

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***

SYNTEZA

Wersja z dn. 19.06.2008

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

Warszawa, czerwiec 2008

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

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

Zespół autorski:

Zespół EnergSys:

Bolesław Jankowski – kierownik zespołu

Zygmunt Parczewski

Marek Niemyski

Adam Umer

Sławomir Senczek

Igor Tatarewicz

Zespół ICHPW (analizy technologiczne)

Krzysztof Dreszer – kierownik zespołu

Marek Ściążko

Lesław Zapart

Tomasz Chmielniak

Jarosław Zuwała

Eksperti współpracujący

Andrzej Kądziaława

eksperti branży gazowniczej

Spis treści

| | |
|---|-----------|
| 1. PODSTAWA, CEL I ZAKRES PRACY | 4 |
| 2. NOWE CELE I WYMAGANIA POLITYKI ENERGETYCZNEJ UE | 4 |
| 2.1. CELE EUROPEJSKIEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ..... | 5 |
| 2.2. PAKIET ENERGETYCZNO – KLIMATYCZNY Z 2008 R. | 5 |
| 3. METODYKA ANALIZ | 6 |
| 3.1. MODELE OBLICZENIOWE..... | 6 |
| 3.2. WARIANTY OBLICZENIOWE | 7 |
| 4. ZAŁOŻENIA DO ANALIZ MODELOWYCH | 9 |
| 4.1. ZESTAW NAJWAŻNIEJSZYCH ZAŁOŻEŃ..... | 9 |
| 4.2. SCENARIUSZ MAKROEKONOMICZNY I PROGNOZA POPYTU NA ENERGIĘ | 11 |
| 5. OCENA SKUTKÓW | 13 |
| 5.1. REDUKCJE EMISJI CO ₂ I KOSZTY REDUKCJI | 13 |
| 5.2. SKUTKI DLA SYSTEMU ENERGETYCZNEGO | 15 |
| 5.2.1. <i>Struktura produkcji energii elektrycznej</i> | 15 |
| 5.2.2. <i>Struktura mocy</i> | 16 |
| 5.2.3. <i>Technologie wytwarzania energii elektrycznej</i> | 16 |
| 5.2.4. <i>Koszty wytwarzania energii elektrycznej</i> | 18 |
| 5.2.5. <i>Nakłady inwestycyjne</i> | 19 |
| 5.3. SKUTKI DLA GOSPODARKI..... | 21 |
| 5.4. WYNIKI ANALIZ | 21 |
| 5.5. SKUTKI DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH | 23 |
| 6. ZINTEGROWANA OCENA SKUTKÓW PAKIETU ENERGETYCZNO - KLIMATYCZNEGO | 26 |
| 6.1. OCENA SKUTKÓW W POSZCZEGÓLNYCH OBSZARACH SYSTEMU SPOŁECZNO – GOSPODARCZEGO KRAJU | 26 |
| 6.1.1. <i>Ocena z perspektywy polityki klimatycznej oraz społeczno – gospodarczej</i> | 29 |
| 6.2. OCENA JAKOŚCIOWA SKUTKÓW WDROŻENIA PAKIETU ENERGETYCZNO – KLIMATYCZNEGO | 32 |
| 7. PODSUMOWANIE | 34 |
| REKOMENDACJE | 36 |
| POLSKIEGO KOMITETU ENERGII ELEKTRYCZNEJ | 36 |

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 pracy jest wszechstronna ocena skutków wdrożenia w Polsce **Pakietu energetyczno – klimatycznego** z 23 stycznia 2008 r. ze szczególnym uwzględnieniem skutków dla systemu elektroenergetycznego, całej gospodarki krajowej oraz gospodarstw domowych.

Uzupełniające cele pracy sformułowano jako:

- ⇒ Wsparcie w wypracowaniu solidnego i dobrze uzasadnionego merytorycznie stanowiska do debaty nad propozycjami UE, obejmującymi nową europejską politykę energetyczną;
- ⇒ Stworzenie ram metodycznych i zgromadzenie danych do prowadzenia dalszych analiz strategicznych, obejmujących zagadnienia kluczowe dla przyszłości polskiej energetyki i gospodarki krajowej.

W momencie rozpoczynania pracy elementem oceny był pakiet dokumentów KE, składający się na propozycję nowej Polityki energetycznej dla Europy, opublikowany 10 stycznia 2007. Po zakończeniu etapu 1 w styczniu 2008 ukazał się drugi zestaw dokumentów KE, składający się na tzw. **Pakiet energetyczno – klimatyczny**. Ze względu na jego wagę dalsze prace skoncentrowały się na ocenie skutków j wdrożenia tego pakietu w Polsce.

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

2. Nowe cele i wymagania polityki energetycznej UE

W styczniu 2007 roku Komisja Europejska przedstawiła pakiet propozycji, który składał się na projekt nowej polityki energetycznej UE¹. Na posiedzeniu 8-9 marca 2007 r. Rada Europy potwierdziła cele przedstawione w propozycji KE (konkluzje Prezydencji).

W nawiązaniu do tych uzgodnień Komisja Europejska przygotowała zestaw dokumentów (tzw. Pakiet energetyczno – klimatyczny), które mają przekształcić uzgodnione politycznie cele w konkretne działania.

¹ COM(2007) 1: An Energy Policy for Europe i dokumenty związane

2.1. Cele europejskiej polityki energetycznej

Cele nadrzędne

Unijna polityka energetyczna budowana jest wokół trzech następujących głównych celów:

1. Przeciwdziałanie zmianom klimatu;
2. Ograniczenie podatności Unii na wpływ czynników zewnętrznych wynikających z zależności od importu węglowodorów;
3. Wspieranie zatrudnienia i wzrostu gospodarczego.

Cele ilościowe (tzw. Pakiet 3*20)

Głównym, traktowanym priorytetowo celem w polityce energetycznej UE jest ochrona klimatu. W oparciu o ten cel główny KE sformułowała a Rada Europy zatwierdziła następujące cele ilościowe w skali całej UE:

- Redukcji emisji CO₂ o **20%** do roku 2020,
- Zwiększenie udziału energii odnawialnej **do 20%** całkowitego zużycia,
- Poprawa efektywności energetycznej skutkująca zmniejszeniem zużycia paliw o **20%**,
- Zwiększenie udziału biopaliw do **10%** zużycia paliw napędowych.

2.2. Pakiet energetyczno – klimatyczny z 2008 r.

Najważniejsze dla Polski elementy Pakietu energetyczno – klimatycznego:

- 1) Modyfikacja systemu EU ETS, w tym:
 - a. ustanowienie jednego unijnego limitu emisji i centralnego przydziału uprawnień emisyjnych (rezygnacja z krajowych planów rozdziału uprawnień);
 - b. wprowadzenie obowiązku zakupu uprawnień emisyjnych na aukcji, dla elektrowni zawodowych w 100% już od roku 2013 a dla pozostałych sektorów stopniowo – od 20% w roku 2013 do 100% w roku 2020 i w latach późniejszych.
- 2) Wprowadzenie limitu emisji gazów cieplarnianych dla źródeł Non ETS (nie objętych systemem handlu emisjami) na poziomie **114%** emisji gazów cieplarnianych z roku 2005.
- 3) Obowiązek uzyskania przez Polskę od roku 2020 produkcji energii ze źródeł odnawialnych na poziomie **15%** finalnego zużycia energii.
- 4) Wprowadzenie za pośrednictwem dyrektywy CCS² nowych zapisów do dyrektywy 2001/80/WE wprowadzających obowiązek dostosowania zakładów spalania o mocy powyżej 300 MW do stosowania instalacji CCS (tzw. **CCS ready**).

² KOM (2008) 18

Obok obowiązku zakupu uprawnień przez uczestników systemu ETS Polska ma uzyskać określoną pulę uprawnień emisyjnych do sprzedaży w drodze aukcji. Przychody z tego tytułu zasila budżet i w części (ok. 20%) muszą być wydane na określone w dyrektywie cele, a w pozostałej części – zależnie od decyzji rządu.

