



RZECZPOSPOLITA POLSKA
Ministerstwo Środowiska

**KRAJOWY PLAN ROZDZIAŁU UPRAWNIENÍ
DO EMISJI CO₂**

**pierwszy okres rozliczeniowy
2005 – 2007**

Warszawa, 2004

Plan rekomendowany do Komisji Europejskiej przez Komitet Europejski Rady Ministrów na posiedzeniu w dniu 20 sierpnia 2004 roku.

Plan przyjęty przez Kierownictwo Ministerstwa Środowiska na posiedzeniu w dniu 21 lipca 2004 roku.

Jednostka koordynująca:

Ministerstwo Środowiska, ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa, Polska

Departament Instrumentów Ochrony Środowiska

(dyrektor: dr inż. Wojciech Jaworski)

**Plan przygotowano na podstawie zleconego przez Ministerstwo Środowiska i sfinansowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej opracowania wykonanego przez firmę Badania Systemowe „EnergSys” Sp. z o.o. we współpracy z firmami CMS Cameron McKenna i Ecofys Polska Sp. z o.o.
*(kierownik projektu: dr Bolesław Jankowski)***

SPIS TREŚCI

1	WPROWADZENIE	5
2	KLUCZOWE UWARUNKOWANIA I ELEMENTY STRUKTURALNE KPRU	8
2.1	CELE I WYMAGANIA DYREKTYWY 2003/87/WE ODNOŚNIE KPRU	8
2.2	SYTUACJA POLSKI NA TLE INNYCH KRAJU UNII EUROPEJSKIEJ	9
3	PLAN ROZDZIAŁU W SKALI MAKRO - PODEJŚCIE „TOP-DOWN”	11
3.1	WPROWADZENIE	11
3.2	ZMIANY EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH W LATACH 1988-2001 I PROJEKCJA DLA POLSKI DO ROKU 2012 ..	12
3.2.1	<i>Emisje gazów cieplarnianych</i>	<i>12</i>
3.2.2	<i>Emisje dwutlenku węgla</i>	<i>13</i>
3.2.3	<i>Zmiany wskaźników emisyjności CO₂</i>	<i>14</i>
3.3	KRAJOWE LIMITY EMISJI NA LATA 2008-2012 ORAZ 2005-2007	14
3.4	HIPOTETYCZNE LIMITY EMISJI NA LATA 2005-2007 WG PROTOKOŁU Z KIOTO	15
3.5	PRZEWIDYWANE KRAJOWE EMISJE CO ₂ WG SCENARIUSZA BAZOWEGO (BLN)	15
3.6	GŁÓWNE ZAŁOŻENIA MAKROEKONOMICZNE	15
3.7	BAZOWA ŚCIEŻKA KRAJOWYCH EMISJI CO ₂	16
3.8	ZASADY OKREŚLENIA CAŁKOWITEJ PULI UPRAWNIENÍ	17
4	POTRZEBY EMISYJNE POSZCZEGÓLNYCH SEKTORÓW W OKRESIE 2005-2007	17
4.1	AGREGACJA SEKTOROWA	17
4.2	WSKAŹNIKI WZROSTU POTRZEB EMISYJNYCH - ZESTAWIENIE	18
4.3	ZAŁOŻENIA SEKTOROWE	19
4.3.1	<i>Elektrownie zawodowe</i>	<i>19</i>
4.3.2	<i>Elektrociepłownie zawodowe</i>	<i>19</i>
4.3.3	<i>Ciepłownie zawodowe</i>	<i>20</i>
4.3.4	<i>Ciepłownie niezawodowe</i>	<i>20</i>
4.3.5	<i>Produkty rafineryjne</i>	<i>21</i>
4.3.6	<i>Koksownie</i>	<i>22</i>
4.3.7	<i>Hutnictwo żelaza i stali</i>	<i>23</i>
4.3.8	<i>Produkcja klinkieru cementowego</i>	<i>23</i>
4.3.9	<i>Produkcja wapna</i>	<i>24</i>
4.3.10	<i>Produkcja szkła i włókna szklanego</i>	<i>24</i>
4.3.11	<i>Produkcja wyrobów ceramicznych</i>	<i>25</i>
4.3.12	<i>Produkcja celulozy i papieru</i>	<i>25</i>
5	ZASADY OPRACOWANIA KPRU I ROZDZIAŁU UPRAWNIENÍ	26
5.1	ZASADY ROZDZIAŁU UPRAWNIENÍ NA SEKTORY	26
5.2	WYZNACZENIE PROGNOZY POTRZEB EMISYJNYCH DLA SEKTORÓW	26
5.3	ZASADY ROZDZIAŁU UPRAWNIENÍ POMIĘDZY INSTALACJE	27
5.3.1	<i>Rozdział puli bazowej na podstawie emisji historycznych (grandfathering)</i>	<i>28</i>

5.3.2	Inne metody rozdziału puli bazowej.....	28
5.3.3	Premia za uzyskane efekty redukcji emisji.....	28
5.3.4	Rezerwa uprawnień.....	29
5.4	WYLICZENIE SEKTOROWYCH PULI UPRAWNIENÍ.....	29
5.5	ZASADY PRZYDZIAŁU UPRAWNIENÍ W SYTUACJACH SZCZEGÓLNYCH	31
5.5.1	Czasowe wyłączenie z systemu (OPT-OUT).....	31
5.5.2	Tworzenie wspólnej puli uprawnień (Pooling).....	31
5.5.3	Instalacje nowe	31
5.5.4	Instalacje istniejące rozwojowe.....	32
5.5.5	Instalacje niezidentyfikowane	32
5.5.6	Poszerzanie i zawężanie zasięgu systemu handlu uprawnieniami do emisji.....	32
5.5.7	Zasada ograniczonej weryfikacji przydziałów ex post.....	33
5.5.8	Przechowywanie uprawnień z pierwszego okresu rozliczeniowego na drugi (nie dotyczy następnych)	33
5.6	LIKWIDACJA INSTALACJI ORAZ JEJ ZASTĘPOWANIE (TRANSFERY UPRAWNIENÍ)	33
6	SUMARYCZNY BILANS UPRAWNIENÍ	34
7	PROCES KONSULTACJI SPOŁECZNYCH	34
	ZAŁĄCZNIK METODYCZNY	37

ZAŁĄCZNIKI zawarte są w oddzielnym tomie:

- **LISTA INSTALACJI OBJĘTYCH KPRU** (stan na 29 lipca 2004)
- **LISTA INSTALACJI WNIOSKOWANYCH DO WYŁĄCZENIA Z SYSTEMU HANDLU UPRAWNIENIAMI DO EMISJI CO₂ W OKRESIE 2005-2007** (stan na 29 lipca 2004)

1 WPROWADZENIE

Krajowy Plan Rozdziału Upwnień do emisji CO₂, prezentowany w niniejszym dokumencie, został opracowany przez Polskę w celu wypełnienia wymogów Unii Europejskiej określonych w *Dyrektywie 2003/87/WE¹ Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13.10.2003 r. ustanawiającej system handlu upwńnieniami do emisji gazów cieplarnianych w ramach Wspólnoty i zmieniającej dyrektywę Rady 96/61/WE²*. Podstawowe przepisy decydujące bezpośrednio o kształcie *Planu Rozdziału Upwnień* zawarte są w art. 2 Dyrektywy, który wskazuje rodzaje działalności objęte obowiązkowym uczestnictwem w *systemie handlu upwńnieniami do emisji* oraz w art. 9 dotyczącym kryteriów merytorycznych przygotowania KPRU.

Opracowanie i przyjęcie przez UE-15 *Dyrektywy nr 2003/87/WE* miało na celu zmniejszenie kosztów ponoszonych na redukcję emisji dwutlenku węgla w związku z realizacją celów określonych Protokołem z Kioto. Zgodnie z preambułą i art. 1 dyrektywy, jej celem jest stworzenie możliwości realizacji zobowiązań redukcyjnych Wspólnoty Europejskiej i jej Państw Członkowskich w sposób bardziej skuteczny, poprzez efektywny europejski rynek handlu upwńnieniami do emisji gazów cieplarnianych, przy możliwie jak najmniejszym ograniczeniu rozwoju gospodarczego i poziomu zatrudnienia. Polska, podobnie jak wiele innych krajów, aktywnie uczestniczyła w wysiłkach społeczności międzynarodowej w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, także przed przystąpieniem do Unii Europejskiej. W efekcie tych działań nasz kraj:

- od 13 grudnia 2002 roku jest stroną *Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu*, przyjmując zobowiązanie do zredukowania emisji gazów cieplarnianych o 6% w stosunku do emisji z roku 1988;
- aktywnie uczestniczył w dyskusji na temat zmian klimatycznych i efektu cieplarnianego towarzyszącej przyjęciu *Ramowej Konwencji i Protokołu z Kioto*;
- od początku minionej dekady podejmował istotne i efektywne wysiłki na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, osiągając w 2003 r. blisko 30% redukcję w stosunku do roku bazowego.

Zapoczątkowany w Polsce w roku 1989 proces transformacji ustrojowej i gospodarczej przyniósł także inne znaczące efekty w ochronie środowiska. W latach 1990 – 2000 emisja SO₂ spadła o 53%, NO_x – mimo wzrostu liczby pojazdów o 35%, Niemetanowych Lotnych Związków Organicznych (NMLZO) o 28%, rtęci o 21% i ołowiu o 37%. Pobór wody na potrzeby gospodarki narodowej i potrzeby gospodarstw domowych obniżył się w latach 1988-2000 o ok. 25%. Istotnie spadła energochłonność i odpadowość gospodarki. Wymienione efekty uzyskane zostały w wyniku zmian strukturalnych w gospodarce, wzmocnieniu egzekucji znowelizowanych przepisów prawa, a także dzięki znaczącym nakładom przeznaczanym na ochronę środowiska i modernizację technologii produkcyjnych sięgającym 1.6% PKB.

Dlatego też Polska przyjęła do realizacji bez zastrzeżeń określone w *Dyrektywie* cele, wskazania i wymogi, mimo iż wpływ naszego kraju na formułowanie ich treści i zakresu był bardzo ograniczony. W kontekście zasad opracowywania *Krajowego Planu Rozdziału Upwnień (KPRU)* należy jednak już na wstępie wskazać, że postanowienia *Dyrektywy* oraz związanych z nią dokumentów Komisji Europejskiej w niewielkim stopniu uwzględniają konsekwencje poszerzenia Unii Europejskiej, a w szczególności specyficzną sytuację Polski.

Dokumenty te sporządzono bowiem przede wszystkim z myślą o wspólnej realizacji przez państwa UE-15 tzw. *Burden Sharing Agreement*. Podstawowy nacisk położono w nich na konieczność takiego konstruowania planów rozdziału upwńnien emisyjnych, która zapewni osiągnięcie wspólnotowego celu redukcji emisji określonego w Protokole z Kioto.

Natomiast sytuacja nowych Państw Członkowskich, które dziś poza Słowenią, posiadają rezerwę emisyjną w stosunku do celów emisyjnych Protokołu z Kioto, nie została zasadniczo w *Dyrektywie* odnotowana. Potwierdza to jej art. 30 ust. 2, który stanowi, że: *"Komisja sporządzi raport z realizacji dyrektywy, którego przedmiotem będzie m.in. sposób dostosowania programu wspólnotowego do potrzeb poszerzonej Unii Europejskiej"*. Do

¹ Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending council Directive 96/61/EC

² Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control

czasu sporządzenia takiego raportu, co ma nastąpić do 30 czerwca 2006 r., a więc we wskazanym w dyrektywie terminie sporządzenia następnego planu rozdziału na lata 2008 - 2012, nie ma sprecyzowanych zasad postępowania w takich sytuacjach.

Wspólnota Europejska zobowiązała się do większej niż Polska, bo 8% redukcji emisji gazów cieplarnianych, obejmującej całe terytorium krajów UE-15. Zobowiązanie to, zgodnie z decyzją Rady 2002/358/WE, zostało jednak, za zgodą wszystkich członków UE-15, w nierówny sposób rozdzielone na poszczególne państwa. Kierując się zasadą solidarności, państwa członkowskie wspólnie uzgodniły, że kraje mające 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.

W punkcie (30) preambuły do dyrektywy powołana jest również *zasada subsydiarności*, uzasadniająca potrzebę podjęcia działań zmierzających do realizacji zobowiązań Protokołu z Kioto na szczeblu Unii Europejskiej. Polska przyjęła jednakże, że konsekwencje zastosowania tej zasady przy formułowaniu zapisów *Dyrektywy 2003/87/WE* rozciągają się wyłącznie na grupę dotychczasowych Państw Członkowskich (EU-15), które znacznie wcześniej podjęły się wspólnej realizacji zobowiązań Protokołu z Kioto, a które w większości muszą dokonać znaczących redukcji emisji CO₂. Oznacza to, że Polska, podobnie jak pozostałe państwa, które przystąpiły do Unii Europejskiej z dniem 1 maja 2004 roku, musi indywidualnie wywiązywać się ze zobowiązań, jakie zostały przez nią przyjęte w Protokole z Kioto, a w szczególności nie może przekroczyć zapisanego w nim maksymalnego pułapu emisji na lata 2008-2012.

Akceptując wspomniane już cele *Dyrektywy 2003/87/WE*, Rząd Polski traktuje zaproponowane w niej rozwiązania jako użyteczne narzędzia realizacji - po jak najniższych kosztach - zadań uzgodnionych w Kioto w zakresie ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Ustanowienie handlu uprawnieniami do emisji nie jest jednak celem samym w sobie. Przystępując do opracowywania KPRU przyjęto zatem założenie, że rozwiązania wprowadzające rozdział uprawnień oraz system handlu uprawnieniami do emisji muszą w logiczny sposób zapewniać realizację wymogów *Dyrektywy*, uwzględniając krajową specyfikę, uwarunkowania oraz stan wyjściowy i docelowy.

W szczególności proces rozdziału uprawnień i ich przepływu pomiędzy jednostkami gospodarczymi nie powinien i nie może być czynnikiem prowadzącym - paradoksalnie - do obniżenia konkurencyjności gospodarek państw członkowskich Unii Europejskiej, w tym zwłaszcza gospodarek nowych krajów. Czekają na niego również znaczący wysiłki w wyrównywaniu poziomu rozwoju społeczno-gospodarczego do poziomu krajów UE-15.

Dla sposobu odczytywania przez Polskę zobowiązań w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych istotne znaczenie ma zatem tło gospodarcze oraz sytuacja w poszczególnych sektorach gospodarczych, jakie wejdą do systemu handlu uprawnieniami do emisji. Trendy rozwojowe, jakie zarysowały się w Polsce w latach 2002-2003, a także dane i prognozy dotyczące roku 2004 i lat następnych nakazują przewidywać istotny wzrost produkcji i konsumpcji w Polsce. Takie są również cele strategicznych dokumentów określających uwarunkowania dalszego rozwoju społeczno-gospodarczego kraju.

Oznacza to, że zużycie surowców, wody, a także energii elektrycznej i innych nośników energii, w tym paliw w sektorze przedsiębiorstw, transportu i gospodarstw domowych może w najbliższych latach istotnie wzrastać. Jednak, o ile w przypadku emisji zanieczyszczeń specyficznych, dwutlenku siarki, tlenków azotu, ścieków wprowadzanych do wód, czy też odpadów dalszy spadek emisji wydaje się możliwy do osiągnięcia, to w odniesieniu do gazów cieplarnianych wzrost emisji jest w najbliższych latach nieuchronny. Dotyczy to zarówno jego głównego źródła, jakim jest sektor energetyczny, jak też innych sektorów przemysłowych, w sektorze transportu i sektorze komunalnym.

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.

Dlatego też, odmiennie niż w krajach wysoko rozwiniętych, podstawowym celem strategicznym w Polsce w tym zakresie jest obecnie stopniowa stabilizacja, a dopiero później – ograniczanie emisji gazów cieplarnianych.

Polska oczekuje, że pozostałe Państwa Członkowskie wykażą w tej kwestii podobne zrozumienie, jak w odniesieniu do słabiej rozwiniętych gospodarczo krajów UE15. Jednocześnie Polska bardzo poważnie traktuje

obawy Komisji Europejskiej w odniesieniu do możliwości przyznania niektórym instalacjom większej liczby uprawnień niż by to wynikało z ich bieżących potrzeb. Dlatego też w rozwiązaniach prawnych dotyczących systemu handlu uprawnieniami do emisji wprowadzono ograniczenia, które hamować będą nieuzasadniony wzrost emisji, a w szczególności uniemożliwią kierowanie na rynek uprawnień do emisji w ilości większej niż rzeczywiście osiągnięta redukcja emisji, związana z poprawą efektywności wykorzystania nośników energii.

Mając powyższe na uwadze, przy opracowaniu Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień dla Polski starano się w maksymalnym stopniu pogodzić wymagania dyrektywy z:

- odmienną od UE-15 sytuacją Polski w zakresie celów redukcji emisji CO₂,
- obecnym poziomem rozwoju społeczno-gospodarczego Polski w relacji do krajów EU-15 i UE-25, oraz
- optymalnymi scenariuszami dalszej transformacji i rozwoju polskiej gospodarki.

W szczególności za punkt wyjścia przyjęto względy sprawiedliwości i solidarności, zastosowane już przy formułowaniu celów emisyjnych dla poszczególnych krajów UE-15. Względy te implikują konieczność takiego zastosowania wymogów dyrektywy dotyczących handlu uprawnieniami do emisji, a zwłaszcza *krajowych planów rozdziału uprawnień do emisji*, które nie spowodują zahamowania rozwoju ciągle jeszcze słabych gospodarek niektórych państw.

Uznając nadrzędną konieczność wprowadzenia rozwiązań systemowych, które zapewnią wiarygodną realizację celu określonego dla Polski w Protokole z Kioto, przyjęto, że przydział uprawnień, szczególnie dla pierwszego okresu rozliczeniowego, nie powinien odbywać się kosztem instalacji, które nie mają tytułu do otrzymania premii *early action* i *kogeneracyjnej*. Ta grupa instalacji, zgodnie z filozofią i logiką krajowych rezerw uprawnień, będzie mieć prawo do takiej liczby uprawnień, która pokryje ich uwiarygodnione potrzeby emisyjne.

Takie podejście wynika z faktu, że Polska dysponuje obecnie znaczącą rezerwą sięgającą około 30% w odniesieniu do pułapu określonego w Protokole z Kioto. Oznacza to, że bez szkody dla zawartych tam zobowiązań możliwe jest obecnie przyznanie każdemu istniejącemu źródłu emisji takiej ilości uprawnień, która pokrywa bieżące potrzeby.

Jednocześnie planowane jest jak najszybsze przejście do rozdziału uprawnień w odniesieniu do wskaźników emisyjnych, a nie danych historycznych. Zagadnienie to szczegółowo omówiono w dalszej części Planu, jednak warto już teraz podkreślić, że Rząd Polski traktuje je jako najważniejszy instrument stymulowania przedsiębiorców do działań prowadzących do systematycznego zmniejszania jednostkowej emisji CO₂ w odniesieniu do jednostki produktu (lub surowca).

Przyjęte w KPRU wskaźniki należy zatem traktować, jako „pułapy” a nie cele emisyjne. Rząd Polski dołoży wszelkich starań, aby „pułapy” te nie zostały osiągnięte, jednak planując rozdział uprawnień przy obecnym stanie wiedzy o trendach rozwojowych nie może nie brać pod uwagę obecnych danych i prognoz. Stabilizacji, a następnie stopniowemu ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych służyć będzie, oprócz systemu rozdziału uprawnień do emisji:

- konsekwentne traktowanie zagadnień efektywności energetycznej jako priorytetu przy ustalaniu wymogów *najlepszych dostępnych technik w pozwoleniach zintegrowanych*;
- zwiększanie nacisku na wzrost efektywności energetycznej w sektorze transportu oraz w sektorze bytowo-komunalnym;
- promowanie rozwoju energetyki wykorzystującej odnawialne zasoby energii.

W szczególności, już jako państwo członkowskie UE-25 chcemy w pełni wykorzystać sytuację, w jakiej się znaleźliśmy po 1 maja 2004 roku, aktywnie realizując wspólną strategię realizacji zobowiązań. Polska, ze względu na dokonany już wcześniej znaczący postęp w redukcji emisji CO₂ oraz nabierającą rozpędu gospodarkę, jest żywotnie zainteresowana uczestnictwem w europejskim handlu emisjami. Możliwe korzyści z uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji krajowych przedsiębiorstw zintensyfikują dalsze modernizacje techniczne i technologiczne, a tym samym zwiększą konkurencyjność przemysłu na rynkach światowych.

Prace związane z przygotowaniem Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień miały w Polsce charakter nowatorski. Po raz pierwszy opracowano tak kompleksowy i konkretny dokument – w konsultacji z wszystkim zainteresowanymi branżami - który realistycznie określa bieżącą sytuację i prognozuje zmiany. Doświadczenia w tym zakresie przysłużą się z całą pewnością sprawnemu rozszerzaniu systemu rozdziału uprawnień do emisji innych zanieczyszczeń, w pierwszej kolejności emisji SO₂, NO_x i pyłów z dużych obiektów spalania. Powstały

również solidne przesłanki do aktualizacji Polityki Ekologicznej, Polityki Klimatycznej, Polityki Energetycznej oraz Strategii rozwoju energetyki odnawialnej. Przeprowadzone w Polsce po raz pierwszy w takiej skali konsultacje i negocjacje z branżami przemysłowymi są wielkim dorobkiem i doświadczeniem, które powinno pomóc w partnerskiej współpracy przy wdrażaniu pierwszego planu oraz opracowywaniu następnych.

