

RAPORT 2030

Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej

Część 2

Ocena skutków wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego dla Polski w okresie do roku 2030

Wersja z dn. 30.09.2008

(uwzględniająca wyniki dodatkowych analiz czułościowych)

**Pracę wykonała firma Badania Systemowe „EnerSys” Sp. z o.o.
na podstawie umowy z Polskim Komitetem Energii Elektrycznej
z dn. 7 października 2007**

Warszawa, wrzesień 2008

Kierownik projektu po stronie Wykonawcy: **Bolesław Jankowski**

Kierownik projektu po stronie PKEE: **Kazimierz Szynol**

Zespół autorski EnergSys:

Bolesław Jankowski – kierownik zespołu

Zygmunt Parczewski

Marek Niemyski

Adam Umer

Sławomir Senczek

Igor Tatarewicz

Spis treści

1. WPROWADZENIE	4
1.1. PODSTAWA, CEL I ZAKRES PRACY	4
2. METODYKA I ZAŁOŻENIA	5
2.1. MODELE OBLICZENIOWE.....	5
2.2. PLAN OBLICZEŃ MODELOWYCH.....	6
2.2.1. <i>Warianty polityki energetyczno – klimatycznej</i>	6
2.2.2. <i>Warianty obliczeniowe</i>	8
2.3. NAJWAŻNIEJSZE ZAŁOŻENIA OBLICZENIOWE	9
2.3.1. <i>Zakres i sposób różnicowania założeń</i>	9
2.3.2. <i>Najważniejsze założenia liczbowe</i>	11
3. OCENA SKUTKÓW DLA SYSTEMU ENERGETYCZNEGO	16
3.1. SKUTKI W SKALI CAŁEGO KRAJU.....	16
3.1.1. <i>Emisje CO₂</i>	16
3.1.2. <i>Koszty i efektywność redukcji emisji CO₂ i rozwoju OZE</i>	18
3.1.3. <i>Zużycie energii pierwotnej</i>	23
3.2. SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY	27
3.2.1. <i>Struktura wytwarzania energii elektrycznej wg rodzaju producenta</i>	27
3.2.2. <i>Rola kogeneracji</i>	29
3.2.3. <i>Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej</i>	32
3.2.4. <i>Struktura mocy</i>	35
3.2.5. <i>Technologie wytwarzania energii elektrycznej</i>	37
3.2.6. <i>Koszty wytwarzania energii elektrycznej</i>	41
3.2.7. <i>Nakłady inwestycyjne</i>	48
4. OCENA WPŁYWU NA GOSPODARKĘ	52
4.1. METODYKA I GŁÓWNE ZAŁOŻENIA	52
4.2. WYNIKI ANALIZ	56
5. WPŁYW NA GOSPODARSTWA DOMOWE	61
5.1. METODYKA I GŁÓWNE ZAŁOŻENIA	61
5.1.1. <i>Układ obliczeniowy</i>	61
5.1.2. <i>Algorytmy obliczeniowe</i>	62
5.2. WYNIKI ANALIZ	64
5.2.1. <i>Wydatki na energię w budżetach gospodarstw domowych</i>	64
5.2.2. <i>Skutki dla gospodarstw domowych, scenariusz BAU</i>	67
5.2.3. <i>Skutki dla gospodarstw domowych, scenariusz EU_MIX</i>	69
6. NAJKORZYSTNIEJSZE KIERUNKI STRATEGII WDRAŻANIA TECHNOLOGII WOLNYCH OD EMISJI CO₂ W ENERGETYCE	76
6.1. UWAGI OGÓLNE	76
6.2. PROPOZYCJE PRZEDSIĘWZIĘĆ BADAWCZO- ROZWOJOWYCH	77
7. ZINTEGROWANA OCENA SKUTKÓW PAKIETU ENERGETYCZNO - KLIMATYCZNEGO.....	82
7.1. ZAKRES OCENY	82
7.2. ZESTAWIENIE ILOŚCIOWYCH OCEN CZĄSTKOWYCH	84

7.2.1.	Ocena skutków w poszczególnych obszarach systemu społeczno – gospodarczego kraju.....	84
7.2.2.	Ocena z perspektywy polityki klimatycznej oraz społecznej i gospodarczej.....	87
7.3.	OCENA JAKOŚCIOWA SKUTKÓW WDROŻENIA PAKIETU ENERGETYCZNO – KLIMATYCZNEGO	89
8.	PODSUMOWANIE	93
	OBJAŚNIENIE CZĘŚCIEJ UŻYWANYCH SKRÓTÓW	96
	OBJAŚNIENIE WAŻNIEJSZYCH SPECJALISTYCZNYCH POJĘĆ	98
	WYKAZ STOSOWANYCH JEDNOSTEK ENERGETYCZNYCH.....	101
	WARTOŚCI OPAŁOWE WAŻNIEJSZYCH NOŚNIKÓW ENERGETYCZNYCH	102
ZAŁĄCZNIK 1: WYBRANE ZAŁOŻENIA LICZBOWE DO OBLICZEŃ MODELOWYCH		
ZAŁĄCZNIK 2: WYNIKI OBLICZEŃ MODELEM EFOM-PL		
ZAŁĄCZNIK 3: ANALIZY CZUŁOŚCIOWE DOTYCZĄCE RÓŻNYCH STRATEGII OSIĄGNIĘCIA CELÓW PAKIETU W ZAKRESIE ROZWOJU OZE		
ZAŁĄCZNIK 4: ANALIZY MOŻLIWOŚCI SZERSZEGO WYKORZYSTANIA POTENCJAŁU KOGENERACJI W RAMACH PAKIETU		
ZAŁĄCZNIK 5: ANALIZY CZUŁOŚCIOWE DOTYCZĄCE KONKURENCYJNOŚCI TECHNOLOGII WĘGLOWYCH I POZIOMU ZAPOTRZEBOWANIA NA WĘGIEL		
ZAŁĄCZNIK 6: OPIS MODELU RÓWNOWAGI OGÓLNEJ CGE-PL		
ZAŁĄCZNIK 7: DZIAŁANIA BADAWCZE I ROZWOJOWE DOT. CZYSTYCH TECHNOLOGII WĘGLOWYCH PODEJMOWANE W UE I W POLSCE		
RAPORT CZĄSTKOWY 4.: OCENA MOŻLIWOŚCI ROZWOJU PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z OZE		
RAPORT CZĄSTKOWY 5: EFEKTY ZEWNĘTRZNE POWODOWANE PRZEZ EMISJE CO₂, MECHANIZM POWSTAWANIA, KOSZTY, NIEPEWNOŚĆ		

1. Wprowadzenie

1.1. Podstawa, cel i zakres pracy

Podstawą pracy jest umowa z dn. 7 października 2007 pomiędzy Polskim Komitetem Energii Elektrycznej a spółką Badania Systemowe „EnergSys” Sp. z o.o. na wykonanie pracy pt.: *„Raport dotyczący wpływu proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej”* - zwany dalej **“Raportem 2030”**.

Podstawowym celem była odpowiedź na pytanie, czy zawarte w projekcie polityki UE (tzw. pakiet 2007) cele i wymagania zmierzające do znacznego ograniczenia emisji CO₂ z procesów energetycznych są możliwe do spełnienia i jakie będą skutki ich wdrożenia w Polsce, szczególnie w odniesieniu do sektora elektroenergetyki.

Uzupełniające cele pracy sformułowano jako:

- ⇒ Wsparcie w wypracowaniu solidnego i dobrze uzasadnionego merytorycznie stanowiska do debaty nad propozycjami UE odnośnie nowej europejskiej strategii energetycznej;
- ⇒ Wypracowanie rekomendacji odnośnie najkorzystniejszej strategii dostosowania do nowych wymagań UE (w tym dotyczących wdrażania technologii „zeroemisyjnych”);
- ⇒ Stworzenie ram metodycznych i zgromadzenie danych do prowadzenia dalszych analiz strategicznych, obejmujących zagadnienia kluczowe dla przyszłości polskiej elektroenergetyki.

Po zakończeniu pierwszego etapu prac w styczniu 2008 roku KE wydała zestaw dokumentów które określane są jako **Pakiet energetyczno – klimatyczny** lub w skrócie **Pakiet 2008**. W odpowiedzi na to zdarzenie, z inicjatywy Zamawiającego doszło do korekty zakresu pracy i jej przeorientowanie na **ocenę skutków wdrożenia Pakietu energetyczno – klimatycznego w części dotyczącej sektora elektroenergetycznego**.

Zakres analiz obejmuje horyzont czasowy do roku 2030. Ze względu na silne oddziaływanie wielu czynników na przyszły rozwój elektroenergetyki krajowej, praca obejmuje nie tylko badanie elektroenergetyki ale także powiązanych z nią sektorów, kluczowych elementów otoczenia oraz scenariuszowe badania rozwoju całej gospodarki krajowej.

Raport końcowy składa się z pięciu opracowań cząstkowych oraz raportu głównego, podzielonego na dwie następujące części:

- 1. Uwarunkowania rozwoju energetyki krajowej, scenariusze makroekonomiczne i prognozy popytu na energię do roku 2030.**
- 2. Ocena skutków wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego dla Polski w okresie do roku 2030.**

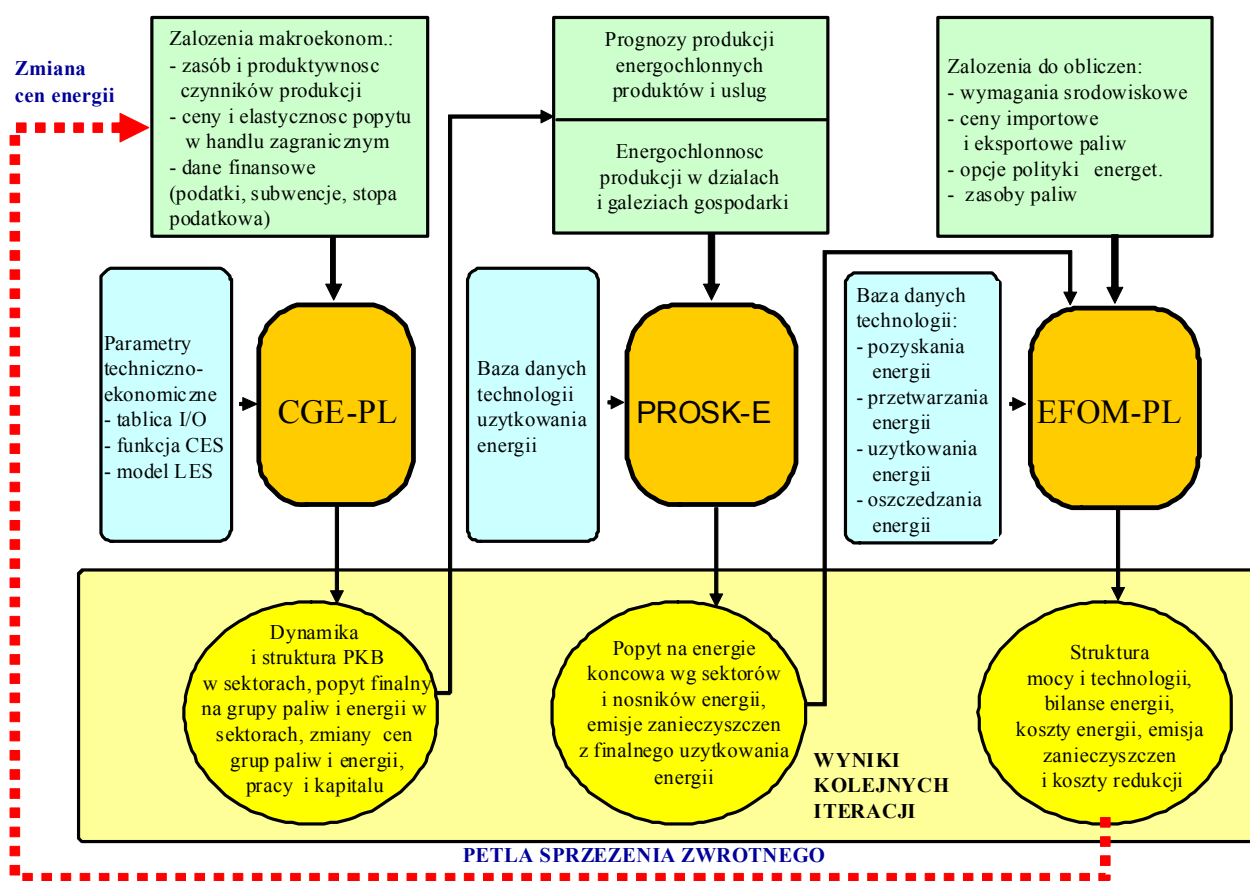
2. Metodyka i założenia

2.1. Modele obliczeniowe

Do ilościowej oceny skutków nowej polityki unijnej, zarówno w sektorze wytwarzania energii elektrycznej jak i w powiązanych z nim procesach energetycznych i gospodarczych, zastosowano zestaw trzech modeli, który tworzą:

- ⇒ makroekonomiczny model równowagi ogólnej (CGE-PL),
- ⇒ model prognozowania popytu na energię PROSK-E,
- ⇒ optymalizacyjny model całego systemu energetycznego kraju EFOM-PL.

Zestaw ten był wielokrotnie wykorzystywany w pracach dla administracji rządowej (MŚ, MG oraz organizacji międzynarodowych, m.in. Bank Światowy). Na rys 2.1 przedstawiono zastosowany układ obliczeniowy z zaznaczonymi głównymi danymi wejściowymi i wynikami obliczeń.



Rys. 2.1 Zastosowany układ obliczeniowy modeli CGE-PL, PROSK-E i EFOM-PL

Istotne dla obecnego badania było wykorzystanie pętli sprzężenia zwrotnego pomiędzy wynikami modelu EFOM-PL a modelem CGE-PL. Wyniki modelu EFOM-PL, określające koszty marginalne dostaw energii elektrycznej, były wykorzystywane do sformułowania

założeń o zmianach cen energii elektrycznej w modelu CGE-PL. Model ten następnie był wykorzystany do wyznaczenia wpływu zmian cen energii na gospodarkę.

Oprócz wymienionych trzech głównych modeli wykorzystywane były dodatkowe modele szczegółowe:

- ⇒ model PENTECH – do bardziej szczegółowych analiz rozwoju produkcji energii elektrycznej z OZE;
- ⇒ model do oceny skutków zmian cen energii na budżety gospodarstw domowych.

Pierwszy z nich współpracuje z modelem EFOM-PL w zakresie modelowania rozwoju OZE. Drugi stanowi uzupełnienie modelu CGE-PL, pozwalając na bardziej szczegółową ocenę skutków pakietu propozycji UE na budżety gospodarstw domowych.

2.2. Plan obliczeń modelowych

2.2.1. Warianty polityki energetyczno – klimatycznej

Głównym celem pracy jest ocena skutków wdrożenia nowej, proponowanej polityki UE, szczególnie tzw. Pakietu energetyczno – klimatycznego, a także wymagań odnośnie tzw. zeroemisyjnych technologii energetycznych. Dlatego warianty obliczeniowe zostały zróżnicowane pod względem zakresu wdrożenia wymagań zawartych w Pakiecie energetyczno – klimatycznym ze stycznia 2008 roku. Za główne elementy pakietu uznano:

- ⇒ Instrumenty polityki klimatycznej, nakierowane na **redukcję emisji CO₂**,
- ⇒ Cele odnoszące się do **rozwoju OZE**.

W propozycjach KE z 2007 i 2008 r. silny nacisk kładziony jest na rozwój technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla powstającego przy spalaniu paliw, głównie węgla w elektrowniach (tzw. instalacje CCS). W Pakiecie 2008 zrezygnowano wprawdzie z propozycji obowiązkowego stosowania tych instalacji, jednak KE zastrzega się, że niedostateczny rozwój tych technologii w obecnych warunkach ekonomicznych może spowodować ponowne rozważenie zasadności wprowadzenia w prawie UE obowiązku ich stosowania, szczególnie w elektrowniach węglowych. Z tego względu w przeprowadzonych obliczeniach rozważono także scenariusze hipotetycznego obowiązkowego stosowania **instalacji CCS**.

Do obliczeń przyjęto trzy warianty nowej polityki UE, w których wprowadza się kolejne wymagania proponowane przez KE: (i) zaostrzenie działań na rzecz redukcji emisji CO₂, (ii) obowiązkowe cele dot. rozwoju OZE, (iii) hipotetyczne, obowiązkowe stosowanie instalacji CCS. Warianty te oznaczono nazwami wskazującymi na unijne źródła głównych uwzględnionych w nich elementów: EU_CO₂, EU_MIX i EU_CCS. Taki zestaw wariantów obliczeniowych umożliwia ocenę skutków osobno każdego z elementów unijnej polityki energetyczno – klimatycznej.

Tablica 2.1. Rozpatrywane warianty polityki energetyczno – klimatycznej w Polsce

Oznaczenie wariantu	Główne założenia	Interpretacja
BAU (Kontynuacji)	⇒ Warunki funkcjonowania energetyki z końca 2007 r., w tym: ⇒ zerowa cena uprawnień do emisji CO ₂	Wariant porównawczy do oceny całości skutków polityki klimatycznej UE, w tym jej skutków cenowych w porównaniu do sytuacji sprzed 2008 r.
ODN (Odniesienia)	⇒ Bez nowych działań na rzecz ograniczenia na emisję CO ₂ w Polsce i UE ⇒ Obecny system EU ETS, cena uprawnień 20 Euro/t CO ₂ , w większości bezpłatny przydział uprawnień ⇒ Cele dot. OZE wg aktualnej polityki (7,5% udział energii elektrycznej z OZE od 2010 i 5,75% udział biopaliw)	Jest to wariant, porównawczy, który służy do oceny skutków nowych elementów polityki unijnej zawartych w propozycjach z 2007 i 2008 r. w stosunku do wymagań wprowadzonych wcześniej m.in. poprzez aktualnie działający system EU ETS.
EU_CO2 (redukcja emisji GC)	⇒ Po roku 2013 cena uprawnień do emisji na poziomie 39 Euro/t CO ₂ ⇒ Przydział uprawnień - w elektroenergetyce 100% przydział odpłatny po roku 2013, u producentów ciepła 20-100% w okresie 2013-2020 i 100% po 2020. ⇒ Przychody z aukcji ze sprzedaży przydzielonych Polsce do zbycia uprawnień emisyjnych zasilają budżet, a pośrednio zwiększają przychody gospodarstw domowych i sektorów produkcyjnych ⇒ bez nowych wymuszeń na OZE i kogenerację (rozwijają się do poziomu uzasadnionego wymaganą redukcją emisji CO ₂)	Wariant ten pokazuje skutki spowodowane wprowadzeniem proponowanych modyfikacji systemu EU ETS: a) odpłatny przydział uprawnień emisyjnych na aukcji, b) wzrost cen uprawnień emisyjnych. Skutki będą opisane głównie przez: a) zmiany struktury technologicznej i paliwowej w energetyce, b) zmiany kosztów produkcji energii.
EU_MIX (emisja GC i rozwój OZE)	⇒ stymulowanie redukcji emisji CO ₂ i przychody z aukcji jak w EU_CO2 ⇒ nowe cele UE odnośnie rozwoju produkcji energii z OZE (15% w 2020, w tym 10% biopaliw)	Wariant ten pozwala na ocenę wykonalności i skutków proponowanych nowych celów dotyczących rozwoju OZE
EU_CCS (dodatkowo – obowiązkowy CCS)	⇒ Wymagania dot. redukcji CO ₂ i rozwoju OZE jak w EU_MIX ⇒ Wymóg stosowania instalacji CCS w nowych elektrowniach węglowych od roku 2025	Ocena skutków kosztowych i cenowych hipotetycznego, obowiązkowego stosowania CCS od roku 2025.

Ocena różnych wariantów polityki unijnej dokonana została w odniesieniu do wariantów porównawczych. Pierwszy z nich (tzw. wariant *Odniesienia*) zakłada utrzymanie w okresie do roku 2030 aktualnej polityki energetyczno-klimatycznej, w tym obecnego systemu EU ETS

przy cenie uprawnień emisyjnych na poziomie 20 Euro/t CO₂. Jednak ten wariant nie odpowiada dotychczasowej sytuacji sektora energetycznego do roku 2007, gdy ceny uprawnień emisyjnych oscylowały w pobliżu zera. Można uznać, że do tego roku skutki polityki klimatycznej UE były dla Polski znikome. W roku 2008 ta sytuacja się szybko zmienia. Wdrożenie systemu EU ETS należy postrzegać jako pierwszy, poważny krok zmierzający do zainstalowania na poziomie UE tzw. polityki ochrony klimatu, nakierowanej na redukcję emisji gazów cieplarnianych. Dlatego do oceny pełnych skutków polityki klimatycznej UE jako punkt odniesienia przyjęto wariant *Kontynuacji*, który zakłada zerową cenę uprawnień do emisji CO₂ i stanowi kontynuację warunków funkcjonowania energetyki sprzed roku 2008.

2.2.2. Warianty obliczeniowe

Ocenę skutków pakietu energetyczno-klimatycznego z 2008 r. przeprowadzono dla warunków BAZOWEGO scenariusza makroekonomicznego oraz dwóch wariantów popytu na energię:

- ⇒ **Podstawowego** – bez szczególnych działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej,
- ⇒ **Efektywnego** - zakładającego wdrożenie aktywnej polityki efektywności energetycznej nakierowanej na uzyskanie ok. 20% redukcji zużycia energii w roku 2020, zgodnie z propozycją KE zawartą w ramach tzw. Pakietu 3*20 z 2007r.

Ze względu na dużą liczbę wariantów obliczeniowych zrezygnowano z przeprowadzenia dodatkowych obliczeń dla UMIARKOWANEGO scenariusza rozwoju gospodarczego, który zakłada nieco niższe tempo rozwoju. Poniżej przedstawiono podstawowy zestaw analizowanych wariantów obliczeniowych

Tablica 2.2. Układ i oznaczenie badanych wariantów obliczeniowych

Polityka ochrony klimatu i rozwoju OZE		Scenariusz makroekonomiczny i popyt na energię	
Wariant	Opis wymagań	BAZOWY PODSTAWOWY (bez polityki poprawy efektywności)	BAZOWY EFEKTYWNY (z polityką poprawy efektywności)
Wymagania aktualne	Bez EU ETS lub zerowe ceny uprawnień - jak do roku 2007	BAU	BAU-E
	EU ETS - ceny uprawnień jak dla okresu 2008 – 2012	ODN	ODN-E
Pakiet KE 2008	Nowy EU ETS, wyższe ceny uprawnień, alokacja na aukcji	EU_CO2	EUCO2-E
	Nowy EU ETS i rozwój OZE (15%)	EU_MIX	EUMIX-E
Obowiązkowy CCS	obowiązkowy od roku 2025 w elektrowniach węglowych	EU_CCS	EUCCS-E

Uwaga: czcionką pogrubioną zaznaczono warianty, których wyniki prezentowane są w pełnym zakresie

Polityka poprawy efektywności energetycznej jest w znacznej mierze niezależna od działań na rzecz redukcji emisji CO₂ i rozwoju OZE. Dlatego zróżnicowanie założeń odnośnie polityki efektywności energetycznej zostało dokonane na etapie opracowania prognozy popytu na energię przez odbiorców końcowych.

W efekcie każdy wariant polityki energetyczno – klimatycznej był analizowany w warunkach kontynuacji aktualnej polityki efektywności oraz w warunkach hipotetycznej aktywnej polityki poprawy efektywności. Takie podejście pozwala zaobserwować czy wdrożenie aktywnej polityki efektywności energetycznej spowoduje znaczące zmniejszenie kosztowych i cenowych skutków propozycji KE z 2008 r.

Wyniki wariantów obliczeniowych zakładających hipotetyczne wprowadzenie obowiązku stosowania instalacji CCS, posłużyły głównie do sformułowania ogólnych wniosków jakościowych. Mogą one być wykorzystane w dyskusjach z KE dot. ewentualnych projektów wprowadzenia wymogu obowiązkowego stosowania CCS.

2.3. Najważniejsze założenia obliczeniowe

Ze względu na szeroki zakres badanych zagadnień, przeprowadzenie obliczeń dla każdego wariantu obliczeniowego wymaga zdefiniowania dość dużego zestawu założeń. W celu łatwiejszego zrozumienia ich zakresu, logiki oraz umożliwienia dotarcia do konkretnych przyjętych wartości liczbowych przyjęto trzystopniowy sposób ich prezentacji poprzez przedstawienie kolejno:

- a) Ogólnego układu ze wskazaniem głównych grup założeń oraz sposobu zróżnicowania pomiędzy wariantami obliczeniowymi – w tabl. 2.3;
- b) Bardziej szczegółowych założeń w odniesieniu do najważniejszych czynników wpływających na przyszły rozwój systemu energetycznego – w tabl. 2.4;
- c) Szczegółowych danych liczbowych dla tych założeń, które obejmują szerszy zestaw danych liczbowych – w Załączniku 1.

2.3.1. Zakres i sposób różnicowania założeń

Ogólny układ założeń odwzorowuje grupy najważniejszych czynników wpływających na rozwój systemu energetycznego kraju. Do najważniejszych należą: popyt na energię, warunki dostaw paliw, prawnie obowiązujące wymagania ekologiczne (np. limity emisji) lub energetyczne (np. wymagany udział energii z OZE), charakterystyki istniejących obiektów oraz nowych technologii, a także koszt pozyskania kapitału.

Niektóre z tych założeń mogą się różnić w zależności od analizowanego scenariusza lub wariantu obliczeniowego, inne są przyjmowane tak samo we wszystkich wariantach. Poniżej przedstawiono syntezę założeń obliczeniowych ze wskazaniem głównych grup założeń oraz zasad ich różnicowania pomiędzy różnymi wariantami obliczeniowymi.

Tablica 2.3. Główne grupy założeń i wyników i ich różnicowanie w wariantach obliczeniowych

	BAU (BAU-E)	ODN (ODN-E)	EU_CO2 (EU_CO2-E)	EU_MIX (EU_MIX-E)
A. Wielkości ramowe				
Parametry obliczeniowe	⇒ stopa dyskontowa: 10% ⇒ lata obliczeniowe: 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030 ⇒ jedn. pieniężna: zł'2005 (zł. o sile nabywczej z 2005 r.) ⇒ 1\$ = 3,24 zł; 1 Euro = 4,05 zł (waluty o sile nabywczej z 2005 r.)			
B. SCENARIUSZ ROZWOJU				
Rozwój gospodarczy	W pierwszym przebiegu: Scenariusz BAZOWY oparty na oficjalnych dokumentach i prognozach rządowych, W kolejnym cyklu: wyliczone zmiany PKB na skutek zmian cen energii			
Popyt na energię	W pierwszym przebiegu: Dwa warianty spójne ze scenariuszem BAZOWYM: ⇒ PODSTAWOWY - bez polityki poprawy efektywności ⇒ EFEKTYWNY – z aktywną polityką poprawy efektywności W kolejnym cyklu – wyliczone zmiany popytu na energię			
C. UWARUNKOWANIA RYNKOWE I PRAWNE				
Dostawy paliw	Jeden zestaw określający warunki cenowe i maksymalne ilości dostaw krajowych i z importu: ⇒ węgla kamiennego, węgla brunatnego, Gazu ziemnego, ropy naftowej			
Obowiązujące wymagania ekologiczne i wymuszenia rynkowe	Jeden zestaw instrumentów i wymagań, dotyczący w szczególności: ⇒ obiektowych standardów emisji SO ₂ i NO _x (dyrektywa LCP) ⇒ udziału energii z wysokosprawnej kogeneracji i z OZE ⇒ udziału biopaliw			
Polityka energetyczno - klimatyczna UE	Bez EU ETS lub zerowa cena uprawnień	EU ETS cena jak w okresie 2008 -2012	Nowy EU ETS	Nowy EU ETS + OZE + CCS Ready
D. OGRANICZENIA ROZWOJOWE	Jeden zestaw założeń, w tym: Zrównoważone saldo wymiany energii elektrycznej, brak ochrony produkcji górnictwa krajowego, dopuszczone dostawy gazu ze wszystkich realnie dostępnych kierunków, dopuszczony rozwój energetyki jądrowej od roku 2020			
E. ANALIZY CZUŁOŚCIOWE				
Strategia rozwoju OZE				+
Rozwój kogeneracji				+
Konkurencja technologii				+
Obowiązek CCS				+
F. WSKAŹNIKI OCENY				
Wskaźniki bezpośrednie	Jeden zestaw ¹			
Wskaźniki pośrednie: gospodarcze i społeczne	-	-	Zmiany PKB i innych kategorii makroekonomicznych	

¹ Produkcja energii, moce wytwórcze, struktura technologii, zużycie paliw, emisje CO₂, koszty produkcji, nakłady inwestycyjne, koszty marginalne

Analizy czułościowe mają na celu ocenę wpływu określonych założeń na uzyskiwane wyniki. Wykonywane są w odniesieniu do założeń szczególnie niepewnych lub mających istotny wpływ na wyniki. W niniejszej pracy obejmowały one:

- analizę różnych sposobów osiągnięcia sformułowanych w Pakiecie celów odnośnie rozwoju produkcji energii z OZE;
- analizę możliwości szerszego wykorzystania potencjału kogeneracji w warunkach nowej polityki energetycznej UE, w tym szczególnie wymagań odnośnie redukcji emisji CO₂ i rozwoju OZE;
- analizę konkurencyjności technologii węglowych oraz zapotrzebowania na węgiel krajowy w szerszym zakresie uwarunkowań (wysokie ceny paliw na rynku światowym, wyższe koszty wydobycia węgla w kraju, brak energetyki jądrowej, obowiązek stosowania instalacji CCS).

Wszystkie warianty opisywane są tym samym zestawem wyników. W przypadku wariantów zakładających pełne wdrożenie unijnego pakietu energetyczno – klimatycznego wyznaczane są także skutki gospodarcze i społeczne.

Główne wyniki podstawowych wariantów obliczeniowych są omawiane w niniejszym raporcie, a wyniki szczegółowe przedstawione są w Załączniku 2. Natomiast wyniki analiz czułościowych zostały przedstawione i omówione w Załącznikach 3 – 5.

2.3.2. Najważniejsze założenia liczbowe

Założenia w tabl. 2.4. są rozwinięciem i uszczegółowieniem ogólnego schematu założeń obliczeniowych przedstawionego w tabl. 2.3. Przedstawiają ważniejsze założenia liczbowe oraz jakościowy opis tych grup założeń, które w szczegółach prezentowane są w załączniku. Dane zawarte w Załączniku 1 zostały zebrane w taki sposób by stanowiły możliwie całościowy zestaw założeń obliczeniowych, wraz z częścią makroekonomiczną i prognozami popytu na energię. Wyniki analiz dotyczące scenariuszy makroekonomicznych prezentowane są szczegółowo w pierwszej części raportu. Załącznik 1 przywołuje część tych danych by ułatwić czytelnikom ogląd wyników w kontekście przyjętych założeń, bez konieczności sięgania do osobnej części raportu.

Tablica 2.4. Zestawienie głównych założeń we wszystkich podstawowych wariantach obliczeniowych

Ozn	Rozważany czynnik	BAU (Kontynuacja'2007)	ODN (Odniesienia)	EU_CO2 (nowy EU ETS)	EU_MIX (Pakiet 2008)	EUMIX-E (Pakiet 2008+ Effi)
C.	UWARUNKOWANIA RYNKOWE I PRAWNE					
C.1	DOSTAWY PALIW					
	Ceny importowe paliw	W obliczeniach wykorzystana została prognoza cen importowych i eksportowych paliw - wg wariantu UMIARKOWANEGO <i>Prezentacja szczegółowych założeń liczbowych – w Załączniku nr 1, pełen opis dwuwariantowej prognozy cenowej zamieszczono w pierwszej części raportu</i>				
	Dostępność paliw z importu (ograniczenia dolne i górne)	Jeden zestaw założeń: ograniczenia dotyczą jedynie importu gazu ziemnego i zostały opracowane na podstawie danych o możliwych kierunkach importu (<i>Raport częściowy 4</i>) brak ograniczeń na import węgla kamiennego <i>Prezentacja szczegółowych założeń liczbowych – w Załączniku nr 1</i>				
	Koszty dostaw paliw krajowych: ⇒ węgiel kamienny ⇒ w. brunatny	Jeden zestaw założeń: - węgiel brunatny - na podst. danych z KWB zgromadzonych za pośrednictwem S. Poręby - węgiel kamienny - na podst. danych z GIG opracowanych za pośrednictwem K. Szynola - gaz ziemny - na podst. analiz własnych z wykorzystaniem informacji publikowanych przez PGNiG <i>Prezentacja szczegółowych założeń liczbowych – w Załączniku nr 1</i> <i>Pełen opis wyników oszacowań dla sektorów paliwowych zamieszczono w pierwszej części raportu</i>				
	Dostępność paliw krajowych (ograniczenia górne)					
	Sprawność i koszty przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej	Wskaźniki strat w podziale na wysokie, średnie i niskie napięciem, opracowane na podst. danych statystycznych: Stan w 2005 r.: WN - 2,4%; SN – 4,7%; nN – 12,3% W okresie 2010 – 2030 – bez zmian Koszty przesyłu (bez k. strat sieciowych): Opracowane na podst. danych statystycznych i taryfowych W 2005 r.: WN – 68 zł/MWh, SN – 24 zł/MWh nN - 71 zł/MWh (163 zł/MWh w wartościach skumulowanych) W okresie 2010 – 2030 – wzrost o 0,5% rocznie				zmniejszenie strat sieciowych do: WN – 2,2%; SN - 3,8%; nN – 10% w roku 2030 Koszty przesyłu: W okresie 2010 – 2030 wzrost kosztów o 1% rocznie (wydatki na ograniczenie strat przesyłu)

Ozn	Rozważany czynnik	BAU (Kontynuacja'2007)	ODN (Odniesienia)	EU_CO2 (nowy EU ETS)	EU_MIX (Pakiet 2008)	EUMIX-E (Pakiet 2008+ Effi)
	Ceny transportu węgla	Jeden zestaw założeń Dane dla 2005 r. opracowane na podstawie własnych analiz: - energetyka zawodowa średnio 125 km, 19,2 zł/t, 0,84 - 0,94 zł/GJ, - energetyka przemysłowa średnio 200 km, 42 zł/t, 1,92 zł/GJ W latach 2005-2030 wzrost realny kosztów transportu o 1% rocznie (kontynuacja obecnego trendu)				
C.2	UWARUNKOWANIA PRAWNE					
	Wymagania dot. promocji kogeneracji	Promocja kogeneracji zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE i aktualnymi przepisami krajowymi - świadectwa pochodzenia: a) „żółte certyfikaty” = < 1MW i gazowe 2008r- 2,7% ; 2009- 2,9% ; 2010 – 3,1% ; 2011 – 3,3% ; 2012- 3,5% b) „czerwone certyfikaty” (inne niż w a): Rok 2008- 19,0% ; 2009- 20,6% ; 2010– 21,3% 2011 – 22,2% ; 2012- 23,2% <i>(cele skorygowano w trakcie analiz – patrz opis wyników)</i>		Po roku 2012 - kogeneracja węglowa i gazowa traktowana jest jako jedna z opcji redukcji emisji i konkuruje z innymi technologiami o niskich emisjach CO2, szczególnie takimi jak elektrociepłownie i ciepłownie na biomasę		
	Wymagania odnośnie emisji SO2, NOx: ⇒ standardy emisji ⇒ limity emisji	Wdrożenie dyrektywy LCP z uwzględnieniem okresów przejściowych i tzw. derogacji naturalnych, bez zbiorczych limitów emisji SO2 i NOx zapisanych w Traktacie Akcesyjnym				
	Wymagania dot. rozwoju OZE ⇒ udział energii elektrycznej OZE w produkcji brutto	W latach 2005, 2010 i później odpowiednio udział: 2,6%; 7,5%; <i>(skorygowany w trakcie obliczeń do 5% w roku 2010 i 7,5% w roku 2015)</i>		W latach 2005, 2010 – jak w ODN w okresie 2011 – 2030 produkcja energii elektr. z OZE będzie wynikała z dążenia do spełnienia wymogu 15% energii z OZE w zużyciu finalnym od roku 2020		
	⇒ Udział OZE w produkcji ciepła	Wynikowy – jako skutek rozwoju produkcji skojarzonej z OZE, głównie na biomasie		Jak wyżej		
	⇒ Udział biokomponentów w paliwach napędowych	W latach 2005, 2010 i później odpowiednio udział: 0,48% i 5,75%			w latach 2005, 2010 – jak w ODN w latach 2020, 2030: 10%	

Ozn	Rozważany czynnik	BAU (Kontynuacja'2007)	ODN (Odniesienia)	EU_CO2 (nowy EU ETS)	EU_MIX (Pakiet 2008)	EUMIX-E (Pakiet 2008+ Effi)
	Wymagania prawne (cele) dot. efektywności energetycznej ⇒ redukcja zapotrzebowania na energię pierwotną	Istniejący zestaw instrumentów, uwzględniany głównie na etapie prognozowania finalnego popytu na energię elektryczną				Uwzględnienie efektów aktywnej polityki poprawy efektywności zmierzającej do uzyskania ok. 20% redukcji zużycia energii pierwotnej w 2020 i 2030 r. ²
	Wymagania odnośnie emisji CO2 System EU ETS: ⇒ cena uprawnień do emisji CO2 ⇒ sposób rozdziału uprawnień emisyjnych	Zerowa cena uprawnień – jak do roku 2007 (brak aktywnej polityki redukcji emisji CO2)	Cena uprawnień 20 Euro/t w latach 2008 (2010) - 2030 Darmowy przydział uprawnień na poziomie uwzględniającym opłacalną redukcję emisji CO2 przy założonej cenie uprawnień	Cena uprawnień: ⇒ w latach 2008-2012 jak w ODN ⇒ w latach 2013 – 2030 na poziomie 39 Euro/t: Zasady przydziału uprawnień: ⇒ w elektroenergetyce: 100% zakup uprawnień od 2013 r. ⇒ u producentów ciepła: rosnący udział uprawnień emisyjnych rosnący kupowanych na aukcji (20-100% w latach 2013 – 2020).		
	⇒ non EU ETS	Brak ograniczeń	Brak ograniczeń: emisje te traktowane jako część składowa emisji krajowych			
D.	OGRANICZENIA ROZWOJOWE					
D.1	Sektor paliwowy					
	Strategia dywersyfikacji dostaw gazu	brak ograniczeń (ograniczenia zapisane w Rozp. z 24.10.2000 traktowane jako wytyczne, które mogą ulec zmianie)				
	Dolne ograniczenie na produkcję węgla kamiennego	Bez ograniczeń				
	Dolne ograniczenie na produkcję węgla brunatnego	Bez ograniczeń				

² efekty uwzględniono poprzez opracowanie efektywnego wariantu prognozy popytu na energię w ramach każdego z dwóch scenariuszy rozwoju gospodarczego, w obliczeniach nie były uwzględniane koszty uzyskania tych efektów, dlatego pod względem kosztowym można porównywać jedynie wyniki obliczeń uzyskane w ramach tej samej polityki efektywności energetycznej.

Ozn	Rozważany czynnik	BAU (Kontynuacja'2007)	ODN (Odniesienia)	EU_CO2 (nowy EU ETS)	EU_MIX (Pakiet 2008)	EUMIX-E (Pakiet 2008+ Effi)
D.2	Elektroenergetyka					
	Likwidacje istniejących mocy, zadecydowane modernizacje i nowe bloki	Likwidacje istniejących mocy – na podst. danych z elektrowni (dane szczegółowe w Załącznik 1) Zadecydowane modernizacje: Bełchatów (10 bloków), Pątnów II (4 bloki), Połaniec (1 blok), Turów (1 blok) Zadecydowane nowe bloki: Pątnów II (460 MW), Bełchatów II (858 MW), Łagisza (460 MW) Pozostałe zgłoszone plany budowy nowych bloków traktowane jako niezdecydowane (opcjonalne)				
	Import/eksport energii elektrycznej lub saldo wymiany	Zrównoważone saldo wymiany energii elektrycznej od roku 2010				
	Udział energetyki jądrowej	Wprowadzone zostały ograniczenia, które wynikają z dwóch czynników: ⇒ czasu trwania cyklu inwestycyjnego (pierwsze uruchomione moce elektrowni jądrowej od 2020 r.) ograniczenia dynamiki rozwoju elektrowni jądrowej (wzrost nie może nastąpić skokowo, bo wymaga stworzenia zupełnie nowej infrastruktury dla obsługi elektrowni jądrowych) Max moce: 2020 – 800 MW, 2025 – 2400 MW, 2030 - 6500 MW.				