Według analiz KE, cena uprawnień do emisji w systemie EU ETS po roku 2013 wyniesie **30-39 Euro/t** w zależności od zakresu możliwego korzystania przez uczestników systemu z kredytów CDM do pokrycia ich emisji CO₂.

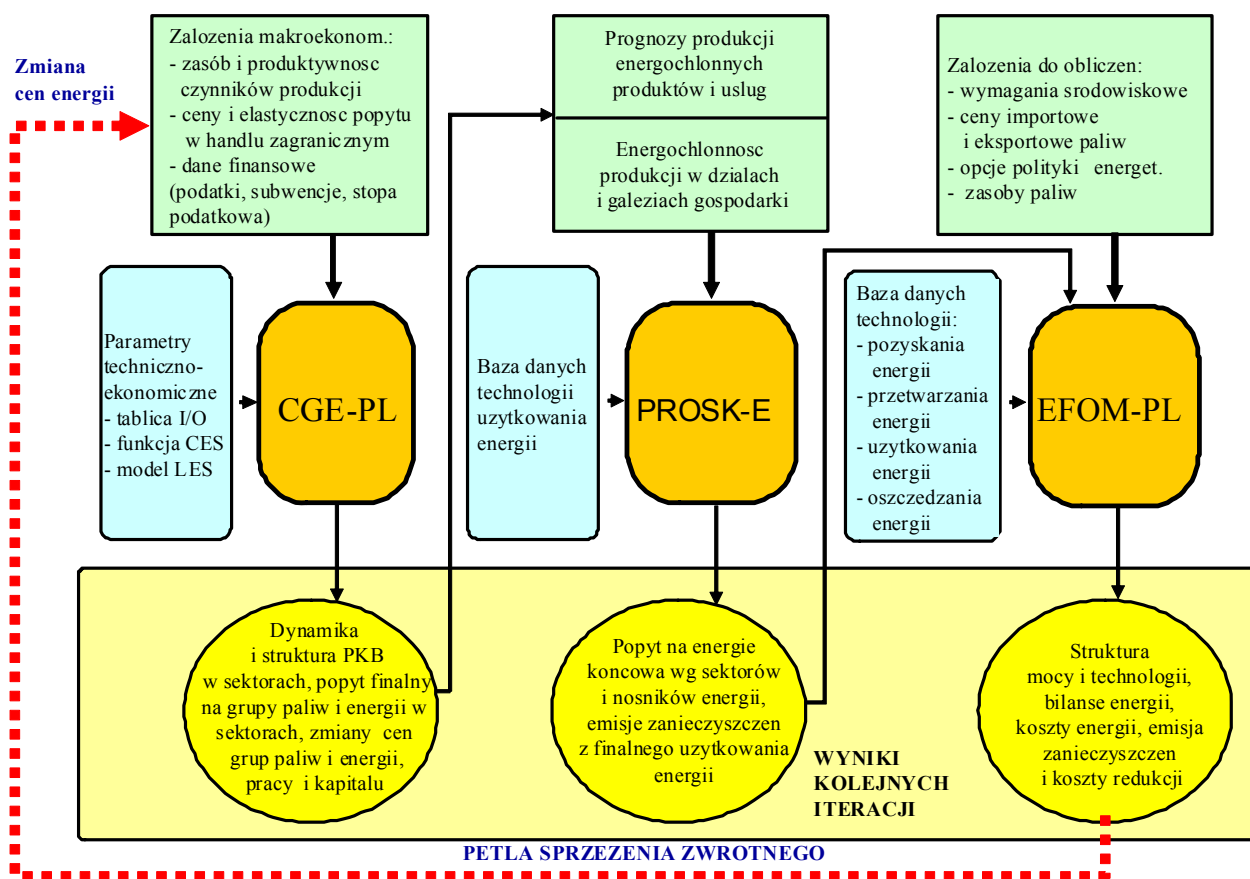
Powyższe elementy były przedmiotem analiz mających na celu ocenę ich ilościowych i jakościowych skutków na system energetyczny, gospodarkę i mieszkańców w Polsce.

3. Metodyka analiz

3.1. 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.



RYS. I. Zastosowany układ obliczeniowy modeli CGE-PL, PROSK-E i EFOM-PL

Zestaw ten był wielokrotnie wykorzystywany w pracach dla administracji rządowej (MŚ, MG oraz organizacji międzynarodowych, m.in. Bank Światowy). 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

3.2. Warianty obliczeniowe

Do obliczeń przyjęto trzy warianty nowej polityki UE, w których wprowadza się kolejne wymagania proponowane przez KE: (i) zaostrenie 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 I. Charakterystyka badanych wariantów polityki energetyczno – klimatycznej

| Oznaczenie wariantu | Główne założenia | Interpretacja |
|--|---|--|
| BAU (Kontynuacji) | <ul style="list-style-type: none"> ⇒ Warunki funkcjonowania energetyki z końca 2007 r., w tym: ⇒ zerowa cena uprawnień do emisji CO₂ | Wariant porównawczy do oceny całości skutków polityki klimatycznej UE, w tym jej skutków cenowych w porównaniu do sytuacji sprzed 2008 r. |
| ODN (Odniesienia) | <ul style="list-style-type: none"> ⇒ Bez nowych działań na rzecz ograniczenia na emisję CO₂ w Polsce i UE ⇒ Obecny system EU ETS, cena uprawnień 20 Euro/t, 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) | <ul style="list-style-type: none"> ⇒ Po roku 2013 cena uprawnień do emisji na poziomie 39 Euro/t: ⇒ 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 | Wariant ten pokaże 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: |

| | | |
|--|--|---|
| | <p>budżet, a pośrednio zwiększają przychody gospodarstw domowych i sektorów produkcyjnych</p> <p>⇒ bez nowych wymuszeń na OZE i kogenerację (rozwijają się do poziomu uzasadnionego wymaganą redukcją emisji),</p> | <p>a) zmiany struktury technologicznej i paliwowej w energetyce</p> <p>b) zmiany kosztów produkcji energii.</p> |
| EU-MIX (emisja GC i rozwój OZE) | <p>⇒ stymulowanie redukcji emisji CO₂ i przychody z aukcji jak w EU_CO₂</p> <p>⇒ nowe cele EU odnośnie rozwoju produkcji energii z OZE (15% w 2020, w tym 10% biopaliw)</p> | Wariant ten pozwoli na ocenę wykonalności i skutków proponowanych nowych celów dotyczących rozwoju OZE |
| EU-CCS (dodatkowo – obowiązkowy CCS) | <p>⇒ Wymagania dot. redukcji CO₂ i rozwoju OZE jak w EU-MIX</p> <p>⇒ Wymóg stosowania instalacji CCS w nowych elektrowniach węglowych od roku 2025</p> | 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.

Do oceny pełnych skutków polityki klimatycznej UE jako punkt odniesienia przyjęto wariant *Kontynuacji (BAU)*, który zakłada zerową cenę uprawnień do emisji CO₂ i stanowi kontynuację warunków funkcjonowania energetyki sprzed roku 2008.

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.

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.

TABLICA II. 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 elektr. węgl. | EU_CCS | EUCCS-E |

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

4. Założenia do analiz modelowych

4.1. Zestaw najważniejszych 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), dostępne opcje rozwojowe, koszt pozyskania kapitału. Poniżej przedstawiono syntezę założeń obliczeniowych ze wskazaniem głównych grup założeń oraz zasad ich różnicowania pomiędzy różnymi wariantami obliczeniowymi.