2 Kluczowe uwarunkowania i elementy strukturalne KPRU

2.1 Cele i wymagania dyrektywy 2003/87/WE odnośnie KPRU

Podstawowe przepisy decydujące bezpośrednio o kształcie Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień zawarte zostały w art. 2 dyrektywy, który wskazuje rodzaje działalności objęte obowiązkowym uczestnictwem w handlu uprawnieniami do emisji, – oraz w art. 9 dotyczącym kryteriów merytorycznych przygotowania KPRU. Kluczowe znaczenie dla opracowania KPRU ma 11 kryteriów merytorycznych wymienionych w załączniku 3 do tej dyrektywy. Kryteria te są następujące:

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 Polityką Klimatyczną. 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/WE i Protokołu z Kioto;

Polska w pełni akceptuje te zasady i dysponując obecnie znaczną rezerwą (około 130 mln ton) w stosunku do zobowiązań podjętych w 1997 roku w Kioto na pewno je wypełni. Nawet najbardziej optymistyczne prognozy rozwoju gospodarczego nie dają podstaw, by cel w postaci osiągnięcia 6% redukcji emisji w latach 2008 – 2012 został zagrożony. Muszą to jednak potwierdzić przygotowywana obecnie Polityka Energetyczna Polski (do roku 2025), oraz inne zweryfikowane dokumenty strategiczne: Polityka Klimatyczna (do roku 2020) oraz Strategia rozwoju energetyki odnawialnej.

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/EWG;

Polska, bilansując swoje emisje i porównując je ze swoimi indywidualnymi zobowiązaniami – nie widzi zagrożeń dla realizacji zobowiązań Protokołu z Kioto.

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

Polska, przenosząc wymagania dyrektywy IPPC (96/61/EWG) do ustawy - Prawo ochrony środowiska, która weszła w życie z dniem 1 października 2001 roku – uruchomiła proces stopniowego wdrażania najlepszych dostępnych technik. W stosunku do sposobu przydziału uprawnień w pierwszym okresie rozliczeniowym 2005 – 2007 bazowano na metodzie historycznej („grandfathering”), ale w kolejnych planach przydziału uprawnień planowane jest w szerokim zakresie zastosowanie bardziej skutecznej metody wskaźnikowej („benchmarking”).

4. Plan powinien być zgodny z innymi prawnymi i politycznymi instrumentami Wspólnoty. Uwzględnić należy zwiększenie emisji, którego nie da się uniknąć z powodu nowych wymogów prawnych;

W pierwszym okresie rozliczeniowym, zastosowano wymagania regulacji unijnych w odniesieniu do aktywności energetycznych (dyrektywa 2001/80/WE) oraz sektora rafineryjnego (dyrektywy o jakości produktów naftowych 2003/17/WE, 1999/32/WE oraz 2003/30/WE).

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;

Polska, prowadząc długotrwałe dyskusje i konsultacje z branżami, uzyskała porozumienie w zakresie zaproponowanego rozdziału uprawnień pomiędzy poszczególne sektory. Zaakceptowano i uznano za nienaruszający zasad konkurencyjności sposób rozdziału limitów sektorowych pomiędzy przedsiębiorstwa.

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

Taka procedura jest przewidziana, a w KPRU zagwarantowano odpowiednią rezerwę na nowe instalacje, która mieści się w limicie krajowym i nie zagraża przekroczeniu zobowiązań z Kioto.

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 technik mogą zostać wykorzystane przez Państwa Członkowskie przy opracowywaniu Krajowych Planów Rozdziału oraz mogą uwzględniać korzyści, wynikające z wcześniej podjętych działań;

Polska uznaje za wczesne takie działania, które po roku 1988 były podejmowane bezpośrednio w instalacjach objętych systemem i przyczyniły się do trwałego obniżenia jednostkowych emisji CO₂.

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

Polska w tym obszarze wydzieliła produkcję energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu. Duży potencjał w tym zakresie został uwzględniony w przydziałach poprzez przyznanie „premię kogeneracyjnej”. W stosunku do innych technologii nie wykonano takich analiz i ocen dla pierwszego okresu rozliczeniowego.

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;

Informacje o przeprowadzonych konsultacjach, w tym za pośrednictwem internetu, zawarto w KPRU.

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 w systemie oraz proponowanych do czasowego wyłączenia podano w załącznikach do KPRU.

11. Plan może zawierać informacje o tym, w jaki sposób będzie uwzględniana konkurencja krajów lub przedsiębiorstw spoza Unii.

Polska podczas pierwszego okresu rozliczeniowego nie widzi tego typu zagrożeń.

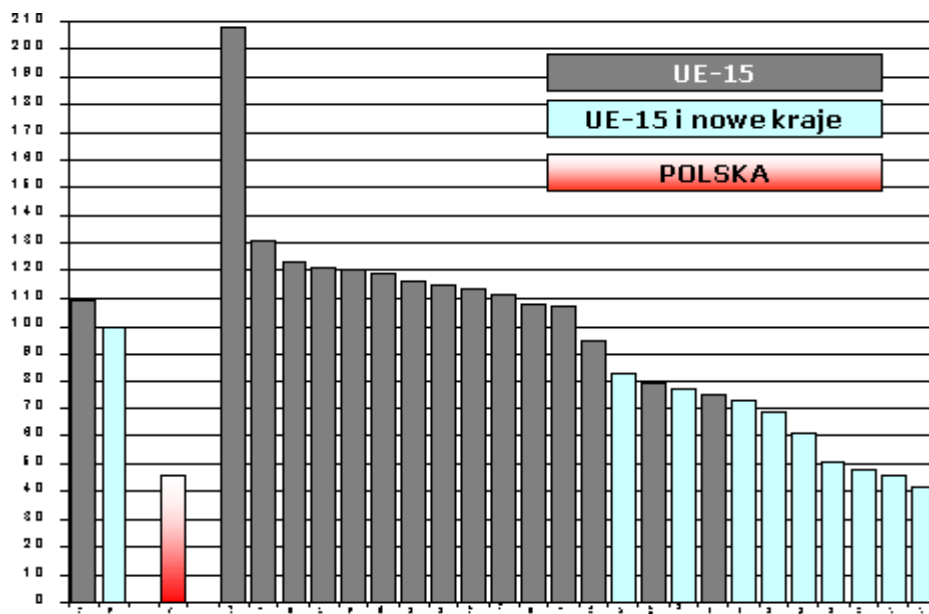
Ze względu na ogólne brzmienie powyższych kryteriów, Komisja Europejska dokonała ich szerszego omówienia w poradniku z 7 stycznia 2004 r. ¹

2.2 Sytuacja Polski na tle innych kraju Unii Europejskiej

Polska, będąc już członkiem nowej Wspólnoty UE-25, ma przed sobą długą i trudną drogę wyrównywania potencjału gospodarczego i poziomu życia społeczeństwa zwłaszcza w stosunku do krajów UE-15. Ilustracją naszego miejsca we Wspólnocie jest porównanie Produktu Krajowego Brutto (PKB) mierzonego w jednostkach siły nabywczej (rys. 1). Na tle UE-25 Polska w roku 2003 znajdowała się na 24 miejscu z PKB *per capita* stanowiącym 46% średniej unijnej. Wykres ten pokazuje także miejsce pozostałych, nowych członków UE-25.

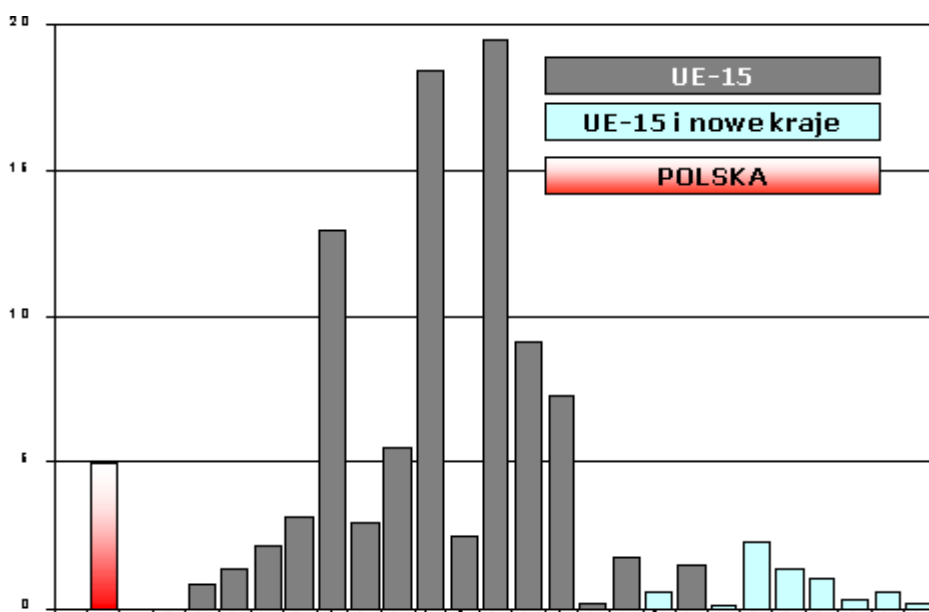
Dzięki trwającemu od końca lat osiemdziesiątych XX wieku procesowi transformacji gospodarczej oraz ogromnym nakładom na ochronę środowiska, Polska dysponuje dzisiaj znaczącą rezerwą emisyjną w stosunku do przyjętego w ramach Protokołu z Kioto poziomu emisyjnego na lata 2008 – 2012. Ten niewątpliwy sukces został jednak okupiony wysokimi kosztami społecznymi, w tym prawie 20% bezrobociem.

¹ Commission of the European Communities: Communication from the Commission on guidance to assist Member States in the implementation of the criteria listed in Annex III to the Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within Community and amending council Directive 96/61/EC, and on the circumstances under which force majeure is demonstrated.

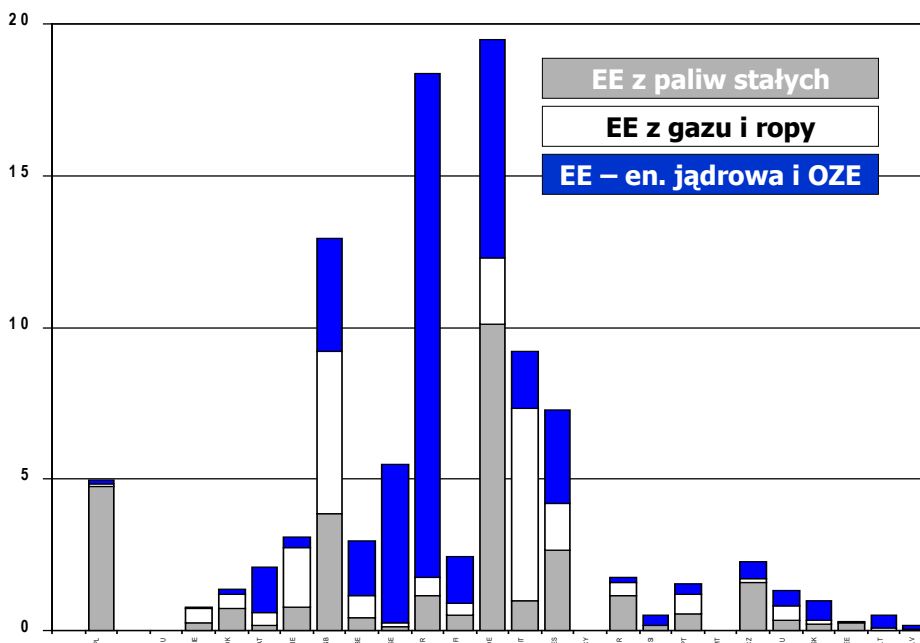


Rysunek 1. Porównanie PKB dla roku 2003 w jednostkach siły nabywczej; UE-25 = 100%.

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 emisji gazów cieplarnianych. Na rysunkach 2 i 3, za statystyką IEA-OECD, pokazano udział poszczególnych krajów w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz strukturę paliwową wytwarzania energii elektrycznej UE-25 w roku 1999 wyróżniając paliwa, które są odpowiedzialne za emisję CO₂.



Rysunek 2. Udział krajów w produkcji energii elektrycznej; UE-25 = 100%.



Rysunek 3. Struktura produkcji energii elektrycznej (EE); UE-25 = 100%.

3 Plan rozdziału w skali makro - podejście „top-down”

3.1 Wprowadzenie

Krajowy Plan Rozdziału Upwnień na lata 2005-2007 obejmuje jeden gaz cieplarniany (CO₂) oraz tylko część emisji krajowej. Dlatego nie jest możliwe bezpośrednie zastosowanie celów Protokołu z Kioto jako limitów emisji w KPRU.

W tej części opracowania, poświęconej zależnościom makro-gospodarczym, przedstawiony jest sposób wyznaczenia całkowitej liczby upwnień przeznaczonych do rozdziału. W tym celu wykonane zostały następujące działania:

- dokonano podziału krajowego limitu emisyjnego wyznaczonego w Protokole z Kioto dla lat 2008 - 2012 na CO₂ i pozostałe gazy cieplarniane,
- wyznaczono krajowe cele emisyjne na lata 2005-2007 osobno dla CO₂ i dla pozostałych gazów cieplarnianych;
- wyznaczono, na lata 2005-2007, ilościowy cel emisyjny dla CO₂ z instalacji obejmowanych systemem handlu upwńnieniami do emisji.

Załącznik III Dyrektywy 2003/87/WE wymaga, by łączna liczba upwńnien przydzielanych w ramach KPRU przed rokiem 2008 była zgodna ze ścieżką zapewniającą spełnienie wymagań Protokołu z Kioto. Dlatego w pierwszej kolejności określono udział emisji z instalacji obejmowanych KPRU na podstawie danych historycznych. Następnie opracowano bazowy scenariusz rozwoju gospodarczego kraju oraz związaną z nim projekcję emisji CO₂. W ramach opracowania scenariusza dokonano oceny perspektyw rozwojowych sektorów objętych handlem upwńnieniami do emisji oraz zmian emisji dwutlenku węgla, związanych z rozwojem ich aktywności. Wykonano również ocenę przewidywanej emisji CO₂ z sektorów nie objętych handlem upwńnieniami do emisji: transportu, handlu i usług oraz gospodarstw domowych.

Wynikiem analiz makro jest określenie bazowego scenariusza emisji CO₂ do roku 2015, w podziale na emisje z instalacji objętych systemem handlu upwńnieniami do emisji oraz emisje z pozostałych źródeł.

3.2 Zmiany emisji gazów cieplarnianych w latach 1988-2001 i projekcja dla Polski do roku 2012

3.2.1 Emisje gazów cieplarnianych

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 emisji gazów cieplarnianych. Prezentowane poniżej dane pochodzą z rządowych raportów inwentaryzacyjnych, obejmujących lata 1988 - 1999¹ oraz dodatkowo z raportu krajowej inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych za rok 2001².

W tabl. 1 zestawiono wielkości emisji wszystkich gazów cieplarnianych objętych inwentaryzacją krajową. Emisja CO₂ w roku 2001 uległa obniżeniu o ok. 32%, w porównaniu do emisji w roku bazowym (1988). W jeszcze większym stopniu obniżyły się emisje metanu, co jest wynikiem jego zagospodarowania oraz postępującego spadku wydobycia węgla kamiennego, spadku pogłowia zwierząt w rolnictwie oraz ograniczenia emisji ze składowisk odpadów stałych. Znaczący, 25% wzrost emisji N₂O wykazany w inwentaryzacji wynika ze zmiany metodyki obliczeniowej poczynawszy od 1999 r. Szybki, prawie trzykrotny wzrost emisji gazów przemysłowych, (HFCs, PFCs, SF₆), jest spowodowany głównie wzrostem liczby urządzeń klimatyzacyjnych (stacjonarnych i mobilnych) oraz wzrostem produkcji aluminium. Ze względu na niewielki udział gazów przemysłowych w łącznym bilansie emisji GC (ok. 0,6% w 2001 r.) rosnąca emisja tych gazów nie stanowi zagrożenia dla wypełnienia przez Polskę zobowiązań Protokołu z Kioto.

Tablica 1. Emisje gazów cieplarnianych w Polsce, w latach 1988-2001 w [mln t CO_{2e}/rok]

Wyszczególnienie emisji GC (w ekwiwalencie CO ₂)	1988	1990	1996	1998	2000	2001	Relacja 2001/1988
CO ₂	476,6	380,7	372,5	337,4	314,8	317,8	66,7%
CH ₄	66,0	58,8	47,3	49,0	45,9	38,8	58,8%
N ₂ O	21,8	19,4	16,7	16,0	23,9	23,9	109,6%
Gazy przemysłowe (HFCs, PFCs, SF ₆)	0,8 ¹⁾	----	0,8	1,0	1,6	2,2	275,0%
Razem emisje GC (brutto)	565,2	458,9	437,3	403,4	386,2	382,7	67,7%
Emisja CO₂ – netto²⁾	441,9	336,0	329,9	294,8	271,7	264,2	59,8%

¹⁾ dane oszacowane dla roku 1995

²⁾ z uwzględnieniem pochłaniania CO₂ w rolnictwie i leśnictwie

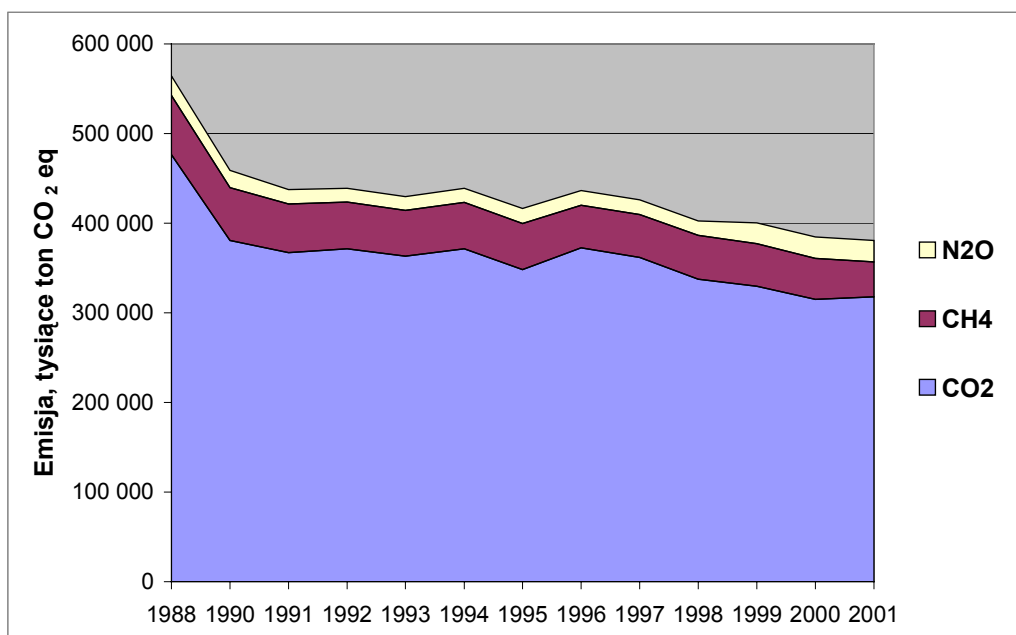
Źródło: Trzeci raport rządowy dla Konferencji Stron Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, Warszawa, 2001 oraz raport inwentaryzacji GC za 2001 r., IOŚ, Warszawa, 2003

W latach 1988 - 2001 nastąpiła redukcja emisji CO₂ netto, uwzględniająca pochłanianie tego gazu w rolnictwie i leśnictwie, przewyższająca skalę redukcji emisji brutto o prawie 7%. Jest to efekt konsekwentnej realizacji długofalowej polityki leśnej państwa, w tym rządowego *Krajowego Programu Zwiększania Lesistości*.

Kształtowanie się emisji głównych gazów cieplarnianych w Polsce, w latach 1988- 2001, ilustruje rys. 4.

¹ Trzeci Raport Rządowy dla Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, Rada Ministrów, Warszawa, 2001

² Inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów za rok 2001, Ministerstwo Środowiska - Instytut Ochrony Środowiska, Warszawa – czerwiec 2003



Rysunek 4. Zmiany emisji głównych gazów cieplarnianych w Polsce w latach 1988-2001.

3.2.2 Emisje dwutlenku węgla

Dla opracowania projektu KPRU kluczowe znaczenie posiadają dane dotyczące emisji CO₂ jako głównego gazu cieplarnianego i jedynej substancji ujmowanej w pierwszym planie rozliczeniowym 2005 – 2007 (patrz tabl. 2).

Tablica 2. Emisja CO₂ w Polsce wg wyróżnionych sektorów gospodarki, w latach 1988-2001 [mln t CO_{2e}/rok]

Wyszczególnienie- kategorie emisji CO ₂	1988	1990	1996	1998	2000	2001	Relacja 2001/1988 w [%]
Razem krajowa emisja CO₂ (brutto), w tym:	476,6	380,7	372,5	337,4	314,8	317,8	66,7 %
Instalacje spalania paliw w energetyce:	252,9	234,6	182,0	168,7	164,7	166,9	66,0 %
Emisja w przemyśle przetwórczym, w tym:	82,0	63,3	90,0	83,4	71,7	64,3	78,4 %
rafinerie i koksownie	5,4	4,1	6,4	9,7	7,2	6,6	122,2 %
emisje procesowe (z surowców)	13,6	9,2	8,9	10,5	12,3	10,5	77,2 %
Transport	28,2	29,1	28,1	28,1	28,2	30,1	106,7 %
Handel, usługi, gosp. domowe, rolnictwo	111,2	55,7	64,1	50,1	45,4	50,1	45,0 %
Pochłanianie CO₂ (rolnictwo i leśnictwo)¹⁾	-34,7	-44,7	-42,6	-42,6	-43,1	-53,6	154,5 %
Razem krajowa emisja CO₂ (netto)	441,9	336,0	329,9	294,8	271,7	264,2	59,8 %

¹⁾ W analizach wielkości pochłaniania w okresie 1988-2001 zmieniła się metodyka, czego w tym zestawieniu nie uwzględniono.

Źródło: Opracowanie EnergySys na podstawie raportu inwentaryzacji GC za 2001 r., IOŚ, Warszawa, 2003 oraz „Trzeci raport rządowy dla Konferencji Stron Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu”, Warszawa, 2001

Najważniejsze tendencje charakteryzujące dotychczasowe zmiany dla lat 1988 – 2001 emisji CO₂, to:

- ponad 30% redukcja emisji CO₂ w całym kraju oraz w instalacjach energetycznego spalania (produkcja energii elektrycznej i ciepła);

- 2) 55% redukcja 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;
- 3) wzrost emisji z sektorów rafineryjnego i koksowniczego, główne przyczyny to wzrost aktywności transportu oraz znaczne zwiększenie głębokości przerobu ropy naftowej.