3. Ocena skutków dla systemu energetycznego

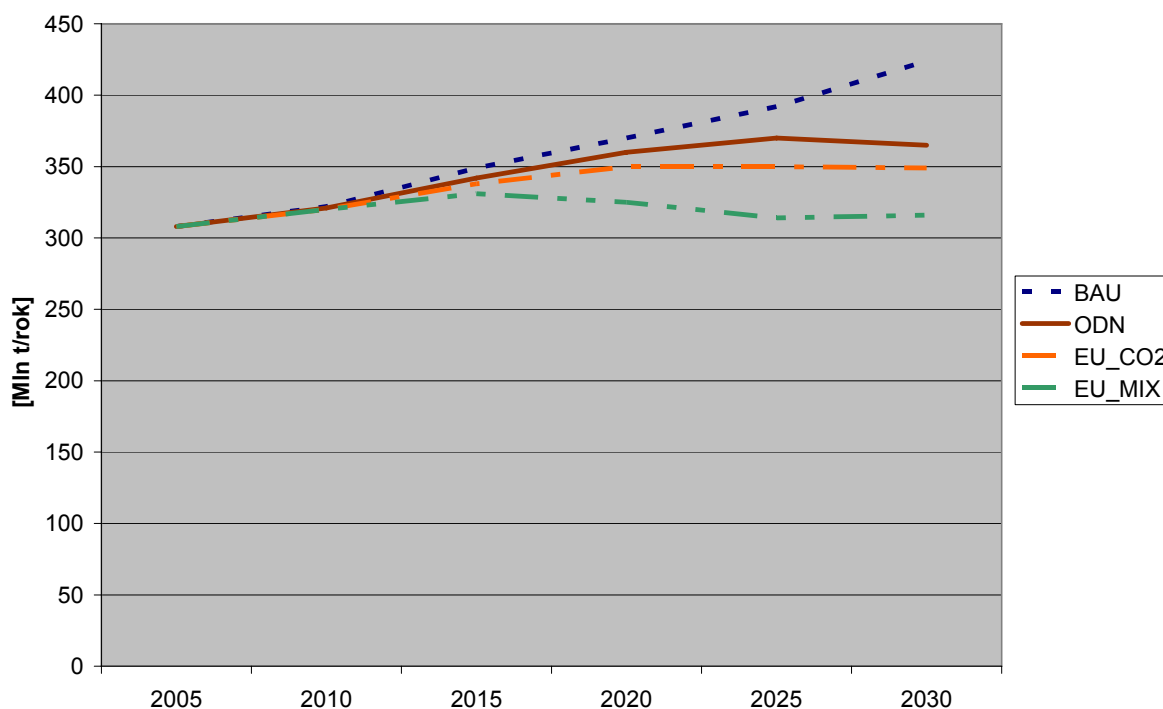
Ocena skutków dla systemu energetycznego została wykonana w oparciu o wyniki obliczeń przeprowadzonych przy pomocy modelu EFOM-PL. Podstawowy zestaw wyników obliczeniowych dla każdego z sześciu analizowanych scenariuszy zamieszczono w Załączniku 2 do niniejszego opracowania. W niniejszym rozdziale dokonano omówienia wybranych, najistotniejszych z punktu widzenia celu pracy zagadnień.

3.1. Skutki w skali całego kraju

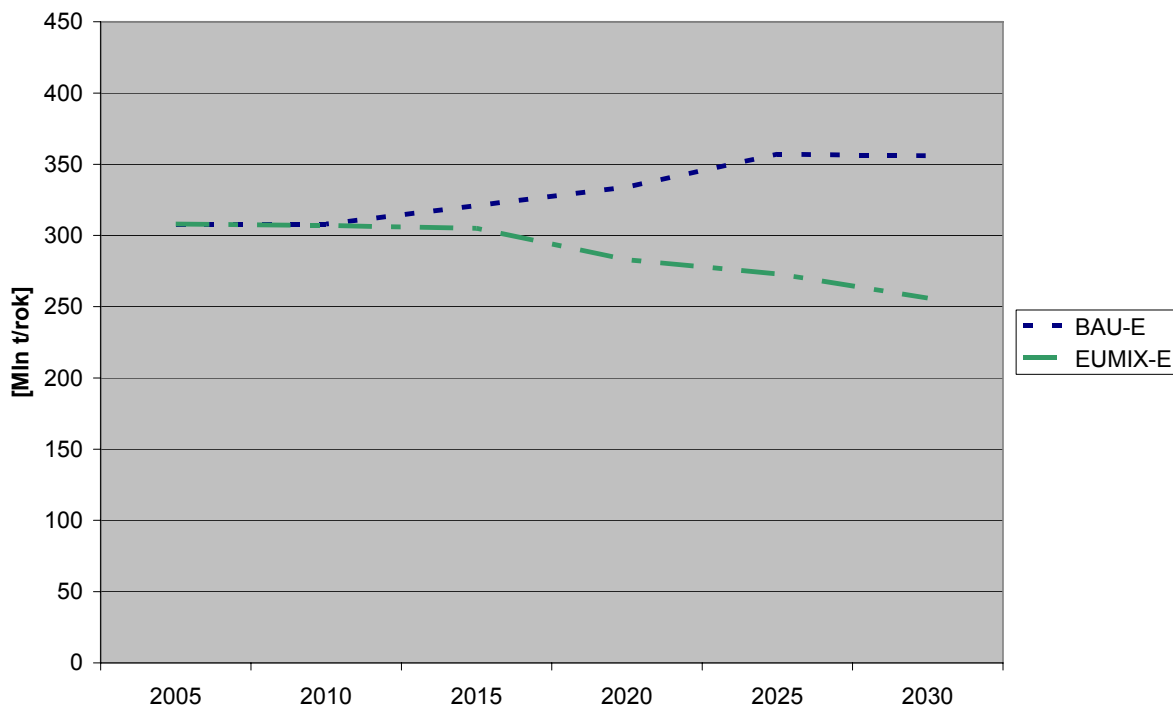
Propozycje zawarte w Pakiecie energetyczno – klimatycznym nakierowane są na redukcję emisji CO₂ i rozwój energii ze źródeł odnawialnych. Ich zastosowanie będzie miało istotny wpływ na funkcjonowanie całego systemu energetycznego. W niniejszej pracy rozważane są głównie skutki w sektorach energetycznych objętych unijnym systemem handlu emisjami oraz poddanych wymaganiom rozwoju produkcji z OZE. Propozycje KE będą miały największy wpływ na producentów energii elektrycznej i ciepła, a poprzez zmiany struktur technologicznych i paliwowych – na sektory paliwowe.

3.1.1. Emisje CO₂

Ochrona klimatu poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych w tym CO₂ jest priorytetowym celem polityki energetycznej UE. Rys. 3.1 i 3.2 pokazują przewidywany wpływ instrumentów proponowanych do wdrożenia przez UE na emisje CO₂ w Polsce.



Rys 3.1. Emisje CO₂ w różnych scenariuszach, **bez polityki poprawy efektywności**



Rys 3.2. Emisje CO₂ w różnych scenariuszach, z polityką poprawy efektywności

W scenariuszu BAU, zakładającym brak działań na rzecz redukcji emisji CO₂, emisje energetyczne rosną z poziomu ok. 309 mln t w roku 2005 do 424 mln t w roku 2030. Kolejne scenariusze uwzględniają instrumenty nakierowane na ograniczenie emisji CO₂ i rozwój produkcji energii z OZE:

ODN – system EU ETS przy cenach uprawnień 20 Euro/t,

EU_CO2 – wdrożenie obecnych propozycji modyfikacji EU ETS, cena uprawnień 39 Euro/t,

EU_MIX – dodatkowe wdrożenie celów dotyczących rozwoju produkcji energii z OZE.

Wdrożenie pełnego pakietu propozycji KE z roku 2008 według przeprowadzonych obliczeń spowoduje wyhamowanie wzrostu emisji w roku 2015 na poziomie ok. 330 mln t i spadek do poziomu ok. 315 Mln t w latach 2025 i 2030. Oznacza to przekroczenie emisji z roku 2005 w całym okresie prognozowania.

Wdrożenie zdecydowanych działań na rzecz poprawy efektywności wraz z pakietem proponowanych przez KE instrumentów stworzy szanse do utrzymania emisji CO₂ na poziomie zbliżonym do emisji z 2005 r. do roku 2015 i jej zmniejszenie do poziomu 200 - 260 mln t w latach 2020 – 2030.

Wyniki dla pośrednich scenariuszy ODN, EU_CO2 (por. rys. 3.1) pokazują wpływ kolejnych instrumentów polityki UE na emisje CO₂. Zwiększenie ceny uprawnień do emisji CO₂ z poziomu ok. 20 Euro/t (w scenariuszu ODN) do 39 Euro/t (w scenariuszu EU_CO2) daje stosunkowo niewielki efekt redukcji. Większe redukcje uzyskuje się w wyniku stymulowania

redukcji emisji obecnymi cenami uprawnień. Znaczące redukcje emisji związane są natomiast z wdrożeniem proponowanych celów rozwoju OZE.

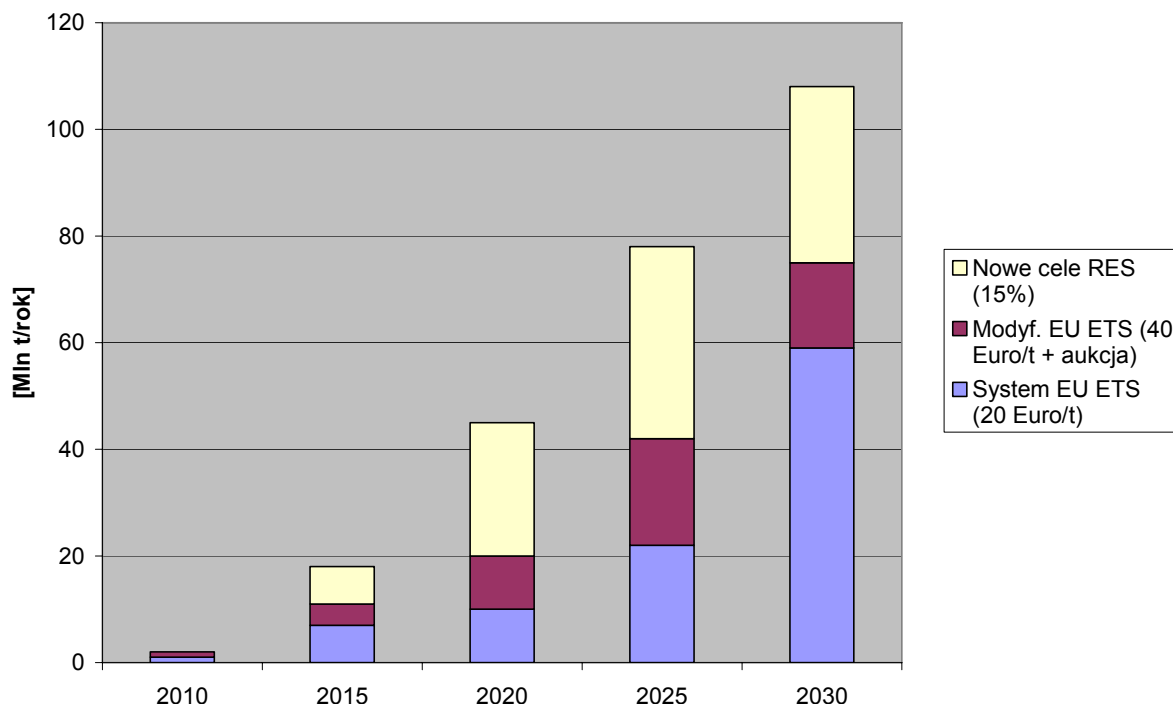
Efekty porównywalne z działaniem systemu handlu emisjami w wersji proponowanej przez KE w projekcie nowelizacji dyrektywy ETS można uzyskać w wyniku wdrożenia aktywnej polityki poprawy efektywności nakierowanej na uzyskanie do 20% redukcji zużycia energii. W obydwu bowiem scenariuszach EU_CO2 i BAU-E uzyskuje się po roku 2020 emisje na poziomie zbliżonym do 350 mln t rocznie.

Ocena kosztów uzyskania omówionych wyżej redukcji emisji CO₂ przedstawiona jest w rozdz. 3.1.2. Należy jednak podkreślić, że o ile w przeprowadzonych obliczeniach dokonano oszacowania kosztów redukcji emisji uzyskiwanej w efekcie wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego, to oszacowanie kosztów polityki poprawy efektywności, jak również potwierdzenie możliwości uzyskania przyjętych w wariantcie Efektywnym oszczędności zużycia paliw, wymaga przeprowadzenia osobnych dość złożonych analiz.

Należy też zaznaczyć, że podane zmiany emisji CO₂ nie uwzględniają w pełni potencjału redukcji emisji CO₂ w sektorach nie objętych systemem EU ETS. Procesy użytkowania paliw w tych sektorach nie były bowiem przedmiotem szczegółowych analiz w niniejszej pracy.

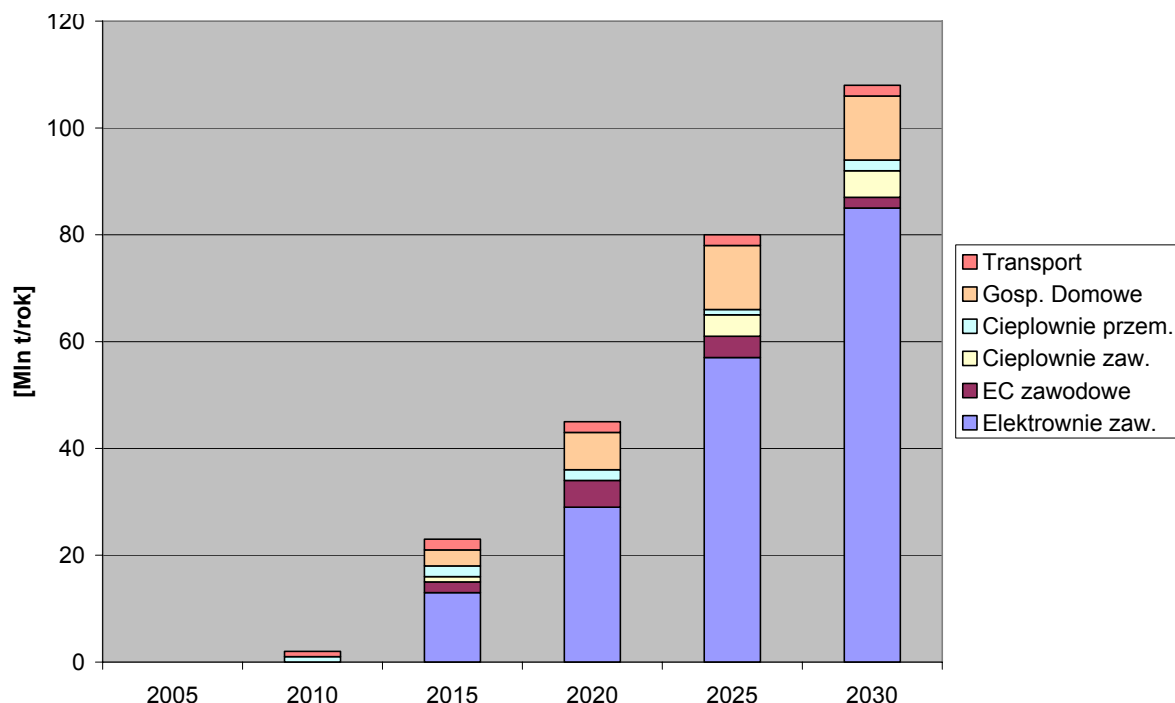
3.1.2. Koszty i efektywność redukcji emisji CO₂ i rozwoju OZE

Efekty wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego w postaci redukcji emisji CO₂ uzyskują znaczącą skalę w roku 2015 i stopniowo rosną. Na rys. 3.3 przedstawiono te efekty w rozbiciu na rozpatrywane instrumenty polityki klimatycznej.



Rys. 3.3. Redukcje emisji CO₂ w rozbiciu na poszczególne instrumenty polityki klimatycznej

Największe emisje uzyskiwane są w sektorze elektrowni zawodowych, co pokazuje rys. 3.4. Stosunkowo wysokie redukcje w sektorze gospodarstw domowych związane są z substytucją węgla, stosowanego nadal powszechnie do ogrzewania pomieszczeń, paliwami biomasowymi w ramach realizacji celu dotyczącego zwiększenia wykorzystania OZE.



Rys 3.4. Struktura sektorowa redukcji emisji CO₂ w scenariuszu **EU_MIX** w porównaniu do scenariusza **BAU** (nie uwzględnia wzrostu produkcji i emisji CO₂ w EC przemysłowych)

Uzyskanie redukcji emisji CO₂ wymaga poniesienia kosztów na wdrożenie technologii o niższych emisjach jednostkowych lub zastosowania droższych paliw o niższych wskaźnikach emisji. W tabl. 3.1. przedstawiono zestawienie efektów redukcji emisji CO₂, kosztów związanych z ich uzyskaniem oraz wyliczonych na tej podstawie kosztów jednostkowych. Dane te prezentowane są osobno dla kolejnych komponentów polityki klimatycznej, co umożliwia porównanie ich efektywności.

Tablica 3.1. Redukcja emisji CO₂ na skutek wdrożenia kolejnych mechanizmów polityki energetyczno – klimatycznej UE oraz jej koszty, scenariusze bez polityki efektywności energetycznej

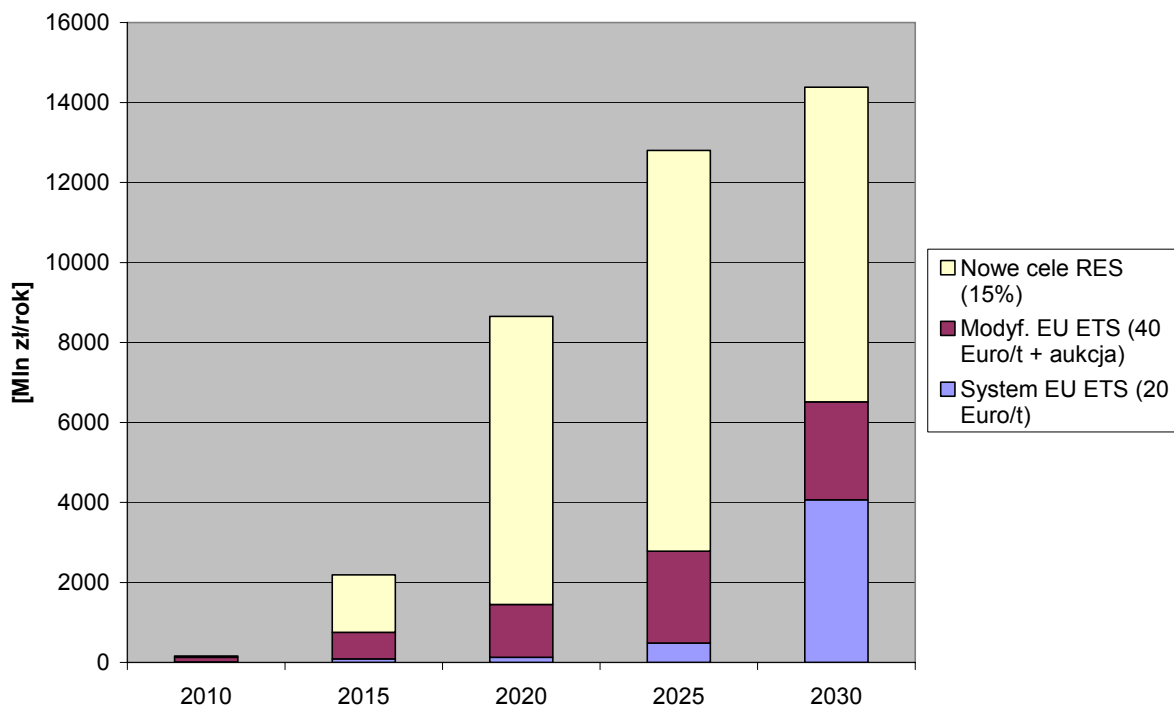
Instrument	2010	2015	2020	2025	2030
A. Efekty (redukcja emisji CO₂)					[Mt/a]
1. System EU ETS (20 Euro/t)	1	7	10	22	59
2. Modyfikacja EU ETS (40 Euro/t + aukcja)	1	4	10	20	16
3. Nowe cele dot. rozwoju OZE (15%)	0	7	25	36	33
4. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do ODN)	1	11	35	56	49
5. Cała polityka klimatyczna (por do BAU)	2	18	45	78	108

B. Przyrost rocznych kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych					
	[Mln zł/a]				
1. System EU ETS (20 Euro/t)	12	91	130	483	4066
2. Modyfikacja EU ETS (40 Euro/t + aukcja)	117	662	1319	2297	2451
3. Nowe cele dot. rozwoju OZE (15%)	32	1435	7202	10021	7863
4. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do ODN)	149	2096	8521	12318	10314
5. Cała polityka klimatyczna (por do BAU)	162	2187	8651	12801	14381

C. Średnie jednostkowe koszty redukcji emisji CO₂					
	[zł/t]				
1. System EU ETS (20 Euro/t)	12	13	13	22	69
2. Modyfikacja EU ETS (40 Euro/t + aukcja)	117	165	132	115	153
3. Nowe cele dot. rozwoju OZE (15%)		205	288	278	238
4. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do ODN)	149	191	243	220	210
5. Cała polityka klimatyczna (por do BAU)	81	122	192	164	133

Uwaga: Podane koszty redukcji emisji związane są wyłącznie z uzyskaniem optymalnych dla danych wymagań struktur technologicznych, nie uwzględniają kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂

Przedstawiono także efekty i koszty dla całego pakietu energetyczno – klimatycznego KE z 2008 r. – przez porównanie wyników scenariusza realizującego wymagania Pakietu 2008 z wariantem kontynuacji obecnego funkcjonowania systemu EU ETS (scenariusz ODN). Pokazano także skutki całej polityki klimatycznej UE – poprzez porównanie ze scenariuszem kontynuacji stanu sprzed roku 2008 (scenariusz BAU).



Rys. 3.5. Koszty redukcji emisji CO₂ w rozbiciu na poszczególne instrumenty polityki klimatycznej, scenariusze bez aktywnej polityki efektywności (por. do scenariusza BAU)

W przypadku utrzymania obecnego systemu handlu emisjami znaczące koszty związane z dostosowaniem struktur technologicznych do cen uprawnień emisyjnych na poziomie 20 Euro/t pojawią się dopiero od roku 2015 kiedy osiągną 130 mln zł (rocznie) i będą rosły do poziomu ok. 500 mln zł rocznie w roku 2025 i ponad 4 mld zł w roku 2030. Koszty te związane są np. z szerszym niż w scenariuszu BAU wykorzystaniu elektrowni gazowych oraz zastosowaniem od roku 2030 elektrowni jądrowych. Koszty zakupu uprawnień do emisji w scenariuszu ODN nie pojawią się jeżeli w ramach obecnego systemu darmowy przydział uprawnień uwzględniać będzie w sposób realny zarówno przewidywany wzrost popytu na energię jak i możliwości efektywnej kosztowo redukcji emisji przy aktualnym poziomie cen uprawnień emisyjnych. Jeśli jednak przydział będzie zaniżony, wówczas oprócz kosztów redukcji emisji pojawią się koszty zakupu brakującej liczby uprawnień emisyjnych.

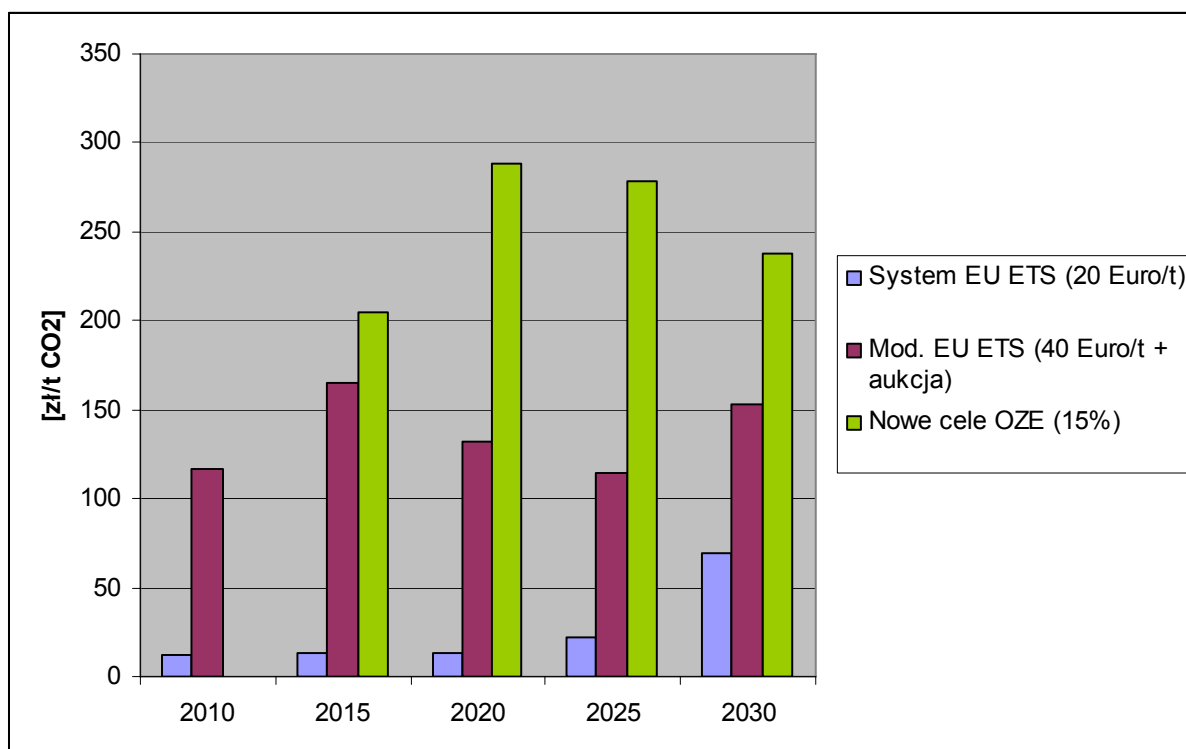
Nowe elementy polityki energetyczno – klimatycznej zawarte w pakiecie KE z 2008 r. spowodują drastyczny wzrost kosztów ponoszonych na redukcję emisji CO₂. Wzrost cen uprawnień do poziomu 39 Euro/t spowoduje **dodatkowy wzrost kosztów** rocznych 600 mln rocznie od 2015 r. do 1,3 - 2,5 mld zł rocznie w okresie 2020 – 2030 (nie licząc kosztów zakupu uprawnień emisyjnych).

Jeszcze wyższe koszty pociągnie za sobą realizacja celu uzyskania ze źródeł OZE produkcji energii stanowiącej 15% zużycia finalnego. Roczne koszty związane z realizacją tego celu wyniosą ok. 1,5 mld zł w już w roku 2015 oraz 7-10 mld zł w latach 2020 – 2030.

Łączne bezpośrednie koszty wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego ze stycznia 2008 r. w Polsce wyniosą 2 mld zł rocznie w 2015 r. i będą rosły do poziomu 8-12 mld zł rocznie od roku 2020 w warunkach dotychczasowej polityki poprawy efektywności (różnica kosztów pomiędzy scenariuszem EU_MIX i scenariuszem ODN)

Ze względu na to, iż niniejsza praca koncentruje się na sektorze elektroenergetycznym, powyższe oszacowanie może być zaniżone zarówno pod względem efektów jak i kosztów, m.in. przez niepełne uwzględnienie możliwości redukcji w sektorach analizowanych z mniejszą szczegółowością. Należy także pamiętać, że zmiany założeń, np. dotyczących cen paliw mogą mieć istotny wpływ na koszty redukcji emisji (np. wyższe ceny gazu zwiększają koszt redukcji emisji uzyskiwanej z zastępowania elektrowni węglowych gazowymi).

Porównując jednostkowe koszty redukcji emisji CO₂ (zob. część C tabl. 3.1) warto zauważyć rosnącą ich wartość wraz z wdrażaniem kolejnych instrumentów polityki klimatycznej. Średnie koszty redukcji emisji przy obecnym systemie EU ETS wyniosą ok. 48 zł/t w całym okresie do roku 2030. Modyfikacja zasad działania systemu EU ETS i wzrost cen uprawnień do poziomu 39 Euro/t uruchomi dodatkowe przedsięwzięcia o średnim jednostkowym koszcie redukcji emisji w całym badanym okresie w wysokości 135 zł/t. Natomiast realizacja celów OZE proponowanych przez KE związana jest z uzyskaniem redukcji emisji po średnim koszcie na poziomie 263 zł/t. Rozkład w czasie strumienia kosztów redukcji emisji CO₂ uzyskiwanych w wyniku wdrożenia każdego z wymienionych instrumentów pokazany został na rys. 3.6.



Rys. 3.6. Jednostkowe koszty redukcji emisji CO₂ w rozbięciu na poszczególne instrumenty polityki klimatycznej, scenariusze bez aktywnej polityki efektywności

Średni koszt redukcji emisji CO₂ liczony łącznie dla propozycji KE z 2008 (modyfikacja EU ETS i obowiązkowe cele dot. OZE) został wyliczony na poziomie 220 zł/t. Są to bardzo wysokie koszty redukcji emisji, znacznie wyższe nawet od przewidywanej przez KE docelowej ceny uprawnień emisyjnych - 39 Euro/t (ok. 160 zł'2005).

Tablica 3.2. Redukcja emisji CO₂ i jej koszty w wyniku wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego w warunkach aktywnej polityki efektywności energetycznej (scenariusz EUMIX-E w porównaniu do BAU-E)

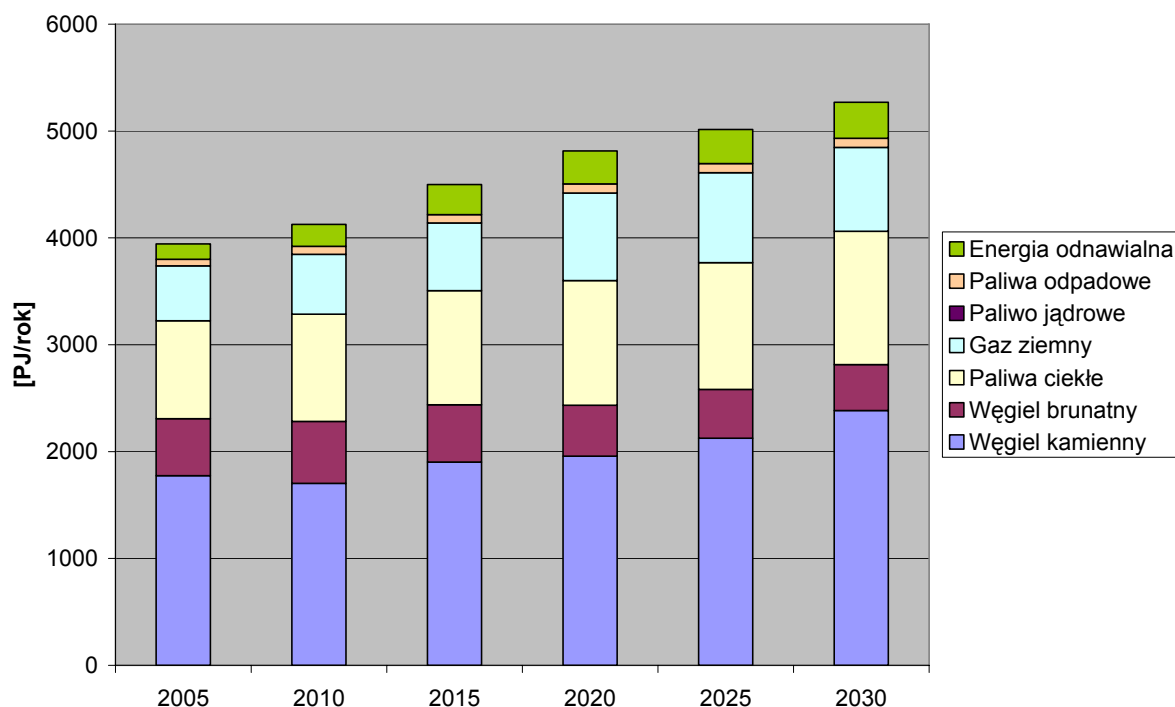
	jedn.	2010	2015	2020	2025	2030
Redukcja emisji CO ₂	Mln t/a	1	16	51	84	100
Całkowite koszty redukcji emisji	Mln zł/a	115	1621	7488	12363	14221
Jednostkowe koszty redukcji emisji CO ₂	zł/t	115	101	147	147	142

Realizowanie tego samego pakietu równocześnie z polityką poprawy efektywności przyniesie nieco wyższe efekty redukcji emisji CO₂ w latach 2020-2025 i nieco niższe w roku 2030. Przyrost kosztów jest podobny, dlatego jednostkowe koszty redukcji emisji CO₂ w warunkach aktywnej polityki poprawy efektywności będą ok. 10% niższe niż te, które zostały wyliczone dla scenariuszy bez aktywnej poprawy efektywności. Niższe koszty redukcji wynikają z wykorzystania tańszych opcji redukcji emisji w elektrowniach zawodowych, m.in. energetyki jądrowej, szerszego wykorzystania gazu i braku konieczności sięgania po droższe

opcje technologiczne ze względu na niższy popyt na energię. Szczegółowe wyniki dotyczące emisji CO₂, emisyjności PKB oraz emisji jednostkowych na mieszkańca przedstawione są dla różnych scenariuszy w Załączniku 2.

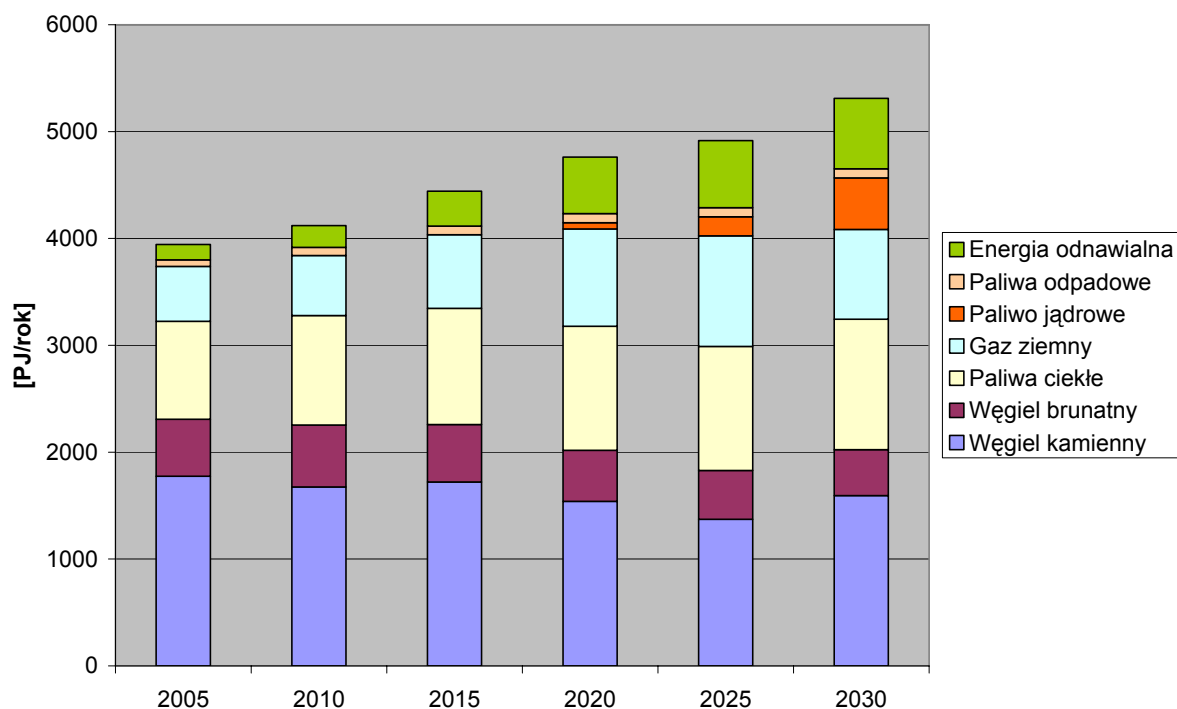
3.1.3. Zużycie energii pierwotnej

Polityka redukcji emisji i rozwoju produkcji z OZE będzie miała istotny wpływ na bilans paliwowy kraju. Poniżej przedstawiono wyniki projekcji dla trzech scenariuszy.

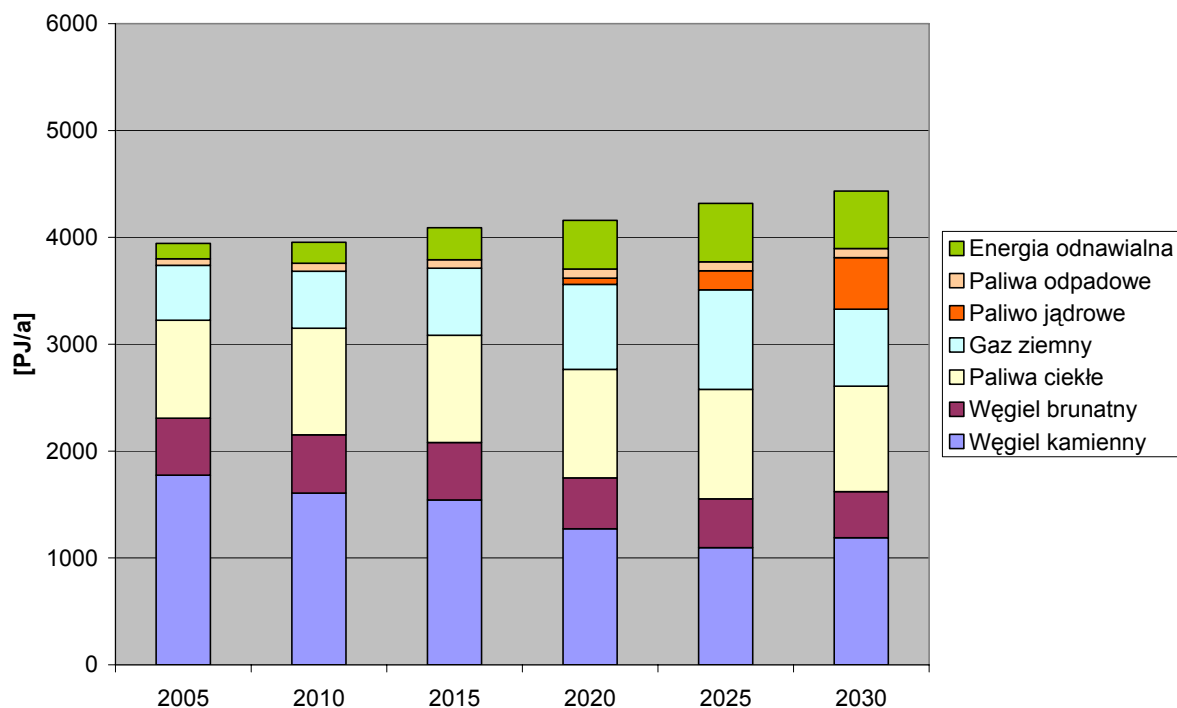


Rys. 3.7. Zużycie energii pierwotnej, Scenariusz **BAU** (Kontynuacja'2007)

Wyniki scenariusza BAU pokazują projekcję przy braku działań na rzecz redukcji emisji CO₂ lub przy zerowych cenach uprawnień do emisji (taka sytuacja istniała do roku 2007). W scenariuszu tym następuje dość równomierny wzrost zużycia wszystkich paliw, przy czym największy wzrost procentowy występuje w przypadku gazu ziemnego i energii odnawialnej. Wzrost energii odnawialnej następuje w wyniku realizacji celu 7,5% udziału produkcji energii elektrycznej z OZE. W obliczeniach modelowych uzyskanie tego celu przesunięto na rok 2015 zamiast 2010, ze względu na obserwowane obecnie opóźnienia w realizacji założonej ścieżki.