TABLICA III. Główne grupy założeń i wyników i ich różnicowanie w wariantach obliczeniowych

| | BAU (BAU-E) | ODN (ODN-E) | EU_CO2 (EUCO2-E) | EU-MIX (EUMIX-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 CZUŁOŚCI | | | | |
| Ceny uprawnień CO ₂ | | + | | |
| Poziom rozwoju OZE | | | + | |
| Obowiązek CCS | | | | + |
| F. WSKAŹNIKI OCENY | | | | |
| Wskaźniki bezpośrednie ³ | Jeden zestaw | | | |
| Wskaźniki pośrednie (gospodarcze i społ.) | - | - | Zmiany PKB i innych kategorii makroekonomicznych | |

Analizy czułościowe mają na celu ocenę wpływu jednego z założeń na uzyskiwane wyniki. Wykonywane są w odniesieniu do założeń szczególnie niepewnych lub mających istotny wpływ na wyniki.

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.

³ Produkcja energii, moce wytwórcze, struktura technologii, zużycie paliw, emisje CO₂, koszty produkcji, nakłady inwestycyjne, koszty marginalne

4.2. Scenariusz makroekonomiczny i prognoza popytu na energię

Scenariusz makroekonomiczny BAZOWY został oparty na rządowych założeniach odnośnie możliwego tempa rozwoju gospodarczego w średnim horyzoncie, oraz kontynuacji pomyślnych trendów w całym okresie. Charakterystyka jakościowa i ilościowa tego scenariusza została przedstawiona w tabelach.

TABLICA IV. Jakościowa charakterystyka scenariusza BAZOWEGO

| Element | Opis |
|--|--|
| Procesy makrogospodarcze | Scenariusz charakteryzuje w całym okresie 2006-2030 bardzo szybkie tempo wzrostu gospodarczego (5,1% średnioroczny wzrost PKB). W latach dekoniunktury stopa wzrostu PKB jest wyższa od 3,4%, najwyższy roczny wzrost wyniósł 6,7%. Utrzymują się korzystne warunki zewnętrzne dla rozwoju gospodarki, na co składa się stabilny wzrost PKB krajów rozwiniętych oraz tendencja do stabilizacji w długim okresie cen importowych paliw pierwotnych, Ważnym czynnikiem prorozwojowym jest wzrost napływu bezpośrednich inwestycji zagranicznych do Polski, zgodnie z trendami obserwowanymi w latach 2006-2007. Wzrost zamożności gospodarstwa domowych sprzyja szybkiemu rozwojowi budownictwa mieszkaniowego, a także poprawie wyposażenia gospodarstw w urządzenia zużywające energię. |
| Procesy determinujące popyt na energię | W obu wyliczonych wariantach popytu na energię finalną utrzymane są identyczne założenia dotyczące poziomu aktywności gospodarki. W wariantcie podstawowym zmiany energochłonności następują zgodnie z wieloletnimi trendami w poszczególnych sektorach gospodarki, a w wariantcie efektywnym założono istotne przyspieszenie poprawy efektywności wykorzystania energii na skutek realizacji konsekwentnej polityki wspierania działań na rzecz jej poprawy zarówno w obszarze produkcyjnym jak i w gospodarstwach domowych. |

TABLICA V. Ilościowa charakterystyka scenariusza BAZOWEGO

| Lp. | Kategoria | jedn. | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------|-----------------------------|--------------------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|
| B1.3 | PKB | mld zł | 981 | 1 292 | 1 656 | 2 075 | 2 707 | 3 429 |
| B.1.4 | Ludność | mln | 38,2 | 37,7 | 37,6 | 37,3 | 36,6 | 36,1 |
| B.1.5 | Zasób pracy | mln | 24,4 | 24,7 | 23,9 | 22,6 | 21,6 | 20,8 |
| B.1.6 | Stopa bezrobocia | % | 17,6 | 7 | 7 | 7 | 5 | 5 |
| B.1.7 | Powierzchnia mieszkań | mln m ² | 810,9 | 888,4 | 997,4 | 1 100,5 | 1 160,8 | 1 217,2 |
| B.1.8 | Produkcja stali | mln ton | 8,4 | 12,0 | 13,0 | 13,8 | 14,2 | 14,4 |
| B.1.9 | Produkcja cementu | mln ton | 12,6 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 |
| B.1.10 | Lądowy transport pasażerski | mld pkm | 47,5 | 46,2 | 45,4 | 44,4 | 43,1 | 41,4 |
| B.1.11 | Lądowy transport towarowy | mld tkm | 169,7 | 198,8 | 209,5 | 217,8 | 234,8 | 248,2 |

W oparciu o dane BAZOWEGO scenariusza rozwoju gospodarczego została opracowana dwuwariantowa prognoza popytu na energię, scharakteryzowana poniżej.

TABLICA VI. Prognoza popytu na energię, Scenariusz **BAZOWY**, Wariant **Podstawowy**

| Lp. | Kategoria | jedn. | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------|-----------------------------|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | a) według sektorów | | | | | | | |
| B.2.1 | ROLNICTWO | PJ | 189 | 193 | 193 | 194 | 203 | 212 |
| B.2.2 | PRZEMYSŁ I BUDOWNICTWO | PJ | 769 | 880 | 973 | 1024 | 1036 | 1 020 |
| B.2.3 | TRANSPORT (z indywidualnym) | PJ | 526 | 608 | 685 | 791 | 792 | 879 |
| B.2.4 | USŁUGI | PJ | 214 | 238 | 298 | 349 | 402 | 449 |
| B.2.5 | GOSPODARSTWA DOMOWE | PJ | 778 | 835 | 899 | 958 | 991 | 1 026 |
| | b) wg nośników energii | | | | | | | |
| B.2.6 | Paliwa stałe | PJ | 423 | 455 | 459 | 437 | 416 | 375 |
| B.2.7 | Paliwa gazowe | PJ | 404 | 441 | 507 | 567 | 604 | 632 |
| B.2.8 | Paliwa ciekłe | PJ | 725 | 815 | 899 | 1 009 | 1 020 | 1 106 |
| B.2.9 | Pozostałe nośniki energii | PJ | 156 | 167 | 174 | 182 | 184 | 188 |
| B.2.10 | Energia elektryczna | PJ | 355 | 423 | 519 | 598 | 673 | 745 |
| B.2.11 | Ciepło | PJ | 413 | 452 | 490 | 522 | 527 | 538 |
| | RAZEM | PJ | 2 476 | 2 754 | 3 048 | 3 317 | 3 424 | 3 585 |

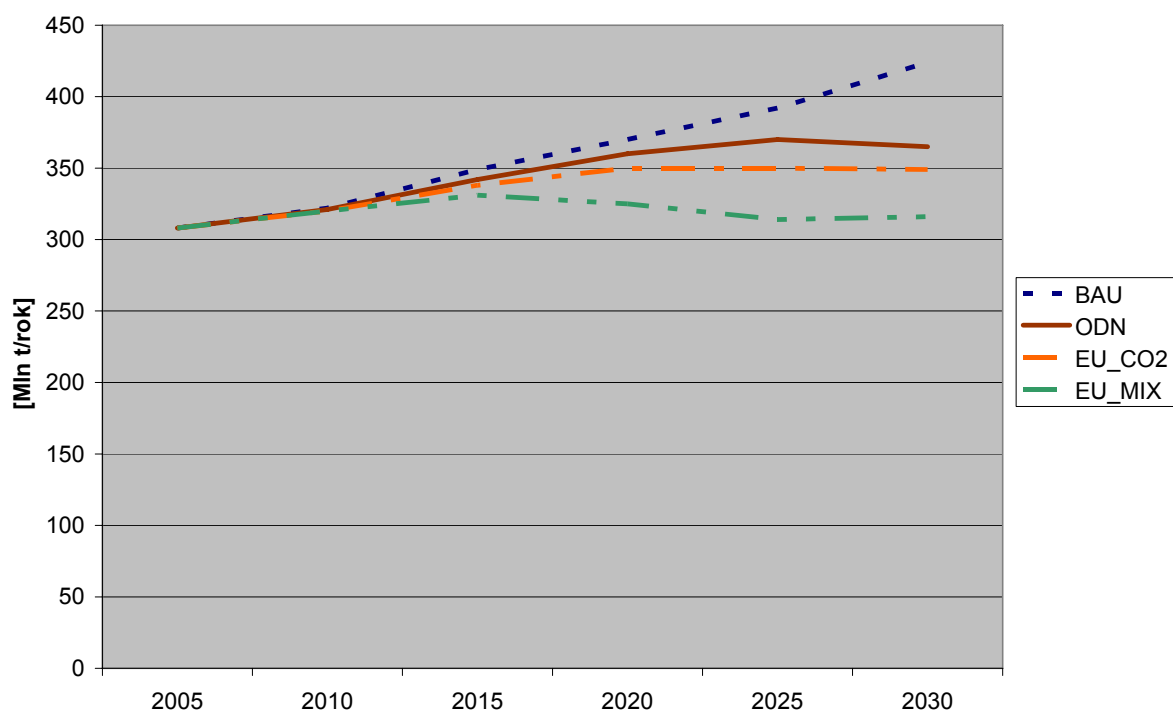
TABLICA VII. Prognoza popytu na energię, Scenariusz **BAZOWY**, Wariant **Efektywny**

