowadzących instalacje. Sposób rozdziału uprawnień do emisji na poszczególne instalacje nie będzie miał wpływu na zwiększenie całkowitej liczby uprawnień do emisji.

5. *Wielkość przydziałów uprawnień powinna odpowiadać potencjałowi technologicznemu i ekonomicznemu działalności objętej handlem. Komisja dowodzi, że wzrost PKB jest związany na tyle z postępem technologii, że zmniejszenie emisyjności odniesionej do jednostki PKB następuje szybciej niż sam wzrost PKB, a tym samym wzrost PKB generuje obniżkę emisji. Na tej podstawie Komisja stwierdza, że niektóre państwa muszą swoje limity obniżyć w stosunku do I KPRU, a inne mogą te limity utrzymać. Komisja zakłada proporcjonalne zmniejszanie się zarówno emisji będącej w systemie handlu, jak i tej pozostającej poza tym systemem;*

Polska jako kraj w transformacji gospodarczej, jak wskazują prognozy, osiągnie wyższe wskaźniki wzrostu PKB niż wskaźniki zmniejszenia emisyjności. W tej sytuacji utrzymanie całkowitej liczby uprawnień do emisji z KPRU I będzie istotnym hamulcem rozwoju gospodarki i będzie mogło zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu kraju. Szczegółowe uzasadnienie w tym zakresie zostało przedstawione w dokumencie.

6. *Krajowy plan przydziałów musi uwzględniać maksymalną ilość CER i ERU, która może być wykorzystana przez operatorów w ramach systemu handlu (EU ETS);*

Polska przyjmuje, że prowadzący instalacje objęte wspólnotowym systemem będą miały możliwość zwiększenia puli uprawnień do emisji w ramach mechanizmów wspólnych wdrożeń (JI) i mechanizmów czystego rozwoju (CDM) – jednostki ERU i CER. W KPRU II zarezerwowano liczbę uprawnień do emisji związanych ze stosowaniem mechanizmów JI w wysokości 1 800 000 uprawnień rocznie.

7. *Państwa członkowskie mają wolną rękę w wyborze czy limity CER i ERU powinny być stosowane osobno dla każdej instalacji, czy łącznie dla wszystkich. Zalecane jest określenie limitu na cały okres rozliczeniowy łącznie dla wszystkich instalacji;*

Polska dostosowała się do tego zalecenia. Liczba uprawnień do emisji na cały okres rozliczeniowy została określona łącznie dla wszystkich instalacji.

8. *Komisja uważa za konieczne, aby przy opracowywaniu rozdziału uprawnień na instalacje w KPRU II nie były wykorzystywane dane z okresu KPRU I;*

Polska wypełnia to zalecenie, opierając KPRU II w jak największym stopniu na metodzie wskaźnikowej (*benchmarking*) oraz szerokich konsultacjach w ramach sektorów gospodarki, objętych KPRU II. W celu zweryfikowania otrzymanych informacji zdecydowano się na porównanie tych danych z informacjami historycznymi oraz uwiarygodnionymi planami rozwoju.

9. *Komisja uważa za niewłaściwe utrzymywanie specjalnych rezerw na poziomie instalacji dla emisji pochodzących z procesów technologicznych;*

Polska w pełni stosuje się do tego zalecenia.

10. *Komisja przychylnie będzie oceniała wykorzystanie do rozdziału uprawnień na instalacje metod porównawczych (metoda wskaźnikowa, *benchmarking*), szczególnie dla nowych uczestników w sektorze energetycznym;*

Sektorowe wskaźniki emisyjności zostały wykorzystane przy rozdziale uprawnień do emisji pomiędzy prowadzących instalacje wszędzie tam, gdzie jest to możliwe. Metoda ta nie wzbudziła sprzeciwów prowadzących instalacje w sektorach objętych wspólnotowym systemem.

11. *Państwa członkowskie mogą 10% uprawnień rozdysponować na drodze aukcji. Dochody z aukcji mogą być wykorzystane do pokrycia kosztów administrowania systemem oraz dla celów rządowych zakupów jednostek Kioto (AAU);*

Polska przewiduje wprowadzenie aukcji na poziomie 1% całkowitej liczby uprawnień do emisji. Ponieważ określona w KPRU II krajowa rezerwa przeznaczona jest na potrzeby nowych instalacji do spalania paliw, w przypadku opóźnień w realizacji tych inwestycji, zaspokojenie zwiększonego zapotrzebowanie na energię będą musiały przejąć instalacje istniejące. Uprawnienia niezbędne dla zwiększenia produkcji prowadzący instalacje będą mogli dokupić na aukcji. Zostanie opracowany mechanizm przekazywania na aukcję niewykorzystanych uprawnień do emisji z krajowej rezerwy.

12. *Nie powinno być sytuacji gdzie w różnych krajach taki sam typ instalacji jest lub nie jest objęty systemem. Niezbędna jest spójna interpretacja Dyrektywy. Komisja uważa, że szczegóły, pozwalające prawidłowo zdefiniować instalację spalającą, podano w załączniku do wytycznych;*

W opracowanym KPRU II Polska pozostawia definicje instalacji spalania zgodną ze stosowaną w KPRU I. Szczegółowe uzasadnienie w tym zakresie zostało przedstawione w dokumencie.

13. *Komisja uważa, że instalacje o mocy jednostkowej mniejszej niż 3 MW nie powinny być agregowane w ramach przedsiębiorstwa i wprowadzane do systemu;*

Polska nie uwzględnia w KPRU II instalacji o mocy jednostkowej mniejszej niż 3 MW.

14. *Komisja przypomina, że przy opracowywaniu KPRU II obowiązują kryteria zamieszczone w Załączniku III do Dyrektywy oraz opracowane przez Komisję wytyczne do KPRU I. Kluczowe przesłania z tych wytycznych Komisja przypomina ponownie;*

KPRU II dla Polski został przygotowany zgodnie z wytycznymi, zamieszczonymi w dyrektywie nr 2003/87/WE oraz dokumentach COM (2003) 830 i COM (2005) 703.

15. *W celu oceny prawidłowości działań prowadzących do realizacji zobowiązań protokołu z Kioto, poszczególne kraje wraz z projektem KPRU II są zobowiązane przedłożyć*

dotatkowe informacje potwierdzające inne niż system handlu działania i stosowane środki.

Pomimo faktu, że Polska obecnie wypełniła już zobowiązania PzK podejmowane są działania inne niż system handlu. Szczegółowe uzasadnienie w tym zakresie zostało przedstawione w dokumencie.

16. *Komisja rekomenduje zapewnienie, że rezerwa pozostawiona dla nowych instalacji nie była uzupełniana po jej wyczerpaniu, aby przydziały nie przyznane zamkniętym instalacjom nie były anulowane lub sprzedawane na licytacji oraz aby nie dokonywać przydziałów na planowane potrzeby nowych instalacji.*

Polska jest krajem z gospodarką w okresie transformacji, wobec tego przydział uprawnień z krajowej rezerwy uprawnień do emisji dla instalacji nowych jest mechanizmem promującym „czyste” inwestycje ekologicznie i działania redukcyjne. Zgodnie z regulacjami dyrektywy nr 2003/87/WE, wspólnotowy system nie może ograniczać rozwoju gospodarczego kraju. Polska widzi potrzebę kontrolowania wprowadzania uprawnień do emisji do obrotu, w związku z powyższym zamykanie instalacji powoduje konieczność rozliczenia się z niewykorzystanych uprawnień do emisji. Jednocześnie umożliwia to powrót niewykorzystanych uprawnień do emisji do krajowej rezerwy i przydzielenie ich na potrzeby instalacji nowych, które nie uzyskały jeszcze przydziału. Działania te nie powodują zmiany całkowitej liczby uprawnień do emisji.

1.3 Nowe państwa członkowskie a rozwiązania zawarte w dyrektywie nr 2003/87/WE

Polska w pełni podtrzymuje swoje stanowisko zawarte w KPRU I.

Analiza postanowień dyrektywy oraz związanych z nią dokumentów wydanych przez KE dowodzi, że dokumenty te sporządzone zostały głównie z myślą o wspólnej realizacji *Burden Sharing Agreement* przez państwa UE-15. Wspólnym mianownikiem tych dokumentów jest położenie akcentu na konieczność takiej konstrukcji planów rozdziału, która zapewni osiągnięcie wspólnotowego celu emisyjnego z PzK, czyli 8% redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W tym kontekście uwagę zwraca brak uwzględnienia w dyrektywie nr 2003/87/WE i związanych z nią dokumentach KE specyficznej sytuacji nowych Państw Członkowskich, które dziś poza Słowenią, posiadają rezerwę emisyjną w stosunku do celów emisyjnych PzK. Powyższy brak dostosowania został odnotowany w art. 30 ust. 2 dyrektywy: *„Komisja sporządzi raport z realizacji dyrektywy, którego przedmiotem będzie m.in. sposób dostosowania programu wspólnotowego do potrzeb poszerzonej Unii Europejskiej”*. Do czasu sporządzenia takiego raportu, co ma nastąpić do 30 czerwca 2006 r., a więc we wskazanym w dyrektywie terminie sporządzenia planu rozdziału na lata 2008-2012, nie ma wymagań co do sposobu postępowania w takich sytuacjach.

W punkcie 30 preambuły do dyrektywy nr 2003/87/WE powołana jest zasada subsydiarności jako uzasadnienie potrzeby podjęcia na poziomie Unii Europejskiej działań, zmierzających do realizacji zobowiązań PzK. Jednakże zasada ta znajduje zastosowanie tylko w odniesieniu do piętnastu dotychczasowych Państw Członkowskich, które podjęły się wspólnej realizacji zobowiązań PzK i które w większości muszą dokonać znaczących redukcji emisji CO₂.

Mając powyższe na uwadze, przy opracowaniu KPRU II starano się w maksymalnym stopniu pogodzić wymagania dyrektywy nr 2003/87/WE z odmienną od przyjętej przy jej tworzeniu:

- sytuacją Polski w zakresie celów redukcji emisji CO₂;

- obecnym poziomem rozwoju społeczno-gospodarczego w relacji do krajów UE-15 i UE-25,
- potrzebami rozwojowymi gospodarki.

W KPRU II w racjonalny sposób uwzględniono także wyniki gospodarcze Polski osiągnięte w roku 2005 i pierwszych miesiącach 2006.

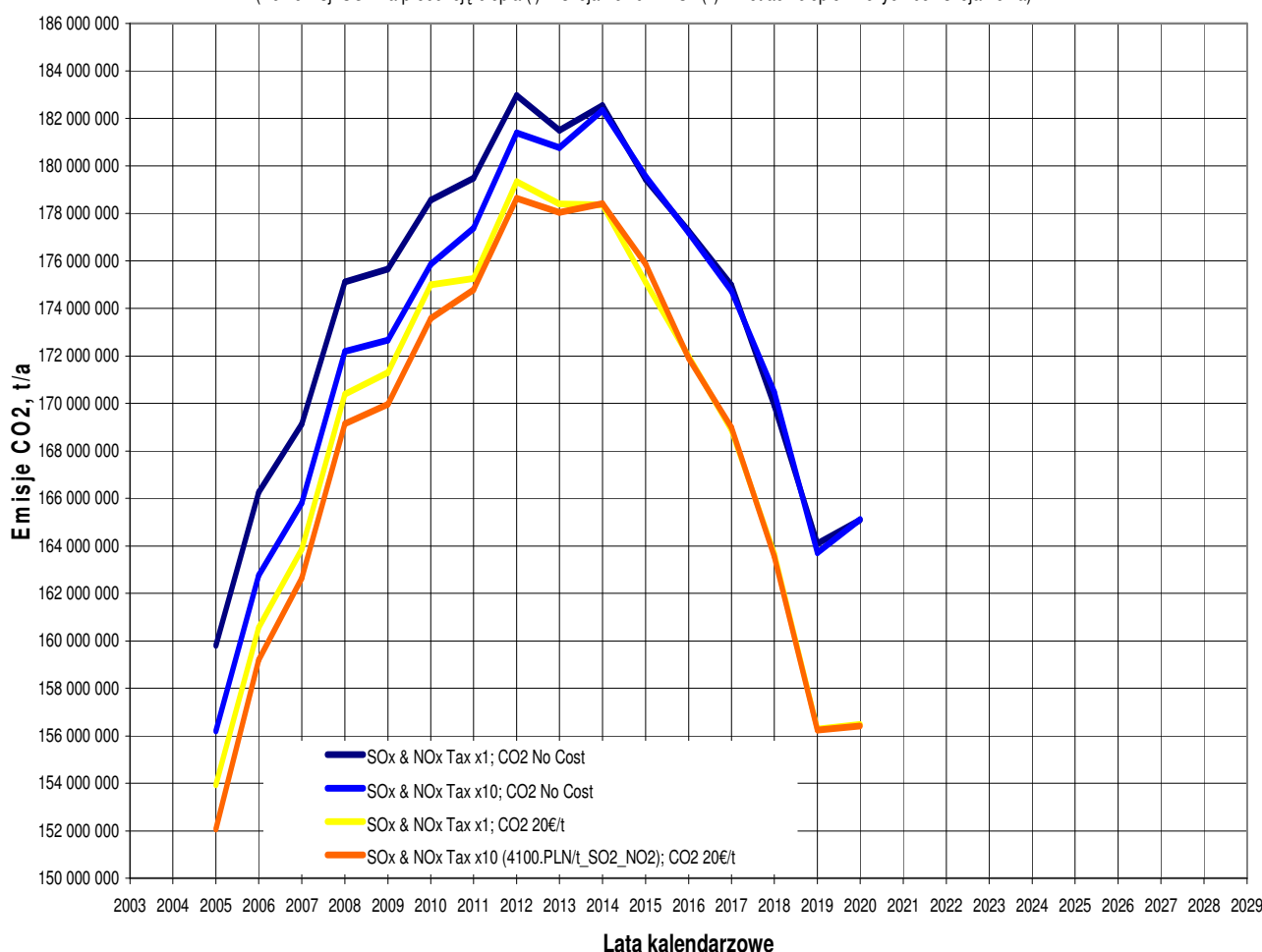
Względy sprawiedliwości przemawiają za tym, aby wymogi dyrektywy nr 2003/87/WE, w tym odnoszące się do krajowych planów rozdziału, były interpretowane w taki sposób, by nie prowadziły do ograniczania rozwoju ciągle jeszcze słabych gospodarek niektórych państw, oczywiście pod warunkiem stworzenia warunków dla wiarygodnej realizacji celów emisyjnych określonych w PzK. Dotyczy to w szczególności przydziału dodatkowych uprawnień do emisji z tytułu skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (kogeneracji). Przydział uprawnień do emisji z tego tytułu nie powinien odbywać się kosztem instalacji, które nie mają podstaw do otrzymania takich premii. Ta grupa instalacji ma prawo do takiej liczby uprawnień do emisji, która pokryje ich uwiarygodnione potrzeby emisyjne.

Należy mieć na uwadze fakt, że dyrektywa nr 2003/87/WE jest instrumentem realizacji celów emisyjnych z Kioto po najniższych kosztach, a nie celem samym w sobie lub instrumentem prowadzącym - paradoksalnie - do obniżenia konkurencyjności gospodarek państw członkowskich Unii Europejskiej.

1.4 Przegląd polityk i strategii dotyczący redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W *Polityce Klimatycznej Polski* założono redukcje emisji GC o 30% - 40% do 2020 r. Dziś widać, że założenie to będzie trudne do realizacji, ze względu na zmniejszenie potencjału redukcyjnego w zmodernizowanych sektorach. Fizycznie nie ma możliwości większego zredukowania wielkości emisji w zmodernizowanych sektorach, a w pozostałych gałęziach gospodarki redukcja emisji GC pociąga za sobą wysokie nakłady finansowe co powoduje, że w tak krótkim czasie (7 lat) Polska gospodarka nie będzie w stanie udźwignąć wszystkich obciążeń z tego tytułu.

W ostatnich latach XX-wieku w Polsce zaszły duże zmiany gospodarcze, które wpłynęły na redukcję emisji CO₂. Można wyróżnić tu dwa procesy redukcji emisji; jednym z nich było zamykanie nierentownych zakładów, drugim prywatyzacja gospodarki, jaka miała miejsce w latach 90. I tak sektory, które w latach 90. zostały sprywatyzowane poniosły duże nakłady finansowe na modernizację związane z zastosowaniem nowoczesnych technologii, przykładem takiego sektora jest branża cementowa, która w chwili obecnej jest jedną z najnowocześniejszych w świecie. Najważniejszą branżą z punktu widzenia redukcji emisji jest sektor energetyczny. Obecnie rozpoczyna się proces modernizacji istniejących i budowy nowych bloków energetycznych, spowodowane to jest wypełnieniem zobowiązań wynikających z dyrektywy nr 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw i dotyczy redukcji emisji SO₂. Przyjęty program modernizacji tego sektora zakłada spadek wielkości emisji CO₂ po roku 2014 i osiągnięciu w roku 2019 wartości 156 mln. ton CO₂ (Rys. 1.1)

Emisje CO₂ NA PRODUKCJE Energii Elektrycznej TYLKO ze źródeł LCP w energetyce(Bez emisji CO₂ na produkcję ciepła (i) w skojarzeniu w EC i (ii) w kotłach ciepłowniczych bez skojarzenia)Rys.1.1.1. Prognozowane emisje CO₂ ze źródeł LCP¹⁹⁾

W sektorach pozostających poza wspólnotowym systemem największe wzrosty emisji zanotowano w transporcie. Obecne prognozy szacują, że w latach 2001 – 2015 wielkość emisji CO₂ z tego sektora wzrosną o 65% procent, do 44,6 mln Mg. Powoduje to konieczność rewizji założeń przyjętych w *Polityce Klimatycznej Polski* i uaktualnienia jej ze względu na możliwości przeniesienia przez polską gospodarkę obciążeń wynikających z podejmowanych działań redukcyjnych.

W *Polityce Energetycznej Polski do 2025 roku* zostały określone cele związane z ochroną środowiska między innymi:

- **zmiana struktury nośników energii** poprzez większe wykorzystanie odnawialnych źródeł energii oraz paliw węglowodorowych w ogólnym bilansie energii pierwotnej,
- **stosowanie czystej technologii węglowych,**
- **stosowanie w transporcie drogowym oraz do celów opałowych paliw ciekłych o polepszonych właściwościach ekologicznych,**
- **wprowadzenie mechanizmów umożliwiających ograniczenie emisji.**

Ze względu na ogólną tendencję światową dotyczącą wzrostu ceny ropy naftowej i gazu ziemnego oraz problem z dywersyfikacją źródeł dostaw paliw, przy akceptowalnym

¹⁹⁾ Prezentacja „Analiza wdrożenia Polskiego KPRU 2008-2012” Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektryczne, 12 czerwca 2006 r.

poziomie kosztów oraz przewidywanych potrzebach, konieczne jest przeprowadzenie rewizji *Polityki Energetycznej Polski do roku 2025*.

W 2001 roku Sejm przyjął *Strategia rozwoju energetyki odnawialnej*, która określiła cele ilościowe - 7,5%²⁰⁾ udziału w zużyciu nośników energii pierwotnej do roku 2010 i 14% do roku 2020. W zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przyjęty cel w rozporządzeniu wynosi 9%²¹⁾. Ponadto *Prawo energetyczne* stworzyło warunki do rozwoju rynku „zielonej” elektryczności przez obligatoryjne kwoty jej wytwarzania oraz system zielonych certyfikatów wraz ze świadectwami pochodzenia. Zgodnie ze zmianami wytwórcy „zielonej” energii są zobowiązani do nabycia i następnie umorzenia przez Urząd Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia. Nie wypełnienie zobowiązania wiąże się z karą w wysokości 130% ceny zakupu i jest ona przekazywana do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, i może być wykorzystana jedynie na wpieranie energetyki odnawialnej. W roku 2005 kara wynosiła 240 zł/MWh.

Powoli otwiera się rynek biopaliw, ale jest jeszcze wiele do zrobienia. Sejm przyjął ustawę z dnia 2 października 2003 r. *o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych*²²⁾. Szacuje się, że w roku 2010 można będzie osiągnąć 5% udział biopaliw w ogólnym zużyciu paliw w transporcie.

Tablica 1.1. Udział OZE w zużyciu pierwotnych nośników energii

	2000	2001	2002	2003	2004
	tysiące toe				
Zużycie pierwotnych nośników	90 050	90 039	89 185	93 189	91 705
OZE	3 801	4 076	4 139	4 157	4 315
W tym :					
Geotermalna	3	3	6	7	8
Biomasa	3 587	3 830	3 901	3 929	4 062
Wiatr	0,5	1,0	5,0	11,0	12,0
Wodna	181	200	196	144	179
Udział OZE ogółem	4,2%	4,5%	4,6%	4,5%	4,7%

Źródło: „Polska polityka energetyczna deklaracje i rzeczywistość” Instytut na Rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2006 r

Ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii sprzedanej odbiorcom końcowym w roku 2005 wyniosła 107 000 000 MWh, co stanowiło 3,51% udziału w całkowitej ilości energii sprzedanej odbiorcom końcowym, przy poziomie obowiązku określonym rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia*,

²⁰⁾ Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 31 sierpnia 2005 r. w sprawie ogłoszenia raportu określającego cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej w latach 2005-2014 (M.P. Nr 53, poz. 731),

²¹⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 261, poz. 2187),

²²⁾ Dz. U. z 2003 Nr 199, poz. 1934, z 2004, Nr 34, poz.293, Nr 109, poz.1160, Nr 173, poz.1808, z 2005 r., Nr 78, poz. 683, z 2005 r. Nr 78, poz. 683.

uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, wynoszącym 3,1%. Obowiązek został więc wykonany z nadwyżką, a udział energii z odnawialnych źródeł energii zbliżył się do poziomu przewidzianego na rok 2006 (3,6%).

Jednakże w roku 2005 oddano jedynie 9MW nowych mocy energetycznych wykorzystujących odnawialne źródła energii²³⁾.

Tablica 1.2 Moc zainstalowana w OZE na dzień 1 marca 2006 (dane URE)

Rodzaj źródła OZE	Moc zainstalowana [MW]	Procentowy udział mocy
woda	1002,6	77%
wiatr	83,2	15%
biogaz	31,97	2%
biomasa	189,8	6%

Zródło: Polska polityka energetyczna deklaracje i rzeczywistość” Instytut na Rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2006 r

Działania dotyczące redukcji emisji GC.

Rewizja *Polityki Klimatycznej Polski, Polityki Energetycznej Polski do 2025 roku* jak i prowadzone obecnie prace nad ustawą, w której zostaną określone przepisy na podstawie, których Polska będzie mogła sprzedawać nadwyżkę jednostek przyznanej ilości (*Assigned Amount units - AAUs*), wykorzystywać mechanizm *Green Investments Scheme (GIS)* i mechanizmu czystego rozwoju (*Clean Development Mechanism - CDM*) mają między innymi na celu ujednoczenie działań dotyczących redukcji emisji GC. Zostanie przygotowana strategia działań dotyczących wykorzystania przez Polskę wszystkich mechanizmów, a przede wszystkim projektów wspólnych wdrożeń, w kontekście redukcji wielkości emisji GC po roku 2012.

1.5 Przepisy krajowe regulujące funkcjonowanie systemu handlu uprawnieniami do emisji w Polsce.

Zasady wprowadzenia handlu emisjami w ramach Wspólnoty w celu osiągnięcia przyjętych w PzK celów redukcyjnych, w sposób najbardziej efektywny ekonomicznie, określa dyrektywa nr 2003/87/WE i dyrektywa nr 2004/101/WE. Mechanizm elastyczności, jakim jest system handlu uprawnieniami do emisji, został transponowany do polskiego prawa ustawą z dnia 22 grudnia 2004 r. *o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji* (zwaną dalej ustawą) wraz z następującymi aktami wykonawczymi:

- rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 13 września 2005 r. *w sprawie wyznaczenia Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji*²⁴⁾,
- rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2005 r. *w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2005-2007 oraz wykazu instalacji czasowo wykluczonych ze*

¹³⁾ materiał źródłowy pt.: „Polska polityka energetyczna deklaracje i rzeczywistość” Instytut na Rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2006 r.,

²⁴⁾ Dz. U. Nr 186 poz. 1562,

wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji w okresie od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 31 grudnia 2007 r.²⁵⁾,

- rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 12 stycznia 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji²⁶⁾,
- rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 6 lutego 2006 r. w sprawie wymagań dla audytorów uprawnionych do weryfikacji rocznych raportów²⁷⁾,
- rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji²⁸⁾,
- rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji²⁹⁾,
- rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 10 kwietnia 2006 r. w sprawie warunków i sposobu ustalania kosztów weryfikacji rocznych raportów³⁰⁾.

Rozpoczął się proces legislacyjny dotyczący nowelizacji ustawy. Rozpoczęcie prac nad nowelizacją ustawy spowodowane było między innymi koniecznością doprecyzowania przepisów, wyjaśnieniem problemów wynikających z różnej interpretacji zapisów, uporządkowaniem przepisów dotyczących funkcjonowania wspólnotowego i krajowego systemu. Przewidywany termin wejścia w życie znowelizowanej ustawy to IV kwartał 2006 r. Zmienione przepisy zostały uwzględnione przy pracach nad niniejszym dokumentem.

2 METODOLOGIA PRZYGOTOWANIA KPRU DLA POLSKI

2.1 Wprowadzenie

Podstawą do opracowania KPRU II były branżowe strategie rozwoju przygotowane przez:

- Hutniczą Izbę Przemysłowo – Handlową,
- Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- Polską Izbę Przemysłu Chemicznego,
- Stowarzyszenie Papierników Polskich,
- Stowarzyszenie Producentów Cementu,
- Stowarzyszenie Przemysłu Wapienniczego,
- Techniczną Grupę Roboczą ds. Przemysłu Koksowniczego,
- Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- Związek Producentów Cukru w Polsce,
- Związek Producentów Ceramiki Budowlanej i Silikatów,
- Związek Pracodawców „Polskie Szkło”.

W dokumencie przedstawiono krótki opis poszczególnych branż, natomiast ze względu na największy udział we wspólnotowym systemie (prawie 70%) instalacji do spalania paliw oraz

²⁵⁾ Dz. U. Nr 264 poz. 2206,

²⁶⁾ Dz. U. Nr 16, poz. 124,

²⁷⁾ Dz. U. Nr 23, poz. 176,

²⁸⁾ Dz. U. Nr 60, poz. 429,

²⁹⁾ Dz. U. Nr 43, poz. 308,

³⁰⁾ Dz. U. Nr 71, poz. 496

brak aktualnych prognoz rozwoju zapotrzebowania na energię elektryczną szerzej przedstawiono sytuację sektora elektrowni i elektrociepłowni zawodowych.

2.1.1 Instalacje objęte wspólnym systemem i ich klasyfikacja

Wspólny system obejmuje rodzaje instalacji, które zostały określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji, zgodnie z dyrektywą nr 2003/87/WE.

W rozporządzeniu tym zostały także określone wartości progowe dotyczące poszczególnych rodzajów instalacji kwalifikujące je do wspólnego systemu.

Pomimo takiego określenia rodzaju instalacji objętych wspólnym systemem, dużą trudność sprawia interpretacja instalacji spalania. Dla celów opracowania KPRU I instalacja spalania została zdefiniowana w oparciu o istniejące w polskim prawie definicje: instalacji w rozumieniu ustawy *Prawo ochrony środowiska*, definicję źródła określoną w rozporządzeniu z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji³¹⁾ oraz o definicję instalacji w rozumieniu ustawy *Prawo energetyczne*³²⁾, które brzmią odpowiednio:

- instalacja – rozumie się przez to: a) stacjonarne urządzenie techniczne, b) zespół stacjonarnych urządzeń technicznych powiązanych technologicznie, do których tytułem prawnym dysponuje ten sam podmiot i położonych na terenie jednego zakładu, c) budowle nie będące urządzeniem technicznym, ani ich zespołami, których eksploatacja może spowodować emisję,
- stacjonarne urządzenie techniczne, w którym następuje proces spalania paliw w celu wytworzenia energii, zwane „źródłem”,
- instalacja - rozumie się przez to urządzenia z układami połączeń między nimi.

Na podstawie tych definicji została opracowana definicja instalacji spalania do potrzeb opracowania krajowego planu, która brzmi: **instalacja spalania - rozumie się przez to stacjonarne urządzenie techniczne z układami połączeń między nimi, w którym następuje proces spalania paliw w celu wytworzenia energii.**

Ze względu na opóźnienia we wprowadzeniu wspólnego systemu w Polsce oraz po przeprowadzeniu wstępnych analiz nie została zmieniona definicja instalacji spalania przyjętej do przygotowania niniejszego planu.