Rys. 3.8. Zużycie energii pierwotnej, Scenariusz **EU_MIX** (Pakiet KE 2008)

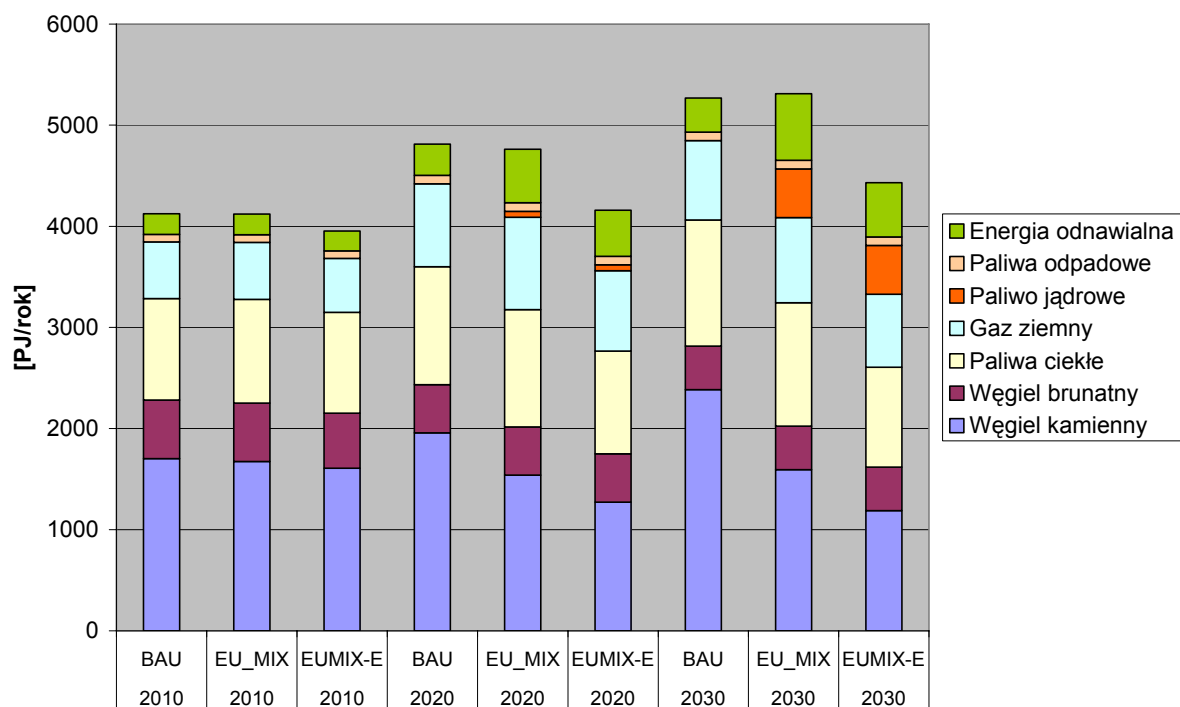


Rys. 3.9. Zużycie energii pierwotnej, Scenariusz **EUMIX-E** (Pakiet KE 2008, efektywny)

Scenariusz EU_MIX zakłada wzrost cen uprawnień emisyjnych do 39 Euro/t oraz uzyskanie 15% OZE w zużyciu energii finalnej w Polsce. W efekcie tych założeń występują głębsze zmiany struktury paliwowej. Od roku 2020 pojawia się energia jądrowa, która w roku 2030 stanowi już znaczącą część bilansu paliwowego. Zdecydowanie wzrasta udział energii odnawialnej. Zużycie gazu rośnie znacząco w latach 2015 – 2025, po czym się zmniejsza na skutek wysokich cen gazu w końcowych latach badanego okresu. Zużycie węgla kamiennego i brunatnego spada wyraźnie w latach 2020 i 2025, po czym nieco rośnie, głównie na skutek wspomnianego wzrostu cen gazu.

W scenariuszu EUMIX-E (z polityką poprawy efektywności) zmiany kierunkowe są analogiczne jak w EU_MIX. Jednak ze względu na niższy poziom popytu na energię spadek zużycia węgla jest w tym scenariuszu znacznie głębszy.

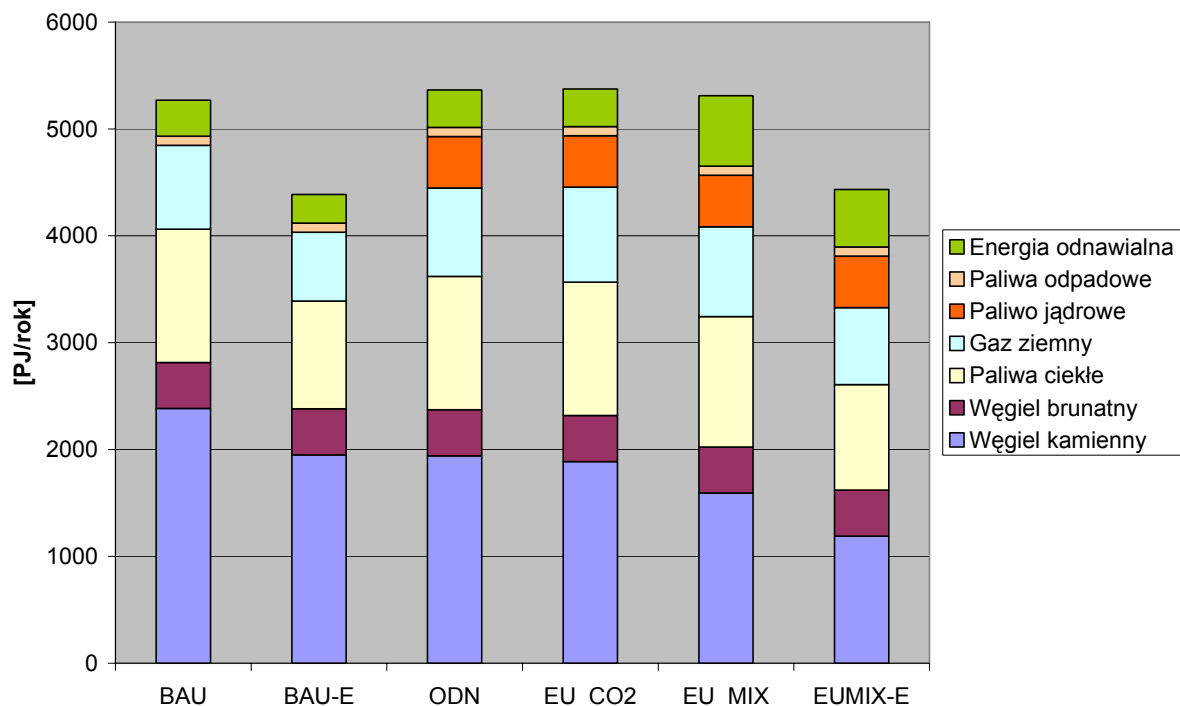
Na kolejnych rysunkach przedstawiono porównanie struktur paliwowych uzyskanych dla różnych scenariuszy.



Rys. 3.10. Zużycie energii pierwotnej dla trzech scenariuszy w latach 2010, 2020, 2030

Scenariusze zakładające wdrożenie pakietu energetyczno – klimatycznego w porównaniu do scenariusza Kontynuacji (BAU) wykazują znacznie wyższy udział energii odnawialnej już od roku 2020, znaczący udział energii jądrowej od 2030 r. oraz wyraźnie mniejsze zużycie węgla kamiennego. Wykres przedstawiony na rys. 3.11 dla wszystkich rozpatrywanych scenariuszy pokazuje zmiany powodowane unijną polityką klimatyczną w sposób bardziej płynny poprzez pośrednie etapy wdrażania polityki klimatycznej odwzorowane w scenariuszach ODN i EU_CO2. Ukazuje też wyraźną różnicę w poziomie zużycia paliw

pierwotnych pomiędzy scenariuszami z aktywną polityką poprawy efektywności i scenariuszami bez takiej polityki.



Rys. 3.11. Zużycie energii pierwotnej w roku 2030, różne scenariusze

Na podstawie wykonanej analizy bilansów paliwowych można sformułować nast. spostrzeżenia:

- 1) Energia jądrowa pojawia się w bilansie paliw we wszystkich scenariuszach zakładających cenę uprawnień emisji na poziomie co najmniej 20 Euro/t;
- 2) Wzrost wykorzystania energii odnawialnej następuje tylko w sytuacji bardzo silnego stymulowania ich rozwoju;
- 3) Pogłębianie polityki redukcji emisji CO₂ i rozwoju OZE skutkuje głębszym spadkiem zużycia węgla;
- 4) Umiarkowane ceny uprawnień emisyjnych powodują znaczące zwiększenie wykorzystania gazu, jednak dalszy wzrost cen uprawnień powiązany ze wzrostem cen gazu powoduje, że energetyka gazowa przegrywa z energetyką jądrową i technologiami czystego węgla (z wychwytem i składowaniem CO₂).

Szczegółowe dane dotyczące zużycia paliw pierwotnych a także wskaźniki energochłonności PKB oraz zużycia energii na mieszkańca dla różnych scenariuszy zamieszczono w Załączniku 2.

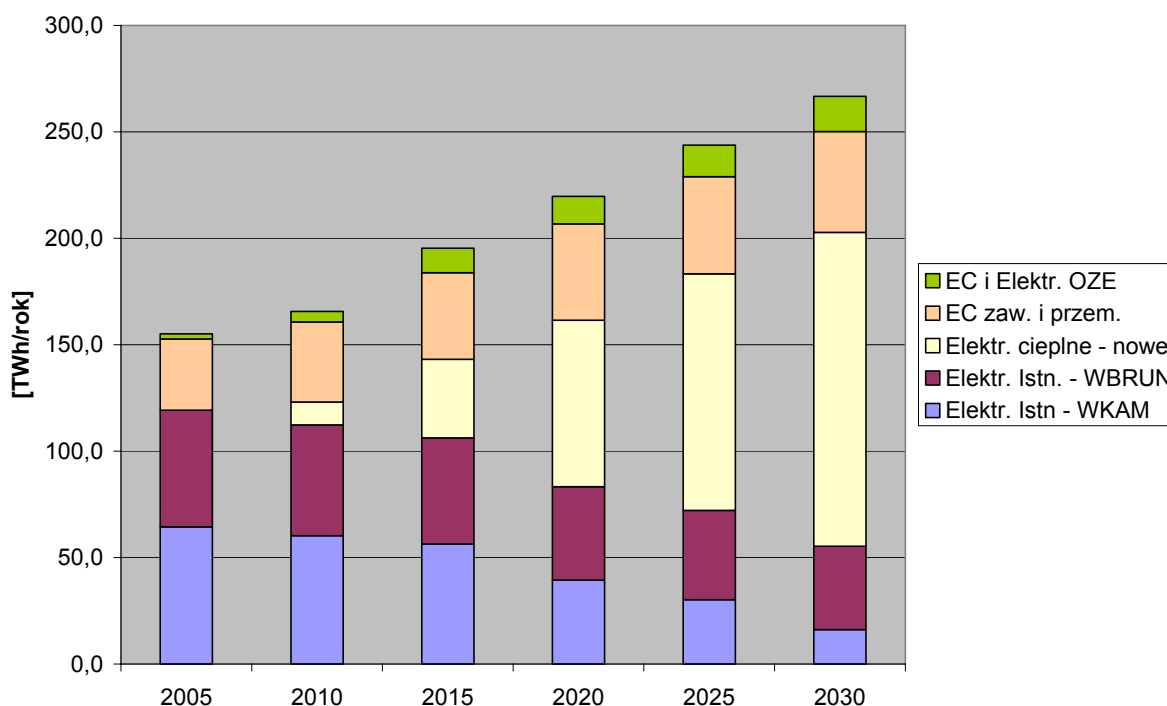
3.2. Sektor elektroenergetyczny

3.2.1. Struktura wytwarzania energii elektrycznej wg rodzaju producenta

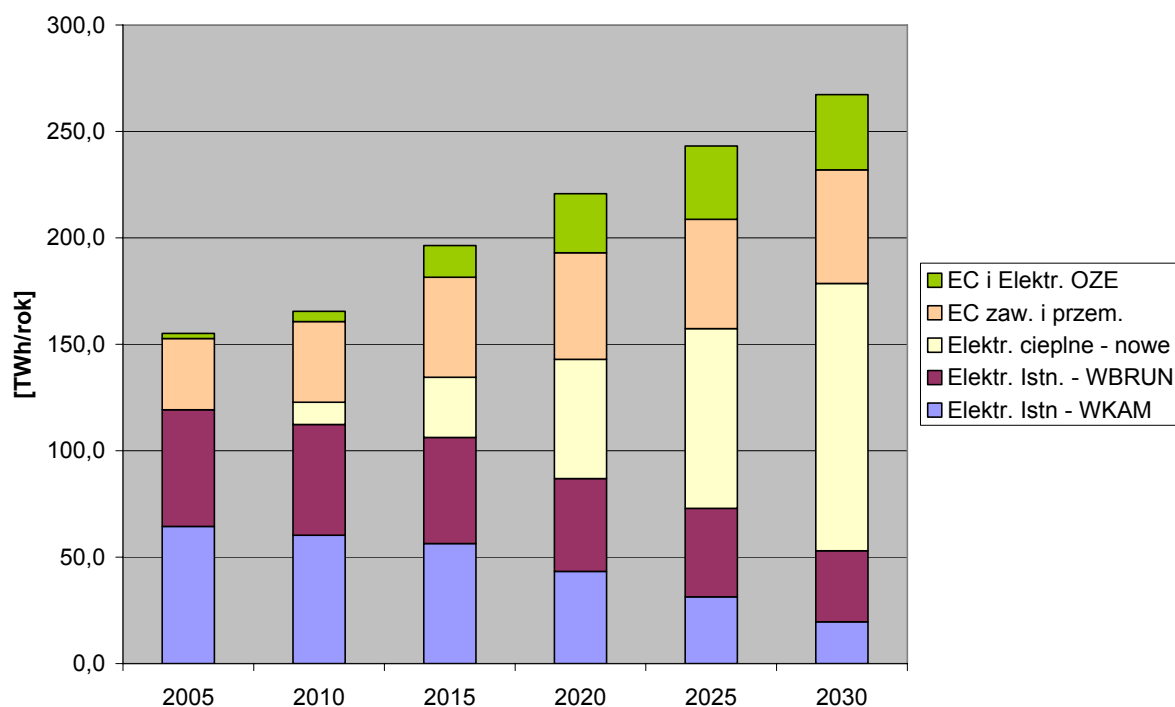
Dominujący udział w produkcji energii elektrycznej mają elektrownie ciepłne zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym. Uzupełniającą rolę ma produkcja z elektrociepłowni zawodowych, a w mniejszym stopniu także – przemysłowych. Udział produkcji energii elektrycznej z OZE jest obecnie nadal niewielki.

W projekcjach wykonanych do roku 2030 (por rys. poniżej) zaznaczają się następujące trendy:

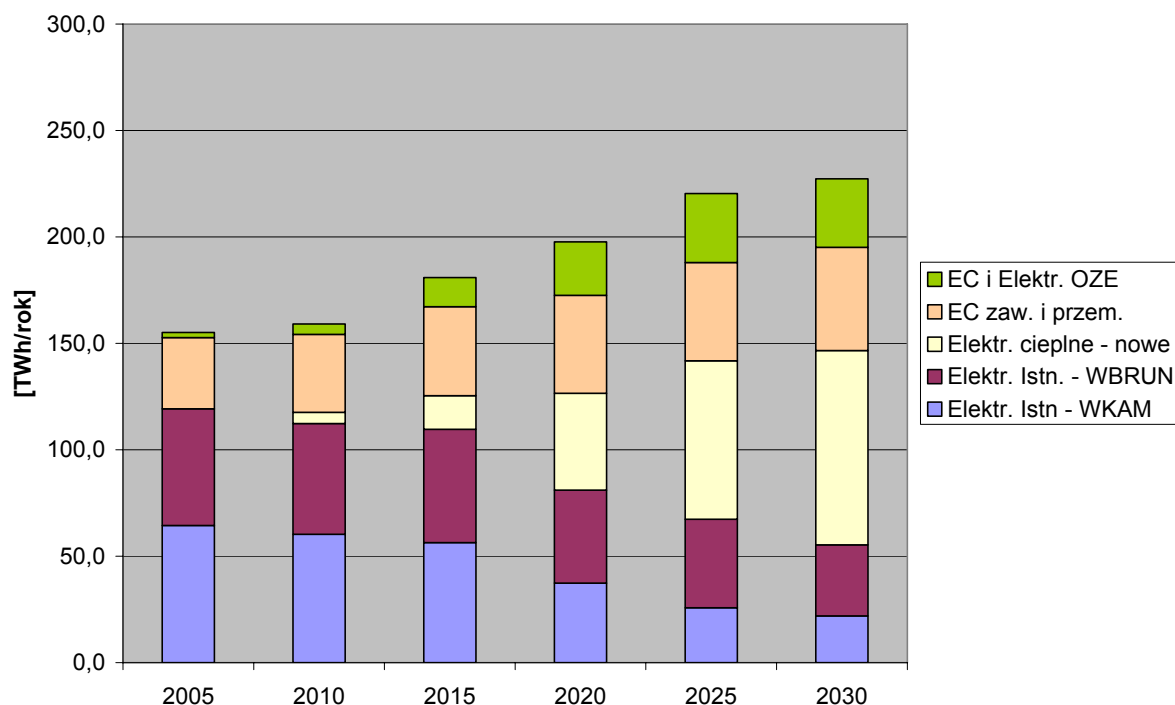
- 1) Maleje produkcja z istniejących elektrowni ciepłnych;
- 2) Występuje umiarkowany wzrost produkcji z elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych;
- 3) Rośnie produkcja energii elektrycznej z OZE;
- 4) Dominującą rolę odgrywają nowe elektrownie ciepłne, przy czym ich skala rozwoju jest dość mocno zróżnicowana zależnie od scenariusza.



Rys. 3.12 Produkcja energii elektrycznej wg rodzaju producenta, Scenariusz **BAU**



Rys. 3.13. Produkcja energii elektrycznej wg rodzaju producentów, Scenariusz **EU_MIX**



Rys. 3.14. Produkcja energii elektrycznej wg rodzaju producentów, Scenariusz **EUMIX-E**

W scenariuszu Kontynuacji (BAU) produkcja energii elektrycznej z nowych elektrowni ciepłych (lub nowych bloków w istniejących elektrowniach) już w roku 2020 osiąga prawie 80 TWh, a w roku 2025 i 2030 przekracza odpowiednio 110 i 145 TWh. Analogiczne wielkości w przypadku scenariusza Odniesienia (ODN) wykoszą 70, 100 i 140 TWh rocznie. Wdrożenie pakietu energetyczno – klimatycznego ogranicza zakres wymaganej produkcji z nowych elektrowni ciepłych, głównie poprzez wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE. W scenariuszu zakładającym dodatkowo realizację aktywnej polityki poprawy efektywności zapotrzebowanie na produkcję z nowych elektrowni ciepłych jest jeszcze mniejsze.

Szczegółowe dane dotyczące poziomu i struktury zużycia oraz produkcji energii elektrycznej w różnych scenariuszach zamieszczone zostały w Załączniku 2.

3.2.2. Rola kogeneracji

Obecne Prawo energetyczne zawiera instrumenty stymulujące rozwój produkcji energii elektrycznej z tzw. wysokosprawnej kogeneracji poprzez obowiązek przedkładania przez dostawców energii odpowiednich świadectw pochodzenia. W Rozp. MG z 26 września 2007 (tzw. kogeneracyjnym) podano ilościowe cele określające wymagany udział świadectw kogeneracyjnych w stosunku do ilości energii dostarczanej odbiorcom końcowym. Wynoszą one odpowiednio:

- a) źródła gazowe oraz o mocy poniżej 1MW („żółte certyfikaty”): 2008 r. - 2,7%; 2009 - 2,9%; 2010 – 3,1%; 2011 – 3,3%; 2012- 3,5%.
- b) pozostałe źródła wysokosprawnej kogeneracji („czerwone certyfikaty”): poł. 2007 r. – 16,5%, 2008r.- 19,0%; 2009- 20,6%; 2010– 21,3% 2011 – 22,2%; 2012- 23,2%.

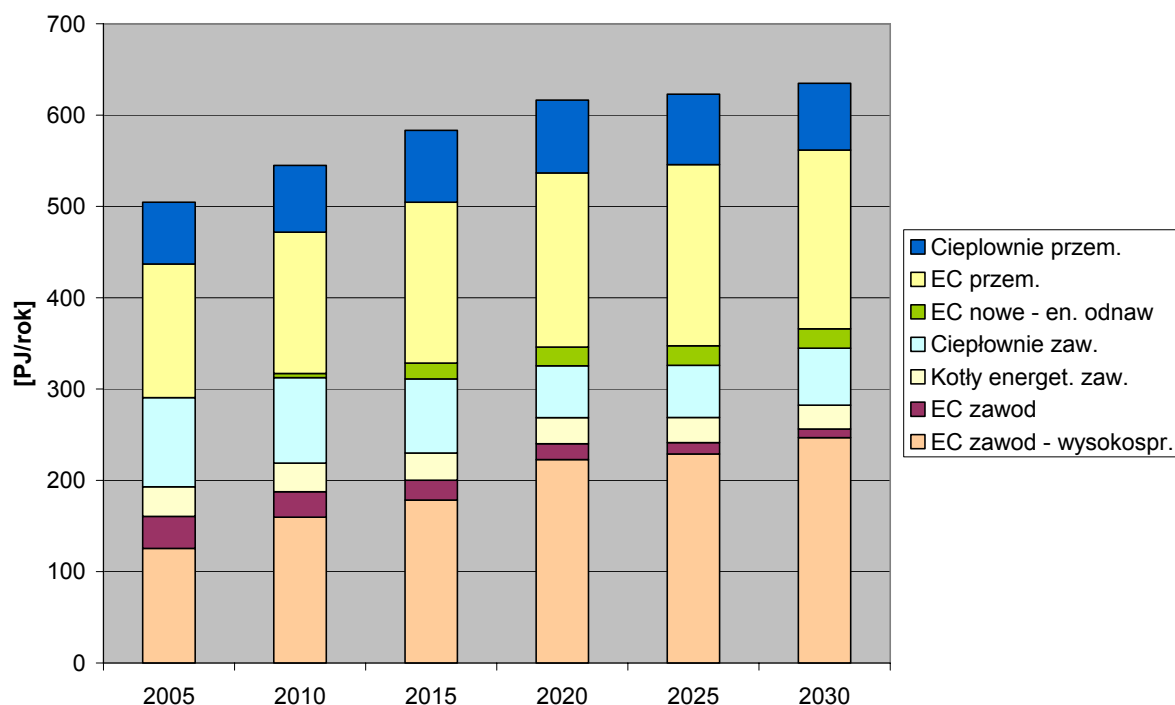
Dokładna analiza ilościowa udziału energii z wysokosprawnej kogeneracji natrafia na barierę informacji niezbędnych do oceny, jaka ilość energii produkowanej w skojarzeniu w Polsce spełnia obecnie kryteria wysokosprawnej kogeneracji. Na podstawie dostępnych danych oszacowano, że ok. 85% produkcji elektrociepłowni zawodowych może być uznana za produkcję w wysokosprawnej kogeneracji. Produkcja ta, wynosząca ok. 21,6 TWh stanowi w 2005 r. ok. 20% sprzedaży z sieci dla odbiorców końcowych.

Przy niepewności co do poziomu wyjściowego w obliczeniach modelowych dążono do uzyskania założonych w Rozporządzeniu wzrostów udziału produkcji z kogeneracji. Założono, że wzrost produkcji w skojarzeniu może następować przede wszystkim poprzez zastępowanie istniejących ciepłowni zasilających lokalne systemy ciepłownicze elektrociepłowniami spełniającymi kryteria wysokosprawnej kogeneracji w następującym maksymalnie możliwym tempie:

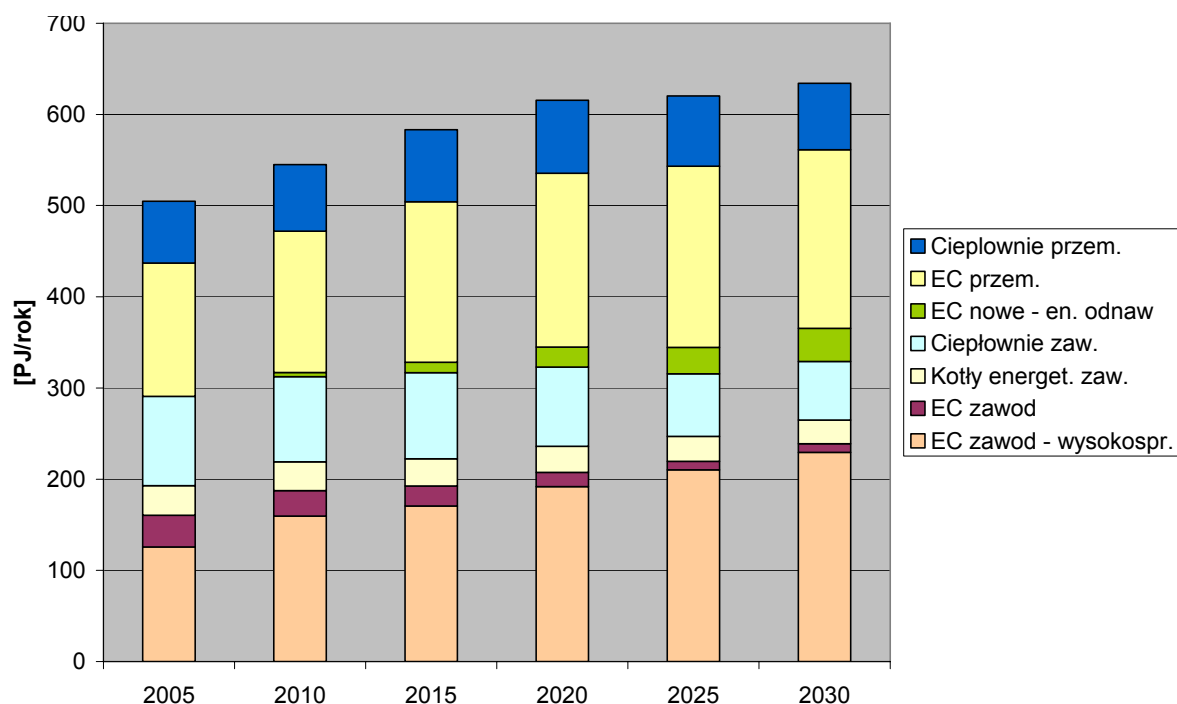
- 10% w roku 2010,
- 25% w roku 2015
- 50% w roku 2020.

Przy tych założeniach produkcja z wysokosprawnej kogeneracji węglowej wynosi w roku 2010 ok. 20% (zamiast założonych 21,3%) i mimo rosnącego wolumenu produkcji maleje do ok. 18% w roku 2015 i ok. 16% w roku 2020 na skutek wyższej dynamiki wzrostu popytu na

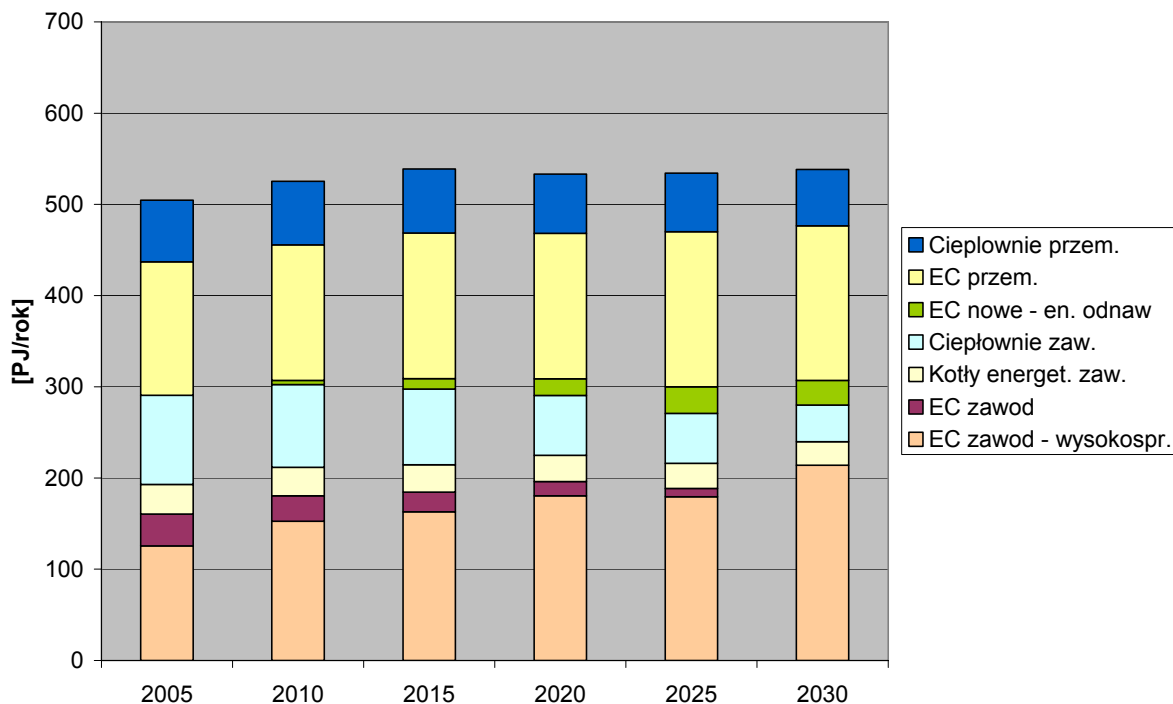
energię elektryczną w porównaniu z ciepłem. Na kolejnych rysunkach przedstawiono produkcję energii w wysokosprawnej kogeneracji od strony rynku ciepła.



Rys. 3.15. Produkcja ciepła wg rodzaju producentów, Scenariusz **BAU**



Rys. 3.16. Produkcja ciepła wg rodzaju producentów, Scenariusz **EU_MIX**



Rys. 3.17. Produkcja ciepła wg rodzaju producentów, Scenariusz **EUMIX-E**

Przedstawione wyniki dotyczące rozwoju produkcji energii elektrycznej i ciepła z produkcji skojarzonej przedstawiają umiarkowany rozwój produkcji wysokosprawnej na węglu i gazie. Po roku 2020 rozwój produkcji z kogeneracji w scenariuszach zakładających wdrożenie pakietu energetycznego – klimatycznego znajduje się pod silną presją wysokich opłat emisyjnych oraz wymogu uzyskania 15% udziału OZE w zużyciu finalnym. W przeprowadzonych obliczeniach nowoczesne elektrociepłownie węglowe i gazowe konkurują z elektrociepłowniami i ciepłowniami na biomasę. Nie jest to równa konkurencja, bo wymóg uzyskania 15% udziału produkcji z OZE stwarza w obliczeniach modelowych silne preferencje dla produkcji energii z OZE, również w odniesieniu do produkcji ciepła. Tym bardziej, że w obliczeniach modelowych nie stosowano w scenariuszach EU_MIX i EUMIX-E żadnych zachęt do rozwoju kogeneracji po roku 2012.

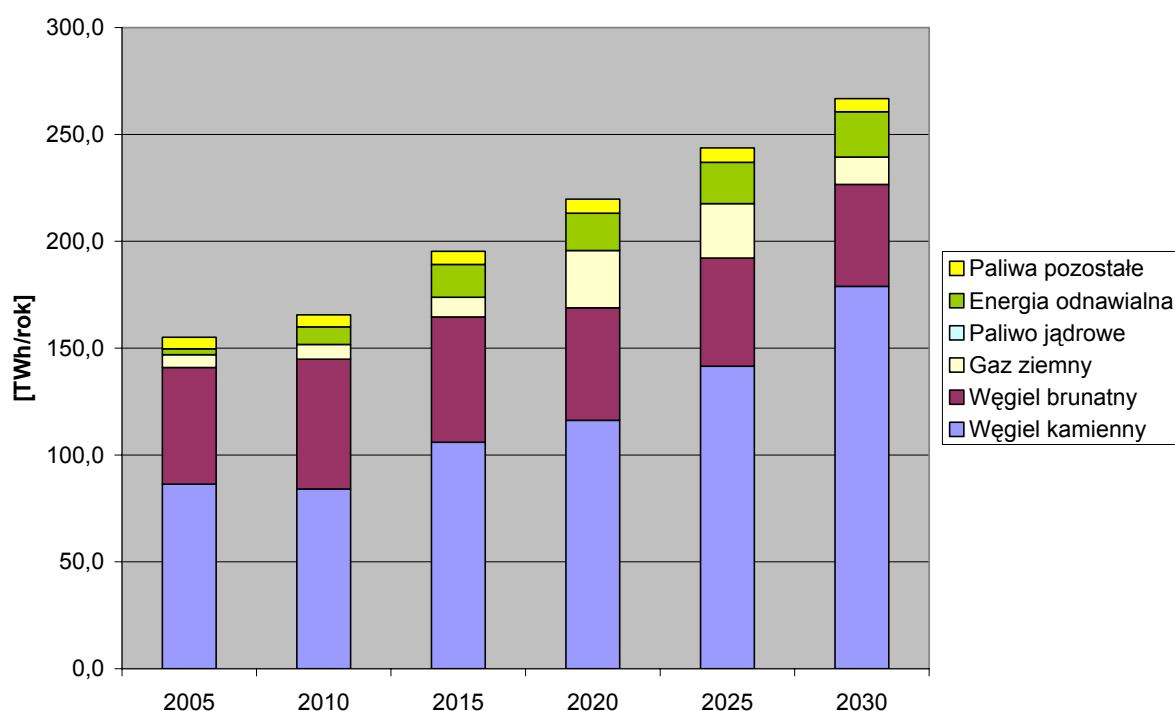
Ze względu na powyższe uwarunkowywania uzyskane wyniki przedstawiają rozwój kogeneracji w skali znacznie mniejszej niż wynika to z ekonomicznego potencjału rozwoju produkcji skojarzonej wyszacowanego w dokumentach rządowych. Właściwy rozwój kogeneracji zależy jednak w znacznej mierze od uwarunkowań systemowych, w tym od mechanizmów cenowych kształtujących ceny energii elektrycznej i ciepła z kogeneracji, a także od stosowanych instrumentów wsparcia i konkretnych rozwiązań szczegółowych (np. poziomu cen wyrównawczych w systemach czerwonych i żółtych certyfikatów). Przeprowadzone analizy modelowe pokazały, że bardzo silna presja na rozwój energii z OZE powstająca w wyniku przyjęcia celów zawartych w Pakiecie 2008 wyraźnie koliduje z rozwojem kogeneracji węglowej i gazowej od roku 2020. Oznacza to, w przypadku przyjęcia projektów KE, konieczność weryfikacji rządowej strategii rozwoju kogeneracji i uwzględnienie

w niej zarówno technologii węglowych i gazowych, jak również technologii stosujących biomasę jako podstawowe paliwo.

Problem integracji nowych, zawartych w Pakiecie 2008 celów rozwoju OZE z polityką promocji kogeneracji podjęto w ramach dodatkowych analiz czułościowych. W ich wyniku opracowany został scenariusz EUMIX_KOG, który przedstawia znacznie szerszy zakres wykorzystania potencjału kogeneracji. Warunkiem jest przystosowanie dużej części istniejących elektrociepłowni węglowych do spalania biomasy oraz aktywny rozwój nowych elektrociepłowni biomasowych. Wyniki tych analiz przedstawione zostały w Załączniku 4 oraz w Załączniku 2 (wyniki liczbowe scenariusza EUMIX_KOG).

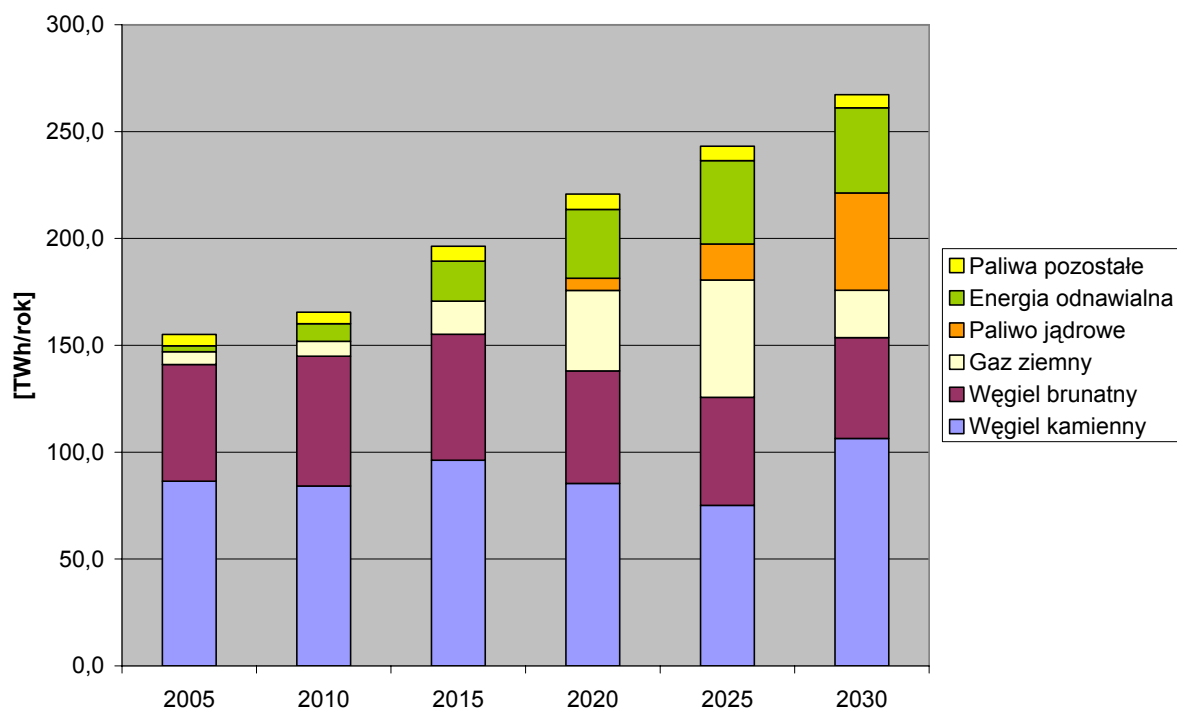
3.2.3. Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej

Wdrożenie pakietu energetyczno – klimatycznego będzie miało istotny wpływ na strukturę paliwową produkcji energii elektrycznej. Zmiany tej struktury zależą od zestawu wymagań co zobrazowano na kolejnych rysunkach prezentujących wyniki dla scenariuszy bez polityki poprawy efektywności.

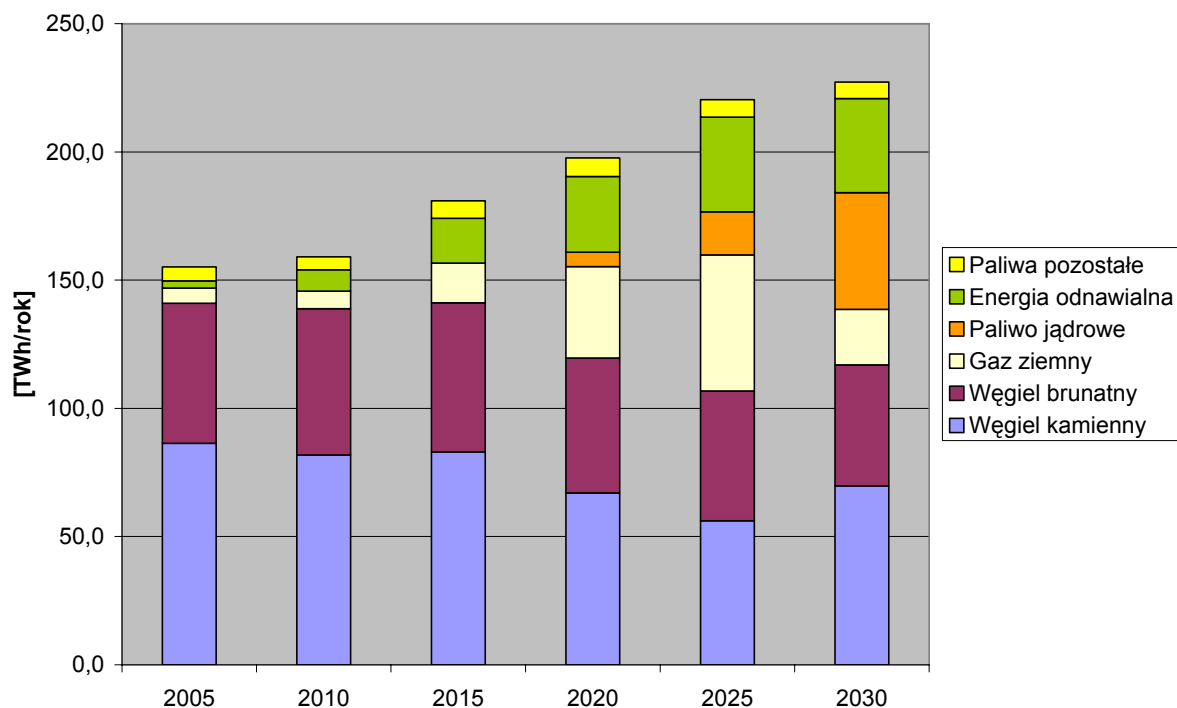


Rys. 3.18. Produkcja energii elektrycznej wg paliw, Scenariusz **BAU**

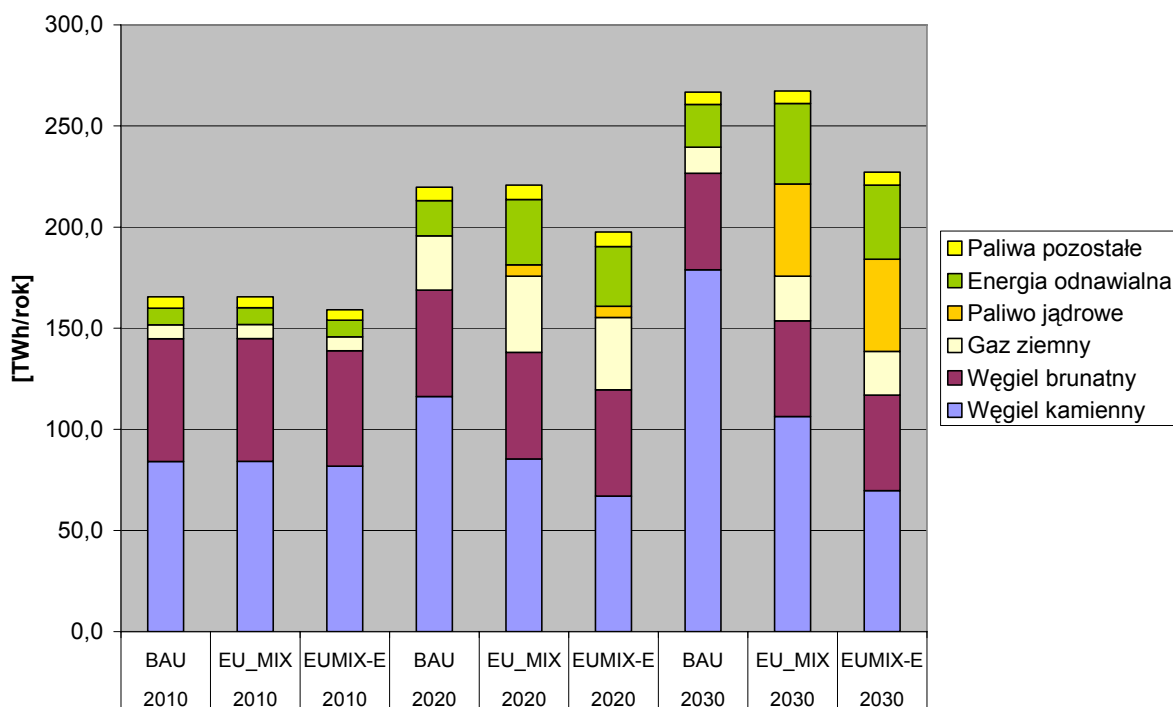
W scenariuszu kontynuacji sytuacji sprzed roku 2008 wzrost produkcji dokonuje się w oparciu o technologie węglowe, przy stosunkowo niewielkim wzroście udziału gazu i energii odnawialnej.