| Lp. | Kategoria | jedn. | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------|-----------------------------|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | a) według sektorów | | | | | | | |
| B.2.12 | ROLNICTWO | PJ | 189 | 190 | 190 | 191 | 198 | 202 |
| B.2.13 | PRZEMYSŁ I BUDOWNICTWO | PJ | 769 | 824 | 863 | 866 | 894 | 876 |
| B.2.14 | TRANSPORT (z indywidualnym) | PJ | 526 | 587 | 609 | 658 | 674 | 664 |
| B.2.15 | USŁUGI | PJ | 214 | 227 | 286 | 311 | 376 | 356 |
| B.2.16 | GOSPODARSTWA DOMOWE | PJ | 778 | 794 | 805 | 815 | 817 | 816 |
| | b) wg nośników energii | | | | | | | |
| B.2.17 | Paliwa stałe | PJ | 423 | 427 | 414 | 374 | 349 | 307 |
| B.2.18 | Paliwa gazowe | PJ | 404 | 414 | 449 | 482 | 520 | 522 |
| B.2.19 | Paliwa ciekłe | PJ | 725 | 790 | 814 | 857 | 877 | 857 |
| B.2.20 | Pozostałe nośniki energii | PJ | 156 | 161 | 160 | 159 | 158 | 155 |
| B.2.21 | Energia elektryczna | PJ | 355 | 404 | 476 | 536 | 618 | 636 |
| B.2.22 | Ciepło | PJ | 413 | 426 | 440 | 433 | 437 | 437 |
| | RAZEM | PJ | 2 476 | 2 623 | 2 752 | 2 840 | 2 959 | 2 913 |

5. Ocena skutków

5.1. Redukcje emisji CO2 i koszty redukcji

Redukcja emisji gazów cieplarnianych w tym CO2 jest głównym celem polityki energetycznej UE. Poniżej przedstawiono zmiany emisji CO2 w Polsce w miarę wdrażania kolejnych elementów polityki unijnej.



RYS II. Emisje CO2 w różnych scenariuszach, bez polityki poprawy efektywności

Uzyskanie redukcji emisji CO2 wynika z poniesienia wyższych kosztów na wdrożenie technologii o niższych emisjach jednostkowych lub zastosowania droższych paliw o niższych wskaźnikach emisji. Zarówno efekty redukcji emisji jak i koszty ich osiągnięcia różnią się zależnie od zastosowanych instrumentów polityki klimatycznej. W tabl. VIII przedstawiono zestawienie efektów redukcji emisji, kosztów związanych z ich uzyskaniem oraz wyliczonych na tej podstawie kosztów jednostkowych.

TABLICA VIII. Efekty i koszty wynikające z wdrażania kolejnych mechanizmów polityki energetyczno – klimatycznej, 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 RES (15%) | 0 | 7 | 25 | 36 | 33 |

| | | | | | |
|--|-----|------|------|-------|-------|
| 4. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do BAU) | 2 | 18 | 45 | 78 | 108 |
| 5. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do ODN) | 1 | 11 | 35 | 56 | 49 |
| 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 RES (15%) | 32 | 1435 | 7202 | 10021 | 7863 |
| 4. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do BAU) | 162 | 2262 | 8536 | 12801 | 14381 |
| 5. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do ODN) | 149 | 2096 | 8521 | 12318 | 10314 |
| 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 RES (15%) | | 205 | 288 | 278 | 238 |
| 4. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do BAU) | 81 | 126 | 190 | 164 | 133 |
| 5. Cały pakiet KE z 2008 r. (por do ODN) | 149 | 191 | 243 | 220 | 210 |

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

Zarówno efekty redukcji emisji jak i przyrost kosztów dostaw energii pokazano osobno dla kolejnych komponentów polityki klimatycznej, co umożliwi porównanie ich efektywności. Przedstawiono także efekty i koszty redukcji dla całego pakietu energetyczno – klimatycznego KE z 2008 r. w dwóch wariantach: w stosunku do sytuacji sprzed wdrożenia systemu handlu emisjami (scenariusz BAU) i w stosunku do sytuacji obecnego funkcjonowania systemu EU ETS (scenariusz ODN).

Porównując jednostkowe koszty redukcji emisji (por. część C) 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.

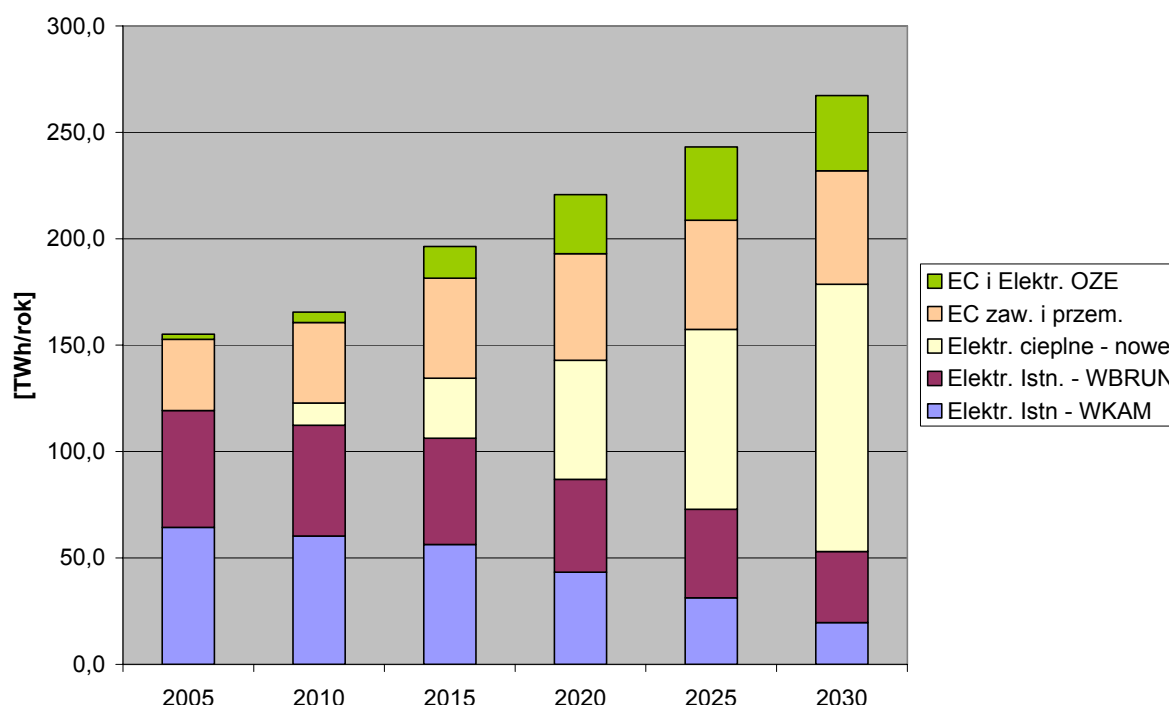
Średni koszt redukcji emisji CO₂ liczony łącznie dla propozycji KE z 2008 (modyfikacja EU ETS i obowiązkowe cele dot. OZE) w obliczeniach został oszacowany na poziomie 220 zł/t. Są to bardzo wysokie koszty redukcji emisji, znacznie wyższe nawet od przewidywanej jako docelowej ceny uprawnień na poziomie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