Jednocześnie jednolita metodyka monitorowania emisji CO₂ określona, na podstawie decyzji KE nr 156/2005/WE, w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 12 stycznia 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji, nie spowodowała dezaktualizacji inwentaryzacji emisji GC.

Powyższe fakty pozwalają stwierdzić, że wszystkie znaczące źródła emisji zostały objęte wspólnym systemem. Rozszerzenie definicji instalacji spalania i włączenie pozostałych źródeł będzie możliwe po przeprowadzeniu dodatkowych analiz, w tym analiz ekonomicznych, dotyczących rozszerzenia wspólnego systemu.

Polska widzi konieczność zharmonizowania definicji instalacji spalania, jednakże w chwili obecnej nie jest możliwe włącznie do wspólnego systemu pozostałych źródeł ze względu na krótki czas jakim Polska dysponowała dla przygotowania niniejszego dokumentu oraz ze względu na brak zebranych i zweryfikowanych danych o instalacjach nieobjętych systemem i wielkościach emisji CO₂ z tych instalacji.

31) Dz. U. z 2005 r. Nr.260, poz.2181,

32) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zmian.

2.1.2 Podstawowe zasady rozdziału uprawnień do emisji

Prowadzący instalacje otrzymają uprawnienia do emisji na podstawie danych o produkcji i emisji w roku 2005, przy zastosowaniu metody wskaźnikowej i z uwzględnieniem udokumentowanych planów rozwoju, lub w oparciu o inną uzgodnioną i zaakceptowaną metodę.

Instalacje, które rozpoczęły lub rozpoczną działalność w latach 2005-2012, w tym znajdujące się w fazie rozruchu technologicznego (dochodzenie do projektowanej zdolności produkcyjnej), lub znacznie modernizowane i zwiększające moce produkcyjne, otrzymały przydziały uprawnień do emisji zgodnie z dobrze udokumentowanymi prognozami produkcji i emisji w okresie 2008 – 2012.

Dla instalacji wytwarzających energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu zastosowano specjalne zasady rozdziału, oparte na wskaźnikach referencyjnych, zapewniających jednostkom o wysokiej ogólnej sprawności energetycznej tzw. premię kogeneracyjną.

W przypadku udokumentowanych wczesnych działań redukcyjnych, przyznano tzw. premię za wczesne działania.

Proces zbierania i weryfikacji danych o instalacjach objętych wspólnotowym systemem

Proces zbierania informacji o instalacjach objętych wspólnotowym systemem miał na celu sporządzenie listy instalacji spełniających kryteria kwalifikujące je do udziału w tym systemie. Zebrane informacje są niezbędne do przygotowania rozdziału uprawnień do emisji pomiędzy instalacje.

2.2 Proces gromadzenia i weryfikacji informacji

Proces pozyskiwania informacji reguluje rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji.

Na potrzeby przygotowania KPRU II gromadzone były informacje w układzie i formie określonej w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji. Prowadzący instalację objętą systemem wspólnotowym przedłożyli KASHUE następujące informacje:

- identyfikujące instalację,
- o rodzajach i wielkości zużytego paliwa,
- dotyczące procesów spalania,
- dotyczące procesów technologicznych,
- o redukcji emisji, osiągniętej w wyniku podjętych działań,
- dotyczące planowanych lub nowych instalacji spalania paliw uruchomionych po dniu 1 stycznia 2008 r.,
- dotyczące planowanych lub nowych instalacji innych niż instalacje spalania paliw uruchomione po dniu 1 stycznia 2008 r.

2.2.1 Lista adresowa instalacji

Podstawą do sporządzenia listy adresowej prowadzących instalacje były dane, zgromadzone przez KASHUE, oraz weryfikacja listy adresowej z KPRU I. W procesie tym bardzo pomocne było doświadczenie, zdobyte podczas przygotowywania listy prowadzących instalację do opracowania KPRU I.

W wyniku tych działań powstała lista adresowa.

Do dnia przyjęcia KPRU II w drodze rozporządzenia Rady Ministrów lista prowadzących instalację objętych wspólnym systemem może jeszcze ulec niewielkim zmianom.

2.2.2 Formularze oraz centralna baza danych

KASHUE jest odpowiedzialny za prowadzenie Krajowego Rejestru Uprawnień do Emisji (zwanego dalej Krajowym Rejestrem), dzięki czemu dysponuje bazą danych prowadzących instalacje uczestniczących w pierwszym okresie rozliczeniowym. Lista ta została zweryfikowana w trakcie konsultacji oraz dzięki informacjom nadsyłanym przez prowadzących instalację na podstawie informacji określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji. Na podstawie ww. rozporządzenia została opracowana baza danych do przetwarzania i analizowania informacji pozyskanych od prowadzących instalację.

2.2.3 Kontrola spójności i weryfikacja informacji

Kontrola spójności i weryfikacja merytoryczna informacji pozyskanych od prowadzących instalacje, realizowana była przez grupę ekspertów, powołanych przez KASHUE. W procesie tym wykorzystano szereg specjalnie opracowanych narzędzi informatycznych do przetwarzania i raportowania informacji o instalacjach objętych wspólnym systemem.

W przypadku nie dostarczenia w wymaganym terminie, informacji od prowadzącego instalację, została przyjęta zasada, że przydział uprawnień do emisji na drugi okres rozliczeniowy stanowić będzie średnioroczna liczba uprawnień do emisji przydzieloną w pierwszym okresie rozliczeniowym.

2.3 Rozdział uprawnień na sektory

W opracowaniu KPRU II zastosowano metodę rozdziału składającą się z dwóch następujących etapów:

- 1) Rozdziału sektorowego - polegającego na wyznaczeniu dla każdego z rozpatrywanych sektorów liczby uprawnień do emisji do rozdziału pomiędzy prowadzącymi instalacje,
- 2) Rozdziału na poziomie instalacji – polegającego na dokonaniu rozdziału liczby uprawnień do emisji określonych dla sektora wg ustalonych wcześniej dla danego sektora zasad.

Dla części sektorów tj:

- elektrowni zawodowych,
- elektrociepłowni,
- ciepłowni zawodowych,
- koksowni,
- hutnictwa,
- cementowni,
- przemysłu wapienniczego,
- przemysłu papierniczego,
- przemysłu cukrowniczego,

odpowiedzialnych za zdecydowaną większość emisji CO₂, zastosowany został niżej opisany schemat postępowania, oparty na metodzie wskaźnikowej:

- 1) Ustalenie *produkcji bazowej*, będącej sumą produkcji instalacji istniejących, zaliczonych do danego sektora, w roku 2005 (w szczególnych przypadkach, ze względu na dostępność danych przyjęto inny rok) oraz odpowiadającej jej *emisji bazowej*, i na tej podstawie wyznaczono sektorowy *bazowy jednostkowy wskaźnik emisyjności*,
- 2) Określenie *prognozy produkcji* instalacji istniejących na lata 2006-2012 z uwzględnieniem udokumentowanych prognoz danego sektora lub relacji do rządowych prognoz wzrostu PKB, a następnie wyznaczenie sektorowego *skumulowanego wskaźnika wzrostu produkcji* względem *produkcji bazowej*,
- 3) Określenie sektorowego *skumulowanego wskaźnika redukcji emisyjności*, a następnie *jednostkowego wskaźnika emisyjności* na lata 2006-2012. Poprzez uwzględnienie dla odpowiednich sektorów referencyjnych wskaźników emisyjności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła, w ramach tego działania uwzględniana jest *premia kogeneracyjna*,
- 4) Wyznaczenie *liczby uprawnień do emisji dla sektora*, będącej wynikową ww. wielkości, wg wzoru:

$$\begin{aligned}
 \text{liczba uprawnień do emisji dla sektora} &= \\
 &= (\text{produkcja bazowa 2005}) \times \\
 &\times (\text{skumulowany wskaźnik wzrostu produkcji}) \times \\
 &\times (\text{bazowy jednostkowy wskaźnik emisyjności}) \times \\
 &\times (\text{skumulowany wskaźnik redukcji emisyjności}).
 \end{aligned}$$

W przypadku uwzględnienia premii kogeneracyjnej, wzór przyjmuje następującą postać:

$$\begin{aligned}
 \text{liczba uprawnień do emisji dla sektora} &= \\
 &= (\text{produkcja ciepła 2005}) \times \\
 &\times (\text{skumulowany wskaźnik wzrostu produkcji ciepła}) \times \\
 &\times (\text{jednostkowy wskaźnik emisyjności BAT dla ciepła}) + \\
 &+ (\text{produkcja energii elektrycznej 2005}) \times \\
 &\times (\text{skumulowany wskaźnik wzrostu produkcji energii elektrycznej}) \times \\
 &\times (\text{jednostkowy wskaźnik emisyjności BAT dla energii elektrycznej}).
 \end{aligned}$$

- 5) Uzgodnienie metody rozdziału *liczby uprawnień do emisji dla sektora* pomiędzy prowadzących instalacje istniejące oraz wyliczenie *liczby uprawnień do emisji* dla poszczególnych instalacji istniejących w sektorze.

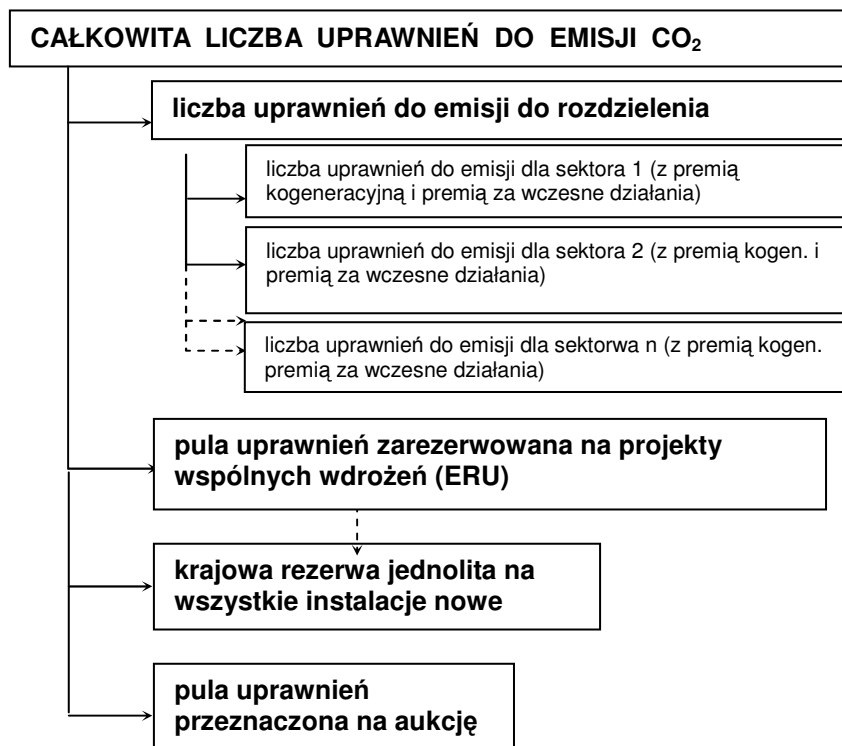
W stosunku do pozostałych sektorów zastosowano inne, opisane dalej, metody wyznaczania przydziału.

Określone dla poszczególnych sektorów liczby uprawnień do emisji potrzebnych na pokrycie emisji z instalacji nowych dołączono do jednolitej, *krajowej rezerwy na instalacje nowe*.

2.4 Zasady rozdziału uprawnień pomiędzy instalacje istniejące

Podstawowe relacje pomiędzy wyróżnionymi liczbami uprawnień do emisji przedstawia Rys. 2.1. Ukazuje on elementy składowe całkowitej liczby uprawnień do emisji, która będzie

rozdzielana w ramach KPRU II, a także elementy składowe krajowej rezerwy uprawnień do emisji, która byłaby wykorzystana w tym okresie.



Rys. 2.1. Główne składowe puli uprawnień

Każda instalacja istniejąca, znajdująca się na liście KPRU II, może otrzymać przydział z liczby uprawnień do emisji określonej dla sektora z uwzględnieniem wczesnych działań lub efektu kogeneracyjnego - premia kogeneracyjna wchodzi do liczby uprawnień do emisji dla sektora poprzez zastosowanie wskaźników referencyjnych.

2.4.1 Premia za uzyskane efekty redukcji emisji

Premię z tytułu efektu kogeneracyjnego uwzględnia się dla prowadzących instalacje z wykorzystaniem referencyjnych wskaźników emisyjności, wyznaczonych na bazie parametrów najlepszych dostępnych technik (BAT). Uwzględnia się przy tym rodzaj stosowanego paliwa – poprzez zastosowanie odpowiednich wskaźników dla poszczególnych paliw.

Premię z tytułu wczesnych działań uwzględnia się w przypadku zgłoszenia udokumentowanych działań w informacjach, wypełnianych przez prowadzących instalacje przed przygotowaniem KPRU II. Premia ta nie może być większa niż ewentualny przydział uprawnień z liczby uprawnień do emisji dla branży w przypadku braku zgłoszenia wczesnych działań.

2.4.2 Rozdział liczby uprawnień do emisji dla sektorów z użyciem metody wskaźnikowej (benchmarking)

W ramach dziewięciu sektorów i podsektorów, dla wyznaczenia liczby uprawnień do emisji dla których zastosowano metodę wskaźnikową (benchmarking), rozdział między prowadzących instalacje określono przy użyciu tej metody. Podczas rozdziału uwzględniono plany rozwojowe instalacji oraz redukcję jednostkowych wskaźników emisyjności.

Tam gdzie było to potrzebne, rozdział uprawnień do emisji następował w dwóch etapach. Najpierw przydzielono uprawnienia do emisji prowadzącym instalacje, wytwarzające ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu – przy użyciu referencyjnych jednostkowych wskaźników emisyjności, jednakowych dla wszystkich sektorów. Następnie przydzielono uprawnienia do emisji pozostałym prowadzącym instalacje przy użyciu jednostkowych wskaźników emisyjności, wynikających z danych historycznych, prognoz i wymogów redukcji emisyjności. Konieczność ograniczenia liczby uprawnień do emisji dla sektora spełniono poprzez odpowiedni dobór wskaźników w drugiej fazie rozdziału.

2.4.3 Inne metody rozdziału uprawnień

W przypadku sektorów: rafineryjnego, szklarskiego, ceramicznego, chemicznego oraz sektora przemysł pozostały, rozdział uprawnień do emisji następował na podstawie opracowań samorządów branżowych i informacji, wynikających z rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji.

2.5 Zasady przydziału uprawnień do emisji w sytuacjach szczególnych

2.5.1 Instalacje nowe

W znowelizowanej ustawie została zmieniona definicja instalacji nowej. Obecna definicja jest definicją szeroką, zgodną z dyrektywą nr 2003/87/WE i brzmi następująco: **instalacja nowa** - rozumie się przez to instalację, która powinna być objęta systemem handlu uprawnieniami do emisji ale:

- a) nie została ujęta w krajowym planie rozdziału uprawnień do emisji lub,
- b) w której dokonano zmiany charakteru funkcjonowania lub rozbudowy, powodujących wzrost emisji z tej instalacji lub,
- c) w której w związku z przejściem produkcji z zamkniętej instalacji nieobjętej lub objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji nastąpił ponadplanowy wzrost emisji.

Każde wystąpienie prowadzącego instalację o zakwalifikowanie instalacji jako instalację nową spowoduje zmianę zezwolenia. W zezwoleniu określa się substancje objęte systemem, rodzaj instalacji objętych systemem, wymagania w zakresie monitorowania wielkości emisji a dla instalacji nowej liczbę uprawnień do emisji. Natomiast dla instalacji nowych będących w systemie, w których dokonano zmiany charakteru funkcjonowania, rozbudowy lub przejęto produkcję z instalacji likwidowanej, w zezwoleniu określa się warunki monitorowania wielkości emisji oraz przydziela się liczbę uprawnień do emisji wynikającą z zachodzących zmian, tylko na pokrycie różnicy pomiędzy przydziałem uprawnień do emisji w krajowym planie i przydziałem wynikającym ze zmiany w instalacji.

Nie zostaje poddana weryfikacji (nie ulega zmianie) liczba uprawnień do emisji przyznana w krajowym planie dla tej instalacji. Jeżeli instalacji nie spełnia kryteriów określonych dla instalacji nowej, zezwolenie nie ulega zmianie i prowadzący instalację nie otrzymuje uprawnień.

2.5.2 Czyste technologie (premia kogeneracyjna)

W stosunku do instalacji nowych zastosowanie mają te same reguły przyznawania premii kogeneracyjnej, jak w przypadku instalacji istniejących, dla których mechanizm ten opisano w punktach 2.3 i 2.4.1.

2.5.3 Roczne przydziały uprawnień do emisji

Przydziału uprawnień do emisji w KPRU II dokonano na cały okres rozliczeniowy. Uprawnienia do emisji przydzielone poszczególnym prowadzącym instalacje podzielono na pięć równych części, które będą wydane w poszczególnych latach 2008, 2009, 2010, 2011 i 2012, z wyjątkiem instalacji nowych, które rozpoczną funkcjonowanie w trakcie drugiego okresu rozliczeniowego.

Przenoszenie uprawnień do emisji pomiędzy poszczególnymi latami drugiego okresu rozliczeniowego możliwe jest na warunkach określonych w ustawie.

2.6 Likwidacja instalacji oraz jej zastępowanie (transfery uprawnień)

W przypadku, gdy produkcja likwidowanej instalacji zostanie w ciągu 3 miesięcy zastąpiona produkcją z nowej instalacji, dla instalacji która przejmuje produkcję starej instalacji, przeniesione zostaną uprawnienia do emisji odpowiadające zastępowanej produkcji. Na emisję z produkcji przekraczającej poziom produkcji starej instalacji przydzielane są uprawnienia do emisji zgodnie z zasadami dla instalacji nowych.

Podobne zasady dziedziczenia uprawnień do emisji będą obowiązywały w przypadku likwidacji starej instalacji i przejęcia jej produkcji przez instalację istniejącą.

2.7 Zarządzanie rezerwą

Założeniem prognozy rozwoju gospodarczego Polski w latach 2008-2012 jest utrzymanie wzrostu gospodarczego w perspektywie najbliższych 5-10 lat. Na PKB bezpośrednie przełożenie mają podstawowe wielkości makroekonomiczne między innymi: zdolność do akumulacji kapitału, globalny pobyty, zmiany podaży pieniądza, a w konsekwencji wzrost poziomu inwestycji. Jednym z czynników wpływających na rozwój gospodarczy jest poziom inwestycji. Polska wypełniając zobowiązania wynikające z PzK i mając duże nadwyżki redukcyjne chce je wykorzystać w przyciąganiu do Polski kapitału. Jednym z elementów stanowiącym o atrakcyjności Polski jako kraju, w którym warto inwestować jest możliwość zapewnienia nowym instalacjom przydział uprawnień do emisji.

Dlatego też, bardzo ważną rolę w KPRU II spełnia krajowa rezerwa uprawnień do emisji. Krajową rezerwę stanowi liczba uprawnień do emisji dla instalacji nowych, w tym dla imiennie wskazanych, które rozpoczną działalność w trakcie drugiego okresu rozliczeniowego. Prowadzący instalację nową występuje do KASHUE o wydanie zezwolenia na uczestnictwo w systemie wspólnotowym, w którym zostanie określona między innymi liczba uprawnień do emisji.

Do krajowej rezerwy przenoszone są także uprawnienia do emisji z instalacji, która w trakcie okresu rozliczeniowego została zamknięta, a przyznane jej uprawnienia do emisji nie zostały przez nią wykorzystane na pokrycie wielkości emisji wynikającej z produkcji. W nowelizacji ustawy art. 32 dotyczy między innymi przejęcia produkcji z likwidowanej instalacji będącej w systemie lub poza systemem, a mającą wpływ na wielkość emisji z instalacji przejmującej produkcję i będącej w systemie. Zgodnie z nowelizacją ustawy taka zmiana w instalacji powoduje traktowanie instalacji jako instalacji nowej. Prowadzący instalację, która likwiduje

produkcje, w ciągu 3 miesięcy od zakończenia produkcji musi rozliczyć się z przyznanym uprawnień do emisji w KPRU II. Wykorzystane uprawnienia do emisji zostaną umorzone, natomiast pozostała część uprawnień do emisji zostanie przeniesiona do krajowej rezerwy.

Jeśli prowadzący instalację nie dopełni obowiązków danych w ustawie, zostanie ukarany przewidzianą za brak uprawnień karą pieniężną - art. 50 znowelizowanej ustawy. Wobec tego nie zachodzi obawa, że przed likwidacją instalacji sprzeda uprawnienia i zaniecha realizacji obowiązku rozliczenia się z przyznanym uprawnień. W przypadku, gdy dana produkcja jest przejęta przez innego prowadzącego instalację i zostanie to udokumentowane, prowadzący taką instalację występuje do KASHUE o przyznanie w zezwoleniu, tylko na nową produkcję uprawnień do emisji. Zezwolenie jest wydawane jak dla instalacji nowej, czyli jest rozpatrywany ponownie wniosek i analizowane są wszystkie elementy, które powodują zmianę charakteru funkcjonowania instalacji.

Takie działania pozwolą na ścisłą kontrolę liczby uprawnień do emisji wprowadzanych przez prowadzących instalację do obrotu, a jednocześnie nie spowodują ograniczenia ani zachwiania procesów gospodarczych polegających na konsolidacji produkcji czy redukcji „niskiej” emisji. Przydział uprawnień do emisji z krajowej rezerwy uprawnień do emisji jest mechanizmem promującym „czyste” inwestycje ekologicznie i działania redukcyjne.

Przyznawanie uprawnień do emisji z krajowej rezerwy dla imiennie wskazanych instalacji nowych, polega na zarezerwowaniu uprawnień do emisji dla instalacji nowej przy uwzględnieniu wskaźników emisji wynikających z najlepszych dostępnych technik (BAT).

Przydziały uprawnień do emisji dokonywane będą z rezerwy przez KASHUE. Zgodnie z art. 22 ust. 3 znowelizowanej ustawy przydział uprawnień do emisji będzie określany w zezwoleniu na udział we wspólnotowym systemie. W związku z tym prowadzący instalację nową, zobowiązany jest do złożenia wniosku o wydanie zezwolenia do KASHUE. Składając wniosek o wydanie zezwolenia prowadzący instalację nową powinien określić wielkość przydziału uprawnień, o jaką wnioskuje oraz dołączyć do wniosku wszystkie niezbędne dokumenty dotyczące instalacji poświadczające, że wielkość przydziału uprawnień do emisji o jaką wnioskuje, została prawidłowo określona. Pełne wykorzystanie wnioskowanego przydziału uprawnień do emisji nie może powodować zagrożenia dla wypełnienia innych, nałożonych decyzjami administracyjnymi wymagań ekologicznych. Proponowany przydział uprawnień do emisji powinien odnosić się do pełnego roku kalendarzowego. W przypadku, gdy rozpatrywana instalacja rozpocznie funkcjonowanie podczas trwania roku kalendarzowego, wielkość przydziału na dany rok zostanie zmniejszona proporcjonalnie do ilości dni, które pozostały do zakończenia danego roku. Prowadzący instalację przekazuje również informacje, czy dana instalacja będzie pracować w sposób ciągły czy okresowy wraz z określeniem planowanego rozdziału tej pracy w ciągu roku. KASHUE wydaje zezwolenie, w którym określa przydział uprawnień do emisji. Liczba uprawnień do emisji jaką otrzymuje prowadzący instalację nową musi być zgodna z wymaganiami najlepszych dostępnych technik (BAT). Uprawnienia te zostaną uaktywnione na rachunku w Krajowym Rejestrze w momencie, gdy przekaże on KASHUE informację o dacie rozpoczęcia funkcjonowania danej instalacji.

Jeżeli nie zostanie wykorzystana liczba uprawnień do emisji przeznaczona na krajową rezerwę w okresie rozliczeniowym, to 30 września ostatniego roku okresu rozliczeniowego, zostaje ona przeniesiona do puli uprawnień przeznaczonej na aukcję.

2.8 Rezerwa przeznaczona na projekty wspólnych wdrożeń

W KPRU II została określona liczba uprawnień do emisji, jakie w każdym roku okresu rozliczeniowego będą stanowić rezerwę uprawnień do emisji przeznaczoną dla projektów wspólnych wdrożeń, redukujących lub powodujących uniknięcie emisji z instalacji objętych wspólnotowym systemem. Rezerwa uprawnień do emisji przeznaczona na projekty wspólnych wdrożeń (JI) została określona na podstawie zatwierdzonych projektów JI (zrealizowanych i w trakcie realizacji) oraz wstępnie popartych (LoE), planowanych do realizacji projektów JI.

Rezerwa na projekty wspólnych wdrożeń wpływające na obniżenie wielkości emisji z instalacji objętych systemem została ujęta w tabeli zbiorczej (patrz: 9. Zestawienie zbiorcze: rezerwa uprawnień przeznaczonych na realizację projektów JI). Liczba uprawnień do emisji, jakie w każdym roku okresu rozliczeniowego będą stanowić rezerwę uprawnień do emisji, przeznaczoną na zatwierdzone i poparte projekty wspólnych wdrożeń wynosi rocznie 1 800 000 uprawnień.

Przepisy dotyczące zatwierdzania projektów JI zostały określone w znowelizowanej ustawie. Jednocześnie trwają prace nad ustawą, w której zostaną określone przepisy na podstawie, których Polska będzie mogła sprzedawać nadwyżkę jednostek przyznanej ilości (*Assigned Amount units - AAUs*), wykorzystywać mechanizm *Green Investments Scheme (GIS)* i mechanizmu czystego rozwoju (*Clean Development Mechanism - CDM*) do redukcji wielkości emisji GC. Dla przygotowania powyższych rozwiązań prawnych konieczne jest przygotowanie strategii wykorzystania przez Polskę mechanizmów elastyczności w kontekście redukcji wielkości emisji GC po roku 2012.

2.8.1 Wykorzystanie uprawnień do emisji z puli przeznaczonej na aukcje w celu uniknięcia podwójnego liczenia

W związku z koniecznością wdrożenia zapisów dyrektywy nr 2004/101/WE (tzw. łączącej), w szczególności w celu uniknięcia podwójnego liczenia redukcji emisji oraz brakiem przyjętych wytycznych w tym zakresie (projekt decyzji Komisji Europejskiej w przygotowaniu) proponujemy dla nowych i nie zatwierdzonych projektów JI wykorzystanie uprawnień do emisji przeznaczonych na aukcje w celu uniknięcia podwójnego liczenia. Proponujemy, aby w przypadku nie zatwierdzonych projektów JI, które będą pośrednio redukowały lub ograniczały wielkość emisji CO₂ z instalacji objętych wspólnotowym systemem, a dla których jednostki ERUs mogą być przyznane jedynie gdy taka sama liczba uprawnień do emisji zostanie umorzona w Krajowym Rejestrze, odpowiednia ilość uprawnień była umarzana z puli przeznaczonej na aukcje, w momencie kiedy tego typu projekt zostanie zatwierdzony i zweryfikowany.

2.9 Procentowy udział jednostek redukcji emisji (ERU) i jednostek poświadczonych redukcji emisji (CER) wykorzystywanych do rozliczania się z emisji przez prowadzących instalację we wspólnotowym systemie.

Polska spełnia cel redukcji wielkości emisji GC, określony w PzK. Jednakże dla zachęcenia prowadzących instalacje objętych wspólnotowym systemem do dalszej redukcji wielkości emisji GC, jak i większego wykorzystania mechanizmu JI i mechanizmu czystego rozwoju CDM, dopuszcza się wykorzystanie jednostek ERUs i CERs do wartości 25% przydziału uprawnień do emisji dla instalacji dla zbilansowania rocznej emisji z danej instalacji.