3.2.3 Zmiany wskaźników emisyjności CO₂

Zmiany emisji CO₂ skutkują także znacznymi zmianami wskaźników, które syntetycznie obrazują zmiany dokonane w Polsce w okresie transformacji ustrojowej i gospodarczej państwa, co ilustrują liczby podane w tabl. 3.

Tablica 3. Zmiany wskaźników emisyjności CO₂ w Polsce w okresie 1988-2001

Wyszczególnienie	Jednostka	1988	2001	Relacja 2001/1988,
1. Emisja CO ₂ na mieszkańca	t CO ₂ / Ma	12,6	8,2	65,1 %
2. Emisja CO ₂ na jednostkę PKB	t CO ₂ / tys.zł'99	0,9	0,5	55,6 %
3. Emisja CO ₂ na jednostkę energii pierwotnej	kg CO ₂ / GJ	88,8	82,8	93,2 %
4. Zużycie energii pierwotnej na mieszkańca	GJ/ Ma	139,3	99,4	71,4 %

Źródło: Opracowanie EnergSys na podst. statystyki krajowej GUS oraz krajowej inwentaryzacji emisji

3.3 Krajowe limity emisji na lata 2008-2012 oraz 2005-2007

Limity emisji na lata 2008-2012 według Protokołu z Kioto

W ramach Protokołu z Kioto Polska zobowiązała się do redukcji emisji gazów cieplarnianych w latach 2008-2012 o 6% w stosunku do poziomu z roku 1988¹. Zobowiązanie to dotyczy koszyka sześciu gazów cieplarnianych. Wyniki krajowej inwentaryzacji emisji wykazały łączną emisję CO₂, CH₄ i N₂O w roku 1988 na poziomie 564,4 mln t równoważnej emisji CO₂ oraz łączną emisję PFCs, HFCs i SF₆ w roku 1995 na poziomie 0,8 mln ton równoważnej emisji CO₂. Na tej podstawie wyznaczono limit emisji sześciu gazów cieplarnianych.

Limit krajowej emisji sześciu Gazów Cieplarnianych (GC) w latach 2008-2012 wynosi średniorocznie
531,3 mln t równoważnej emisji CO₂

System handlu uprawnieniami do emisji w pierwszym okresie obejmuje tylko dwutlenek węgla. Wyniki inwentaryzacji (tabl. 1) wykazują wzrost emisji trzech gazów przemysłowych (PFCs, HFCs i SF₆) w ostatnich latach. Ich udział w emisjach wszystkich sześciu gazów jest jednak niewielki i w roku 2001 wynosił ok. 0,6%. Z drugiej strony, oczekiwany jest dalszy, w perspektywie 2012 roku, spadek emisji CH₄ w wyniku wdrożenia między innymi *dyrektywy 99/31/WE w sprawie składowisk odpadów*. Zakładając kompensowanie się tych dwóch tendencji, ostatecznie przyjęto w latach 2008-2012 udział CO₂ w emisji sześciu gazów cieplarnianych zgodnie ze strukturą emisji roku bazowego Protokołu z Kioto, czyli na poziomie -6%, co uznano za zobowiązania Protokołu z Kioto dla Polski odniesione wyłącznie do dwutlenku węgla.

Limit krajowej emisji CO₂ w latach 2008-2012 wynosi średniorocznie
448 mln t

¹ W Protokole z Kioto 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.

3.4 Hipotetyczne limity emisji na lata 2005-2007 wg Protokołu z Kioto

Pierwszy Krajowy Plan Rozdziału Upwnień obejmuje lata 2005-2007, w których nie obowiązują bezpośrednio cele emisyjne Protokołu z Kioto. Limity na ten okres wyliczono na podstawie liniowej trajektorii zejścia emisji z poziomu roku bazowego do wymaganego poziomu emisji w latach 2008-2012.

Limit krajowej emisji sześciu Gazów Ciężkich (GC) w latach 2005-2007 wynosi średniorocznie
537,5 mln t równoważnej emisji CO₂

Limit emisji CO₂ w latach 2005-2007 wyliczono zakładając, jak poprzednio, stały udział dwutlenku węgla w emisji koszyka gazów ciężkich.

Limit krajowej emisji CO₂ w latach 2005-2007 wynosi średniorocznie
453,2 mln t

Limit ten odzwierciedla wymagania Protokołu z Kioto transponowane na lata 2005-2007 i ograniczone do dwutlenku węgla. Upwnienia emisyjne przyznane w ramach KPRU wraz z przewidywanymi na lata 2005-2007 emisjami CO₂ z instalacji nie objętych systemem handlu upwńniami do emisji nie mogą przekroczyć tego limitu.

Wyznaczony w ten sposób limit na lata 2005-2007 jest wyższy niż emisje CO₂ z ostatniego roku inwentaryzacji (w 2001 r. emisje wyniosły 317,8 mln t). Lata 2000-2002 były jednak w Polsce okresem spowolnienia rozwoju gospodarczego. Do 2000 r. następował spadek emisji CO₂, ale od 2001 r. następuje wzrost emisji tego gazu, nawet przy niskim tempie wzrostu gospodarczego. Jest to oznaka wyczerpania się potencjału niskokosztowych, prostych przedsięwzięć redukcji emisji CO₂. Wskazuje to na potrzebę uwzględnienia w projekcie KPRU upwńniami na pokrycie wzrostu emisji wynikającego z rozwoju gospodarczego.¹

3.5 Przewidywane krajowe emisje CO₂ wg scenariusza bazowego (BLN)

Wielkość emisji dla lat 2008 - 2012 a także 2005-2007 dotyczy prognoz bazujących na analizie scenariuszowej rozwoju gospodarczego, wykonanej przy użyciu zestawu modeli. Jej wynikiem jest scenariusz bazowy (BLN), który przedstawia prawdopodobną ścieżkę rozwoju gospodarczego kraju wraz z towarzyszącymi emisjami CO₂. Najważniejsze wyniki tego scenariusza, bezpośrednio wykorzystane w opracowaniu KPRU to:

- a) projekcja krajowych emisji CO₂ zgodna z przyjętymi założeniami,
- b) przewidywany przyszły udział emisji CO₂ obejmowanych systemem handlu upwńniami do emisji w stosunku do emisji krajowej,
- c) wskaźniki wzrostu potrzeb emisyjnych dla każdego z sektorów obejmowanych handlem upwńniami do emisji.

Poniżej zaprezentowano główne założenia makroekonomiczne oraz projekcje krajowej emisji CO₂.

Oprócz scenariusza BLN opracowano scenariusz porównawczy BAU'88, który przyjmuje te same poziomy aktywności i zachowuje wskaźniki emisyjności z roku 1988. Emisje wyznaczone dla tego scenariusza służą jako punkt odniesienia do określenia wielkości trwałych efektów redukcji wynikających z dotychczas zrealizowanych działań w skali kraju.

3.6 Główne założenia makroekonomiczne

Scenariusz BLN opiera się na założeniu ok. 4,5% średniego tempa wzrostu PKB w okresie do roku 2015. Przed rokiem 2005 założono nieco szybsze tempo wzrostu. (patrz tabl. 4)

¹ Dane GUS za pierwszy kwartał 2004 r. dowodzą osiągnięcia 6,9% stopy wzrostu PKB, zaś oszacowania rządu polskiego wskazują na możliwość osiągnięcia w II kwartale 6% stopy wzrostu.

Tablica 4. Założone stopy wzrostu PKB oraz tempa zmian wartości dodanych w sektorach gospodarki narodowej, Scenariusz BLN

Wyszczególnienie	2002		2005	2010	2015	
	mld zł	Struktura	Dynamika 2002 = 100%			Struktura
Rolnictwo i Rybołówstwo	21	3,2 %	103,3	119,2	131,9	2,5 %
Przemysł i Budownictwo	205	30,4 %	112,6	129,2	142,5	25,5 %
Transport i łączność	53	7,9 %	103,4	131,1	165,2	7,7 %
Usługi	394	58,5 %	117,0	147,2	187,4	64,4 %
Razem wartość dodana	674	100,0 %	114,1	139,6	170,2	100,0 %
PKB brutto	771		114,8	140,7	172,1	
Średni roczny wzrost PKB w okresie:			2002- 2005	2006 - 2010	2011 - 2015	
			4,7 %	4,1 %	4,1 %	

Źródło: Dane GUS i obliczenia EnergSys

Dane dotyczące tempa wzrostu PKB w ostatnich kwartałach 2003 r. i w pierwszych kwartałach 2004 r. wskazują na możliwy szybszy rozwój gospodarczy w Polsce w porównaniu do założeń scenariusza BLN.

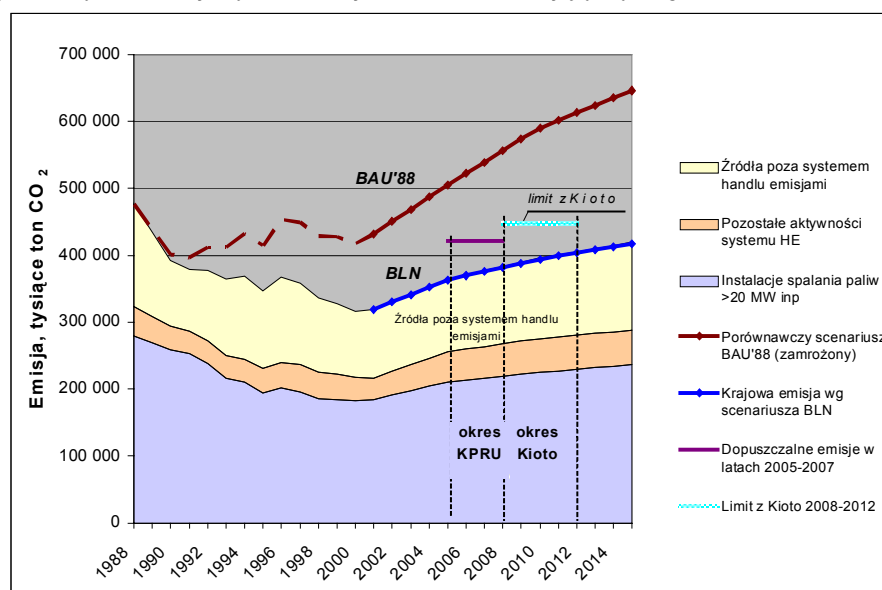
Powyższe proporcje makroekonomiczne tworzą podstawową strukturę scenariusza. Zostały one uzupełnione o założenia dotyczące przewidywanych przyszłych poziomów produkcji energochłonnych wytworów i usług, w tym także rodzajów działalności objętych handlem uprawnieniami do emisji. Założenia te uwzględniają także najnowsze dane dotyczące sytuacji poszczególnych sektorów, pozyskane od organizacji branżowych i największych przedsiębiorstw.

3.7 Bazowa ścieżka krajowych emisji CO₂

Kluczową dla opracowania KPRU częścią scenariusza BLN jest bazowa ścieżka emisji CO₂ do roku 2015. Obejmuje ona następujące wielkości krajowych emisji CO₂:

2001	2005	2010	2015
317,8 mln t	363,4 mln t	394,4 mln t	417,0 mln t

Wyniki uzyskane dla scenariusza BLN oraz BAU'88 przedstawione zostały na rys. 5. Zaznaczono na nim także emisje historyczne i krajowy limit emisji CO₂ przedstawiający wymagania Protokołu z Kioto dla Polski.



Rysunek 5. Projektcja emisji CO₂ do roku 2015 wg scenariusza BLN oraz wielkości porównawcze wg scenariusza BAU'88 (zamrożone wskaźniki emisyjności na poziomie z roku 1988).

Emisje CO₂ w scenariuszu BLN są w latach 2008-2012 niższe od limitu emisji wyznaczonego na podstawie Protokołu z Kioto. Skalę efektów redukcyjnych obrazują różnice pomiędzy wynikami scenariusza BLN i BAU'88, które wynoszą:

- w 2005 r. - 141,6 mln t,
- w 2010 r. - 195,9 mln t,
- w 2015 r. - 229,3 mln t.

3.8 Zasady określenia całkowitej puli uprawnień

Całkowita pula uprawnień przeznaczonych do rozdzielania została wyliczona na podstawie udziału emisji z instalacji obejmowanych dyrektywą 2003/87/WE oraz średniego poziomu emisji CO₂ w latach 2005-2007 wg ścieżki zmierzającej do wypełnienia celu emisyjnego Protokołu z Kioto. Na podstawie danych z inwentaryzacji oraz danych statystycznych dotyczących zużycia paliw i energii określono udział emisji z instalacji objętych KPRU jako 68% krajowej emisji CO₂. Za wartość stanowiącą podstawę do wyznaczenia liczby uprawnień przyjęto 420,9 mln t średniorocznie, która wynika z obranej ścieżki emisyjnej zachowującej te same trendy kierunkowe co linia scenariusza BLN i osiągającej w latach 2008-2012 poziom emisji równy limitowi z Kioto. W związku z tym, całkowita pula uprawnień przeznaczonych do rozdziału w ramach KPRU na lata 2005-2007 wynosi średniorocznie 286,2 mln t. Szczegółowy opis wyliczenia całkowitej puli uprawnień znajduje się w załączniku.

4 Potrzeby emisyjne poszczególnych sektorów w okresie 2005-2007

4.1 Agregacja sektorowa

Przy opracowaniu KPRU przyjęto zasadę grupowania instalacji obejmowanych handlem uprawnieniami do emisji w sektory na podstawie głównej działalności rynkowej. Instalacje spalania produkujące energię na potrzeby instalacji produkcyjnej danego sektora, zaliczono do tego sektora, na rzecz którego pracują (np. elektrociepłownie zasilające zakłady chemiczne kwalifikowano do sektora chemicznego).

W pracach nad KPRU wyróżniono trzy podsektory związane z produkcją energii:

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

W następnej kolejności wyróżniono sektory związane z aktywnościami wymienionymi w Załączniku I dyrektywy:

- przemysł rafineryjny,
- przemysł koksowniczy,
- hutnictwo żelaza,
- przemysł cementowy,
- przemysł wapienniczy,
- przemysł papierniczy,
- przemysł szklarski, oraz
- przemysł ceramiczny,

wliczając do nich także zakładowe ciepłownie i elektrociepłownie.

W trzeciej kolejności wyróżniono sektory nie wymienione w Załączniku I do dyrektywy, lecz w których użytkuje się instalacje spalania lub inne instalacje wymienione w Załączniku:

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

4.2 Wskaźniki wzrostu potrzeb emisyjnych - zestawienie

Wskaźniki wzrostu uzasadnionych potrzeb emisyjnych zostały określone w oparciu o przewidywane tempo rozwoju danego sektora oraz możliwe zmniejszenie wskaźnika emisji CO₂ na produkt. Biorąc pod uwagę dokonane wcześniej działania redukcyjne oraz krótki czas do rozpoczęcia pierwszego okresu rozliczeniowego w większości sektorów przyjęto niewielką poprawę lub stabilizację wskaźnika emisji CO₂ na jednostkę produkcji na poziomie z roku 2001.

Zmniejszenie wskaźnika emisyjności w granicach 0,3 - 0,5% założono dla wszystkich instalacji produkujących energię elektryczną lub ciepłą oraz dla produkcji papieru. Warto podkreślić, że poprawa ta ma nastąpić - mimo rosnących potrzeb energetycznych z powodu konieczności budowy instalacji odsiarczania wynikającej z wdrażaniem w Polsce dyrektywy 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania.

W pozostałych instalacjach obejmowanych handlem uprawnieniami do emisji przyjęto stałą wartość wskaźnika emisji CO₂. Wypadkową przewidywanej dynamiki wzrostu danego sektora i zmian wskaźników emisji, stanowi projekcja uzasadnionych potrzeb emisyjnych na lata 2005 - 2007, przedstawiona w tabl. 5.

Tablica 5. Wskaźniki wzrostu uzasadnionych potrzeb emisyjnych w zakresie CO₂ wg scenariusza BLN

Lp.	Sektor	Zmiany wielkości sektorowych w okresie 2005-2007 w stosunku do roku 2001 (2001=100%)		
		Wskaźnik zmian aktywności	Wskaźnik zmian emisyjności CO ₂	Wskaźnik zmian emisji CO ₂
1.	Elektrownie zawodowe	118,5%	99,7%	118,1%
2.	Elektrociepłownie zawodowe	112,1%	99,7%	111,8%
3.	Ciepłownie zawodowe	109,0%	99,7%	108,7%
4.	Przemysł rafineryjny	129,0%	101,6% ¹	131,1%
5.	Przemysł koksowniczy	133,7%	100,0%	133,7%
6.	Przemysł hutnictwa żelaza			132,0%
	<i>spiek hutniczy</i>	150,7%	100,0%	150,7%
	<i>surówka żelaza</i>	129,4%	100,0%	129,4%
	<i>stal</i>	140,8%	101,1% ²	142,3%
7.	Przemysł cementowy	137,8%	100,0%	137,8%
8.	Przemysł wapienniczy	130,8%	105,4% ³	137,8%
9.	Przemysł wyrobów szklarskich	135,0%	100,0%	135,0%
10.	Przemysł wyrobów ceramicznych	124,4%	100,0%	124,4%
11.	Przemysł papierniczy			122,7%
	<i>celuloza</i>	115,5%	100,0%	115,5%
	<i>papier</i>	132,3%	100,0%	132,3%
12.	Przemysł cukrowniczy	139,3%	100,0%	139,3%
13.	Przemysł chemiczny	126,7%	99,5%	127,3%
14.	Pozostały przemysł	117,9%	99,5%	117,3%

¹wzrost wynika ze wzrostu aktywności transportu i zwiększenia głębokości przerobu ropy

²wzrost wynika ze zmian technologicznych i sortymentowych

³wzrost wynika z dociążenia instalacji istniejących, włączonych okresowo przy większym popycie na produkt

Wartości określone dla poszczególnych sektorów różnią się między sobą, co wynika z odmiennej sytuacji i specyfiki poszczególnych sektorów. Najniższy wzrost emisji przewidywany jest w ciepłowniach zawodowych (108,7%) a najwyższy w sektorze cukrowniczym (139,3%) oraz cementowym i wapienniczym (137,8%). Te ostatnie należą do grupy przemysłów, których rozwój związany jest głównie z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych. W latach 1999 - 2002 nastąpiło w Polsce szczególnie głębokie załamanie inwestycji. Znajduje to potwierdzenie w wartości produkcji sektorów cementowego i wapienniczego, która w roku 2002 obniżyła się o ponad 20% w stosunku do wartości z roku 1999. Tak więc, dokonując oceny podanych wartości wskaźników

wzrostu, należy mieć na uwadze bardzo niską bazę wyjściową, w stosunku do której są one odnoszone. W przypadku sektora cukrowniczego istotne znaczenie mają także wyjątkowo niekorzystne warunki pogodowe, jakie odnotowano w roku 2001.

Przedstawione powyżej zestawienie zbiorcze wynika z przeprowadzonych analiz w poszczególnych sektorach i podsektorach oraz przeprowadzonych konsultacji i negocjacji z organizacjami pracodawców.

Poniżej przedstawiono informacje historyczne na temat produkcji oraz prognozowane zmiany. Dodatkowo, ze względu na małe rezerwy przewidywane dla instalacji nowych, przyjmując okres roku (8760 godzin) jako poziom odniesienia, określono procentowe wykorzystanie zdolności produkcyjnych w poszczególnych sektorach. Ta informacja pokazuje, jak duże moce produkcyjne są jeszcze w polskiej gospodarce zamrożone i czekają na uruchomienie wraz ze wzrostem koniunktury.

4.3 Założenia sektorowe

4.3.1 Elektrownie zawodowe

W latach 1999-2001 poziom produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych utrzymywał się na zbliżonym poziomie (patrz tabl. 6). Nieco niższy poziom produkcji miał miejsce w roku 2002, natomiast już w roku 2003 nastąpił znaczący wzrost produkcji – o ponad 5,5% w porównaniu z rokiem 2002. Wpływ na wzrost miał eksport energii elektrycznej, głównie do krajów EU-15. Jednak należy założyć, że będzie on stały i nie powinien przekroczyć 10 TWh rocznie.

Oszacowanie wzrostu produkcji energii elektrycznej w latach 2005-2007, oraz w roku 2010 zgodne jest z dokumentem *Założenia Polityki Energetycznej Polski do roku 2020*, z lutego 2000. Dane te zostaną jeszcze w tym roku zweryfikowane w opracowywanej *Polityce Energetycznej do roku 2025*.

Założenia te są racjonalne ze względu na pilną potrzebę unowocześnienia produkcji w Polsce oraz z uwagi na bardzo niski wskaźnik zużycia energii elektrycznej na mieszkańca, który jest 2-krotnie niższy niż w krajach EU-15.

Tablica 6. Produkcja energii elektrycznej, wskaźnik wykorzystania mocy w latach 1999-2003 w sektorze elektrowni zawodowych oraz prognoza dynamiki produkcji na lata 2005- 2010

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Energia elektryczna	GWh	112 649	114 411	113 020	111 090	117 442	118,5	132,7
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ¹⁾	%	52	53	52	51	54		

¹⁾ relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

4.3.2 Elektrociepłownie zawodowe

Produkcja ciepła w sektorze elektrociepłowni zawodowych w latach 1999 – 2002 (patrz tabl. 7) utrzymywała się na podobnym poziomie, a różnice w poszczególnych latach miały charakter sezonowy, zależny od warunków temperaturowych (mierzonych liczbą tzw. stopniodni). Natomiast obserwuje się trwałą tendencję wzrostu udziału produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem. Średni wskaźnik skojarzenia wzrósł w latach 1999 - 2002 o 8 punktów procentowych. Obecne uwarunkowania prawno-ekonomiczne są korzystne dla gospodarki skojarzonej, co powoduje, że należy oczekiwać dalszego wzrostu produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu.

W trakcie opracowywania KPRU w kilku elektrociepłowniach zawodowych przedstawiono dane dotyczące planowanego w najbliższym czasie zwiększenia produkcji i wzrostu emisji CO₂, w tym wzrostu wskaźnika skojarzenia. W tym sektorze udział tzw. nadzwyczajnych wzrostów w ogólnej produkcji energii w sektorze wynosi ok. 3,5%, co oznacza indywidualną ścieżkę rozwoju tych instalacji, których inwestycje rozwojowe (duże modernizacje) wykraczają ponad zakładane, średnie tempo wzrostu produkcji sektora.