5.2. Skutki dla systemu energetycznego

5.2.1. Struktura produkcji energii elektrycznej

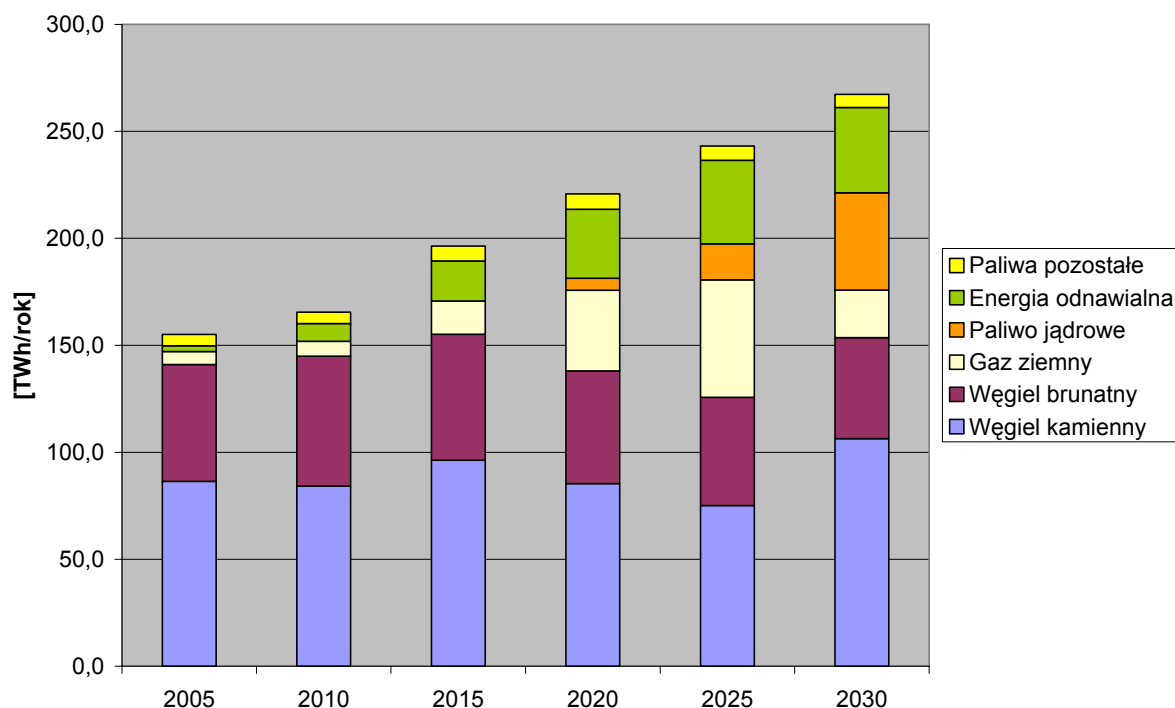
W projekcjach wykonanych do roku 2030 (por rys. poniżej) zaznaczają się następujące trendy:

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



RYS. III. Produkcja energii elektrycznej wg rodzaju producentów, Scenariusz **EU_MIX**

Zmienia się istotnie struktura paliwowa. W wariantach obliczeniowych zakładających wdrożenie pakietu energetyczno – klimatycznego pojawia się w znacznym stopniu energetyka jądrowa, energetyka gazowa i znaczna skala produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (por. rys IV). Oznacza to bardzo poważną zmianę struktury wytwarzania, oraz budowę prawie od podstaw energetyki jądrowej, gazowej oraz rozbudowania segmentu elektrowni wiatrowych. Przeprowadzenie tak znaczącej zmiany w okresie ok. 20 lat jest bardzo poważnym wyzwaniem dla elektroenergetyki i całej gospodarki a także rządu, który powinien pełnić rolę koordynującą.



RYS. IV. Produkcja energii elektrycznej wg paliw, Scenariusz EU_MIX

5.2.2. Struktura mocy

Bilanse mocy wyznaczone w każdym z analizowanych scenariuszy wykazują następujący poziom mocy elektrycznych:

- 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)

5.2.3. Technologie wytwarzania energii elektrycznej

TABLICA IX. Optymalny zestaw technologii wytwórczych w grupie elektrowni zawodowych, Scenariusz EU_MIX [MWe]

| | 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 pyłowe (parametry nadkrytyczne) | 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 |
| Elektrownie 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 |

¹⁾ w tym głównie bloki 360 MW Elektrowni Bełchatów

Na podstawie uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

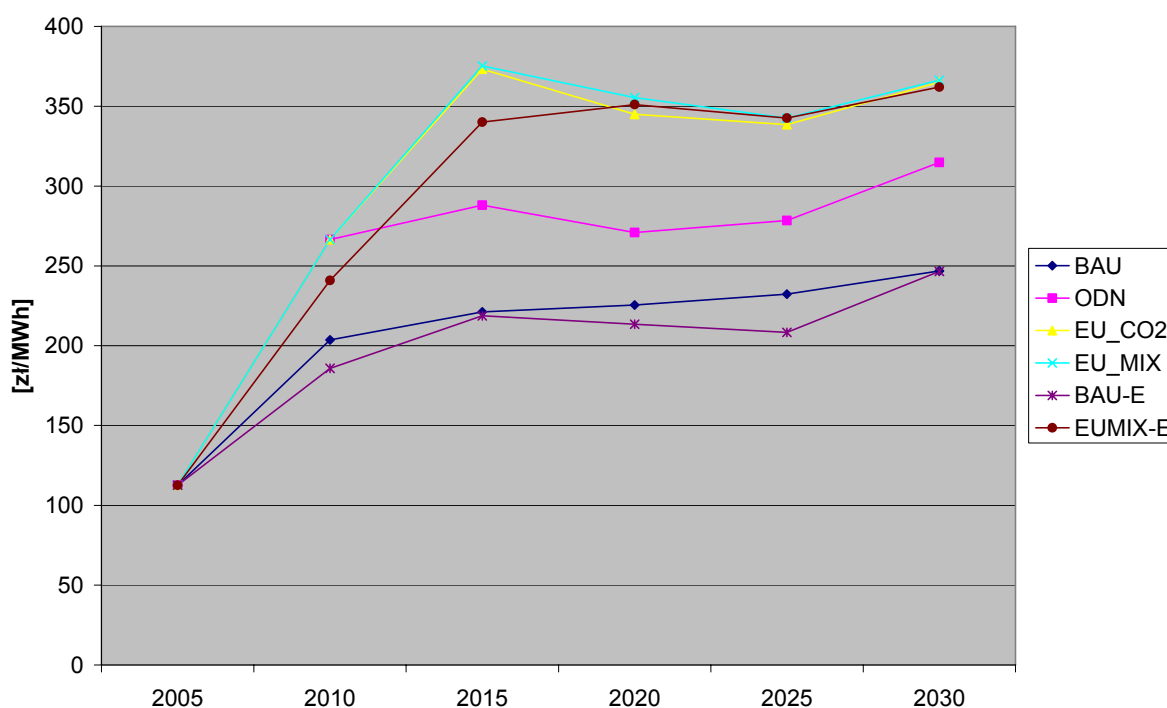
- 1) Elektrownie jądrowe okazują się opłacalne ekonomicznie we wszystkich scenariuszach polityki klimatycznej już od cen uprawnień na poziomie 20 Euro za tonę emisji CO₂.
- 2) Elektrownie gazowe okazują się opłacalne w podobnych warunkach co elektrownie jądrowe, z tą różnicą, że przy rosnących cenach 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 umiarkowanej presji klimatycznej (scenariusz ODN), ale przy dalszym wzroście cen uprawnień emisyjnych przestają być opłacalne. Przy opłatach 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.

5.2.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej

Koszty marginalne

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).