2.10 Pula uprawnień do emisji przeznaczona na aukcje

W KPRU II została określona liczba uprawnień do emisji, które w każdym roku okresu rozliczeniowego będą stanowić pulę uprawnień do emisji przeznaczoną na aukcję. Pula uprawnień do emisji przeznaczona na aukcje stanowi 1% całkowitej liczby uprawnień do emisji przyznanej dla prowadzących instalacje. Aukcja przeznaczona jest dla tych prowadzących instalacje, którzy mają za mało przydzielonych uprawnień do emisji na pokrycie bieżącej produkcji. KASHUE ogłosi, że w określonym terminie odbędzie się aukcja uprawnień do emisji. Prowadzący instalacje, dopuszczeni do aukcji zgłoszą wniosek o wzięcie udziału w aukcji. We wniosku będzie należało udokumentować ile uprawnień do emisji brakuje prowadzącemu instalację i z czego to wynikają. Wnioski będą sprawdzane przez KASHUE, a do aukcji będą dopuszczeni prowadzący instalacje, którzy wykazali brak uprawnień do emisji. KASUE określi na początku każdej aukcji minimalną cenę uprawnienia do emisji. Środki pozyskane ze sprzedaży uprawnień do emisji na aukcji będą stanowiły przychów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Środki te będą przeznaczone na finansowanie działań polegających na redukcji wielkości emisji GC, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii oraz na system kontroli i monitorowania emisji GC, wykonywany przez Inspekcję Ochrony Środowiska w ramach funkcjonowania wspólnotowego systemu, co zostało określone w znowelizowanej ustawie w art. 13.

3 PRZYJĘTA METODYKA OPRACOWANIA KPRU II DLA POLSKI

3.1 Uwagi ogólne

W analizie makroekonomicznej przygotowano szczegółowy bilans wielkości emisji CO₂ dla całego kraju. Na jego podstawie przeprowadzono analizę zmian emisyjności polskiej gospodarki w ostatnich latach. Do budowy bilansu emisji CO₂ wykorzystano wyniki krajowej inwentaryzacji emisji, opracowywane corocznie przez Instytut Ochrony Środowiska - Krajowe Centrum Inwentaryzacji Emisji (KCIE) oraz oficjalne opracowania statystyczne.

Na przykładzie sektora wytwarzania energii elektrycznej, przeprowadzono analizę wykorzystania uprawnień do emisji w 2005 r. oraz zmian emisyjności.

W wyniku zmian warunków gospodarczych jakie zaszły w ostatnim czasie, opracowano skorygowaną prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną. W oparciu o tą prognozę wyznaczono zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji w latach 2008-2012 dla sektora elektrowni i elektrociepłowni zawodowych, obejmującego przedsiębiorstwa dysponujące w latach 2005-2007 łącznie liczbą uprawnień do emisji w wysokości 64% całkowitej rocznej liczby uprawnień do emisji.

3.2 Podstawowe założenia dotyczące przydziału uprawnień do emisji

Analiza wytycznych KE oraz wyniki badań nad sytuacją emisyjną sektora elektrowni i elektrociepłowni, pozwoliły sformułować podstawowe założenia do opracowania KPRU II. Założenia te przedstawione są następująco:

1. KPRU II ma charakter sektorowy. Podstawą do określenia potrzeb poszczególnych sektorów przemysłu są sektorowe programy rozwoju, przedstawione do akceptacji właściwym ministrom. W planach tych udokumentowane są między innymi potrzeby

- emisyjne, ale także działania i ich skutki, powodujące zmniejszanie się emisji jednostkowej.
2. Ponieważ Polska dysponuje znaczną nadwyżką redukcji emisji w stosunku do zobowiązań PzK, nie ma potrzeby ograniczania liczby uprawnień do emisji poniżej potrzeb poszczególnych sektorów i prowadzących instalacje. W zaistniałej sytuacji przyjęto, że prowadzący instalacje nie będą istotnie zwiększali puli uprawnień do emisji w ramach projektów JI oraz CDM. Ewentualne nadwyżki bądź braki uprawnień do emisji będą bilansowane przede wszystkim w ramach systemu wspólnotowego.
 3. Liczba uprawnień do emisji dla sektora uwzględnia z jednej strony wzrost produkcji powodującej emisję CO₂, a z drugiej zmniejszanie się wielkości emisji odniesionej do jednostkowej produkcji. Przy stwierdzeniu, że przydział dla sektora w ramach KPRU I był prawidłowy, mogło to w poszczególnych branżach prowadzić zarówno do zwiększenia, jak i zmniejszenia liczby uprawnień do emisji.
 4. Liczba uprawnień do emisji dla sektora w KPRU II wyznaczone są metodą wskaźnikową (*benchmarking*) na podstawie udokumentowanych planów produkcyjnych oraz prawdopodobnych zmian wskaźników emisyjności z ogólnej zależności dla kolejnych lat okresu 2008-2012. Zgodnie z dyrektywą nr 2004/8/WE, w celu promocji skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, w ramach tej metody przyznano premię kogeneracyjną poprzez stosowanie odpowiednich referencyjnych wskaźników emisyjności z uwzględnieniem BAT. Wszystkie prognozy wzrostu produkcji były uzasadnione.
 5. Metoda podziału liczby uprawnień do emisji dla sektora pomiędzy prowadzących instalacje została uzgodniona ze stowarzyszeniami branżowymi. Zaproponowano trzy podstawowe metody rozdziału uprawnień między prowadzących instalacje:
 - a) zgodnie z algorytmem proponowanym przez sektorowy samorząd gospodarczy;
 - b) metodą wskaźnikową, tj. przydział uprawnień do emisji będący iloczynem zaakceptowanej prognozy produkcji i średniego wskaźnika emisji jednostkowej zmniejszonego o wskaźnik zmniejszenia emisji (podobnie jak przy wyznaczaniu liczby uprawnień do emisji dla sektora);
 - c) zgodnie z zapotrzebowaniem przedstawionym w przekazanych KASHUE informacjach zgodnych z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji.

Przyjęto ogólną zasadę, że przyznana liczba uprawnień do emisji nie może być większa od zapotrzebowania przedstawionego zgodnie z punktem c).
Preferowana była metoda wskaźnikowa (*benchmarking*).
 6. W KPRU II zostały uwzględnione instalacje nowe, które rozpoczną produkcję w trakcie drugiego okresu rozliczeniowego, a których stan zaawansowania gwarantuje zakończenie budowy instalacji w określonym terminie. Warunkiem wprowadzenia do KPRU II instalacji nowej jest przedstawienie do dnia zakończenia konsultacji społecznych dokumentów, uwiarygodniających termin rozpoczęcia eksploatacji instalacji.
 7. W ramach całkowitej liczby uprawnień do emisji wydzielona została krajowa rezerwa dla nowych instalacji. Wielkość krajowej rezerwy została uzgodniona z sektorami. Warunkiem skorzystania z rezerwy jest udokumentowanie, że potrzebna liczba uprawnień do emisji jest większa niż liczba uprawnień do emisji przeniesiona wraz z produkcją z instalacji zamykanej.

8. Niewykorzystana liczba uprawnień do emisji zarezerwowana w KPRU II dla instalacji nowej, zostanie przeniesiona do puli przeznaczonych na aukcje, zaś liczba uprawnień do emisji dla prowadzącego instalację odpowiednio obniżony. W stosunku do niewykorzystanych liczby uprawnień do emisji na instalacje nowe, przewiduje się przeniesienie ich do puli uprawnień przeznaczonych na aukcję.

4 Proces konsultacji społecznych

Zgodnie z Art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. *o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji* KASHUE jest jednostką wskazaną do opracowywania projektów krajowych planów rozdziału uprawnień do emisji i udostępnianie ich do konsultacji społecznych.

W związku z koniecznością przedłożenia Komisji Europejskiej KPRU II nie później niż na 18 miesięcy przed rozpoczęciem okresu rozliczeniowego, zgodnie z paragrafem 18 ust. 1 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. *o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji*, w celu przygotowania KPRU II, prowadzących instalacje objętych wspólnotowym systemem przekazali informacje wymagane na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w *sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji*.

KASHUE zlecił Instytutowi Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej wykonanie pracy pt. „Założenia i algorytmy przydziału uprawnień do emisji CO₂ na okres 2008-2012”. Na podstawie tego opracowania został przygotowywany *Projekt Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na drugi okres rozliczeniowy (lata 2008-2012)*. Dotychczas do KASHUE wpłynęła część oczekiwanych opracowań branżowych oraz ok. 90% informacji od prowadzących instalacje objęte wspólnotowym systemem, wymaganych na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w *sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji*. W ramach struktur KASHUE został powołany wewnętrzny zespół do analiz i agregacji danych dotyczących KPRU II. W oparciu o wytyczne KE w wyniku prac zespołu KASHUE został przygotowany *Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012* -.

Na przełomie marca i kwietnia 2006 r. w Ministerstwie Środowiska odbyły się, z udziałem KASHUE, spotkania z przedstawicielami stowarzyszeń zrzeszających poszczególnych prowadzących instalacje objęte wspólnotowym systemem. W spotkaniach wzięły udział następujące organizacje i stowarzyszenia: Związek Pracodawców „Polskie Szkło”, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Stowarzyszenie Producentów Cementu i Wapna, Stowarzyszenie Papierników Polskich, Związek Producentów Cukru, Polska Izba Przemysłu Chemicznego, CERBUD Krajowe Zrzeszenie Producentów Materiałów Budowlanych. W wyniku ustaleń poczynionych w trakcie ww. spotkań poszczególne branże zobowiązały się do przekazania do KASHUE opracowań dotyczące zakładanych prognoz rozwoju poszczególnych sektorów i prognoz emisyjnych oraz propozycję rozdziału uprawnień w KPRU II.

Jednocześnie Minister Środowiska powołał roboczy zespół konsultacyjny do spraw opracowania KPRU II. Pierwsze spotkanie zespołu, na którym zostały zaprezentowane założenia do przedmiotowego dokumentu, odbyło się w dniu 28 kwietnia 2006 r. w gmachu Ministerstwa Środowiska. W skład zespołu weszli przedstawiciele m.in. Ministerstw: Gospodarki, Skarbu Państwa, Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Finansów oraz przedstawiciele stowarzyszeń, izb i towarzystw reprezentujących poszczególne branże objęte systemem, jak również przedstawiciele środowisk naukowych i organizacji pozarządowych NGOs. Kolejne

spotkanie zespołu roboczego, na którym został zaprezentowany Projekt KPRU II miało miejsce 25 maja 2006 r.

Zgodnie z postanowieniami art. 34 ust. 1 ustawy *Prawo ochrony środowiska Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012* celem umożliwienia udziału społeczeństwa w procesie opracowywania wspomnianego dokumentu, w dniu 22 maja 2006 r. na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska oraz KASHUE został zamieszczony, opracowany przez KASHUE, przedmiotowy dokument.

Ewentualne uwagi w formie elektronicznej i pisemnej można było kierować w nieprzekraczalnym terminie do dnia 12 czerwca 2006 r. na adres: Departamentu Globalnych Problemów Środowiska i Zmian Klimatu w Ministerstwie Środowiska oraz Instytutu Ochrony Środowiska - Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

W wyniku przeprowadzonych konsultacji społecznych wpłynęło do resortu środowiska od prowadzących instalacje ok. 200 pism z uwagami dotyczącymi *Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012 - Projekt*. Informacje uzyskane w czasie konsultacji społecznych umożliwiły uzupełnienie i weryfikację przydziałów uprawnień.

W wyniku przeprowadzonych konsultacji społecznych wpłynęło do resortu środowiska od prowadzących instalacje ok. 200 pism z uwagami dotyczącymi *Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012*.

Uwagi dotyczące *Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012*, które zostały nadesłane do Ministerstwa Środowiska i KASHUE pod względem charakteru można podzielić na kilka grup.

Pierwszą grupę stanowią pisma z wnioskami dokonanie korekty: o zmianę nazwy instalacji, zmianę nazwy prowadzącego instalację, zmiany miejscowości. W wielu przypadkach do pism załączone były odpisy z KRSu, lub oświadczenia prezesów. Wszystkie tego typu uwagi zostały rozpatrzone pozytywnie.

Drugą, najliczniejszą grupę pism stanowiły wnioski prowadzących instalacje o zwiększenie przydziału uprawnień na lata 2008-2012. Wśród tego rodzaju pism można wskazać wnioski o zwiększenie przydziału uprawnień, w których nie podano wnioskowanej liczby uprawnień do emisji oraz nie podano żadnego uzasadnienia. Tego rodzaju wnioski zostały rozpatrzone negatywnie, gdyż nie było podstawy do zmiany przydziału uprawnień do emisji.

Uwagi do KPRU II zawierające wnioski o zwiększenie przydziału uprawnień do emisji, posiadających uzasadnienie wzrostu zapotrzebowania na uprawnienia, zgodne z nadesłanymi do KASHUE informacjami wymaganymi na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w *sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji*, były rozpatrywane pozytywnie. W określeniu liczby uprawnień brano pod uwagę opracowania branżowe oraz przyjętą metodykę rozdziału dla danego sektora przemysłu. W większości przypadków korekty wielkości przydziału uprawnień do emisji KASHUE mógł dokonać od razu, jednak część przypadków budziła wątpliwości i wymagała nadesłania przez prowadzących instalacje dodatkowych wyjaśnień.

Kilku prowadzących instalacje (głównie z sektora ceramiki) wraz z uwagami do KPRU II nadesłało po raz pierwszy informacje wymagane zgodnie z rozporządzeniem z 7 marca 2006 r. Te przypadki wymagają przeanalizowania i KASHUE odniesie się do nich w późniejszym terminie.

Szereg pism zawierał wnioski o przyznanie w rezerwie uprawnień do emisji dla instalacji nowych, planowanych do uruchomienia przed 2012 r., bądź tych, które będą modernizowane w najbliższych latach. Jeśli wnioski zawierały uzasadnienie były uwzględniane.

Kilka pism było wnioskami o dokonanie zmian w ramach poszczególnych instalacji jednego prowadzącego, najczęściej było to związane z przenoszeniem produkcji pomiędzy instalacjami, a więc koniecznością przeniesienia odpowiedniej liczby uprawnień do emisji. Zdarzały się też wnioski o połączenie instalacji w jedną i określenie jednego sumarycznego przydziału w KPRU II, lub odwrotnie o podział uprawnień do emisji pomiędzy 2 instalacje. Tego typu wnioski były uwzględniane, jeśli było to zgodne z nadesłanymi informacjami.

Oprócz uwag poszczególnych prowadzących instalacje, swoje uwagi ogólne dotyczące branży przekazały też stowarzyszenia: Polska Izba Przemysłu Chemicznego, Związek Pracodawców Ceramiki Budowlanej i Silikatów, Stowarzyszenie Producentów Cementu, Stowarzyszenie Papierników Polskich, Krajowe Zrzeszenie Producentów Materiałów Budowlanych „CERBUD”, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Hutnicza Izba Przemysłowo – Handlowa. Uwagi te zostały omówione na spotkaniach konsultacyjnych z sektorami.

Kolejną grupę uwag zgłosiły organizacje pozarządowe, m.in.: Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Koalicja Klimatyczna, Instytut na rzecz Ekorozwoju, oraz środowiska naukowe.

Ostatnią grupę uwag do KPRU II stanowiły pisma zawierające ogólne uwagi do przedstawionego projektu, często o charakterze redakcyjnym, semantycznym, lub ogólnym. Tego typu uwagi były częściowo uwzględnione.

Informacje uzyskane w czasie konsultacji społecznych umożliwiły uzupełnienie i weryfikację przydziałów uprawnień do emisji.

W okresie 5-12 czerwca 2006 r. prowadzony był proces konsultacji międzyresortowych. W wyznaczonym terminie uwagi dotyczące przedmiotowego dokumentu nadesłały Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Finansów, Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz Urząd Komitetu Integracji Europejskiej.

Równolegle prowadzone były spotkania przedstawicieli KASHUE i Ministerstwa Środowiska z poszczególnymi branżami i stowarzyszeniami, reprezentującymi rodzaje instalacji objętych wspólnotowym systemem. Spotkania z przedstawicielami stowarzyszeń branżowych i organizacji pozarządowych odbywały się w dniach od 01.06.2006 do 14.06.2006. w siedzibie Instytutu Ochrony Środowiska - Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji oraz w budynku „NOT” przy ul. Czackiego 4 w Warszawie.

W tym okresie przedstawiciele KASHUE i Ministerstwa Środowiska spotkali się z przedstawicielami następujących stowarzyszeń: Polska Izba Przemysłu Chemicznego, Związek Pracodawców „Polskie Szkło”, Związek Pracodawców Ceramiki Budowlanej i Silikatów, Stowarzyszenie Producentów Cementu, Stowarzyszenie Papierników Polskich, Krajowe Zrzeszenie Producentów Materiałów Budowlanych „CERBUD”, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Stowarzyszenie Przemysłu Wapienniczego, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Hutnicza Izba Przemysłowo – Handlowa, Forum CO₂, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Stowarzyszenie Producentów Płyt Drewnopochodnych w Polsce, Związek Producentów Cukru w Polsce, Konfederacja Pracodawców Polskich, Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego, Instytut na Rzecz Ekorozwoju, Techniczna Grupa Robocza ds. Przemysłu Koksowniczego – Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla.

Spotkania dały możliwość przedstawicielom poszczególnych stowarzyszeń przekazania swoich uwag, pomysłów, wątpliwości dotyczących metodyki rozdziału uprawnień do emisji oraz zapotrzebowania na uprawnienia do emisji. Przedstawiciele branż przekazali pracownikom KASHUE plany rozwoju poszczególnych branż przemysłu objętych wspólnotowym systemem.

Poruszano też kwestię braku uzasadnienia dla znaczących wzrostów emisji deklarowanych na okres obowiązywania KPRU w przypadku wielu instalacji. Uzgodniono, że prowadzący instalację nadeślą pisemne uzasadnienia, które będą rozpatrywane indywidualnie.

KASHUE przypomniał stowarzyszeniom o obowiązku przekazania do KASHUE przez prowadzących instalacje zweryfikowanych rocznych raportów za 2005 r. i poprosił o kontrolowanie przestrzegania tego obowiązku wśród instalacji zrzeszonych w ramach stowarzyszenia.

Wyjaśniono też wątpliwości związane z ewentualnym rozszerzeniem definicji instalacji spalania paliw. Przedstawiciele KASHUE poinformowali zgromadzonych, że dla celów opracowania KPRU instalacja spalania została zdefiniowana w oparciu o istniejące w polskim prawie definicje: instalacji w rozumieniu ustawy *Prawo ochrony środowiska*, definicję źródła określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2005 r. w *sprawie standardów emisyjnych z instalacji* oraz o definicje instalacji w rozumieniu ustawy *Prawo energetyczne*. Definicja ta brzmi: instalacja spalania - to stacjonarne urządzenia techniczne z układami połączeń między nimi, w którym następuje proces spalania paliw w celu wytworzenia energii. Definicja ta nie będzie rozszerzana na potrzeby KPRU na lata 2008-2012.

Kolejnym problemem poruszonym w trakcie spotkań było stworzenie rezerwy dla instalacji nowych oraz przyznanie premii. KASHUE przedstawił sposób postępowania przy określaniu wielkości uprawnień do emisji dla instalacji nowych, którym zgodnie z nadesłanymi informacjami, przydzielono dodatkowe uprawnienia do emisji w rezerwie dla instalacji nowych, uruchamianych w okresie 2008-2012. Wyjaśniono również zasady rozdziału uprawnień do emisji w formie premii za wcześniejsze działania i premii kogenerację.

Przedstawiciele stowarzyszeń w imieniu prowadzących instalacje w ramach sektora omówili z KASHUE problemy i wątpliwości związane z KPRU II poszczególnych instalacji objętych systemem, w szczególności wielkość przydziału uprawnień dla instalacji istniejących i nowych.

W wyniku podjętych działań *Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012 – Projekt* został poddany wielopoziomym konsultacjom społecznym i międzyresortowym, a prezentowany dokument uwzględni rozpatrzone uwagi i zastrzeżenia.

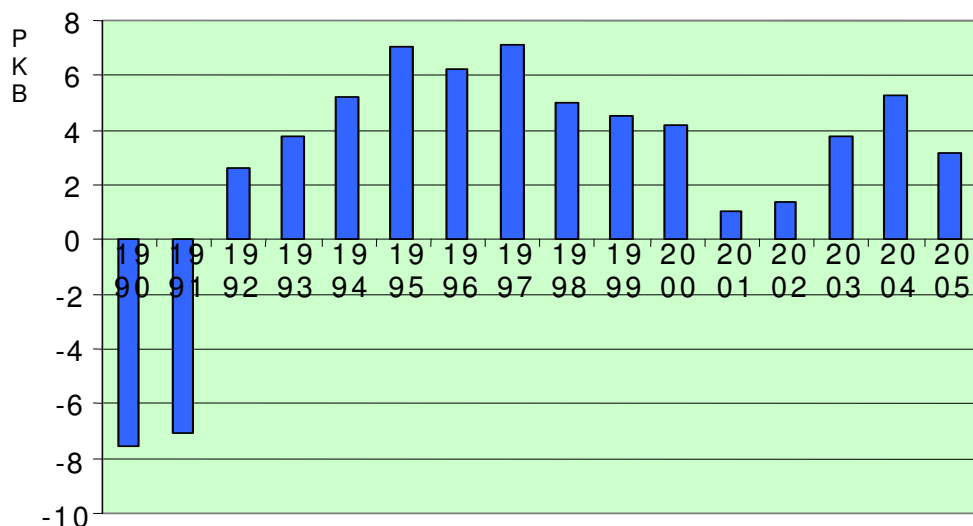
5 PLAN ROZDZIAŁU W SKALI MAKRO – ANALIZA MAKROEKONOMICZNA

5.1 Historyczny i prognozowany wzrost PKB

Polska gospodarka znajduje się w fazie szybkich zmian dlatego opracowanie prognoz w tak dynamicznej sytuacji jest bardzo trudne. Duża dynamika zmian w polskiej gospodarce wynika zarówno z czynników koniunkturalnych – po okresie spowolnienia w latach 2001 i 2002 następuje obecnie wzrost tempa wzrostu gospodarczego – jak też z powodu znaczących zmian otoczenia powodowanych integracją z UE.

Po znacznym osłabieniu dynamiki wzrostu gospodarczego w latach 2001-2002, rok 2003, a szczególnie 2004, przyniosły wyraźną poprawę koniunktury (Rys.5.1). W 2004 r. wzrost PKB wyniósł 5,3% i był najwyższy od siedmiu lat. Wzmoczona aktywność gospodarcza dotyczyła głównie okresu akcesyjnego. W 2005 r. nastąpiło osłabienie tempa wzrostu gospodarczego do 3,2%. Mimo to PKB w przeliczeniu na mieszkańca osiągnął połowę przeciętnej UE-25 (11,6 tys. EURO). Trend wzrostu, jak wynika z danych GUS, można zaobserwować ponownie w I kwartale 2006 r., gdzie PKB był realnie wyższy niż przed

rokiem o 5,2 %. Dane te potwierdzają tendencję wzrostową jak utrzymuje się w polskiej gospodarce



Rys. 5.1. Tempo wzrostu PKB Polski w okresie transformacji

Tabela 5.1 przedstawia zakładany w *Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień na lata 2008-2012* przyrost PKB w latach 2006-2015.

Tab. 5.1. Wzrost PKB (w procentach), w latach 2006-2015.

Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Zmiany PKB	4,3	4,6	5	5,6	6,1	5,6	5,2	5	5	5

Obecnie polska gospodarka jest w fazie stopniowego ożywienia. W dużej mierze przyczynia się do tego przystąpienie Polski do UE od 1 maja 2004 r. Członkostwo Polski w UE wpływa stabilizująco na warunki funkcjonowania gospodarki polskiej, a wejście naszych przedsiębiorstw na jednolity rynek europejski oraz napływ funduszy unijnych stawać się będą coraz silniejszym impulsem do rozwoju gospodarczego. Bardzo istotne wydaje się, utrzymanie przez Polskę pozycji kraju atrakcyjnego, jako miejsca lokalizacji inwestycji, co wiąże się z wykorzystaniem tych inwestycji jako ważnego czynnika zwiększania potencjału gospodarki, eksportu i restrukturyzacji produkcji oraz poprawy konkurencyjności przedsiębiorstw³³⁾.

Oddziaływanie otoczenia międzynarodowego jest i z pewnością będzie dla Polski pomyślne. Podstawowe znaczenie będą miały zewnętrzne uwarunkowania natury gospodarczej. Jak wynika z prognozy Banku Światowego z 2006 r., w okresie do 2015 r. wzrost gospodarki światowej ma być znacząco szybszy niż w latach 80. i 90. ubiegłego stulecia, a także niż w latach 2001-2006. Również prognozy UNICE, czyli europejskiej organizacji pracodawców potwierdzają, że nastąpi przyspieszenie wzrostu gospodarczego w latach 2006-2007.

³³⁾ *Strategia Rozwoju Kraju 2007-2015* (Projekt) Ministerstwa Rozwoju Regionalnego, kwiecień 2006.

Podstawowym założeniem prezentowanej w KPRU II prognozy rozwoju gospodarczego Polski w latach 2008 – 2012 jest założenie utrzymywania się wzrostu gospodarczego w perspektywie najbliższych 5 – 10 lat. Urzeczywistnienie się powyższego scenariusza rozwoju gospodarczego wymaga spełnienia przez Polskę licznych warunków, wśród których między innymi wymienić należy: kontrolę poziomu deficytu budżetowego, utrzymanie relacji państwowego długu publicznego do PKB, obniżanie obciążeń podatkowych w sposób pozwalający na realizację celów fiskalnych, absorpcję środków funduszy unijnych. Do przyjęcia założenia trwałego wzrostu gospodarczego w okresie najbliższych 5 – 10 lat uprawniają:

- obserwowane w całej gospodarce, jak i poszczególnych jej sektorach procesy rozwojowe,
- oczekiwania, co do urzeczywistnienia się w Polsce procesów rozwojowych analogicznych do procesów obserwowanych w innych państwach wstępujących do Unii Europejskiej, z którymi Polska jest porównywana,
- opinie wyrażane przez międzynarodowe instytucje finansowe (w tym Międzynarodowy Fundusz Walutowy)³⁴.

Przyrost PKB przekłada się na wiele elementów m.in. dochody gospodarstw domowych, zmianę podaży pieniądza, a w konsekwencji również na wzrost emisyjności gospodarki. W dokumentach rządowych, a także opracowaniach instytutów naukowo – badawczych prezentowane są różne prognozy rozwoju gospodarczego Polski do roku 2015. Pomimo zróżnicowania w zakresie prognozowanego tempa rozwoju we wszystkich prognozach przewiduje się rozwój gospodarczy.

Należy podkreślić, że prognoza wzrostu gospodarczego w Polsce w okresie najbliższych 5 – 10 lat znajduje uzasadnienie w procesach obserwowanych w innych państwach integrujących się z Unią Europejską przed Polską. Analizując tempo wzrostu w Grecji, Irlandii czy Hiszpanii w okresie ostatnich 10 lat można zaobserwować znaczący i długotrwały rozwój gospodarczy.

Istotnym elementem dla Polski, który z pewnością ma i będzie miał jeszcze większy wpływ na tempo wzrostu gospodarczego jest proces wykorzystywania środków Funduszy Strukturalnych i Funduszu Spójności. Środki funduszy unijnych w dominującej części kierowane są na wspieranie przedsięwzięć o charakterze inwestycyjnym. Finansowane są inwestycje infrastrukturalne, jak i inwestycje pośrednio i bezpośrednio produkcyjne. Zgodnie z prognozami opracowanymi dla Narodowego Planu Rozwoju unijne transfery na poziomie 1% PKB oznaczają przyrost inwestycji o około 5%. Wykorzystanie środków unijnych ma zatem bezpośrednie przełożenie na poziom wielkości emisji CO₂ w Polsce.

Obecny okres budżetowy Unii (7 lat) kończy się w roku 2006. Następnym okresem to lata 2007-2013. Komisja Europejska proponuje, aby priorytety polityki strukturalnej w latach 2007-2013 były osiągnięte w ramach trzech nowych celów:

- 1) konwergencja,
- 2) regionalna konkurencyjność i zatrudnienie oraz

³⁴ *Uzasadnienie prognozy makroekonomicznej dla Polski na lata 2008-2012 w kontekście potrzeb emisyjnych CO₂* (praca niepublikowana) Rea Consulting, czerwiec 2006 r.,

3) współpraca terytorialna.

