

AGENCJA RYNKU ENERGII S.A.

**Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania
na paliwa i energię
do roku 2030**

**Wykonano na zamówienie
Ministerstwa Gospodarki
Umowa nr IV/140/P/15004/4300/11/DEJ
z dnia 06.07.2011 r.**

Warszawa, wrzesień 2011

Spis treści

1. Aktualizacja założeń prognozy	6
1.1. Prognoza demograficzna i makroekonomiczna	6
1.1.1. Synteza prognozy demograficznej	6
1.1.2. Synteza prognozy makroekonomicznej	6
1.1.3. Prognoza sektorowa	8
1.2. Prognoza cen paliw	10
1.3. Prognoza cen uprawnień do emisji CO ₂	13
1.4. Prognoza skutków wdrażania racjonalizacji użytkowania energii	15
1.4.1. Oszacowanie efektów działań proefektywnościowych	15
1.4.2. Prognoza skutków wdrażania działań proefektywnościowych	16
1.5. Projekcja likwidacji wyeksploatowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz założenia dotyczące zdeterminowanych jednostek	17
1.6. Parametry techniczno-ekonomiczne nowych jednostek wytwórczych i ich charakterystyka	19
1.7. Import i eksport energii elektrycznej	22
1.8. Pozostałe założenia	23
2. Metodyka sporządzania aktualizacji	26
2.1. Metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc i energię	26
2.1.1. Prognozowanie zapotrzebowania na energię użyteczną	27
2.1.2. Prognozowanie zapotrzebowania na energię finalną	28
2.1.3. Wyznaczanie optymalnej kosztowo struktury mocy źródeł energii elektrycznej	29
3. Wyniki aktualizacji prognozy	31
3.1. Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną i ciepło sieciowe	31
3.1.1. Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną	31
3.1.2. Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe	34
3.2. Prognoza struktury mocy i produkcji energii elektrycznej	35
3.2.1. Prognoza struktury technologicznej i paliwowej mocy wytwórczych energii elektrycznej	35
3.2.2. Prognoza struktury technologicznej i paliwowej produkcji energii elektrycznej	40
3.3. Projekcja kosztów wytwarzania i cen energii elektrycznej na rynku hurtowym	44
3.4. Prognoza emisji CO ₂ przez źródła wytwarzania energii elektrycznej elektroenergetyki zawodowej	47
3.5. Analiza wrażliwości wyników aktualizacji prognozy na zmiany założeń	49

3.5.1. Scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO ₂	50
3.5.2. Scenariusz niskich cen gazu ziemnego	53
3.5.3. Scenariusz opóźnienia realizacji programu budowy elektrowni jądrowych.....	55
3.5.4. Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych.....	57
3.5.5. Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych i brak dostępności technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS)	60
3.5.6. Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO ₂	61
3.5.7. Scenariusz z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r.	64
3.6. Porównanie kosztów wytwarzania, poziomu emisji CO ₂ oraz kosztów wytwarzania w poszczególnych scenariuszach	68
3.7. Podsumowanie analiz wrażliwości	72
4. Podsumowanie aktualizacji prognozy i wnioski.....	73
4.1. Założenia aktualizacji prognozy.....	73
4.2. Wyniki zaktualizowanej prognozy	74
4.3. Energetyka jądrowa w zaktualizowanej prognozie.....	78
 Załącznik 1. Aktualizacja porównania jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych rodzajach elektrowni	 80

Wstęp

Upłynęły już prawie trzy lata od okresu, w którym formułowane były założenia do prognozy zaopatrzenia Polski w paliwa i energię, będącej załącznikiem do „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” (PEP2030). Przygotowywany w ramach realizacji polityki energetycznej „Program rozwoju energetyki jądrowej w Polsce” powinien bazować na prognozie rozwoju krajowego sektora energetycznego, sporządzonej w oparciu o aktualną sytuację na globalnym, europejskim i krajowym rynku energii. Potrzebna jest zatem aktualizacja prognozy dla PEP2030, uwzględniająca najświeższe dane prognostyczne parametrów zewnętrznych, w tym dotyczących projekcji makroekonomicznych, cen paliw, działań w zakresie efektywności użytkowania energii oraz rozwoju energetyki odnawialnej.