Rys. 3.19. Produkcja energii elektrycznej wg paliw, Scenariusz **EU_MIX**



Rys. 3.20. Produkcja energii elektrycznej wg paliw, Scenariusz **EUMIX-E**



Rys. 3.21. Produkcja energii elektrycznej wg paliw, porównanie trzech scenariuszy

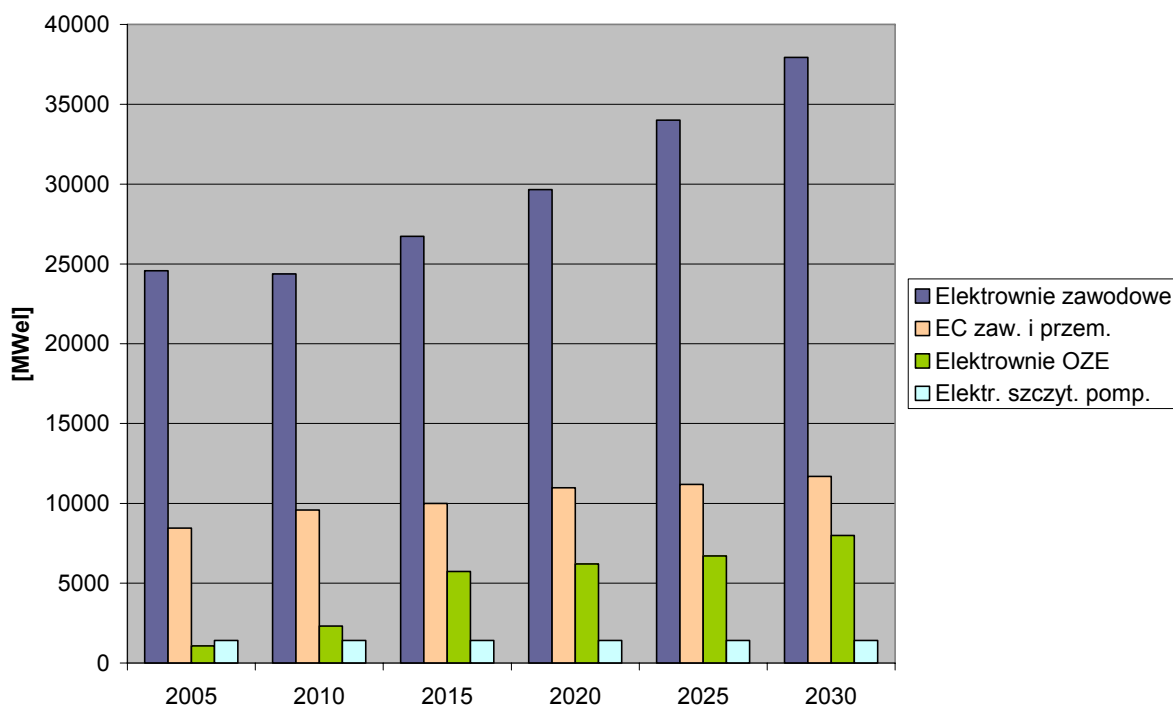
W scenariuszach zakładających wdrożenie instrumentów ochrony klimatu w strukturze paliwowej pojawia się energia jądrowa. Zużycie gazu rośnie od roku 2015, jednak w pobliżu roku 2030 istotnie maleje. Taka sytuacja występuje zarówno w scenariuszu Odniesienia jak i w scenariuszach wdrażania nowych instrumentów pakietu energetyczno – klimatycznego. Wskazuje to na fakt, że opłacalność technologii gazowych jest ograniczona do okna czasowego pomiędzy rokiem 2015 a rokiem 2030. Model dokonując optymalizacji w całym okresie czasowym i przyjmuje jako akceptowalne (tańsze od innych) rozwiązanie polegające na budowie elektrowni gazowych z cyklem kombinowanym w latach 2015 i 2020, ich pełnym wykorzystaniem przed rokiem 2030 i ograniczeniem produkcji w roku 2030 (elektrownie te pracują wówczas jako elektrownie podszczytowe z niewielkim współczynnikiem wykorzystania). Powodem wyparcia elektrowni gazowych w roku 2030 jest większa dostępność produkcji z elektrowni jądrowych, pojawienie się bardziej atrakcyjnych technologii węglowych (na parametry superkrytyczne) oraz rosnące znacznie szybciej od węgla ceny gazu w końcowych latach badanego okresu. Ten ostatni efekt jest związany kolejną fazą wzrostu cen paliw węglowodorowych przewidzianą w prognozie cenowej przyjętej w obliczeniach (por. dane szczegółowe w Załączniku 1).

3.2.4. Struktura mocy

Bilanse mocy wyznaczone w każdym z analizowanych scenariuszy wykazują następujący poziom mocy elektrycznych niezbędnych do zaspokojenia przewidywanego popytu na energię:

- 1) W scenariuszach bez polityki poprawy efektywności:
 - a. rosnący poziom **48 – 59 GW** w latach 2020 - 2030 (bez 15% OZE),
 - b. rosnący poziom **53 – 66 GW** w latach 2020 - 2030 (z 15% OZE);
- 2) W scenariuszach z polityką efektywności:
 - a. rosnący poziom **43 – 50 GW** w latach 2020 - 2030 (bez 15% OZE),
 - b. rosnący poziom **48 – 57 GW** w latach 2020 - 2030 (z 15% OZE).

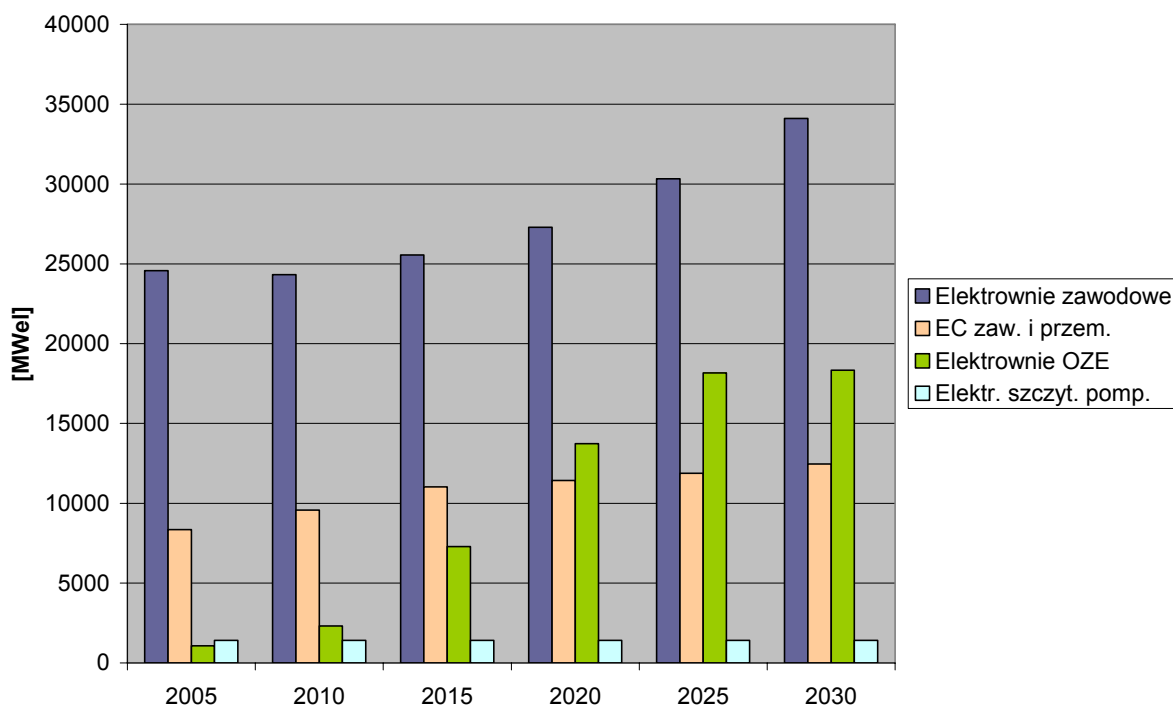
Poniżej przedstawiono dla trzech scenariuszy strukturę tych mocy w podziale na główne grupy producentów.



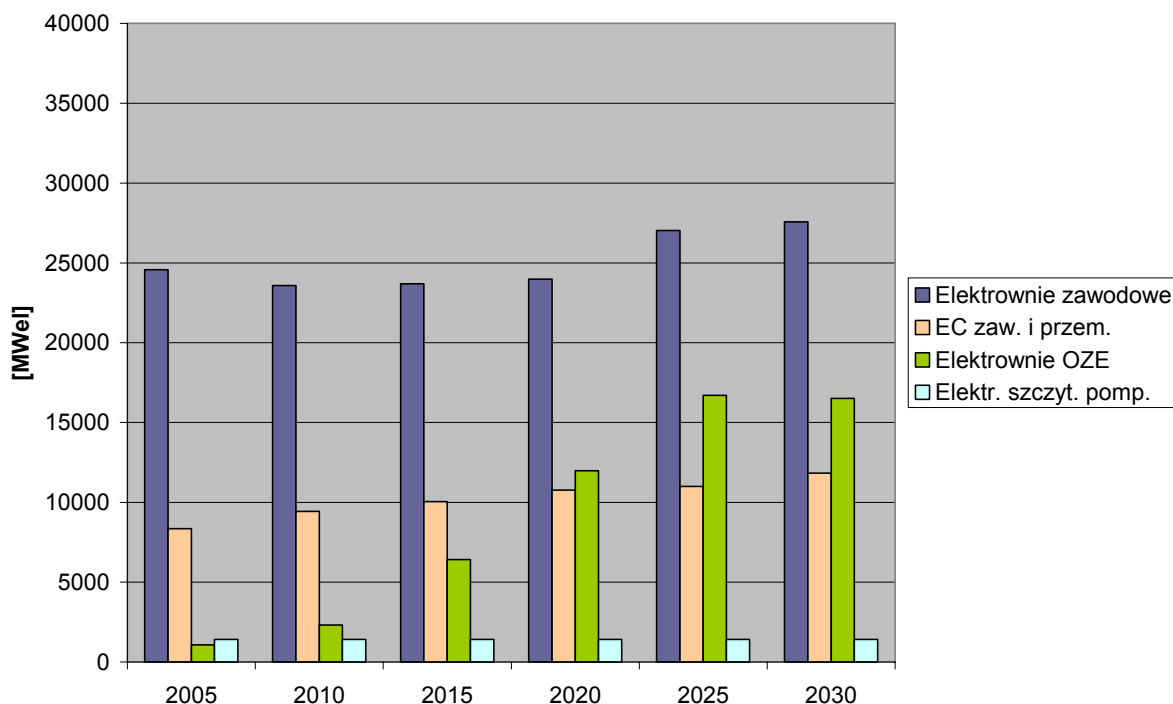
Rys. 3.22. Moce elektryczne wg rodzaju producenta, Scenariusz **BAU**

W scenariuszu Kontynuacji (BAU) występuje znaczący wzrost mocy w elektrowniach a także bardzo dynamiczny wzrost w przypadku elektrowni wykorzystujących energię odnawialną, które w końcu okresu osiągają ponad 7000 MW. Jednak w wartościach

bezwzględnych największy wzrost dokonuje się w elektrowniach ciepłych. Sytuacja wygląda nieco inaczej w scenariuszach zakładających wdrożenie unijnego celu uzyskania w Polsce 15% produkcji energii elektrycznej z OZE.



Rys. 3.23. Moce elektryczne wg rodzaju producenta, Scenariusz **EU_MIX**



Rys. 3.24. Moce elektryczne wg rodzaju producenta, Scenariusz **EUMIX-E**

W scenariuszu EU_MIX wymagany celami unijnymi dalszy znaczący rozwój mocy w źródłach odnawialnych zmniejsza skalę wzrostów mocy w elektrowniach ciepłych, co w połączeniu z aktywną polityką poprawy efektywności prowadzić może do stabilizacji zapotrzebowania na moce z elektrowni ciepłych na stałym poziomie ok. 25 GW. Przyspiesza także rozwój produkcji skojarzonej, przy czym jego część (ok. 2000 MW) dokonuje się w oparciu o paliwa biomasowe i zaliczona jest na wykresach do elektrowni OZE.

Warto zauważyć, że w scenariuszach zakładających realizację unijnych celów rozwoju produkcji z OZE łączna moc zainstalowana w systemie jest wyższa niż przy niższym udziale OZE. Wynika to z dominującego - w rozwoju produkcji energii elektrycznej z OZE - udziału elektrowni wiatrowych, które pracują ze stosunkowo niskim wskaźnikiem wykorzystania mocy (0,16 - 0,20).

Średni wskaźnik wykorzystania mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w scenariuszach z ograniczonym rozwojem elektrowni wiatrowych rośnie nieznacznie z obecnego poziomu ok. 0,50 do 0,52, a w scenariuszach z dużym udziałem elektrowni wiatrowych spada nawet do poziomu ok. 0,45 (EU_MIX). W grupie elektrowni ciepłych wskaźnik ten we wszystkich scenariuszach rośnie do poziomu ok. 0,55. Bardziej szczegółowe bilanse mocy elektrycznych dla różnych scenariuszy zamieszczono w Załączniku nr 2.

3.2.5. Technologie wytwarzania energii elektrycznej

W wykonanych obliczeniach przeanalizowano efektywność systemową różnych technologii produkcji energii elektrycznej. W grupie technologii węglowych we współpracy z zespołem ICHPW opracowano charakterystyki technologii węglowych - dla węgla kamiennego i brunatnego - w wersji z instalacjami CCS i bez, w technologii nadkrytycznych (superkrytycznych) kotłów pyłowych, a także w układach ze zgazowaniem węgla. W analizach tych założono także postęp techniczny skutkujący pojawieniem się w przyszłych latach technologii o lepszych parametrach niż obecnie.

Poniżej przedstawiono wyniki dla czterech scenariuszy, pokazujące zestaw technologii zoptymalizowany do warunków danego scenariusza.

Tablica 3.3. Optymalny zestaw technologii wytwórczych w grupie elektrowni zawodowych, Scenariusz **BAU** [MWe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
A. Elektrownie ciepłe - istniejące						
Elektrownie istniejące WB	8879	6219	3084	1984	1744	1744
Elektrownie istniejące WK	15688	15133	13638	9604	9289	6251
Elektrownie modernizowane *)	0	1480	4751	4985	4985	4985
B. Elektrownie ciepłe - nowe						
Bloki węglowe - kotły pył. (nadkrytyczne)	0	1536	5054	8454	13350	20325

Bloki ze zgazowaniem węgla	0	0	0	0	0	0
Bloki nadkrytyczne z CCS	0	0	0	0	0	0
Bloki ze zgazowaniem z CCS	0	0	0	0	0	0
Bloki ze spal. w tlenie z CCS	0	0	0	0	0	0
Elektr. gazowo - parowe	0	0	201	2216	2216	2216
Turbiny gazowe - szczytowe	0	0	0	2416	2416	2416
Elektrownie jądrowe	0	0	0	0	0	0
C. Elektrownie OZE						
Elektrociepłownie na biomasę	31	394	1425	1688	1733	1722
Elektrownie wodne	915	926	946	1149	1507	1509
Elektrownie wiatrowe	121	999	3363	3365	3463	4754
D. Wodne elektr. szczyt-pomp.	1406	1406	1406	1406	1406	1406
Razem	27040	28094	33867	37267	42109	47329

^{*)} w tym głównie bloki 360 MW Elektrowni Bełchatów

Tablica 3.4. Optymalny zestaw technologii wytwórczych w grupie elektrowni zawodowych,
Scenariusz **ODN** **[MWel]**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
A. Elektrownie ciepłne - istniejące						
Elektrownie istniejące WB	8879	6219	3084	1984	1744	1072
Elektrownie istniejące WK	15688	15133	13638	10712	10398	4279
Elektrownie modernizowane ^{*)}	0	1480	4810	4985	4985	4985
B. Elektrownie ciepłne - nowe						
Bloki węglowe - kotły pył. (nadkryt)	0	1531	4052	5919	6327	7927
Bloki ze zgazowaniem węgla	0	0	0	0	1600	4315
Bloki nadkrytyczne z CCS	0	0	0	0	0	0
Bloki ze zgazowaniem z CCS	0	0	0	0	0	0
Bloki ze spal. w tlenie z CCS	0	0	0	0	0	0
Elektr. gazowo - parowe	0	0	1000	3400	5800	5800
Turbiny gazowe - szczytowe	0	0	0	2592	2592	2592
Elektrownie jądrowe	0	0	0	0	0	6500
C. Elektrownie OZE						
Elektrociepłownie na biomasę	31	394	1425	1683	1730	1722
Elektrownie wodne	915	926	946	1149	1506	1508
Elektrownie wiatrowe	121	999	3363	3365	3462	4754
D. Wodne elektr. szczyt-pomp.	1406	1406	1406	1406	1406	1406
Razem	27040	28089	33724	37195	41550	46861

^{*)} w tym głównie bloki 360 MW Elektrowni Bełchatów

Tablica 3.5. Optymalny zestaw technologii wytwórczych w grupie elektrowni zawodowych,
Scenariusz **EU_MIX** **[MWel]**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
A. Elektrownie ciepłe - istniejące						
Elektrownie istniejące WB	8879	6219	3084	1984	1744	0
Elektrownie istniejące WK	15688	15133	13638	9517	8794	3837
Elektrownie modernizowane *)	0	1480	4858	4985	4985	4985
B. Elektrownie ciepłe - nowe						
Bloki węglowe - kotły pył. (nadkryt)	0	1492	2983	2984	2984	2984
Bloki ze zgazowaniem węgla	0	0	0	0	0	5000
Bloki nadkrytyczne z CCS	0	0	0	0	0	0
Bloki ze zgazowaniem z CCS	0	0	0	0	0	1378
Bloki ze spal. w tlenie z CCS	0	0	0	0	0	0
Elektr. gazowo - parowe	0	0	1000	3400	5800	5800
Turbiny gazowe - szczytowe	0	0	0	3623	3623	3623
Elektrownie jądrowe	0	0	0	800	2400	6500
C. Elektrownie OZE						
Elektrociepłownie na biomasę	31	394	794	1863	2102	2297
Elektrownie wodne	915	926	1504	1504	1504	1504
Elektrownie wiatrowe	121	999	4995	10367	14568	14525
D. Wodne elektr. szczyt-pomp.	1406	1406	1406	1406	1406	1406
Razem	27040	28050	34261	42434	49910	53839

*) w tym głównie bloki 360 MW Elektrowni Bełchatów

Tablica 3.6. Optymalny zestaw technologii wytwórczych w grupie elektrowni zawodowych,
Scenariusz **EUMIX-E** **[MWel]**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
A. Elektrownie ciepłe - istniejące						
Elektrownie istniejące WB	8879	6219	3084	1984	1744	0
Elektrownie istniejące WK	15688	15133	13638	8827	8117	3546
Elektrownie modernizowane *)	0	1480	4760	4985	4985	4985
B. Elektrownie ciepłe - nowe						
Bloki węglowe - kotły pył. (nadkryt)	0	747	1207	1782	1782	1782
Bloki ze zgazowaniem węgla	0	0	0	0	0	1367

Bloki nadkrytyczne z CCS	0	0	0	0	0	0
Bloki ze zgazowaniem z CCS	0	0	0	0	0	1378
Bloki ze spal. w tlenie z CCS	0	0	0	0	0	0
Elektr. gazowo - parowe	0	0	1000	3400	5800	5800
Turbiny gazowe - szczytowe	0	0	0	2195	2195	2195
Elektrownie jądrowe	0	0	0	800	2400	6500
C. Elektrownie OZE						
Elektrociepłownie na biomasę	31	394	794	1732	2102	1958
Elektrownie wodne	915	926	1504	1504	1504	1504
Elektrownie wiatrowe	121	999	4119	8736	13088	13044
D. Wodne elektr. szczyt-pomp.	1406	1406	1406	1406	1406	1406
Razem	27040	27305	31512	37351	45122	45466

^{*)} w tym głównie bloki 360 MW Elektrowni Bełchatów

Na podstawie uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- 1) Elektrownie jądrowe stają się opłacalne ekonomicznie we wszystkich scenariuszach polityki klimatycznej już od cen uprawnień na poziomie 20 Euro za tonę emisji CO₂;
- 2) Elektrownie gazowe okazują się opłacalne w podobnych warunkach co elektrownie jądrowe, z tą różnicą, że przy rosnących cenach gazu i wysokich cenach uprawnień przegrywają pod względem ekonomicznym z elektrowniami jądrowymi;
- 3) Bloki węglowe z kotłami nadkrytycznymi stanowią dominujący wybór dla nowych elektrowni ciepłych w sytuacji braku polityki redukcji emisji CO₂ (scenariusz BAU), rozwijają się również przy umiarkowanie aktywnej polityce klimatycznej (scenariusz ODN), ale przy dalszym wzroście cen uprawnień emisyjnych przestają być opłacalne. Przy cenach uprawnień emisyjnych na poziomie 39 Euro/t bardziej atrakcyjne stają się technologie ze zgazowaniem węgla bez CCS, a w przypadku ich udoskonalenia przewidywanego ok. roku 2030 – także w wersji z CCS (scenariusz EU_MIX);
- 4) W grupie elektrowni wykorzystujących energię odnawialną dominującą rolę odgrywają elektrownie wiatrowe, nie tyle z racji ich opłacalności co z racji największego potencjału do wykorzystania. Rozwijają się one po wykorzystaniu potencjału produkcji w elektrociepłowniach wykorzystujących biogaz lub biomasę stałą.

Przedstawione wyniki nie uwzględniają elektrowni wyposażonymi w pilotowe lub demonstracyjne instalacje CCS. Należy jednak uznać, że pełne komercyjne zastosowanie technologii węglowych z instalacjami CCS ok. roku 2030 wymagać będzie znacznie wcześniejszej budowy instalacji o charakterze pilotowym i demonstracyjnym oraz prowadzenia szeregu innych prac badawczych. Zagadnienia te zostały szerzej omówione w rozdz. 6.

3.2.6. Koszty wytwarzania energii elektrycznej

Koszty marginalne

W przypadku wymuszania znaczącej produkcji z OZE, po stronie podażowej pojawiają się dwa odrębne segmenty rynku energii elektrycznej:

- a) segment produkcji OZE, którego rozwój wymuszany jest instrumentami wsparcia w rodzaju zielonych certyfikatów,
- b) pozostali, konkurujący ze sobą na zasadach rynkowych producenci.

Założenia o przyszłej zmianie cen oparto na następujących założeniach:

- 1) Średnia cena energii elektrycznej będzie wypadkową (średnią ważoną) cen z obydwu wymienionych wyżej segmentów podażowych³,
- 2) Ceny energii elektrycznej będą kształtowane przez długoterminowy marginalny koszt wytwarzania energii elektrycznej w KSE⁴.

Tablica 3.7. Koszty marginalne zaspokojenia popytu na energię elektryczną (średnia ważona dla segmentu konkurencyjnego i segmentu OZE), Scenariusz **BAU**

Odbiorca	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Rynek hurtowy	64,8 ⁵	203,6	221,2	225,5	232,3	246,9
Przemysł - WN	134,1	277,9	301,0	308,7	317,8	334,9
Przemysł - SN	165,2	317,0	346,6	360,9	368,6	391,7
Przemysł - nN	259,2	433,7	478,1	503,6	511,8	543,5
Gospod. domowe - nN	259,2	433,4	489,9	517,8	530,7	555,5

³ w przypadku energii elektrycznej z OZE wliczana do średniej cena będzie odpowiadała sumie ceny sprzedaży energii i świadectwa pochodzenia

⁴ W przypadku istnienia nadwyżki mocy w systemie, zwiększenie produkcji nie wymaga zwiększenia kosztów stałych, koszt marginalny w systemie wyznaczany jest na bazie kosztów zmiennych najdroższej elektrowni domykającej rynek od strony podażowej (jest to tzw. krótkoterminowy koszt marginalny). W przypadku deficytu mocy zwiększenie produkcji wymaga budowy nowego bloku źródła i koszt marginalny obejmuje wówczas pełny koszt wytwarzania energii w nowym źródle domykającym rynek od strony podażowej (w tym przypadku mówimy o długoterminowym koszcie marginalnym).

⁵ Wartość ta odpowiada krótkoterminowemu kosztowi marginalnemu, ze względu na istniejącą jeszcze w tym roku nadwyżkę mocy w systemie.

Tablica 3.8. Koszty marginalne zaspokojenia popytu na energię elektryczną (średnia ważona dla segmentu konkurencyjnego i segmentu OZE), Scenariusz **ODN**

Odbiorca	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Rynek hurtowy producenta	65	266	288	271	278	315
Przemysł - WN	134	342	369	355	366	404
Przemysł - SN	165	385	417	412	420	461
Przemysł - nN	259	513	557	564	573	620
Gospod. Domowe - nN	259	512	565	571	594	634

Tablica 3.9. Koszty marginalne zaspokojenia popytu na energię elektryczną (średnia ważona dla segmentu konkurencyjnego i segmentu OZE), Scenariusz **EU_MIX**

Odbiorca	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Rynek hurtowy	65	266	375	355	343	366
Przemysł - WN	134	342	458	441	429	457
Przemysł - SN	165	385	510	505	486	515
Przemysł - nN	259	513	663	671	644	681
Gospod. Domowe - nN	259	512	670	676	654	699

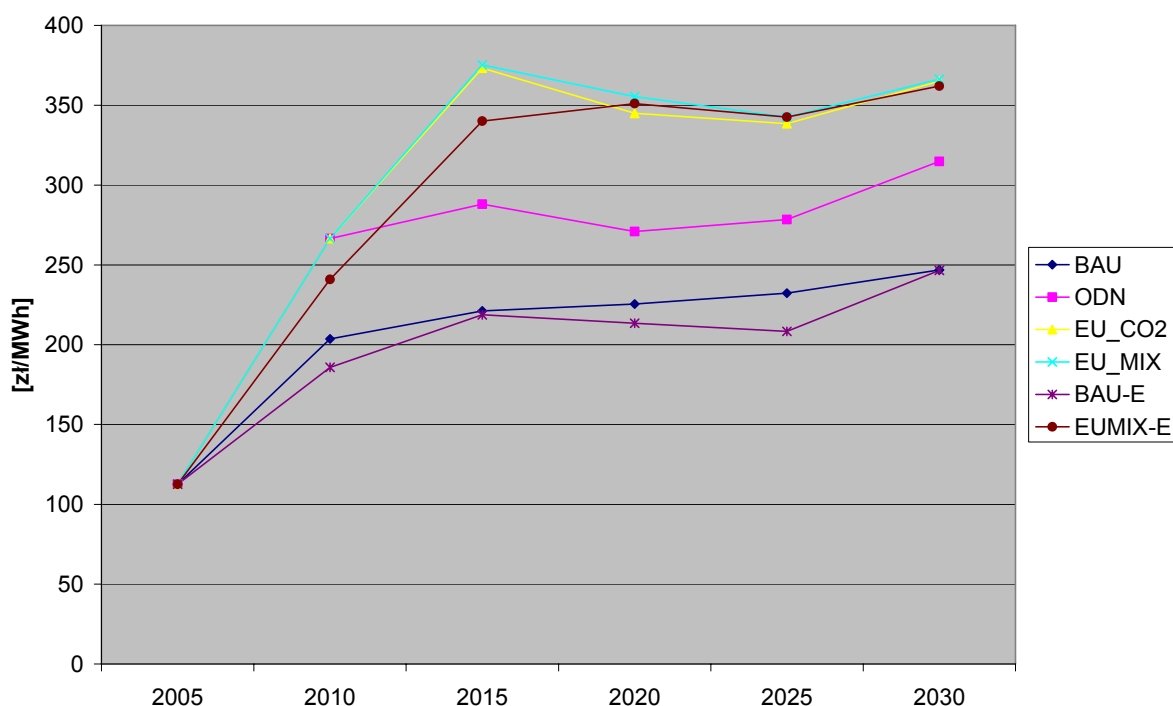
Tablica 3.10. Koszty marginalne zaspokojenia popytu na energię elektryczną (średnia ważona dla segmentu konkurencyjnego i segmentu OZE), Scenariusz **EUMIX-E**

Odbiorca	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Rynek hurtowy	65	241	340	351	343	362
Przemysł - WN	134	318	424	442	437	461
Przemysł - SN	165	360	471	501	490	517
Przemysł - nN	259	485	613	661	644	676
Gospod. Domowe - nN	259	485	615	673	659	691

Przytoczone wyniki pokazują marginalny koszt zaspokojenia popytu w danym roku, dlatego zaobserwować można w nich występujące niewielkie spadki kosztów w latach 2020 i 2025. Taka sytuacja wynika z uwzględnienia w modelu dostępności technologii o lepszych parametrach technicznych i kosztowych w latach późniejszych. Z tego względu technologie wchodzące w latach 2020 - 2030 mogą charakteryzować się w efekcie niższymi kosztami produkcji niż wybudowane wcześniej obiekty. Istotne znaczenie ma także uwzględniony w

prognozie cenowej niewielki spadek cen paliw na rynku światowym po roku 2020 w wyniku wejścia w fazę konsumowania efektów nowych inwestycji, które pojawią się w wyniku wcześniejszej fazy wysokich cen paliw (por. szczegółowe założenia dot. cen paliw w imporcie i eksporcie w Załączniku 1)

Na wykresie poniżej przedstawiono krzywą kosztów marginalnych wytwarzania energii dla wszystkich rozpatrywanych scenariuszy. Jako punkt odniesienia na wykresie tym dla roku 2005 podano średni koszt wytworzenia energii elektrycznej (113,3 zł/MW) wyliczony jako średni całkowity koszt dostarczenia energii na rynek (131,4 zł/MW) pomniejszony o koszty handlowe 18,14 zł/MWh (głównie akcyza).



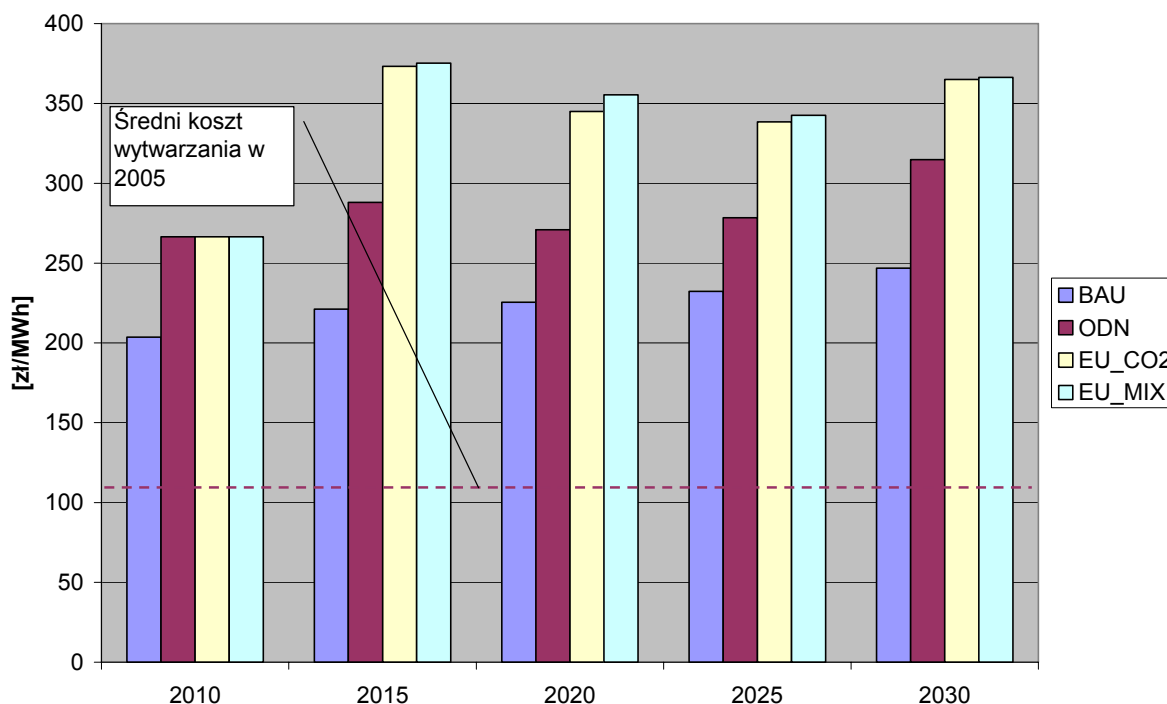
Rys. 3.25. Krzywa kosztów marginalnych wytwarzania energii elektrycznej

Na liberalizującym się rynku energii elektrycznej w Polsce można oczekiwać kształtowania cen przez długoterminowe koszty marginalne. Powstanie dużych grup energetycznych daje wprawdzie możliwość uśredniania kosztów energii, jednak istnieją argumenty za tym, że ceny będą zbliżały się do kosztów marginalnych, szczególnie w scenariuszach zakładających wdrożenie pakietu energetyczno – klimatycznego:

- Duże ryzyko inwestycyjne sprawi, że nowe elektrownie będą budowane dopiero gdy pojawią się warunki cenowe niezbędne do uzyskania opłacalności nowej inwestycji i to z dodatkową premią za ryzyko,
- wprowadzenie 100% odpłatnej alokacji przez aukcję spowoduje, że wszystkie elektrownie obciążone zostaną wysokim kosztem zakupu uprawnień emisyjnych, który będzie szczególnie wysoki dla starszych jednostek węglowych o niższej sprawności niż nowoczesne nowe bloki, co spowoduje zbliżenie kosztów produkcji w starszych

jednostkach i jednostkach nowych (koszty średnie staną się bliższe kosztom marginalnym).

- c) z czasem udział starszych jednostek produkcyjnych będzie malał, co sprawi, że średnie koszty produkcji będą zbliżały się do kosztów marginalnych.

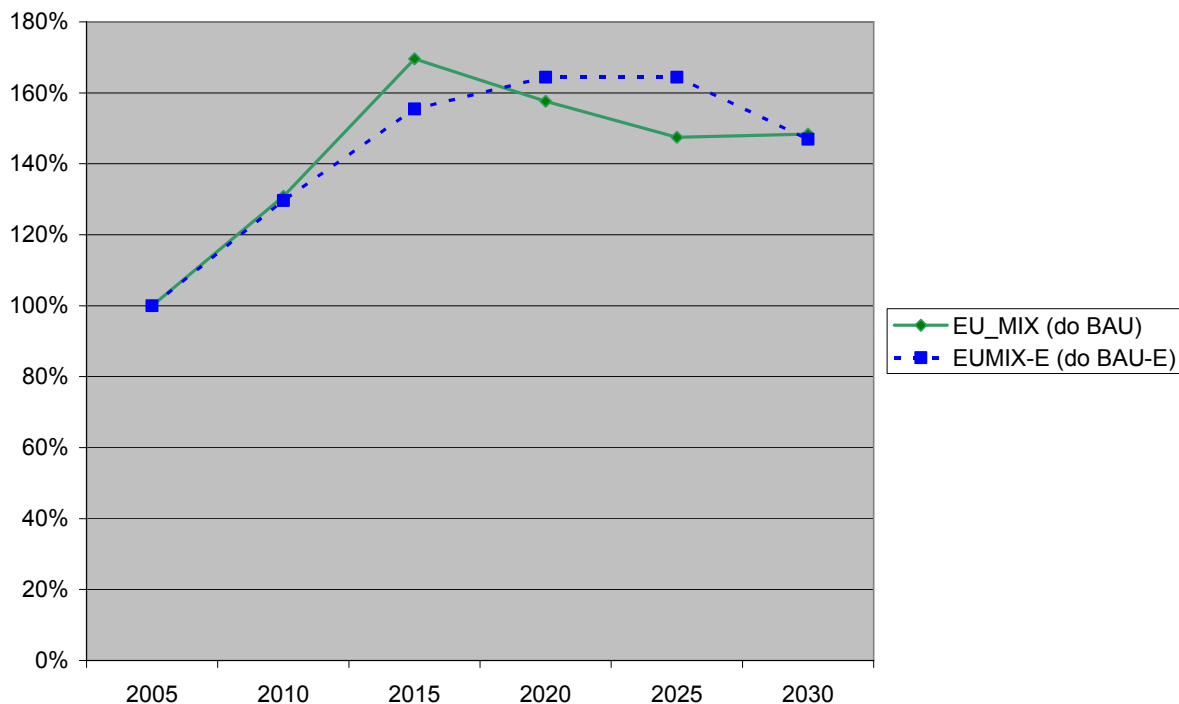


Rys. 3.26. Porównanie kosztów marginalnych w różnych scenariuszach na tle średnich kosztów z roku 2005

Powyższe dane i przedstawiony sposób rozumowania wskazuje, że w przypadku realizacji scenariusza BAU można oczekiwać w latach 2015 – 2025 wzrostu cen producenta o ok. 100% w stosunku do roku 2005. W przypadku scenariuszy zakładających dalsze zaostrzenie polityki klimatycznej wzrost ten będzie znacznie wyższy, bo ok. 3,5 krotny.

Różnicę w kosztach marginalnych pomiędzy scenariuszami pakietu klimatycznego (EU_MIX i EUMIX-E) a scenariuszami porównawczymi bez polityki klimatycznej (BAU, BAU-E) pokazano na rysunku poniżej. Dane te pokazują, że polityka klimatyczna UE z dużą pewnością przełoży się na wzrost cen hurtowych energii elektrycznej o ok. 60% w porównaniu do sytuacji zakładającej rezygnację z prowadzenia tej polityki. Te różnice w cenie były punktem wyjścia do oceny wpływu pakietu na całą gospodarkę krajową.

W kontekście prezentowanych wyników dotyczących kosztów marginalnych warto zauważyć, że realizacja aktywnej polityki poprawy efektywności nie będzie miała istotnego wpływu na koszty marginalne wytwarzania, a tym samym nie będzie w stanie obniżyć cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.



Rys 3.27. Wzrost kosztów marginalnych jako przewidywany efekt wdrożenia polityki ochrony klimatu i rozwoju produkcji z OZE zgodnie z Pakietem energetyczno – klimatycznym

Koszty średnie

W uzupełnieniu analiz dotyczących przyszłego kształtowania się kosztów marginalnych wyliczono także średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej. O ile zmiany kosztów marginalnych pokazują prawdopodobną ścieżkę cen energii na liberalnym rynku, to koszty średnie dostarczają informacji o możliwej ścieżce cenowej w przypadku wprowadzenia pełnej regulacji cen hurtowych. W zestawieniu z kosztami marginalnymi informują także o skali zagrożenia wystąpieniem zjawiska tzw. windfall profits (niewypracowanych zysków), które pojawiają się często na wolnym rynku jako efekt darmowej alokacji uprawnień.