Średni wskaźnik emisji CO₂ w sektorze elektrociepłowni zawodowych, liczony na jednostkę łącznej produkcji energii (energia elektryczna i ciepło razem), może w przyszłości wzrosnąć wskutek zwiększenia udziału produkcji

energii elektrycznej. Natomiast wskaźnik emisji CO₂ odniesiony do jednostki energii chemicznej spalonego paliwa, będzie mała.

Tablica 7. Produkcja energii, wskaźnik wykorzystania mocy w sektorze elektrociepłowni zawodowych oraz prognoza dynamiki produkcji na lata 2005-2010

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Energia elektryczna i ciepło	PJ	282,5	276,6	293,0	281,4		112,1	
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ¹⁾	%	30	30	32	31			

¹⁾ relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

4.3.3 Ciepłownie zawodowe

W latach 1999 - 2002 poziom produkcji ciepła w sektorze ciepłowni zawodowych ulegał stosunkowo niewielkim rocznym wahaniom, głównie zależnym od warunków temperatury zewnętrznej (patrz tabl. 8).

Prognozowany, niewielki wzrost zapotrzebowania na ciepło scentralizowane związany jest głównie ze zmniejszeniem bezpośredniego zużycia węgla kamiennego na potrzeby ogrzewania mieszkań oraz wzrostem liczby mieszkań.

Udział produkcji energii w sektorze ciepłowni zawodowych, związany z planowanymi nadzwyczajnymi wzrostami produkcji, jest niewielki i wynosi ok. 0,5%.

Wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej tego sektora jest krańcowo niski, co sygnalizuje szereg realnie występujących problemów o charakterze ekonomiczno - kosztowym, zarówno dla dostawców jak też odbiorców ciepła.

Tablica 8. Produkcja ciepła i wskaźnik wykorzystania mocy w sektorze ciepłowni zawodowych oraz prognoza dynamiki produkcji na lata 2005-2007

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Ciepło	PJ	103,7	95,3	103,4	97,7		109,0	
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ¹⁾	%	19	17	19	19			

¹⁾ relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

4.3.4 Ciepłownie niezawodowe

Sektor obejmuje instalacje energetyczne - producentów energii elektrycznej i ciepła we wszystkich pozostałych gałęziach gospodarki, za wyjątkiem wprost wymienionych dalej. Znaczące w tej grupie są instalacje spalania paliw funkcjonujące w przemyśle chemicznym oraz cukrowniczym. Ogólnie sektor charakteryzują głównie instalacje pracujące na potrzeby gałęzi przemysłu, dostarczające parę oraz ciepło technologiczne i grzewcze, w mniejszych ilościach energię elektryczną.

Ze względu na specyfikę uwarunkowań rozwojowych sektora cukrowniczego, jego krótką charakterystykę przedstawiono odrębnie.

Tablica 9. Produkcja ciepła i wskaźnik wykorzystania mocy w sektorze niezawodowych producentów elektryczności i/ lub ciepła oraz prognoza dynamiki produkcji na lata 2005-2007

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Aktywności energetyczne w pozostałym przemyśle	PJ	85,5	81,2	85,7	85,8		123,3	
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ¹⁾	%	25	24	25	25			

¹⁾ relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

W latach 1999-2002 poziom produkcji ciepła w sektorze ciepłowni zawodowych ulega niewielkim rocznym wahaniom, zależnym przede wszystkim od potrzeb technologicznych (patrz tabl. 9). Dlatego też zaobserwować można mniejsze wahania zmian w zużyciu w porównaniu do sektorów elektrociepłowni i ciepłowni zawodowych.

Prognoza przyszłej aktywności sektora w bardzo dużym stopniu zależy od prognozy przyszłej produkcji sektora chemicznego, który w dwóch ostatnich latach (2003 - 2004) zaczyna istotnie zwiększać produkcję, w tym m.in. produkcję nawozów azotowych.

Obiekty energetyczne użytkowane w przedsiębiorstwach branży cukrowniczej to przeważnie obiekty dużej mocy wykorzystywane jedynie w okresie kampanii cukrowniczej (około trzech miesięcy). Wielkość zapotrzebowania na ciepło w zakładach cukrowniczych w okresie kampanii istotnie zależy od warunków klimatycznych w danym roku:

- ilość surowca do przerobu zależy od warunków pogodowych w okresie wegetacji roślin (kontraktowane są plony z określonego arealu upraw);
- ilość ciepła potrzebnego do produkcji cukru istotnie zależy od własności fizykochemicznych przerabianych buraków cukrowych;
- ilość ciepła potrzebnego do produkcji cukru istotnie zależy od warunków pogodowych w okresie kampanii cukrowniczej.

Tablica 10. Przyjęte w scenariuszu BLN założenia dotyczące wielkości produkcji cukru

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Cukier	tys. t	1 821	2 009	1 543	2 030	1 948	139,3	139,3

Tabl. 10 ilustruje założenia dotyczące produkcji cukru przyjęte w scenariuszu BLN. Aby zabezpieczyć uczestników systemu handlu uprawnieniami do emisji z branży cukrowniczej przed koniecznością zakupu dodatkowych uprawnień do emisji w przypadku niepomyślnych warunków pogodowych w okresie 2005-2007 wyznaczono wielkość „marginesu bezpieczeństwa” na poziomie relacji pomiędzy najwyższym i najniższym wskaźnikiem emisyjności produkcji cukru z okresu 1999-2002 – czyli na poziomie 13,6% podstawowego przydziału.

Prognozowane podniesienie poziomu produkcji na lata 2005 – 2007 o 12,4% w stosunku do „normalnego” poziomu produkcji cukru w okresie 1999-2002 jest uzasadnione wzrostem popytu na cukier na rynkach poza Unią Europejską (m. in. kraje WNP) w ostatnich latach oraz rozszerzeniem asortymentu produkcji w cukrowniach.

4.3.5 Produkty rafineryjne

O tendencjach rozwojowych krajowego sektora rafineryjnego decydują dwie krajowe rafinerie: w Płocku i Gdańsku. Pozostałe instalacje mają niewielkie znaczenie na krajowym rynku produktów naftowych. W ostatnich kilku latach w obu rafineriach wykonano szereg inwestycji rozwojowych i modernizacyjnych, których ubocznym efektem jest nieunikniony wzrost emisji gazów cieplarnianych, głównie CO₂.

Dane w tabl. 11 wskazują, że w latach 1999- 2002 następował stopniowy wzrost przerobu ropy. Natomiast wartości wskaźnika wykorzystania mocy informują, że w roku 2000 nastąpił bardzo znaczny wzrost zdolności przerobowych.

Tablica 11. Przerób ropy naftowej i wskaźnik wykorzystania mocy w sektorze rafinerijnym oraz prognoza dynamiki produkcji na lata 2005-2007

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Przerób ropy	tys. Mg	16 217	17 674	17 378	17 258		129,0	
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ^{*)}	%	84	76	75	74			

^{*)} relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

Relatywnie wysoka dynamika prognozowanego wzrostu na lata 2005 - 2007 wskazuje na potrzebę dalszych modernizacji i wzrostu przerobu ropy. W tym okresie przewiduje się m.in. istotną, bo ok. 30% rozbudowę zdolności przerobowych w rafinerii w Gdańsku.

Także istniejące przewidywania rozwoju infrastruktury transportowej w Polsce, a dodatkowo bardzo znaczny wzrost importu używanych samochodów osobowych z krajów EU-15 wskazują na możliwy istotny wzrost popytu na paliwa silnikowe.

Równocześnie, w związku z coraz ostrzejszymi wymaganiami odnośnie jakości paliw silnikowych i olejów opałowych (również ciężkich), jakie wynikają z regulacji prawa unijnego, w tym sektorze założono pewien, niewielki wzrost wskaźnika emisyjności produkcji. Z materiałów opublikowanych w EU-15 wynika, że wzrost jednostkowej emisyjności może wynieść od ok. 1 do 3%, w porównaniu do wskaźników z lat 2001 - 2002.

4.3.6 Koksownie

W KPRU przyjęto następujące uwarunkowania przydziału uprawnień dla koksowni:

1. W scenariuszu makro wzrost produkcji koksu o 33,7% w stosunku do poziomu produkcji z 2001 roku wynika m. in. z dynamiki produkcji surówki żelaza.
2. Już w 2003 roku poziom produkcji koksu był wyższy o blisko 20% w stosunku do produkcji z roku 2001. W wyliczeniach wskaźnika wykorzystania mocy produkcyjnych nie liczone baterie koksowniczych, które w danym roku były modernizowane.
3. W projekcie KPRU przyjęto, że ilości sprzedawanego gazu koksowniczego pozostaną na średnim poziomie z okresu 1999-2002. Koksownie dostały dodatkowe uprawnienia na „niesprzedany gaz koksowniczy” przy zwiększonym poziomie produkcji koksu. W przygotowywanych regulacjach prawnych przewiduje się obowiązkowe przekazywanie tych dodatkowych uprawnień razem ze sprzedawanym gazem, jeśli pojawi się dodatkowy popyt na gaz koksowniczy.

Tabl. 12 ilustruje założenia dotyczące wielkości produkcji koksu przyjęte w scenariuszu BLN.

Tablica 12. Przyjęte w scenariuszu BLN założenia dotyczące wielkości produkcji koksu

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
koks	tys. t	8 500	9 069	8 954	8 788		133,7	150,1
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ^{*)}	%	72,9	82,8	81,4	80,5			

^{*)} relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

4.3.7 Hutnictwo żelaza i stali

Założenia dotyczące produkcji hutniczej w scenariuszu BLN zostały opracowane na podstawie scenariusza rozwoju makro z założeń do Polityki Klimatycznej. Założenia dotyczące wielkości produkcji zostały skorygowane po uwzględnieniu obecnej koniunktury na wyroby polskiego hutnictwa na rynku światowym. Tabl. 13 ilustruje założenia dotyczące wielkości produkcji hutniczej przyjęte w scenariuszu BLN.

Tablica 13. Przyjęte w scenariuszu BLN założenia dotyczące wielkości produkcji hutniczej

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Stal surowa	tys. t	8 759	10 498	8 809	8 367	9 107	140,8	158,9
Spiek rud żelaza	tys. t	6 476		6 770			150,7	168,4
Surówka żelaza	tys. t	5 233	6 492	5 440	5 296	5 632	129,4	176,5
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ^{*)}	%	73,0	87,5	73,4	69,7	75,9		

*) dotyczy stali surowej

4.3.8 Produkcja klinkieru cementowego

W tabl. 14 zestawiono wielkości charakteryzujące kształtowanie się produkcji klinkieru cementowego oraz wskaźnik wykorzystania mocy (zdolności) produkcyjnych w latach 1999 - 2002. W dwóch ostatnich kolumnach podano wynikowe oszacowania wartości wskaźników dynamiki wzrostu produkcji dla lat 2005 - 2007 i w roku 2010.

Dane prognozowane odpowiadają założeniom rozwojowym opracowanym dla scenariusza bazowego (BLN). Założenia dotyczące wielkości produkcji w okresie KPRU (lata 2005- 2007) zostały skorygowane w wyniku konsultacji z przedstawicielami sektora cementowego i administracji rządowej (Ministra Środowiska i Ministra Gospodarki).

Wartości wskazują na bardzo niewielkie dotąd wykorzystanie zdolności produkcyjnych – szczególnie w latach 2001 i 2002. Wynika to wprost ze znacznego spowolnienia tempa rozwoju gospodarczego Polski, a szczególnie z głębokiego załamania tempa inwestycji. Dane wskazują, że nawet tak znaczna dynamika wzrostu produkcji klinkieru do roku 2010 nie powoduje potrzeby budowy nowych mocy produkcyjnych, gdyż nadal będzie występowała ok. 20% nadwyżka mocy w instalacjach istniejących.

Tablica 14. Produkcja i wskaźnik wykorzystania mocy producentów klinkieru cementowego w latach 1999-2002 oraz prognoza na lata 2005- 2010

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Produkcja klinkieru	tys. t	11 364	11 393	9 307	8 776		137,8	146,7
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ^{*)}	%	72	63	56	53		77	82

*) relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

W całym okresie prognozy przyjęto stały wskaźnik emisyjności tony wyprodukowanego klinkieru, równy wielkości z roku 2001. Było to możliwe ze względu na fakt, że Polski przemysł cementowy jest jednym z najbardziej nowoczesnych w Europie.

Sektor cementowy od początku lat dziewięćdziesiątych realizuje liczne inwestycje modernizujące branżę. W tym okresie następowały zmiany własnościowe poszczególnych zakładów, co powodowało przenoszenie produkcji pomiędzy zakładami należącymi do różnych grup kapitałowych. Jednocześnie w ramach grup kapitałowych odbywało się przenoszenie produkcji z nieefektywnych zakładów metody mokrej do nowoczesnych, zmodernizowanych zakładów metody suchej. Działania te dokonywane są nadal, a więc nie objęto ich inwentaryzacją do KPRU, która została zakończona na 2002 r.

4.3.9 Produkcja wapna

W tabl. 15 zestawiono wielkości charakteryzujące kształtowanie się produkcji wapna i wskaźnik wykorzystania mocy (zdolności) produkcyjnych w latach 1999 - 2002, wraz z oszacowaniem wartości wskaźników dynamiki wzrostu produkcji dla lat 2005- 2007 i w roku 2010.

Prognozowane dane odpowiadają założeniom rozwojowym scenariusza BLN.

Wartości w tablicy wskazują na bardzo niewielkie wykorzystanie zdolności produkcyjnych – szczególnie w latach 2001 i 2002, wynoszące zaledwie 40% posiadanych mocy wytwórczych. Wynika to wprost ze znacznego spowolnienia tempa rozwoju gospodarczego Polski, w tym głębokiego załamania inwestycji. Było to konsekwencją częściowej utraty rynku na rzecz substytutów pochodzenia syntetycznego. Dane wskazują, że duża dynamika wzrostu produkcji wapna do roku 2010 nie spowoduje potrzeby budowy nowych mocy produkcyjnych, gdyż nadal będzie występowała nadwyżka mocy w instalacjach istniejących. Sektor przewiduje dalszy wzrost produkcji wapna na potrzeby krajowe oraz eksportowe do krajów skandynawskich (wapnowanie jezior oraz do produkcji papieru).

W całym okresie prognozy przyjęto stały wskaźnik emisyjności tony wyprodukowanego wapna wyższy o ok. 5,4% od wartości z roku 2001. Było to konieczne ze względu na przewidywany, bardzo duży wzrost popytu na wapno w takich dziedzinach gospodarki jak: ochrona środowiska (rekultywacja składowisk, oczyszczalnie ścieków, wapnowanie kwaśnych wód i gleby, instalacje odsiarczania w elektrowniach), a także wyraźnie wzrastające znaczenie wapna w zastosowaniach do budowy infrastruktury drogowej (osuszanie terenów) i w hutnictwie oraz budownictwie. Tak znaczny, krótkookresowy popyt na wapno wymaga uruchomienia instalacji o nieco wyższej emisyjności produkcji, które były czasowo wyłączone z eksploatacji w roku 2002. Jest to podyktowane także przewidywaną zmianą struktury popytu na wapno, w kierunku produktów o wyższej jakości, ale niestety okupionej wyższą emisyjnością jednostkową.

Tablica 15. Produkcja i wskaźnik wykorzystania mocy producentów wapna w latach 1999-2002 oraz prognoza na lata 2005- 2010

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Produkcja wapna	tys. t	1 743	1 765	1 508	1 458		130,8	133,6
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ^{*)}	%	49	49	40	39		55	56

^{*)} relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

4.3.10 Produkcja szkła i włókna szklanego

W tabl. 16 zestawiono wielkości charakteryzujące kształtowanie się produkcji szkła i włókna szklanego masy szklarskiej i wskaźnik wykorzystania mocy (zdolności) produkcyjnych w latach 1999 - 2002, wraz z oszacowaniem wartości wskaźników dynamiki wzrostu produkcji dla lat 2005- 2007 i w roku 2010- w scenariuszu BLN.

Podkreślić należy, że w Polsce obserwuje się dynamiczny rozwój produkcji sektora szklarskiego. Wynika to m.in. z obecności w Polsce bardzo poważnych inwestorów z krajów UE-15, którzy rozwinęli bardzo nowoczesną produkcję masy szklarskiej, w dużej części przeznaczoną na rynki zagraniczne. W okresie ostatnich 3 lat (lata 2000 - 2003 i I kwartał 2004) - wzrost produkcji już wyniósł prawie 30%.

Wartości w tablicy wskazują na bardzo duże wykorzystanie zdolności produkcyjnych – szczególnie w latach 2001 i 2002, wynoszące ok. 80% posiadanych mocy wytwórczych. Założona, silna dynamika rozwoju na lata 2005 - 2010 wynika m.in. z uruchomienia nowych, bardzo nowoczesnych mocy produkcyjnych. Przyrost ten w latach 2004 - 2005 sięgnie ok. 25% całości zainstalowanych zdolności produkcyjnych. W trakcie konsultacji z przedstawicielami sektora szklarskiego okazało się, że w szeregu instalacjach istnieją ok. 10- 15% rezerwy mocy, które mogą zostać uruchomione w bardzo krótkim czasie, przy wydatkowaniu relatywnie niewielkich nakładów kapitałowych.

Wykazane dla lat 2005 - 2010 wartości wskaźników wykorzystania mocy powyżej 100%, nie powinny w tej sytuacji budzić większego niepokoju. Bowiern dodając do wartości istniejących w roku 2002 mocy produkcyjnych

wspomniane powyżej nowe przyrosty i modernizacje okazuje się, że w latach 2005- 2007 wskaźnik ten ukształtuje się na poziomie ok. 0,88, osiągając w roku 2010 wartość ok. 0,95.

W całym horyzoncie prognozy przyjęto stały wskaźnik emisyjności tony wyprodukowanej masy szklarskiej równy wartości wskaźnika z roku 2001, gdyż wiodący producenci użytkują bardzo nowoczesne, niskoemisyjne technologie produkcyjne.

Tablica 16. Produkcja szkła i włókna szklanego, wskaźnik wykorzystania mocy instalacji w latach 1999-2002 oraz prognoza na lata 2005- 2010

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Produkcja szkła	tys. t	1 899	2 017	2 000	1 984		135,0	156,0
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ^{*)}	%	76	79	81	80		88	95

^{*)} relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

4.3.11 Produkcja wyrobów ceramicznych

W tabl. 17 zestawiono wielkości charakteryzujące kształtowanie się produkcji wyrobów ceramicznych i wskaźnik wykorzystania mocy (zdolności) produkcyjnych w latach 1999- 2002, wraz z oszacowaniem wartości wskaźników dynamiki wzrostu produkcji dla lat 2005- 2007 i w roku 2010. Prognozowane dane odpowiadają założeniom rozwojowym opracowanym dla scenariusza BLN.

Wartości w tabelicy wskazują na ok. 70% wykorzystanie zdolności produkcyjnych. Należy podkreślić, że wskaźnik ten kształtuje się stosunkowo stabilnie w okresie 1999- 2002 i to pomimo znacznego, bo prawie 35% wzrostu produkcji wyrobów ceramicznych, jaki miał miejsce w tym okresie. Szczególnie dynamicznie rozwijała się produkcja płytek ceramicznych i wyrobów sanitarnych. Jak wskazują informacje ze stowarzyszeń branżowych sektora ceramicznego, w roku 2003 i w pierwszych miesiącach 2004 nastąpił również znaczny wzrost produkcji materiałów budowlanych.

Ze względu na bardzo duże rozproszenie organizacyjne sektora producentów wyrobów ceramicznych w Polsce, możliwym było jedynie dokonywanie korekty modelowych prognoz rozwoju tego sektora w trybie konsultacji z przedstawicielami organizacji branżowych. Podstawowe znaczenie w tym przypadku miały jednakże dane statystyczne GUS oraz nawiązanie do prognoz rozwoju sektorów cementu i wapna w obszarze przewidywanego popytu sektora budownictwa.

Tablica 17. Produkcja wyrobów ceramicznych i wskaźnik wykorzystania mocy instalacji w latach 1999-2002 oraz prognoza na lata 2005- 2010

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Produkcja wyrobów ceramicznych	tys. t	3 262	3 942	4 051	4 392		124,4	134,0
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ^{*)}	%	72	75	68	66		85	91

^{*)} relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

4.3.12 Produkcja celulozy i papieru

Tabl. 18 prezentuje łączną produkcję wyrobów sektora celulozowo- papierniczego, tj. masę włóknistą i papier (łącznie z tekturą) oraz wskaźnik wykorzystania mocy (zdolności) produkcyjnych w latach 1999- 2002 i wskaźniki dynamiki wzrostu produkcji dla lat 2005- 2007 i w roku 2010. Dane te są zgodne z założeniami rozwojowymi opracowanymi dla scenariusza makroekonomicznego BLN.

Tablica 18. Produkcja wyrobów celulozowo-papierniczych i wskaźnik wykorzystania mocy instalacji w latach 1999-2002 oraz prognoza na lata 2005- 2010

Wyszczególnienie	Jednostka	Produkcja w latach					Dynamika produkcji (2001 = 100)	
		1999	2000	2001	2002	2003	2005-2007	2010
Produkcja wyrobów celulozowo-papierniczych	tys. t	1 388	1 492	1 531	1 687		132,3	139,0
Wskaźnik wykorzystania zdolności produkcyjnych ^{*)}	%	84	88	83	90			

*) relacja wolumenu produkcji do iloczynu mocy osiągalnej i 8760 h/a (dane z ankiet)

Z danych podanych w tablicy wynika stabilna tendencja wzrostu produkcji masy włóknistej i papieru, co przekłada się na coraz wyższy wskaźnik wykorzystania posiadanych mocy produkcyjnych. Krajowy sektor celulozowo-papierniczy został w ostatnich latach silnie unowocześniony, głównie przez prywatnych inwestorów branżowych działających na wielu rynkach europejskich i światowych. Stan taki zapewnia dużą stabilność rozwojową, przy równoczesnym, skutecznym ograniczaniu emisji zanieczyszczeń atmosferycznych. Z tego względu w tym sektorze w 7 instalacjach wystąpiła konieczność zastosowania podejścia indywidualnego do wyznaczenia ścieżek produkcji i emisji na okres objęty KPRU. Te indywidualne wzrosty powinny zbilansować wzrastające potrzeby na nowe moce produkcyjne, wykorzystywane obecnie już w ok. 90%.