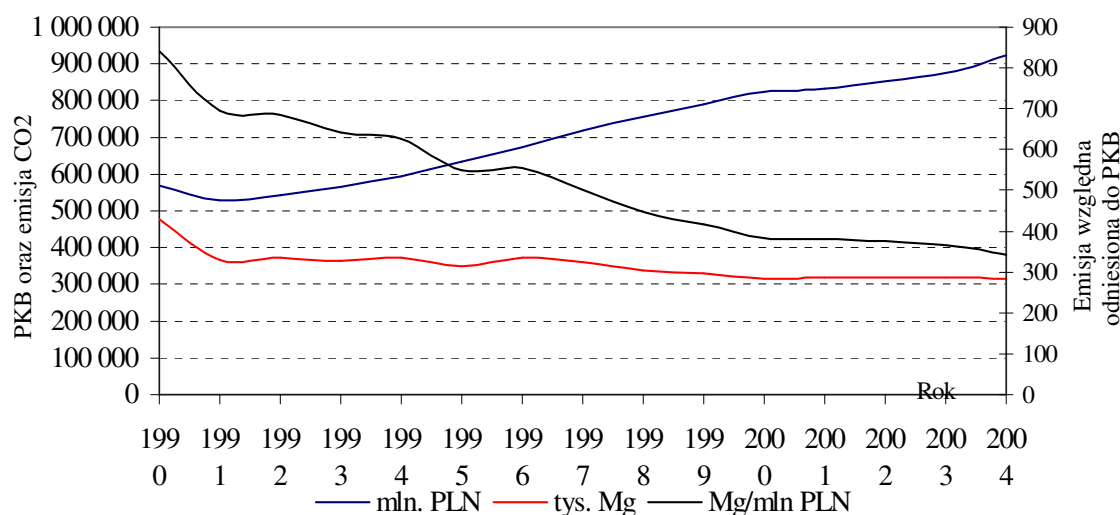
Źródłami finansowania nowej polityki miałyby być trzy fundusze:

- 1) Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego,
- 2) Europejski Fundusz Społeczny
- 3) Fundusz Spójności.

W budżecie UE dla Polski przewidziano w latach 2007-2013 89,6 mld EURO w ciągu siedmiu lat, co po opłaceniu naszych składek do unijnej kasy oznacza netto około 60 mld EURO. Najwięcej, bo aż 59,7 mld EURO Polska może otrzymać w ramach funduszy strukturalnych i spójności na rozwój najbiedniejszych regionów, walkę z bezrobociem czy budowę infrastruktury. Ponadto z unijnej kasy trafi ponad 24 mld EURO do polskiego rolnictwa, pozostała część na programy unijne, w tym edukacyjne i naukowe oraz na cele związane z polityką sprawiedliwości i spraw wewnętrznych.

5.2 Analiza zmian emisyjności krajowej gospodarki

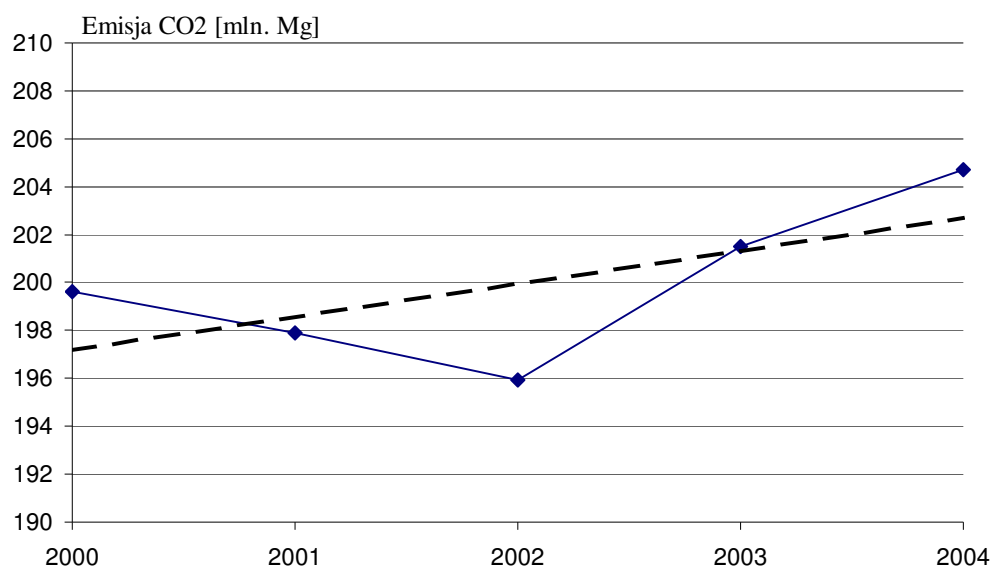
Jednym z najistotniejszych elementów, od których KE uzależnia wielkość liczba uprawnień do emisji w ramach KPRU II, a dokładniej relacje między całkowitą liczbą uprawnień w KPRU I i II, jest związek między wartością produktu krajowego brutto (PKB) a całkowitą roczną wielkością emisji CO₂. Na Rys. 5.1 przedstawiono wielkość PKB oraz rocznej wielkości emisji CO₂ w latach 1990–2003. Z wyjątkiem pierwszych dwóch lat tego okresu, widoczny jest stały wzrost PKB oraz zmniejszanie się wielkości emisji CO₂. Emisja jednostkowa, odniesiona do PKB, maleje w tym czasie z poziomu prawie 700 Mg/mln PLN do około 360 Mg/mln PLN w roku 2003. W przypadku Polski znajduje zatem potwierdzenie teza, że wzrostowi PKB towarzyszy zmniejszanie się emisji.



Rys. 5.1. Produkt Krajowy Brutto (PKB), całkowita roczna emisja CO₂ oraz emisja jednostkowa odniesiona do wartości PKB w Polsce w latach 1990–2004. PKB w cenach stałych z 2003 roku.

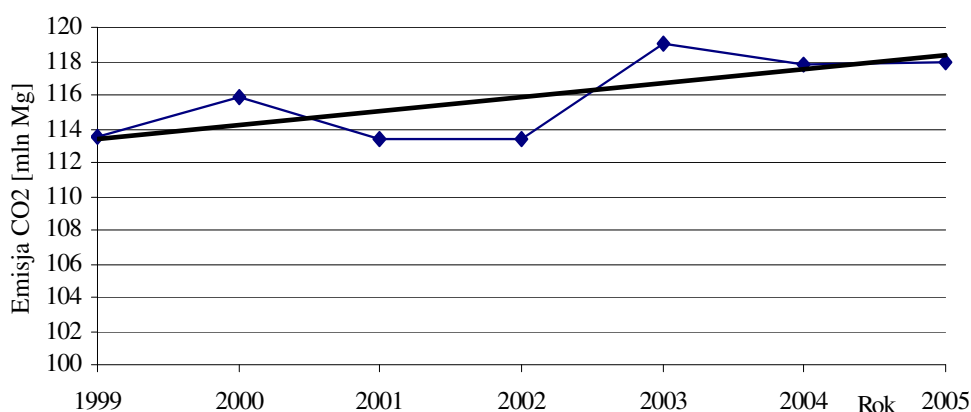
W rozdziale 1, omawiając wytyczne Komisji, postawiono tezę, że w przypadku kraju w trakcie intensywnych przeobrażeń gospodarczych następuje bardzo charakterystyczne przesuwanie się emisji z małych instalacji i sektorów gospodarki, których nie obejmuje wspólnotowy system, do instalacji dużych objętych wspólnotowy systemem. Potwierdzenie

tej tezy przynosi analiza zmian wielkości emisji CO₂ ze źródeł objętych wspólnotowy systemem. Ilustruje to Rys. 5.2.



Rys. 5.2. Roczna emisja dwutlenku węgla ze źródeł uczestniczących w systemie handlu (dla źródeł odpowiedzialnych za ok. 97% emisji w systemie); linia przerywana - trend liniowy

Kolejnym przykładem takiego stanu mogą być zmiany wielkości emisji CO₂ z elektrowni zawodowych. Przedsiębiorstwa te dysponują ponad 50% udziałem w krajowym limicie uprawnień na lata 2005-2007. Wzrostowa tendencja emisji przedstawiona na rys. 5.3 jest bardzo widoczna.



Rys. 5.3. Roczna emisja dwutlenku węgla z elektrowni zawodowych

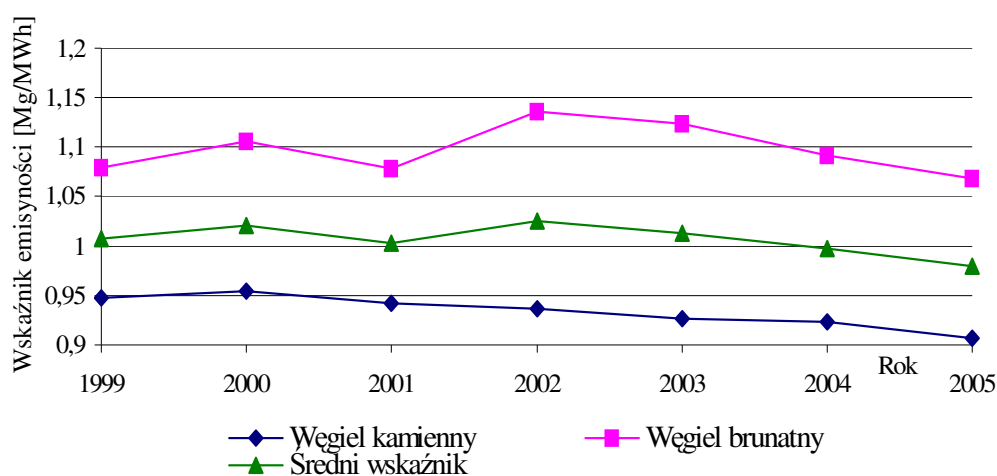
5.3 Analiza zmian emisyjności poszczególnych sektorów przemysłu

5.3.1 Sektor wytwarzania energii elektrycznej

Postęp techniczny, wzrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej, ograniczenia emisyjne - stanowią czynniki zmniejszające jednostkowe wskaźniki emisji procesów

technologicznych. Zmniejszanie się emisyjności procesu wytwarzania powinno być uwzględnione przy rozdziale uprawnień do emisji na lata 2008–2012.

Z drugiej strony, wskaźniki emisji zależą od składu chemicznego paliwa, a ten, szczególnie w przypadku węgla brunatnego, może ulegać istotnym zmianom. Uśrednione oraz oddzielne dla elektrowni zasilanych węglem kamiennym i brunatnym wskaźniki emisyjności dla wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych przedstawiono na Rys. 5.4. O ile w przypadku węgla kamiennego wskaźnik ten ma od 2000 roku malejącą tendencję, to dla węgla brunatnego tendencja taka nie jest już jednoznacznie widoczna. Stan ten wydaje się być zrozumiały. W zbiorze wszystkich krajowych elektrowni zasilanych węglem kamiennym można przyjąć, że średni skład węgla nie ulega zmianie, a zmniejszanie się wartości wskaźnika jest wynikiem wzrostu średniej sprawności wytwarzania energii elektrycznej, natomiast w przypadku węgla brunatnego na efekt poprawy sprawności nakłada się wpływ własności paliwa.



Rys. 5.4. Zmiany wskaźnika emisyjności w latach 1999-2005 w elektrowniach zawodowych.

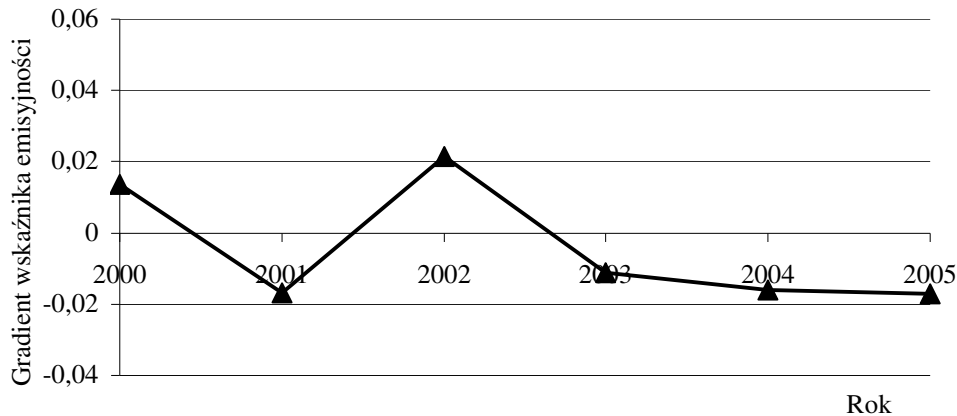
Część elektrowni, oprócz energii elektrycznej, wytwarza dodatkowo ciepło, zaś zmiana relacji między ilością obu produktów zmienia wartość wskaźnika. Istotny wpływ na obniżenie w ostatnim roku wartości wskaźnika w elektrowniach opalanych węglem kamiennym ma wprowadzenie w kilku instalacjach współspalania węgla z biomasą.

Względne zmiany (rok do roku) wskaźnika wahały się w rozpatrywanym okresie (2000–2005) od +0,002 do -0,002 (Rys. 5.5).

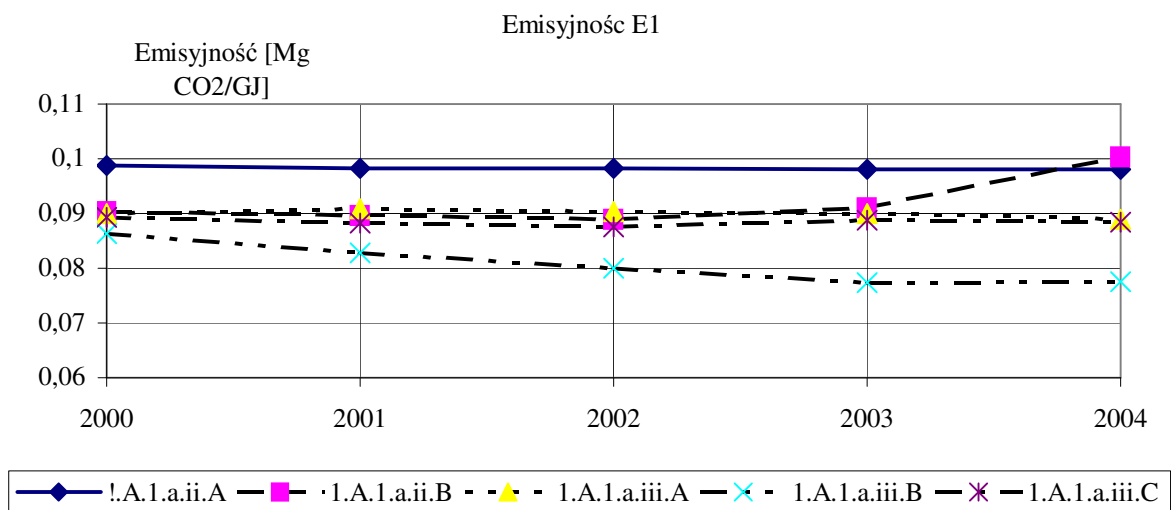
Prognozując zmiany wskaźnika należy pamiętać, że w perspektywie 2008 roku w krajowych elektrowniach zostanie wybudowana jeszcze znacząca liczba instalacji odsiarczania spalin. Instalacje te są źródłem dodatkowej emisji. Stąd można ocenić, że emisyjność wytwarzania energii elektrycznej nie będzie zmniejszała się rocznie więcej niż o 0,2%. Taką wartość przyjęto dla wyznaczenia sektorowego liczby uprawnień do emisji przy wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych.

Zmiana emisyjności jest związana nie tylko ze zmianą sprawności przetwarzania energii chemicznej paliwa, ale także od właściwości samego paliwa. Zmiany jakie nastąpiły w tym zakresie w latach 2000 – 2004 w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przedstawiono na Rys. 5.6. Sytuacja w poszczególnych grupach przedsiębiorstw jest tu bardzo różna. W elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych całym analizowanym okresie średnia emisyjność paliwa utrzymuje się na stałym poziomie i jest najwyższa, co jest związane ze znacznym udziałem węgla brunatnego. W sposób ciągły maleje w grupie kotłów ciepłowniczych, co wynika z rosnącego udziału gazu ziemnego. Na stały poziomie utrzymuje

się także emisyjność paliwa w ciepłowniach zawodowych. W elektrowniach i elektrociepłowniach przemysłowych, w roku 2004 nastąpił znaczący wzrost emisyjności paliwa.



Rys. 5.5. Względne zmiany wskaźnika emisyjności w latach 2000–2005.

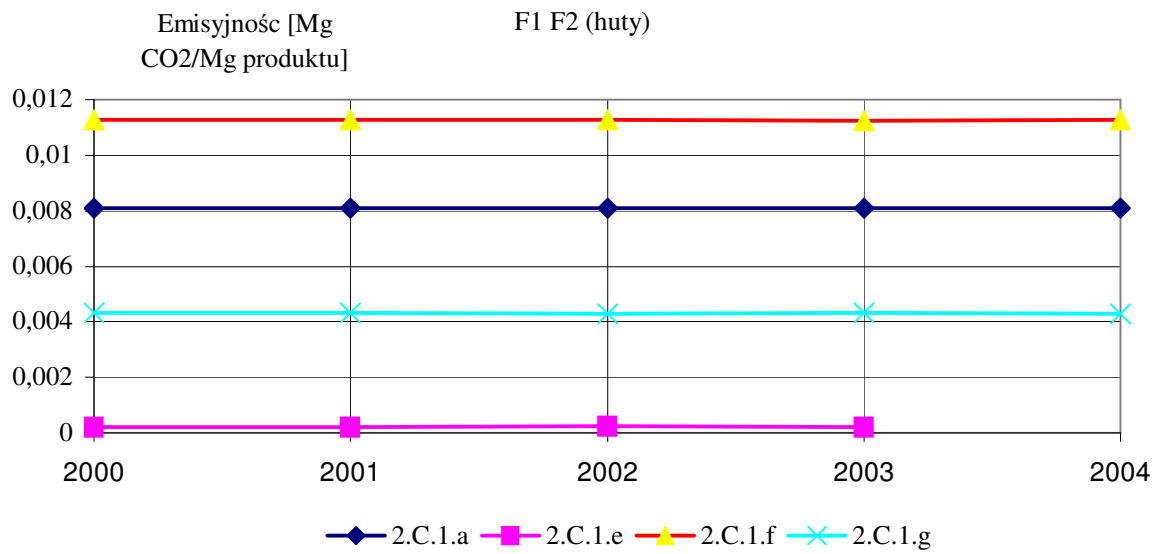


Rys. 5.6. Zmiany emisyjności paliwa wykorzystywanego przez wytwórców energii elektrycznej i ciepła;
 1.A.1.a.ii.A – elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, 1.A.1.a.ii.B – elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe, 1.A.1.a.iii.A – ciepłownie zawodowe (komunalne), 1.A.1.a.iii.B – ciepłownie niezawodowe, 1.A.1.a.iii.C – kotły ciepłownicze energetyki zawodowej

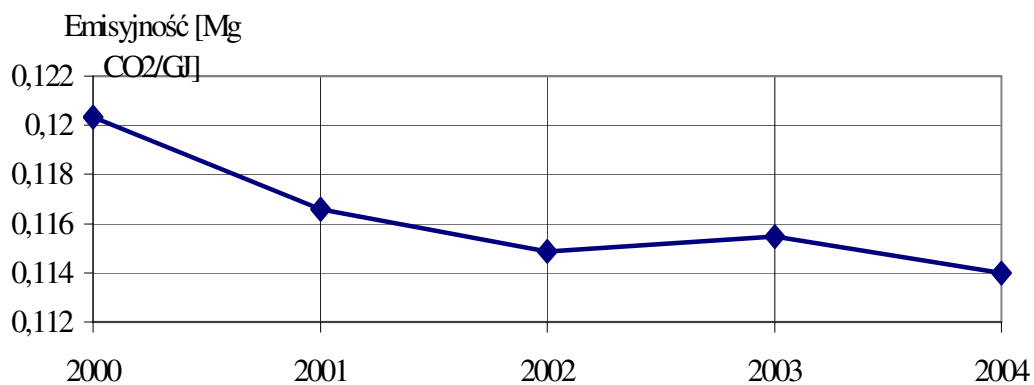
5.3.2 Pozostałe sektory

Analiza emisyjności produktowej możliwa jest tylko w przypadku w miarę jednorodnej produkcji. Stąd przedstawiono jest zmiany w okresie 2000 – 2004 dla hutnictwa (Rys. 5.7), produkcji cementu (Rys. 5.9) oraz wapna (Rys. 5.9). Dla pozostałych sektorów ograniczono się tylko do emisyjności wykorzystywanego paliwa.

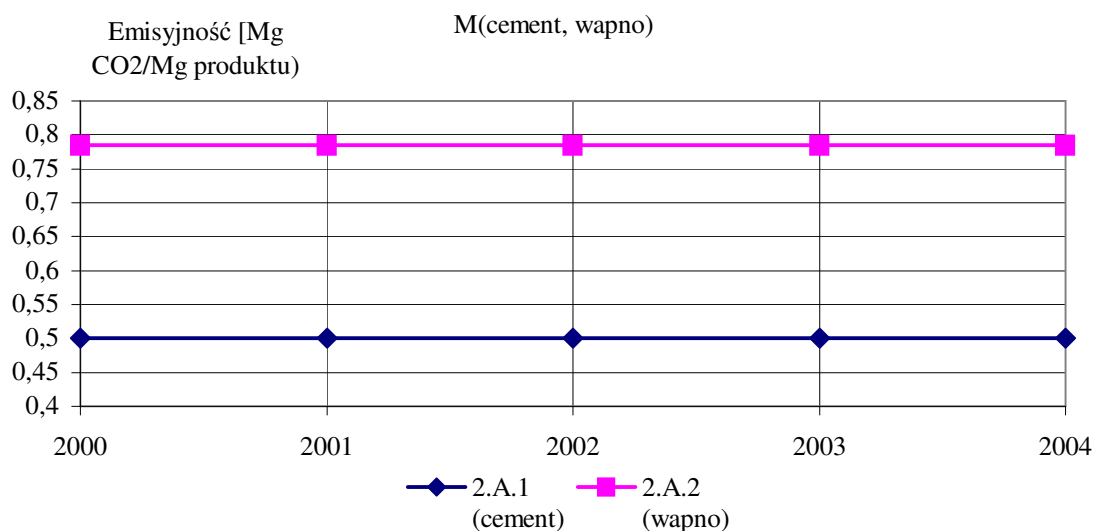
Emisyjność produkcji w hutnictwie, przemyśle cementowym i wapienniczym utrzymuje się na stałym poziomie. Wynika to z faktu braku w ostatnim okresie znaczących inwestycji modernizacyjnych w tych branżach. Zwrócić należy uwagę na utrzymywanie się na stałym, relatywnie niskim poziomie emisyjności w przemyśle cementowym co oznacza, że cement w całym tym okresie nie był produkowany z wykorzystaniem technologii „mokrej”.



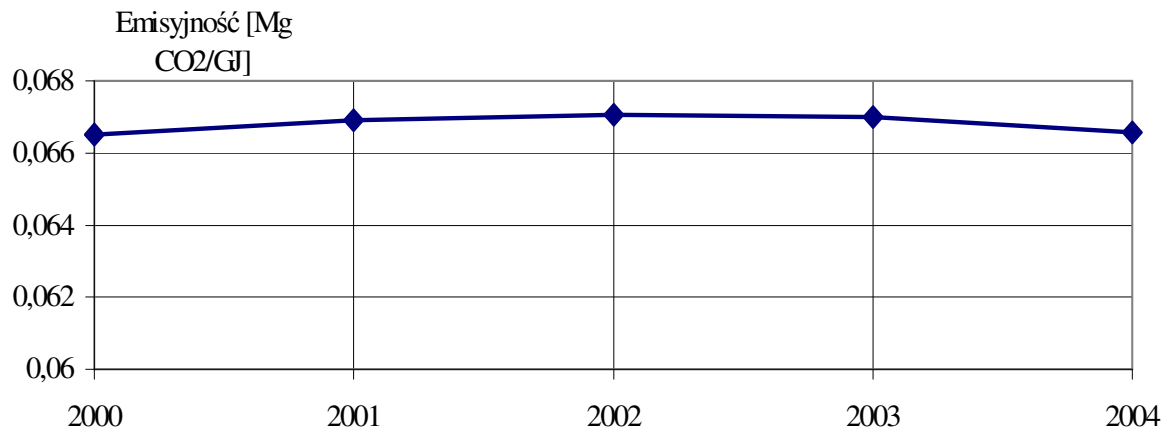
Rys. 5.7. Emisyjność produkcji hutnictwa 2.C.1.a - spiekalnie, 2.C.1.e –wielkie piece, 2.C.1.f –stalownie konwertorowe, 2.C.1.g – stalownie elektryczne.



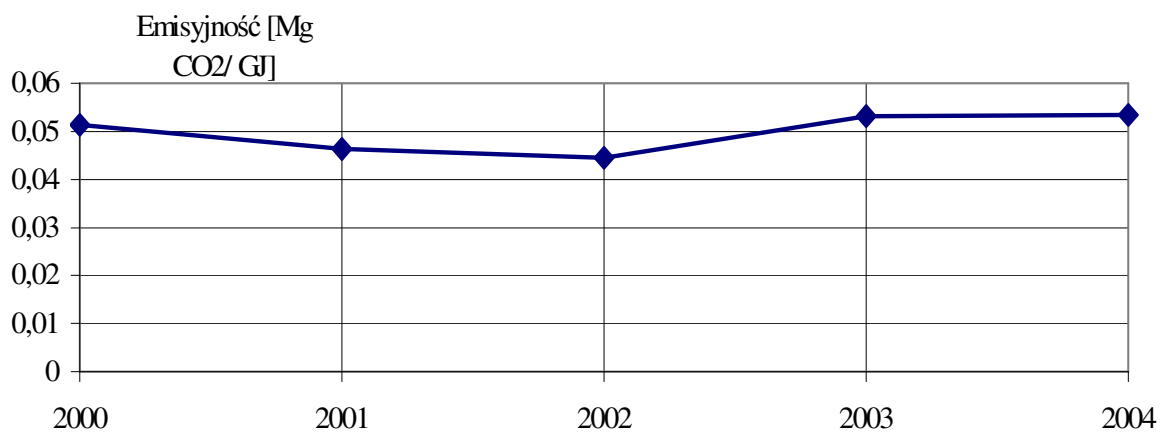
Rys. 5.8. Emisyjność paliwa wykorzystywanego w hutnictwie w instalacjach prażenia i spiekania rud żelaza



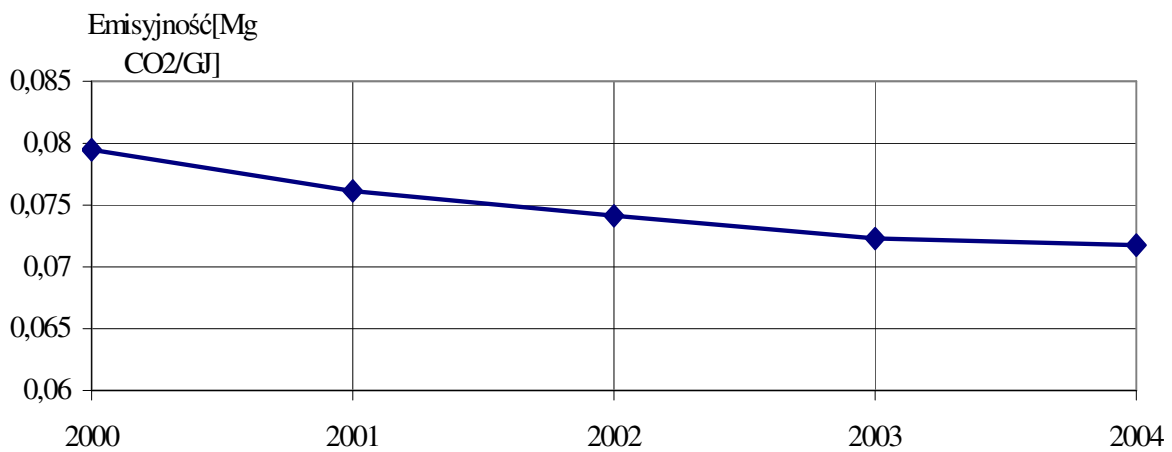
Rys. 5.9. Emisyjność produkcji cementu i wapna



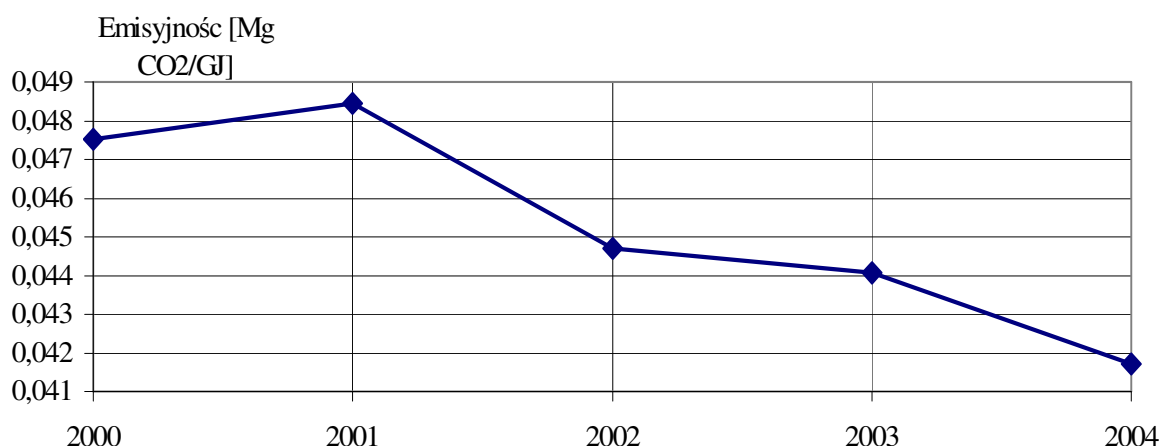
Rys. 5.10. Emisyjność paliwa wykorzystywanego w rafineriach ropy naftowej



Rys. 5.11. Emisyjność paliwa wykorzystywanego w piecach koksowniczych



Rys. 5.12. Emisyjność paliwa wykorzystywanego do produkcji klinkieru



Rys. 5.13 .Emisyjność paliwa wykorzystanego przy wytwarzaniu innych produktów włóknistych

Na stałym poziomie utrzymuje się emisyjność paliwa wykorzystywanego w rafineriach, co jest zrozumiałe wobec stałości właściwości ropy naftowej przerabianej przez krajowe rafinerie. Podobnie wygląda sytuacja w przemyśle koksowniczym wobec wykorzystywania do produkcji krajowego węgla koksującego. Znacznie obniżyła się emisyjność paliw przy produkcji „innych produktów włóknistych”, a więc głównie papieru i tektur. Nieznaczny spadek emisyjności nastąpił przy produkcji klinkieru.