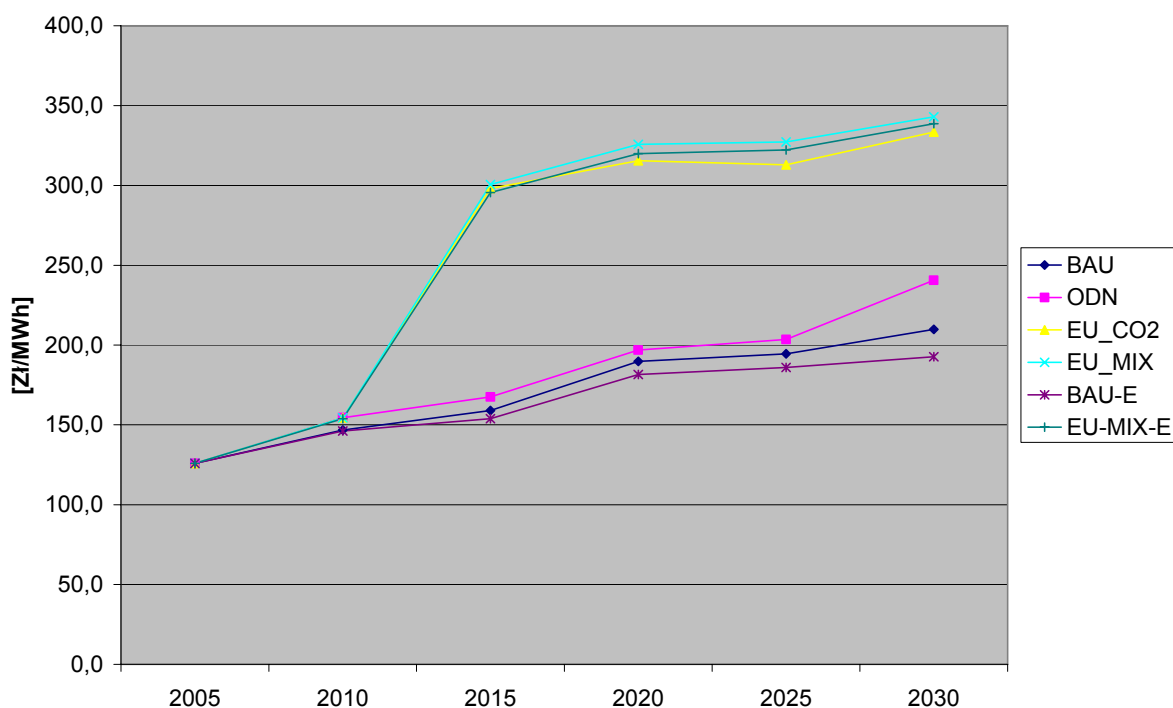
Tablica 3.11. Koszty średnie wytwarzania energii elektrycznej w grupie elektrowni zawodowych ciepłych i elektrowni OZE (bez elektrociepłowni) we wszystkich badanych scenariuszach [zł/MWh]

Scenariusz	2005	2010	2015	2020	2025	2030
BAU	113	147	159	190	195	210
ODN		155	167	197	204	241
EU_CO2		154	298	316	313	333
EU_MIX		154	301	326	327	343
BAU-E		146	154	182	186	193
EUMIX-E		154	163	194	201	216

Przy wyliczeniu tych kosztów uwzględniono następujące koszty związane z zakupem uprawnień emisyjnych:

- 1) w scenariuszach BAU i BAU-E brak kosztów zakupu uprawnień (założona zerowa cena uprawnień);
- 2) w scenariuszu ODN – założono konieczność zakupu uprawnień pokrywających 10% prognozowanych emisji po cenie 20 Euro/t;
- 3) W scenariuszach EU_CO2, EU_MIX i EUMIX-E przyjęto do roku 2010 takie same założenia jak w ODN, a od roku 2015 założono konieczność zakupu 100% uprawnień po cenie 39 Euro/t.

Zestawienie średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej we wszystkich badanych scenariuszach pokazano na rys. 3.28.

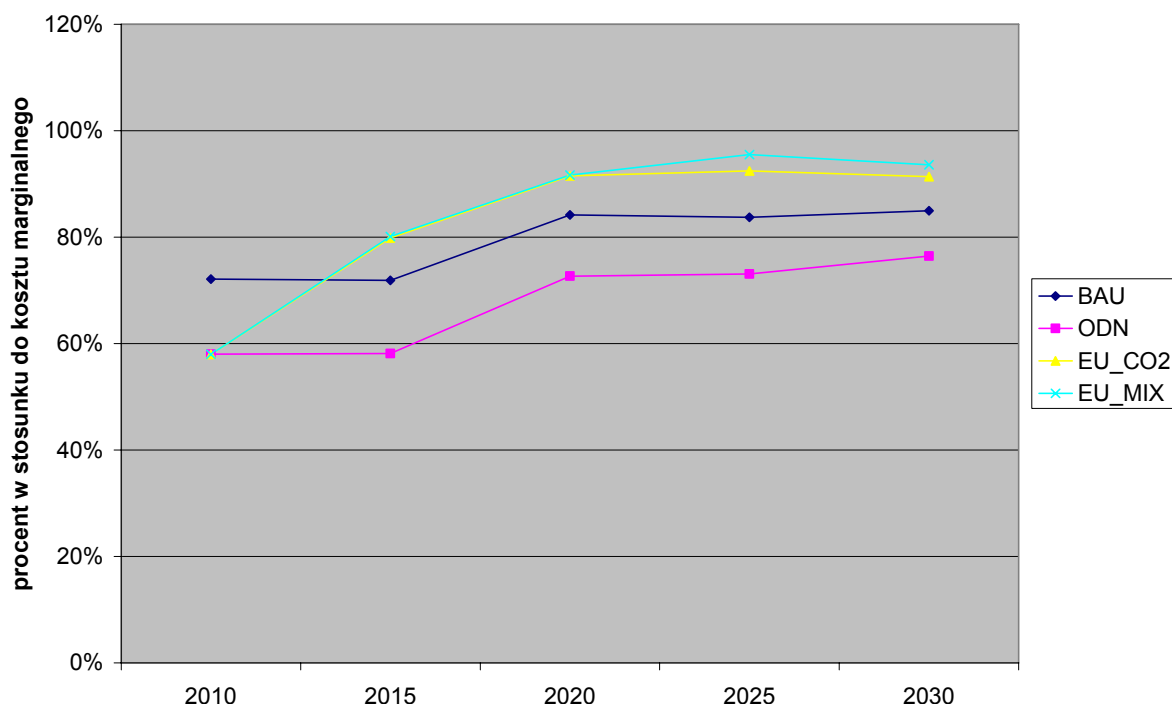


Rys 3.28 Porównanie średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej w badanych scenariuszach

W trzech scenariuszach obserwujemy gwałtowny wzrost średniego kosztu wytwarzania od roku 2015 (w rzeczywistości będzie to rok 2013, w którym ma zacząć obowiązywać proponowany przez KE i dotyczący wszystkich elektrowni wymóg zakupu wszystkich uprawnień emisyjnych na aukcji). Praktycznie w ciągu jednego roku średni koszt wytwarzania w tych scenariuszach rośnie dwukrotnie. Wykres średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej rozdziela się wyraźnie na dwie wiązki, przy czym o zaliczeniu do górnej lub dolnej wiązki decydują warunki zakupu uprawnień i ceny uprawnień emisyjnych.

Wszystkie scenariusze, w których przewiduje się wprowadzenie pełnego zakupu uprawnień emisyjnych na aukcji zaliczają się do wiązki, charakteryzującej się gwałtownym wzrostem średnich kosztów wytwarzania. Scenariusze o niskich cenach uprawnień lub z darmową alokacją uprawnień natomiast cechują się znacznie niższymi kosztami średnimi.

Kolejny rysunek przedstawia relację pomiędzy kosztami średnimi a kosztami marginalnymi. Dla lepszej czytelności wykres ograniczono do kompletu czterech scenariuszy bez aktywnej polityki poprawy efektywności. W scenariuszach z polityką efektywności występują podobne tendencje jak te ukazane na rys. 3.29.



Rys 3.29. Relacja kosztów średnich do kosztów marginalnych, scenariusze bez aktywnej polityki poprawy efektywności

Największa różnica między kosztami średnimi a marginalnymi występuje w scenariuszu ODN. Wynika to z założonej w 90% bezpłatnej alokacji uprawnień przy cenie uprawnień 20 Euro/t. Ceny uprawnień wpływają w pełnym zakresie na koszty marginalne, a w niewielkim – na koszty średnie. Taka sytuacja stwarza zagrożenie uzyskiwania przez producentów tzw. windfall profits, czyli nieuzasadnionej marży zysku, wynikającej z dużej rozpiętości pomiędzy kosztami marginalnymi i rzeczywistymi średnimi kosztami wytwarzania.

Warto jednak zauważyć, że w scenariuszu Kontynuacji (BAU) różnica między kosztami marginalnymi a średnimi jest także znacząca mimo zerowych cen uprawnień. Wynika to z dużego zróżnicowania kosztów wytwarzania – znacznie wyższych kosztów produkcji w nowych elektrowniach, które kształtują koszty marginalne. Najmniejsze różnice między kosztami marginalnymi a kosztami średnimi występują w przypadku scenariuszy zakładających obowiązek zakupu uprawnień na aukcji oraz wzrost cen uprawnień

emisyjnych do poziomu 39 Euro/t. W tych scenariuszach różnica między kosztami średnimi a marginalnymi po roku 2020 wynosi niecałe 20% a następnie spada do ok. 10%.

Na podstawie wyliczonych wyników dotyczących kosztów średnich można stwierdzić:

1. W przypadku wszystkich scenariuszy z wyjątkiem scenariusza Kontynuacji (BAU) istnieje duża różnica pomiędzy kosztami marginalnymi a średnimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej w latach 2008-2012 (drugi okres rozliczeniowy w systemie EU ETS). W tym czasie istnieje największe ryzyko powstania tzw. windfall profits (niewypracowanych zysków).
2. Tak duża różnica stwarza pole do ewentualnych interwencji regulatora, które mogą przeciwdziałać nadmiernemu wzrostowi cen energii, nie mającemu podstaw w rzeczywistych ponoszonych przez producentów kosztach wytwarzania.
3. W scenariuszach zakładających zaostrzenie warunków funkcjonowania systemu EU ETS (EU_CO2, EU_MIX) po roku 2013 (w modelu jest to roku 2015) koszty średnie zbliżają się szybko do kosztów marginalnych. Taka sytuacja potwierdza nieuchronność wzrostu cen energii elektrycznej w przypadku wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego, które z dużą będą przebiegały blisko linii wyznaczonej przez koszty marginalne lub nawet powyżej tej linii.
4. W przypadku modyfikacji propozycji KE idącej w kierunku jedynie częściowo odpłatnego przydziału uprawnień zmniejszą się koszty średnie bez zmiany kosztów marginalnych. W takiej sytuacji zmniejszenie cen energii wymagać będzie wypracowania przez Regulatora efektywnych mechanizmów kontrolnych zapobiegających czerpaniu przez producentów niewypracowanych zysków (windfall profits).

3.2.7. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne stanowią ważny z perspektywy Polski wskaźnik oceny różnych wariantów polityki UE. Wyniki obliczeń przedstawiono poniżej w dwóch tablicach osobno dla scenariuszy bez polityki poprawy efektywności oraz dla scenariuszy z polityką poprawy efektywności.

Tablica 3.12. Nakłady inwestycyjne na nowe elektrownie, scenariusze bez polityki poprawy efektywności [mld zł]

	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2006-2030
Scenariusz BAU						
EL ciepłne	8,1	19,8	25,9	27,1	38,6	119,5
EL OZE	6,8	18,5	4,1	5,5	14,6	49,4
RAZEM	14,9	38,2	30,1	32,5	53,2	168,9
Scenariusz ODN						
EL ciepłne	8,1	16,1	18,5	17,6	126,2	186,4
EL OZE	6,8	18,5	4,1	5,5	14,6	49,4
RAZEM	14,8	34,5	22,6	23,0	140,8	235,8
Scenariusz EU_MIX						
EL ciepłne	7,9	11,3	22,0	30,8	108,8	180,8
EL OZE	6,8	29,5	41,0	26,5	9,0	112,8
RAZEM	14,6	40,8	63,0	57,3	117,8	293,6

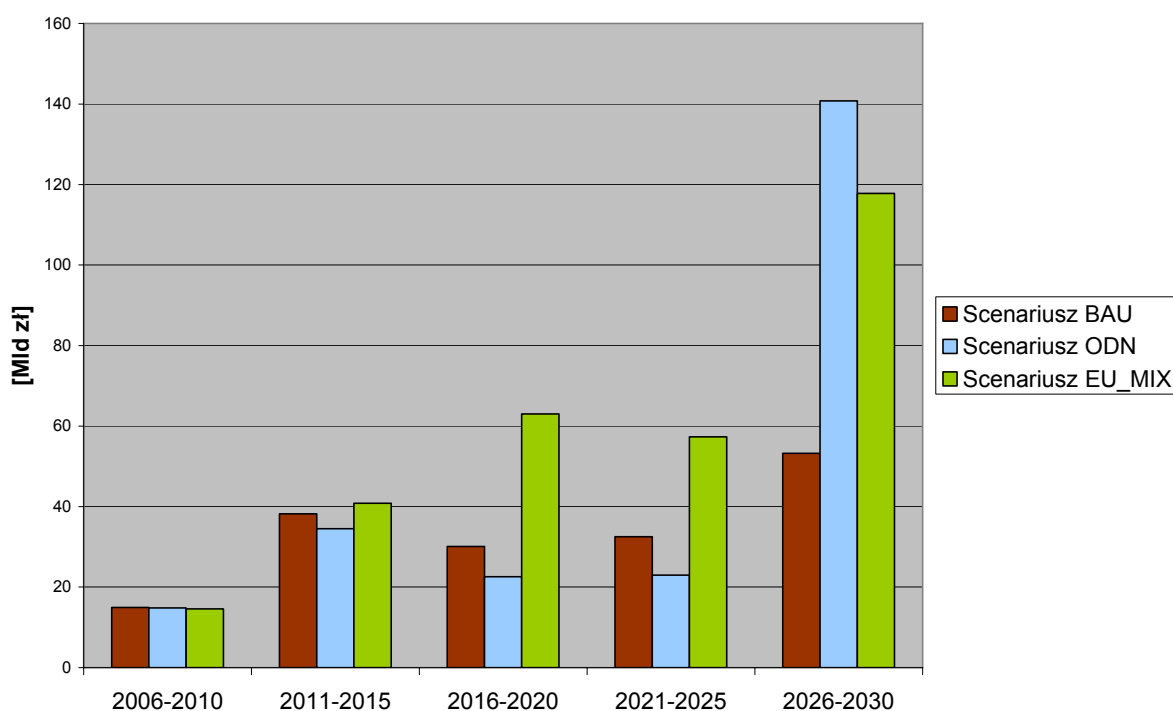
Tablica 3.13. Nakłady inwestycyjne na nowe elektrownie, scenariusze z polityką poprawy efektywności [mld zł]

	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2006-2030
Scenariusz BAU-E						
EL ciepłne	4,0	13,1	22,4	27,0	25,2	91,7
EL OZE	6,8	13,9	3,4	4,6	10,4	38,9
RAZEM	10,8	27,0	25,8	31,5	35,5	130,7
Scenariusz EUMIX-E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EL ciepłne	4,0	4,5	23,5	30,8	84,0	146,8
EL OZE	6,8	24,5	35,5	28,6	5,9	101,2
RAZEM	10,7	29,0	59,0	59,4	89,9	248,0

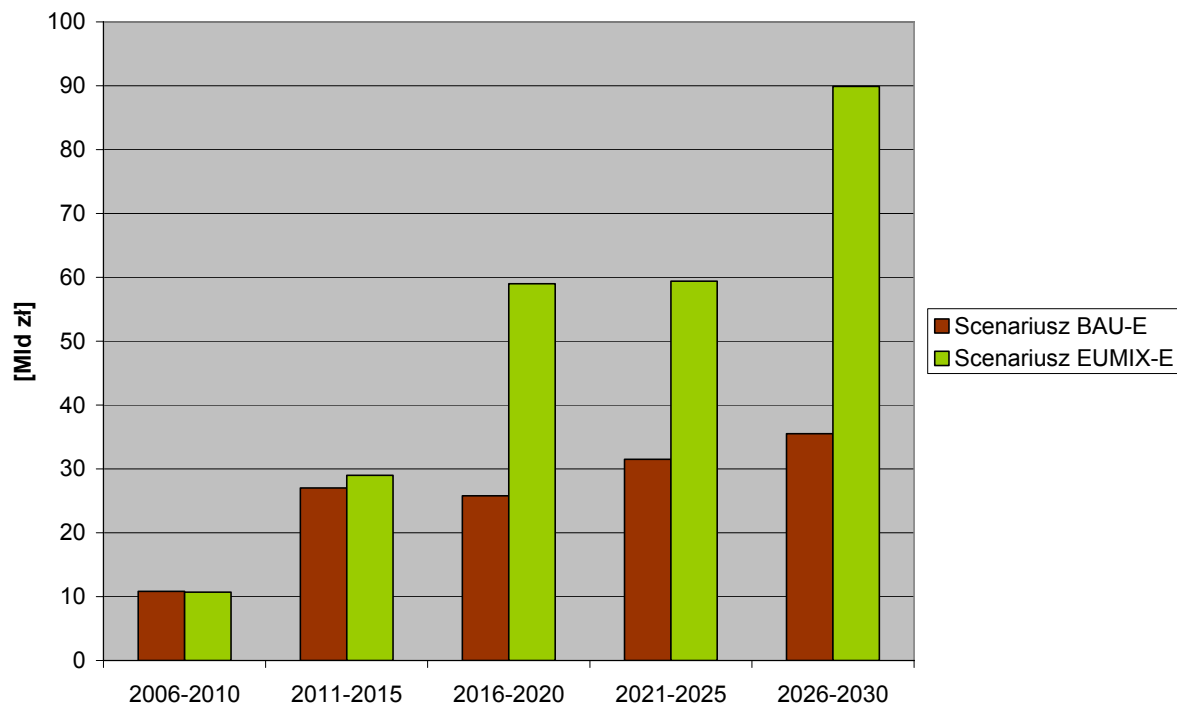
Powyższe dane prowadzą do następujących konkluzji:

- a) Realizacja pakietu energetyczno klimatycznego z 2008 r. wymagać będzie ok. 110 – 130 mld zł nakładów inwestycyjnych więcej niż w scenariuszach porównawczych (250 – 290 mld zł w scenariuszach EU_MIX w porównaniu z 130 – 170 mld zł w scenariuszach BAU).
- b) Realizacja pakietu energetyczno klimatycznego wymaga nakładów inwestycyjnych o ok. 50 mld zł wyższych niż w scenariuszu ODN, zakładającym kontynuację obecnej polityki ochrony klimatu i rozwoju OZE (293 mld zł w porównaniu do 235 mld zł).

Poniżej przedstawiono na wykresach porównanie strumieni nakładów inwestycyjnych. Najbardziej zrównoważony strumień nakładów inwestycyjnych występuje w scenariuszu BAU, w którym budowane są w dużej mierze nowe energetyczne bloki węglowe. Natomiast scenariusz Odniesienia charakteryzuje się nierównomiernym rozkładem inwestycji. W okresie 2010- 2020 cechuje się niższymi nakładami niż scenariusz BAU (ze względu na budowę tańszych inwestycyjnie elektrowni gazowych zamiast węglowych). Jednak w końcowym okresie występują w nim bardzo wysokie nakłady związane m.in. z budową nowej elektrowni jądrowej. Scenariusz EU_MIX wykazuje wyższe nakłady niż w pozostałych dwóch scenariuszach we wszystkich okresach z wyjątkiem ostatniego, gdzie nakłady w scenariuszu ODN są najwyższe).



Rys 3.30. Rozkład nakładów inwestycyjnych na budowę nowych elektrowni, scenariusze bez polityki poprawy efektywności



Rys 3.31. Rozkład nakładów inwestycyjnych na budowę nowych elektrowni, scenariusze z polityką poprawy efektywności

Porównanie strumieni nakładów inwestycyjnych w dwóch scenariuszach uwzględniających politykę poprawy efektywności wskazuje na konieczność podwojenia nakładów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym po roku 2015 w celu realizacji celów pakietu energetyczno – klimatycznego.

4. Ocena wpływu na gospodarkę

W tej części przedstawiono wyniki oszacowań rozmiaru konsekwencji dla rozwoju gospodarczego Polski, które niesie realizacja zamierzeń UE dotyczących ograniczenia emisji CO₂ i szerszego wykorzystania energii odnawialnej. Narzędziem do przeprowadzenia tej analizy został zmodyfikowany model równowagi ogólnej (CGE-PL) używany przez zespół EnergSys, który pierwotnie służył m.in. do analiz wpływu przyszłych zmian PKB na wielkości emisji do atmosfery wybranych zanieczyszczeń (CO₂, SO₂, NO_x). W obecnym projekcie analiza ma charakter odmienny – przebadano wpływ wzrostu cen energii na poziom PKB, poziom inflacji, saldo handlu zagranicznego (HZ) oraz na wielkość produkcji szczególnie energochłonnych sektorów gospodarki narodowej. W tym projekcie dokładną analizę emisji zanieczyszczeń przeprowadzono w modelu EFOM-PL, w którym można uwzględnić znacznie więcej istotnych szczegółów, niż jest to możliwe w modelu makroekonomicznym. Zagadnienie wpływu wzrostu cen energii na sytuację gospodarstw domowych jest przedmiotem osobnych, szczegółowych analiz.

4.1. Metodyka i główne założenia

Stworzono wielką różnorodność modeli CGE. Ta różnorodność utrudnia podanie precyzyjnej definicji modelu tego typu ale jego ogólny opis może być taki:

Model CGE jest zbiorem relacji zachowań (równań) które w warunkach doskonałej konkurencji wyznaczają równowagę pomiędzy produkcją i handlem produktami oraz usługami poprzez zmiany w relacjach cen tych produktów i usług.

W modelach CGE brane są pod uwagę wszystkie powiązania pomiędzy poszczególnymi rynkami na równi z działaniem pojedynczego rynku, co oznacza opis całej gospodarki. Opisana jest ona przez dwa rodzaje podmiotów: producentów i konsumentów. Zbiór producentów może być podzielony na pewną liczbę sektorów produkcyjnych, zbiór konsumentów można natomiast podzielić na gospodarstwa domowe, rząd i zagranicę.

Dla lepszego zrozumienia prezentowanych wyników w Załączniku 3 zamieszczono opis własności modelu CGE-PL.

Bardzo istotną cechą modeli równowagi ogólnej jest ich statyczność. Model CGE nie wyznacza tempa wzrostu PKB na podstawie założeń dotyczących podziału dochodów pomiędzy spożycie i konsumpcję jak klasyczne dynamiczne modele wzrostu makroekonomicznego, ale wyznacza nowy stan zrównoważenia wszystkich rynków uwzględnionych w modelu w odpowiedzi na zmianę któregośkolwiek czynnika równowagi: zmianę ceny, opodatkowania, zasobu czynnika produkcji, dochodów. Tę właśnie cechę modelu CGE-PL wykorzystano do oceny makroekonomicznych konsekwencji zmian cen energii wyliczonych na podstawie wyników modelu EFOM-PL (relatywnych zmian kosztów marginalnych) dla sektora energetycznego.

Punktem odniesienia analizy wrażliwości gospodarki na silny impuls cenowy są wyniki modelu CGE otrzymane dla BAZOWEGO scenariusza rozwoju gospodarczego. Uzgodnienia dotyczyły w szczególności poziomu PKB, stopy bezrobocia i salda HZ w latach 2010, 2015, 2020, 2025 i 2030. Dla dwóch spośród pięciu czynników produkcji uwzględnianych w modelu⁶ (zasobu pracy i zasobu węgla krajowego) wyznaczono ścieżkę zmian dla każdego analizowanego roku w stosunku do roku bazowego na podstawie osobnych opracowań. Do istotnych egzogenicznych parametrów modelu należy też scenariusz realnych zmian światowych cen na podstawowe paliwa.

Wielkości produkcji w sektorach paliwowym i energetycznym są zmiennymi endogenicznymi w modelu i jako takie nie były przedmiotem założeń scenariuszowych. Uzyskanie uzgodnionych wartości dla podstawowych kategorii makroekonomicznych umożliwiły założenia dotyczące tempa zmian zasobu dostępnego kapitału oraz oceny tempa poprawy efektywności wykorzystania każdego z czynników produkcji. Do kształtowania salda HZ wykorzystano zmienne elastyczności cenowe eksportu i importu dla analizowanych lat. Otrzymane wyniki korespondują z obliczeniami modelem EFOM-PL w scenariuszu BAU.

Aby uzyskać materiał porównawczy przeprowadzono powtórnie obliczenia modelem przy założeniu, że nie zmieniają się żadne inne założenia w scenariuszu poza zmianą ceny produktów przemysłu energetycznego (działu 40 EKD). Model ma do wykorzystania maksymalnie tę samą ilość zasobu pracy, kapitału⁷ i węgla co poprzednio, a każdy czynnik produkcji charakteryzuje taka sama zmiana efektywności w każdym analizowanym roku jak w obliczeniach scenariusza Bazowego. Cena kapitału pozostaje na poziomie uzyskanym w pierwszym cyklu obliczeniowym dla każdego roku analizy. Wyniki otrzymane w tym cyklu obliczeniowym korespondują z wynikami modelu EFOM-PL w scenariuszu EU_MIX.

Ponieważ Komisja Europejska przewiduje negatywne skutki realizacji systemu ETS dla całej gospodarki Unii, a zwłaszcza dla krajów regionu wschodniego, planuje mechanizm złagodzenia tych skutków poprzez redystrybucję wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji na aukcji⁸. Według projektu dyrektywy (artykuł 10 punkt 3) przynajmniej 20% tych wpływów powinno być wykorzystane na:

- a) ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w tym przez wkład na rzecz Globalnego Funduszu Efektywności Energetycznej oraz Energii Odnawialnej, przystosowanie się do skutków zmian klimatu oraz finansowanie prac badawczo-rozwojowych w zakresie ograniczenia emisji i przystosowania się, w tym udział w inicjatywach realizowanych w ramach europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych;
- b) rozwój energii ze źródeł odnawialnych celem realizacji zobowiązania Wspólnoty do zapewnienia dwudziestoprocentowego udziału energii ze źródeł

⁶ praca, kapitał, węgiel (produkty działu 10 EKD), paliwa (produkty działu 23 EKD) oraz agregat energii elektrycznej i ciepła (produkty działu 40 EKD)

⁷ Uwzględniając wpływy z aukcji uprawnień

⁸ Wniosek DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych. Bruksela, dnia 23.1.2008 KOM(2008) 16 wersja ostateczna

odnawialnych w 2020 r. i realizacji zobowiązania Wspólnoty do zmniejszenia zużycia energii o 20 % do 2020 r.;

- c) wychwytywanie i podziemne składowanie gazów cieplarnianych, pochodzących w szczególności z elektrowni węglowych;
- d) działania zapobiegające wylesianiu, w szczególności w krajach najmniej rozwiniętych;
- e) ułatwienie krajom rozwijającym się przystosowania się do skutków zmian klimatu;
- f) uwzględnienie aspektów społecznych w przypadku gospodarstw domowych o niższych i średnich dochodach, np. przez racjonalizację zużycia energii i poprawę izolacji cieplnej budynków; oraz
- g) pokrycie kosztów zarządzania systemem wspólnotowym.

Nie są obecnie znane mechanizmy rozdysponowania przez państwa członkowskie dodatkowych środków ani cele, na które będzie wydatkowane 80% przychodów z aukcji uprawnień. Przyjęto, że większa część z tych kwot („zabranych” przedsiębiorcom) posłuży do wspierania działań służących realizacji polityki ochrony środowiska oraz działań prospołecznych i tą drogą trafi z powrotem do sektora przedsiębiorstw i do gospodarstw domowych.

W modelowych badaniach skutków dla gospodarki uwzględniono efekt redystrybucji związany z wprowadzeniem 100% odpłatności za uprawnienia do emisji dwutlenku węgla i lokowaniem otrzymanych środków w przedsięwzięcia ochrony środowiska. Przyjęto, że w Polsce 10% przychodów z aukcji będzie pochodzić z zagranicy, wydatki krajowych przedsiębiorców uczestniczących w systemie pomniejszą efektywny zasób kapitału dostępny w scenariuszu o 90% wpływów z aukcji. Ale w wyniku obecnie bliżej niesprecyzowanych działań rządu, całość przychodów z aukcji wróci do gospodarki, z czego połowa trafi do gospodarstw domowych. W rezultacie w założeniach modelu w scenariuszu EU_MIX zwiększono dochody gospodarstw domowych o 50% przychodów z aukcji uprawnień i zmniejszono efektywny zasób kapitału do dyspozycji przedsiębiorstw o wartość równą 40% przychodów z aukcji. System rozdziału uprawnień emisyjnych poprzez sprzedaż na aukcji ma być wprowadzony od roku 2013, więc w analizie uwzględniono ten efekt w obliczeniach dla lat 2015, 2020, 2025, 2030.

Poniżej w tablicy 4.1. przedstawiono podstawowe założenia przyjęte do obliczeń dla scenariusza Bazowego w obu wariantach dla analizowanych lat. Założenia dotyczące kapitału, zasobu siły roboczej, zmian efektywności czynników produkcji oraz zmian cen światowych podstawowych paliw przedstawiono w postaci dynamiki zmian w stosunku do wartości odpowiednich kategorii z roku 2005. W modelu zmiany efektywności czynników produkcji są określone dla każdego sektora oddzielnie. Tu prezentowane są „wynikowe” zmiany efektywności odniesione do uzyskanego poziomu PKB w danym roku.

Tablica 4.1. Podstawowe założenia do obliczeń wpływu zmian cen energii na rozwój gospodarczy Polski do roku 2030.

	2010	2015	2020	2025	2030
Górne ograniczenia zasobów (2005 =1)					
Siły roboczej	1,010	0,978	0,927	0,883	0,851
Kapitału	1,104	1,384	1,574	1,891	2,175
Węgla	1,065	1,097	1,130	1,146	1,162
Zmiany efektywności (2005 =1)					
Pracy	1,137	1,535	1,967	2,712	3,523
Kapitału	1,174	1,350	1,810	2,298	3,005
Węgla	1,217	1,543	1,821	2,409	2,973
Paliw	1,165	1,360	1,471	1,915	2,237
Energii	1,012	1,111	1,191	1,289	1,467
Zmiany cen światowych (2005 =1)					
Węgla	1,285	1,188	1,188	1,188	1,396
Ropy naftowej	1,286	1,157	1,042	0,964	1,463
Paliw	1,446	1,325	1,243	1,215	1,925
Zmiany cen energii w wariantcie EU_MIX (ceny w wariantcie BAU =1)					
Zmiana ceny usług przemysłu energetycznego (dział 40 EKD)	1,0420	1,472	1,387	1,325	1,330
Powiększenie dochodów gospodarstw domowych z tytułu redystrybucji połowy dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji (dochody w wariantcie BAU =100%)					
Wartość w mld PLN -2005	0,00	17,65	16,19	14,83	13,58
Relatywny wzrost dochodów	100,0%	101,7%	101,3%	100,9%	100,6%

Ponieważ w modelu makroekonomicznym sektor energetyczny obejmuje cały dział 40 według EKD, a więc i energię elektryczną i ciepło, oszacowanie skali wzrostu cen w poszczególnych latach, które zostały użyte w modelu CGE-PL wymagało przyjęcia założeń o skali wzrostu cen ciepła na podstawie wyników modelu EFOM-PL. Do obliczeń przyjęto, że relatywne zmiany cen ciepła będą wynosić 80% zmian, którym podlegają ceny energii elektrycznej na średnich napięciach.

Poza analizami makroekonomicznymi przeprowadzonymi przy pomocy modelu równowagi ogólnej dokonano również oszacowania bezpośredniego obniżenia popytu na energię elektryczną i ciepło w poszczególnych obszarach gospodarki na skutek zmian cen. Przyjęto założenie o niewielkiej, ale rosnącej z czasem ujemnej elastyczności cenowej popytu na ciepło i energię elektryczną. W tablicy 4.2. zestawiono wartości tych elastyczności oraz otrzymane z modelu EFOM-PL wyniki dotyczące zmian cen energii elektrycznej i oszacowania dotyczące zmian cen energii elektrycznej i ciepła w wariantcie EU_MIX względem wyników w wariantcie BAU.

Tablica 4.2 Koszty marginalne dostaw energii elektrycznej i założenia dotyczące zmian cen oraz siły oddziaływania na popyt na energię elektryczną i ciepło.

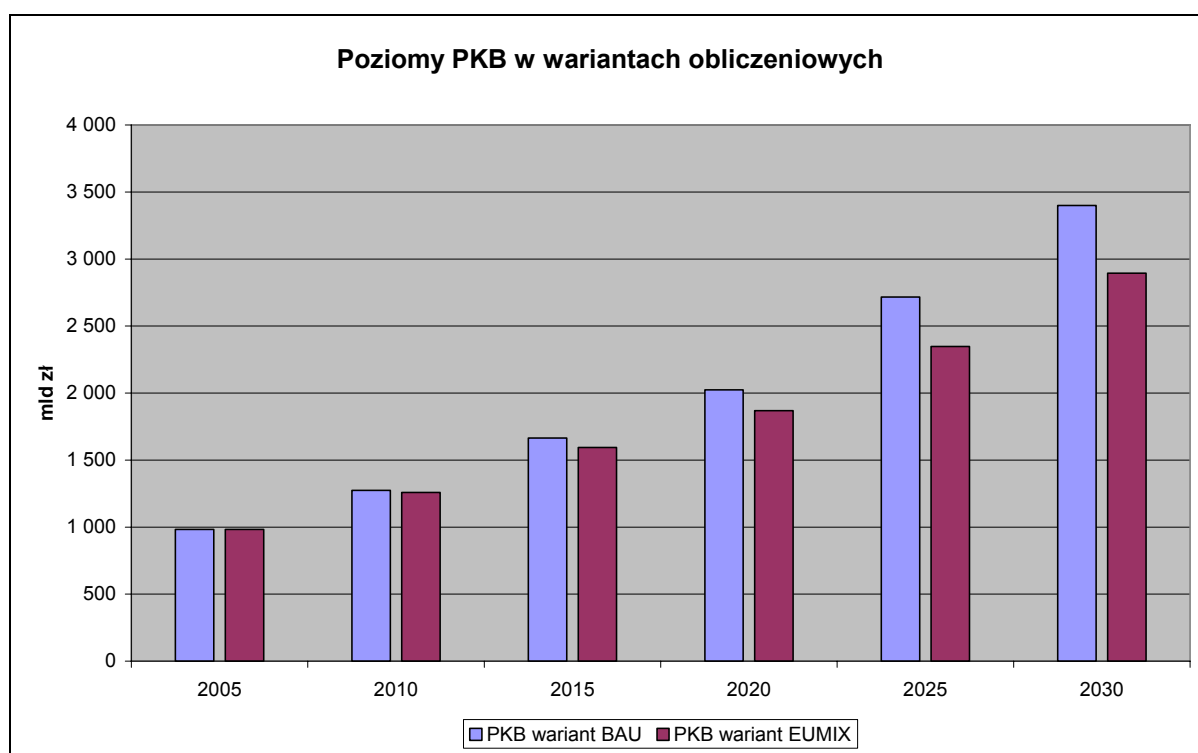
Odbiorca	Napięcie odbioru	jednostka	2010	2015	2020	2025	2030
A. Koszty marginalne dostaw energii elektrycznej, wariant BAU							
Działalność gospodarcza	WN	PLN/MWh	204	221	225	232	247
	SN	PLN/MWh	278	301	309	318	335
	nN	PLN/MWh	317	347	361	369	392
Gospodarstwa domowe	nN	PLN/MWh	434	478	504	512	544
B. Relatywna zmiana ceny dostawy energii elektrycznej i ciepła w wariantcie EU_MIX (ceny w wariantcie BAU =1)							
Działalność gospodarcza	WN	-	1,06	1,70	1,57	1,48	1,48
	SN	-	1,05	1,52	1,43	1,36	1,36
	nN	-	1,04	1,47	1,40	1,32	1,31
Gospodarstwa domowe	nN	-	1,04	1,39	1,33	1,26	1,25
Wszyscy odbiorcy ciepła	-	-	1,06	1,70	1,57	1,48	1,478
C. Elastyczności cenowe popytu krajowego na:							
Energię elektryczną	-	-	-0,15	-0,20	-0,25	-0,30	-0,35
Ciepło	-	-	-0,10	-0,20	-0,30	-0,40	-0,50

4.2. Wyniki analiz

Najbardziej widocznym efektem pełnej realizacji polityki ograniczenia dalszego wzrostu antropogenicznej emisji CO₂ w Europie dla polskiej gospodarki jest wyraźny spadek tempa wzrostu PKB. Wyniki przeprowadzonej analizy modelowej wskazują na to, że przy przyjętych założeniach dotyczących skali obciążenia gospodarki Polska traci średniorocznie o 0,6% stopy wzrostu PKB w badanym okresie. W analizowanym scenariuszu szybkiego, stabilnego i długookresowego wzrostu oznacza to, że straty z tego tytułu przekroczą wartość połowy produktu krajowego wypracowanego w roku 2005. W tablicy 4.3 i na wykresie rys. 4.1 zestawiono wyniki obliczeń dotyczące poziomu PKB w analizowanych latach i średnioroczne stopy wzrostu PKB w kolejnych pięcioletkach dla obydwóch wariantów obliczeniowych.

Tablica 4.3. Wpływ zmian cen energii na poziom PKB w okresie 2005-2030

	Jedn.	2005	2010	2015	2020	2025	2030
PKB_ceny 2005							
PKB wariant BAU	mld zł	983	1 275	1 665	2 024	2 716	3 399
PKB wariant EUMIX	mld zł	983	1 259	1 594	1 869	2 348	2 895
Różnica poziomów PKB (BAU-EUMIX)	mld zł	0	16	71	154	368	503
Relatywny spadek poziomu PKB (EU_MIX/ BAU)	-	1.000	0,987	0,957	0,924	0,864	0,852
Średnioroczne stopy wzrostu PKB w pięciolatkach							
			2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Wariant BAU	-	-	5,33	5,49	3,98	6,06	4,59
Wariant EUMIX	-	-	5,06	4,84	3,24	4,66	4,29



Rys. 4.1 Zestawienie poziomów PKB w wariantach obliczeniowych BAU i EU_MIX

Jedną z przyczyn osłabienia tempa wzrostu jest wyraźny spadek produkcji w energochłonnych działach przemysłowych, zwłaszcza tych, których znacząca część produkcji znajduje swoje rynki poza granicami Polski. W tablicy 4.4 zestawiono dynamiki produkcji dla pięciu, szczególnie energochłonnych działów przemysłu przetwórczego.

Tablica 4.4 Porównanie dynamiki produkcji energochłonnych działów gospodarki narodowej w wariantach obliczeniowych BAU i EU_MIX

Dział przemysłu (nr działu EKD)	2005	2010	2015	2020	2025	2030
A. Dynamika produkcji energochłonnych przemysłów w wariantcie BAU						
Przemysł papierniczy (22,23)	1,00	1,42	2,04	2,64	3,42	4,88
Przemysł chemiczny (24,25)	1,00	1,29	1,77	2,26	2,76	4,14
Przemysł mineralny (26)	1,00	1,35	1,69	2,08	2,65	3,15
Hutnictwo metali (27,28)	1,00	1,17	1,42	1,67	2,09	2,28
Przemysł energetyczny (40)	1,00	1,28	1,52	1,73	2,14	2,36
B. Relacja produkcji energochłonnych przemysłów w wariantcie EU_MIX do produkcji w wariantcie BAU						
Przemysł papierniczy (22,23)	100%	97%	89%	93%	92%	88%
Przemysł chemiczny (24,25)	100%	99%	80%	90%	85%	79%
Przemysł mineralny (26)	100%	98%	84%	84%	86%	89%
Hutnictwo metali (27,28)	100%	96%	78%	80%	76%	81%
Przemysł energetyczny (40)	100%	98%	88%	93%	89%	89%

Największy efekt odnotowano dla przemysłu metalurgicznego i chemicznego. Pod koniec analizowanego okresu produkcja w tych działach przemysłu w wariantcie EU_MIX jest niższa o około 20% w porównaniu z wariantem BAU. Należy zwrócić uwagę, że wyliczone spadki dynamiki produkcji w wariantcie EU_MIX nie oznaczają jej bezwzględnego obniżenia. Na przykład w przypadku przemysłu chemicznego w roku 2030 produkcja jest ponad trzykrotnie wyższa niż w roku 2005 w wyrażeniu realnym.