5 Zasady opracowania KPRU i rozdziału uprawnień

5.1 Zasady rozdziału uprawnień na sektory

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

- Rozdziału sektorowego - polegającego na wyznaczeniu dla każdego z rozpatrywanych sektorów puli uprawnień do rozdziału pomiędzy instalacje;
- Rozdziału na poziomie instalacji – polegającego na dokonaniu rozdziału puli sektorowej wg ustalonych dla danego sektora zasad.

Dla wszystkich sektorów zastosowany został taki sam schemat postępowania, jednak sektorowe parametry rozdziału różnią się, zależnie od specyficznej sytuacji danego sektora.

Schemat postępowania dla każdego sektora obejmuje następujące działania:

- Ustalenie sumy emisji bazowych instalacji, zaliczonych do danego sektora, jako średniej z trzech lat okresu 1999-2002 po odrzuceniu roku o najniższej emisji;
- Wyznaczenie prognozy potrzeb emisyjnych dla poszczególnych sektorów z uwzględnieniem emisji bazowych oraz przyjętych wskaźników wzrostu potrzeb emisyjnych danego sektora;
- Określenie w poszczególnych sektorach liczby uprawnień potrzebnych na pokrycie emisji z instalacji nowych i wyznaczenie puli bazowej poprzez odjęcie od prognozy potrzeb emisyjnych liczby uprawnień zarezerwowanych dla instalacji nowych;
- Wyliczenie efektów wczesnych działań redukcyjnych i efektów wynikających z kogeneracji - indywidualnie dla każdej instalacji oraz sumy efektów dla sektora;
- Uzgodnienie metody rozdziału puli bazowej pomiędzy instalacje oraz współczynników premiowania efektów early action i efektów kogeneracyjnych;
- Wyliczenie przydziałów uprawnień dla poszczególnych instalacji w sektorze w ramach puli bazowej, premii early action i premii kogeneracyjnej.

5.2 Wyznaczenie prognozy potrzeb emisyjnych dla sektorów

Prognozy potrzeb emisyjnych dla wyróżnionych sektorów zostały opracowane na podstawie zweryfikowanych danych o emisjach z instalacji obejmowanych systemem handlu uprawnieniami do emisji oraz wskaźników wzrostu potrzeb emisyjnych. Występujące na rynku fluktuacje wielkości popytu i podaży, skutków działań

konkurencyjnych lub warunków pogodowych, powodują znaczące wahania produkcji poszczególnych instalacji. Przyjęcie emisji z jednego roku jako podstawy wyliczenia prognoz na przyszłość nie jest rozwiązaniem dobrym. Możliwe do wystąpienia w jednym roku nietypowe sytuacje, będą bowiem rzutować na przydział uprawnień w przyszłości.

Podstawą wyznaczenia potrzeb emisyjnych sektora była suma emisji bazowych instalacji zakwalifikowanych do tego sektora, a wskaźniki wzrostu potrzeb emisyjnych pochodzą ze scenariusza BLN (patrz tabl. 19).

Tablica 19. Wyznaczenie przewidywanych potrzeb emisyjnych wyróżnionych sektorów

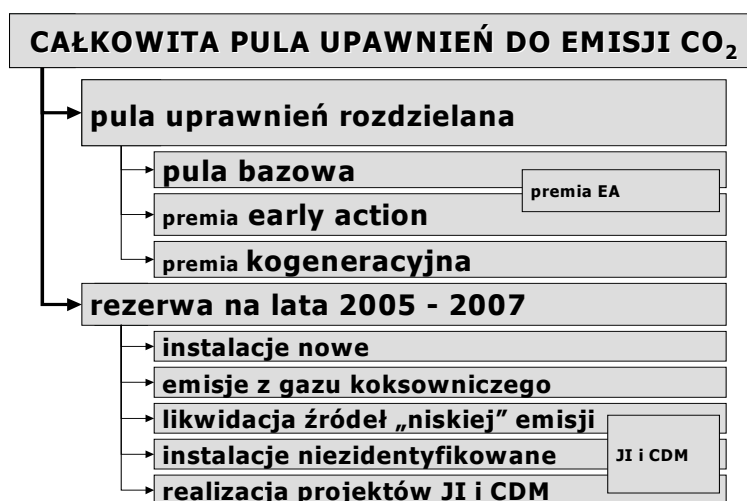
Sektor	Emisja CO ₂ bazowa	Wskaźnik wzrostu emisji CO ₂ (wg scenariusza BLN)	Potrzeby emisyjne CO ₂ (wg scenariusza BLN)
	1999-2002	2005-2007/ (bazowa)	2005-2007
	tys. t/rok	%	tys. t/rok
Elektrownie zawodowe	116 552	18.1%	137 648
Elektrociepłownie zawodowe	37 327	11.8%	41 731
Ciepłownie zawodowe	12 690	8.7%	13 794
Przemysł rafineryjny	6 834	31.1%	8 959
Przemysł koksowniczy	3 548	33.7%	4 744
Przemysł hutnictwa żelaza	13 670	32.0%	18 045
Przemysł cementowy	9 406	37.8%	12 962
Przemysł wapienniczy	1 939	37.8%	2 673
Przemysł wyrobów szklarskich	1 400	35.0%	1 890
Przemysł wyrobów ceramicznych	1 253	24.4%	1 559
Przemysł papierniczy	2 284	22.7%	2 803
Przemysł cukrowniczy	2 176	39.3%	3 031
Przemysł chemiczny	6 086	27.3%	7 749
Pozostały przemysł	4 605	17.3%	5 403
RAZEM	219 769	19.7%	262 991

UWAGA: ewentualne różnice bilansowe przy sumowaniu wartości z tabeli wynikają z zaokrągleń.

Źródło: obliczenia EnergSys

5.3 Zasady rozdziału uprawnień pomiędzy instalacje

Podstawowe relacje pomiędzy wyróżnionymi pulami uprawnień przedstawia rys. 6. Ukazuje on elementy składowe puli uprawnień, która będzie rozdzielana w ramach KPRU przed rozpoczęciem działania systemu, a także elementy składowe rezerwy uprawnień, która będzie wykorzystana po uruchomieniu systemu.



Rysunek 6. Główne składowe puli uprawnień.

Każda instalacja istniejąca, znajdująca się na liście KPRU, otrzymuje przydział z podziału puli bazowej oraz, o ile to ma uzasadnienie, dodatkowe przydziały z tytułu wczesnych działań redukcyjnych oraz efektów kogeneracyjnych. Należy zwrócić uwagę na fakt, że premia EA (early action) może być wydzielona lub wejść do puli bazowej, co ma miejsce w przypadku elektrowni zawodowych i przemysłu cementowego.

W wyniku akcji ankietowej uzyskano sumaryczną rzeczywistą emisję CO₂ z instalacji obejmowanych handlem uprawnieniami do emisji na poziomie 212,8 mln w 2001 r., czyli ok. 4,3 mln t mniej niż wynika to z ocen dokonanych na podstawie danych statystycznych. Różnica ta traktowana jest jako możliwe niedoszacowanie emisji bazowej na skutek zaniżonych danych w ankietach lub braku zgłoszeń części instalacji. Z tego względu pula ta dołączana została do rezerwy uprawnień.

Pierwszy okres rozliczeniowy obejmuje lata 2005 – 2007, przydział uprawnień do emisji w KPRU dokonywany będzie na 3 lata. Uprawnienia przydzielone poszczególnym instalacjom zostaną podzielone na trzy równe części. Decyzje o wydaniu uprawnień na kolejny rok okresu rozliczeniowego będą podejmowane do dnia 28 lutego roku, w którym będą obowiązywały.

Pomiędzy poszczególnymi latami pierwszego okresu rozliczeniowego możliwe będzie, bez ograniczeń, przechowywanie niewykorzystanych uprawnień z danego roku na rok następny oraz pożyczanie uprawnień z przyszłego roku na pokrycie emisji z roku wcześniejszego.

5.3.1 Rozdział puli bazowej na podstawie emisji historycznych (grandfathering)

Dane historyczne („grandfathering”) zastosowano jako podstawową metodę rozdziału puli bazowej pomiędzy instalacje danego sektora. Metoda ta, zastosowana w dziesięciu sektorach, została wdrożona w postaci następującej dwuetapowej procedury:

- a) w I etapie przydzielano uprawnienia dla instalacji, które w wyniku realizowanych działań rozwojowych planują zwiększenie produkcji w tempie znacząco przekraczającym średnie wskaźniki dla danego sektora - przydział indywidualny (dokonywany na podstawie przedstawionych i zweryfikowanych planów rozwojowych);
- b) w II etapie, pozostałą część puli bazowej rozdzielano pomiędzy pozostałe instalacje proporcjonalnie do ich udziału w sumarycznej emisji bazowej tych instalacji - przydział standardowy.

Przydział indywidualny dla instalacji dynamicznie zwiększających produkcję powoduje zmniejszenie liczby uprawnień przeznaczonych dla pozostałych instalacji w sektorze.

5.3.2 Inne metody rozdziału puli bazowej

W wyniku prowadzonych uzgodnień w czterech sektorach zastosowano inne niż bazujące na danych historycznych metody rozdziału uprawnień. W przemyśle cementowym i cukrowniczym zastosowano rozdział puli bazowej na instalacje wg klucza wielkości produkcji w wybranym okresie.

W przypadku elektrowni zawodowych przyjęto rozdział wg metody uwzględniającej trzy kryteria: emisje historyczne z lat 2001 - 2003, moc osiągalną instalacji oraz maksymalną moc wykorzystaną w okresie 1999 - 2002. Do zastosowania tej metody konieczne było zebranie danych z roku 2003.

W sektorze koksowniczym uzgodniono metodę rozdziału, która uwzględnia zdolności produkcyjne poszczególnych koksowni według przewidywań na lata 2005-2007 oraz potrzeby emisyjne wynikające z ilości gazu koksowniczego powstającego w trakcie produkcji koksu.

5.3.3 Premia za uzyskane efekty redukcji emisji

Premia z tytułu wczesnych działań redukcyjnych lub efektów kogeneracyjnych wyznaczana była dla każdej instalacji proporcjonalnie do uzyskanych trwałych efektów redukcji emisji CO₂. Po dyskusji z branżami zdecydowano, że nie będzie brana pod uwagę cała potencjalna pula, a tylko jej część: 75% w przypadku efektów early action i 50% w przypadku efektu kogeneracyjnego. Uzyskano konsensus z zainteresowanymi, że te premie będą traktowane jako dodatkowe, ponad pulę bazową. Takie ustalenia będą obowiązywać tylko w pierwszym okresie rozliczeniowym i nie będą krzywdzące dla żadnego z uczestników systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Trwałe efekty redukcji musiały zostać wykazane w ankietach służących do opisu poszczególnych instalacji wraz z opisem przedsięwzięć redukcji emisji. Zgodnie z przyjętymi wytycznymi do wypełniania ankiet jako wczesne działania redukcyjne mogły być uznane jedynie przedsięwzięcia inwestycyjne skutkujące trwałym zmniejszeniem

wskaźnika emisyjności produkcji. Wielkość efektów redukcji wykazanych przez przedsiębiorstwa była weryfikowana na podstawie zmian wartości wskaźników emisyjności produkcji. Szczegółowe definicje i formuły dotyczące wyliczenia efektów redukcji podano w załączniku.

Efekty kogeneracyjne wyznaczono na podstawie formuły, która wylicza najpierw oszczędność paliwa, zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE, a następnie wyznacza ilość unikniętej emisji CO₂. Prawo do premii kogeneracyjnej uzyskują instalacje, które produkują energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu ze sprawnością energetyczną brutto powyżej 65%. Wysokość premii zależy od efektu redukcji emisji CO₂, uzyskiwanego dzięki produkcji energii w skojarzeniu.

Premia kogeneracyjna jest przyznawana niezależnie od innych premii i przydziałów zarówno dla instalacji istniejących, jak i instalacji nowych.

Z porównania wielkości redukcji emisji CO₂ wykazanych w ankietach z wyliczeniami tych efektów na podstawie zmian wskaźników emisyjności wynika, że efekty wykazane w ankietach są niższe od wyliczonych na podstawie wskaźników emisyjności. Część redukcji emisji uzyskanej poprzez działania bezinwestycyjne nie była wykazywana w ankietach. W wytycznych dla przedsiębiorstw wymagano bowiem, by wykazane efekty redukcji wiązane były z konkretnymi działaniami inwestycyjnymi, jakie podjęło przedsiębiorstwo.

5.3.4 Rezerwa uprawnień

Rezerwa uprawnień obejmuje rezerwę na instalacje nowe i pozostałe cele, do których należy pokrycie potrzeb instalacji niezidentyfikowanych, emisji z gazu koksowniczego, likwidacji źródeł „niskiej” emisji (dziś znajdujących się poza systemem) oraz uprawnienia pojawiające się w wyniku realizacji projektów JI i CDM. Jeżeli uprawnienia przewidziane na pokrycie potrzeb z emisji gazu koksowniczego, nie zostaną wykorzystane, będą umarzone. Pozostała niewykorzystana część rezerwy na rozszerzenie zasięgu systemu handlu uprawnieniami do emisji zostaje przeniesiona do rezerwy dla projektów JI, CDM i innych podobnych projektów, których realizacja prowadzi do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Uprawnienia z części rezerwy przeznaczonej na nowe instalacje, jeżeli nie zostaną wykorzystane do 30.09.2006 r., mogą zostać sprzedane na aukcji.

Wielkość rezerwy na emisję z gazu koksowniczego odpowiada emisji ze spalania gazu koksowniczego w ilości odpowiadającej średniej sprzedaży tego gazu z koksowni w latach 1999-2002.

Rezerwa na likwidację „niskiej” emisji służyć będzie do pokrycia wzrostu emisji w ciepłowniach lub elektrociepłowniach wynikającej z realizacji przedsięwzięć polegających na likwidacji emisji z instalacji będących poza systemem handlu uprawnieniami do emisji.

Realizacja projektów JI i CDM może spowodować konieczność przyznania uprawnień podmiotom nie wchodzącym w chwili obecnej do systemu handlu.

5.4 Wyliczenie sektorowych puli uprawnień

Na podstawie danych przedstawionych powyżej dokonano dla każdego sektora wyliczeń:

- puli bazowej,
- rezerwy na instalacje nowe, czyli sektorowego wkładu do rezerwy takich uprawnień,
- premii early action
- premii kogeneracyjnej
- rezerwy na pozostałe cele.

Tablica 20. Sektorowe pule uprawnień (średnioroczne na okres 2005-2007, [tys. t CO₂/rok]

Sektory	Pula Uprawnień	w tym:				Rezerwa na pozostałe cele
		Pula bazowa	Suma premii early action	Suma premii kogeneracyjnej	Rezerwa na nowe instalacje	
Elektrownie zawodowe	143 627	142 736	0	16	874	
Elektrociepłownie zawodowe	47 935	40 985	3 141	3 063	747	
Ciepłownie zawodowe	14 345	13 540	549	2	254	
Przemysł rafineryjny	10 204	8 822	735	511	137	
Przemysł koksowniczy	5 255	4 602	483	28	142	
Przemysł hutnictwa żelaza	18 967	17 772	917	4	273	
Przemysł cementowy	13 704	13 422	0	0	282	
Przemysł wapienny	2 789	2 615	116	0	58	
Przemysł wyrobów szklarskich	2 165	1 848	276	0	42	
Przemysł wyrobów ceramicznych	1 683	1 521	125	0	38	
Przemysł papierniczy	3 072	2 757	144	126	46	
Przemysł cukrowniczy	3 142	2 988	92	19	44	
Przemysł chemiczny	8 070	7 567	78	242	183	
Pozostały przemysł	5 713	5 265	310	0	138	
RAZEM	280 672	266 439	6 965	4 012	3 256	5513
RAZEM całk. pula uprawnień			286 185			

UWAGA: ewentualne różnice bilansowe przy sumowaniu wartości z tabeli wynikają z zaokrągleń.

Źródło: obliczenia EnergSys

Przedstawione w tabl. 20 wielkości są wynikiem zastosowanych formuł oraz przyjętych założeń dotyczących wartości współczynników premiowania. Całkowita pula uprawnień dla wszystkich sektorów jest równa przewidywanym potrzebom emisyjnym powiększonym o premię early action i premię kogeneracyjną. Wielkość puli bazowej poszerzona o pule rezerwy na nowe instalacje odpowiada przewidywanym potrzebom emisyjnym dla sektorów.

Pule bazowe dla elektrowni zawodowych i przemysłu cementowego zawierają w sobie premie early action, spowodowane jest to specyfiką tych dwóch sektorów.

Elektrownie zawodowe

Biorąc pod uwagę podjęte w pierwszej połowie lat 90-tych decyzje w ramach dobrowolnego porozumienia energetyki zawodowej w sprawie proekologicznych modernizacji (Jaworzno'1996) – zadecydowano, że wyliczona pula jest efektem solidarnych działań technicznych i finansowych całego sektora i dlatego z tych efektów powinny skorzystać wszystkie elektrownie zawodowe. W pewnym stopniu taka decyzja zmniejszyła skutki nierównomiernego (a więc nierynkowego) obciążania elektrowni zawodowych w ramach kontraktów długoterminowych (KDT) pomiędzy elektrowniami i Operatorem Systemu Przesyłowego (Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.). Uzyskano w tym zakresie pełną zgodność poglądów z sektorem elektrowni zawodowych.

Przemysł cementowy

Ten sektor polskiej gospodarki jest jednym z najnowocześniejszych w Europie. W ciągu ostatnich 10 lat przeprowadzono bardzo znaczące modernizacje, zmniejszając także do minimum, produkcje klinkieru metodą moką. W związku z działaniami konsolidacyjnymi i prywatyzacyjnymi powstały koncerny, które przejmowały poszczególne, samodzielne wcześniej przedsiębiorstwa państwowe.

Sektor cementowy dokonał znaczących redukcji emisji CO₂. W ramach negocjacji z sektorem ustalono, że w celu nienaruszenia zasady konkurencyjności wewnątrz sektora rozdział premii za efekty wczesnych działań zostanie dokonany w oparciu o kryterium udziału instalacji w wielkości produkcji. Przyjęcie takiej metody podziału premii

early action wynika z faktu, że definicja *early action* nie obejmuje wszystkich działań inwestycyjnych w sektorze cementowym, także części tych, które przyczyniły się do redukcji emisji CO₂.

5.5 Zasady przydziału uprawnień w sytuacjach szczególnych

5.5.1 Czasowe wyłączenie z systemu (OPT-OUT)

Możliwość czasowego wyłączenia instalacji z uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji wynika z postanowień art. 27 dyrektywy 2003/87/WE. Przepisy art. 27 wskazują, że Państwo Członkowskie może zwrócić się do Komisji Europejskiej o czasowe wyłączenie określonych instalacji, załączając pełną listę instalacji wraz z odpowiednim, umotywowanym wnioskiem.

Polska proponuje czasowe wyłączenie 220 instalacji o emisjach z każdej z nich poniżej 5 tys. t rocznie. Pełna lista instalacji proponowanych do czasowego wyłączenia z okresu 2005-2007 znajduje się załączniku do niniejszego KPRU. Uzasadnieniem do powyższego wniosku są następujące argumenty:

- 1) Lista proponowanych do wyłączenia ok. 220 instalacji obejmuje głównie cegielnie, w dużej części cegielnie polowe, pracujące sezonowo i zatrudniające zaledwie po kilka osób;
- 2) Koszty funkcjonowania tych przedsiębiorstw w systemie handlu uprawnieniami do emisji, nawet przy założeniu zasady pokrywania kosztów proporcjonalnie do wielkości emisji CO₂ będą znaczącym obciążeniem dla tych firm;
- 3) Udział emisji CO₂ z tych instalacji wynosi ok. 0,1% emisji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji w Polsce. W okresie 2005-2007 firmy te uzyskają dodatkowy czas na przygotowanie się organizacyjne i merytoryczne do uczestnictwa w handlu uprawnieniami do emisji w okresie 2008-2012.

5.5.2 Tworzenie wspólnej puli uprawnień (Pooling)

Polski plan rozdziału uprawnień dopuszcza tworzenie wspólnej puli uprawnień pomiędzy prowadzącymi instalacje na zasadach określonych w dyrektywie 2003/87/WE. Przedsiębiorstwa zainteresowane stworzeniem wspólnej puli uprawnień powinny złożyć wniosek do jednostki zarządzającej system handlu przed rozpoczęciem danego okresu rozliczeniowego. Tworzenie wspólnej puli uprawnień może być interesujące dla instalacji należących do jednego właściciela oraz dla małych przedsiębiorstw. Tworzenie takiej puli pozwala na większą elastyczność dostosowania się do wymagań środowiskowych, w możliwie jak najbardziej ekonomicznie optymalny sposób oraz może ułatwić zarządzanie przyznanymi uprawnieniami.

5.5.3 Instalacje nowe

Za nowe uznawane będą te instalacje, które nie znajdują się na liście instalacji objętych KPRU ani na liście instalacji wyłączonych z systemu.

Wyznaczone potrzeby emisyjne sektorów obejmują wszystkie instalacje sektora, zarówno istniejące jak i nowe. W kolejnym kroku potrzeby instalacji nowych są szacowane jako procent potrzeb emisyjnych całego sektora. Tak wyznaczona liczba uprawnień służyć będzie zasileniu rezerwy uprawnień na pokrycie potrzeb instalacji nowych. Pozostałe uprawnienia tworzą pulę bazową przeznaczoną do rozdziału pomiędzy instalacje istniejące.

Nowe instalacje uzyskiwać będą przydział uprawnień do emisji CO₂ w ilości, która w pełni pokryje ich potrzeby emisyjne, określone na podstawie wiarygodnych planów produkcyjnych, pod warunkiem spełnienia standardów najlepszej dostępnej techniki (*Best Available Technique - BAT*). Przydziały dokonywane będą z rezerwy uprawnień wg kolejności zgłoszeń.