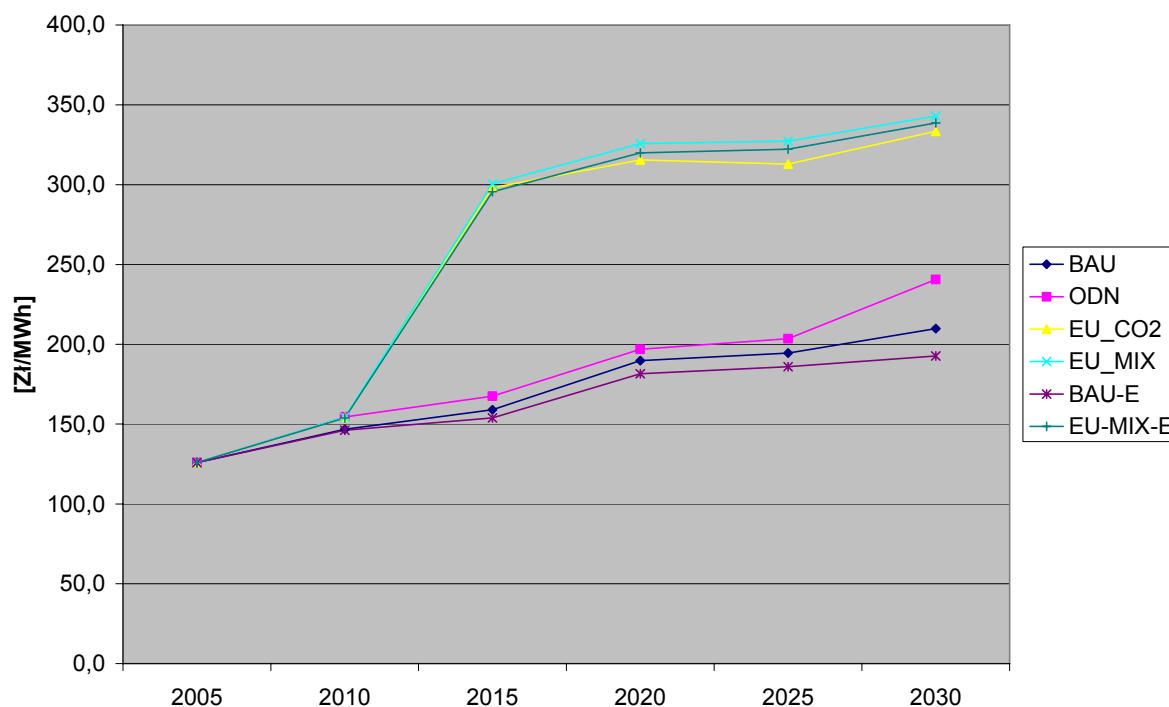


RYS. V. Krzywa kosztów marginalnych wytwarzania energii elektrycznej

W scenariuszach unijnej polityki energetyczno – klimatycznej koszty marginalne dochodzą do 350 zł/MWh co oznacza ok. trzykrotny wzrost cen energii kupowanej od wytwórców w stosunku do roku 2005 i ok. 60% wyższą cenę niż w scenariuszach bez polityki klimatycznej.

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

1. Wykres średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej rozdziela się wyraźnie na dwie wiązki, przy o zaliczeniu do górnej lub dolnej wiązki decydują warunki zakupu uprawnień i ceny uprawnień emisyjnych. W trzech scenariuszach unijnej polityki klimatycznej obserwujemy gwałtowny wzrost średniego kosztu wytwarzania od roku 2015. Praktycznie w ciągu jednego roku koszt ten rośnie dwukrotnie.



RYS. VI. Średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej w badanych scenariuszach

Na podstawie wyliczonych wyników dotyczących kosztów średnich można stwierdzić:

1. W scenariuszach zakładających zaostrenie 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. Uzasadnia to postawioną wcześniej tezę, że w przypadku wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego ceny energii elektrycznej będą zbliżone do ścieżki wyznaczonej przez koszty marginalne.
2. W przypadku modyfikacji propozycji KE idącej w kierunku jedynie częściowo odpłatnego przydziału uprawnień zmniejszą się koszty średnie bez zmiany kosztów marginalnych.

5.2.5. 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 X. 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 XI. 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 |

Przedstawione dane prowadzą do następujących konkluzji:

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

5.3. Skutki dla gospodarki

5.4. Wyniki analiz

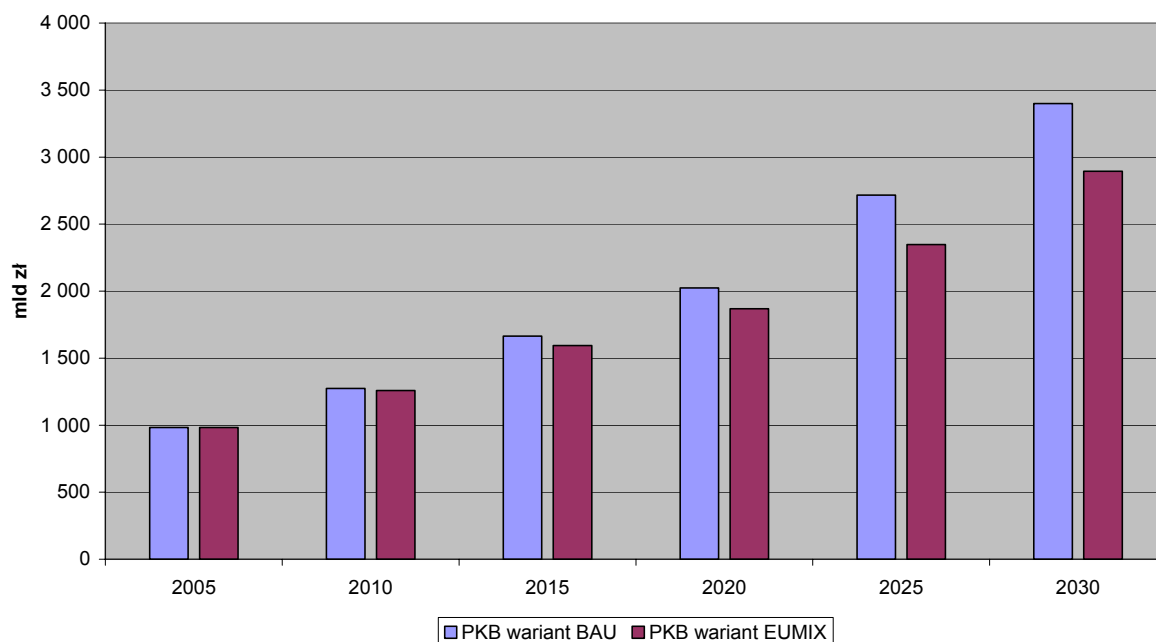
Najbardziej widocznym efektem pełnej realizacji polityki ograniczenia dalszego wzrostu antropogenicznej emisji CO₂ w Europie dla polskiej gospodarki jest wyraźny spadek tempa wzrostu PKB. Wyniki przeprowadzonych analiz modelowych wskazują na to, że przy przyjętych założeniach dotyczących skali obciążenia gospodarki Polska traci średniorocznie ok. 0,6 pp (punktu procentowego) 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 tabelicy na wykresie poniżej zestawiono wyniki obliczeń dotyczące poziomu PKB w analizowanych latach i średnioroczne stopy wzrostu PKB w kolejnych pięcioletkach dla obydwóch wariantów obliczeniowych.

TABLICA XII. 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 (EUMIX / BAU) | - | 1.000 | 0,987 | 0,957 | 0,924 | 0,864 | 0,852 |
| Średnioroczne stopy wzrostu PKB w pięcioletkach | | | | | | | |
| | | | 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 |

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.

Największy efekt odnotowano dla przemysłu metalurgicznego i chemicznego. Pod koniec analizowanego okresu w tych działach przemysłu produkcja w wariantcie EUMIX jest niższa o około 20% w porównaniu z wariantem BAU. Należy zwrócić uwagę, że wyliczone spadki dynamiki produkcji w wariantcie EUMIX 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.