5.4 Zmiany wielkości emisji GC w latach 1988 – 2004

5.4.1 Wielkość emisji GC

Polska, ratyfikując w lipcu 1994 r. *Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu*, zobowiązała się do okresowego opracowywania i publikowania krajowych raportów inwentaryzacyjnych, wskazujących na efekty podejmowanych działań redukcji wielkości emisji GC. Prezentowane poniżej dane pochodzą z rządowych raportów inwentaryzacyjnych, obejmujących lata 1988 - 1999³⁵ oraz dodatkowo z raportów krajowej inwentaryzacji emisji GC za lata 2000 - 2004³⁶.

W tabelicy 5.2 zestawiono wielkości emisji wszystkich GC objętych inwentaryzacją krajową. Wielkość emisji CO₂ w roku 2004 uległa obniżeniu o ok. 33%, w porównaniu do wielkości emisji w roku bazowym (1988). W jeszcze większym stopniu obniżyły się wielkości emisji metanu, co jest wynikiem jego zagospodarowania oraz postępującego spadku wydobycia węgla kamiennego, spadku pogłowia zwierząt w rolnictwie oraz ograniczenia wielkości emisji ze składowisk odpadów stałych. Znaczący, 37% wzrost emisji N₂O wykazany w inwentaryzacji wynika ze zmiany metodyki obliczeniowej począwszy od 1999 r. Szybki, prawie trzykrotny wzrost wielkości emisji gazów przemysłowych, (HFCs, PFCs, SF₆), wyrażonej w ekwiwalencie CO₂, jest spowodowany głównie wzrostem liczby urządzeń klimatyzacyjnych (stacjonarnych i mobilnych) oraz wzrostem produkcji aluminium. Ze względu na niewielki udział gazów przemysłowych w łącznym bilansie wielkości emisji GC

³⁵⁾ Trzeci Raport Rządowy dla Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, Rada Ministrów, Warszawa, 2001 r.,

³⁶⁾ *Inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów za rok 2000, 2001, 2002, 2003, 2004*, Ministerstwo Środowiska - Instytut Ochrony Środowiska.

(ok. 2,3% w 2004 r.) rosnąca emisja tych gazów nie stanowi zagrożenia dla wypełnienia przez Polskę zobowiązań PzK.

Tablica 5.2 Emisja gazów cieplarnianych (GC) w Polsce

Wyszczególnienie emisji GC (w ekwiwalencie CO ₂)	1988	2000	2001	2002	2003	2004	Relacja 2004/1988
CO ₂	476,6	314,8	317,8	308,2	319,0	316,7	66,45%
CH ₄	66	45,9	38,8	37,8	37,7	39,0	59,09%
N ₂ O	21,8	23,9 ³⁾	23,9 ³⁾	22,6 ³⁾	23,9 ³⁾	30,0 ³⁾	137,61%
Gazy przemysłowe (HFCs, PFCs, SF ₆)	0,8	1,6	2,2	1,5	1,9	2,3	287,50%
Razem emisje GC (brutto)	565,2	386,2	382,7	319,5	356,7	361,9	64,03%
Emisja CO₂ –netto²⁾	441,9	271,7	264,2	257,5	293,1	290,5	65,74%

¹⁾ dane oszacowane dla roku 1995,

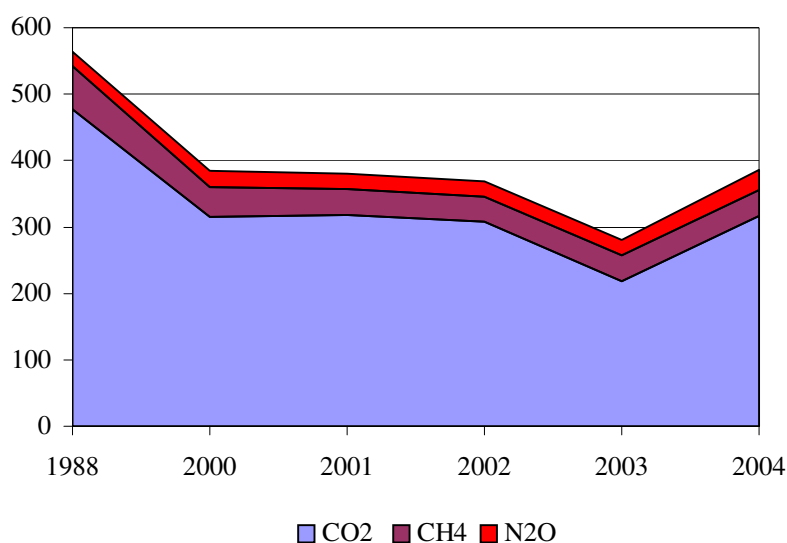
²⁾ z uwzględnieniem pochłaniania CO₂ w rolnictwie i leśnictwie,

³⁾ W tym oszacowana po raz pierwszy w 1999r. emisja z odchodów zwierzęcych .

Źródło: Dla lat 1988 – III Raport rządowy dla Konferencji Stron Ramowej konwencji NZ w sprawie zmian klimatu Warszawa 2001; dla lat 2000-2004 – dane Krajowego Centrum Inwentaryzacji Emisji, zatwierdzone przez Min. Środowiska.

W latach 1988 - 2004 nastąpiła głęboka redukcja wielkości emisji CO₂ netto, uwzględniająca pochłanianie tego gazu w rolnictwie i leśnictwie, przewyższająca skalę redukcji wielkości emisji brutto. Dowodzi to korzystnych dla ochrony klimatu efektów konsekwentnej realizacji długofalowej polityki leśnej państwa, w tym rządowego, *Krajowego Programu Zwiększania Lesistości*.

Kształtowanie się emisji głównych gazów cieplarnianych w Polsce, w latach 1988- 2004, ilustruje Rys.5.14



Rys. 5.14. Zmiany emisji głównych GC w Polsce w latach 1988-2004

5.5 Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania GC³⁷⁾

Zgodnie z załącznikiem A do PzK przedstawiono główne wyniki inwentaryzacji emisji i pochłaniania trzech podstawowych GC: dwutlenku węgla (CO₂), metanu (CH₄) i podtlenku azotu (N₂O) oraz fluorowanych gazów przemysłowych: HFCs, PFCs i SF₆, zgodnie z klasyfikacją źródeł IPCC³⁸⁾.

Inwentaryzacja emisji i pochłaniania przeprowadzona dla roku bazowego 1988 w kategorii 5. (zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo – LULUCF) wykazała, że działania te stanowiły zbiornik netto GC, a zatem emisje z tej kategorii nie zostały uwzględnione przy obliczaniu przyznanego limitu emisji dla Polski.

Wieloletni przebieg emisji i pochłaniania GC w Polsce przedstawiono poniżej w tablicach 5.3. i 5.4. zawierających wartości emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych przedstawione w ekwiwalencie CO₂ dla głównych kategorii źródeł IPCC. W tablicy 5.3. przedstawiono rozbięcie krajowej emisji w podziale na kategorie źródeł natomiast w tablicy 5.4. w rozbięciu na poszczególne GC lub ich grupy.

Tablica 5.3. Emisje i pochłanianie GC: CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆ w Polsce w latach 1988, 1990-2004, z podziałem na kategorie źródeł.

kategorie źródeł	1988/ 1995*	1990	2000	2001	2002	2003	2004
	ekw. CO ₂ [Gg]						
1. Energia	482 817	394 941	321 907	327 222	318 490	327 169	322 603
2. Procesy przemysłowe	24 170	14 489	17 706	16 500	15 110	18 299	20 749
3. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	1 006	0	0	0	0	474	705
4. Rolnictwo	51 742	30 476	26 368	25 838	24 982	25 700	33 614
5. Zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-36 022	-39 956	-36 596	-39 826	-32 915	-28 207	-26 155
6. Odpady	9 094	19 038	19 408	12 409	11 947	11 183	10 802
Ogółem bez kategorii 5	568 829	458 944	385 390	381 968	370 529	382 825	388 473

Tablica 5.4. Emisje i pochłanianie GC w Polsce w latach 1988/1995, 1990-2004, w rozbięciu na poszczególne gazy cieplarniane lub ich grupy.

gazy cieplarniane	1988/1995*	1990	2000	2001	2002	2003	2004
	ekw. CO ₂ [Gg]						
CO ₂ bez 5.	477 004	380 697	314 812	317 844	308 277	319 082	316 700
CH ₄	51 158	58 823	45 852	38 844	37 790	37 688	39 028
N ₂ O	40 385	19 428	23 895	23 946	22 634	23 936	30 005
HFCs	26	0	595	1 073	1 523	1 825	2 436
PFCs	250	0	224	270	287	278	285

³⁷⁾ Informacje o emisji gazów cieplarnianych w Polsce podano także w Załączniku 2 w postaci tablic zgodnych z opracowanymi przez Komisję Europejską „Uzupełniającymi wytycznymi”,

³⁸⁾ Intergovernmental Panel on Climate Change – Międzyrządowy Panel ds. Zmian Klimatu.

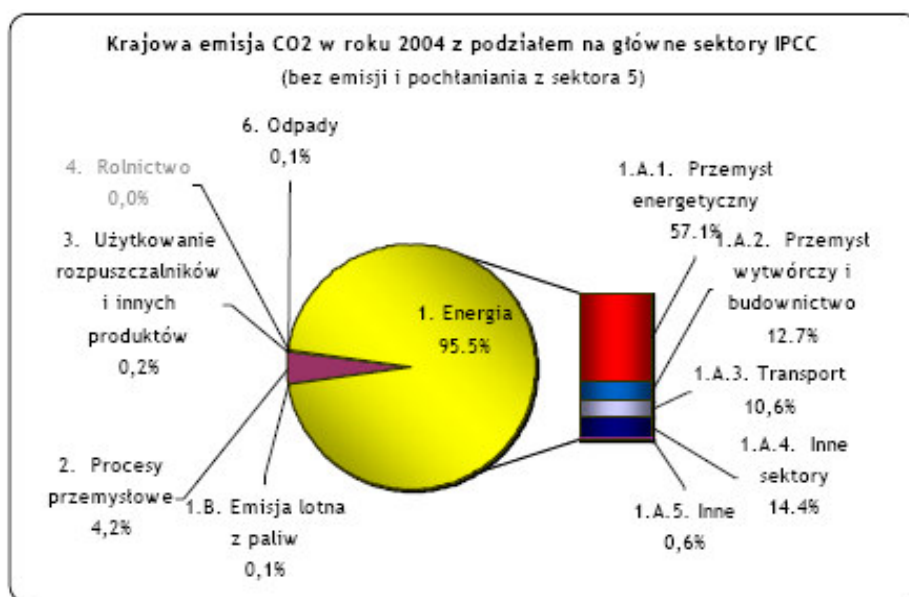
SF ₆	13	0	16	18	21	20	23
Ogółem*	568 837	458 948	385 394	381 996	370 531	382 829	388 477

*sumy emisji są różne od tych w tabeli powyżej ze względu na uwzględnienie emisji CH₄ i N₂O w kategorii 5.

Na rysunku 5.15 przedstawiono udziały poszczególnych kategorii źródeł w wielkości emisji CO₂ (bez kategorii 5.). W roku 2004 roku udziały te były następujące:

- Energia (głównie 1.A. Spalanie paliw) - 95,5%,
- Procesy przemysłowe - 4,2%.

W ramach podsektora 1.A. *Spalanie paliw*, który jest zdecydowanie dominującym źródłem wielkości emisji CO₂, 57% emisji stanowi wielkość emisji z przemysłu energetycznego, 12,7% emisji pochodzi z kategorii *Przemysł wytwórczy i budownictwo*, a 10,6 % z transportu.

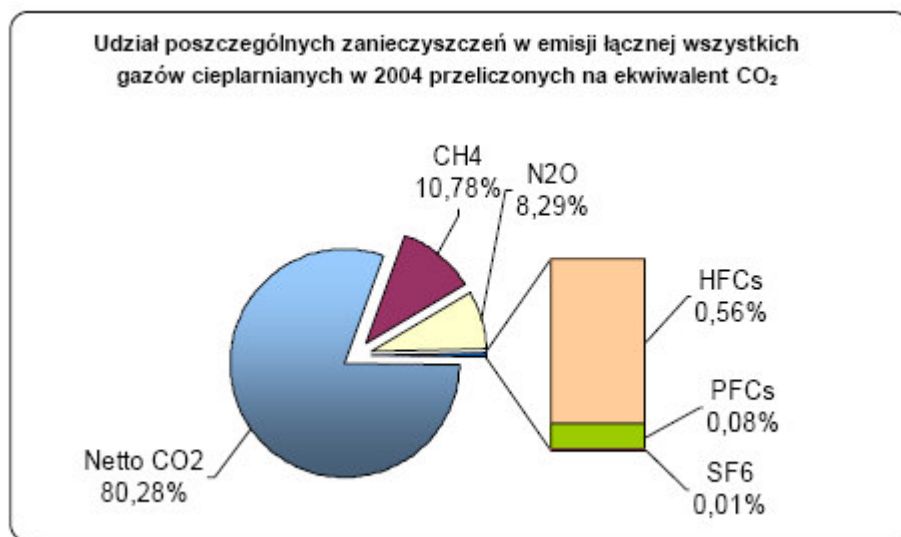


Rys.5.15. Struktura emisji CO₂ w roku 2004

Wiązanie CO₂ występuje jedynie w kategorii 5. *Zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo*, i stanowi około 9,2 % strumienia rocznej wielkości emisji CO₂ netto w 2004 r.

Udziały poszczególnych GC w krajowej emisji przedstawiono na Rys. 5.16. Inwentaryzacja emisji i pochłaniania GC wykonywana jest na podstawie obecnie obowiązującej metodyki IPCC opisanej w wytycznych³⁹⁾. W kategoriach kluczowych, odpowiadających za największy odsetek emisji, wypracowane zostały krajowe wskaźniki i metodyka inwentaryzacji.

³⁹⁾ *Revised IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Intergovernmental Panel on Climate Change. 1996* oraz *IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management In National Greenhouse Gas Inventories. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2000 r.*,



Rys.5.16. Udziały poszczególnych GC w emisji krajowej GC w roku 2004

5.5.1 Emisje CO₂

Dla opracowania KPRU II kluczowe znaczenie posiadają dane dotyczące wielkości emisji CO₂ jako głównego GC i jedynej substancji ujmowanej w drugim okresie rozliczeniowym. Tendencje zmian w tym zakresie w latach 1988 – 2004 przedstawiono w tabelicy 5.5.

Tablica 5.5. Emisja CO₂ w Polsce wg wyróżnionych sektorów gospodarki, w latach 1988-2004 [mln Mg CO_{2e}/rok]

Wyszczególnienie- kategorie emisji CO ₂	1988	2000	2001	2002	2003	2004	Relacja 2004/1988 w [%]
Razem krajowa emisja CO₂ (brutto), w tym:	476,6	314,8	317,8	308,3	319,1	316,7	66,4 %
Instalacje spalania paliw w energetyce:	252,9	164,7	166,9	175,3	182,2	180,5	71,4 %
Emisja w przemyśle przetwórczym, w tym:	82,0	71,7	64,3	64,2	66,8	61,7	75,2 %
- rafinerie i koksownie	5,4	7,2	6,6	5,4	5,6	5,2	96,3 %
- emisje procesowe (z surowców)	13,6	12,3	10,5	8,9	9,3	8,6	63,2%
Transport	28,2	28,2	30,1	29,5	30,5	33,7	119,5 %
Handel, usługi, gosp. domowe, rolnictwo	113,5	50,2	56,5	52,0	53,8	53,4	47,0 %
Pochłanianie CO ₂ (rolnictwo & leśnictwo)	-34,7	-43,1	-53,6	-38,6	-28,2	-26,2	75,5 %
Razem krajowa emisja CO₂ (netto)	441,9	271,7	264,2	269,7	290,9	290,5	65,7 %

Źródło: opracowanie na podstawie raportu inwentaryzacji GC za 2001 -2004 r., IOŚ, Warszawa, oraz „Trzeci raport rządowy dla Konferencji Stron Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu”, Warszawa, 2001 r.

Najważniejsze tendencje charakteryzujące dotychczasowe zmiany dla lat 1988 – 2004 wielkości emisji CO₂, to:

- ponad 33% redukcja wielkości emisji CO₂ w całym kraju oraz ok. 30% w instalacjach energetycznego spalania (produkcja energii elektrycznej i ciepła),
- 53% redukcja wielkości emisji CO₂ w sektorach handlu i usług, rolnictwa oraz gospodarstw domowych; zasadnicze znaczenie mają w tym przypadku poczynione inwestycje termomodernizacyjne oraz zmiany struktury paliw zużywanych do celów grzewczych,
- wzrost wielkości emisji z transportu; głównie wobec wzrost jego aktywności.

5.5.2 Porównanie do roku bazowego 1988

Wartości oszacowanych wielkości emisji i pochłaniania GC 2004 r. w porównaniu z wynikami roku bazowego 1988 (dla gazów przemysłowych rok 1995 jest rokiem bazowym) kształtują się następująco:

- CO₂ - spadek emisji do 66,5 % (bez sektora 5) wartości roku bazowego,
- CH₄ - spadek emisji do 59,2 %,
- N₂O - wzrost emisji do 137,4 %,
- HFC - wzrost emisji do 12721 %,
- PFC - wzrost emisji do 113,9 %,
- SF₆ - wzrost emisji do 171,6 %.

Tablica 5.6. Zmiana wielkości emisji GC w roku 2004 w stosunku do roku bazowego

Zmiana emisji GC w stosunku do roku bazowego 1988	1988 w ekw.CO2 [Gg]	2004 w ekw.CO2 [Gg]	2004/1988 [%]
Emisja CO2 netto	440 881,00	290 541,27	65,9
Emisja CO2 bez sektora 5.	476 625,00	316 700,05	66,45
CH4	65 954,46	39 026,96	59,17
N2O	21 839,50	30 004,51	137,39
HFCs*	15,93	2 026,40	12 720,65
PFCs*	250,18	285,05	113,94
SF6*	13,15	22,56	171,56
Emisja całkowita (z uwzgl. emisji CO2 netto)	528 954,24	361 906,76	68,4
Emisja całkowita (bez CO2 z sektora 5.)	564 698,24	388 065,54	68,7

* przyjęto dane z roku 1995 (bazowego dla gazów HFC, PFC i SF₆)

5.5.2.1 Dwutlenek węgla

Przyczynę zmniejszenia wielkości emisji CO₂ w roku 2004 względem roku 1988 (bazowym) tłumaczy fakt, że zużycie energii chemicznej paliw w 2004 roku stanowi ok. 66% zużycia roku bazowego 1988. Jednocześnie zmieniła się struktura paliw, tj.:

- udział paliw węglowych zmniejszył się z 78,7% (1988) do 68,6% (2004),
- udział paliw ciekłych wzrósł z 12,5% do 20,4%,
- udział paliw gazowych wzrósł z 7,5% do 6,4 %,
- łącznie udział paliw węglowodorowych wzrósł z 20,0% do 26,8%,
- udział biomasy wzrósł z 1,3% do 5,4%.

Wzrost udziału paliw węglowodorowych o znacząco mniejszych wartościach współczynników emisji w stosunku do paliw węglowych, miał dodatkowy wpływ (obok

globalnej redukcji zużycia paliw) na zmniejszenie wielkości emisji CO₂ w roku 2004 w porównaniu z rokiem bazowym 1988.

5.5.2.2 *Metan*

W roku 2004, w porównaniu z rokiem 1988, nastąpił ponad 59% spadek wielkości emisji metanu. Wpłynęły na to przede wszystkim:

- redukcja o prawie 47% emisji lotnej z wydobycia węgla, wynikająca ze znacznego ograniczenia wydobycia węgla kamiennego,
- zmniejszenie emisji z fermentacji jelitowej w sektorze rolnictwa o prawie 52%, wynikające ze znacznego spadku pogłowia zwierząt gospodarskich,
- obniżenie wartości emisji w kategorii 6.A. *Składowanie odpadów* o 52%, które wynika przede wszystkim z istotnej zmiany wartości współczynników (obniżenie wskaźnika DOC) wykorzystanych w inwentaryzacji emisji za lata 2001-2004 w tej kategorii.

W związku z tym, dla zachowania ciągłości trendu, należy przeprowadzić rekalkulację wielkości emisji z sektora 6 IPCC dla lat wcześniejszych z uwzględnieniem nowych wskaźników emisji, odzwierciedlających stopniową zmianę składu morfologicznego składowanych odpadów na przestrzeni analizowanych lat.

5.5.2.3 *Podtlenek azotu*

Emisja N₂O w roku 2004 była wyższa od emisji w roku bazowym (1988) o 38%. Największy wpływ na wzrost emisji miał wzrost emisji w podkategorii sektora 4. *Rolnictwo – Gleby rolne*. Wynika to z uwzględnienia w roku 2004 emisji pośredniej z gleb rolnych. Takie szacowanie dla lat wcześniejszych nie zostało wykonane. Oprócz tego na wzrost emisji N₂O wpływ miało włączenie emisji z odchodów zwierzęcych (4.B.). Podkategoria ta była uwzględniana w inwentaryzacjach dopiero od 1999 roku, a jej udział w krajowej emisji N₂O jest wysoki i dla 2004 roku wyniósł 18%. Inna kategoria, z której emisja N₂O szacowana była w inwentaryzacji gazów cieplarnianych dopiero od roku 2000 to kategoria 6.B. *Ścieki*. Wyliczana na podstawie spożycia białka emisja ze ścieków komunalnych (kanalizacyjnych) nie ma tak wysokiego udziału w emisji krajowej N₂O jak emisja z 4.B. (w 2004 roku udział ten wynosił ok. 2,6%), więc dołączenie tej kategorii miało mniejszy wpływ na wzrost emisji N₂O w stosunku do roku bazowego.

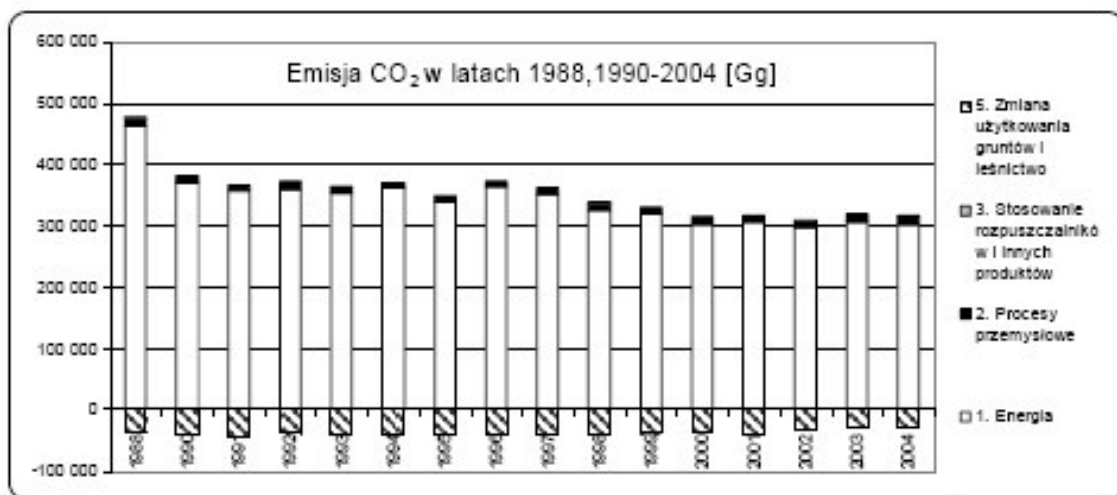
Emisja N₂O ze *Spalania paliw* (1.A) wzrosła o 2,9% w porównaniu z rokiem bazowym, natomiast emisja z *Procesów przemysłowych* (kategoria 2 IPCC) w 2004 r. spadła w porównaniu z rokiem 1988 o ok. 29,7%.

5.5.2.4 *Gazy przemysłowe: HFC, PFC i SF6*

Procentowa zmiana wielkości emisji gazów przemysłowych w stosunku do roku bazowego - 1995 jest znaczna, jednak nie powinna budzić niepokoju, ponieważ wielkość emisji fluorowanych gazów przemysłowych w porównaniu do wielkości emisji głównych GC jest w dalszym ciągu bardzo mała i stanowi ok. 0,65 % sumy krajowej.

5.5.3 *Trendy emisji dwutlenku węgla*

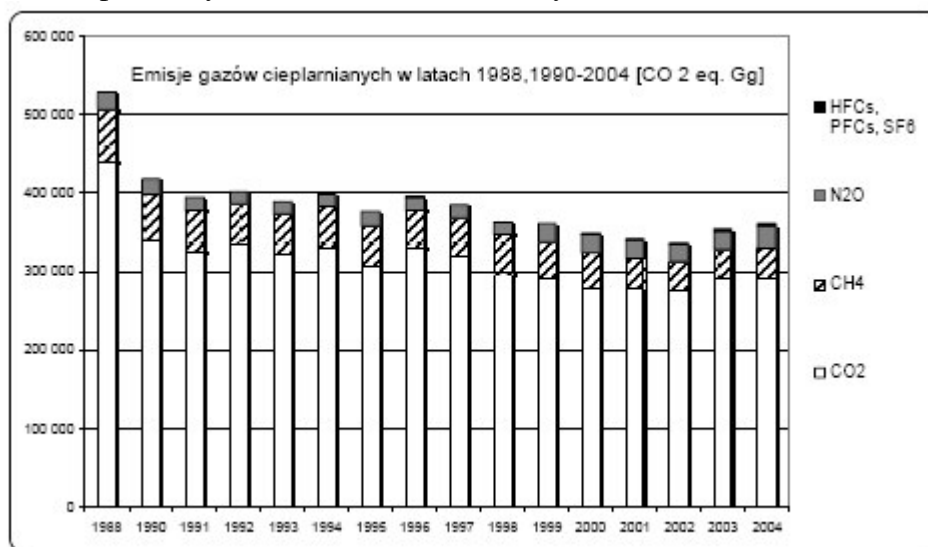
Na rysunku 5.16 przedstawiono wielkość emisji CO₂ w Polsce w latach 1988-2004. Są to wielkości emisji netto, tj. z uwzględnieniem (odjęciem) wiązania występującego w kategorii 5 *Zmiany użytkowania gruntów i lasów*.

Rys. 5.16. Emisja CO₂ w latach 1988, 1990-2004 z podziałem na główne sektory

W Polsce w inwentaryzacjach CO₂ w ubiegłych latach wyodrębniano emisję i pochłanianie. W tabeli trendów w układzie CRF podaje się emisję w dwóch wariantach: z kategorią 5. i bez tej kategorii. Należy zauważyć, że w ramach kategorii 5. mamy do czynienia jednocześnie z emisją i pochłanianiem CO₂.

Generalnie od roku 1988 ciąg emisji CO₂ ma tendencję spadkową. Największa zmiana nastąpiła w latach 1988-1990, co wynika ze spadku aktywności przemysłowej. Tendencja spadkowa w dalszych latach wynika m.in. ze zmiany profilu stosowanych paliw (zmniejszenie się udziału paliw węglowych oraz wzrostu zużycia paliw ciekłych i gazowych) oraz postępującej modernizacji i restrukturyzacji przemysłu, mającej wpływ na energochłonność produkcji.