Przemysłu energetyczny w 2015 roku traci blisko 12% swojej dynamiki, a po roku 2025 utrzymuje ten poziom straty wobec rozwoju uzyskanego w wariantcie BAU.

W wyniku analizy modelowej odnotowano też, niewielki lecz wyraźny wpływ inflacyjny wzrostu cen usług przemysłu energetycznego na gospodarkę, istotnie wyższy od wpływu bezpośredniego, liczonego przy stałej strukturze gospodarki. **W modelu równowagi ogólnej (i w gospodarce) wymuszony wzrost ceny jednego czynnika produkcji (energii w tym przypadku) nie tylko zmienia tę strukturę, ale także przyczynia się do wzrostu cen pozostałych konkurencyjnych czynników produkcji, co jest impulsem do wzrostu wszystkich cen w gospodarce.**

Wzrost cen usług sektora energetycznego w modelu bezpośrednio nie wpływa na obroty energią w handlu zagranicznym ponieważ przyjęto bardzo niskie współczynniki elastyczności cenowej zarówno w eksporcie jak i w imporcie usług tego sektora⁹ (w eksporcie 0,01; w imporcie 0,05). Utrzymano w ten sposób spójność z założeniami przyjętymi w modelu EFOM-PL dotyczącymi zrównoważonego salda eksportu i importu energii elektrycznej w całym okresie i niewielkiego zakresu tej wymiany.

⁹ Przedmiotem HZ na większą skalę może być tylko energia elektryczna, w modelu CGE sektor ten „produkuje” agregat energii elektrycznej i ciepła

W tablicy 4.5 zestawiono średnioroczne wskaźniki inflacji uzyskane w obydwóch wariantach obliczeniowych. Przy badanym poziomie zmian cen energii różnice pomiędzy średniorocznymi wskaźnikami inflacji obu wariantów obliczeniowych w okresie 2006-2020 nie przekraczają 0,2 punktu procentowego, a w latach 2021-2030 nie przekraczają 0,4 punktu procentowego. Negatywne oddziaływanie wzrostu inflacji na budżety gospodarstw domowych jest tylko częściowo niwelowane przez inflacyjny wzrost płac.

Tablica 4.5 Porównanie średniorocznych wskaźników inflacji w wariantach obliczeniowych BAU i EU_MIX

Średnioroczny wskaźnik inflacji	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Wariant BAU	2,6%	2,4%	2,8%	2,4%	2,7%
Wariant EUMIX	2,6%	2,6%	3,0%	2,8%	3,3%

Przeprowadzona analiza wykazała, że nawet niewielki inflacyjny wzrost cen w polskiej gospodarce (ponad poziom inflacji w krajach partnerów handlowych) może mieć znaczący wpływ na saldo handlu zagranicznego. Do obliczeń przyjęto założenie, że międzynarodowe ceny produktów będących przedmiotem wymiany handlowej z Polską będą rosły nieco wolniej niż ceny w Polsce (80% wskaźnika inflacji krajowej). W tablicy 4.6 zestawiono wartości importu i eksportu wyrażone w cenach stałych dla obu wariantów obliczeniowych.

Tablica 4.6 Porównanie salda wymiany handlowej Polski do roku 2030 dla analizowanych wariantów obliczeniowych.

	Jedn,	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Wariant BAU							
Wartość importu	mld PLN	368	419	486	542	640	746
Wartość eksportu	mld PLN	365	418	486	544	644	751
Saldo handlu zagranicznego	mld PLN	-3,35	-1,07	0,51	1,98	4,09	5,05
Wariant EUMIX							
Wartość importu	mld PLN	368	419	489	543	644	747
Wartość eksportu	mld PLN	365	418	483	539	642	749
Saldo handlu zagranicznego	mld PLN	-3,35	-1,12	-5,72	-4,20	-2,07	1,68

O ile w wariantcie BAU Polska uzyskuje dodatnie saldo w obrotach handlowych z zagranicą pomiędzy rokiem 2010 a 2015, to w przypadku realizacji wariantu EU_MIX do roku 2025 saldo to pozostaje ujemne mniej więcej na obecnym poziomie. Wzrost inflacji jednocześnie sprzyja wzrostowi importu i ogranicza możliwości eksportowe.

W ostatnim kroku analizy przeprowadzono dokładniejsze oszacowanie ograniczenia popytu finalnego na energię elektryczną i ciepło wykorzystując wyniki modeli PROSK i EFOM-PL oraz założenia dotyczące wrażliwości odbiorców na wzrost cen. Uzyskane wyniki zaprezentowano w tablicy 4.7.

Tablica 4.7 Oszacowanie spadku popytu finalnego na energię elektryczną i ciepło spowodowanego wzrostem cen usług energetycznych w wariantcie EU_MIX według obszarów gospodarki.

Sektor gospodarki	Jedn.	2010	2015	2020	2025	2030
Obniżenie popytu finalnego na energię elektryczną						
Przemysł	TWh	0,3	4,9	5,6	6,0	7,2
Usługi	TWh	0,2	3,4	4,4	5,2	7,0
Pozostałe działy gospodarki	TWh	0,1	1,1	1,3	1,6	2,1
Gospodarstwa domowe	TWh	0,2	2,6	3,2	3,3	4,0
Razem obniżenie popytu	TWh	0,6	12,0	14,4	16,0	20,4
Spadek popytu krajowego	%	-0,6%	-8,4%	-8,8%	-8,6%	-9,9%
Obniżenie popytu finalnego na ciepło						
Przemysł	PJ	0,5	14,2	18,8	21,4	26,3
Usługi	PJ	0,1	2,1	2,8	3,4	4,6
Pozostałe działy gospodarki	PJ	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3
Gospodarstwa domowe	PJ	0,6	15,4	20,2	22,5	30,8
Razem obniżenie popytu	PJ	1,3	31,9	42,1	47,5	61,9
Spadek popytu krajowego	%	-0,3%	-7,5%	-9,3%	-10,4%	-13,2%

Wynik obliczeń wskazuje na to, że w przypadku realizacji w Polsce strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ należy się liczyć od roku 2015 z realnym **spadkiem popytu** na usługi sektora energetycznego o **8-10% w przypadku energii elektrycznej** i o 7-13% w przypadku ciepła. Na wzrost cen energii elektrycznej szczególnie wrażliwy jest przemysł i sektor usług. Z kolei wzrost cen ciepła szczególnie dotkliwie odczują gospodarstwa domowe.

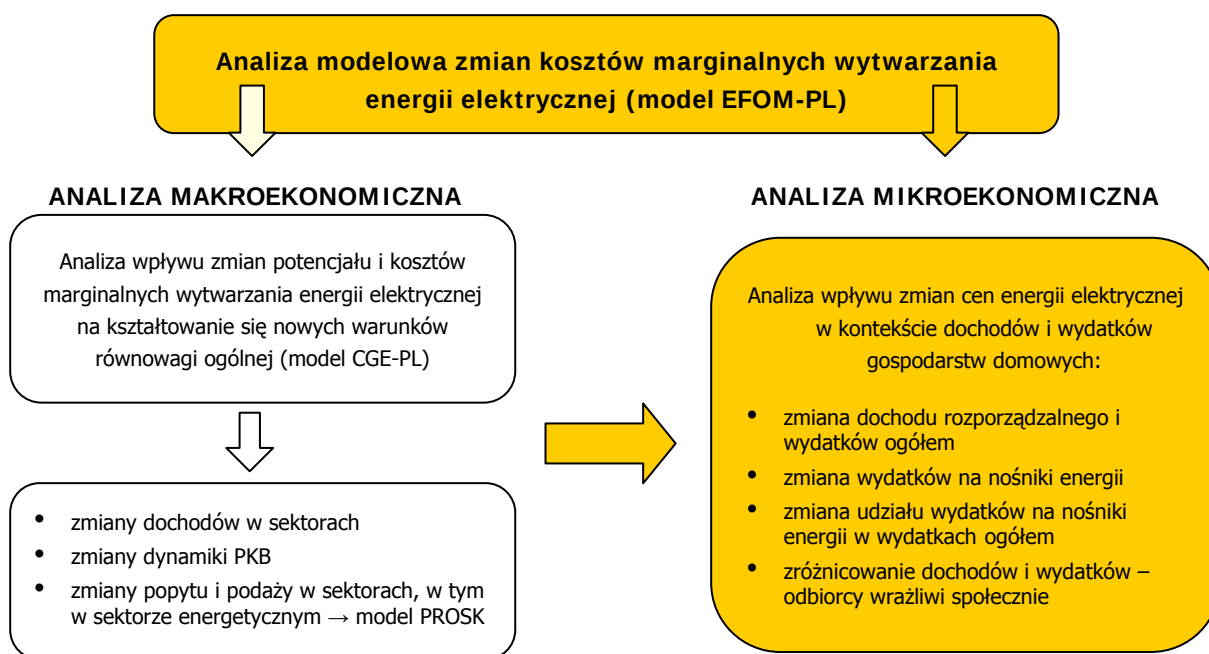
5. Wpływ na gospodarstwa domowe

5.1. Metodyka i główne założenia

5.1.1. Układ obliczeniowy

W niniejszym rozdziale przedstawione zostały założenia i wyniki *mikroekonomicznej oceny konsekwencji, jakie dla gospodarstw domowych będzie miał prognozowany wzrost kosztów marginalnych wytwarzania energii elektrycznej w wyniku wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego z 23 stycznia 2008 r. (Wariant EU_MIX).*

W analizie wykorzystuje się wyniki obliczeń wykonanych przy pomocy modelu EFOM-PL oraz modelu CGE-PL zgodnie ze schematem powiązań między analizą makro- i mikroekonomiczną zaprezentowanym na rys. 5.1.



Rys. 5.1. Schemat powiązań między makroekonomiczną i mikroekonomiczną analizą wpływu wzrostu kosztów marginalnych wytwarzania energii elektrycznej na gospodarstwa domowe

W szczególności przy ocenie skutków dla gospodarstw wykorzystuje się wyniki z następujących analiz:

- 1) Zmiany dynamiki PKB i poziomu zapotrzebowania na energię w gospodarstwach domowych wskutek zmian kosztowo-cenowych;

- 2) Prognozy poziomu oraz energo- i elektrochłonności procesów realizowanych w gospodarstwach domowych¹⁰;
- 3) Prognoza zmian kosztów jednostkowych i cen paliw i energii, wykorzystywanych w wymienionych procesach energochłonnych.

5.1.2. Algorytmy obliczeniowe

Punktem wyjścia jest analiza wydatków gospodarstw domowych na nośniki energii i utrzymanie domu oraz ich udziału w budżetach domowych. W analizie zostały uwzględnione zmiany obserwowane w tym obszarze w okresie 2000-2006, zróżnicowanie wydatków wg typów gospodarstw domowych oraz porównanie poziomu energochłonności prowadzenia gospodarstw domowych w Polsce i w krajach EU.

Obliczenia zostały wykonane wg następujących formuł:

$$\begin{aligned} & \text{Pułap wzrostu wydatków (wzrost z tytułu wzrostu gospodarczego)} = \\ & = \text{wzrost PKB per capita} \times \text{wsp. elastyczności dochodu rozporządzalnego do wzrostu PKB}_{pc} \\ & \quad \quad \quad = \text{wzrost dochodów per capita} \end{aligned}$$

W odniesieniu do elastyczności dochodu przyjęto, że w związku z rosnącą rolą kapitału ludzkiego w procesach innowacyjnych i rozwojowych w gospodarce, współczynnik elastyczności dochodu rozporządzalnego względem wzrostu PKB_{pc} ulegnie pewnemu podwyższeniu z poziomu ok. 0,6 zaobserwowanego w latach 1995-2006 do ok. 0,65 w całym okresie 2005-2030.

Założono też, że nie zmienia się relacja wydatków gospodarstw domowych do dochodu rozporządzalnego i stanowią one 90% dochodu (89-91% w latach 2005 i 2006).

$$\begin{aligned} & \text{Wzrost wydatków na energię i utrzymanie domu} = \\ & = \text{wzrost zapotrzebowania (zużycia)} \times \text{wzrost ceny energii/kosztu utrzymania mieszkania} \end{aligned}$$

W analizie obliczeniowej skutków wzrostu kosztów marginalnych energii elektrycznej i ciepła przyjęto następujące założenia dotyczące zmian cen nośników energii dla gospodarstw domowych:

- a) dynamika cen dla odbiorców z gospodarstw domowych kształtuje się zgodnie z dynamikę kosztów marginalnych energii elektrycznej na niskim napięciu (nN) dla gospodarstw domowych, otrzymanych w wyniku rozwiązania z modelu EFOM-PL,

¹⁰ Ogrzewanie pomieszczeń, gotowanie posiłków, ciepła woda, wentylacja i chłodzenie, sprzęt AGD, audiowizualny i informatyczny.

- b) jak wyżej – w stosunku do cen ciepła sieciowego,
- c) nie ulegnie zmianie wysokość akcyzy na energię elektryczną, zgodnie z aktualnym projektem nowelizacji ustawy akcyzowej,
- d) ceny gazu i opału zmieniają się zgodnie z prognozowaną dynamiką cen importowych odpowiednich paliw do Polski.

Obliczony wzrost udziału wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych może być złagodzony przy pomocy określonych instrumentów – głównie środków polityki energetycznej i podatkowej, bazujących na założeniu, że wskutek wprowadzenia odpłatnej alokacji uprawnień do emisji CO₂ budżet państwa uzyskuje po roku 2013 dodatkowe przychody z aukcji tych uprawnień i przeznacza je na łagodzenie skutków społecznych nowej polityki energetyczno – klimatycznej. W pracy wykonano odpowiednie symulacje, przyjmując założenie, że 50% dodatkowych przychodów budżetu z aukcji uprawnień jest transferowane do gospodarstw domowych, wpływając bezpośrednio na wysokość budżetu gospodarstw domowych i poziom wydatków na nośniki energii, natomiast pozostała część dodatkowych kosztów przedsiębiorstw z tytułu zakupu uprawnień na aukcji zasila sektor przedsiębiorstw. Przyjęte założenia służą wyłącznie symulacji możliwych skutków łagodzenia presji cenowej z tytułu wzrostu kosztów marginalnych energii i nie należy ich traktować jako propozycji konkretnych rozwiązań polityczno – ekonomicznych w tym zakresie.

5.2. Wyniki analiz

5.2.1. Wydatki na energię w budżetach gospodarstw domowych

W latach 2000-2006 współwystępowało równolegle kilka procesów, których wynikiem był wzrost wydatków na energię elektryczną ludności i jednocześnie wzrost łącznych kosztów nośników energii w budżetach gospodarstw domowych (tabl. 5.1)

- ⇒ wysoki wzrost przeciętnych dochodów rozporządzalnych - średniorocznie o 5,4%,
- ⇒ wzrost zużycia energii elektrycznej na 1 mieszkańca - średnio o 4,7%/a,
- ⇒ wzrost cen taryfowych energii elektrycznej (taryfy G) - średnio o 6,1%/a,
- ⇒ wzrost wydatków gospodarstw domowych na energię elektryczną - średnio o 11%/a,

Tablica 5.1. Zużycie i wydatki na energię elektryczną gospodarstw domowych 2000 - 2006

Lata	Przeciętny mies. dochód rozporządzalny	Zużycie energii elektr. w gosp. domowych	Zużycie energii elektr. w gosp. dom. na mieszkańca	Cena taryf. energii elektr. dla gosp. dom.	Wydatki na energię elektr. gosp. dom.
	zł/os./m-c	GWh	MWh/os.	zł/MWh	mld zł
2000	610,5	21 037	0,55	283,5	6,0
2001	644,5	21 376	0,56	323,7	6,9
2002	664,2	21 659	0,57	347,7	7,5
2003	712,0	22 052	0,58	364,2	8,0
2004	735,4	22 804	0,60	377,0	8,6
2005	761,5	26 565 ^{1/}	0,70 (0,66 ^{2/})	388,3	10,3
2006	834,7	27 547 ^{1/}	0,72 (0,68 ^{2/})	405,4	11,2
2006/2000	1,367	1,309	1,314	1,430	1,873

^{1/} Zużycie bezpośrednie energii elektrycznej wg Gospodarki Paliwowo-Energetycznej 2005 i 2006 – dane różniące się: 25 064 GWh w 2005 i 26 022 GWh w 2006 r.

^{2/} Źródło: wg Gospodarki Paliwowo-Energetycznej 2005 i 2006.

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych GUS i ARE (Roczniki Statystyczne GUS, Statystyka Elektroenergetyki Polskie)

Obciążenie wydatkami na energię i utrzymanie domu rozkłada się nierównomiernie pomiędzy różnymi typami gospodarstw domowych. Największe wydatki ponoszą gospodarstwa pracowników na stanowiskach nierobotniczych, pracujących na własny rachunek oraz emerytów i rencistów. Znacząco niższe wydatki na energię elektryczną w gospodarstwach pracowniczych wskazują na istniejący potencjał wzrostu zużycia w tych grupach ludności (tabl. 5.2).

Tablica 5.2. Przeciętne miesięczne wydatki w gospodarstwach domowym na energię i utrzymanie domu w 2006 r., wg typu gospodarstwa

Wyszczególnienie	Ogółem	Pracown. na stan. robotni- czych	Pracown. na stan. nierobot- niczych	Rolników	Pracuj. na własny rachunek	Emerytów i rencistów
Wydatki w 2006 r., na 1 osobę w [zł/os/m-c]						
Przeciętne miesięczne wydatki	744,8	552,0	990,1	573,8	955,3	800,4
Użytk. mieszkania i nośniki energii	146,9	109,9	170,0	93,4	161,9	186,2
w tym: nośniki energii	86,1	64,0	89,2	61,3	93,1	118,5
w tym: - energia elektryczna	28,0	22,9	28,8	23,6	34,8	34,2
Udział w wydatkach w [%] (ogółem =100%)						
Użytk. mieszkania i nośniki energii	19,7	19,9	17,2	16,3	16,9	23,3
w tym: nośniki energii	11,6	11,6	9,0	10,7	9,8	14,8
w tym: - energia elektryczna	3,8	4,1	2,9	4,1	3,6	4,3

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych GUS (Roczniki Statystyczne GUS, Budżety Gospodarstw Domowych)

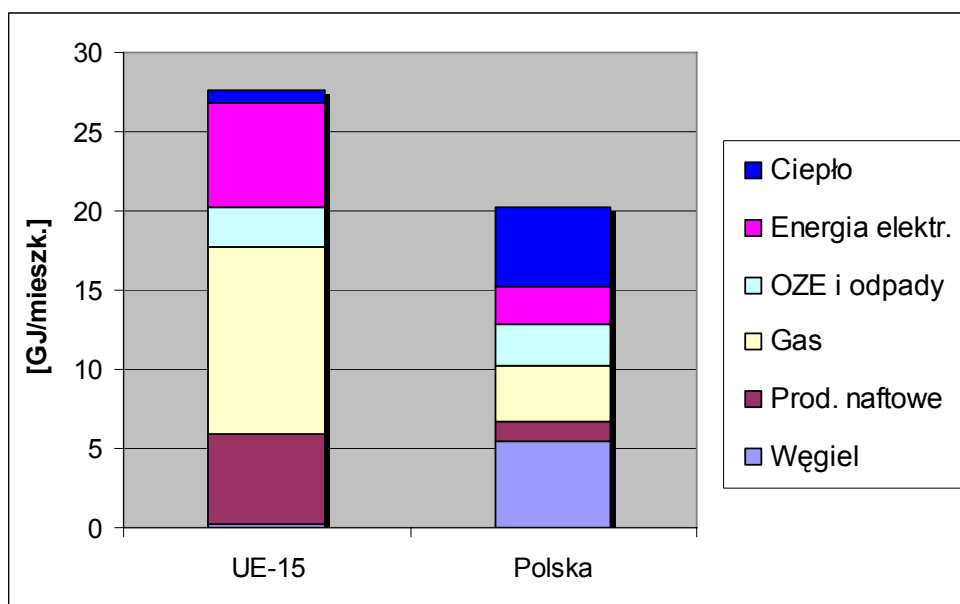
Udział wydatków na energię elektryczną w wydatkach ogółem plasuje się najwyżej w gospodarstwach o niższych przeciętnych dochodach - emerytów i rencistów, rolników i gospodarstwach pracowników na stanowiskach robotniczych – w granicach 4 - 4,5% (11-15% łączne wydatki na nośniki energii). W zamożniejszych gospodarstwach pracujących na własny rachunek i gospodarstwach pracowników na stanowiskach nierobotniczych udział ten plasuje się w granicach odpowiednio 3-3,5% i 9-10%. Należy zwrócić uwagę na wysoki udział łącznych wydatków o stałym charakterze na użytkowanie domu i nośniki energii, który przeciętnie dochodzi do 20% wydatków, a w gospodarstwach emerytów i rencistów zbliża się niebezpiecznie do 25% wydatków.

Poziom zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w Polsce jest prawie 3-krotnie niższy niż w krajach UE-15, jednak ogólny poziom zużycia energii na 1 mieszkańca w tym sektorze jest niższy tylko o ok. 25% od przeciętnej w UE-15. W krajach UE-15 jest znacznie wyższe zużycie na głowę produktów naftowych, gazu i energii elektrycznej, natomiast w Polsce jest znacznie wyższe zużycie węgla i ciepła z sieci (tabl. 5.3 i rys. 5.2).

Tablica 5.3. Zużycie energii w gospodarstwach domowych w Polsce i w UE-15 w 2005 r.
[GJ/osobę]

	Węgiel	Produkty naftowe	Gaz	OZE i odpady	Energia elektryczna	Ciepło	Razem
UE-15	0,25	5,70	11,81	2,47	6,62	0,72	27,56
Polska	5,45	1,20	3,54	2,64	2,37	4,98	20,19

Źródło: Energy Balances of OECD Countries, 2004-5005. OECD/IEA, Paris 2007 i obliczenia własne



Rys. 5.2. Porównanie zużycia energii na 1 osobę w gospodarstwach domowych w Polsce i przeciętnie w UE-15, rok 2005

Zamieszczone niżej w tabl. 5.4 dane wskazują, że niezależnie od różnic w strukturze wydatków energetycznych wynikających z odmiennej struktury budownictwa mieszkaniowego i innej struktury krajowego systemu energetycznego, niższy poziom zużycia energii elektrycznej w Polsce niż w krajach UE-15 związany jest ze znacząco niższym poziomem wyposażenia polskich gospodarstw domowych, w szczególności w najnowocześniejsze urządzenia elektrochłonne.

Tablica 5.4. Wyposażenie gospodarstw domowych w wybrane urządzenia audiowizualne i informatyczne - Polska i EU-15

	Jedn.	Odbiorniki tv ^{1/}	Magnetowidy ^{2/}	Komputery os. ^{3/}
Polska	szt./1000	422	236	193
UE-15	szat/1000	663	252	460
	Polska = 1,00	1,57	1,07	2,38

^{1/} 2003; ^{2/} 2001; ^{3/} 2004

Źródło: obliczenia własne na podstawie: Rocznik Statystyki Międzynarodowej 2007, GUS

Uzupełniającą charakterystykę kwestii wrażliwości gospodarstw domowych na zmiany cen nośników energii dostarcza raport URE nt. programu pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie na rynku energii elektrycznej i gazu.¹¹ Raport prezentuje dane dotyczące odbiorców odłączonych od sieci z powodu niepłacenia rachunków, których w roku 2006 było 185 tys. przypadków (ok. 2 % gospodarstw domowych). W raporcie stwierdza się, że nie jest

¹¹ Program pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie na rynku energii elektrycznej i gazu oraz propozycje zmian legislacyjnych, niezbędnych do wdrożenia programu. Raport końcowy. URE, Zespół ds. Prac Badawczych nad Problematyką Odbiorców Wrażliwych Społecznie, Warszawa 31 marca 2008 r. .

to w pełni miarodajny wskaźnik trudności ekonomicznych w ponoszeniu kosztów energii, bo wskazuje na przypadki, w których nie zadziałały mechanizmy pomocy społecznej, które w szczególności są ukierunkowane na pomoc w ponoszeniu stałych opłat eksploatacyjnych. Dalej stwierdza się, że **jako odbiorcę wrażliwego społecznie na rynku energii elektrycznej i gazu można przyjąć potencjalnie wszystkie rodziny korzystające z systemu pomocy społecznej. Według danych z roku 2006 łącznie z pomocy społecznej skorzystało ok. 2,8 mln rodzin, co odpowiada ok. 20% odbiorcom energii elektrycznej.** Wysokość tego zjawiska świadczy o poziomie zróżnicowania sytuacji materialnej i życiowej rodzin w Polsce.

Według Urzędu Regulacji Energetyki z powodu rosnących cen energii problemy z opłacaniem rachunków za energię czy gaz będą rosły i staną się poważnym problem społecznym. Zdaniem Prezesa URE należy chronić przed wstrzymywaniem dostaw energii tych odbiorców, których z powodu ubóstwa nie stać na płacenie rachunków, m.in. poprzez zmniejszenie poziomu podatków pośrednich (akcyza, VAT), wzmacniających presję cenową.

Przedstawiona charakterystyka zużycia energii w gospodarstwach domowych wskazuje, że zjawisko tzw. ubóstwa energetycznego jest ważnym problemem społecznym w Polsce i każde działanie zwiększające udział kosztów energii w budżetach domowych będzie pociągało za sobą dotkliwe skutki społeczne.

5.2.2. Skutki dla gospodarstw domowych, scenariusz BAU

Wzrost wydatków gospodarstw domowych na energię i utrzymanie domu w okresie prognozy jest wynikiem wzrostu poziomu zużycia oraz wzrostu cen/kosztów jednostkowych. Jednocześnie następuje wzrost poziomu dochodów ogółem gospodarstw domowych. Zależnie od porównania dynamiki wydatków na energię i utrzymanie domu i dynamiki dochodów gospodarstw domowych, udział analizowanych wydatków może maleć lub wzrastać, wskazując na zmiany relatywnego obciążenia budżetów gospodarstw domowych podstawowymi kosztami stałymi utrzymania mieszkania.

Dynamika dochodów oraz zużycia energii pochodzi ze scenariusza makro oraz prognozy popytu finalnego. Natomiast dynamika cen/kosztów jednostkowych oparta jest na kosztach marginalnych, przy czym dla paliw pierwotnych jako reprezentatywny przyjęto prognozowany wzrost cen importowych. Poszczególne wartości liczbowe przyjęto w następujący sposób:

Tablica 5.5. Wartości parametrów przyjętych w oszacowaniu udziału wydatków na energię i utrzymanie domu w wydatkach ogółem gospodarstw domowych – lata 2005-2030

A. Dochody i wydatki gospodarstw domowych na mieszkańca	Roczne tempo wzrostu PKB per capita	Wsp. elastyczn. wzrostu doch. g.dom. do PKBpc	Roczne tempo wzrostu doch. g.dom. na 1 m.
	5,4%/a	0,65 ^{1/}	3,5%/a
B. Wydatki gospodarstw domowych na 1 mieszkańca	Wzrost z tytułu wzrostu konsumpcji	Wzrost z tytułu wzrostu ceny	
	roczne tempo wzrostu	rodzaj wskaźnika	roczne tempo wzrostu

B.1. Wydatki na energię			
- energia elektryczna	2,7%/a	koszty margin. z EFOM-PL, war. BAU	2,4%/a
- gaz ziemny	2,1%/a	ceny importowe	2,5%/a
- opał	0,6%/a	ceny importowe ^{1/}	1,8%/a
- ogrzewanie	1,2%/a	koszty margin z EFOM-PL, war. BAU	1,9%/a
B.2. Wydatki na utrzymanie mieszkania	1,2%/a ^{2/}	Założenie ^{3/}	1,0%/a

1/ indeksy cen węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego ważone udziałem w zużyciu na cele grzewcze - wg prognozy własnej EnergSys.

2/ dynamika zużycia = dynamika wzrostu pow. użytk. mieszkań na osobę (prognoza EnergSys).

3/ założono wzrost w warunkach realnych w tempie 1%/a - do roku 2020 z tytułu wyrównania poziomu czynszów, po roku 2020 wskutek wzrostu standardów technicznych mieszkań.

Jak widać z tabl. 5.6, udział łącznych wydatków na nośniki energii i utrzymanie domu w budżecie gospodarstw domowych zwiększa się minimalnie do roku 2020 (z 19,7% do 20,2%), natomiast w skali całego okresu obniża się (do 19,2% w 2030 r.), przy czym maksymalny poziom osiąga w roku 2010. Udział samych wydatków na nośniki energii istotnie wzrasta (z 11% do blisko 13%), w tym najsilniej z powodu wzrostu udziału wydatków na energię elektryczną (z 3,7% do ok. 5,5-6%).

Tablica 5.6. Prognozowany wzrost w wydatków na energię i utrzymanie domu w wydatkach ogółem gospodarstw domowych do roku 2030 w wariantcie Bazowym BAU

Wydatki	Jedn.	2005	2010	2020	2030
A. Wydatki w wartościach pieniężnych					
Wydatki na użytkowanie mieszkania i nośniki energii	zł/os/m-c	135,6	174,1	228,6	310,7
z tego:					
Nośniki energii	zł/os/m-c	75,8	105,6	143,6	208,6
w tym:					
- energia elektryczna	zł/os/m-c	25,6	41,4	66,8	90,4
Użytkowanie mieszkania	zł/os/m-c	59,8	68,6	85,0	102,1
B. Wydatki jako [%] wydatków ogółem					
Wydatki na użytkowanie mieszkania i nośniki energii	%	19,7	21,1	20,2	19,2
z tego:					
Nośniki energii	%	11,0	12,8	12,7	12,9
w tym:					
- energia elektryczna	%	3,7	5,0	5,9	5,6
Użytkowanie mieszkania	%	8,7	8,3	7,5	6,3

Źródło: opracowanie własne

Znaczący wzrost udziału wydatków na energię elektryczną następuje mimo wzrostu dochodów ludności o ok. 140% do roku 2030, ponieważ wydatki rosną szybciej jako wypadkowa wzrostu zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych (o ok. 95%) i ich ceny (o ok. 80%).

Wskazuje to, że już w wariancie Bazowym prognozowany wzrost ceny energii elektrycznej w wyniku nakładów na dostosowania elektroenergetyki do rosnącego popytu przy konieczności odbudowy mocy wytwórczych i spełnienia aktualnie przyjętych wymogów środowiskowych będzie prowadził do wzrostu wydatków na energię i zwiększania udziału tych wydatków w budżetach gospodarstw domowych.

5.2.3. Skutki dla gospodarstw domowych, scenariusz EU_MIX

W tabl. 5.7 przedstawiono charakterystykę głównych czynników, które są odpowiedzialne za oddziaływanie wariantu EU_MIX na sektor gospodarstw domowych:

- ⇒ wzrost ceny jednostkowej energii elektrycznej,
- ⇒ obniżenie wzrostu dochodu na 1 mieszkańca,
- ⇒ zmniejszenie zużycia energii elektrycznej na 1 mieszkańca.

Tablica 5.7. Wpływ wariantu EU_MIX na koszty marginalne energii elektrycznej i warunki dochodowo-popytowe w gospodarstwach domowych – lata 2005-2030

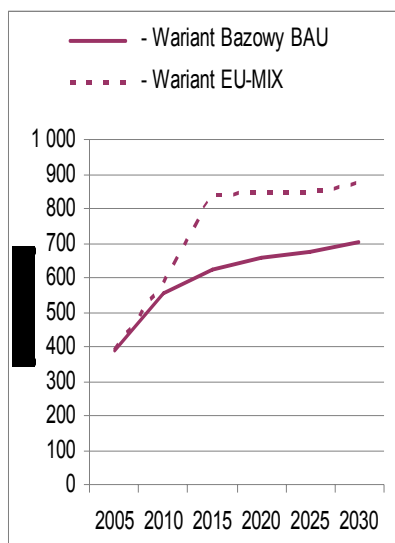
Wielkość	War. BAU	War. EU_MIX
Cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych ^{1/}		
rok 2005	391 zł/MWh	
rok 2030	702 zł/MWh	872 zł/MWh
indeks wzrostu 2030/2005	1,80	2,23
Produkt Krajowy Brutto (ceny stałe 2005 r.)		
rok 2005	981 mld zł	
rok 2030	3 430 mld zł	2 890 mld zł
indeks wzrostu 2030/2005	3,50	2,94
Dochód rozporządzalny w gospodarstwach domowych		
rok 2005	761 zł/os/m-c	
rok 2030	1 800 zł/os/m-c	1 610 zł/os/m-c
indeks wzrostu 2030/2005	2,36	2,11
Zużycie energii elektr. w gospodarstwach dom. na 1 mieszk.		
rok 2005	0,66 MWh/os	
rok 2030	1,29 MWh/os	1,18 MWh/os
indeks wzrostu 2030/2005	1,97	1,80

^{1/} cena jednostkowa łącznie z opłatą przesyłową

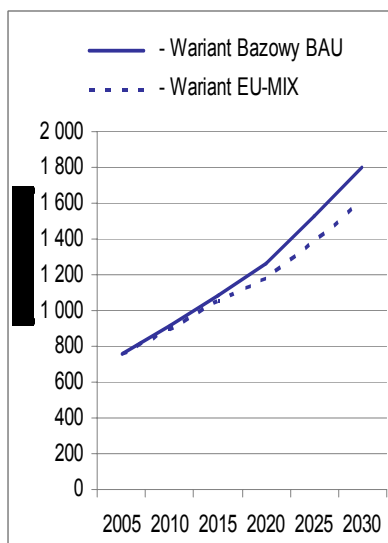
Źródło: opracowanie własne

Realizacja pakietu polityki energetyczno-środowiskowej UE w wariancie EU_MIX powoduje ponad 2,2-krotny wzrost cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych (średniorocznie o 3,3%). Powoduje to w skali całej gospodarki spowolnienie wzrostu PKB (z 5,1%/a do 4,4%/a w okresie 2005-2030) i odpowiednio zmniejszenie dynamiki dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych oraz spadek poziomu konsumpcji energii elektrycznej w gospodarstwach domowych na mieszkańca o ok. 8% w roku 2030 w porównaniu z wariantem Bazowym BAU.

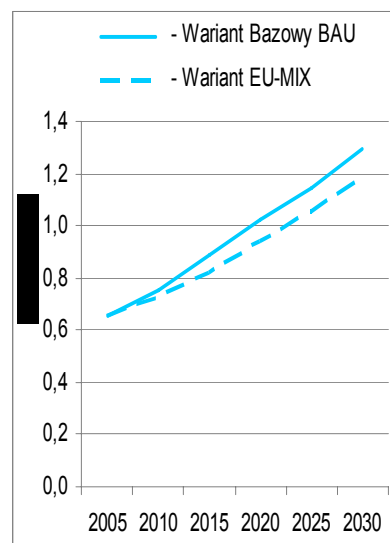
Cena energii elektr. dla gosp. dom.



Dochód rozporządz. na 1 mieszk.

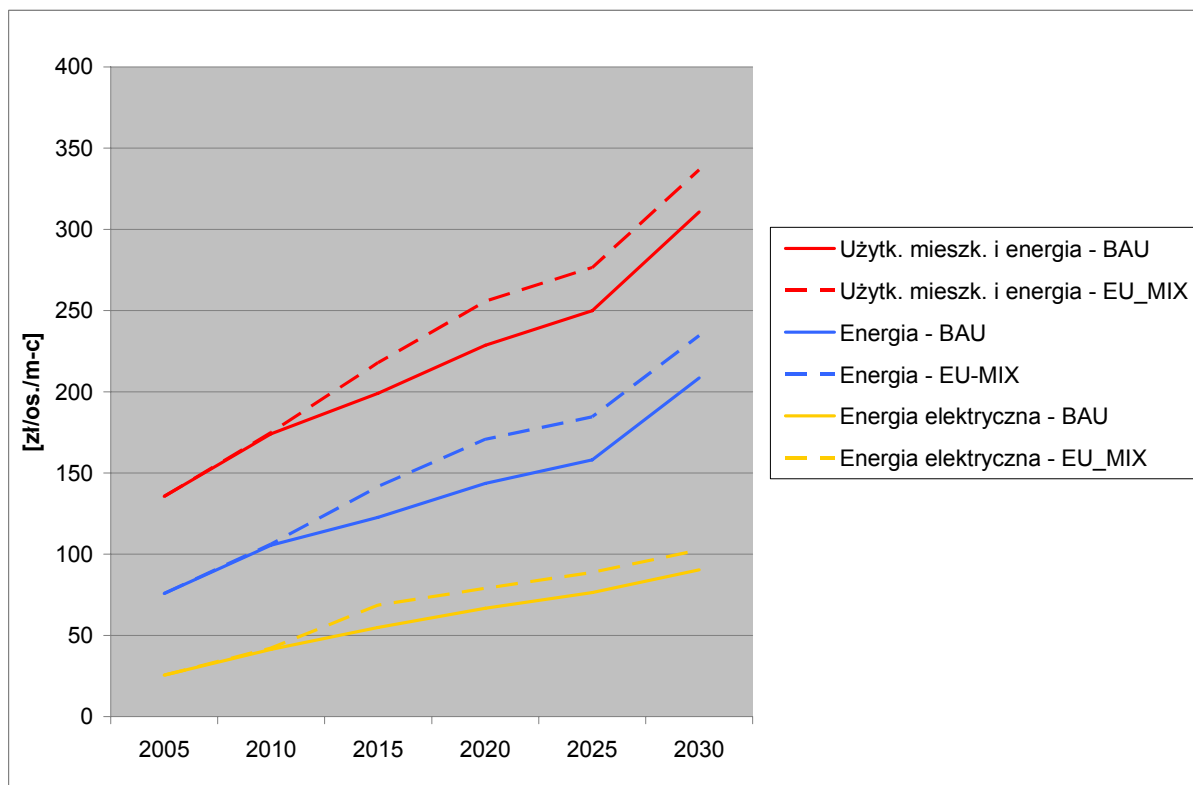


Zużycie en. elektr. na 1 mieszk.



Rys. 5.3. Wpływ wzrostu kosztu marginalnego energii elektrycznej w Wariantcie EU_MIX na obniżenie dochodu rozporządzalnego i zużycia energii elektrycznej na 1 osobę w gospodarstwach domowych

W wyniku łącznego wpływu popytowo-dochodowego wydatki na zakup energii elektrycznej zwiększają się dodatkowo o blisko 20% w 2020 r. i ok. 15% w roku 2030. Powoduje to przyrost kosztów zakupu nośników energii przez gospodarstwa domowe w wariantcie EU_MIX o ok. 12% do roku 2030, a wydatków łącznie z kosztami użytkowania mieszkania – o ok. 8% (rys. 5.4 i tabl. 5.8).