Przydział uprawnień obejmuje okres od wydania decyzji o przydziale do końca pierwszego okresu rozliczeniowego. W przypadku uruchomienia nowej instalacji zbudowanej od podstaw, przydział uprawnień obejmuje całość emisji takiej instalacji, w przypadku gdy następuje rozbudowa instalacji lub zmiana jej charakteru, przydzielane są uprawnienia na pokrycie wzrostu emisji, będącej wynikiem przeprowadzonych działań.

Uprawnienia z tej części rezerwy uprawnień, które nie zostaną wydane do 30 września 2006 r. mogą zostać sprzedane na aukcji. Administrator, o ile sytuacja w bilansie krajowym emisji tego wymaga, przeznaczy ją na pokrycie wzrostów emisji w instalacjach nie objętych systemem, dla zagwarantowania wypełnienia krajowych limitów emisji.

W przypadku wyczerpania uprawnień z tej części rezerwy, administrator systemu:

- może, o ile ma rezerwę emisji w części instalacji lub aktywności nie objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji, wykorzystać ją na przydział dla instalacji nowych, lub
- zakupi na rynku uprawnienia w ilości niezbędnej do pokrycia potrzeb emisyjnych wszystkich nowych instalacji, którym przysługuje przydział uprawnień.

5.5.4 Instalacje istniejące rozwojowe

Instalacje istniejące, które w latach 1999 - 2002 znajdowały się w fazie rozruchu, zwiększania zdolności produkcyjnych lub z innych udokumentowanych powodów zwiększają produkcję w tempie wyższym od średniej dla danego sektora mogą ubiegać się o indywidualny tryb wyznaczenia przydziału uprawnień w ramach KPRU.

Wyznaczenie wielkości przydziału uprawnień w trybie indywidualnym dokonywane będzie na podstawie dostarczonego opisu podjętych przedsięwzięć skutkujących zwiększeniem produkcji i na podstawie wiarygodnego planu produkcyjnego.

5.5.5 Instalacje niezidentyfikowane

Przez niezidentyfikowane instalacje rozumie się instalacje, które spełniając wszelkie warunki uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji, nie zostały z niego czasowo wyłączone, ale nie znalazły się dotychczas na liście instalacji objętych tym systemem.

Przewiduje się możliwość dołączania tego typu instalacji do systemu handlu uprawnieniami do emisji w okresie do 30 czerwca 2005 r. Przydział uprawnień dla takiej instalacji dokonywany będzie z rezerwy uprawnień. Przydział będzie dokonywany na podstawie danych historycznych zgodnie z zasadami rozdziału zastosowanymi dla danego sektora.

5.5.6 Poszerzanie i zawężanie zasięgu systemu handlu uprawnieniami do emisji

Ocena potrzeb emisyjnych poszczególnych sektorów w latach 2005 - 2007 dokonywana jest na podstawie prognoz wzrostu popytu i produkcji z danej grupy instalacji przy założeniu, że podział instalacji i emisji na część objętą systemem handlu i część pozostającą poza jego zasięgiem będzie stały. Oznacza to np., że wzrost produkcji ciepłowni i elektrociepłowni w prognozie wynika z przewidywanych zmian popytu przy zachowaniu aktualnego udziału w rynku. Nie uwzględnia natomiast przejmowania przez te instalacje produkcji mniejszych instalacji ciepłowniczych (kotłowni), których emisje w trakcie opracowania KPRU pozostawały poza systemem handlu uprawnieniami do emisji. Likwidacja małych kotłowni poprzez przejęcie ich dostaw przez duże ciepłownie lub elektrociepłownie powoduje w skali całego kraju zmniejszenie emisji globalnej i przesunięcie emisji z części nie objętej systemem do części objętej systemem. Pojawia się problem uprawnień na pokrycie emisji z tej dodatkowej produkcji.

Podobny problem występuje w przypadku koksowni. Gaz koksowniczy, który jest ubocznym produktem koksowania węgla jest w znacznej części sprzedawany i wykorzystywany poza koksowniami. Rezygnacja z zakupu gazu koksowniczego przez dotychczasowych odbiorców spowoduje konieczność jego spalania w koksowniach, których emisje w całości objęte są ograniczeniami systemu handlu uprawnieniami do emisji. Pojawia się wówczas w koksowniach dodatkowa emisja, która nie była uwzględniona w prognozie potrzeb emisyjnych i która nie ma pokrycia w wydanych uprawnieniach.

W obydwu sytuacjach problem może być rozwiązany przez utworzenie specjalnej rezerwy uprawnień, która będzie przeznaczona na pokrycie potrzeb emisyjnych, wynikających z „migracji” do systemu handlu emisji wcześniej nie objętej tym systemem.

Odwrotna do powyżej opisanej sytuacja polega na przesunięciu części emisji CO₂ z systemu handlu uprawnieniami do emisji poza jego zasięg. Przykładem takiej sytuacji może być wydzielenie części instalacji produkcyjnej obejmowanej dotąd w całości handlem uprawnieniami do emisji do podmiotu zewnętrznego, w taki sposób, że wydzielona część nie spełnia kryteriów uczestnictwa w tym systemie. (np. moc cieplna poniżej 20 MW_t).

5.5.7 Zasada ograniczonej weryfikacji przydziałów ex post

Zastosowanie zasady weryfikacji wielkości przydziałów *ex post* na podstawie rzeczywistych wyników produkcyjnych, odnosi się jedynie do instalacji nowych. Korekta wielkości przydziałów dokonywana będzie do dnia 30 kwietnia 2007 roku na podstawie danych z lat 2005 - 2006 i będzie odnosić się do całego okresu rozliczeniowego 2005 -2007.

5.5.8 Przechowywanie uprawnień z pierwszego okresu rozliczeniowego na drugi (nie dotyczy następnych)

Jako zachętę do realizacji inwestycji służących redukcji emisji w instalacjach obejmowanych handlem uprawnieniami do emisji przewiduje się wprowadzenie mechanizmu przechowywania uprawnień z okresu pierwszego na drugi.

Wprowadzono jednak ograniczenie polegające na tym, że prowadzący instalację musi spełnić dwa warunki:

- 1) przechować może tylko te uprawnienia, które nie zostały wykorzystane na pokrycie rzeczywistych emisji, oraz
- 2) przechowywane uprawnienia do emisji mają pokrycie w trwałych efektach redukcji emisji, uzyskanych na skutek działań inwestycyjnych służących ograniczeniu emisji.

Wprowadzone ograniczenie służy wyeliminowaniu napływu tanich uprawnień z zagranicy, a także ograniczeniu możliwości przechowania uprawnień, nie wykorzystanych z powodu niskiego wzrostu lub spadku produkcji danej instalacji.

Wprowadzenie omówionych zasad będzie stanowiło motywację dla przedsiębiorstw, by podejmować działania redukcyjne już w pierwszym, „próbny” okresie działania systemu w latach 2005-2007.

Aby móc później przechować uprawnienia, czyli posiadać dodatkowe uprawnienia w drugim okresie rozliczeniowym w zamian za niewykorzystane uprawnienia z pierwszego okresu, zainteresowani operatorzy będą musieli udokumentować wykonanie w okresie 2005-2007 przedsięwzięć inwestycyjnych skutkujących trwałą redukcją emisji.

5.6 Likwidacja instalacji oraz jej zastępowanie (transfery uprawnień)

W przypadku gdy produkcja likwidowanej instalacji zostanie w ciągu 3 miesięcy zastąpiona produkcją z nowej instalacji, dla części która zastępuje produkcję starej instalacji przydzielone zostaną uprawnienia odpowiadające zastępowanej produkcji. Na emisję z produkcji przekraczającej poziom produkcji starej instalacji przydzielane są uprawnienia zgodnie z zasadami dla instalacji nowych. Przy rozdziale uprawnień na kolejny okres rozliczeniowy prowadzący nową instalację, która zastąpiła produkcję zlikwidowanej instalacji, nabywa prawo do uzyskania przydziału uprawnień na podstawie emisji starej instalacji.

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

6 Sumaryczny bilans uprawnień

Zestawienie bilansowe wszystkich uprawnień polskiego segmentu Wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji przedstawiono w tabl. 21.

Tablica 21. Zbilansowanie całkowitej puli uprawnień przeznaczonej do rozdziału i rezerw dla instalacji objętych handlem emisjami na pierwszy okres rozliczeniowy na lata 2005-2007

Nazwa puli uprawnień	Średnioroczna liczba uprawnień do emisji CO ₂ [mln t/rok]	Przyznane limity uprawnień na okres handlu 2005-2007
całkowita pula uprawnień	286,2	858,6
<i>w tym:</i>		
pula do rozdziału:		
pula bazowa	266,4	799,2
premia "early action"	7,0	21,0
premia "kogeneracyjna"	4,0	12,0
rezerwa:		
rezerwa na nowe	3,3	9,9
rezerwa na pozostałe cele	5,5	16,5
	<i>w tym:</i>	
<i>rezerwa na emisje z gazu koksowniczego</i>	1,6	4,8
<i>rezerwa na likwidację źródeł "niskiej" emisji</i>	0,6	1,8
<i>rezerwa na niezidentyfikowane</i>	3,3	9,9
<i>rezerwa na projekty JI i CDM</i>		

7 Proces konsultacji społecznych

Zgodnie z art. 11 dyrektywy 2003/87/WE, Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień został opracowany z udziałem społeczeństwa. Od chwili podjęcia prac nad KPRU, sprawa ta była szeroko nagłaśniana wśród potencjalnych uczestników handlu uprawnieniami do emisji CO₂, głównie za pośrednictwem zrzeszających ich organizacji sektorowych oraz internetu. Lider konsorcjum, któremu powierzono zadanie opracowania projektu KPRU, udostępnił w internecie specjalną i powszechnie dostępną stronę www, która była źródłem bieżącej informacji o powstającym planie i jednocześnie służyła jako forum dyskusyjne, gdzie publikowane były najczęściej powtarzające się pytania i uzgodnione z administracją rządową odpowiedzi. W sumie zamieszczono tam 40 odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania. Ponadto wielu odpowiedzi udzielano w trybie indywidualnym w formie pism, listów i e-maili. Strona internetowa została wykorzystana do publikowania kolejnych wersji KPRU, w tym listy uczestników systemu oraz wielkości limitów uprawnień.

W ramach dyskusji nad powstającym projektem KPRU odbyły się po 2-3 spotkania branżowe (ponad 20 spotkań), w których każdorazowo uczestniczyło do kilkudziesięciu osób. Współpraca w tym zakresie była ze strony przemysłu koordynowana przez branżowe organizacje pracodawców. Odbyło się spotkanie Ministra Środowiska z Przewodniczącym Ogólnopolskiego Porozumienia Związków Zawodowych (OPZZ), spotkanie z Zespołem ds. ochrony środowiska Konfederacji Pracodawców Polskich oraz ze związkami zawodowymi i pracodawcami przemysłu szklarskiego.

Niezależnie od konsultacji z zainteresowanymi sektorami odbyło się specjalne spotkanie z ekologicznymi organizacjami pozarządowymi, w którym uczestniczyli przedstawiciele największych organizacji tego typu w

Polsce, zrzeszonych w nieformalnym Forum Koalicji Klimatycznej. Organizacje uczestniczące w spotkaniu przedstawiły pisemnie swoje stanowisko wobec projektu KPRU, które zostało szczegółowo przeanalizowane. W konsultacjach KPRU brało udział także Krajowe Centrum Inwentaryzacji Emisji (KCIE).

W okresie od stycznia do lipca 2004 roku odbyło się też kilka seminariów, konferencji oraz szkoleń, podczas których uczestnikom przybliżono założenia i cele opracowywanego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Informacje na temat prowadzonych prac były także przedmiotem obrad Komitetu Europejskiego Rady Ministrów oraz Senackiej Komisji Ochrony Środowiska.

Wszystkie uwagi i komentarze zgłoszone do projektu KPRU zostały szczegółowo przeanalizowane.

Mimo zamknięcia tej fazy prac nad KPRU – wersja przekazana do Komisji UE została ponownie umieszczona na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska. Zgłoszone ewentualnie uwagi zostaną oczywiście przeanalizowane i będą wykorzystane w pierwszym KPRU lub przy przygotowywaniu następnych.

ZAŁĄCZNIK METODYCZNY

I. Metodologia przygotowania KPRU dla Polski

1. Wprowadzenie

W opracowanym projekcie KPRU odpowiednio do przedstawianej w części zasadniczej materiału filozofii i argumentów, uwzględniono wymagania merytoryczne dyrektywy. Wynikają one z konieczności osiągnięcia zgodności KPRU z warunkami makro i mikro-gospodarczymi. W perspektywie makro-gospodarczej, KPRU nie może naruszać celów z zakresu wielkości emisji CO₂ określonych w Protokole z Kioto dla całego kraju. W perspektywie mikro-gospodarczej KPRU musi zachowywać spójność proponowanych przydziałów uprawnień z przeszłą lub przewidywaną sytuacją poszczególnych instalacji wchodzących do systemu. Zastosowana metodyka obejmuje więc zarówno scenariuszowe analizy obecnych i przyszłych wielkości makro-gospodarczych („top-down”) jak i analizy sytuacji i perspektyw rozwojowych pojedynczych przedsiębiorstw i sektorów („bottom-up”). Opracowany projekt KPRU integruje wyniki obydwu scenariuszy rozwoju gospodarczego Polski.

1.1. Instalacje obejmowane systemem i ich klasyfikacja

System handlu uprawnieniami do emisji CO₂, stosownie do przepisów dyrektywy 2003/87/WE, w pierwszym okresie rozliczeniowym 2005 - 2007, adresowany jest wyłącznie do przedsiębiorców prowadzących instalacje¹ zakwalifikowane do uczestnictwa w tym systemie². Wszystkie te instalacje otrzymają ściśle określoną liczbę uprawnień zbywalnych do emisji CO₂.

1.2. Podstawowe zasady rozdziału uprawnień

Instalacje prowadzące działalność obejmującą okres 1999 - 2002, lub też niektóre lata tego okresu - otrzymają uprawnienia zbywalne na podstawie zweryfikowanych, rocznych emisji historycznych lub w oparciu o inną uzgodnioną i zaakceptowaną metodę.

Instalacje, które rozpoczęły działalność w latach 2003 - 2004, w tym znajdujące się w fazie rozruchu technologicznego (dochodzenie do projektowanej zdolności produkcyjnej), lub znacznie modernizowane i zwiększające moce produkcyjne, otrzymają przydziały uprawnień do emisji zgodnie z przewidywanymi emisjami na okres 2005 – 2007.

Dla niektórych instalacji przewiduje się zastosowanie specjalnych zasad rozdziału premiujących dobrze udokumentowane, wczesne działania redukcyjne (early action), a także wysokosprawną produkcję energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (kogeneracja).

1.3. Proces zbierania i weryfikacji danych o instalacjach obejmowanych dyrektywą 2003/87/WE

Proces gromadzenia i weryfikacji danych o instalacjach miał na celu sporządzenie kompletnej listy instalacji spełniających kryteria kwalifikujące je do udziału w systemie handlu uprawnieniami do emisji oraz zebranie danych niezbędnych do rozdziału uprawnień pomiędzy instalacje. Kwalifikacja instalacji do handlu uprawnieniami do emisji była dokonywana na podstawie przepisów dyrektywy 2003/87/WE, w szczególności Załącznika I zawierającego kryteria przynależności instalacji do systemu.

¹ Zgodnie z definicją art. 3 pkt. 31) ustawy z dnia 27 kwietnia 2001- Prawo ochrony środowiska

² Zgodnie z regulami Aneksu I do Dyrektywy 2003/87/WE obejmuje on aktywności o zdolnościach produkcyjnych (mocach) wyższych od podanych wartości progowych

W pracach nad pozyskaniem danych, kierowano się przepisami art. 14 dyrektywy, które stanowią podstawę do wydania decyzji Komisji¹ w sprawie monitorowania i raportowania emisji gazów cieplarnianych.

2. Proces gromadzenia, weryfikacji i zarządzania danymi

Zbierane na potrzeby KPRU informacje o instalacjach obejmowały następujące główne rodzaje danych:

- dane identyfikacyjne instalacji i jej prowadzącego,
- dane dotyczące charakterystyki instalacji (zdolności produkcyjne, produkcja, zużycie paliw, emisje CO₂ w latach 1988 oraz 1999-2002),
- dane o wczesnych przedsięwzięciach redukcji emisji (opis przedsięwzięć z lat 1989-2002, efekty redukcji).

Zebranie i zweryfikowanie powyższych danych wymagało zaprojektowania i uruchomienia specjalnego procesu wraz z opracowaniem narzędzi wspomagających jego realizację. Najbardziej znaczące elementy tego procesu obejmowały następujące zagadnienia:

2.1. Lista adresowa instalacji

Polska nie dysponuje jeszcze pełnym rejestrem instalacji i emisji na potrzeby ochrony środowiska. Baza taka jest dopiero tworzona. Dlatego konieczne było, na potrzeby KPRU, uruchomienie procesu utworzenia nowego, specjalizowanego rejestru.

Proces gromadzenia danych rozpoczęto od zinwentaryzowania potencjalnych uczestników systemu handlu uprawnieniami do emisji, figurujących na różnych listach adresowych wytypowanych organów administracji rządowej. W tym celu przeprowadzono analizę następujących list i opracowań częściowych:

- lista ok. 32 tysięcy przedsiębiorstw z bazy adresowej Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), z której wybrano ok. 1500 przedsiębiorstw,
- lista instalacji energetycznych podlegających koncesjonowaniu - zasoby Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki,
- lista zakładów mających obowiązek uzyskania pozwolenia zintegrowanego, przygotowana przez Ministerstwo Środowiska,
- listy z Wojewódzkich Inspektoratów Ochrony Środowiska,
- listy zakładów wnoszących opłaty za gospodarcze korzystanie ze środowiska z Urzędów Marszałkowskich.

Dodatkowo, informacje te wstępnie weryfikowano i uzupełniano o listy zakładów przygotowane przez zainteresowane stowarzyszenia pracodawców.

Na podstawie wszystkich powyższych dokumentów opracowano listę zakładów potencjalnie objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji, która pierwotnie objęła 2360 instalacji, w tym 1433 instalacje produkujące energię elektryczną i/lub ciepło.

Do wszystkich przedsiębiorców, potencjalnych uczestników systemu handlu uprawnieniami do emisji Ministerstwo Środowiska skierowało pisma informujące o tworzonego systemie handlu uprawnieniami do emisji, a także konieczności zebrania danych niezbędnych do opracowania KPRU. Każdy przedsiębiorca zobowiązany został do przesłania odpowiednich danych lub pisemnej informacji o nie podleganiu przepisom dyrektywy. Dodatkowo listę adresową potencjalnych uczestników systemu opublikowano na specjalnej stronie internetowej projektu.

Etap ten rozpoczął właściwy, trwający około 4-miesiące, proces współpracy z prowadzącymi instalacje, polegający na gromadzeniu, konsultowaniu i weryfikowaniu danych koniecznych do opracowania KPRU.

¹ Commission Decision of 29/01/2004 establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council;

Jednym z efektów tego procesu było stopniowe eliminowanie z listy instalacji nie spełniających wymagań dyrektywy, czy też przedsiębiorstw, które w okresie ostatnich kilku lat przekształciły się w zupełnie odmienne formy organizacyjno- prawne (zakończenie działalności, konsolidacje lub przejęcia).

W efekcie, na liście pozostało ok. 1200-1300 instalacji, które w drugim etapie prac zostały poddane procesowi gruntownej weryfikacji danych. Instalacje te prowadzone są przez ok. 700-800 przedsiębiorców. Po odliczeniu instalacji o znikomych w skali kraju emisjach (220 instalacji proponowanych do czasowego wyłączenia), pozostała grupa 945 instalacji zakwalifikowanych do KPRU. Lista ta może ulec jeszcze przed 1 stycznia 2005 roku niewielkim korektom.

2.2. Formularze oraz centralna baza danych

Budowa formularza do gromadzenia danych uwzględniała wymagania formalne i merytoryczne przepisów prawa unijnego, tj. dyrektywy 2003/87/WE oraz decyzji Komisji Europejskiej z dnia 29 stycznia 2004 r., wydanej na podstawie art. 14 ust. 1 ww. dyrektywy.

Formularzowi danych nadano charakter uniwersalny, ze względu na niezbędność ankietyzacji wszystkich instalacji realizujących aktywności produkcyjne wskazane w Aneksie I do dyrektywy.

W strukturze formularza danych wyróżniono następujące arkusze:

- a) Arkusze A i B - obejmujące dane identyfikacyjne przedsiębiorcy i instalacji emitującej gazy cieplarniane, zgodnie ze specyfikacją Aneksu I do dyrektywy,
- b) Arkusze C i D, opisujące:
 - produkcję i zdolności produkcyjne instalacji,
 - zużycie paliw oraz surowców i materiałów (m.in. półproduktów),
 - emisje CO₂, z wyróżnieniem emisji procesowych i ze spalania paliw (tzw. emisje z paliw piecowych),
- c) Arkusz E, przedstawiający:
 - przedsięwzięcia redukcji emisji CO₂, zrealizowane w okresie 1989- 2002.

Dla instalacji koksowniczych, hutnictwa żelaza i stali oraz rafinerii, zgodnie z wytycznymi KE, opracowany został specjalny arkusz dostosowany do oceny łącznej emisji CO₂ ze wszystkich procesów technologicznych na podstawie bilansu masowego pierwiastka węgla.

Zawartość wszystkich arkuszy danych została odwzorowana w centralnej bazie danych, (KPRU- DATA) dostępnej za pośrednictwem internetu. Dostęp do kont poszczególnych przedsiębiorstw kontrolowany był za pomocą indywidualnego kodu i hasła dostępu, znanych prowadzącemu instalację oraz administratorowi bazy KPRU-DATA.

2.3. Uwzględnienie wczesnych przedsięwzięć redukcyjnych (early action)

Ze względu na znaczącą skalę redukcji emisji CO₂ dokonaną w wielu przedsiębiorstwach podjęto działania mające na celu uzyskanie wiarygodnej informacji o tego typu wczesnych działaniach. Zgodnie z kryterium 7 Aneksu III do dyrektywy oraz w myśl zaleceń dokumentu KE z dnia 7 stycznia 2004 r., opracowano formularz przeznaczony do opisu kluczowych informacji o tego typu przedsięwzięciach.