Trend emisji GC, wyrażonych w ekwiwalencie CO₂ Na rysunku 5.17 przedstawiono krajową emisję gazów cieplarnianych w latach 1988-2004, wyrażoną w ekwiwalencie CO₂.



Rys 5.17. Emisja poszczególnych GC w latach 1988, 1990-2004 z uwzględnieniem emisji i pochłaniania z sektora 5.

Decydujący wpływ na przebieg krajowej emisji ma emisja CO₂, którego udział w poszczególnych latach wynosił od 83% do 79%. Emisja metanu na przestrzeni omawianego okresu systematycznie maleje, jego udział w emisji krajowej wyniósł w roku 2004 ok.11%.

Emisja podtlenku azotu zmniejszała się do roku 1999 z powodu zmniejszającego się zużycia nawozów azotowych. Jednak w latach 1999 - 2004 ogólny udział procentowy N₂O wśród emitowanych GC wzrósł (w roku 2004 wyniósł ponad 6%) z powodu uwzględnienia w inwentaryzacji nowych źródeł emisji.

6 CAŁKOWITY LICZBA UPRAWNIEN DO EMISJI DLA INSTALACJI OBJĘTYCH WSPÓLNOTOWYM SYSTEMEM

6.1 Całkowita liczba uprawnień do emisji na lata 2008-2012

Polska podtrzymuje zawarte w KPRU I stwierdzenia, że w ramach PzK zobowiązała się do redukcji wielkości emisji GC w latach 2008-2012 o 6% w stosunku do poziomu z roku 1988⁴⁰⁾. Zobowiązanie to dotyczy koszyka sześciu GC. Wyniki krajowej inwentaryzacji emisji wykazały łączną emisję CO₂, CH₄ i N₂O w roku 1988 na poziomie 564,7⁴¹⁾ mln Mg równoważnej emisji CO₂ oraz łączną emisję PFCs, HFCs i SF₆ w roku 1995 na poziomie 0,8 mln Mg równoważnej wielkości emisji CO₂. Na tej podstawie wyznaczono limit emisji sześciu GC.

Limit krajowej emisji sześciu GHG
w latach 2008-2012 wynosi średniorocznie
531,3 mln Mg równoważnej emisji CO₂.

Wspólnotowy system w drugim okresie rozliczeniowym obejmuje tylko CO₂. Wyniki inwentaryzacji wykazują wzrost emisji trzech GC (PFCs, HFCs i SF₆) w ostatnich latach. Ich udział w emisjach wszystkich sześciu GC jest jednak niewielki i w roku 2004 wyniósł ok. 0,6%. Z drugiej strony, oczekiwany jest dalszy, w perspektywie 2012 roku, spadek emisji CH₄ w wyniku wdrożenia między innymi dyrektywy nr 99/31/WE⁴²⁾. Zakładając kompensowanie się tych dwóch tendencji, ostatecznie przyjęto w latach 2008-2012 udział CO₂ w emisji sześciu GC zgodnie ze strukturą emisji bazowych czyli na poziomie – 6%, co uznano za zobowiązania PzK dla Polski odniesione do CO₂.

Limit krajowej emisji CO₂ w latach 2008-2012 wynosi średniorocznie
448 mln Mg równoważnej emisji CO₂.

6.2 Krajowa wielkość emisji CO₂ względem zobowiązań z Kioto

Zgodnie z załącznikiem III do dyrektywy nr 2003/87/WE, łączna wielkość emisji powinna zapewnić co najmniej wypełnienie celów emisyjnych dla danego kraju w PzK. Dla Polski zakładana ścieżka emisyjna plasuje się znacząco poniżej limitu PzK.

W analizach dotyczących prognozowanej produkcji i emisji brano pod uwagę fakt, że zarówno dyrektywa nr 2003/87/WE, jak i wytyczne KE nie uwzględniają sytuacji takich

⁴⁰⁾ W PzK bazą dla zobowiązań Polski w przypadku CO₂, CH₄ i N₂O jest poziom emisji z 1988 r, natomiast w przypadku PFCs, HFCs i SF₆ emisje z 1995 r.,

⁴¹⁾ W wyniku przeprowadzonej rekalkulacji roku bazowego, zgodnie z *Inwentaryzacją emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów w roku 2004 r.*,

⁴²⁾ Dyrektywa nr 99/31/WE z dnia 26 kwietnia 1999 r. w sprawie składowisk odpadów (Dz. Urz. UE L. 182 z 16 lipca 1999 r. str. 16).

krajów jak Polska, tzn. znajdujących się w fazie intensywnych przeobrażeń strukturalnych i wzmożonego rozwoju gospodarczego. Dlatego przyjęto, iż system wspólnotowy, jako instrument wspomagający, nie może zaostrzać wymagań emisyjnych dla prowadzących instalacje w stosunku do sytuacji, w której Polska samodzielnie realizuje wymagania PzK.

Na tle działań dotyczących analiz dla źródeł objętych wspólnotowym systemem należy brać pod uwagę zmiany, jakie następują lub mogą następować w innych sektorach i obszarach aktywności gospodarczej. W Polsce należy zwrócić uwagę przede wszystkim na transport, rolnictwo oraz sektor komunalno-bytowy (np. w tym ostatnim rocznie spala się ok. 10 mln Mg węgla kamiennego).

6.3 Całkowita liczba uprawnień do emisji przeznaczona do rozdziału

Całkowita liczba uprawnień do emisji, przeznaczona do rozdziału, stanowi sumę przydziałów sektorowych, krajowej rezerwy na instalacje nowe oraz puli przeznaczonej na aukcje.

Całkowita liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012 wynosi średniorocznie
279 608 285 Mg uprawnień.

W stosunku do limitu krajowego dla instalacji objętych wspólnotowym systemem, wynoszącego 372 mln Mg CO₂, oznacza to nadwyżkę redukcji w wysokości ok. 100 mln Mg CO₂, którą Rząd RP może dysponować, np. zbywając ją w systemie handlu międzynarodowego.

7 POTRZEBY EMISYJNE POSZCZEGÓLNYCH SEKTORÓW W OKRESIE 2008-2012

7.1 Agregacja sektorowa

Przy opracowywaniu KPRU II przyjęto zasadę grupowania instalacji w sektory na podstawie głównej działalności rynkowej.

Instalacje do spalania paliw, produkujące energię mechaniczną lub energię elektryczną lub ciepło na potrzeby instalacji produkcyjnej sektora innego niż sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, zaliczono do sektora, na rzecz którego pracują. Np. elektrociepłownie przemysłowe, zasilające zakłady rafineryjne, zakwalifikowano do sektora rafineryjnego.

W pracach nad KPRU II wyróżniono trzy podsektory sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła:

- elektrownie zawodowe,
- elektrociepłownie zawodowe,
- ciepłownie zawodowe.

Następnie wyróżniono sektory związane z działalnościami, wymienionymi w załączniku I do dyrektywy nr 2003/87/WE:

- przemysł rafineryjny,
- przemysł koksowniczy,
- hutnictwo żelaza i stali,
- przemysł cementowy,
- przemysł wapienniczy,

- przemysł szklarski,
- przemysł ceramiczny,
- przemysł papierniczy.

W trzeciej kolejności wyróżniono sektory, nie wymienione w załączniku I do dyrektywy nr 2003/87/WE, w których użytkuje się instalacje spalania lub inne instalacje wymienione w załączniku I:

- przemysł chemiczny,
- przemysł cukrowniczy,
- pozostały przemysł.

7.2 Określenie liczby uprawnień do emisji dla sektorów

7.2.1 Elektrownie zawodowe

Elektrownie zawodowe (organizacją samorządu gospodarczego zrzeszającą elektrownie zawodowe jest Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie - TGPE) wytwarzają przede wszystkim energię elektryczną. Kilka z nich ma charakter wielozakładowy i zarządza majątkiem produkcyjnym, w skład którego wchodzi także elektrociepłownie. Część elektrowni produkuje dodatkowo ciepło na potrzeby użytkowe. Stąd uzupełniającym produktem podsektora jest ciepło. W 2005 roku w elektrowniach zawodowych wytworzono 120,04 TWh energii elektrycznej, z czego 118,05 TWh w układach kondensacyjnych oraz 26 817 TJ ciepła. Zgodnie z dyrektywą nr 2004/8/WE⁴³⁾, energia elektryczna wyprodukowana w układzie kondensacyjnym może być uznana za skojarzoną w ilości opowiadającej wyprodukowanej ilości ciepła i wskaźnika skojarzenia nie większego niż 0,45. Przy takim współczynniku skojarzenia, całkowita ilość energii elektrycznej, jaka może być uznana za skojarzoną, wynosi 4,02 TWh.

Elektrownie zawodowe współspalały biomasę, z której energia uznawana jest za odnawialną. Produkcja energii elektrycznej z biomasy wyniosła 0,70 TWh, a ciepła 1,72 TJ.

Bilans produkcji elektrowni zawodowych w 2005 roku przedstawia się następująco:

- produkcja ciepła	26 817 TJ
w tym z biomasy	1,72 TJ
- produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu	4,02 TWh
- produkcja energii elektrycznej w kondensacji	116,03 TWh,
z czego	
- ze źródła odnawialnego (biomasa)	0,7 TWh
- z węgla	115,33 TWh

Elektrownie zawodowe wyemitowały w 2005 roku 116 610 960 Mg CO₂. Emisja ta była wynikiem produkcji energii elektrycznej w kondensacji oraz skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła. Ponieważ brak jest możliwości rozdzielenia strumienia produkcji na oba sposoby produkcji, proponuje się, aby za emisję z produkcji skojarzonej uznać emisję odpowiadającą wielkości wyznaczonej zgodnie z zasadą wyznaczania liczby uprawnień do emisji dla produkcji skojarzonej.

W przypadku skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła proponuje się przyjąć zasady przydziału wynikające z potrzeby promocji kogeneracji, zgodnie z dyrektywą nr

2004/8/WE. Dyrektywa ta, w celu określenia wynikającego ze skojarzonego wytwarzania współczynnika oszczędności paliwa, posługuje się pojęciem referencyjnych sprawności rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Jeżeli założyć dalej, że te referencyjne sprawności powinny odpowiadać wymaganiom BAT, to można przyjąć następujące wskaźniki emisyjności dla węgla:

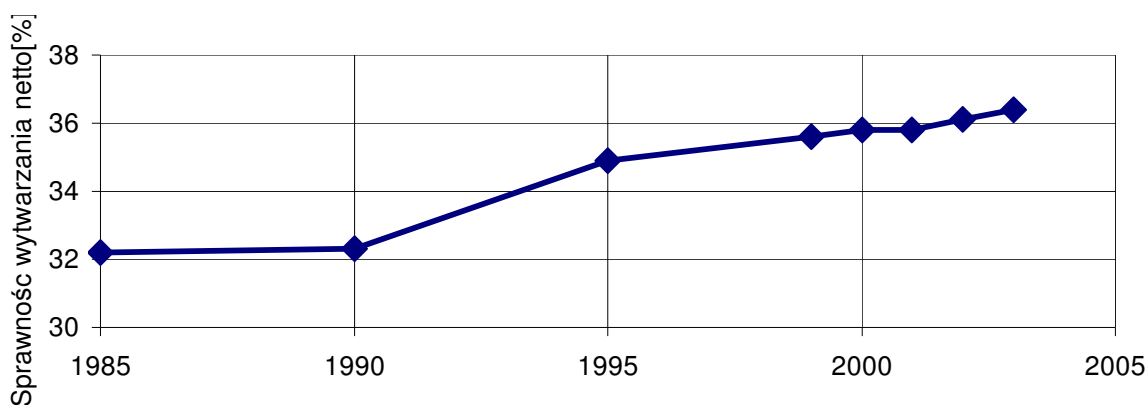
- 90 kg/GJ dla ciepła wyprodukowanego w skojarzeniu,
- 850 kg/MWh dla energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu.

Tak wyznaczona emisja odpowiadająca produkcji skojarzonej w elektrowniach zawodowych w 2005 roku wynosi 2,354 mln Mg. Emisja odpowiadająca produkcji w kondensacji wynosi więc 114,257 mln Mg. Średnia emisyjność produkcji w kondensacji wynosi zatem 0,9907 Mg/MWh (114,26 mln. Mg/115,33 TWh).

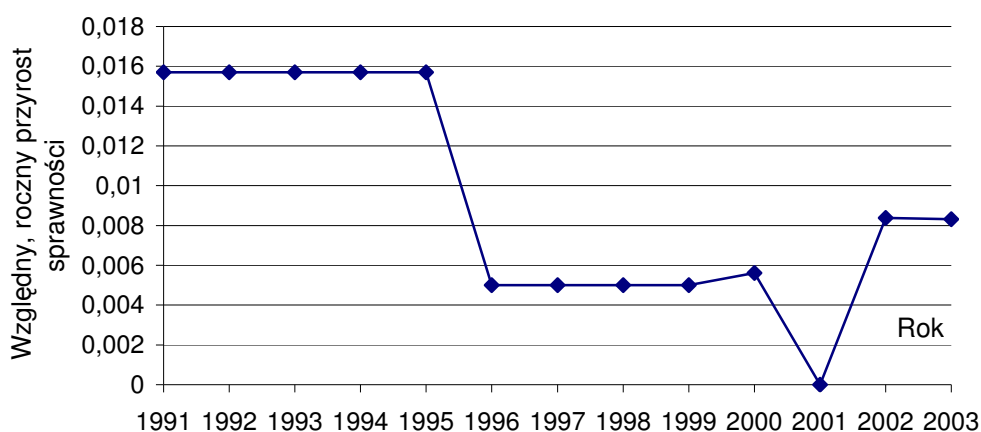
Prognozując zmiany wskaźnika należy pamiętać, że w perspektywie 2008 roku w krajowych elektrowniach zostanie wybudowana jeszcze znacząca liczba instalacji odsiarczania spalin. Instalacje te są źródłem dodatkowej emisji. Zgodnie z analizą, przedstawioną w p. 5.2., można ocenić, że emisyjność wytwarzania energii elektrycznej nie będzie zmniejszała się rocznie o więcej niż 0,2%.

Wielkość tę potwierdza analiza zmian sprawności wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w elektrowniach ciepłych. Zmiany te w okresie 1985–2003 przedstawiono na Rys. 7.1.

Dynamikę zmian sprawności w latach 1991-2003 przedstawiono na Rys. 7.2. Średnia wartość rocznych przyrostów z tego okresu wynosi 0,009. Ponieważ jednak w perspektywie 2012 roku nie są już przewidywane daleko idące modernizacje istniejących bloków, zatem wobec wspomnianej już perspektywy wprowadzenia do ruchu znaczącej liczby instalacji odsiarczania, a tym samym wzrostu potrzeb własnych elektrowni, można przyjąć, że trend zmian sprawności potwierdza zasadność przyjęcia założenia o średniorocznym zmniejszaniu się emisyjności na poziomie 0,2%.



Rys. 7.1. Zmiany sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto w elektrowniach ciepłych w latach 1985-2003.



Rys. 7.2. Względny roczny przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych.

Zgodnie z korektą prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło (Załącznik nr 1.) przewiduje się w latach 2008–2012 produkcję energii elektrycznej w elektrowniach kondensacyjnych zgodnie z Tab.Z.3 załącznika nr 1. Zgodnie z analizą przeprowadzoną przez PTEZ, w przedłożonej prognozie założono także, że produkcja ciepła w elektrociepłowniach będzie do roku 2013 wzrastać o 1,3% rocznie, po czym przyrost ten będzie stopniowo maleć do 0,55% w roku 2025, natomiast produkcja energii elektrycznej będzie rosła zgodnie ze wskaźnikiem wzrostu będącym połową wskaźnika krajowego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną.

Zgodnie z prognozą zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło oraz wyznaczonymi wyżej wskaźnikami emisyjności, wyznaczono zapotrzebowanie na przydział uprawnień do emisji dla sektora elektrowni zawodowych.

W wyniku zastosowanego algorytmu rozdziału uprawnień do emisji między prowadzących instalacje suma rozdzielonych uprawnień na 5 lat wyniosła 700 034 405 uprawnień do emisji oraz średniorocznie 140 006 881 uprawnień do emisji, przy czym za cały okres 450 000 uprawnień do emisji skierowano do krajowej rezerwy. Suma ta wynika z przewidzianych w rozdziale uprawnień uruchomień w 2012 roku dwóch bloków energetycznych: w Południowym Koncernie Energetycznym oraz BOT Elektrownia Opole.

Założono, iż 1% uprawnień do emisji z całkowitej liczby uprawnień do emisji dla sektora tj. 7 mln uprawnień do emisji pokryte zostanie w drodze aukcji, a 99% zostanie rozdzielonych dla poszczególnych prowadzących instalacje.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla podsektora elektrowni zawodowych rozdzielonych pomiędzy poszczególnych
prowadzących instalacje wynosi średniorocznie
138 608 000 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych podsektora elektrowni
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
450 000 uprawnień.

7.2.2 Elektrociepłownie

Elektrociepłownie, zaliczone do rodzaju instalacji do spalania paliw o kodzie E1, tradycyjnie dzielone są w Polsce na 3 grupy: zawodowe, przemysłowe oraz niezależne. Przeważająca większość elektrociepłowni zawodowych zrzeszona jest w organizacji samorządu gospodarczego Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych - PTEZ. W roku 2005 elektrociepłownie wyprodukowały w sumie 32,94 TWh energii elektrycznej, z czego 20,8 TWh elektrociepłownie zrzeszone w PTEZ, a 7,46 TWh elektrociepłownie przemysłowe. PTEZ opracowało w porozumieniu z KASHUE branżową prognozę rozwoju, stąd proponuje się, aby wykorzystać wynikające z tej prognozy zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji do określenia całkowitej liczby uprawnień do emisji dla sektora elektrociepłowni.

W zamieszczonej prognozie zapotrzebowania na energię elektryczną w załączniku nr 1, założono, że produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowniach przemysłowych będzie się utrzymywać na stałym poziomie, a w pozostałych elektrociepłowniach będzie rosła dwa razy wolniej niż krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Stąd całkowitą liczbę uprawnień do emisji dla elektrociepłowni proponuje się wyznaczyć z zależności:

$$\begin{aligned} \text{Liczba uprawnień do emisji dla elektrociepłowni} = \\ \text{liczba uprawnień do emisji dla elektrociepłowni zrzeszonych w PTEZ} \\ \times \text{Średnia produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowniach w latach 2008-2012} \\ / \text{Średnia produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowniach zrzeszonych w PTEZ} \end{aligned}$$

Elektrociepłownie zrzeszone w PTEZ wyprodukowały w 2005 roku 139 929,1 ciepła brutto oraz 21 071,1 GWh, energii elektrycznej brutto. Podział tej produkcji pod względem nośników energii pierwotnej jest następujący:

- produkcja ciepła w instalacjach opalanych węglem	133 511,9TJ
- produkcja ciepła w instalacjach opalanych gaz	6 417,3 TJ
- produkcja energii elektrycznej w instalacjach opalanych węglem	16 993,0 GWh
- produkcja energii elektrycznej w instalacjach opalanych gazem	4 078,7 GWh.

Instalacje te wyemitowały w 2005 roku 25 628 328 Mg CO₂. Elektrociepłownie zawodowe opalane węglem wyemitowały 23 776 684 Mg CO₂, co oznacza, iż uzyskały wskaźnik emisji odniesiony do sumarycznej produkcji energii elektrycznej i ciepła równy 0,122 Mg/GJ. Natomiast instalacje opalane gazem wyemitowały 1 851 644 Mg CO₂, co odpowiada wskaźnikowi emisji odniesionemu do sumarycznej produkcji energii elektrycznej i ciepła równemu 0,08833 Mg/GJ.

O ile można założyć, że całkowite zapotrzebowanie na ciepło będzie w Polsce spadać, to będzie to dotyczyć przede wszystkim źródeł indywidualnych, natomiast wzrastać będzie produkcja ciepła sieciowego, przy stałym zapotrzebowaniu na ciepło wykorzystywane dla potrzeb przemysłowych. Analiza planów produkcyjnych elektrociepłowni zawodowych wskazuje, że przyrost zapotrzebowania na ciepło sieciowe do roku 2013 będzie wynosił około 1,3% rocznie. Główne czynniki, mające wpływ na powyższą prognozę, przedstawione zostały w załączniku nr 1. Na tej podstawie przygotowano szczegółową prognozę produkcji ciepła i energii elektrycznej wytwarzanej w elektrociepłowniach zrzeszonych w PTEZ. Przedstawiono ją w Tab. 7.1.

W przypadku skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przyjęto zasady przydziału wynikające z potrzeby promocji kogeneracji, zgodnie z dyrektywą nr 2004/8/WE. Dyrektywa ta, w celu określenia wynikającego ze skojarzonego wytwarzania współczynnika

oszczędności paliwa, posługuje się pojęciem referencyjnych sprawności rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Jeżeli założyć dalej, że te referencyjne sprawności powinny odpowiadać wymaganiom BAT, to można przyjąć następujące wskaźniki emisyjności:

- 90 kg/GJ dla ciepła wyprodukowanego ze spalania węgla,
- 60 kg/GJ dla ciepła wyprodukowanego ze spalania gazu,
- 850 kg/MWh dla energii elektrycznej wytworzonej ze spalania węgla,
- 430 kg/MWh dla energii elektrycznej wytworzonej ze spalania gazu.

Tab. 7.1. Prognoza produkcji energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach zrzeszonych w Polskim Towarzystwie Elektrociepłowni Zawodowych

Rok	Wzrost skumulowany produkcji ciepła	Produkcja ciepła	Wzrost skumul. produkcji energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej	Produkcja ciepła - gaz	Produkcja energii elektrycznej - gaz	Produkcja ciepła - węgiel	Produkcja energii elektrycznej - węgiel
2005	1	139929,1	1	21 071,7	6417,3	4 078,7	133 511,9	16 993,0
2008	1,0395	145457,6	1,064	22411,8	6670,8	4 338,1	138 786,8	18 073,7
2009	1,0530	147348,6	1,089	22945,2	6757,5	4 441,3	140 591,1	18 503,9
2010	1,0667	149264,1	1,117	23540,1	6845,4	4 556,5	142 418,7	18 983,6
2011	1,0806	151204,5	1,143	24090,3	6934,4	4 663,0	144 270,2	19 427,4
2012	1,0946	153170,2	1,169	24622,7	7024,5	4 766,0	146 145,7	19 856,7

Zgodnie z prognozą produkcji energii elektrycznej i ciepła (Tab. 7.1) oraz przyjętymi wyżej wskaźnikami emisyjności, można wyznaczyć zapotrzebowanie na przydział uprawnień do emisji elektrociepłowni zrzeszonych w PTEZ. Wyniki przedstawiono w Tab. 7.2.

Tab. 7.2. Zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji w latach 2008-2012 dla elektrociepłowni zrzeszonych w PTEZ.

Rok	Produkcja ciepła - gaz	Produkcja energii elektrycznej - gaz	Produkcja ciepła - węgiel	Produkcja energii elektrycznej - węgiel	Emisja jednostkowa produkcji ciepła - gaz	Emisja jednostkowa produkcji energii elektrycznej - gaz	Emisja jednostkowa produkcji ciepła - węgiel	Emisja jednostkowa produkcji energii el. - węgiel	Wskaźnik skumulowany redukcji emisyjności	Przydział uprawnień do emisji
2005	6417,3	4 078,7	133 511,9	16 993,0						27 706 300
2008	6670,8	4 338,1	138 786,8	18 073,7	0,06	0,43	0,09	0,85	0,9851	30 119 127
2009	6757,5	4 441,3	140 591,1	18 503,9	0,06	0,43	0,09	0,85	0,9801	30 696 739
2010	6845,4	4 556,5	142 418,7	18 983,6	0,06	0,43	0,09	0,85	0,9752	31 323 769
2011	6934,4	4 663,0	144 270,2	19 427,4	0,06	0,43	0,09	0,85	0,9704	31 918 717
2012	7024,5	4 766,0	146 145,7	19 856,7	0,06	0,43	0,09	0,85	0,9655	32 502 177
suma										156 560 529
średn.										31 312 106

Przydział uprawnień do emisji dla instalacji zrzeszonych w Polskim Towarzystwie Elektrociepłowni Zawodowych, uzgodniony z tym stowarzyszeniem, składa się z dwóch składników: pierwszy to rzeczywista wielkość emisji roku 2005, drugi natomiast liczony jest z wykorzystaniem metody wskaźnikowej (benchmarking) w następujący sposób:

- wyliczana jest różnica pomiędzy liczbą uprawnień do emisji dla sektora i rzeczywistą wielkością emisji CO₂ sektora w roku 2005,
- określany jest udział wielkości emisji rzeczywistej CO₂ każdej instalacji w roku 2005 w wielkości emisji CO₂ sektora w roku 2005,
- w oparciu o rzeczywiste wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła w roku 2005 i rzeczywiste wielkości emisje CO₂ w roku 2005, obliczone zostają wskaźniki emisyjności dla każdej instalacji i średni wskaźnik emisyjności dla sektora. Wskaźnik emisyjności wyrażany jest ilorazem wielkości emisji CO₂ i do sumarycznej produkcji energii elektrycznej i ciepła, wyrażonej np. w MWh,
- określany jest wskaźnik (benchmark) dla każdej instalacji, będący ilorazem wskaźnika emisyjności CO₂ sektora do wskaźnika emisyjności CO₂ danej instalacji,
- drugi składnik przydziału uprawnień do emisji dla instalacji jest iloczynem wyliczonej w pkt 1 różnicy pomiędzy liczbą uprawnień do emisji sektora i rzeczywistą wielkością emisji CO₂ sektora w roku 2005, udziału wielkości emisji CO₂ instalacji w roku 2005 w wielkości emisji CO₂ sektora wyliczonego w pkt 2 i jej współczynnika (benchmark) wyliczonego w pkt 4.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla podsektora elektrociepłowni wynosi średniorocznie
47 247 600 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych podsektora elektrociepłowni
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
2 242 000 uprawnień.

7.2.3 Ciepłownie zawodowe

W przypadku tego podsektora liczbę uprawnień do emisji na drugi okres rozliczeniowy wyznaczono na podstawie informacji przesłanych przez prowadzących instalacje zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji. Stanowi ona sumę przydziałów liczby uprawnień do emisji dla poszczególnych instalacji i wynosi **12 107 000 uprawnień.**

W przypadku instalacji produkujących jedynie ciepło przydział uprawnień do emisji był określony według wzoru:

$$\text{emisja [Mg CO}_2\text{]} = \text{ciepło [GJ]} * 0,1325 \text{ Mg CO}_2\text{/GJ}$$

Algorytm ustalony został we współpracy z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla podsektora ciepłowni zawodowych wynosi średniorocznie
12 107 000 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych podsektora ciepłowni zawodowych
w ramach jednolitej rezerwy systemowej wynosi
7 503 500 uprawnień.

7.2.4 Przemysł rafineryjny

Liczbę uprawnień do emisji dla sektora rafineryjnego wyznaczono na podstawie planów rozwojowych oraz prognozy produkcji i wielkości emisji branży, opracowanych na zlecenie Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego w kwietniu 2006 r. Najważniejsze punkty tej prognozy wyszczególniono poniżej.

- w perspektywie lat 2012-2015 można spodziewać się w Polsce koncentracji wielkoprzemysłowego przetwórstwa ropy w dwóch ośrodkach o łącznej zdolności przerobowej 26-30 mln Mg rocznie. Należy w tym miejscu podkreślić, iż ośrodki te są instalacjami o najwyższym stopniu zaawansowania struktury technologicznej, co oznacza znacznie głębszą rafinację i skuteczniejsze usunięcie siarki oraz wiąże się z większym zużyciem energii i zapotrzebowaniem na uprawnienia do emisji ,
- podobne w skutkach, tzn. zwiększające złożoność struktury technologicznej oraz głębokość rafinacji i skuteczność usunięcia siarki, a stąd i zużycie energii i emisje CO₂, są przewidywane inwestycje modernizacyjne i w nowe instalacje,
- planowane jest też rozszerzenie własnych możliwości wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przez rozbudowę elektrociepłowni przy zakładach,
- dostępne prognozy zużycia ropy i paliw w Polsce, ze względu na inną strukturę bilansu energetycznego, nie wskazują na możliwość szybkiego wyrównania wzorców konsumpcji do poziomu charakterystycznego dla UE, jednak charakteryzują się wyraźnym trendem rosnącym, ściśle skorelowanym ze wzrostem PKB, i wskazują na celowość nadążania przemysłu rafineryjnego za wzrostem zapotrzebowania.