Rys. 5.4. Wzrost kosztów utrzymania mieszkania i wydatków na nośniki energii w gospodarstwach domowych do roku 2030 w wyniku realizacji wariantu EU_MIX

Tablica 5.8. Wpływ realizacji wariantu EU_MIX na poziom i udział wydatków stałych, w tym kosztów energii elektrycznej w gospodarstwach domowych

Wydatki gospodarstw domowych	Jedn.	2005	2010	2020	2030
Wariant Bazowy BAU					
Użytkowanie mieszkania i nośniki energii	zł/os/m-c	135,6	174,1	228,6	310,7
z tego:					
Nośniki energii	zł/os/m-c	75,8	105,6	143,6	208,6
w tym: - energia elektryczna	zł/os/m-c	25,6	41,4	66,8	90,4
w % wydatków ogółem					
Użytkowanie mieszkania i nośniki energii	%	19,6	21,1	20,2	19,2
z tego:					
Nośniki energii	%	11,0	12,8	12,7	12,9
w tym: - energia elektryczna	%	3,7	5,0	5,9	5,6
Wariant EU_MIX					
Użytkowanie mieszkania i nośniki energii	zł/os/m-c	135,6	174,9	255,7	336,7
z tego:					
Nośniki energii	zł/os/m-c	75,8	106,4	170,7	234,6
w tym: - energia elektryczna	zł/os/m-c	25,6	42,3	79,1	102,6
w % wydatków ogółem					
Użytkowanie mieszkania i nośniki energii	%	19,6	21,6	24,2	23,3
z tego:					
Nośniki energii	%	11,0	13,2	16,2	16,2
w tym: - energia elektryczna	%	3,7	5,2	7,5	7,1

Źródło: opracowanie własne

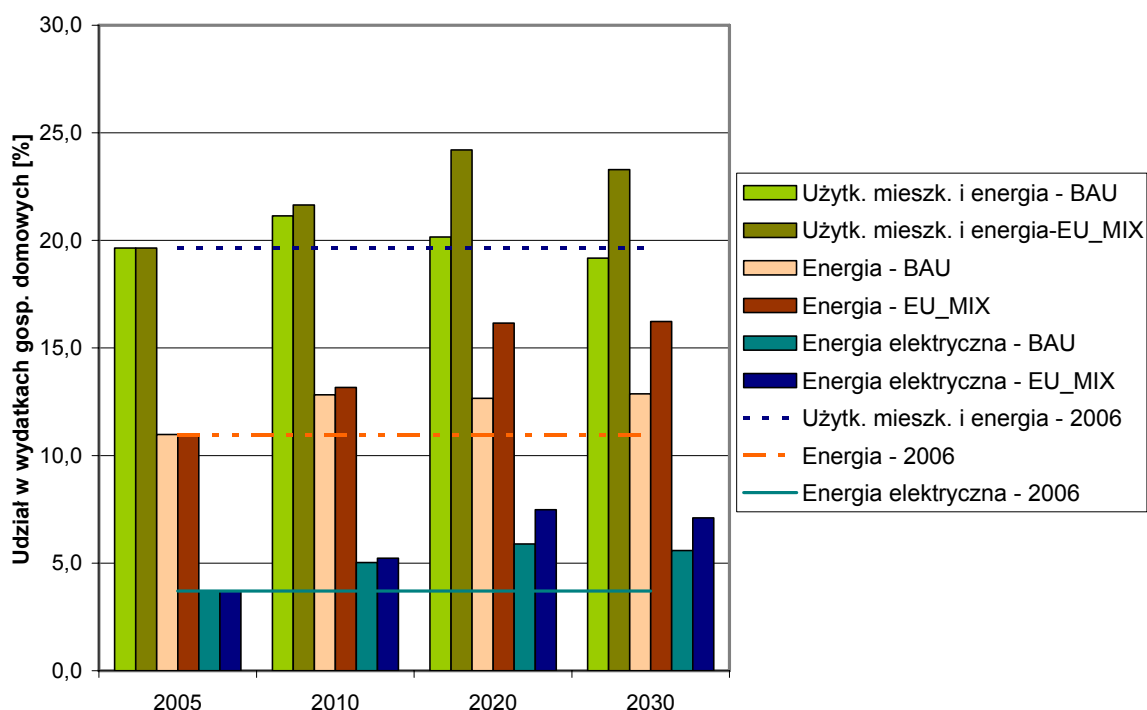
Roczny dodatkowy przyrost wydatków na energię elektryczną przeliczeniu na gospodarstwo domowe osiąga ok. 450 zł w cenach stałych, a blisko 1000 zł łącznie z wydatkami na pozostałe nośniki energii.

Wzrost kosztów utrzymania mieszkania i wydatków na nośniki energii w gospodarstwach domowych w wyniku realizacji wariantu EU_MIX, przy jednoczesnym zmniejszeniu tempa wzrostu dochodów, powoduje wzrost udziału tych wydatków w całości wydatków gospodarstwach domowych.

Tablica 5.9. Zmiany udziału wydatków na energię i utrzymanie domu w wariantcie EU_MIX wg typów gospodarstw domowych [%]

Wydatki	Gosp. dom. pracown. na stan. robotn.	Gosp. dom. pracown. na stan. nierobotn.	Gosp. dom. rolników	Gosp. dom. pracuj. na własny rachunek	Gosp. dom. emerytów i rencistów
Wyniki dla roku 2020					
Użytkowanie mieszkania i nośniki energii	24,4	21,6	19,5	20,9	27,8
W tym					
Wydatki na nośniki energii	16,5	13,3	13,4	13,8	19,6
w tym: - energia elektryczna	8,3	5,8	8,0	7,2	8,3
Wyniki dla roku 2030					
Użytkowanie mieszkania i nośniki energii	23,5	20,4	19,2	20,3	27,0
W tym					
Wydatki na nośniki energii	16,5	13,2	13,8	14,1	19,8
w tym: - energia elektryczna	7,9	5,5	7,6	6,8	7,9

Źródło: opracowanie własne



Rys. 5.5. Wzrost udziału kosztów utrzymania mieszkania i wydatków na nośniki energii w wydatkach gospodarstwach domowych do roku 2030 w wyniku realizacji wariantu EU_MIX

Pojęcie odbiorcy wrażliwego społecznie na rynku energii elektrycznej lub gazu nie jest w Unii Europejskiej szczegółowo zdefiniowane, ale obowiązek ochrony takich odbiorców został nałożony na państwa członkowskie przepisami dyrektywy elektroenergetycznej (2003/54/WE) oraz gazowej (2003/55WE). Niektóre państwa realizują zapisy dyrektyw poprzez ogólnie obowiązujące formy pomocy społecznej (np. Austria, Belgia, Bułgaria,

Czechy, Dania, Norwegia, Słowacja), z kolei w Finlandii pomoc może być przyznana osobom przewlekłe chorym i bezrobotnym. Wyjątkiem jest Wielka Brytania, gdzie zdefiniowano sytuację ubóstwa energetycznego jako stan, w którym znajduje się gospodarstwo domowe przeznaczające na zakup energii (bez paliw transportowych) więcej niż 10 proc. swojego dochodu.

Zwiększenie – i to bardzo silne – udziału podstawowych składników stałych kosztów utrzymania prowadzi do zjawiska regresu cywilizacyjnego i radykalnego utrudnienia sytuacji życiowej grup odbiorców wrażliwych społecznie. Przy zachowaniu dotychczasowego zróżnicowania dochodów i wydatków wg typów gospodarstw domowych widoczne jest radykalne pogorszenie sytuacji gospodarstw emerytów i rencistów, a także pracowników na stanowiskach robotniczych (por. tabl. 5.9 i rys. 5.5).

Obliczony wzrost udziału wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych może być złagodzony przy pomocy określonych instrumentów – głównie środków polityki energetycznej i podatkowej, bazujących na założeniu, że wskutek wprowadzenia odpłatnej alokacji uprawnień do emisji CO₂ budżet państwa uzyskuje po roku 2013 dodatkowe przychody z aukcji tych uprawnień i przeznacza je na łagodzenie skutków społecznych wdrożenia Pakietu energetyczno-klimatycznego. Wzmocnienie sytuacji materialnej gospodarstw domowych może następować w różny sposób, m.in. poprzez.

- obniżenie stawki VAT na energię elektryczną i energię ciepłą z sieci, których cena wzrasta wskutek implementacji celów polityki środowiskowej w postaci internalizacji kosztów emisji CO₂ i kosztów promocji energii z OZE,
- obniżenie stawki akcyzy na energię elektryczną,
- zmniejszenie podstawowej stawki podatku dochodowego lub podniesienie kwoty wolnej od podatku,
- celowe ulgi podatkowe,
- pomoc społeczną.

Nie podejmując szerszej dyskusji na temat optymalnego zestawu instrumentów, można krótko wymienić podstawowe argumenty na rzecz zastosowania kombinacji rozwiązań fiskalnych (obniżenie podatku VAT plus zmniejszenie stawki podatku dochodowego PIT):

- obniżenie stawki VAT na energię elektryczną i energię ciepłą daje oszczędności bezpośrednio odbiorcom nieodliczającym VAT, w tym przede wszystkim gospodarstwom domowym, i oszczędności są proporcjonalne do zużycia energii, obciążającego budżet gospodarstwa domowego,
- stawka VAT na energię elektryczną jest w Polsce najwyższa niż w wielu krajach EU,
- obniżenie stawki akcyzy dotyczyłoby ceny energii dla wszystkich sektorów, co osłabiłoby bezpośredni transfer dochodów do gospodarstw domowych, aczkolwiek też ma uzasadnienie ekonomiczne (stawka ta jest w Polsce wyższa niż w większości krajów EU),
- wprowadzanie celowych ulg podatkowych komplikowałoby system podatkowy i wymagałoby wzrostu działań w zakresie kontroli administracyjnej stosowania ulg,
- szersze wykorzystanie pomocy społecznej postuluje m.in. raport URE w kwestii dla łagodzenia sytuacji odbiorców wrażliwych społecznie, jednakże instrument ten jest kosztowny, nieelastyczny, mało akceptowany społecznie oraz podatny na

wprowadzanie ograniczeń fiskalnych zasięgu pomocy i związanego z tym transferu środków.

W przeprowadzonych obliczeniach mających ocenić możliwą skalę złagodzenia skutków wzrostu cen energii elektrycznej i ciepłej dla gospodarstwa domowych przyjęto następujące założenia:

- przychody z aukcji uprawnień przez rząd po 2013 roku oszacowano wg zasad proponowanych w pakiecie klimatycznym z 23 stycznia 2008 r., przyjmując przydział uprawnień przy zastosowaniu liniowego wskaźnika ograniczania emisji w sektorach ETS 1,74% rocznie.
- uprawnienia są sprzedawane po 39 EUE/t CO₂,
- połowa z dodatkowych przychodów jest transferowana do gospodarstw domowych,
- następuje obniżenie stawki VAT na energię elektryczną i energię ciepłą z 22% na 7%, co przy prognozowanym zużyciu daje gospodarstwom domowym oszczędności
- następuje zmniejszenie podstawowej stawki podatku dochodowego od osób fizycznych, wskutek czego zwiększa się elastyczność dochodów ludności względem wzrostu PKB.

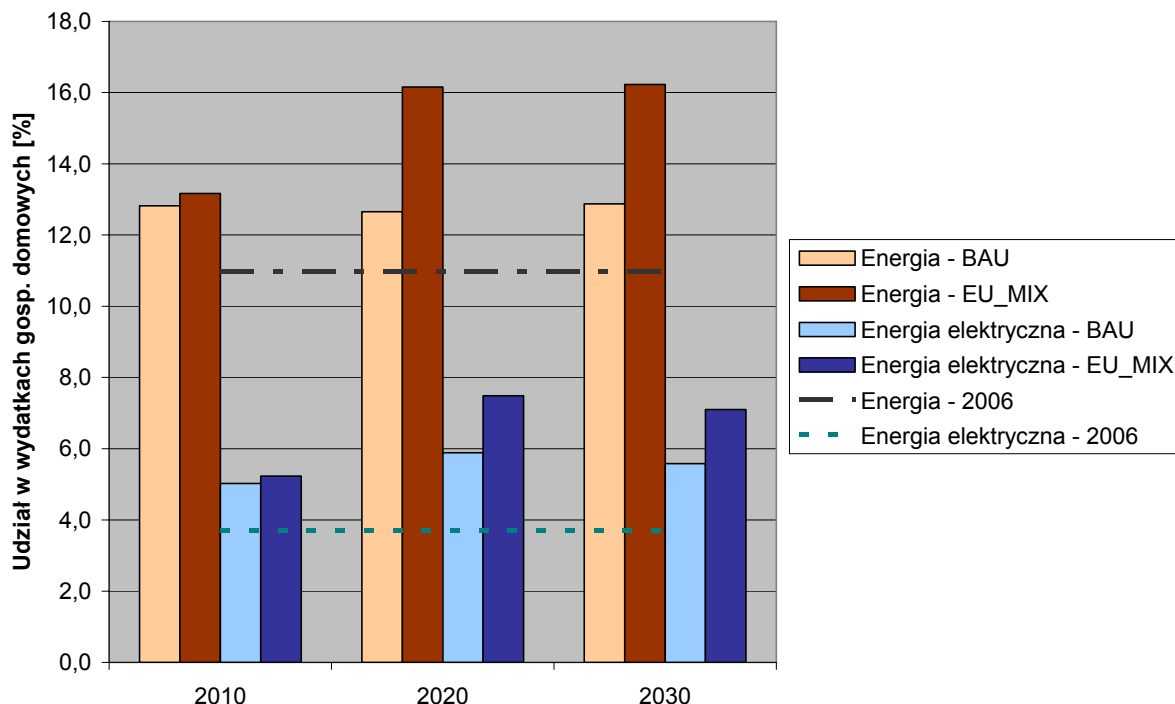
Wyniki transferu skalibrowano, uzyskując niepełne przekazanie dodatkowych przychodów z aukcji w początkowym okresie i nadwyżkę w końcu okresu, łagodząc wpływ najwyższego poziomu cen energii. W skali całego okresu saldo transferów bilansuje się.

Tablica 5.10. Wpływ transferu 50% przychodów z aukcji uprawnień EUA w wariantcie EU_MIX na zmiany udziału wydatków na energię w budżecie gospodarstwach domowych

Wydatki gospodarstw domowych	Jedn.	2005	2010	2020	2030
Wariant EU_MIX podstawowy					
Na użytkowanie mieszkania i nośniki energii	%	19,6	21,6	24,2	23,3
z tego:					
Nośniki energii	%	11,0	13,2	16,2	16,2
w tym: - energia elektryczna	%	3,7	5,2	7,5	7,1
Wariant EU_MIX z transferem dochodów z aukcji					
Na użytkowanie mieszkania i nośniki energii	%	19,6	21,6	22,2	21,4
z tego:					
Nośniki energii	%	11,0	13,2	14,1	14,4
w tym: - energia elektryczna	%	3,7	5,2	6,6	6,2

Źródło: opracowanie własne

Jak pokazano w tabl. 5.10 i na rys. 5.6, mimo transferu do gospodarstw domowych 50% przychodów z aukcji w scenariuszu EU_MIX nadal występuje znaczny wzrost udziału wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych.



Rys. 5.6. Udział kosztów utrzymania mieszkania i wydatków na nośniki energii w wydatkach gospodarstwach domowych do roku 2030 w wariancie EU_MIX przy transferze 50% przychodów z aukcji uprawnień do gospodarstw domowych

Należy zwrócić uwagę, że oceniane jako negatywne zwiększenie udziału wydatków na energię i utrzymanie domu w budżetach gospodarstw domowych uzyskano przy optymistycznych założeniach odnośnie scenariusza makroekonomicznego i przy założeniu zwiększeniu elastyczności dochodów rozporządzalnych ludności w stosunku do wzrostu PKB. Efektu tego nie zniwelowało również założenie transferu dodatkowych środków ze sprzedaży aukcyjnej uprawnień do emisji CO₂ przez rząd.

Jednocześnie można wskazać na szereg dodatkowych zagrożeń, które mogą przyczynić się do wzrostu kosztów utrzymania mieszkania, m.in. z powodu wyższego wzrostu cen produktów ropopochodnych (obliczenia zakładały scenariusz umiarkowany cen wzrostu światowych) czy dodatkowych kosztów związanych z gospodarką wodnokanalizacyjną i kosztów generowanych przez wzrost wymagań ekologicznych w zakresie utylizacji śmieci. Aktywna polityka rozwoju produkcji energii z OZE może także skutkować wzrostem cen żywności. Wszystkie wymienione czynniki wpływają na te koszty, które są kluczowe dla bezpieczeństwa socjalnego Polaków.

Uzyskane wyniki wskazują na potrzebę powtórnego przeanalizowania priorytetów polityki energetyczno-środowiskowej pod kątem zmniejszenia społecznej uciążliwości diskutowanych nowych celów strategicznych tej polityki.

6. Najkorzystniejsze kierunki strategii wdrażania technologii wolnych od emisji CO₂ w energetyce

6.1. Uwagi ogólne

Wskazanie najbardziej korzystnych kierunków strategii wdrażania technologii zeroemisyjnych w polskim sektorze elektroenergetycznym stanowi bardzo poważne wyzwanie badawczo-rozwojowe, a następnie wdrożeniowe. Jest tak co najmniej z dwu zasadniczych powodów.

Pierwszy wiąże się z dużą niepewnością prognozowania rozwoju postępu naukowo-technicznego w skali światowej, z czym łączy się ogromna skala wyprzedzającego zaangażowania zasobów. Szczególnie tych najbardziej cennych dla rozwoju, tj. zaangażowania zasobów kapitału intelektualnego i finansowego.

Powód drugi, będący pochodną pierwszego, wiąże się z procesem precyzyjnej identyfikacji, a następnie opanowania szeregu ryzyk społecznych i gospodarczych, towarzyszących zawsze procesowi wdrażania nowych rozwiązań naukowo-technicznych do praktyki gospodarczej.

Skala niezbędnych do zaangażowania zasobów w rozwój technologii zeroemisyjnych powoduje, że prace badawcze mogą być realizowane przez najbogatsze kraje i/lub organizacje międzynarodowe. Z raportu ICHPW¹² wynika, że w obszarze zeroemisyjnych technologii są to obecnie tylko USA oraz kraje Unii Europejskiej (szczególnie Niemcy).

W takich globalnych uwarunkowaniach powstają zasadnicze pytania o wybór korzystnych, kierunkowych strategii działania przez Rząd Polski. Wybór powinien możliwie najbardziej efektywnie wykorzystać posiadane w kraju, ale jednak ograniczone zasoby kapitału o charakterze materialnym (w tym zasoby węgla), finansowym oraz intelektualnym (instytuty naukowo-badawcze, jednostki badawczo-wdrożeniowe oraz wspierające instytucje rządowo-administracyjne).

Jednak oprócz propozycji dotyczących ukierunkowania i organizacji działań o charakterze badawczo – wdrożeniowym kluczową obecnie kwestią jest wypracowanie stanowiska Polski w sprawie całości propozycji zawartych w pakiecie energetyczno – klimatycznym KE. szereg uzyskanych w ramach niniejszego studium wyników wskazuje poważne konsekwencje dla energetyki, gospodarki i gospodarstw domowych jakie niesie ze sobą wdrożenie pakietu w kształcie proponowanym przez KE. Przyzwolenie na wprowadzenie tego pakietu także w odniesieniu do Polski może w znacznej mierze przesądzać przyszły kierunek rozwoju energetyki oparty na rozwoju i wykorzystaniu technologii CCS. Próba zapobieżenia takiemu

¹²„Ocena stanu aktualnego i perspektyw rozwoju czystych technologii węglowych ...” – raport częściowy 1, stanowiący załącznik do RAPORTU 2030, IChPW, Zabrze, maj 2008.

kierunkowi rozwoju energetyki wymaga już obecnie podjęcia aktywnych działań na rzecz modyfikacji sposobu realizacji a być może także priorytetów unijnej polityki energetycznej.

Poniżej prezentujemy propozycje kierunków rozwoju technologii zeroemisyjnych opracowane przy współpracy z zespołem ICHPW a także przegląd działań dotychczasowych realizowanych w kraju i w UE. Sugestie tam zawarte oparte są na założeniu o celowości działań na rzecz rozwoju wdrażania technologii CCS w ramach proponowanych przez KE długoterminowych ram systemowych wymuszających kosztowne działania na rzecz redukcji emisji CO₂.

W ocenie autorów ta podstawowa teza o zasadności rozwoju i wdrażania technologii CCS nie jest wystarczająco zweryfikowana i wymaga oceny w kontekście całości problemów jakie wynikają dla Polski z przyjęcia proponowanego przez KE pakietu energetyczno – klimatycznego.

Decydenci muszą mieć świadomość, że skutki dzisiejszej akceptacji pakietu znajdują odzwierciedlenie w konsekwencjach funkcjonowania gospodarki i warunkach życia społeczeństwa przez następne dziesięciolecia.

Na obecnym poziomie rozeznania zagadnienia autorzy zdecydowali przedstawić jedynie ogólne kierunki wymaganych prac badawczo rozwojowych niezbędnych do przygotowania w Polsce warunków do stosowania czystych technologii węglowych. W uzupełnieniu do tych kierunkowych wytycznych w załączniku 7 przedstawiono dodatkowo dość obszerny przegląd prac badawczych zakończonych lub nadal realizowanych przez międzynarodowe lub krajowe zespoły badawcze.

6.2. Propozycje przedsięwzięć badawczo- rozwojowych

We współpracy z Instytutem Chemicznej Przeróbki Węgla z Zabrze, wypracowana została propozycja pakietu przedsięwzięć badawczo - rozwojowych, które są niezbędne do wypracowania bardziej uzasadnionych (trafnych) wyborów kierunku długookresowego rozwoju strategicznego polskiej elektroenergetyki opartej na skutecznym wdrożeniu czystych technologii węglowych.

W propozycji tej można wyróżnić następujące dwa główne rodzaje przedsięwzięć:

- a) badawczo- wdrożeniowe, zarówno o zasięgu krajowym, jak również unijnym (aktywne uczestnictwo w unijnych programach ramowych – FP6, FP7 i kolejne),
- b) organizacyjno- lobbystyczne, tj. dążenie do stworzenia skutecznego forum nacisku na organy unijne, przy formułowaniu infrastruktury legislacyjnej i programów wsparcia finansowego- na rzecz opracowania i wdrożenia technologii niskowęglowych.

Głównymi instrumentami wdrażania tego rodzaju niskoemisyjnej polityki powinny być:

- c) unijne programy naukowo- badawcze nad doskonaleniem wszystkich elementów łańcucha technologicznego 'czystego węgla'

- d) rządowe programy operacyjne implementacji konkretnych rozwiązań technologicznych, przy czym każdy program obejmować powinien zarówno konieczne działania techniczne po stronie górnictwa i energetyki, w szczególności dotyczące usuwania i deponowania CO₂. W tym przypadku wskazuje się na niezbędność wdrożenia projektów demonstracyjnych – albo w ramach unijnego programu 10- 12 projektów (program 'flagship'), albo jako projektów krajowych, współfinansowanych przez krajowe firmy energetyczne (kopalnie i elektrownie)
- e) dążenie do budowy ponadnarodowej struktury quasi- instytucjonalnej, złożonej w państw żywotnie zainteresowanych utrzymaniem i rozwojem technologii węglowych w polityce energetycznej Unii, które będą w stanie zadbać o
- f) opracowanie spójnego pakietu regulacji prawnych, normujących przepisami jednolitego prawa procesy wychwytywania, transportu i składowania CO₂ (w skrócie CCS), powstającego w elektrowniach opalanych paliwami węglowymi.

Bardziej szczegółowe propozycje ICHPW są zawarte we wspomnianym raporcie cząstkowym do RAPORTU 2030, jak również wskazane są w kilku referatach pracy zbiorowej pod red. Marka Ściążko¹³.

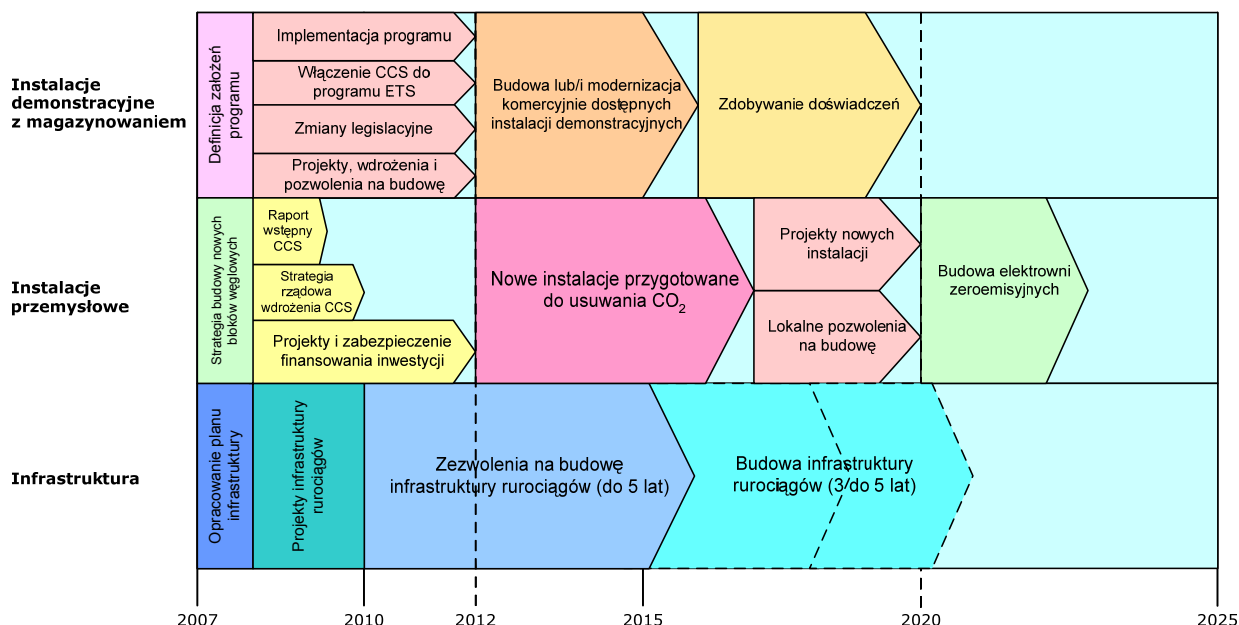
W raporcie ICHPW, stanowiącym załącznik do RAPORTU 2030, niezwykle istotne znaczenie ma zwrócenie uwagi na bardzo duże obniżenie sprawności elektrowni w układzie z kotłami pyłowymi (PC), wyposażonych w instalację oczyszczania spalin (post- combustion). Również technologie PC, jak wynika z badań amerykańskich, zużywają 2- 3 razy więcej wody, właśnie niezbędnej w instalacji wychwytu CO₂, w porównaniu do instalacji tradycyjnych. Wady tej praktycznie nie mają instalacje IGCC, wyposażone w CCS (właściwie w CC – wychwyt CO₂).

Ogólną wizję rozwoju krajowej elektroenergetyki, wg ICHPW, opartej na niskoemisyjnych technologiach węglowych, prezentuje rys. 6.1

Na rys. 6.1 widoczne są trzy równoległe, zagregowane kierunki działań wymagające wielu złożonych przedsięwzięć realizacyjnych. Trudno polemizować z zakresem przedstawionych na schemacie działań, ale warto zwrócić uwagę na potrzebę ich dobrej koordynacji przez jeden jasno określony ośrodek koordynujący. Zapewne przez domniemanie można założyć, że głównym koordynatorem powinien być organ odpowiedzialny za politykę energetyczną państwa, tyle że dzisiaj coraz więcej zasadniczych uwarunkowań polityki energetycznej powstaje na szczeblu Unii Europejskiej (w Brukseli). A zatem nowe wyzwania polityki UE w zakresie polityki klimatycznej tworzą nowe, bardzo długookresowe wymagania (np. bezpieczne magazynowanie CO₂ w horyzoncie 100- 999 lat), które w warunkach liberalizowanego rynku energii mogą wymagać nowych ośrodków koordynacji przedsięwzięć. Silnie zagregowane procesy zilustrowane na rys. 6.1 mogą również sygnalizować potrzebę ponownego przemyślenia sposobu koordynacji narodowych przedsięwzięć naukowo-

¹³ Marek Ściążko (red) – Uwarunkowania wdrożenia zeromisyjnych technologii węglowych w energetyce. Praca zbiorowa, wyd. ICHPW, Zabrze, 2007; ISBN 978-83-913434-5-6. (w szczególności referaty: M. Ściążko, J. Zuwała, str. 59-67 oraz E. Wróblewska – str.69 - 75).

badawczych oraz wdrożeniowych o charakterze strategicznym. Bowiem wyniki tych prac będą kształtowały popyt na paliwa i energię, wraz z oceną wpływu na zmiany klimatyczne oraz kształtowanie przestrzeni publicznej (infrastruktura przestrzenna) przez wiele następnych lat.



Rys.6.1 Wizja rozwoju niskoemisyjnej elektroenergetyki

Z rys. 6.1 wynika także, że dążenie przez platformy technologiczne do dotrzymania wstępnych ram czasowych wskazanych w propozycjach pakietu energetycznego Komisji Europejskiej, zwanego pod hasłem wyzwania 3*20 (ze stycznia 2007 r.) spowoduje wielkie spiętrzenie czasowe przedsięwzięć badawczo- rozwojowych i wdrożeniowych o charakterze demonstracyjnym. Następnie projekty demonstracyjne będą stopniowo przekształcane w działania o skali pełno-przemysłowej. Równolegle do tego zakładano realizację złożonego pakietu regulacji infrastrukturalnych, głównie legislacyjnych – warunkujących efektywne wdrażanie technologii niskoemisyjnych. Dodatkowo wskazano realizację przedsięwzięć infrastrukturalnych do transportu CO₂. Większość z nich ma być realizowana równolegle, co powinno zapewnić, iż od roku 2020 budowa nowych elektrowni węglowych powinna odpowiadać kryteriom wyłącznie niskoemisyjnym, co oznacza, że będą one wyposażone w instalacje CCS.

W ocenie Energsys są to mało realistyczne i niedostatecznie uzasadnione założenia do budowy strategii rozwoju energetyki w Unii Europejskiej, a w Polsce niosące wielkie ryzyka społeczno- gospodarcze. Znaczną skalę ryzyka związaną z rozwojem technologii CCS potwierdzają pośrednio bardziej elastyczne propozycje regulacji prawnych zawarte w pakiecie klimatycznym Komisji, ze stycznia 2008 r. Regulacje te nie wymagają już bezwarunkowego wyposażenia nowych elektrowni węglowych w instalacje CCS od roku 2020 ze względu na duże ryzyko technologiczne oraz dodatkowe koszty generowane wskutek dodania instalacji CCS.

Biorąc powyższe pod uwagę eksperci ICHPW wskazuje na potrzebę poszukiwania różnych rozwiązań mieszanych, łączących elementy już opanowanych technologii. Rozwój takich układów będzie uwarunkowany, z jednej strony koniecznością wdrożenia tanich metod wydzielania i deponowania CO₂, a z drugiej strony poziomem rozwoju ogniw paliwowych, czy innych skojarzonych procesów chemiczno-energetycznych. Takie rozwiązania dają perspektywę uzyskania znacznie wyższych od uzyskiwanych obecnie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, a w szczególności wykorzystania energii chemicznej paliw wsadowych.

Eksperti ICHPW słusznie podkreślają, że skuteczna realizacja oczekiwanych korzyści z implementacji czystych technologii węglowych, wymaga efektywnego współdziałania sektorów gospodarczych, takich jak: górnictwo węglowe, gazownictwo, elektroenergetyka, czy chemia – z kompetentnymi agendami rządowymi. Współdziałanie takie polegać powinno na odpowiednim zaplanowaniu strategii rozwoju oraz zorganizowaniu instytucjonalno-funkcyjnym procesów badawczo- wdrożeniowych (koordynacja realizacji na styku z organami unijnymi i w kraju, kontrola i nadzór nad wdrażaniem oraz monitorowanie i doskonalenie procesów), w celu wspierania ich wdrożenia, aż do osiągnięcia stanu dojrzałości komercyjnej.

Jedną z propozycji zmierzających do przezwyciężenia barier w rozwoju prac badawczych polega na stymulowaniu procesu wdrożenia technologii CCS w Polsce z wykorzystaniem pakietu działań nazwanego **Krajowym Programem Wsparcia**, który zawierałby następujące elementy:

- (a) System certyfikatów pochodzenia + obowiązkowa kwota zakupu energii wyprodukowanej w technologiach 'czystego węgla' (analogicznie do OZE)
- (b) Finansowanie i współfinansowanie instalacji demo z unijnych funduszy strukturalnych
- (c) Ewentualne dofinansowanie ze środków budżetowych w oparciu o program pomocowy zatwierdzony przez Komisję Europejską na podstawie Wytocznych wspólnotowych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska¹⁴.
- (d) Obniżenie (do ok. 50%) kosztów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej nowych źródeł energii „zdekarbonizowanej” (analogicznie do źródeł energii odnawialnej)
- (e) Obowiązek zapewnienia przez Operatora Systemu Przesyłowego pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania energii „zdekarbonizowanej”.

Z perspektywy działań przewidywanych do wdrożenia przez Komisję w pakiecie klimatycznym (ze stycznia 2008 r.) wydaje się, że część zaproponowanych przez ICHPW działań może nadal pozostawać aktualna (b, c), przy czym elementy (d i e) mogą stanowić szczególnie instrument wsparcia w ramach ogólniejszego zapisu w pkt. 'c'. Natomiast propozycja kolejnego certyfikatu zgodnie z pkt. (a) wydaje się mało realna, z uwagi na

¹⁴ Wytoczne wspólnotowe w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska, Zawiadomienie Komisji Europejskiej, 2008/C 82/01. Dziennik Urzędowy UE C 82, z dnia 1 kwietnia 2008 (str. 1- 33).

propozycję włączenia technologii 'czystego węgla (CCS) w system handlu emisjami CO₂ (ETS), w powiązaniu z obowiązkową, odpłatną aukcją uprawnień do emisji – od roku 2013.

Trudno obecnie wiarygodnie ocenić, który z mechanizmów okazałby się bardziej odpowiedni dla Polski- czy zaproponowany przez ekspertów ICHPW, czy też mechanizm ETS, w wersji proponowanej przez Komisję.

Prowadzone przez zespół ICHPW prace analityczno- badawcze pozwoliły na sformułowanie poniżej przedstawionych uwag i zaleceń dotyczących przyszłych kierunków rozwoju technologii zeroemisyjnych.

- 1) Analiza obecnego stanu rozwoju technologicznego elektroenergetyki, opartej o spalanie paliw stałych oraz przewidywane trendy rozwoju w warunkach krajowych, przy uwzględnieniu możliwości usuwania i składowania CO₂, pozwala na przewidywanie następujących kierunków strategii wdrażania technologii wolnych od emisji CO₂:
 - W perspektywie krótkoterminowej (lata 2010 - 2015)
Spalanie (i współspalanie z biomasą odpadową) w możliwie największych kotłach pyłowych nadkrytycznych węgla (o lepszych parametrach pro-efektywnościowych) i w kotłach fluidalnych cyrkulacyjnych (węgli o większej zawartości popiołu) przy możliwie najwyższych parametrach przegrzewu pary,
 - W perspektywie średnioterminowej (lata 2015 - 2025)
 - o Zgazowanie węgla w zintegrowanych układach parowo – gazowych (IGCC),
 - o Zgazowanie węgla połączone z wytwarzaniem energii elektrycznej i produktów chemicznych (poligeneracja),
 - W perspektywie długoterminowej (po roku 2030 – tj. poza horyzontem Raportu 2030)
 - o Bezpośrednie spalanie węgla w kotłach pyłowych nowej konstrukcji w mieszaninie tlenu i dwutlenku węgla (oxy-spalanie - po roku 2030),
 - o Zgazowanie węgla połączone z wytwarzaniem wodoru (nowe techniki poligeneracyjne) + „energetyka wodorowa” (około roku 2050).
- 2) Strategia wdrażania technologii wolnych od emisji CO₂ w krajowej elektroenergetyce musi uwzględniać systematyczną realizację niezbędnych prac badawczych i rozwojowych, przechodzących stopniowo w prace demonstracyjne (pilotażowe). W tym celu niezbędne jest pilne stworzenie w Polsce warunków (zachęt) do rozwoju badań naukowo- wdrożeniowych przez koncerny energetyczne, będące przyszłymi, głównymi beneficjentami wyników prac.

Analizując propozycje i rekomendacje zespołu ekspertów ICHPW można w nich zauważyć zalecenia głównie o charakterze wdrożeniowo- technologicznym, ale formułowane z dużą ostrożnością odnośnie harmonogramów komercyjnego opanowania nowych technologii 'czystego węgla'. Inny kluczowy postulat ICHPW dotyczy niezbędności pilnej realizacji pakietu rządowych (narodowych) programów naukowo- badawczo- wdrożeniowych, zawierających tematy dotyczące analiz i ocen opłacalności systemowej. Bowiem podejście systemowe ułatwi wybór konkretnych opcji technologicznych, na tle rozwiązań oczekiwanych (i pożądaných) w całej gospodarce paliwowo- energetycznej kraju.

7. Zintegrowana ocena skutków pakietu energetyczno - klimatycznego

7.1. Zakres oceny

Podstawowym celem pracy była ocena skutków wdrożenia w Polsce pakietu energetyczno – klimatycznego, ze szczególnym uwzględnieniem jego wpływu na bezpieczeństwo energetyczne oraz skutki dla sektora elektroenergetycznego i całej gospodarki.

Realizując wymieniony cel pracy zaprojektowano i wykonano obszerny zakres obliczeń modelowych, który dostarczył danych liczbowych umożliwiających wykonanie **ilościowych ocen** określających skutki w obrębie:

- 1) Elektroenergetyki krajowej,
- 2) Systemu energetycznego kraju,
- 3) Gospodarki krajowej,
- 4) Gospodarstw domowych.

W każdym z wymienionych obszarów, który może być traktowany jak podsystem krajowego systemu społeczno-gospodarczego, rozpatrywane były inne efekty.

Tablica 7.1. Najważniejsze skutki analizowane w poszczególnych podsystemach w ramach przeprowadzonych obliczeń modelowych

Obszar (podsystem)	Najważniejsze badane skutki
1) Elektroenergetyka krajowa	⇒ wymagana skala budowy nowych mocy oraz nakłady inwestycyjne na ich budowę ⇒ zmiany technologii produkcji wymuszane zmianą warunków działania ⇒ zmiany struktury paliw stosowanych do produkcji energii elektrycznej ⇒ wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej ⇒ spadek popytu na energię elektryczną, wynikający ze wzrostu cen energii ⇒ zmiany emisji zanieczyszczeń atmosfery, w tym emisji CO₂
2) System energetyczny kraju	⇒ Poziom i struktura zapotrzebowania na paliwa, szczególnie węgiel krajowy ⇒ Zmiana uzależnienia od importu węglowodorów ⇒ Wymagania odnośnie rozwoju systemów infrastrukturalnych ⇒ zmiany emisji zanieczyszczeń atmosfery, w tym emisji CO₂

3) Gospodarka krajowa	⇒ Skala wzrostu cen energii elektrycznej ⇒ Skutki wzrostu cen energii elektrycznej na gospodarkę: tempo wzrostu PKB, inflację, produkcję energochłonnych branż przemysłowych, saldo wymiany zagranicznej ⇒ sposób i skutki wykorzystania przychodów ze sprzedaży uprawnień emisyjnych na aukcji
4) Gospodarstwa domowe	⇒ skala wzrostu cen energii elektrycznej ⇒ obciążenie budżetów gospodarstw domowych kosztami energii

Zmiany jakie pojawią się w wymienionych wyżej podsystemach powinny być oceniane z perspektywy nadrzędnych celów polityki krajowej i unijnej. Proponowany zakres i sposób takiej oceny przedstawiono poniżej.

Tablica 7.2. Różne perspektywy oceny skutków polityki energetyczno – klimatycznej

Perspektywa oceny	Możliwe do zastosowania wskaźniki oceny
1) Polityka klimatyczna	⇒ efekty w postaci redukcji emisji CO ₂ ⇒ łączne i jednostkowe koszty redukcji emisji CO ₂ ⇒ efektywność poszczególnych komponentów polityki energetyczno – klimatycznej mierzona średnim kosztem uzyskiwanej w wyniku ich wdrożenia redukcji emisji CO ₂
2) Polityka energetyczna	⇒ uzależnienie od importu paliw ⇒ bezpieczeństwo dostaw różnych form energii w perspektywie krótko i długoterminowej ⇒ jakość usług energetycznych ⇒ ceny paliw i energii dla odbiorców
3) Polityka gospodarcza	⇒ konkurencyjność polskiej gospodarki ⇒ rozwój infrastruktury, w tym infrastruktury energetycznej ⇒ dostępność czynników produkcji, w tym energii po rozsądnych kosztach ⇒ stabilność warunków otoczenia gospodarki (w tym zjawiska inflacyjne)
4) Polityka społeczna	⇒ poziom dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych ⇒ poziom zaspokojenia potrzeb bytowych i konsumpcyjnych mieszkańców ⇒ skala zjawisko ubóstwa energetycznego ⇒ bezpieczeństwo mieszkańców

7.2. Zestawienie ilościowych ocen cząstkowych

7.2.1. Ocena skutków w poszczególnych obszarach systemu społeczno – gospodarczego kraju

W oparciu o schemat oceny przedstawiony w tabl. 7.1 dokonano poniżej zestawienia wyników obliczeń modelowych obrazujących skutki nowej polityki UE dla Polski.