Do formularza dołączono poradnik, który zawierał listy i wskaźniki emisji CO₂ z paliw, surowców i materiałów, zużywanych w procesach produkcji oraz ściśle zdefiniowane rodzaje produktów podstawowych dla poszczególnych instalacji. Informacje te pochodziły głównie z wytycznych opublikowanych w decyzji Komisji z dnia 29.01.2004 r.

2.4. Kontrola spójności i weryfikacja danych formularza

Kontrola spójności i weryfikacja merytoryczna danych realizowana była przez grupę ekspertów - weryfikatorów odpowiedzialnych za poszczególne sektory. Weryfikacja merytoryczna wykonywana była przy wsparciu aplikacji

komputerowej (*FAST CHECKER*) służącej do automatycznego generowania raportów o błędach zawartych w wypełnionych arkuszach. Proces ten obejmował ponad 50 różnych procedur walidacyjnych.

W procesie weryfikacji i zarządzania danymi wykorzystywano specjalnie opracowane narzędzia informatyczne do przetwarzania i raportowania danych o instalacjach, aparat do automatycznej wysyłki zbiorowej poczty elektronicznej oraz system rejestrów do kontroli całego procesu.

W większości instalacji do oszacowania emisji zastosowano referencyjne wartości współczynników emisji, utleniania, konwersji oraz wartości opałowych paliw, zgodnie z metodyką IPCC Revised 1996. Podejście takie umożliwia wytyczne Aneksu I do decyzji Komisji z dnia 29.01.2004. Pozostałe instalacje zastosowały wskaźniki emisji stosowane w dotychczasowej sprawozdawczości na potrzeby statystyki krajowej lub do wyznaczania opłat za emisje.

3. Wyniki procesu gromadzenia i weryfikacji danych

Efektem procesu gromadzenia i weryfikacji danych o instalacjach jest umieszczenie na liście uczestników handlu uprawnieniami do emisji 945 instalacji, których łączna, średnioroczna emisja CO₂ wynosiła ok. 220 mln ton CO₂ (wyliczona jako średnia z 3 lat okresu 1999 - 2002 – tzw. emisja bazowa).

Poza podaną wyżej liczbą instalacji zinventaryzowano 220 instalacji proponowanych do czasowego wyłączenia z systemu handlu uprawnieniami do emisji (na mocy przepisów art. 27 dyrektywy). Łączna emisja bazowa tych instalacji wynosiła ok. 240 tys. ton CO₂/rok (tj. średnio nieco powyżej 1 tys. t CO₂/ instalację),

Zasadniczym, wymiernym efektem procesu gromadzenia i weryfikacji danych są wielkości liczbowe charakteryzujące w kompletny sposób wszystkie wymienione instalacje. Oceniając te dane należy podkreślić, że:

- a) każda instalacja posiada aktualny i kompletny zestaw danych identyfikacyjnych, obejmujący m.in.: adresy, lokalizacje, tytuły własności, osoby kontaktowe i numery identyfikacji (REGON i NIP),
- b) zebrane dane są spójne, zweryfikowane formalnie i merytorycznie; dane liczbowe charakteryzują każdą instalację szeregami czasowymi danych za lata 1999 - 2002 poprzez: moce, aktywności produkcyjne, zużycie surowców i materiałów, wartości opałowe, wskaźniki emisji, utleniania i konwersji oraz emisje procesowe i ze spalania paliw,
- c) zgromadzone zostały informacje o wczesnych działaniach redukcyjnych, podające ich ilościowo - jakościową charakterystykę,
- d) współczynniki emisji CO₂ z paliw kopalnych oraz z surowców węglanowych odpowiadają w większości przypadków wartościom referencyjnym, zgodnym z zaleceniami metodycznymi IPCC Revised 1996,
- e) wartości opałowe paliw odpowiadają uśrednionym wartościom z faktur płaconych przez poszczególne instalacje dostawcom.

Przechowywany w bazie KPRU- DATA zasób informacji o instalacjach zakwalifikowanych do uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji jest: kompletny, spójny, zrozumiały, racjonalny kosztowo oraz wystarczająco precyzyjny i wiarygodny. Zasób informacji o instalacjach spełnia zatem wymagania sformułowane w decyzji Komisji, a w szczególności w jej Aneksie I.

4. Analiza makro-gospodarcza „top-down”

W pierwszym kroku analizy makro-gospodarczej przygotowany został szczegółowy bilans emisji gazów cieplarnianych (GC) dla całego kraju, z dobrze określoną strukturą emisji według wyróżnionych gazów i sektorów gospodarczych. Następnie z bilansu, w układzie sektorowym, wydzielono emisje CO₂ z instalacji obejmowanych systemem handlu uprawnieniami do emisji. Do budowy bilansu emisji GC wykorzystano wyniki krajowej inwentaryzacji emisji opracowane corocznie przez Krajowe Centrum Inwentaryzacji Emisji (KCIE) oraz oficjalne opracowania statystyczne.

W drugim kroku określone zostały założenia scenariusza rozwoju makroekonomicznego kraju, biorąc pod uwagę istotne czynniki wewnętrzne i zewnętrzne, silnie kształtujące przyszłe tempo i strukturę tworzenia wartości dodanej w sektorach gospodarki narodowej. Następnie przeprowadzono symulacje modelowe, wykorzystując w tym celu zestaw modeli firmy EnergySys, stosowany wcześniej do szeregu analiz rozwojowych krajowego sektora energetycznego oraz wariantów Polityki Klimatycznej w Polsce.

Zestaw ten składa się z trzech podstawowych modeli i służy do odwzorowania:

- kluczowych relacji makroekonomicznych (model równowagi ogólnej CGE-PL),
- sfery końcowych użytkowników paliw i energii (model PROSK-E), oraz
- przyszłych bilansów popytu i podaży paliw i energii z uwzględnieniem mechanizmów ograniczających negatywny wpływ na środowisko (model EFOM-ENV).

W wyniku tych analiz wykreowano scenariusz bazowy BLN, przedstawiający podstawową, spójną ścieżkę zmian gospodarczych, energetycznych i emisyjnych w Polsce w perspektywie 2015 roku.

5. Analiza mikro-gospodarcza „bottom-up”

Do opracowania KPRU niezbędne było zgromadzenie pełnej i wiarygodnej informacji o poszczególnych instalacjach, które zgodnie z regulacjami dyrektywy mają obowiązek uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Głównym przedmiotem tych analiz i ocen mikroekonomicznych było właściwe odwzorowanie indywidualnych cech oraz przewidywanych zachowań pojedynczych instalacji lub sektorów i prognozowanych ścieżek krótkoterminowego rozwoju.

Finalnym efektem zakończonej analizy mikroekonomicznej jest kompletny i wiarygodny, zweryfikowany zestaw informacji, przechowywany w strukturze bazy danych (KPRU-DATA), który jest zgodny z wytycznymi określonymi w decyzji Komisji z dnia 29 stycznia 2004 r. w sprawie monitorowania i raportowania emisji gazów cieplarnianych.

6. Integracja podejścia makro i mikro

Integracja podejścia makro i mikro-gospodarczego była szczególnie istotna przy opracowaniu dwóch zagadnień:

- a) bilansu emisji CO₂ dla instalacji obejmowanych systemem handlu uprawnieniami do emisji, wymienionych w Załączniku I dyrektywy, oraz
- b) krótkoterminowych prognoz rozwoju poszczególnych sektorów.

W wyniku wykonanych analiz uzyskano zgodność bilansów emisji zestawionych na podstawie ankiet z bilansami sporządzonymi na podstawie statystyki krajowej. Wykonano również, w cyklach iteracyjnych, weryfikację prognoz rozwojowych poszczególnych sektorów w oparciu o analizy makroekonomiczne oraz dane zebrane bezpośrednio od przedsiębiorstw.

7. Podstawowe założenia dotyczące przydziału uprawnień

Polska, ze względu na dokonane wcześniejsze redukcje emisji CO₂ oraz wypełnianie z zapasem wymagań Protokołu z Kioto, zamierza przydzielić instalacjom uprawnienia w liczbie, która:

- a) pokryje uzasadnione potrzeby emisyjne wszystkich instalacji objętych systemem, z uwzględnieniem przewidywanego wzrostu produkcji w danym sektorze oraz możliwych fluktuacji czynników pogodowych lub rynkowych;
- b) zawierać będzie premię za wczesne działania redukcyjne i za stosowanie czystych technologii, głównie produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (kogeneracja).

Przyjęcie liczby uprawnień na podstawie ścieżki bazowej nie pozwala na dokonanie rozdziału spełniającego oba powyższe warunki.

8. Niepewność prognoz ścieżki bazowej

Ścieżka emisji wg scenariusza BLN przedstawia przewidywania na poziomie całego kraju lub sektorów. Margines niepewności w prognozie emisji dla dużej populacji jest mniejszy niż dla sumy prognoz wykonanych osobno dla każdej z instalacji. Jeżeli w procesie rozdziału uprawnień uwzględni się uzasadniony margines niepewności dla

każdej z instalacji, to suma indywidualnych prognoz potrzeb emisyjnych wraz z marginesem niepewności będzie wyższa od prognozy wykonanej dla całej populacji.

Niezależnie od powyższych czynników, każda projekcja emisji na lata przyszłe jest obarczona znaczącym marginesem niepewności. Bardziej zaawansowane projekcje tworzone są na podstawie warunkowych scenariuszy rozwojowych odpowiadając na pytanie *what if*. Dane statystyczne z ostatnich miesięcy 2003 i pierwszych miesięcy 2004 r. wskazują na szybsze tempo wzrostu PKB od założonego w scenariuszu BLN. Zwiększa to prawdopodobieństwo szybszego wzrostu produkcji i związanej z tym emisji CO₂, a tym samym pogłębia niepewność związaną z wynikami scenariusza BLN.

Niepewność prognoz emisji nie ma wielkiego znaczenia dla opracowania KPRU, gdy głównym czynnikiem ograniczającym wielkość przydziału jest limit Protokołu z Kioto, tak jak w większości dotychczasowej EU-15. W przypadku krajów, u których tak jak w Polsce, przyjęcie ścieżki emisji ma decydować o wielkości przydziału uprawnień emisyjnych, omawiane zagadnienia mają ogromny wpływ na opracowanie KPRU. Ścieżka bazowa odzwierciedla bowiem jedynie jeden z możliwych przyszłych scenariuszy. Nie odzwierciedla także sumy uzasadnionych, prawdopodobnych potrzeb emisyjnych poszczególnych instalacji objętych KPRU.

9. Możliwość przydziału premii z tytułu wczesnych działań (early action)

Przy limicie ustalonym na podstawie emisji scenariusza BLN, przydzielenie jednym instalacjom premii za wczesne działania redukcyjne, skutkować będzie koniecznością przydzielenia pozostałym instalacjom uprawnień w ilości niewystarczającej na pokrycie ich potrzeb emisyjnych. Prowadziłoby to do pogorszenia sytuacji instalacji, które nie mogą wykazać się efektami wczesnych działań redukcyjnych. Podejście takie nie jest uzasadnione sytuacją emisyjną Polski. Brak premiowania wczesnych działań zniechęcałby do podejmowania wysiłku na rzecz redukcji emisji i mógłby zostać odebrany jako „premiowanie” tych dotąd nie zainteresowanych działaniami na rzecz zmniejszenia oddziaływania na środowisko.

Z powyższych względów w polskim KPRU proponuje się przydzielenie premii za wczesne działania bez pomniejszenia przydziałów dla instalacji, które tego typu działań nie podjęły.

II. Całkowity przydział uprawnień do emisji dla instalacji obejmowanych handlem uprawnieniami do emisji

1. Uwagi wstępne

Całkowita pula uprawnień przeznaczonych do rozdzielania, zgodnie z zaleceniami Komisji Europejskiej¹, została wyliczona na podstawie udziału emisji z instalacji obejmowanych dyrektywą 2003/87/WE oraz średniego poziomu emisji CO₂ w latach 2005-2007 wg ścieżki zmierzającej do wypełnienia celu emisyjnego Protokołu z Kioto.

Sposób wyliczenia, opisany jest następującą formułą:

$$\text{TOTAL_NUM}_{AA} = \text{SHARE}_{ETS} \times \text{PATH_EMI}_{05-07} \quad (1)$$

gdzie:

- TOTAL_NUM_{AA} - całkowita liczba uprawnień przydzielanych w skali kraju,
- SHARE_{ETS} - udział emisji z instalacji obejmowanych Dyrektywą w całkowitej emisji krajowej CO₂,
- PATH_EMI₀₅₋₀₇ - krajowa emisja CO₂ w latach 2005 - 2007 wg ścieżki zapewniającej co najmniej wypełnienie wymagań Protokołu z Kioto.

¹ Commission of the European Communities: Communication from the Commission on guidance to assist Member States in the implementation of the criteria listed in Annex III to the Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within Community and amending council Directive 96/61/EC, and on the circumstances under which force majeure is demonstrated.

1.1. Udział emisji z instalacji obejmowanych KPRU w emisjach krajowych

Na podstawie danych z Krajowej Inwentaryzacji Emisji oraz danych statystycznych dotyczących zużycia paliw i energii w różnych sektorach wyznaczono udział emisji z instalacji obejmowanych dyrektywą 2003/87/WE, który w stosunku do emisji krajowej wyniósł 68% w 2001 r.

Dokument non-paper¹ pozwala przy wyznaczaniu całkowitej liczby uprawnień na zastosowanie metody prognostycznej. Na podstawie opracowanych prognoz udział emisji z instalacji obejmowanych handlem uprawnieniami do emisji w okresie 2005-2007 wynosi średnio 70,3%.

Polska, dążąc do ograniczania emisji z sektorów obejmowanych handlem uprawnieniami do emisji, przyjęła pierwszą z wymienionych wartości do wyznaczenia dopuszczalnych wielkości emisji:

$$\text{SHARE}_{\text{ETS}} = 68,0\%.$$

1.2. Krajowa emisja CO₂ wg ścieżki spełnienia zobowiązań Protokołu z Kioto

Zgodnie z Załącznikiem III dyrektywy, łączna wielkość emisji powinna być zgodna ze ścieżką emisji, która co najmniej wypełnia cele emisyjne określone dla danego kraju w Protokole z Kioto. Dla Polski ścieżka ta, odpowiadająca bazowej linii rozwoju, plasuje się znacząco poniżej limitu Protokołu z Kioto. Problem wyboru ścieżki emisji do wyznaczenia puli uprawnień zgodnie z formułą (1) był przedmiotem wielostronnych analiz i dyskusji w trakcie przygotowania KPRU. W analizach tych brano także pod uwagę fakt, iż dyrektywa 2003/87/WE, jak i wydane zalecenia KE nie uwzględniają sytuacji takich krajów jak Polska.

Dlatego przyjęto, że handel uprawnieniami do emisji jako instrument wspomagający, nie może zaostrzać wymagań emisyjnych dla polskich przedsiębiorstw w stosunku do sytuacji, w której Polska samodzielnie realizuje wymagania Protokołu.

Na tle działań obejmujących analizy dla źródeł obejmowanych przez system handlu uprawnieniami do emisji, należy brać pod uwagę zmiany, jakie mogą następować w innych sektorach i aktywnościach. W Polsce należy zwrócić uwagę przede wszystkim na transport, rolnictwo oraz sektor komunalno – bytowy, w którym rocznie spala się około 10 mln węgla kamiennego. Przy pracach nad drugim KPRU na lata 2008-2012, znane już będą nowe prognozy energetyczne, ekologiczne oraz zweryfikowana zostanie Polityka Klimatyczna.

Na okres 2005 – 2007 informacje o prognozach emisji w tych sektorach wydają się wystarczające.

1.3. Wybór ścieżki osiągnięcia celów Protokołu z Kioto dla Polski

Z opisanych względów, jako podstawę do wyznaczenia liczby uprawnień przeznaczonych do rozdziału dla wszystkich instalacji obejmowanych handlem uprawnieniami do emisji, Polska przyjmuje wartość:

$\text{PATH_EMI}_{05-07} = 420,9 \text{ mln t średniorocznie}$

Wartość ta odpowiada ścieżce emisyjnej, która zachowując te same trendy kierunkowe co linia scenariusza BLN osiąga w latach 2008-2012 poziom emisji równy limitowi określoneemu zgodnie z wymaganiami Protokołu z Kioto dla Polski (por. ścieżka (2) z rys. 7).

Przyjęta wartość jest niższa od limitu emisji CO₂ wyznaczonego na podstawie wymagań Protokołu z Kioto o 32,3 mln t oraz znacząco niższa od ścieżki przedstawiającej emisję CO₂ w scenariuszu zamrożonych wskaźników emisyjności BAU⁸⁸.

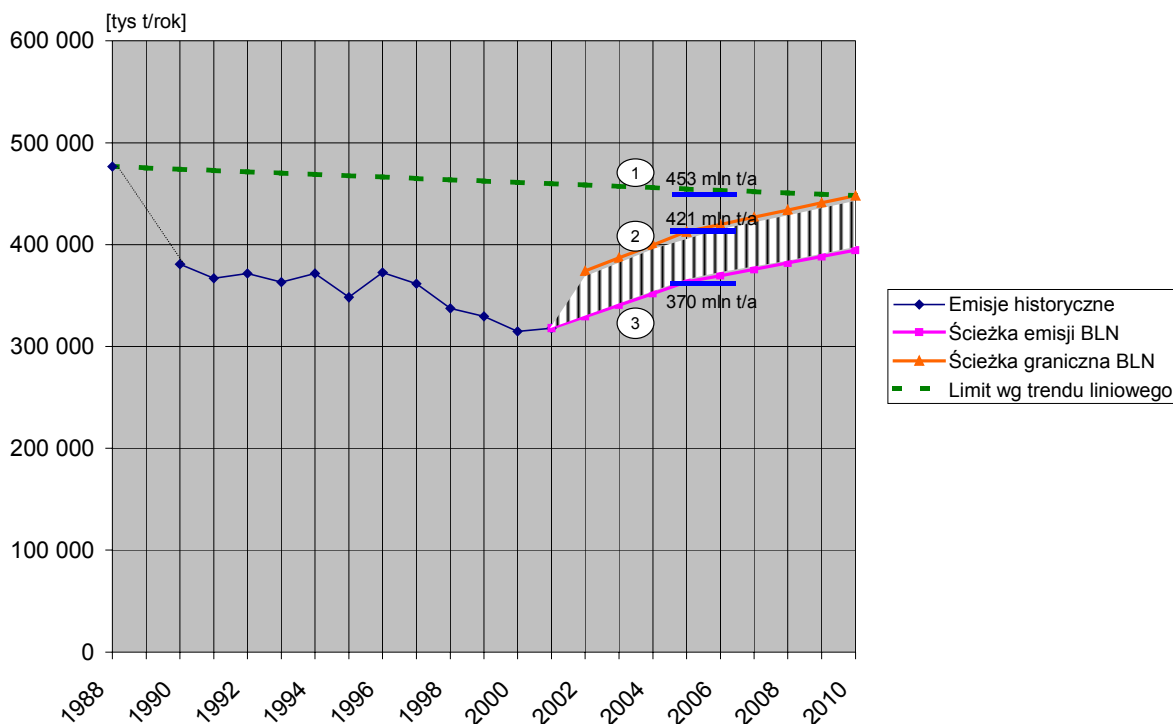
Podana wartość wyznaczona została na podstawie następującej formuły:

$$\text{PATH_EMI}_{05-07} = 0,94 \times \text{EMI_CO2}_{88} \frac{\text{EMI_CO2}_{\text{BLN}_{05-07}}}{\text{EMI_CO2}_{\text{BLN}_{08-12}}} \quad (2)$$

¹ European Commission: The EU Emissions Trading Scheme: How to develop a National Allocation Plan. Non paper 2nd meeting of Working 3 Monitoring Mechanism Committee. April 1, 2003.

gdzie:

- EMI_CO2_{88} - krajowa emisja CO₂ z 1988 r. wg ostatniego raportu inwentaryzacyjnego,
 $EMI_CO2_{BLN_{05-07}}$ - średnia roczna emisja CO₂ wg scenariusza BLN w latach 2005-2007,
 $EMI_CO2_{BLN_{08-12}}$ - średnia roczna emisja CO₂ wg scenariusza BLN w latach 2008-2012,



Rysunek 7. Możliwe ścieżki osiągnięcia celów Protokołu z Kioto.

1.4. Całkowita liczba uprawnień do emisji CO₂ przeznaczona do rozdziału

Na podstawie przyjętej wartości 68% udziału emisji z instalacji obejmowanych przez KPRU w emisjach krajowych oraz przyjętych ostatecznie dopuszczalnych krajowych emisji CO₂ na lata 2005 - 2007, wyznaczono liczbę uprawnień do rozdziału:

$$TOTAL_NUM_{AA} = 0,68 * 420,9 \text{ mln t/rok}$$

czyli

**całkowita liczba uprawnień przeznaczonych do rozdziału
w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień
wynosi średniorocznie w latach 2005-2007
286,2 mln t**

Podana liczba uprawnień zabezpiecza przydział dla instalacji na podstawowe potrzeby emisyjne oraz premie z tytułu wczesnych działań redukcyjnych lub efektów kogeneracyjnych.

III. Zastosowane formuły obliczeniowe

1. Zależności pomiędzy pulami uprawnień

Poniżej przedstawiono podstawowe zależności pomiędzy liczebnością pul uprawnień wyróżnionych w procesie rozdziału. Zależności, w których występują pule oznaczone indeksem sektora opisują relacje mające zastosowanie do każdego wyróżnionego sektora. Formuły zawierające pule oznaczone indeksem ETS opisują relacje dotyczące całego systemu, obejmując wszystkie uczestniczące w nim instalacje.