RYS. VII. Zestawienie poziomów PKB w wariantach obliczeniowych BAU u EUMIX

W tabelicy XIII 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 XIII Porównanie średniorocznych wskaźników inflacji w wariantach obliczeniowych BAU i EUMIX

| 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 tabelicy XIV zestawiono wartości importu i eksportu wyrażone w cenach stałych dla obu wariantów obliczeniowych. O ile w wariantcie BAU Polska uzyskuje dodatnie saldo w obrotach handlowych z zagranicą pomiędzy rokiem 2010 a 2015, to w przypadku realizacji wariantu EUMIX do roku 2025 saldo to pozostaje ujemne mniej więcej na obecnym poziomie. Wzrost inflacji jednocześnie sprzyja wzrostowi importu i ogranicza możliwości eksportowe.

TABLICA XIV 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 |

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

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.

5.5. Skutki dla gospodarstw domowych

Skutki dla gospodarstw domowych zostały określone poprzez zmianę obciążeń budżetów domowych kosztami energii oraz spadkiem dochodów rozporządzalnych w wyniku spadku PKB. W tabl. XV przedstawiono poziom wydatków stałych zależnie od realizowanej polityki energetycznej.

TABLICA XV. 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 | | | | | |
| 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 |
| w % wydatków ogółem | | | | | |
| Na 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 |

| Wydatki gospodarstw domowych | Jedn. | 2005 | 2010 | 2020 | 2030 |
|---|-----------|-------|-------|-------|-------|
| Wariant EU-MIX | | | | | |
| Na 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 | | | | | |
| 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 |

Źródło: opracowanie własne

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 z poziomu 11% do ponad 16%. Jest to ogromny wzrost, który spowoduje ogromne nasilenie się zjawiska tzw. ubóstwa energetycznego.

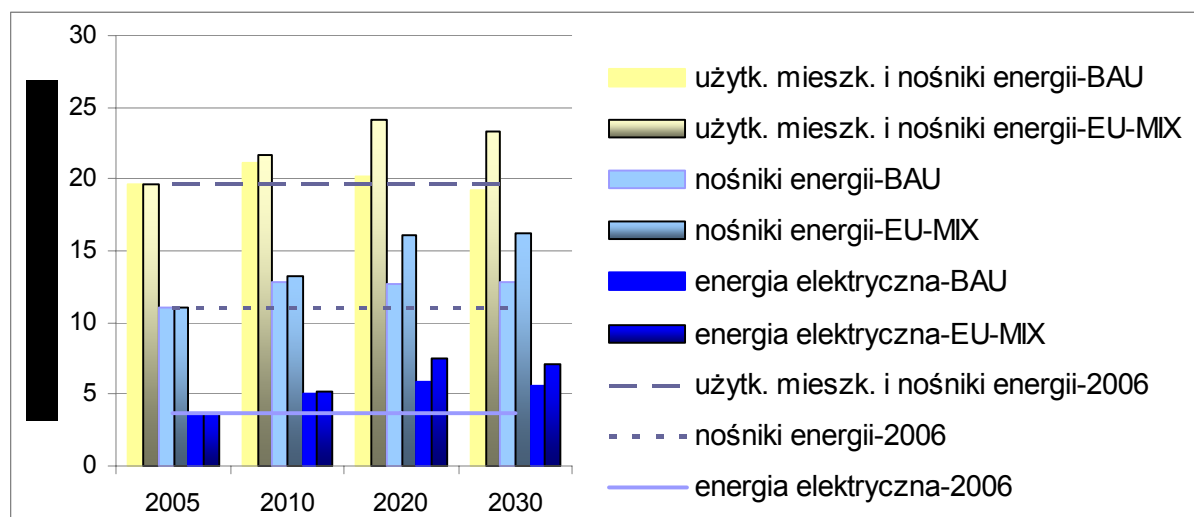
Pojęcie odbiorcy wrażliwego społecznie na rynku energii elektrycznej lub gazu nie jest w Unii Europejskiej szczegółowo zdefiniowane, ale obowiązek ochrony takich odbiorców został nałożony na państwa członkowskie przepisami dyrektywy elektroenergetycznej (2003/54/WE) oraz gazowej (2003/55WE). Niektóre 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 utrzymanie dostatecznego poziomu ogrzewania więcej niż 10 proc. swojego dochodu.

Zwiększenie – i to bardzo silne – udziału podstawowych składników stałych kosztów utrzymania prowadziłoby bowiem 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. XVI i rys. VIII).

TABLICA XVI. Zmiany udziału wydatków na energię i utrzymanie domu w wariancie EU-MIX wg typów gospodarstw domowych [%]

| Wydatki | g.d. pracown. na stan. robotniczych | g.d. pracown. na stan. nierobotn. | g.d. rolników | g.d. pracuj. na własny rachunek | g.d. emerytów i rencistów |
|--|-------------------------------------|-----------------------------------|---------------|---------------------------------|---------------------------|
| 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 |
| 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. VIII. Wzrost udziału kosztów utrzymania mieszkania i wydatków na nośniki energii w wydatkach gospodarstwach domowych do roku 2030 w wyniku realizacji wariantu EU-MIX

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 nowych priorytetów polityki energetyczno-środowiskowej.

TABLICA XVII. Wpływ transferu 50% przychodów z aukcji uprawnień EUA w wariancie 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 wynika z przytoczonych obliczeń mimo zastosowania środków łagodzenia skutków wzrostu kosztów marginalnych energii elektrycznej, nadal prognozowany jest znaczący wzrost udziału wydatków na energię w budżetach 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 zwiększenia 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.

Należy ponadto wskazać na szereg zagrożeń dodatkowego 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.

6. Zintegrowana ocena skutków pakietu energetyczno - klimatycznego

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

Poniżej dokonano zestawienia wyników obliczeń modelowych obrazujących skutki nowej polityki UE dla Polski w różnych częściach systemu społeczno – gospodarczego.

TABLICA XVIII. Zbiorcze zestawienie ilościowych skutków wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego w Polsce.

| Najważniejsze skutki badane | 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, 2030Ł 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 ciepłe ⇒ 49,4 mld zł – elektrownie OZE | 293,6 mld zł , w tym: ⇒ 180,8 mld zł – elektrownie ciepłe ⇒ 112,8 mld zł – elektrownie OZE |
| 3. zmiany technologii produkcji wymuszone 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 ⁴ 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 |
| 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. Wzrost kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych | Dodatkowe roczne koszty wynoszą ok. 90 mln zł/a w 2010 r. i rosną do 480 mln zł w 2025 r. i 4 mld zł w 2030 r. | Dodatkowe roczne koszty wynoszą ok. 2,1 mld zł/a w 2010 r. i rosną do 8-12 mld zł w latach 2020 – 2030 i są w latach 2020 – 2030 8-12 mld zł/a wyższe niż w scenariuszu ODN. |