W wyniku analizy prognoz rozwoju branży, wyznaczono ogólną liczbę uprawnień do emisji w latach 2008-2012 łącznie dla instalacji rafineryjnych i elektrociepłowni zakładowych wewnątrz sektora w wysokości 57 119 000 uprawnień do emisji. Rezerwa na instalacje nowe, którą należy wydzielić z tej liczby i przyłączyć do rezerwy krajowej, wynosi 11 785 000 uprawnień do emisji.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla sektora rafineryjnego wynosi średniorocznie
9 066 800 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych sektora rafineryjnego
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
11 785 000 uprawnień

7.2.5 Przemysł koksowniczy

Liczbę uprawnień do emisji dla sektora dla prowadzących instalacje przemysłu koksowniczego wyznaczono na podstawie planów rozwojowych i prognozy produkcji branży, opracowanych przez Techniczną Grupę Roboczą ds. przemysłu koksowniczego w kwietniu 2006 r.

W roku 2005 sektor koksowniczy w Polsce wyprodukował 8 392 380 Mg koksu. Jednocześnie, w tymże roku instalacje koksownicze wyemitowały 2 290 748 Mg CO₂. Jednostkowy wskaźnik emisyjności wyniósł 0,273 MgCO₂/Mg_{koks}.

Rzeczywista wartość tego wskaźnika, znacząco niższa od wartości założonej przy przyznawaniu uprawnień do emisji w ramach I KPRU (0,385 MgCO₂/Mg_{koks}), osiągnięta została przez sektor dzięki sprzedaży 36% produkowanego razem z koksem gazu koksowniczego.

Polski przemysł koksowniczy osiąga bardzo dobre wskaźniki emisyjności – w granicach 0,350-0,420 MgCO₂/Mg_{koks} (średnio 0,385 MgCO₂/Mg_{koks}), podczas gdy średnia europejska jest dużo wyższa i wynosi niemal 0,600 MgCO₂/Mg_{koks}.

Wymóg ograniczenia wielkości emisji jest w przypadku przemysłu koksowniczego możliwy do osiągnięcia wyłącznie na drodze ograniczenia produkcji, co osłabiłoby pozycję polskiego koksownictwa na rynku światowym. Nie istnieje bowiem techniczna możliwość ograniczenia wskaźnika emisji.

Przy wyznaczaniu liczby uprawnień do emisji dla sektora zwrócono szczególną uwagę na postulat, iż całkowite spalanie wytworzonego gazu koksowniczego – wobec braku możliwości dalszej sprzedaży jego nadmiaru – stanie się głównym źródłem emisji w instalacjach koksowniczych. Taką właśnie sytuację uwzględniono podczas prac nad KPRU I i nie ma przesłanek ku temu, by w tym punkcie wprowadzać zmiany w KPRU II.

Z planów rozwojowych sektora wynika, iż inwestycje modernizacyjne skutkować będą zwiększeniem produkcji w okresie 2008-2012 o 1 660 000 Mg koksu, licząc osiągnięcie pełnej mocy od połowy roku uruchomienia. W przeliczeniu na wartość średnioroczną daje to 332 000 Mg. Wielkość ta jest spójna z deklarowaną mocą produkcyjną na lata 2008-2012, wynoszącą 10 052 000 Mg koksu rocznie.

Tab. 7.3. Zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji sektora koksowniczego w latach 2008-2012.

E3 - przemysł koks.	2008	2009	2010	2011	2012	Razem	Średniorocznie
Jednostkowy wskaźnik emisyjności [MgCO ₂ /Mg _{koks}]	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385		
Produkcja z instalacji nowych [Mg]	180 000	330 000	330 000	410 000	410 000	1 660 000	332 000
Produkcja deklarowana z instalacji istniejących [Mg]	10 148 000	10 068 000	10 068 000	9 988 000	9 988 000	50 260 000	10 052 000

Przydział uprawnień dla instalacji nowych	69 300	127 050	127 050	157 850	157 850	639 100	127 820
Przydział uprawnień dla instalacji istniejących	3 906 980	3 876 180	3 876 180	3 845 380	3 845 380	19 350 100	3 870 020
					Suma	19 989 200	3 997 840

Przy wyznaczaniu liczby uprawnień do emisji dla sektora oraz liczby uprawnień do emisji w ramach jednolitej rezerwowej krajowej zastosowano metodę wskaźnikową przy stałej wartości jednostkowego wskaźnika emisyjności na poziomie $0,385 \text{ MgCO}_2/\text{Mg}_{\text{koks}}$. Tak wyznaczona liczba uprawnień do emisji zabezpiecza funkcjonowanie instalacji branży, perspektywy ich rozwoju zgodnie z *Programem Restrukturyzacji Polskiego Przemysłu Koksowniczego*. Deklarowane poziomy produkcji i proponowane przydziały zestawiono w Tab. 7.3

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla sektora koksowniczego wynosi średniorocznie
3 831 600 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych sektora koksowniczego
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
639 500 uprawnień.

7.2.6 Hutnictwo żelaza i stali

Przydział uprawnień do emisji dla sektora hutnictwa żelaza i stali został opracowany na podstawie opracowania branżowego dostarczonego przez Hutniczą Izbę Przemysłowo-Handlową - HIPH. Liczba uprawnień do emisji podana przez HIPH w dokumencie została określona na podstawie:

- prognozy wzrostu PKB do roku 2012 – dane GUS (Narodowe Strategiczne Ramy Odniesienia),
- wynikowej prognozy jawnego zużycia stalowych wyrobów hutniczych (sektorowe wskaźniki wzrostu),
- wskaźnika emisji CO_2 na tonę stali surowej, który będzie się zmniejszał w okresie KPRU II z $0,541 \text{ MgCO}_2/\text{Mg}_{\text{wyrobu}}$ do $0,532 \text{ MgCO}_2/\text{Mg}_{\text{wyrobu}}$,
- danych o wielkości produkcji oraz rodzaju wyrobów dla każdej z hut.

W opracowaniu HIPH podano również wielkości emisji CO_2 na Mg wyrobu w porównaniu do odpowiednich wartości produkcji i emisji dla UE.

Liczba uprawnień do emisji dla sektora hutniczego drugim okresie rozliczeniowym wynosi 86 391 500 uprawnień do emisji, w tym uprawnień dla instalacji nowych przekazanych do jednolitej rezerwy krajowej 2 546 000 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla sektora hutniczego wynosi średniorocznie
16 769 100 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych sektora hutniczego
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
2 546 000 uprawnień.

7.2.7 Przemysł cementowy

Liczba uprawnień do emisji dla sektora cementowego wyznaczono z zastosowaniem metody wskaźnikowej na podstawie prognozy sprzedaży cementu w Polsce do roku 2012 Instytutu Badań nad Gospodarką Rynkową, przy uwzględnieniu uwarunkowań i charakterystyki branży, przedstawionych przez Instytut Mineralnych Materiałów Budowlanych w *Projekcie alokacji uprawnień do emisji CO₂ w ramach opracowania KPRU na lata 2008-2012*, opracowanym na zlecenie Stowarzyszenia Producentów Cementu.

Inwentaryzacja produkcji cementu w Polsce wykazała, iż monitorowana wielkość emisji CO₂ była najbardziej reprezentatywna w latach 2001-2004. W tym czasie nastąpił znaczący spadek produkcji cementu, co wiązało się z wyłączeniem z eksploatacji bardziej energochłonnych pieców obrotowych metody mokrej, 2001 był ostatnim rokiem ich względnie szerokiego wykorzystania.

W okresie od 1988 r. następowała stała redukcja jednostkowego zużycia ciepła. Zużycie to z ok. 6120 MJ/Mg klinkieru spadło obecnie do ok. 3500 MJ/Mg klinkieru. W przypadku spodziewanego wzrostu produkcji powyżej poziomu z 2001 r., mogącego skutkować włączeniem pieców „mokrych”, oczekiwane zużycie ciepła wzrośnie do ok. 4000 MJ/Mg klinkieru. Z powyższych powodów, wielkości produkcji i emisji z 2001 r. uznano za bazową do obliczenia rozdziału uprawnień do emisji.

Dodatkowym istotnym czynnikiem, wziętym pod uwagę podczas prac nad KPRU II, jest zmienna zawartość klinkieru w cemencie. W latach najwyższej produkcji - 1988-1989 oraz 1994-2000 - wielkość ta wynosiła średnio ok. 83% w porównaniu z 77% w 2001 r. Prognoza produkcji sektora przewiduje podobne poziomy w latach 2008-2012, porównywalne z ww., co oznacza potrzebę zwiększenia zapotrzebowania na alokacje o wskaźnik zawartości klinkieru (83/77).

Należy zaznaczyć, że przewidywany wzrost produkcji w okresie do 2012 r. zostanie pokryty przez instalacje istniejące – nie zachodzi zatem potrzeba rezerwowania uprawnień do emisji dla instalacji nowych.

Wzór do użytej metody wskaźnikowej przyjął następującą formę:

$$\begin{aligned}
 \text{Liczba uprawnień do emisji dla sektorowa} &= \\
 &= (\text{prognoza produkcji w danym roku}) \times \\
 &\times (\text{bazowy jednostkowy wskaźnik emisyjności}) \times \\
 &\times (\text{wskaźnik udziału klinkieru w cemencie})
 \end{aligned}$$

Wyniki tych obliczeń przedstawiono w Tab. 7.5

Tab. 7.5. Zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji w latach 2008-2012 sektora cementowego.

Rok	Sprzedaż cementu	Wskaźnik emisyjności bazowy	Emisja CO ₂ bazowa	Udział klinkieru w cemencie	Alokacja emisji	Wskaźnik emisyjności
	Mg	Mg _{CO₂} /Mg _{cem}	Mg		Mg	Mg _{CO₂} /Mg _{cem}
2001	11 298 000	0,759	8 573 700	0,77		0,759
2008	13 400 000	0,759	10 168 843	0,83	10 961 220	0,818
2009	14 700 000	0,759	11 155 372	0,83	12 024 622	0,818
2010	16 400 000	0,759	12 445 449	0,83	13 415 224	0,818
2011	17 600 000	0,759	13 356 092	0,83	14 396 826	0,818
2012	18 600 000	0,759	14 114 961	0,83	15 214 828	0,818
				Suma	66 012 720	
				Średnior.	13 202 544	

Po odjęciu – tak jak w pozostałych sektorach 1% na potrzeby rezerwy na aukcję – średnioroczna liczba uprawnień do emisji wynosi 13 071 100 po zaokrągleniu wartości danych dla prowadzących instalacje.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla sektora cementowego wynosi średniorocznie
13 071 100 uprawnień.

7.2.8 Przemysł wapienniczy

Liczbę uprawnień do emisji dla sektora wapienniczego wyznaczono na podstawie planu rozwoju i prognozy zapotrzebowania na uprawnienia do emisji branży, opracowanych przez Stowarzyszenie Przemysłu Wapienniczego.

Inwentaryzacja produkcji wapna w latach 1988-2003 wykazała, iż emisyjność jednostkowa została w tym okresie obniżona z ok. 1,30 do ok. 1,17 Mg CO₂/Mg_w, przy średniej dla krajów UE ok. 1,20 Mg CO₂/Mg_w. Emisja CO₂ pochodzi w 1/3 ze spalania paliw, a w 2/3 z procesów technologicznych (termicznego rozkładu węglanów). Oznacza to, iż w porównaniu z innymi sektorami, dalsze obniżanie emisyjności jednostkowej w przemyśle wapienniczym następować może w bardziej ograniczonym zakresie.

W 2005 r. produkcja wapna w Polsce wyniosła 1 480 000 Mg, zaś wielkość emisji CO₂ – 1 720 000 Mg, w okresie do 2012 r. przewiduje się wzrost produkcji. Wzrost ten spowodowany będzie przede wszystkim rozwojem budownictwa i technologii ochrony środowiska. Zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji dla sektora wapienniczego w okresie 2008-2012 wyznaczono metodą wskaźnikową w oparciu o dane o produkcji i emisji w 2005 r. oraz prognozę rozwoju branży do 2012 r. Zgodnie z wymogiem obniżania emisyjności, założono redukcję jednostkowego wskaźnika emisyjności o 0,15% rocznie. Wyniki prac zestawiono w Tab. 7.6.

Tab. 7.6. Zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji sektora wapienniczego w latach 2008-2012

M1.2 - przemysł wapienniczy	2005	2008	2009	2010	2011	2012	
Produkcja [Mg]	1 480 000	2 130 000	2 220 000	2 260 000	2 290 000	2 330 000	
Jednostkowy wskaźnik emisyjności [MgCO ₂ /Mgw]	1,1622	1,1569	1,1552	1,1535	1,1517	1,1500	Razem
Emisja lub przydział uprawnień	1 720 000	2 464 283	2 564 555	2 606 847	2 637 489	2 679 533	12 952 706
						Średnioroczne.	2 590 541

W wyniku konsultacji i weryfikacji dostarczonych uzasadnień indywidualnych planów wzrostu produkcji, a tym samym wzrostów emisji CO₂, oraz po odjęciu – tak jak w pozostałych sektorach 1% na potrzeby rezerwy na aukcję – średnioroczna liczba uprawnień do emisji wynosi 2 282 500 po zaokrągleniu wartości danych dla prowadzących instalacje.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla sektora wapienniczego wynosi średniorocznie
2 282 500 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych sektora wapienniczego
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
1 139 500 uprawnień.

7.2.9 Przemysł papierniczy

Liczbę uprawnień do emisji dla sektora papierniczego wyznaczono na podstawie projektu rozdziału uprawnień do emisji, wykonanego przez Stowarzyszenie Papierników Polskich. Przeprowadzono analizę perspektyw rozwoju sektora. Wzięto pod uwagę dane historyczne i stabilny trend w okresie 1995-2005, dobrą korelację między wzrostem zużycia i produkcji papieru, a wzrostem PKB oraz aktualne, rządowe prognozy wzrostu PKB do 2013 r. Jako dane bazowe do obliczeń wybrano dane o produkcji i emisji w roku 2003. Oczekuje się, iż stabilny trend wzrostowy sektora utrzyma się w okresie do 2012 r. i wyniesie do 2010 r. ok. 60%. W tym samym czasie przewiduje się wzrost PKB o ok. 41%. Wielkość emisji CO₂ w roku 2003 wyniosła 1 840 479 Mg CO₂.

Podczas prac obliczeniowych instalacje zostały podzielone na trzy grupy, w zależności od planowanych działań prorozwojowych. Do grupy pierwszej przydzielono zakłady posiadające plany wzrostu produkcji, zakładające inwestycje modernizacyjne lub w nowe moce. Do drugiej grupy zakwalifikowano zakłady posiadające plany wzrostu produkcji, obejmujące również rozwój zakładowych systemów energetycznych. Do trzeciej grupy przydzielono zakłady nie planujące rozwoju produkcji i systemów energetycznych; w instalacjach tych wzrost produkcji następować może tylko poprzez pełniejsze wykorzystanie istniejących mocy.

W obliczeniach zastosowano metodę wskaźnikową w odniesieniu do poszczególnych grup instalacji z formułą uwzględniającą dwie składowe: składową związaną z planowanym wzrostem produkcji; oraz składową związaną z planowanym rozwojem systemów

energetycznych w zakładach. Metodę skonsultowano z przedstawicielami KASHUE. Wspólna formuła bazowa przyjęła formę:

$$\begin{aligned} \text{liczba uprawnień do emisji} &= \\ &= (\text{uprawnienia związane ze wzrostem produkcji}) + \\ &+ (\text{uprawnienia związane z rozwojem systemów energetycznych}) \end{aligned}$$

Z uwagi na zróżnicowanie uwarunkowań instalacji w grupach, powyższe składowe wyliczono dla poszczególnych grup zgodnie z następującymi formułami:

- dla grupy pierwszej:

$$\begin{aligned} \text{uprawnienia do emisji związane ze wzrostem produkcji} &= \\ &= (\text{emisja bazowa}) \times (\text{wskaźnik BAT}) \times (\text{wskaźnik wzrostu produkcji}); \end{aligned}$$

$$\text{uprawnienia do emisji związane z rozwojem systemów energetycznych} = 0;$$

- dla grupy drugiej:

$$\begin{aligned} \text{uprawnienia do emisji związane ze wzrostem produkcji} &= \\ &= (\text{emisja bazowa}) \times (\text{wskaźnik BAT}) \times (\text{wskaźnik wzrostu produkcji}); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{uprawnienia do emisji związane z rozwojem systemów energetycznych} &= \\ &= (\text{emisja bazowa}) \times (\text{wskaźnik BAT}) \times \\ &\times [(\text{wskaźnik wzrostu produkcji i zużycia paliw}) - (\text{wskaźnik wzrostu produkcji})]; \end{aligned}$$

- dla grupy trzeciej:

$$\begin{aligned} \text{uprawnienia do emisji związane ze wzrostem produkcji} &= \\ &= (\text{emisja bazowa}) \times (\text{wskaźnik BAT}) \times 0,5 \times (\text{wskaźnik wzrostu PKB}); \end{aligned}$$

$$\text{uprawnienia do emisji związane z rozwojem systemów energetycznych} = 0.$$

W przyjętych formułach wskaźnik BAT ujmuje stopień niespełnienia przez instalacje wymagań BAT, wynikający z danych o ich energochłonności. Poprzez dobór wartości tego wskaźnika - 1,2 dla instalacji, których energochłonność przekracza wymagania BAT o więcej niż 20%, oraz 1,0 dla instalacji, których energochłonność przekracza wymagania BAT o mniej niż 20% - uwzględniono wymóg redukcji emisyjności jednostkowej.

Zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji sektora papierniczego w okresie 2008-2012, wyznaczone opisaną metodą wskaźnikową, wynosi 18 576 500 uprawnień do emisji, w tym 3 675 500 uprawnień do emisji na rozwój systemów energetycznych i inne instalacje nowe.

<p>Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012 dla sektora papierniczego wynosi średniorocznie 2 980 200 uprawnień.</p>
--

<p>Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012</p>
--

dla instalacji nowych sektora papierniczego
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
3 675 500 uprawnień.

7.2.10 Przemysł szklarski

Podstawą do przydzielania uprawnień do emisji dla instalacji z przemysłu szklarskiego były wielkości emisji CO₂ zgłoszone przez prowadzących instalacje w załącznikach nr 3 i 4, według rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji.

Wielkość bazową obliczono na podstawie średniorocznej wielkości emisji CO₂ na lata 2008-2012. Jeśli wartość ta była mniejsza lub równa średniorocznej liczby uprawnień do emisji z KPRU I to przydział oparty był na wielkości emisji CO₂ wynikającej z nadesłanych przez prowadzących instalacje zgodnie z informacjami określonymi w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji.

W przypadku, gdy średnioroczna wielkość emisji CO₂ z lat 2008-2012 była wyższa niż przydział dla danego prowadzącego instalację w KPRU I, wielkość bazowa była uzależniona od rzetelności prognoz wzrostu wielkości emisji CO₂. W przypadku otrzymania od prowadzącego instalację uzasadnienia liczby uprawnień do emisji, była przydzielana na podstawie indywidualnych potrzeb. W przypadku nie otrzymania od danego prowadzącego instalację uzasadnienia wzrostu wielkości emisji CO₂, zastosowano wartość 110% liczby uprawnień do emisji dla prowadzącego instalację w KPRU I.

Do bazowej liczby uprawnień do emisji dodawane były premie za wczesne działania. Podstawą do otrzymania takiej premii było wykazanie działania podjętego po roku 1988, powodującego redukcję wielkości emisji CO₂.

Liczba uprawnień do emisji dla sektora szklarskiego na drugi okres rozliczeniowy stanowi sumę przydziałów średniorocznych dla poszczególnych instalacji powiększoną o wielkość wynikającą z udziału w jednolitej rezerwie krajowej i wynosi **10 972 000 uprawnień.**

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla sektora szklarskiego wynosi średniorocznie
1 902 800 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych sektora szklarskiego
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
1 458 000 uprawnień.

7.2.11 Przemysł ceramiczny

Cechą charakterystyczną branży ceramicznej jest to, iż produkcja w poszczególnych instalacjach prowadzona jest przy niepełnym obciążeniu instalacji, w wymiarze nie

przekraczającym 10 miesięcy w roku, lecz w zależności od zapotrzebowania rynku może być płynnie zmieniana. Dlatego też, niezmiernie trudno jest podać prognozy na drugi okres rozliczeniowy. Przewidywany jest wzrost zapotrzebowania na wyroby budowlane.

Przy rozdziale uprawnień do emisji dla sektora ceramicznego uwzględnione zostały następujące źródła:

- nadesłane przez prowadzących instalacje wypełnione załączniki do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji ,
- pisma nadesłane do KASHUE, przez prowadzących instalacje, jak i również spotkania z przedstawicielami grup zrzeszających producentów ceramiki, w ramach konsultacji społecznych KPRU II.

Liczba uprawnień do emisji dla sektora ceramicznego przyznawana była na poziomie deklarowanym w informacjach przekazywanych zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji, pomniejszona (tak jak we wszystkich pozostałych sektorach) o 1% uprawnień do emisji przeznaczony do rezerwy na aukcję.

Jeśli informacje od prowadzących instalacje zawierały informacje o znaczącym wzroście emisji CO₂ w drugim okresie rozliczeniowym przydział uprawnień do emisji był zgodny z tymi informacjami.

Jeżeli instalacja została poddana modernizacji prowadzącej do ograniczenia emisji CO₂, do przydziału bazowej liczby uprawnień do emisji doliczane zostały premie za wczesne działania.

W przypadku branży ceramicznej liczba uprawnień do emisji na drugi okres rozliczeniowy stanowi sumę przydziałów średniorocznych dla poszczególnych prowadzących instalacje oraz wielkości wynikającej z udziału sektora w jednolitej rezerwie krajowej, i wynosi **10 004 500** uprawnień.

<p>Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012 dla sektora ceramicznego wynosi średniorocznie 1 985 000 uprawnień.</p>

<p>Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012 dla instalacji nowych sektora ceramicznego w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi 79 500 uprawnień.</p>
--

7.2.12 Przemysł chemiczny

Liczbę uprawnień do emisji dla sektora dla przemysłu chemicznego wyznaczono w oparciu o *Prognozy rozwoju strategicznego krajowego przemysłu chemicznego do 2015 r.*, opracowane w maju 2006 r. przez Polską Izbę Przemysłu Chemicznego oraz metodą zsumowania indywidualnych przydziałów, przyznanych instalacjom na podstawie informacji przesłanych przez prowadzących instalacje zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji. Liczba uprawnień do emisji na drugi okres rozliczeniowy wynosi

38 077 000, w tym **2 440 500** uprawnień do emisji dla instalacji nowych przekazanych do rezerwy krajowej.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla sektora chemicznego wynosi średniorocznie
7 127 300 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych sektora chemicznego
w ramach jednolitej rezerwy krajowej wynosi
2 440 500 uprawnień.

7.2.13 Przemysł cukrowniczy

Liczbę uprawnień do emisji dla sektora cukrowniczego wyznaczono w oparciu o ekspertyzy dotyczące rozwoju produkcji cukru w Polsce, doświadczenia przy tworzeniu KPRU I oraz dane o wielkości produkcji i emisji CO₂ w latach 1998-2005.

Przewidywany wzrost produkcji w okresie 2008-2012 wynika z ogólnego trendu jej koncentracji w większych zakładach, w krajach o najlepszych warunkach klimatycznych do uprawy buraków cukrowych. Trend ten wynika z założeń nowego rozporządzenia Rady (WE) nr 318/2006 ⁴⁴⁾.

Należy podkreślić, iż Polska dysponuje znaczną rezerwą mocy produkcyjnych, co umożliwia bezinwestycyjny wzrost produkcji. Oznacza to, iż nie zachodzi potrzeba tworzenia rezerwy dla instalacji nowych.

W obliczeniach zastosowano metodę wskaźnikową, opartą o prognozę produkcji w latach 2008-2012 i uśredniony wskaźnik emisji jednostkowej z lat 1998-2005 z podziałem na potrzeby emisyjne m.in. pieców wapiennych. W stosunku do elektrociepłowni zakładowych zastosowano referencyjne wskaźniki w celu uwzględnienia premii kogeneracyjnej.

W wyniku analiz rozwoju branży określono średnioroczną produkcję cukru w Polsce, w okresie 2008-2012 na poziomie 2 173 600 Mg. Całkowita liczba uprawnień do emisji w sektorze wynosi 11 518 000 uprawnień. W przeliczeniu daje to liczbę uprawnień do emisji średnioroczną w wysokości 2 303 600 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla sektora cukrowniczego wynosi średniorocznie
2 303 600 uprawnień

7.2.14 Przemysł pozostały

Podstawą do przydzielenia uprawnień do emisji dla prowadzących instalacje w przemyśle pozostałym były wielkości produkcji ciepła i energii elektrycznej, przekazane przez prowadzących instalacje zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału

⁴⁴⁾ Rozporządzenie Rady (WE) nr 318/2006/ z dnia 20 lutego 2006 r. w sprawie wspólnej organizacji rynków w sektorze cukru (Dz. Urz. UE L 58 z 28 lutego 2006 r., str. 1).

uprawnień do emisji. W przypadku instalacji produkujących ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu, przydział uprawnień był określany według następującego wzoru:

$$\text{emisja [Mg CO}_2\text{]} = \text{ciepło [GJ]} * 0,125 \text{ Mg CO}_2\text{/GJ} + \text{energia elektryczna [GWh]} * 872 \text{ Mg CO}_2\text{/GWh}$$

W przypadku instalacji produkujących jedynie ciepło przydział uprawnień był określony według wzoru:

$$\text{emisja [Mg CO}_2\text{]} = \text{ciepło [GJ]} * 0,1325 \text{ Mg CO}_2\text{/GJ}$$

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla pozostałych instalacji wynosi średniorocznie
6 886 800 uprawnień.

Liczba uprawnień do emisji w latach 2008-2012
dla instalacji nowych z pozostałych branż
w ramach krajowej rezerwy wynosi
1 076 500 uprawnień.

8 METODA ROZDZIAŁU UPRAWNIENÍ MIĘDZY PROWADZĄCYCH INSTALACJE

8.1 Elektrownie zawodowe

Konieczność wdrożenia od 2008 roku dyrektywy nr 2001/80/WE oraz zobowiązań przyjętych przez Polskę w Traktacie o Przystąpieniu⁴⁵⁾ powoduje wprowadzenie mechanizmów wymuszających ograniczanie emisji, przede wszystkim dwutlenku siarki (SO₂). Działania takie będą dotyczyły także elektrowni zawodowych. Stąd Polska uznaje za celowy rozdział uprawnień do emisji CO₂, który będzie promował elektrownie o niskiej emisji SO₂. Taka metoda rozdziału została zaaprobowana przez przedstawicieli samorządu gospodarczego zrzeszającego elektrownie zawodowe. Skorelowane działania mające doprowadzić do zmniejszenia wielkości emisji zarówno CO₂, jak i SO₂, będą szczególnie efektywne z punktu widzenia ochrony atmosfery.

Punktem wyjścia do przydziału uprawnień do emisji jest rozdział produkcji energii elektrycznej w poszczególnych elektrowniach. Rozdziału dokonano według kryterium minimalnej wielkości emisji SO₂. W tym celu z każdej elektrowni uzyskane informacje o jej przewidywanej charakterystyce emisyjnej w zakresie SO₂ w latach 2008 – 2112

$$w_e = f(E_e),$$

gdzie: E_e – produkcja energii elektrycznej,

w_e - wskaźnik jednostkowy emisji (odniesiony do produkcji energii elektrycznej).

Stosowanie takiej metody alokacji produkcji bez dodatkowych ograniczeń spowodowałoby całkowite pozbawienie przydziału produkcji, a w konsekwencji pozbawienie uprawnień do emisji elektrowni o najwyższych wskaźnikach emisji SO₂. Sytuacja taka jest niedopuszczalna, stąd wprowadzono następujące ograniczenia co do minimalnego przydziału produkcji:

2. W przypadku gdy:

$$w_e \leq w^{gr} \text{ minimalny przydział produkcji jest równy produkcji w roku 2005} - E_e = E_e^{2005}.$$

3. W przypadku gdy:

$w_e > w^{gr}$ dla elektrowni najbardziej emisyjnej tj. o emisyjności w_e^{max} przyznawana jest produkcja o wielkości $E_e = 0,7 E_e^{2005}$.