- (1) $EMI_PROGN_s = P_BAZA_s + P_NOWE_s$
- (2) $P_ALOK_s = P_BAZA_s + P_EA_s + P_KOG_s$
- (3) $P_ALOK_{ETS} = SUMA (P_ALOK_s)$
- (4) $REZ_UPR_{ETS} = P_NOWE_{ETS} + P_NIEZID_{ETS} + P_ROZSZ_{ETS}$
- (5) $P_BAZA_{ETS} + P_EA_{ETS} + P_KOG_{ETS} + P_NOWE_{ETS} + P_NIEZID_{ETS} \leq TOTAL_NUM_{AA}$

Zależność (1): przedstawia rozbitcie sektorowej prognozy potrzeb emisyjnych na pulę bazową i pulę stanowiącą rezerwę dla nowych instalacji.

Zależność (2) ukazuje, że liczba uprawnień rozdzielanych w danym sektorze w ramach KPRU jest sumą puli bazowej oraz premii early action i premii kogeneracyjnej.

Zależność (3) pokazuje, że liczba uprawnień rozdzielanych w ramach KPRU stanowi sumę uprawnień, rozdzielanych w ramach poszczególnych sektorów.

Zależność (4) przedstawia trzy elementy składowe rezerwy uprawnień. Rezerwa i jej wyróżnione części zdefiniowane są jedynie na poziomie całego systemu bez ich rozdzielania na sektory.

Zależność (5) ukazuje sposób zbilansowania wszystkich uprawnień przydzielanych w ramach KPRU lub zaliczonych do rezerwy uprawnień z całkowitą liczbą uprawnień przeznaczoną do rozdziału. Jedynie pula przeznaczona na rozszerzenie zakresu emisyjnego systemu może wykraczać poza limit ustalony dla wszystkich instalacji objętych systemem.

Oznaczenia:

EMI_PROGN _s	prognozowane średnioroczne emisje na lata 2005-2007 z sektora S,
P_BAZA _s	średnioroczna pula bazowa uprawnień, przeznaczona do rozdziału w ramach KPRU w sektorze S,
P_EA _s	średnioroczna premia early action, obejmująca wszystkie uprawnienia z danego sektora S przeznaczone do wydania w ramach KPRU jako premia za wczesne działania redukcyjne,
P_KOG _s	średnioroczna premia kogeneracyjna, obejmująca wszystkie uprawnienia z danego sektora S przeznaczone do wydania w ramach KPRU jako premia za efekty redukcji emisji z tytułu produkcji skojarzonej,
P_NOWE _s	średnioroczna pula uprawnień stanowiąca wkład danego sektora S do rezerwy uprawnień, przeznaczonej na pokrycie potrzeb emisyjnych instalacji nowych; pomniejsza pulę bazową danego sektora,
P_ALOK _s	średnioroczna sumaryczna liczba uprawnień przydzielonych w ramach KPRU instalacjom zaliczonym do danego sektora S,
P_ALOK _{ETS}	średnioroczna sumaryczna liczba uprawnień przydzielonych w ramach KPRU wszystkim instalacjom objętych handlem emisjami,
REZ_UPR _{ETS}	średnioroczna sumaryczna liczba uprawnień zaliczonych do rezerwy uprawnień, przeznaczonych do wydania w trakcie działania systemu (2005-2007),
P_NOWE _{ETS}	średnioroczna pula uprawnień (część rezerwy) przeznaczona na pokrycie potrzeb emisyjnych wszystkich nowych instalacji w systemie
P_NIEZID _{ETS}	średnioroczna pula uprawnień (część rezerwy) przeznaczona na pokrycie dodatkowych potrzeb emisyjnych instalacji istniejących, w tym instalacji dotąd niezidentyfikowanych,
P_ROZSZ _{ETS}	średnioroczna pula uprawnień (część rezerwy) przeznaczona na pokrycie wzrostu potrzeb emisyjnych pojawiających się w wyniku poszerzenia zakresu emisji obejmowanych systemem, składowe puli przedstawione są w tabl. 21.
P_BAZA _{ETS}	średnioroczna pula bazowa uprawnień w skali całego systemu, stanowi sumę pul sektorowych,
P_EA _{ETS}	średnioroczna premia early action w skali całego systemu, stanowi sumę pul sektorowych,
P_KOG _{ETS}	średnioroczna premia kogeneracyjna w skali całego systemu, stanowi sumę pul sektorowych.

2. Oszacowanie efektów wczesnych działań redukcyjnych (early action)

Zależności (6) i (7) przedstawiają sposób wyliczenia efektów wczesnych działań redukcyjnych z każdej instalacji na podstawie zmian wskaźników emisyjności produkcji. Mogą być one zastosowane w przypadku, gdy w instalacji można wyróżnić jeden główny produkt lub gdy proporcje pomiędzy większą liczbą produktów pozostają stałe.

$$(6) \quad E_{EA_{INST,t}} = (e_{INST,p} - e_{INST,t}) * PROD_{INST,t}$$

$$(7) \quad E_{EA_{INST}} = [SUMA (E_{EA_{INST,t}}) - MIN (E_{EA_{INST,t}})] / 3$$

Zależność (6) określa wielkość redukcji emisji z instalacji *INST* w roku *t* na podstawie różnicy wskaźnika emisyjności w roku początkowym *p* i w roku *t* oraz produkcji danej instalacji w roku *t*.

Zależność (7) pokazuje sposób wyliczenia uśrednionego efektu redukcji dla danej instalacji, poprzez odrzucenie roku o najniższym efekcie redukcji i wyliczeniu średniej z pozostałych trzech lat.

Wartości wyliczone na podstawie powyższych zależności traktowane były jako maksymalne i służyły do weryfikacji prawidłowości danych podawanych przez prowadzących instalacje w ankietach. Zgodnie z przekazanymi wytycznymi, efekty wykazywane w ankietach miały dotyczyć jedynie przedsięwzięć inwestycyjnych - zależność (8). Dlatego dane uzyskane z ankiet są niższe lub równe wielkościom wyliczeniowym - zgodnie z zależnością (9).

$$(8) \quad E_{EA'_{INST}} = W_{INV_{INST}} * E_{EA_{INST}}$$

$$(9) \quad E_{EA'_{INST}} \leq E_{EA_{INST}}$$

Oznaczenia:

$E_{EA_{INST,t}}$	efekt redukcji z wczesnych działań redukcyjnych, wyliczony dla danej instalacji <i>INST</i> w danym roku <i>t</i> ,
$e_{INST,p}$	wskaźnik emisyjności produkcji instalacji <i>INST</i> w roku 1988 lub w pierwszym pełnym roku produkcji jeśli był późniejszy od roku 1988,
$e_{INST,t}$	wskaźnik emisyjności produkcji instalacji <i>INST</i> w roku <i>t</i> ,
$PROD_{INST,t}$	produkcja instalacji <i>INST</i> w roku <i>t</i> ,
$E_{EA_{INST}}$	efekt redukcji uśredniony dla lat 1999-2002 z odrzuceniem roku o najniższym efekcie,
$E_{EA'_{INST}}$	efekt redukcji wyliczony przez prowadzącego instalacje <i>INST</i> , (wymagano by podawane efekty były wynikiem realizacji wykonanych przedsięwzięć inwestycyjnych),
$W_{INV_{INST}}$	wskaźnik określający udział redukcji emisji pochodzących z przedsięwzięć inwestycyjnych w danej instalacji <i>INST</i> w stosunku do efektu redukcji uzyskanego w wyniku wszystkich wczesnych działań,
<i>t</i>	oznaczenie roku, $t = \{1999, 2000, 2001, 2002\}$.

W przypadku produkcji skojarzonej dwóch produktów (w elektrociepłowniach) stosowano bardziej złożone formuły, które uwzględniały dodatkowo zmianę współczynnika skojarzenia.

3. Wyznaczanie efektu redukcji przy produkcji skojarzonej (efekt kogeneracyjny)

Wyliczenie dodatniego efektu dla instalacji jest podstawą przyznania premii kogeneracyjnej. Efekt kogeneracyjny wyliczany jest dla instalacji produkujących energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu oraz charakteryzujących się sprawnością energetyczną co najmniej 65%. Wyliczenie jest dokonywane w oparciu o zasady zawarte w dyrektywie 2004/8/EC o promocji energii produkowanej w skojarzeniu na podstawie następujących formuł:

$$(10) \quad E_{KOG_{INST,t}} = [(U_{EL_{INST,t}} / EFF_{EL_R} + U_{CP_{INST,t}} / EFF_{CP_R}) - 1] * FUEL_{INST,t} * EMI_{CO2R}$$

$$(11) \quad U_{EL_{INST,t}} = 3.6 * PR_{EL_{INST,t}} / FUEL_{INST,t}$$

$$(12) \quad U_{CP_{INST,t}} = PR_{CP_{INST,t}} / FUEL_{INST,t}$$

Oznaczenia:

$E_{KOG_{INST,t}}$	efekt redukcji z tytułu kogeneracji wyliczony dla danej instalacji <i>INST</i> w danym roku <i>t</i> ,
$U_{EL_{INST,t}}$	udział wyprodukowanej energii elektrycznej z instalacji <i>INST</i> w roku <i>t</i> w stosunku do zużycia paliw,

U_CP _{INST,t}	udział wyprodukowanego ciepła z instalacji <i>INST</i> w roku <i>t</i> w stosunku do zużycia paliw,
PR_EL _{INST,t}	produkcja energii elektrycznej z instalacji <i>INST</i> w roku <i>t</i> w [GWh],
PR_CP _{INST,t}	produkcja ciepła z instalacji <i>INST</i> w roku <i>t</i> w [TJ],
FUEL _{INST,t}	zużycie paliw w instalacji <i>INST</i> w roku <i>t</i> w [TJ],
EFF_EL _R	średnia sprawność energetyczna produkcji energii elektrycznej w gospodarce rozdzielonej w Polsce,
EFF_CP _R	średnia sprawność energetyczna produkcji ciepła w gospodarce rozdzielonej w Polsce,
EMI_CO _{2R}	jednostkowe emisje CO ₂ na jednostkę produkcji w układzie porównawczym.

Przyjęto następujące wartości parametrów równania:

$$EFF_EL_R = 39,1 \%$$

$$EFF_CP_R = 89,9\%$$

$$EMI_CO\sub{2R} = 0,0946 \text{ t CO}_2/\text{TJ}$$

Średnie sprawności brutto produkcji energii elektrycznej i ciepła określono dla grupy elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni zawodowych na podst. danych statystycznych 2002 r. Wartość *EMI_CO2* przyjęto w wysokości 94,6 kg/GJ, gdyż dodatkowa produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu likwiduje produkcję u krańcowych producentów systemowych, w Polsce są to elektrownie na węglu kamiennym.

4. Rozdzielenie uprawnień pomiędzy instalacje istniejące wg historycznych emisji CO₂ (grandfathering)

Przydział uprawnień dla instalacji w tej metodzie zależy od wielkości puli bazowej, liczby uprawnień przyznanych istniejącym instalacjom rozwojowym oraz od emisji bazowej danej instalacji. Dwie pierwsze wymienione wielkości przyjmują różne wartości zależnie od sektora. Na ich podstawie można wyznaczyć współczynnik rozdziału standardowej *WSP_STD_S*, który określa dla danego sektora zmianę liczby uprawnień przydzielanych na okres 2005-2007 w stosunku do emisji bazowej. Sposób jego wyliczenia podano w formule (14). Wartość tego współczynnika zależy od sektorowego wskaźnika wzrostu potrzeb emisyjnych oraz od wielkości przydziałów dokonanych w trybie indywidualnym dla instalacji rozwojowych. Suma przydziałów indywidualnych jest odejmowana od puli bazowej i pomniejsza liczbę uprawnień do rozdziału pomiędzy instalacje podlegające analizie standardowej. Liczba przydzielanych uprawnień dla instalacji podlegających analizie standardowej stanowi wynik mnożenia tego współczynnika przez poziom emisji bazowych zgodnie z formułą (13).

$$(13) \quad A_BAZA_{INST_ST} = WSP_STD_S * EMI_CO2_{INST_ST,baza} * T_P$$

$$(14) \quad WSP_STD_S = [P_BAZA_S - SUMA (A_BAZA_{INST_R})]/SUMA (EMI_CO2_{INST_ST,baza})$$

Wielkości występujące w formułach (13) i (14) odnoszą się do instalacji z jednego sektora *S*. Dla uproszczenia oznaczeń indeksy sektora nie były zaznaczane przy parametrach i zmiennych odnoszących się do instalacji.

Oznaczenia:

A_BAZA _{INST_ST}	bazowy przydział uprawnień dla instalacji <i>INST_ST</i> , podlegającej analizie standardowej, na okres 2005-2007,
WSP_STD _S	współczynnik rozdziału standardowej wyznaczony dla danego sektora <i>S</i> ,
EMI_CO _{2INST_ST,baza}	emisja bazowa CO ₂ z instalacji <i>INST_ST</i> ,
T _P	liczba lat w okresie <i>P</i> , na który dokonywany jest przydział uprawnień,
P_BAZA _S	wielkość puli bazowej wyznaczona dla danego sektora <i>S</i> ,
A_BAZA _{INST_R}	bazowy przydział uprawnień dla instalacji rozwojowej <i>INST_R</i> , zaliczonej do grupy dla której stosowany jest indywidualny tryb przydziału uprawnień,
INST_ST	oznaczenie instalacji z grupy, uzyskującej przydział w trybie standardowym,
INST_R	oznaczenie instalacji z grupy, uzyskującej przydział w trybie indywidualnym (tzw. instalacje rozwojowe).

5. Rozdzielenie uprawnień pomiędzy instalacje istniejące na podstawie innych kryteriów

W czterech sektorach zastosowana została metoda odmienna od opisanej wyżej metody rozdziału uprawnień. Poniżej przedstawiono formuły matematyczne, które wykorzystano do wyliczenia uprawnień w poszczególnych sektorach. Objasnienia symboli przedstawiono po prezentacji zależności wszystkich omawianych sektorów.

Sektor cukrowniczy

Rozdział puli bazowej w sektorze cukrowniczym dokonywany jest na podstawie udziału każdej instalacji w sumarycznej produkcji z 2003 r.

$$(15) \quad A_BAZA_{INST} = P_BAZA_{CUKR} * PROD_{INST,2003} / SUMA (PROD_{INST,2003}) * T_P$$

Premie early action i kogeneracyjna są przyznawane na zasadach ogólnych.

Sektor cementowy

W sektorze cementowym pula bazowa oraz premia early action rozdzielane są wg klucza uwzględniającego udział danej instalacji w sumarycznej produkcji wg prognoz na lata 2005 - 2007. Prognozy te przewidują m.in. realizowane działania związane z koncentracją produkcji w sektorze. Rozdzielenie premii early action według takich samych zasad jak dla puli bazowej wynikało z zaburzenia konkurencji, jakie mogłoby nastąpić po dokonaniu przydziału premii early action według zasad stosowanych we wszystkich innych sektorach.

$$(16) \quad A_BAZA_{INST} = (P_BAZA_{CEM} + P_EA_{CEM}) * PROD_{INST,05-07} / SUMA (PROD_{INST,05-07}) * T_P$$

$$(17) \quad A_EA_{INST} = 0$$

Premia kogeneracyjna jest przyznawana na zasadach ogólnych.

Sektor koksowniczy

W sektorze koksowniczym rozdział puli bazowej dokonany został na podstawie danych o zdolnościach produkcyjnych instalacji w latach 2005-2007. Dane te uwzględniają harmonogram planowych prac modernizacyjnych poszczególnych instalacji.

$$(18) \quad A_BAZA_{INST} = P_BAZA_{KOKS} * CAPA_{INST,05-07} / SUMA (CAPA_{INST,05-07}) * T_P$$

Premie early action i kogeneracyjna są przyznawane na zasadach ogólnych.

Elektrownie zawodowe

Próby zastosowania metody rozdziału uprawnień na podstawie emisji historycznych ze względu na bardzo zróżnicowane wskaźniki wykorzystania mocy dawały wyniki, w których jedne elektrownie uzyskiwały przydział przekraczający posiadane zdolności produkcyjne, a inne uzyskiwały przydział odpowiadający bardzo niskim wartościom wykorzystania mocy. W celu uniknięcia takich efektów zastosowana została metoda rozdziału, która uwzględnia trzy rodzaje czynników: (i) emisje bazowe, (ii) zdolności produkcyjne oraz (iii) maksymalny wskaźnik wykorzystania mocy uzyskany w okresie 1999-2002. Do poszczególnych kryteriów zastosowane zostały wagi odpowiednio 0,50, 0,25 i 0,25. Pierwszy czynnik odzwierciedla rzeczywistą sytuację emisyjną w kilkuletnim okresie, drugi potencjał techniczny, a trzeci - realny maksymalny potencjał konkurencyjny. W grupie elektrowni zawodowych występuje jedna instalacja, która uzyskuje indywidualnie wyznaczony przydział w oparciu o plany produkcyjne. Pozostałe uzyskują przydział wyliczony zgodnie z poniższymi zależnościami.

$$(19) \quad A_BAZA_{INST_ST} = \\ 0.5 * (P_BAZA'_{ELZ} + P_EA_{ELZ}) * EMI_CO2_{INST_ST,baza} / SUMA (EMI_CO2_{INST_ST,baza}) * T_P + \\ 0.25 * (P_BAZA'_{ELZ} + P_EA_{ELZ}) * CAPA_{INST_ST,03} / SUMA (CAPA_{INST_ST,03}) * T_P + \\ 0.25 * (P_BAZA'_{ELZ} + P_EA_{ELZ}) * MAX_UTIL_{INST_ST,99-02} / SUMA (MAX_UTIL_{INST_ST,99-02}) * T_P$$

$$(20) \quad A_EA_{INST} = 0$$

Premia kogeneracyjna przyznawana jest na zasadach ogólnych.

Oznaczenia:

A_BAZA _{INST}	bazowy przydział uprawnień dla instalacji <i>INST</i> na okres 2005-2007,
A_BAZA _{INST_ST}	bazowy przydział uprawnień dla instalacji <i>INST_ST</i> , podlegającej rozdziału standardowej na okres 2005-2007,
P_BAZA _{CUKR}	wielkość puli bazowej wyznaczona dla sektora cukrowniczego (inne oznaczenia indeksowe dla innych sektorów),
P_BAZA _{ELZ}	wielkość puli bazowej wyznaczonej dla sektora elektrowni zawodowych po odjęciu uprawnień przeznaczonych dla instalacji z przydziałem indywidualnym,
P_EA _{CEM}	wielkość premii early action, zawierającej sumaryczne premie za wczesne działania redukcyjne wyznaczona dla sektora cementowego (inne oznaczenie dla sektora elektrowni zawodowych),
PROD _{INST,2003}	produkcja instalacji <i>INST</i> w roku 2003,
PROD _{INST,05-07}	przewidywana produkcja instalacji <i>INST</i> średnio w latach 2005-2007,
CAPA _{INST,05-07}	zdolności produkcyjne lub moc osiągalna instalacji <i>INST</i> wg średniej przewidywanej na lata 2005-2007,
EMI_CO2 _{INST_ST,baza}	emisje bazowe CO ₂ z instalacji <i>INST_ST</i> ,
CAPA _{INST_ST,03}	moc osiągalna instalacji <i>INST_ST</i> w roku 2003,
MAX_UTIL _{INST_ST,99-02}	maksymalny wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej w instalacji <i>INST_ST</i> w okresie 1999-2002, mierzony w [MW] mocy wykorzystanej,
T _P	liczba lat w okresie <i>P</i> na który dokonywany jest przydział uprawnień.

6. Przydział dla instalacji nowych oraz istniejących instalacji rozwojowych

Przydział uprawnień dla instalacji nowych dokonywany jest na podstawie uzasadnionych planów produkcyjnych oraz jednostkowych wskaźników emisji, pod warunkiem uzyskania zgodności ze standardami BAT (najlepsza dostępna technologia).

$$(21) \quad A_BAZA_{INST_N} = PROD_{INST_N,05-07} * EMI_PROD_{INST_N,05-07}$$

$$(22) \quad A_EA_{INST_N} = 0$$

Premia kogeneracyjna przyznawana jest na zasadach ogólnych.

Analogiczne formuły obowiązują dla istniejących instalacji rozwojowych (*INST_R*). W obydwu przypadkach proponuje się zastosowanie weryfikacji przydziału uprawnień *ex post* na podstawie rzeczywistych danych produkcyjnych.

Oznaczenia:

A_BAZA _{INST_N}	bazowy przydział uprawnień dla instalacji nowej <i>INST_N</i> na okres 2005-2007,
PROD _{INST_N,05-07}	produkcja z instalacji <i>INST_N</i> wg przewidywań na lata 2005-2007,
EMI_PROD _{INST_N,05-07}	jednostkowa emisja CO ₂ na jednostkę produkcji w instalacji <i>INST_N</i> wg przewidywań na lata 2005-2007,
INST_N	oznaczenie instalacji nowej.

7. Premia kogeneracyjna i premia early action

Premie przyznawane za efekty redukcji emisji uzyskane w wyniku realizacji wczesnych działań redukcyjnych lub produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu zależne są od wielkości uzyskanych efektów oraz przyjętego współczynnika premiowania, zgodnie z podanymi niżej formułami.

$$(23) \quad A_EA_{INST} = k_{EA} * E_EA_{INST} * T_P$$

$$(24) \quad A_KOG_{INST} = k_{KOG} * E_KOG_{INST} * T_P$$

Oznaczenia:

A_EA _{INST}	premiowy przydział uprawnień z tytułu wczesnych działań redukcyjnych na okres 2005-2007,
k _{EA}	współczynnik premiowania efektów wczesnych działań redukcyjnych, k _{EA} =0,75,
E_EA _{INST}	trwały efekt redukcji emisji CO ₂ mierzony w wartościach rocznych, uzyskany w wyniku realizacji wczesnych działań redukcyjnych w instalacji <i>INST</i> ,
A_KOG _{INST}	premiowy przydział uprawnień z tytułu skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła na okres 2005-2007,
k _{KOG}	współczynnik premiowania efektów redukcji emisji z tytułu produkcji w skojarzeniu, k _{KOG} = 0,50,
E_KOG _{INST}	trwały efekt redukcji emisji CO ₂ mierzony w wartościach rocznych, uzyskiwany w wyniku skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w instalacji <i>INST</i> ,
T _P	liczba lat w okresie <i>P</i> , na który dokonywany jest przydział uprawnień.