Zakres niniejszej pracy wynika z obszaru analiz i obliczeń niezbędnych do określenia w kolejnych latach horyzontu prognozy struktury źródeł energii elektrycznej o najmniejszych zdyskontowanych kosztach wytwarzania energii w systemie. Obszar ten obejmuje w szczególności:

- prognozę finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe stosownie do prognozy rozwoju gospodarczego opublikowanej przez Ministerstwo Finansów, z uwzględnieniem aktualnej oceny możliwości racjonalizacji użytkowania energii,
- prognozę struktury mocy i produkcji energii elektrycznej przez źródła krajowe w poszczególnych latach horyzontu prognozy dla:
 - a) aktualnych projekcji wzrostu cen paliw i cen uprawnień do emisji CO₂, opublikowanych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną w „World Energy Outlook 2010”;
 - b) zaktualizowanej listy zdeterminowanych źródeł energii elektrycznej, których budowę już rozpoczęto lub co do których zostały już podjęte decyzje inwestycyjne;
- projekcję kosztów wytwarzania energii elektrycznej i cen energii elektrycznej na rynku hurtowym dla zaktualizowanej prognozy struktury źródeł energii elektrycznej;
- prognozę emisji CO₂ przez źródła wytwarzania energii elektrycznej .
- analizę wrażliwości wyników aktualizacji na ewentualne zmiany cen paliw oraz cen uprawnień do emisji CO₂, a także odchyień programu uruchamiania źródeł zdeterminowanych, w tym ewentualnych opóźnień programu rozwoju energetyki jądrowej.

Przeprowadzono dodatkowo analizę konkurencyjności reprezentatywnych elektrowni systemowych w celu określenia granicznych parametrów konkurencyjności elektrowni jądrowych.

1. Aktualizacja założeń prognozy

1.1. Prognoza demograficzna i makroekonomiczna

1.1.1. Synteza prognozy demograficznej

Do sporządzenia prognozy energetycznej wykorzystano projekcję liczby mieszkańców Polski do 2030 r. wg prognozy GUS z 9 lutego 2009 r. Jest to ta sama projekcja, którą posłużono się w prognozie dla PEP 2030.

Tab. 1.1. Prognoza liczby ludności dla Polski

	2010	2015	2020	2025	2030
Liczba ludności [tys. mieszkańców]	38 200*	38 016	37 830	37 438	36 796
Liczba gospodarstw domowych [tys.]	14 674	15 235	15 508	15 599	15 655

**dane historyczne*

Projekcja ta zakłada spadek liczby ludności przy jednoczesnym wzroście liczby gospodarstw domowych. W perspektywie horyzontu prognozy, liczba ludności Polski będzie się systematycznie zmniejszać, przy czym tempo tego spadku będzie coraz wyższe wraz z upływem czasu. W rezultacie ludność Polski osiągnie w 2030 r. - 36 796 tys. osób, co oznacza spadek o 3,8 % w porównaniu z rokiem 2010.

1.1.2. Synteza prognozy makroekonomicznej

Do prognozy energetycznej przyjęto projekcję rozwoju gospodarczego Polski w oparciu o opublikowane w październiku 2010 r. przez Ministerstwo Finansów „Wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych na potrzeby wieloletnich prognoz finansowych jednostek samorządu terytorialnego”¹. Projekcja ta jest jednym z najbardziej aktualnych scenariuszy rozwoju gospodarczego Polski, uwzględniających długofalowe skutki kryzysu gospodarczego lat 2008-2009, a także prowadzoną i planowaną przez Rząd Polski politykę gospodarczą w perspektywie 2030 r.