Elektrowniom o wskaźnikach mieszczącym się w przedziale $w^{gr} < w_e < w_e^{max}$ przydzielano minimalną produkcję zgodnie z zależnością

$$E_e = E_e^{2005} - 0,3 E_e^{2005} \frac{(w_e - w^{gr})}{(w_e^{max} - w^{gr})}$$

Rozdział produkcji był podstawą do rozdziału emisji między istniejące instalacje, przy wykorzystaniu jednakowych dla pracujących obecnie instalacji, uśrednionych wskaźników emisji CO₂ o wartości:

- 0,90 Mg/MWh dla węgla kamiennego,

⁴⁵⁾ Dz. Urz. L236 z 23 września 2003 r.

- 1,065 Mg/MWh dla węgla brunatnego,
- 0,45 dla gazu wielkopieczowego.

Założono stałe wskaźniki w KPRU II, przyjmując, że średnia wielkość wskaźnika emisji w ramach sektora będzie się zmniejszała dzięki wprowadzeniu do eksploatacji nowych źródeł.

Dla trzech instalacji nowych - bloków energetycznych, wpisanych imiennie do KPRU II, które rozpoczną pracę w latach 2008 oraz 2009 przyjęto wskaźniki emisji zgodnie z danymi projektowymi tj. 0,93 Mg/MWh dla bloku Pątnów II (węgiel brunatny), 0,9 Mg/MWh dla bloku Bełchatów II (węgiel brunatny) oraz 0,85 Mg/MWh dla bloku Łagisza II.

Nowe źródła uwzględniono w algorytmie alokacji produkcji. Przypadającą tej produkcji emisję wyznaczono przy wskaźnikach:

- 0,750 Mg/MWh dla węgla kamiennego,
- 0,850 Mg/MWh dla węgla brunatnego.

Uprawnienia do emisji przydzielone wstępnie instalacjom, które zgodnie z planami rozwoju zostaną włączone do eksploatacji po 1 stycznia 2008 r., przeniesiono do ogólnokrajowej rezerwy.

Instalacje zaliczane do grupy elektrowni zawodowych zawierają w swoich strukturach elektrociepłownie produkujące ciepło na cele użytkowe oraz energię elektryczną. Przydziału uprawnień do emisji dla tych elektrociepłowni dokonano zgodnie z algorytmem wyznaczania liczby uprawnień do emisji dla sektora elektrociepłowni zawodowych. Według tego samego algorytmu wyznaczono premie kogeneracji elektrycznej w elektrowniach. Przy produkcji ciepła w ilości Q za skojarzoną uznano energię elektryczną w ilości $E^{sk} = Q \cdot x$, gdzie x jest wskaźnikiem skojarzenia definiowanym zgodnie z dyrektywą nr 2004/8/WE, dla którego przyjęto, także zgodnie z dyrektywą nr 2004/8/WE, domyślna wartość $x = 0,45$.

8.2 Elektrociepłownie

Indywidualny przydział uprawnień do emisji dla elektrociepłowni przeprowadzony został oddzielnie w dwóch grupach: elektrociepłowniach zrzeszonych w PTEZ oraz pozostałych.

W pierwszej grupie całkowita liczba uprawnień do emisji tj. 155 914 313 uprawnień (na 5 lat) została podzielona zgodnie z wewnętrznym algorytmem, uzgodnionym między członkami PTEZ.

W przypadku pozostałych elektrociepłowni liczbę uprawnień do emisji wyznaczono według algorytmu, zastosowanego do określenia przydziału sektorowego, przedstawionego w punkcie 7.2.2.

8.3 Ciepłownie zawodowe

Przydziały uprawnień do emisji dla instalacji podsektora ciepłowni zawodowych wyznaczono według metody uzgodnionej z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie (organizacja samorządu gospodarczego ciepłownictwa). Wykorzystano przy tym metodę wskaźnikową, opartą na uśrednionych jednostkowych wskaźnikach emisyjności dla poszczególnych paliw. Przydział uprawnień do emisji obliczono jako iloczyn przedstawionej w informacjach przekazanych przez prowadzących instalacje prognozowanej i udokumentowanej produkcji oraz odpowiedniego jednostkowego wskaźnika emisyjności. W celu wyznaczenia tego wskaźnika przeanalizowano emisyjność 230 instalacji. Do rozdziału uprawnień przyjęto wartość wskaźnika, który wymusi działania modernizacyjne w 20% instalacji produkujących wyłącznie ciepło oraz 50% instalacji produkujących energię elektryczną i ciepło.

Przyjęte wskaźnik wynoszą:

- 0,1325 Mg/GJ w przypadku rozdzielonej produkcji ciepła,
- 0,125 Mg/GJ w przypadku skojarzonego wytwarzania ciepła,
- 0,872 Mg/MWh w przypadku skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej.

8.4 Przemysł rafineryjny

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji przemysłu rafineryjnego wyznaczono na podstawie planów rozwojowych oraz prognozy produkcji i wielkości emisji poszczególnych instalacji, opracowanych przez Polską Izbę Przemysłu Chemicznego w kwietniu 2006 r. (p.7.2.4).

8.5 Przemysł koksowniczy

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji przemysłu koksowniczego wyznaczono metodą wskaźnikową w oparciu o zadeklarowane poziomy produkcji i średniego jednostkowego wskaźnika emisyjności dla sektora (p.7.2.5).

8.6 Hutnictwo żelaza i stali

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji hutnictwa żelaza i stali wyznaczono metodą opisaną w p. 7.2.6.

8.7 Przemysł cementowy

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji przemysłu cementowego wyznaczono metodą wskaźnikową w oparciu o zadeklarowane poziomy produkcji i indywidualne jednostkowe wskaźniki emisyjności.

8.8 Przemysł wapienniczy

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji przemysłu wapienniczego wyznaczono na podstawie planów rozwojowych oraz prognozy wielkości produkcji i emisji poszczególnych instalacji, opracowanych przez samorząd branżowy (Stowarzyszenie Przemysłu Wapienniczego).

8.9 Przemysł papierniczy

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji przemysłu papierniczego wyznaczono na podstawie informacji przekazanych przez prowadzących instalacje oraz planów rozwojowych i prognozy wielkości produkcji i emisji poszczególnych jednostek, opracowanych na zlecenie Stowarzyszenia Papierników Polskich.

8.10 Przemysł szklarski

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji przemysłu szklarskiego wyznaczono metodą opisaną w pkt 7.3.10.

8.11 Przemysł ceramiczny

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji przemysłu ceramicznego wyznaczono metodą opisaną w pkt 7.2.11.

8.12 Przemysł chemiczny

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji przemysłu chemicznego wyznaczono na podstawie informacji przekazanych przez prowadzących instalacje oraz planów rozwojowych i prognozy wielkości produkcji i wielkości emisji poszczególnych instalacji, opracowanych przez Polską Izbę Przemysłu Chemicznego.

8.13 Przemysł cukrowniczy

Liczbę uprawnień do emisji dla instalacji tego sektora wyznaczono w uzgodnieniu ze Związkiem Producentów Cukru w Polsce na podstawie indywidualnych planów rozwoju.

8.14 Przemysł pozostały

W grupie przemysł pozostały dominują instalacje produkujące ciepło dla celów technologicznych. W związku z tym do przydziału uprawnień do emisji zastosowano metodę analogiczną jak dla ciepłowni zawodowych.

9 ZESTAWIENIE ZBIORCZE

Lp	Kod	Rodzaj instalacji	Przydział uprawnień				
			KPRU I		KPRU II		
			roczny	na 5 lat	roczny	udział	udział
1	E1	Instalacje do spalania paliw z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych i komunalnych	199 108 100	1 107 757 000	221 551 400	82,4%	79,24%
2	E2	Rafinerie ropy naftowej	3 371 100	23 849 500	4 769 900	1,8%	1,71%
3	E3	Piece koksownicze	3 983 600	19 158 000	3 831 600	1,4%	1,37%
4	F1	Instalacje prażenia i spiekania rud metali, w tym rudy siarczkowej	0	15 615 000	3 123 000	1,2%	1,12%
5	F2	Instalacje do pierwotnego lub wtórnego wytopu surówki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali	13 547 400	52 876 500	10 575 300	3,9%	3,78%
6	M1.1	Instalacje do produkcji klinkieru cementowego w piecach obrotowych	11 326 400	65 355 500	13 071 100	4,9%	4,67%
7	M1.2	Instalacje do produkcji wapna	2 868 800	16 534 000	3 306 800	1,2%	1,18%
8	M2	Instalacje do produkcji szkła, w tym włókna szklanego	1 934 700	9 402 500	1 880 500	0,7%	0,67%
9	M3	Instalacje do produkcji wyrobów ceramicznych za pomocą wypalania	1 489 600	9 942 000	1 988 400	0,7%	0,71%
		Instalacje wykluczone w okresie 2005-2007	357 065				
10	O1	Instalacje do produkcji masy włóknistej z drewna lub innych materiałów włóknistych	0	0	0	0,0%	0,00%
11	O2	Instalacje do produkcji papieru lub tektury (w KPRU II łącznie z produkcją mediów energetycznych)	289 100	10 357 000	2 071 400	0,8%	0,74%
12		razem limit rozdzielony imiennie na instalacje uczestniczące w handlu uprawnieniami	237 918 800	1 330 847 000	266 169 400	99,0%	95,19%
13		Pula uprawnień przeznaczona na aukcję	0	13 194 424	2 638 885	1,0%	0,94%
14		Pula uprawnień przeznaczonych na realizację projektów JI	0	9 000 000	1 800 000	-	0,64%
15		REZERWA na instalacje nowe w systemie	824 135*	45 000 000	9 000 000**	-	3,22%
17		REZERWA uprawnień do emisji dla lasów ***		12 900 000***	2 580 000***		
18		RAZEM	239 100 000	1 398 041 424 (1410941424) ***	279 608 285 (282188285) ***	-	100,00%

* nie jest możliwe określenie rocznego rzeczywistego zapotrzebowania na uprawnienia do emisji z krajowej rezerwy, w związku z powyższym przyjęto 1/3 liczby uprawnień do emisji określonych w krajowej rezerwie,

** nie jest możliwe określenie rocznego rzeczywistego zapotrzebowania na uprawnienia do emisji z krajowej rezerwy, w związku z powyższym przyjęto 1/5 liczby uprawnień do emisji określonych w krajowej rezerwie.

*** rezerwa uprawnień do emisji przeznaczona dla lasów, która zostanie rozdzielona, gdy zmian dyrektywy nr 2003/87/WE umożliwi udział prowadzących gospodarstwa leśne do wspólnotowego systemu .

Załącznik nr 1.

Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną

Założenia do prognozy

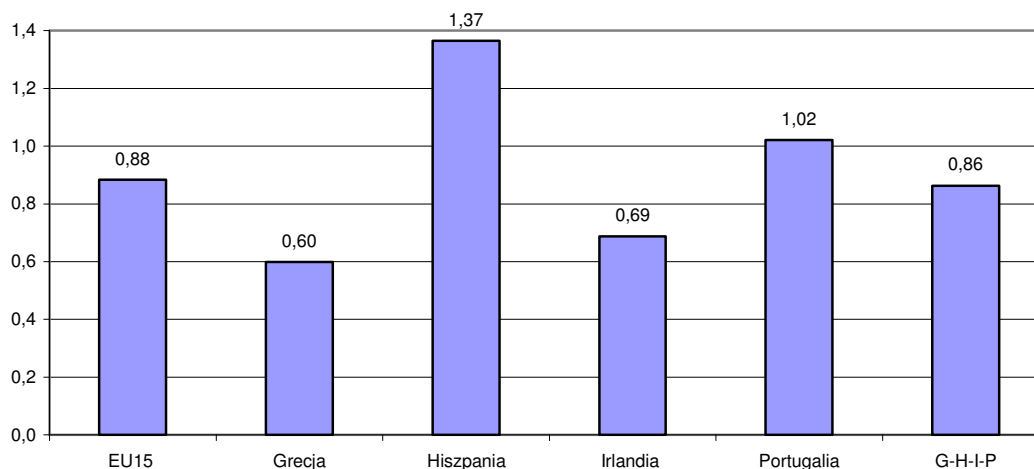
W pracach nad prognozowaniem wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną stosowane są dwie podstawowe metody:

- metoda polegająca na szczegółowych analizach zmian potrzeb odbiorców końcowych energii elektrycznej,
- metoda polegająca na założeniu tzw. wskaźników elastyczności wzrostu zużycia energii elektrycznej brutto względem wzrostu PKB.

Obie metody wykorzystują jako jedno z założeń prognozę wzrostu produktu krajowego brutto (PKB). Dla celów niniejszej korekty wykorzystano drugą z metod.

Najważniejszym jej elementem jest prawidłowe założenie wartości wskaźnika elastyczności. Podstawą do takich założeń jest zwykle analiza trendu zmian wskaźnika w latach poprzedzających prognozę lub obserwacja zmian wartości wskaźnika w innych krajach, które w fazie swojego rozwoju przechodziły przez sytuację spodziewaną dla kraju, którego dotyczy prognoza. Dotychczasowa prognoza charakteryzowały się bardzo małym wskaźnikiem elastyczności, na poziomie 0,4. Wartość ta jest bardzo mała w porównaniu ze wskaźnikami występującymi w innych krajach Unii Europejskiej, których wartości przedstawiono na Rys. Z 1.1.

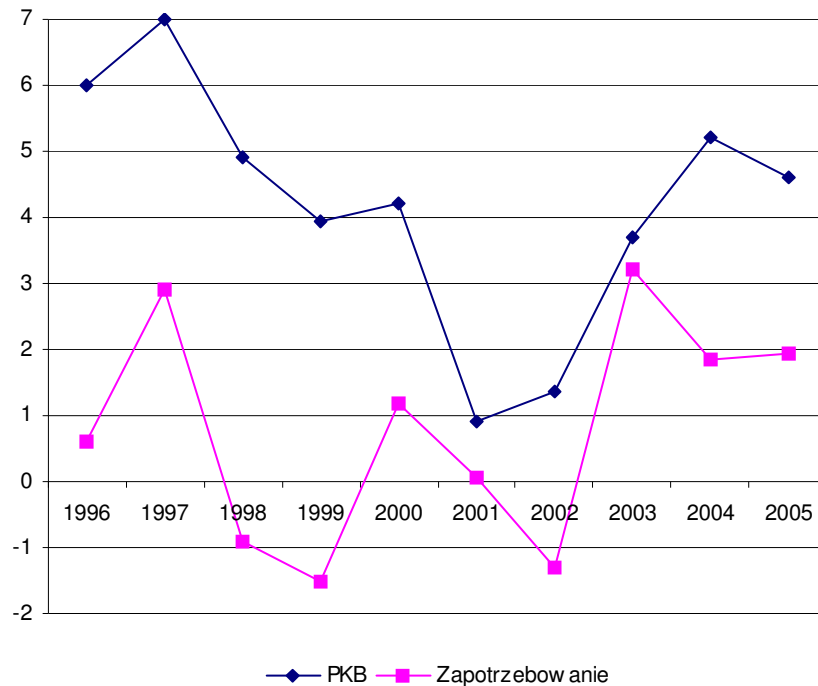
Przyrost energii elektrycznej na jednostkę przyrostu dochodu narodowego



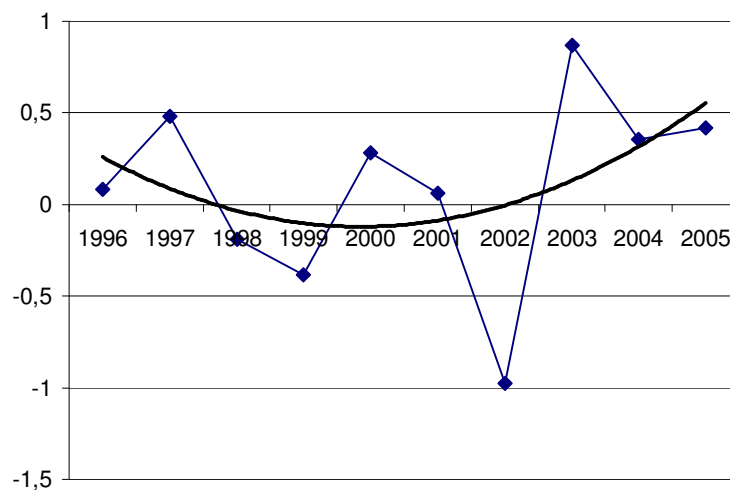
Rys. Z1.1. Wskaźniki elastyczności wzrostu zużycia energii elektrycznej brutto względem wzrostu PKB w krajach UE w latach 1991-2000 (G-H-I-P - wartość średnia dla Grecji, Hiszpanii, Irlandii i Portugalii).

Analiza wzajemnej korelacji między zmianami PKB i zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce wskazuje na brak stabilności rozwoju gospodarki, co ilustrują Rys. Z1.2 oraz Z1.3. Trend historyczny nie może być więc podstawą do założenia wartości wskaźnika elastyczności. Widoczne jest natomiast, że okres załamania trendu minął i wskaźnik ten ma tendencję rosnącą, a skalę możliwego wzrostu ilustruje sytuacja w roku 2006, w którym dla okresu styczeń – maj wynosi on około 1,5.

Analizując rozwój gospodarczy i zużycie energii w krajach, które weszły do UE w latach 80-tych bardzo mało prawdopodobne jest uzyskanie wskaźnika elastyczności znacząco mniejszego od jedności. W Hiszpanii, kraju o sytuacji najbardziej zbliżonej do Polski, wskaźnik ten przekracza 1,3.



Rys. Z.1.2. Zmiany przyrostu PKB oraz zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w latach 1996-2005.



Rys. Z.1.2. Zmiany wskaźnika elastyczności wzrostu zużycia energii elektrycznej w Polsce w latach 1996-2005 wraz z linią trendu.

Przeprowadzone analizy wskazują, że z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, że w roku 2006, wobec szczególnie ostrej zimy, wskaźnik ten osiągnie wartość około 1, zaś w latach następnych będzie oscylował wokół wartości nie niższej niż 0,85, tj. wartości podobnej do historycznej średniej dla krajów Grecja, Hiszpania, Irlandia, Portugalia. Taki poziom wskaźnika utrzyma się przez około 7 lat, po czym będzie się stopniowo zmniejszał do poziomu 0,55 w roku 2025. Zmniejszanie się wskaźnika elastyczności będzie wynikiem oddziaływania proefektywnościowego gospodarki oraz występującego we wszystkich gospodarkach zjawiska wysycenia wzrostu potrzeb energetycznych. Po przyjęciu tej nowej

prognozy wzrostu PKB, dla celów niniejszej korekty przyjęto wartości rocznych przyrostów zapotrzebowania na energię elektryczną zgodnie z Tab. Z.1.

Tab. Z.1. Wzrost PKB (w procentach), współczynnik elastyczności oraz wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną (w procentach) w latach 2006-2015.

Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Zmiany PKB	4,3	4,6	5	5,6	6,1	5,6	5,2	5	5	5
Wskaźnik elastyczności	1	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,82	0,80
Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną	4,3	3,9	4,2	4,7	5,1	4,7	4,4	4,2	4,1	4,4

Zaniżona wydaje się być także prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe. O ile można założyć, że całkowite zapotrzebowanie na ciepło będzie w Polsce spadać, to będzie to dotyczyło przede wszystkim źródeł indywidualnych, natomiast wzrastać będzie produkcja ciepła sieciowego, przy stałym zapotrzebowaniu na ciepło wykorzystywane dla potrzeb przemysłowych. Analiza planów produkcyjnych elektrociepłowni zawodowych, przeprowadzona przez PTEZ, wskazuje, że przyrost zapotrzebowania na ciepło sieciowe do roku 2013 będzie wynosił około 1,3% rocznie. Podobnie jak w przypadku zapotrzebowania na energię elektryczną, po roku 2013 oczekiwać można stopniowego nasycania rynku i zmniejszenia wzrostu zapotrzebowania na ciepło do 0,55% w roku 2025. Główne czynniki, mające wpływ na powyższą prognozę, to:

- 1) W większości elektrociepłowni przygotowane zostały we współpracy z spółkami dystrybucji ciepła i porozumieniu z władzami miast projekty podłączania nowych odbiorców ciepła w ramach programów rewitalizacji zasobów mieszkaniowych starszych części miast.
- 2) W porozumieniu z władzami miast realizowane są programy likwidacji niskiej emisji.
- 3) W ostatnim roku odnotowano znaczącą, bo 2,5-krotną podwyżkę cen gazu. Prognozy długoterminowe wskazują na trwale wzrostowy trend cen tego surowca. Dotychczasowe ceny ciepła sieciowego były konkurencyjne w stosunku do energii uzyskiwanej z gazu. Stąd obserwowany jest obecnie nasilający się trend odchodzenia klientów od ogrzewania gazowego lub olejowego.
- 4) Boom rozwoju indywidualnych systemów ogrzewania gazowego miał miejsce około 10 lat temu. Ten segment rynku ciepłowniczego wchodzi aktualnie w okres decyzji o wymianie lub modernizacji instalacji. Z uwagi na koszty eksploatacji (sygnalizowany powyżej wzrost cen gazu) wielu użytkowników wraca ponownie do ciepła sieciowego. Faza ta obejmie swoim zasięgiem również okres 2008-2012.
- 5) Ceny ciepła sieciowego są stabilne od wielu lat, w przeciwieństwie do cen gazu.
- 6) Z uwagi na skomplikowany i długotrwały proces uzyskiwania pozwolenia na budowę potencjalnie konkurencyjne dla ciepła sieciowego inwestycje winny być aktualnie już znane i rozpoznane. Sytuacja ta nie znajduje potwierdzenia. Nie obserwuje się inwestycji w konkurencyjne systemy grzewcze. Wzrost rynku ciepłowniczego w okresie 2008-2012 realizowany będzie w oparciu o istniejące systemy ciepłownicze.
- 7) Obserwacja rynku prowadzi do wniosku, że procesy termomodernizacyjne w dużych aglomeracjach miejskich mają swój szczyt już za sobą. Nowe zasoby mieszkaniowe trwale powiększają moc zamawianą. Proces będzie nasilał się w kolejnych latach.
- 8) Zapowiadana przez rząd polityka „nakręcania” koniunktury gospodarczej przez plany budowy 3 milionów mieszkań skutkować będzie wzrostem zapotrzebowania na ciepło. Biorąc pod uwagę perspektywy czasowe procesu uruchamiania tego zadania, jego efekty będą skutkować wzrostem zapotrzebowania na ciepło właśnie w okresie 2008-2012.

9) Walka z emisją GC promuje w krajach UE wykorzystanie skojarzonych systemów wytwarzania energii. Wdrażanie dyrektywy nr 2004/8/WE winno zatem konsekwentnie prowadzić do równoległego rozwoju ciepłownictwa sieciowego według zakładanych powyżej wskaźników przyrostowych. Wysokie ceny uprawnień do emisji z uwagi na uzyskiwane wskaźniki ekonomicznie uzasadniają rozwój przede wszystkim skojarzonego wytwarzania ciepła.

Rosła będzie także produkcja energii elektrycznej, skojarzona z produkcją ciepła sieciowego. Analizy planów produkcyjnych elektrociepłowni zawodowych wskazują, że prawdopodobny przyrost będzie wielkością między wynikającą z utrzymania stałego udziału w zapotrzebowaniu krajowym a zachowaniem stałego wskaźnika skojarzenia (stosunek produkcji energii elektrycznej do ciepła). Zgodny z tą tendencją wskaźnik wzrostu produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu przedstawiono w Tab. Z.2.

Tab. Z. 2. Wzrost produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu w elektrociepłowniach zawodowych w latach 2006-2025 w procentach.

Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach zawodowych	2,15	1,96	2,13	2,38	2,59	2,38	2,21	2,13	2,05	2,0

Skorygowana prognoza produkcji energii elektrycznej

Przygotowaną, zgodnie z opisanymi założeniami, skorygowaną prognozę produkcji energii elektrycznej z podziałem na wyróżniane technologie i grupy wytwórców przedstawiono w Tab.Z. 3.

Wysoki wzrost w 2006 roku wynika z realizacji w pierwszym kwartale (110% produkcji w I kwartale 2006 r.) i prognoz wyjątkowo gorącego lata. Ponadto działania prorozwojowe rządu, fundusze rozwojowe i pozytywny wpływ UE zaczynają wyraźnie rozkręcać gospodarkę. W kolejnych latach wpływ czynników rozwojowych będzie coraz wyraźniejszy, ale prognozy długoterminowe nie przewidują tak ekstremalnych warunków pogodowych, stąd spadek wzrostu zużycia w 2007 roku. Do roku 2025 planuje się stabilny wzrost zużycia energii elektrycznej, z tym że do 2010 roku trend będzie wzrostowy, a później spadkowy, aż osiągnie ustalony poziom 2,8% rocznie.

Pierwsze pięć lat to okres intensywnego wykorzystywania różnego typu funduszy UE, które mają szybko doprowadzić polską gospodarkę do pełnej integracji z UE oraz przygotować ją do wejścia w strefę Euro. Planowany rozwój budownictwa mieszkaniowego ma być jednym z czynników „napędzających” gospodarkę, podobnie jak dzieje się to w Hiszpanii. Wyrównywanie siły nabywczej w kraju i za granicą oraz malejące stopy procentowe zwiększają siłę inwestycyjną polskich gospodarstw domowych. Przy wspomaganii rządowym staje się realne doprowadzenie do porównywalnej z Hiszpanią ilości budowanych mieszkań. Przewiduje się, iż będą one zapewne miały ponad dwukrotnie wyższy metraż na osobę niż obecna średnia. Gospodarstwa te będą lepiej wyposażone w urządzenia elektrochłonne, ale będą znacznie mniej zużywać ciepła na ogrzewanie i gazu na gotowanie. W 2005 r. nastąpił zdecydowany wzrost wartości dodanej w budownictwie, która wzrosła o 6,5% w porównaniu do wzrostu o 2,6% w 2004 r. Trend wzrostu zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i w gałęziach przemysłu związanych z budownictwem mieszkaniowym i wyposażeniem mieszkań potrwa co najmniej do 2020 roku.

Tab. Z. 3. Skorygowana prognoza produkcji energii elektrycznej [TWh]

Rok	Roczny wzrost zapotrzebowania	Procent wzrostu zapotrzebowania	Zapotrzebowanie	Saldo wymiany	Produkcja energii elektrycznej	Odnawialne produkcja (łącznie z przepływowymi wodnymi)	Elektrociepownie zawodowe (produkcja skojarzona)	Elektrociepownie przemysłowe (cieplne)	Wodne nieodnawialne	Elektrownie kondensacyjne ⁴⁶
2005	1,0	1,00	145,96	11,00	156,96	4,38	25,49	7,46	1,58	118,06
2006	4,3	1,04	152,23	10,00	162,23	6,09	26,03	7,46	1,58	121,78
2007	3,9	1,08	158,17	10,00	168,17	7,91	26,54	7,46	1,58	125,39
2008	4,2	1,13	164,81	10,00	174,81	10,30	27,10	7,46	1,58	129,08
2009	4,7	1,18	172,56	10,00	182,56	12,94	27,74	7,46	1,58	133,55
2010	5,1	1,24	181,36	10,00	191,36	13,60	28,44	7,46	1,58	140,98
2011	4,7	1,30	189,88	10,00	199,88	14,24	29,11	7,46	1,58	148,20
2012	4,4	1,36	198,24	10,00	208,24	14,87	29,75	7,46	1,58	155,28

Drugim czynnikiem wpływającym na wzrost zużycia energii elektrycznej będzie szybki rozwój sektora usług; dotychczasowy trend wzrostowy otrzymuje dodatkowy bodziec w postaci możliwości świadczenia usług w wielu krajach UE. W tym obszarze największy wzrost zużycia nastąpi w pierwszych 5 latach.

W przemyśle będą występować dwa trendy: z jednej strony rozwój dla pokrycia potrzeb rozkręcającej się gospodarki krajowej i rosnącego eksportu; z drugiej działania restrukturyzacyjne i modernizacyjne obniżające zużycie. Czynniki spadkowe będą dotyczyć głównie innych nośników energii niż energia elektryczna.

Ważnym czynnikiem wzrostu zużycia energii będzie informatyzacja kraju. Budowa sieci informatycznych jest w początkowej fazie rozwojowej – przykładowo w porównywalnej pod względem ilości mieszkańców Kalifornii w 2000 roku wzrost mocy elektrycznej dla potrzeb zasilania serwerów sieciowych przekroczył 3000 MW; w wielu krajach europejskich występuje podobne zjawisko, choć nie w takiej skali.

⁴⁶⁾ W tym 0,7 TWh ze współspalania biomasy.