⁴ Krótkoterminowe koszty marginalne

| | | |
|--|--|--|
| <p>8. Poziom i struktura zapotrzebowania na paliwa, szczególnie węgiel krajowy</p> | <p>Wzrost zapotrzebowania na węgiel kamienny z ok. 1600 PJ w 2005 do ok. 1700-1800 PJ w latach 2020 – 2030</p> <p>Wzrost zużycia gazu ziemnego do poziomu 820 – 1020 PJ w latach 2020-2030</p> | <p>Spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny do ok. 1200-1400 PJ w latach 2020 – 2030</p> <p>Wzrost zużycia gazu ziemnego do poziomu 840 – 1040 PJ w latach 2020-2030</p> |
| <p>9. Zmiana uzależnienia od importu węglowodorów</p> | <p>Rosnący import paliw ciekłych i gazowych podobnej skali w obu scenariuszach:</p> <p>⇒ niewielki wzrost importu gazu w scenariuszu EU-MIX w stosunku do scenariusza ODN</p> <p>⇒ niewielki spadek importu paliw ciekłych w scenariuszu EU-MIX w stosunku do scenariusza ODN</p> | |
| <p>10. Wymagania odnośnie rozwoju systemów infrastrukturalnych</p> | <p>⇒ rozwój infrastruktury niezbędnej do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej od roku 2030</p> <p>⇒ relatywnie niewielkie wymagane inwestycje związane z rozwojem energetyki wiatrowej (5000 MW)</p> | <p>⇒ znacznie szybszy rozwój infrastruktury energetyki jądrowej</p> <p>⇒ znaczne inwestycje w rozwój sieci elektroenergetycznej w celu umożliwienia współpracy z elektrowniami wiatrowymi o mocy 15000 MW</p> |
| <p>C. Gospodarka krajowa</p> | | |
| <p>11. Skala wzrostu cen energii elektrycznej</p> | <p>W scenariuszu EU_MIX ok. 15-30% wyższe ceny energii elektrycznej u producenta na bazie kosztów marginalnych niż w scenariuszu ODN</p> <p>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</p> | |
| <p>12. Tempo wzrostu PKB</p> | <p>Mniejsze negatywne skutki ze względu na niższy impuls cenowy (<i>brak szczegółowych analiz makroekonomicznych dla tego scenariusza</i>)</p> | <p>Spadek tempa wzrostu PKB o 0,3 – 1,3 pkt procentowego w latach 2010-2030 w porównaniu do scenariusza BAU bez polityki klimatycznej</p> |
| <p>13. Utrata PKB</p> | <p>j.w.</p> | <p>Niższy poziom PKB w porównaniu do scenariusza bez polityki klimatycznej (BAU) o 7,5% w roku 2020 i o 15% w 2030</p> <p>W wart. bezwzgl. – utrata 154 mld zł/a w 2020 r. i 503 mld zł/a w 2030</p> |

| | | |
|---|--|---|
| 14. Inflacja | j.w. | Wzrost inflacji w stosunku do scenariusza BAU po roku 2015 o 0,2 – 0,6 pkt procentowego |
| 15. 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 |
| 16. Wpływ na produkcję energochłonnych branż przemysłowych | j.w. | Spadek ok. 20% dla przemysłów energochłonnych (hutnictwo stali, przemysł chemiczny) w porównaniu do scenariusza BAU |
| D. Gospodarstwa domowe | | |
| 17. 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 ⁵ |
| 18. 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 |
| 19. Dochód rozporządzalny w gospodarstwach domowych | j.w. | Spadek w stosunku do scenariusza bez polityki klimatycznej (BAU) o ok. 10,5% |

6.1.1. Ocena z perspektywy polityki klimatycznej oraz społeczno – gospodarczej

W tabl. XIX. przedstawiono w sposób jakościowy zestawienie kosztów i korzyści z wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznej wraz z ich przypisaniem do odpowiedniej polityki społeczno – gospodarczej.

TABLICA XIX. Syntetyczna ocena kosztów i korzyści z wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego z perspektywy różnych polityk

⁵ Wyniki zakładają transfer 50% przychodów ze sprzedaży uprawnień emisyjnych na aukcji do gospodarstw domowych

| 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 |
| Polityka energetyczna | ⇒ niezauważalne | ⇒ Wyższe nakłady inwestycyjne i koszty produkcji ⇒ wyższe ryzyko inwestycyjne i operacyjne |
| Polityka gospodarcza | ⇒ niezauważalne | ⇒ Spadek PKB ⇒ Wzrost inflacji ⇒ Pogorszenie salda HZ ⇒ 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. Najważniejsze z tych skutków są omówione poniżej wraz z podaniem konkretnych ocen liczbowych.

Bezpośrednie koszty i efekty

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 XX. 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 osiągnięte 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.

W wartościach bezwzględnych polityka klimatyczna UE kosztować będzie Polskę ok. **2 mld zł/a** od roku 2010, rosnące do poziomu **8-12 mld zł/a** w latach 2020 – 2030.

Pośrednie 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).

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** rocznie w 2030 r.;
- 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).

6.2. Ocena jakościowa skutków wdrożenia pakietu energetyczno – klimatycznego

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 wybranych analizowanych podsystemów społeczno - gospodarczych.

1. System elektroenergetyczny

- ⇒ Zmiany struktur technologicznych i paliwowych wymuszone wdrożeniem Pakietu stanowiąc 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 stanowiąc 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 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, z rosnących problemów lokalizacyjnych a także z prawdopodobnej niskiej skuteczności i jakości działań prawno – regulacyjnych w Polsce.

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.
- ⇒ Konieczna 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.

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 wyłączeniem 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 potęgowało presję ekonomiczną na gospodarstwa domowe. Będzie ona szczególnie dotkliwa dla najuboższych (w tym emeryci i renciści).

Przedstawione oceny ilościowe były wykonane przy założeniu realizacji po stronie Polski wszystkich działań pozwalających na minimalizację skutków kosztowych wdrożenia nowej polityki UE. 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.

7. 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 (przy założeniu zasilenia gospodarstw domowych przychodami z aukcji).

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, 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 E 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 uzasadniają tezę, 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 z obecnego poziomu ok. 11% do ponad 14% przekraczając znacząco próg poziom 10% uważany w niektórych krajach UE za próg tzw. ubóstwa energetycznego.

Rekomendacje Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej

Uwzględniając powyższe wnioski, jesteśmy zdania iż w procesie uzgadniania pakietu energetyczno-klimatycznego, Rząd RP powinien podjąć skuteczne działania ograniczające jego negatywny wpływ na gospodarkę krajową, rozważając przy tym zasadność przyjęcia pakietu wraz z polityką klimatyczną Unii Europejskiej oraz akceptowane przez społeczeństwo i gospodarkę warunki brzegowe.

Za priorytetowe kierunki tych działań uznajemy między innymi:

- Zmniejszenie w ramach projektu Dyrektywy RES obowiązkowego, stałego wkładu każdego kraju członkowskiego z 5,5% do nie więcej niż 4% oraz nałożenie większych zobowiązań na bardziej rozwinięte kraje członkowskie UE dla uzyskania 20% celu w skali całej Unii.
- Ograniczenie postulowanego dla Polski 15% udziału energii odnawialnej w finalnym zużyciu w roku 2020 do poziomu nie wyższego niż 12,5%.
- Stopniowe wprowadzanie obowiązku zakupu uprawnień do emisji CO₂ w systemie aukcyjnym dla energetyki, na takich samych zasadach jak dla innych sektorów.
- Zwiększenie do 20% puli uprawnień wydzielonych z przydziałów aukcyjnych do rozdziału pomiędzy kraje o niższym niż średni dla UE poziomie PKB.
- Uzyskanie zgody na elastyczne traktowanie zobowiązań krajów członkowskich w ramach Dyrektywy ETS oraz post-2012 burden sharing.
- Rozdzielenie w projekcie Dyrektywy CCS obowiązku *capture ready* i *storage ready*.
- Bezwzględne utrzymanie nieobligatoryjnego charakteru CCS dla istniejących instalacji do końca ich eksploatacji.
- Przesunięcie zobowiązania dla krajów członkowskich do udzielania pozwoleń na budowę nowych instalacji w oparciu o wymogi określone w par. 32 Dyrektywy CCS do czasu komercyjnego udostępnienia technologii sekwestracji CO₂ oraz określenia miejsc i pojemności magazynowych do składowania CO₂ na terytoriach poszczególnych krajów członkowskich.
- Niezależnie od powyższych wniosków dotyczących pakietu energetyczno-klimatycznego istotnym elementem działania administracji rządowej powinno być przesunięcie z roku 2016 o 10 lat obowiązku stosowania dla istniejących instalacji wymagań w zakresie standardów emisji określonych w projekcie nowej Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – Dyrektywa IPPC).
- Ponadto za pilne zadanie uważamy przygotowanie przez Rząd rozwiązań legislacyjnych ograniczających skutki wdrożenia pakietu energetyczno-klimatycznego i Dyrektywy IPPC.