Tablica 7.3. Zbiornicze zestawienie ilościowych skutków wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego w Polsce

Najważniejsze badane skutki	Scenariusz Odniesienia (ODN) (bez Pakietu 2008)	Scenariusz EU_MIX (z Pakietem 2008)
A. System elektroenergetyczny		
1. Wymagana skala rozbudowy mocy produkcyjnych	Docelowo w latach 2020, 2030: 48-58 GW W tym nowe źródła o mocach: 18 - 35 GW	Docelowo w latach 2020, 2030: 53-66 GW W tym nowe źródła o mocach: 25 - 44 GW
2. Nakłady inwestycyjne na ich budowę w okresie 2006-2030	235,8 mld zł , w tym: ⇒ 186,4 mld zł – elektrownie ciepłne ⇒ 49,4 mld zł – elektrownie OZE	293,6 mld zł , w tym: ⇒ 180,8 mld zł – elektrownie ciepłne ⇒ 112,8 mld zł – elektrownie OZE
3. zmiany technologii produkcji wymuszane zmianą warunków działania	⇒ Rozwój energetyki jądrowej od 2030 r. ⇒ rozwój energetyki wiatrowej do poziomu ok. 5000 MW	⇒ Rozwój energetyki jądrowej od 2020 r. ⇒ rozwój energetyki wiatrowej do poziomu ok. 15000 MW ⇒ technologie węglowe z CCS od roku 2030
4. Średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej (113 zł/MWh w roku 2005)	Wzrost do 155 zł/MWh w 2010 r. i 197 - 241 zł/MWh w latach 2020 - 2030	Wzrost do 155 zł/MWh w 2010 r. i 326 - 343 zł/MWh w latach 2020 - 2030
5. Marginalne koszty produkcji energii elektrycznej – ceny rynkowe	Wzrost z poziomu 65 zł/MWh ¹⁵ w 2005 r. do 266 zł/MWh w 2010 r. oraz 271 - 315 zł/MWh w latach 2020- 2030	Wzrost do 266 zł/MWh w 2010 r. oraz 355 - 366 zł/MWh w latach 2020- 2030

¹⁵ Krótkoterminowe koszty marginalne

6. Spadek popytu na energię elektryczną, wynikający ze wzrostu cen energii	Znacznie niższy spadek popytu ze względu na niższe ceny energii elektrycznej (<i>brak szczegółowych obliczeń</i>)	Spadek popytu od roku 2015 o (-8,4%) pogłębiający się do (-9,9%) w roku 2030
B. System energetyczny kraju		
7. Poziom i struktura zapotrzebowania na paliwa, szczególnie węgiel krajowy	Wzrost zapotrzebowania na węgiel kamienny z ok. 1600 PJ w 2005 do ok. 1700-1800 PJ w latach 2020 – 2030 Wzrost zużycia gazu ziemnego do poziomu 820 – 1020 PJ w latach 2020-2030	Spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny do ok. 1200-1400 PJ w latach 2020 – 2030 Wzrost zużycia gazu ziemnego do poziomu 840 – 1040 PJ w latach 2020-2030
8. Zmiana uzależnienia od importu węglowodorów	Rosnący import paliw ciekłych i gazowych podobnej skali w obu scenariuszach: ⇒ niewielki wzrost importu gazu w scenariuszu EU_MIX w stosunku do scenariusza ODN ⇒ niewielki spadek importu paliw ciekłych w scenariuszu EU_MIX w stosunku do scenariusza ODN	
9. Wymagania odnośnie rozwoju systemów infrastrukturalnych	⇒ rozwój infrastruktury niezbędnej do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej od roku 2030 ⇒ relatywnie niewielkie wymagane inwestycje związane z rozwojem energetyki wiatrowej (5000 MW)	⇒ znacznie szybszy rozwój infrastruktury energetyki jądrowej ⇒ znaczne inwestycje w rozwój sieci elektroenergetycznej w celu umożliwienia współpracy z elektrowniami wiatrowymi o mocy 15000 MW
C. Gospodarka krajowa		
10. Skala wzrostu cen energii elektrycznej	W scenariuszu EU_MIX ok. 15-30% wyższe ceny energii elektrycznej u producenta na bazie kosztów marginalnych niż w scenariuszu ODN W przypadku efektywnej regulacji zapewniającej kształtowanie cen na bazie średnich kosztów wytwarzania ceny producenta w scenariuszu EU_MIX będą wyższe o 40-80% w stosunku do scenariusza ODN	
11. Tempo wzrostu PKB	Mniejsze negatywne skutki ze względu na niższy impuls cenowy (<i>brak szczegółowych analiz makroekonomicznych dla tego scenariusza</i>)	Spadek tempa wzrostu PKB o 0,3 – 1,3 pkt procentowego w latach 2010-2030 w porównaniu do scenariusza BAU bez polityki klimatycznej
12. Utrata PKB	j.w.	Niższy poziom PKB w porównaniu do scenariusza bez polityki klimatycznej

		(BAU) o 7,5% w roku 2020 i o 15% w 2030 W wartościach bezwzględnych – utrata 154 mld zł/a w 2020 r. i 503 mld zł/a w 2030
13. Inflacja	j.w.	Wzrost inflacji w stosunku do scenariusza BAU po roku 2015 o 0,2 – 0,6 pkt procentowego
14. Saldo wymiany zagranicznej	j.w.	Negatywny wpływ na saldo handlu zagranicznego ujemne saldo w całym badanym okresie w porównaniu do dodatniego salda od roku 2020 w scenariuszu BAU
15. Wpływ na produkcję energochłonnych branż przemysłowych	j.w.	Spadek ok. 20% dla przemysłów energochłonnych (hutnictwo stali, przemysł chemiczny) w porównaniu do scenariusza BAU przy średnim spadku dla przemysłu ok. 10%
D. Gospodarstwa domowe		
16. Obciążenie budżetów gospodarstw domowych kosztami energii	Mniejsze negatywne skutki ze względu na niższy impuls cenowy (<i>brak szczegółowych analiz budżetów gospodarstw domowych dla tego scenariusza</i>)	Wzrost udziału kosztów energii w budżetach domowych z 11% w 2005 r. do 14,1% w 2020 i 14,4% w roku 2030 ¹⁶
17. W tym: obciążenie kosztami energii elektrycznej	j.w.	Wzrost udziału kosztów energii elektrycznej w budżetach domowych z 3,7% w 2005 r. do 5,2% w 2020 i 6,2% w roku 2030
18. Dochód rozporządzalny w gospodarstwach domowych	j.w.	Spadek w stosunku do scenariusza bez polityki klimatycznej (BAU) o ok. 10,5%

¹⁶ Wyniki zakładają transfer 50% przychodów ze sprzedaży uprawnień emisyjnych na aukcji do gospodarstw domowych

7.2.2. Ocena z perspektywy polityki klimatycznej oraz społecznej i gospodarczej

W tabl. 7.4. przedstawiono syntetyczne zestawienie kosztów i korzyści z wdrożenia pakietu energetycznego, które następnie zostały przypisane do jednej z czterech głównych polityk społeczno – gospodarczych.

Tablica 7.4. Syntetyczna ocena kosztów i korzyści z wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego z perspektywy różnych polityk

Perspektywa oceny	Korzyści	Koszty
Polityka środowiskowa i klimatyczna	⇒ Redukcje emisji CO ₂	⇒ Nie do końca poznane skutki ingerencji w struktury wodne w przypadku składowania CO ₂ na dużą skalę w instalacjach CCS ⇒ zagrożenia związane z rozwojem energetyki jądrowej
Polityka energetyczna	⇒ niezauważalne	⇒ Wyższe nakłady inwestycyjne i koszty produkcji energii ⇒ wyższe ryzyko inwestycyjne i operacyjne
Polityka gospodarcza	⇒ niezauważalne	⇒ Spadek PKB ⇒ Wzrost inflacji ⇒ Pogorszenie salda handlu zagranicznego ⇒ Osłabienie rozwoju energochłonnych branż przemysłowych
Polityka społeczna	⇒ niewielkie (m.in. wzrost zatrudnienia w rolnictwie przy produkcji energetycznej)	⇒ Niższe dochody rozporządzalne ⇒ Wyższe obciążenia budżetów domowych kosztami energii

Powyższe zestawienie, choć niekompletne pokazuje jednak dość wyraźnie istotną cechę propozycji KE z polskiej perspektywy. Propozycja ta prowadzi do uzyskania efektów redukcji emisji co jest celem polityki klimatycznej UE, jednak ma zdecydowanie negatywne skutki w obszarze polityki energetycznej, gospodarczej i społecznej, a w pewnym stopniu także ekologicznej. Najważniejsze z tych skutków są omówione poniżej wraz z podaniem konkretnych ocen liczbowych.

Bezpośrednie koszty i efekty

Bezpośrednie koszty wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego uwzględnione przy wyliczeniu kosztów redukcji obciążają głównie sektor energetyczny i wynoszą **8 -12 mld zł** a całej polityki klimatycznej **8-14 mld zł rocznie** w okresie 2020 – 2030 (por tabl. 3.1).

Najważniejszym wskaźnikiem efektywności pakietu energetyczno – klimatycznego z perspektywy polityki klimatycznej są jednostkowe koszty redukcji emisji CO₂. Wyniki obliczeń odnoszące się do efektów i bezpośrednich kosztów redukcji emisji CO₂ przedstawione są szczegółowo w rozdz. 3.1.3. Poniżej podano jednostkowe koszty redukcji emisji w odniesieniu osobno do każdego z głównych komponentów polityki energetyczno – klimatycznej.

Tablica 7.3. Koszty redukcji emisji CO₂ w wyniku wdrażania kolejnych instrumentów polityki energetyczno klimatycznej KE.

Instrument	2010	2015	2020	2025	2030
System EU ETS (20 Euro/t)	12	13	13	22	69
Modyfikacja EU ETS (40 Euro/t + aukcja)	117	165	132	115	153
Nowe cele RES (15%)		205	288	278	238
Cały pakiet KE z 2008 r. (por do ODN)	149	191	243	220	210

Uzyskane wyniki wskazują rosnące koszty uzyskiwanych redukcji emisji w kolejnych etapach wdrażania polityki energetyczno - klimatycznej. Oznacza to z perspektywy polityki klimatycznej szybki spadek efektywności kolejnych działań. Szczególnie wysokie koszty redukcji związane są z rozwojem OZE do poziomu 15% udziału w zużyciu finalnym. Koszty redukcji emisji osiągane w ten sposób są znacznie wyższe od cen uprawnień emisyjnych w zmodyfikowanym systemie EU ETS, które wg obliczeń KE powinny kształtować się na poziomie 30 – 39 Euro/t (czyli ok. 120 – 160 zł/t). Przedstawione wyniki wskazują na brak uzasadnienia proponowanych celów rozwoju OZE wyłącznie w ramach polityki klimatycznej. Inne korzyści rozwoju OZE podkreślane przez KE – ograniczenie zależności importowej – nie występują w Polsce ze względu na oparcie polskiej elektroenergetyki na węglu krajowym.

Pośrednie koszty i efekty

Koszty pośrednie związane są z wpływem impulsu cen energii elektrycznej na gospodarkę i powstaniem negatywnych pośrednich skutków w postaci spowolnienia wzrostu gospodarczego, zmniejszenia dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych oraz wzrostem udziału kosztów energii w budżetach domowych. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń do najważniejszych negatywnych skutków gospodarczych i społecznych wdrożenia w Polsce polityki klimatycznej UE powiązanej z rozwojem OZE zaliczono:

- 1) Utratę PKB w wysokości **154 mld zł** rocznie od 2020 r. do **503 mld zł** w roku 2030;
- 2) Spadek dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych w roku 2030 z poziomu **1800 zł/os/m-c** do poziomu **1610 zł/os/m-c**;
- 3) Wzrost udziału energii w budżetach domowych z poziomu **11% w 2005 r.** do poziomu **14,1 - 14,4%** w latach 2020 – 2030 w porównaniu z 12,7 – 12,9% bez polityki klimatycznej (oraz odpowiednio **6,6 - 6,2%** w porównaniu do 5,9 - 5,6% w przypadku energii elektrycznej);

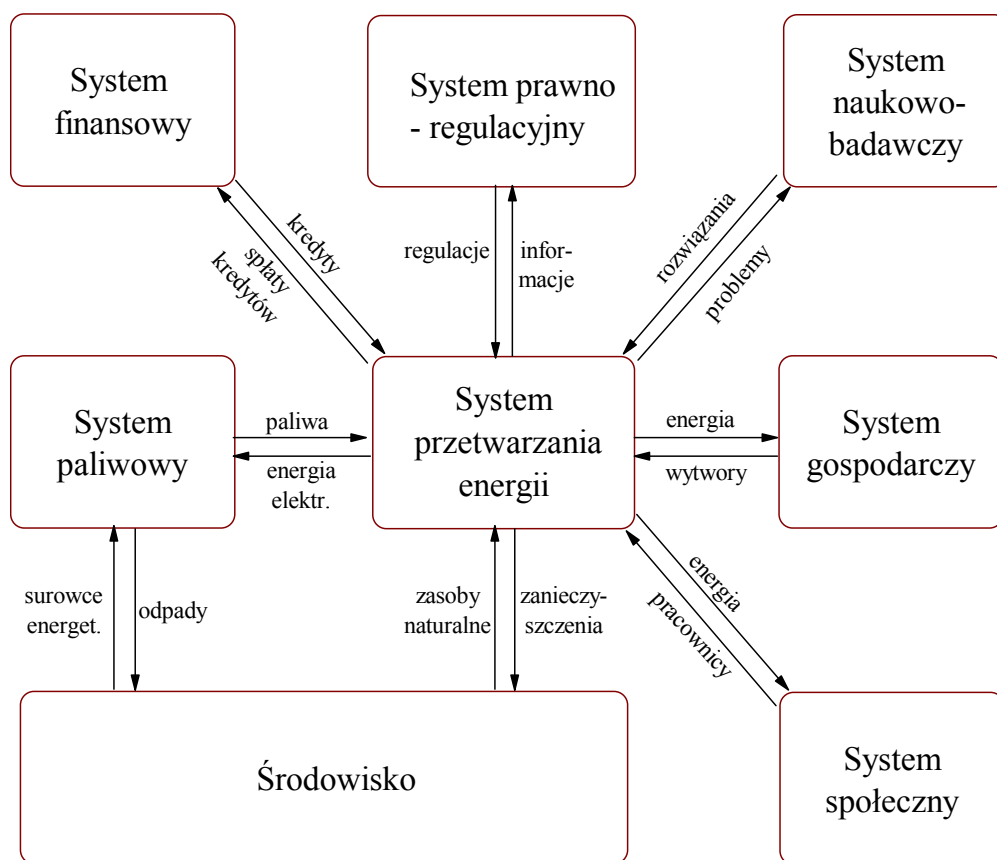
- 4) Utrzymywanie się średnich **obciążeń budżetów domowych kosztami energii** w całym okresie badania **znacznie powyżej poziomu 10%**, którego przekroczenie w niektórych krajach UE uznawane jest za kryterium ubóstwa energetycznego.

Na podstawie uzyskanych wyników można oczekiwać, że **koszty pośrednie w postaci utraty PKB będą ponad dziesięciokrotnie wyższe niż koszty bezpośrednie**, co nawet jeśli uwzględnić niepewność związaną z tego typu oszacowaniami wskazuje na ogromne pośrednie koszty propozycji KE dla całej polskiej gospodarki.

Podsumowując ocenę efektywności pakietu energetyczno – klimatycznego, należy podkreślić **ogromne koszty bezpośrednie, pośrednie i społeczne wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego w Polsce** przy **bardzo niepewnych korzyściach** dla Polski (niepewność dotyczy zarówno ewentualnego złagodzenia groźby zmian klimatu jak i faktycznych korzyści z tego tytułu dla Polski).

7.3. Ocena jakościowa skutków wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego

Na rys 7.1 pokazano otoczenie systemu elektroenergetycznego kraju, w którego obrębie występują główne bezpośrednie koszty wdrożenia Pakietu 2008.



Rys. 7.1. Otoczenie systemowe elektroenergetyki krajowej

Z systemem elektroenergetycznym wiążą się inne podsystemy z systemu społeczno gospodarczego, które również odczują w sposób pozytywny bądź negatywny zmianę polityki energetycznej.

Ze względu na złożoność systemów społecznych i gospodarczych nie zawsze jest możliwa ocena skutków określonych działań w sposób ilościowy. W takich przypadkach przydatna może być analiza jakościowa, która określa skutki poprzez wskazanie kierunków zmian jakich można oczekiwać w wyniku określonych zdarzeń. Poniżej podjęto próbę ukazania jakościowych skutków wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego dla wszystkich podsystemów wymienionych na rysunku.

1. System elektroenergetyczny

- ⇒ Zmiany struktur technologicznych i paliwowych wymuszane wdrożeniem Pakietu stanowić będą bardzo poważne wyzwanie dla elektroenergetyki krajowej. Szersze wykorzystanie gazu, budowa elektrowni jądrowych, budowa ok. 15 000 MW w elektrowniach wiatrowych, budowa elektrociepłowni na biomasę a w perspektywie roku 2030 budowa elektrowni węglowych z instalacjami CCS stanowić będą ogromne wyzwanie dla elektroenergetyki. Powodzenie tych działań zależeć będzie m.in. od prowadzenia jasnej, konsekwentnej i skutecznej polityki energetycznej.
- ⇒ Rozwój energetyki jądrowej od roku 2020/ 2025 wymaga podjęcia praktycznie natychmiastowych działań tworzących odpowiednie warunki dla takich inwestycji. Konieczne będzie szybkie stworzenie lub uzupełnienie infrastruktury prawnej, instytucjonalnej, infrastrukturalnej zapewniającej odpowiednią gospodarkę paliwem jądrowym i odpadami radioaktywnymi. Konieczne będzie podjęcie odpowiedniej kampanii informacyjnej oraz działań prowadzących do wyboru lokalizacji dla elektrowni jądrowej. Ze względu na skalę i ryzyko inwestycji w budowę elektrowni jądrowych potrzebne mogą się okazać gwarancje rządowe.
- ⇒ Wymagany celami OZE dynamiczny wzrost wykorzystania energetyki wiatrowej wymagać będą poważnych inwestycji mających na celu wzmocnienie systemu przesyłowego i dostosowanie go do współpracy z elektrowniami wiatrowymi charakteryzującymi się dużą zmiennością generacji zależną od warunków wiatrowych przy równoczesnym zapewnieniu wymaganych przez prawo UE zdolności wymiany transgranicznej na poziomie 10% zużycia krajowego. Potrzebne będzie także zapewnienie dla elektrowni wiatrowych wysokiego poziomu rezerwy mocy, które mogą być szybko uruchomione w przypadku gwałtownych spadków generacji z elektrowni wiatrowych, a których obecnie nie ma w systemie.
- ⇒ Nastąpi ogromny wzrost ryzyka działalności operacyjnej i inwestycyjnej, które będzie z wynikało z niepewności co do determinacji rządów krajowych i UE odnośnie utrzymania w dłuższym okresie aktywnej polityki ochrony klimatu i rozwoju OZE, z ryzyka technologicznego związanego z nowymi tzw. zeroemisyjnymi technologiami węglowymi, z ryzyka generowanego ze strony systemu handlu emisjami (ceny uprawnień),

z rosnących problemów lokalizacyjnych, a także z prawdopodobnej niskiej skuteczności i jakości działań prawno – regulacyjnych w Polsce.

2. System paliwowy

- ⇒ W latach 2020 – 2030 wystąpić może spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny do produkcji energii elektrycznej, co wraz z wycofywaniem węgla z zużycia w gospodarstwach domowych i ciepłownictwie a nawet kogeneracji (ze względu na wymóg wyprodukowania odpowiedniej ilości energii elektrycznej i ciepła z OZE) może stwarzać problemy ze zbytem węgla (eksport staje się mało opłacalny przy wysokich kosztach frachtu- jak to ostatnio ma miejsce).
- ⇒ Wysoka cena uprawnień emisyjnych ograniczać będzie opłacalność inwestycji w rozbudowę nowych kopalni węgla brunatnego.
- ⇒ Wymienione w pierwszych dwóch punktach oczekiwane tendencje mogą się nie sprawdzić w przypadku niedostatecznej realizacji działań zmieniających istniejące struktury paliwowe i technologiczne w elektroenergetyce. Taki scenariusz oznaczałby trwanie przy rozwiązaniach, które będą bardzo nieefektywne w warunkach nowej polityki energetyczno – klimatycznej UE.

3. System prawno regulacyjny

- ⇒ Ze względu na ogromną skalę nowych wyzwań konieczne stanie się przygotowanie efektywnych mechanizmów regulacji działalności energetyki w niezwykle złożonych przyszłych uwarunkowaniach, wypracowanie skutecznych mechanizmów zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w sytuacji kumulowania się różnego rodzaju ryzyk.
- ⇒ Konieczne będzie skokowa poprawa jakości regulacji prawnych i stosowanych procedur administracyjno prawnych w celu ograniczenia i tak ogromnego ryzyka dla przedsiębiorstw energetycznych jakie będzie związane z produkcją energii elektrycznej w nowych uwarunkowaniach.
- ⇒ Ze względu na znaczny wzrost cen energii prawdopodobnie konieczne stanie się uruchomienie efektywnych mechanizmów wsparcia dla gospodarstw domowych szczególnie obciążonych z tytułu wzrostu cen energii.

4. System naukowo - badawczy

- ⇒ Stanie się jednym z głównych beneficjentów polityki unijnej, ze względu na konieczność przygotowania do wdrożenia w Polsce wielu nowych rozwiązań technologicznych (w tym technologie CCS), infrastrukturalnych oraz wypracowania nowych metod zarządzania działalnością inwestycyjną i produkcyjną w energetyce w warunkach wysokiego ryzyka i niepewności odnośnie przyszłych warunków działania.

- ⇒ Wymienione działania jedynie w części zostaną przejęte przez krajowe jednostki badawczo – rozwojowe. Znaczna część prac rozwojowych i usług wsparcia dla przedsiębiorstw będzie realizowana przez duże międzynarodowe firmy doradcze.
- ⇒ Ze względu na ograniczone zasoby ludzkie nastąpi ograniczenie aktywności badawczo – rozwojowej w innych obszarach tematycznych o dużym znaczeniu społecznym i gospodarczym.

5. Gospodarka krajowa

- ⇒ W przypadku braku aktywnej polityki energetycznej ze strony rządu i braku skoordynowanych działań po stronie firm z różnych branż energetycznych może dojść do skumulowania problemów energetycznych, wysokich cen energii z równoczesnym pogorszeniem się jakości usług i bezpieczeństwa dostaw. W takiej sytuacji rozwój gospodarki może być limitowany czynnikami energetycznymi.
- ⇒ Wysoki poziom cen energii w Polsce - szczególnie jeśli będzie związany z kiepską jakością usług energetycznych wywołaną przedwczesnym wyłączaniem jednostek wytwórczych i brakiem wystarczających inwestycji w źródła oraz zakłóceniami pracy sieci na skutek nowej polityki energetycznej UE - może mieć negatywny wpływ na opłacalność produkcji w wielu sektorach gospodarczych, nie tylko tych energochłonnych, ale także tych, które wymagają odpowiedniej pewności i wysokiej jakości zasilania energetycznego.
- ⇒ Masowe inwestycje w elektrownie wiatrowe generować będą głównie zamówienia na import urządzeń, nie pobudzając gospodarki krajowej, pogłębiając natomiast ujemne saldo wymiany zagranicznej.

6. System społeczny

- ⇒ Znacząco spotęguje się zjawisko ubóstwa energetycznego na skutek silnego wzrostu cen energii w tym energii elektrycznej.
- ⇒ Pojawić się mogą konflikty społeczne na tle lokalizacji nowych obiektów energetycznych (fermy wiatrowe, elektrownie jądrowe, instalacje CCS i sieci przesyłu skroplonego CO₂).
- ⇒ Rozwój produkcji biomasy energetycznej oraz rozwój produkcji biopaliw spowoduje wzrost zatrudnienia w rolnictwie i sektorach obsługujących rolnictwo.
- ⇒ Wyższa produkcja biomasy spowoduje jednak jako efekt uboczny wzrost cen żywności , co w powiązaniu ze wzrostem cen energii i innych usług infrastrukturalnych (woda, kanalizacja, utylizacja śmieci) będzie potęgowała presję ekonomiczną na gospodarstwa domowe, która będzie szczególnie dotkliwa dla uboższych gospodarstw domowych (w tym emeryci i renciści).

7. System finansowy

- ⇒ Stanie się jednym z głównych beneficjentów nowej polityki UE, ze względu na wzrost potrzeb finansowych sektora elektroenergetycznego, ze względu na pojawienie się zapotrzebowania na nowe usługi finansowo – ubezpieczeniowe, a także produkty i usługi związane z zaawansowanym zarządzaniem ryzykiem prowadzenia działalności operacyjnej i inwestycyjnej w elektroenergetyce.

8. Środowisko

- ⇒ Nastąpi zmniejszenie emisji CO₂ z potencjalnym korzystnym wpływem na klimat.
- ⇒ Rozwój produkcji biomasy może doprowadzić do zwiększonej presji na środowisko m.in. z powodu szerszego stosowania sztucznego nawożenia, zmniejszenia udziału gruntów odłogowanych, występowania monokultury upraw w skali lokalnej.
- ⇒ Wdrożenie do komercyjnego zastosowania instalacji CCS wymagać będzie w warunkach polskich składowania CO₂ w podziemnych zbiornikach wodnych lub wyprowadzenia skroplonego CO₂ siecią rurociągów do składowisk na Morzu Północnym. Obie opcje związane są z dodatkową presją na środowisko.
- ⇒ Konieczne w sytuacji nowej polityki UE wykorzystanie energetyki jądrowej będzie związane z produkcją i koniecznością składowania znacznej ilości radioaktywnych odpadów.

Przedstawione powyżej najważniejsze jakościowe skutki wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego w systemie społeczno – gospodarczym Polski wskazują na poważne i bardzo rozległe konsekwencje jakie będzie to miało dla Polski.

Przedstawione oceny ilościowe były wykonane przy założeniu realizacji po stronie Polski wszystkich działań pozwalających na minimalizację skutków kosztowych wdrożenia nowej polityki UE w Polsce. Wykonane oceny jakościowe wskazują na ryzyko niedostatecznych działań po stronie rządu i przedsiębiorstw energetycznych w tym niedostatecznych działań badawczo – rozwojowych. Urzeczywistnienie się wymienionych ryzyk oznaczać będzie pojawienie się znacznie wyższych bezpośrednich i pośrednich kosztów wdrożenia nowej polityki UE w Polsce.

8. Podsumowanie

Przeprowadzone analizy ilościowe i jakościowe wykazały, że wdrożenie w Polsce pakietu energetyczno – klimatycznego zgodnie z propozycją KE z 23 stycznia 2008 spowoduje szereg negatywnych skutków dla systemu energetycznego, gospodarki krajowej i sytuacji bytowej gospodarstw domowych.

Najważniejsze ilościowe skutki wdrożenia Pakietu 2008 wyliczone przy pomocy zestawu modeli obliczeniowych są następujące:

1. Bezpośrednie koszty związane z dopasowaniem struktur technologicznych i paliwowych do nowej polityki UE **8-12 mld zł rocznie** w okresie 2020 – 2030;
2. Wzrost cen energii elektrycznej kupowanej od producenta o **ok. 60%** w stosunku do scenariusza bez polityki klimatycznej;
3. Pośrednie koszty liczone utratą PKB wynoszą **154 mld zł rocznie** w roku 2020 r. i rosną do poziomu **503 mld zł rocznie** w 2030 r.
4. **Spadek dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych** ok. **10%** w roku 2030 - w wyniku wymienionego spadku PKB;
5. Wzrost udziału energii w budżetach domowych z poziomu **11% w 2005 r.** do poziomu **14,1 - 14,4%** w latach 2020 – 2030 w porównaniu z 12,7 – 12,9% bez polityki klimatycznej.

Efekty redukcji emisji CO₂ uzyskiwane w wyniku wdrożenia nowej polityki unijnej są uzyskiwane po bardzo wysokich kosztach, znacząco wyższych od przewidywanej dla systemu EU ETS cen uprawnień emisyjnych po roku 2013.

Niezależnie od wymienionych ilościowo oszacowanych efektów należy podkreślić następujące skutki, których wymierne efekty są trudne do oszacowania:

1. Bardzo poważny wzrost ryzyka prowadzenia działalności produkcyjnej i inwestycyjnej w sektorze elektroenergetycznym, który wynika z wielości celów politycznych, niepewności przyszłych warunków działania w tym odnośnie determinacji w utrzymaniu raz przyjętej polityki przez długi okres czasu, niepewności warunków na rynkach paliwowych, na rynku uprawnień emisyjnych, niepewnych warunków zakupu uprawnień emisyjnych, niepewności odnośnie dostępności i własności tzw. czystych technologii węglowych
2. Wielość celów politycznych oraz wielość stosowanych instrumentów ich realizacji (system EU ETS, polityka redukcji emisji w sektorze Non ETS, wymagany rozwój OZE, rozwój kogeneracji, kolejne nowelizacje dot. dyrektywy IPPC, dyrektyw LCP, i tzw. dyrektyw sufitowych) stwarzają niezwykle wysokie wymagania dla jakości działań administracji rządowej. W takim gąszczu regulacji, celów i instrumentów łatwo o całkowite sparaliżowanie działalności sektora energetycznego, co pośrednio uderzy w możliwości rozwoju całej gospodarki krajowej.

Wymienione w podsumowaniu jedynie najważniejsze bezpośrednie i pośrednie skutki dla Polski wykazują, że **wdrożenie pakietu energetyczno – klimatycznego w Polsce stanowić będzie poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego, szybkiego wzrostu gospodarczego oraz poprawy jakości życia mieszkańców.**

Zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego leży głównie w kolejnym komplikowaniu warunków działania energetyki, opóźniającym podejmowanie decyzji o budowie nowych

mocy w systemie elektroenergetycznym, w niezwykle kosztownych inwestycyjnie celach dotyczących rozwoju produkcji energii z OZE, a także w silnym wzroście cen energii, które znacznie ograniczą możliwości zaspokajania potrzeb energetycznych przez biedniejsze gospodarstwa domowe. Istotne znaczenie ma także konieczność znaczących inwestycji w dostosowanie sieci przesyłowych do współpracy z farmami wiatrowymi o łącznej mocy do 15000 MW.

Zagrożenie szybkiego wzrostu gospodarczego i awansu cywilizacyjnego wynika z przewidywanego w warunkach Polskich wysokiego wzrostu cen energii elektrycznej i negatywnym ich wpływem na tempo rozwoju gospodarczego. W efekcie tych zmian udział kosztów energii w budżetach domowych znacząco wzrośnie znacząco próg poziom 10% uważany w niektórych krajach UE za próg tzw. ubóstwa energetycznego.

Objaśnienie częściej używanych skrótów

Skrót	Opis
ARE	Agencja Rynku Energii S.A.
CCS	Ang.: Carbon Capture and Storage. Technologie umożliwiające wychwyt CO ₂ ze spalin w dużych instalacjach spalania paliw kopalnych (węgiel, gaz ziemny) oraz jego magazynowanie w złożach geologicznych
EC	Elektrociepłownie
ECZ	Elektrociepłownie Zawodowe
EKD	Europejska Klasyfikacja Działalności
EL	Elektrownie
ELZ	Elektrownie Zawodowe
EU ETS	Ang: European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme - Europejski System Handlu Emisjami Gazów Ciepłarnianych
GC	Patrz: gazy ciepłarniane
GHG	Ang.: Greenhouse gases - gazy ciepłarniane. Patrz: Gazy ciepłarniane
GIG	Główny Instytut Górnictwa
GUS	Główny Urząd Statystyczny
HZ	Hendel Zagraniczny
ICHPW	Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla
IGCC	Ang.: Integrated Gasification Combined Cycle - blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IPPC	Ang.: Integrated Pollution Prevention and Control – Zintegrowane Zapobieganie i Ograniczanie Zanieczyszczeń zamieszczone w Dyrektywie Rady Europy 96/61/WE
KE	Komisja Europejska
KPK	Krajowy Punkt Kontaktowy Programów Badawczych Unii Europejskiej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny - System elektroenergetyczny pokrywający obszar Polski, składający się z urządzeń do wytwarzania, przesyłania, rozdziału oraz przetwarzania i odbioru energii elektrycznej.
KWB	Kopalnie węgla brunatnego
KWK	Kopalnie węgla kamiennego
MG	Ministerstwo Gospodarki lub Minister Gospodarki
MŚ	Ministerstwo Środowiska lub Minister Środowiska
OZE	Odnawialne Źródła Energii: biomasa, geotermia, energia Słońca, energia wiatru, energia wody
PGE	Polska Grupa Energetyczna S.A.
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Skrót	Opis
PKB	Produkt Krajowy Brutto
PMG	Podziemne magazyny gazu
TEN-E	Ang.: Trans-European Networks - Energy - transeuropejskie sieci energetyczne
UE	Unia Europejska
UE-15	15 państw członkowskich Unii Europejskiej do 30.04.2004: BE, DK, DE, EL, ES, FR, IE, IT, LU, NL, AT, PT, FI, SE i UK
UE-25	25 państw członkowskich Unii Europejskiej od 01.05.2004: BE, CZ, DK, DE, EE, EL, ES, FR, IE, IT, CY, LV, LT, LU, HU, MT, NL, AT, PL, PT, SI, SK, FI, SE i UK
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WB	węgiel brunatny
WK	węgiel kamienny

Objaśnienie ważniejszych specjalistycznych pojęć

Termin	Opis
Biogaz	Gaz składający się głównie z metanu i dwutlenku węgla, uzyskiwany w procesie beztlenowej fermentacji biomasy
Biokomponenty	Biopaliwa - bioetanol (dodatek do benzyn silnikowych) i biodiesel (dodatek do olejów napędowych) - dodawane do paliw silnikowych wytwarzanych z ropy naftowej
Biomasa	Materiały organiczne pochodzenia roślinnego uzyskiwane ze specjalnych upraw energetycznych lub roślinne produkty odpadowe
Biopaliwa	Wytwarzane z surowców pochodzenia organicznego (z biomasy lub biodegradowalnych frakcji odpadów) - bioetanol, biodiesel, biometanol, oleje roślinne
Certyfikaty czerwone	Świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji
Certyfikaty zielone	Świadectwa pochodzenia energii wytworzonej z OZE
Certyfikaty żółte	Świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (źródła gazowe lub o mocy poniżej 1 MW)
Dochód rozporządzany	Suma wszystkich przychodów pieniężnych gospodarstwa domowego pomniejszona o podatki
Dyrektywa LCP	Ang.: LCP - Large Combustion Plants - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw
Energia finalna	Energia dostarczona odbiorcom końcowym z wykluczeniem przedsiębiorstw zajmujących się pozyskaniem i przetwarzaniem energii
Energia odnawialna	Patrz: OZE
Energia pierwotna	Suma energii zawartej w pierwotnych nośnikach energii. Patrz: Pierwotne nośniki energii
Energia pochodna	Energia uzyskiwana w procesach przemian energetycznych. Do pochodnych nośników energii należą energia elektryczna, ciepło, benzyny i oleje, koks, paliwa gazowe z procesów technologicznych (gaz wielkopiecowy, czadnicowy, wylewny), paliwa odpadowe gazowe
Gazy cieplarniane	Gazy cieplarniane zapobiegają wydostawaniu się promieniowania długofalowego z Ziemi. Są to substancje gazowe: dwutlenek węgla (CO ₂), metan (CH ₄), podtlenek azotu (N ₂ O), fluoropochodne węglowodorów (HFCs), perfluoropochodne związki węgla (PFCs), sześćfluorek siarki (SF ₆)
Kogeneracja	Nazywana też „Skojarzoną gospodarką energetyczną” - równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
Kogeneracja	Wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego

Termin	Opis
wysokosprawna	w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:
	a) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10 % w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub
	b) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego
Koszt marginalny	Przyrost kosztu poniesiony na zaspokojenie wzrostu popytu na określony produkt lub usługę, w warunkach rynkowych związany z kosztami najdroższego producenta utrzymującego się na rynku
Pakiet 2007	patrz: Pakiet energetyczny
Pakiet 2008	patrz: Pakiet energetyczno – klimatyczny
Pakiet 3*20	patrz: Pakiet energetyczny
Pakiet energetyczny	Zaproponowane w 2007 roku przez KE pakiet dokumentów składający się na nową „Politykę energetyczną dla Europy” i ustanawiające następujące cele: ⇒ ograniczanie emisji gazów cieplarnianych o 20% do 2020 r. w stosunku do 1990 r., ⇒ zwiększenie do 20% udziału OZE w całkowitym zużyciu energii, ⇒ efektywne uzyskanie redukcji zużycia energii w 2020r. o 20% w stosunku do efektów kontynuacji obecnej polityki.
Pakiet energetyczno – klimatyczny	Ogłoszony 23 stycznia 2008 przez KE pakiet projektów prawnych dotyczących ograniczeń emisji gazów cieplarnianych i rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii: ⇒ dyrektywy dotyczącej promocji wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE); ⇒ decyzji w sprawie redukcji emisji gazów cieplarnianych do roku 2020; ⇒ nowelizacji dyrektywy 2003/87/WE w sprawie udoskonalenia i rozszerzenia systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych; ⇒ dyrektywy w sprawie geologicznego magazynowania dwutlenku węgla (CCS); ⇒ wytycznych do pomocy państwa w zakresie udzielania pomocy publicznej dotyczącej ochrony środowiska
Pierwotne nośniki energii	Nośniki pozyskiwane bezpośrednio z natury: węgiel kamienny, węgiel brunatny, ropa naftowa, gaz ziemny, torf, OZE oraz paliwa odpadowe roślinne, zwierzęce, przemysłowe, odpady komunalne
Poligeneracyjna elektrownia	Rozwiązanie technologiczne polegające na połączeniu generacji energii elektrycznej i ciepła elektrociepłowni konwencjonalnej z układem zgazowania węgla, w którym oprócz produkcji energii produkowany jest także gaz syntezowy

Termin	Opis
Przemiana energetyczna	Proces technologiczny, w którym jedna postać energii (zazwyczaj nośnik energii pierwotnej, np. węgiel) zamieniana jest na inną, pochodną (wtórną) postać energii (np. energię elektryczną, ciepło w parze lub wodzie gorącej, koks, gaz koksowniczy itp.)
Sprawność przemiany energetycznej brutto	Stosunek całkowitej energii uzyskanej z przemiany (produkcja brutto) do energii zawartej we wsadzie i energii zużytej na potrzeby energetyczne przemiany (energii z zewnątrz oraz przemiany).
Sprawność przemiany energetycznej netto	Stosunek całkowitej ilości energii uzyskanej z przemiany, pomniejszonej o zużycie tej energii na wsad lub potrzeby energetyczne przemiany do energii zawartej we wsadzie i energii doprowadzonej z zewnątrz procesu na potrzeby energetyczne przemiany
Taryfa G	Taryfa energii elektrycznej, w której rozliczają się gospodarstwa domowe i inni indywidualni odbiorcy
Uprawnienie do emisji	Uprawnienie do wprowadzania do powietrza w określonym czasie ekwiwalentu w przypadku gazów cieplarnianych lub 1 Mg jednej z pozostałych substancji, które może być sprzedane, przeniesione lub umorzone na zasadach określonych w Ustawie z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji
Zeroemisyjne technologie	Technologie wytwarzania energii charakteryzujące się brakiem emisji dwutlenku węgla do atmosfery

Wykaz stosowanych jednostek energetycznych

Jednostka	Opis
A.	Jednostki energii
J	Dżul - jednostka energii w układzie SI. Jednostki spoza układu SI: ⇒ tonne of oil equivalent - tona ropy umownej: 1toe = 41,868 GJ ⇒ tona paliwa umownego (węgla): 1tpu = 29 GJ
GJ	Gigadżul - wielokrotność - 10^9 Dżula (miliard Dżuli)
PJ	Petadżul - wielokrotność - 10^{15} Dżula (biliard Dżuli)
Wh	Watogodzina - jednostka pracy i energii, zalegalizowana, nie należąca do układu SI 1Wh = 3600 J <i>Wielkość energii wyprodukowana przy pracy jednostki o mocy 1 W przez okres jednej godziny (3600 s)</i>
MWh	Megawatogodzina - wielokrotność - 10^6 Watogodziny (milion Watogodzin) <i>Wielkość energii wyprodukowana przy pracy jednostki o mocy 1 MW przez okres jednej godziny (3600 s)</i>
TWh	Tera Watogodzina - wielokrotność - 10^{12} Watogodziny (bilion Watogodzin) <i>Jednostka wykorzystywana w bilansach energii elektrycznej na poziomie kraju</i>
B.	Jednostki mocy
W	Wat - jednostka mocy w układzie SI. 1W = 1J/1s Jednostka spoza układu SI: ⇒ koń mechaniczny 1KM = 735,498 W
MW	Megawat - wielokrotność - 10^6 Wata (Milion Watów)
GW	Gigawat - wielokrotność - 10^9 Wata (miliard Watów)

Wartości opałowe ważniejszych nośników energetycznych

Nośnik energii	Wartość opałowa	Jedn.
Węgiel kamienny energetyczny *)	23,1	GJ/t
Węgiel kamienny koksowy *)	29,6	GJ/t
Węgiel brunatny *)	8,7	GJ/t
Ropa naftowa	41,8	GJ/t
Gaz ziemny wysokometanowy	33,2	GJ/tys.m3
Gaz ziemny zaazotowany	25,2	GJ/tys.m3
Torf i drewno	9,5	GJ/t

*) wartości opałowe paliw węglowych mogą się znacząco zmieniać zależnie od warunków danego złoża, w tabeli podano wartości typowe dla warunków polskich

Źródło: ARE - Gospodarka Paliwowo-Energetyczna 2005,2006