¹ „Wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych na potrzeby wieloletnich prognoz finansowych jednostek samorządu terytorialnego” – Ministerstwo Finansów, 2010 r.

Struktura tworzenia PKB, została przyjęta w oparciu o scenariusz makroekonomiczny Instytutu Badań nad Gospodarką Rynkową z 2007 r.² wykorzystany do prognozy energetycznej, której dotyczy niniejsza aktualizacja („Prognoza dla PEP2030”), z korektami wynikającymi z konieczności dostosowania tej struktury do najnowszych danych statystycznych.

Prognoza makroekonomiczna w syntetycznej formie została przedstawiona w tab. 1.2a oraz w rozbiciu na okresy pięcioletnie tab. 1.2b.

Tab. 1.2a). Prognoza PKB dla Polski do 2030 r., zgodnie z „Wytocznymi dotyczącymi założeń makroekonomicznych na potrzeby wieloletnich prognoz finansowych jednostek samorządu terytorialnego”

	2008*	2009*	2010*	2011	2012	2013	2014	2015-2020	2021-2030
PKB	104.8	101.7	103.8	103.5	104.8	104.1	104.0	103.4	103.0

**Dane historyczne*

Źródło: Ministerstwo Finansów

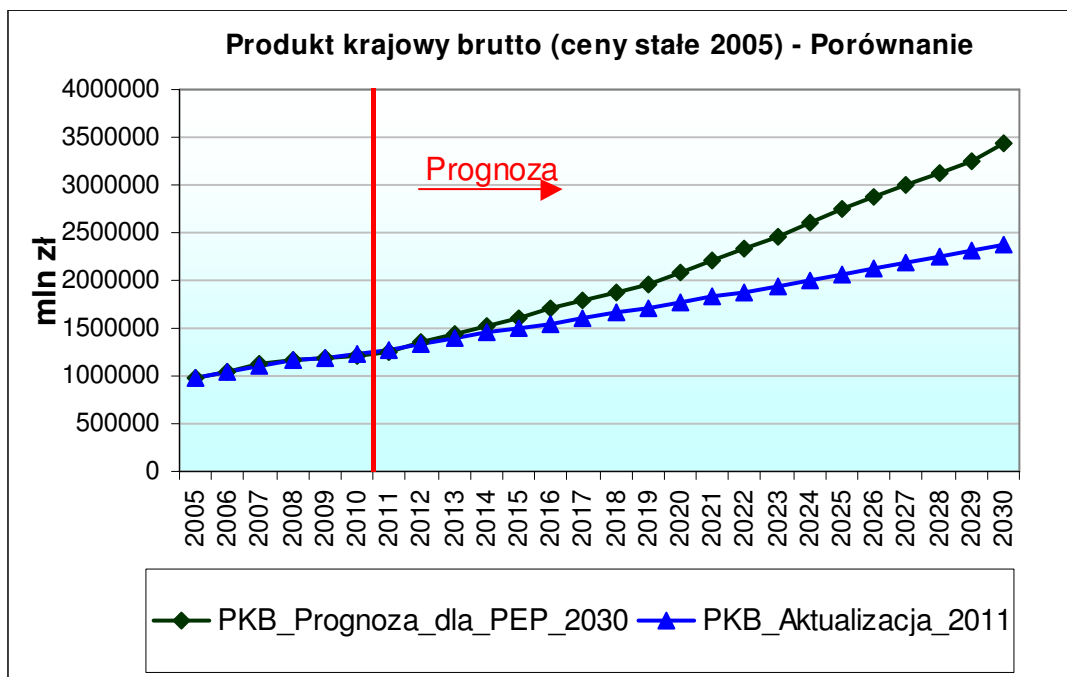
Tab. 1.2b). Prognoza makroekonomiczna 2008 – 2030 w rozbiciu na okresy pięcioletnie (dynamiki w procentach)

	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2008-2030
PKB	103.4	104.0	103.4	103.0	103.0	103.4
Wartość dodana brutto	103.2	103.7	103.2	102.8	102.8	103.1

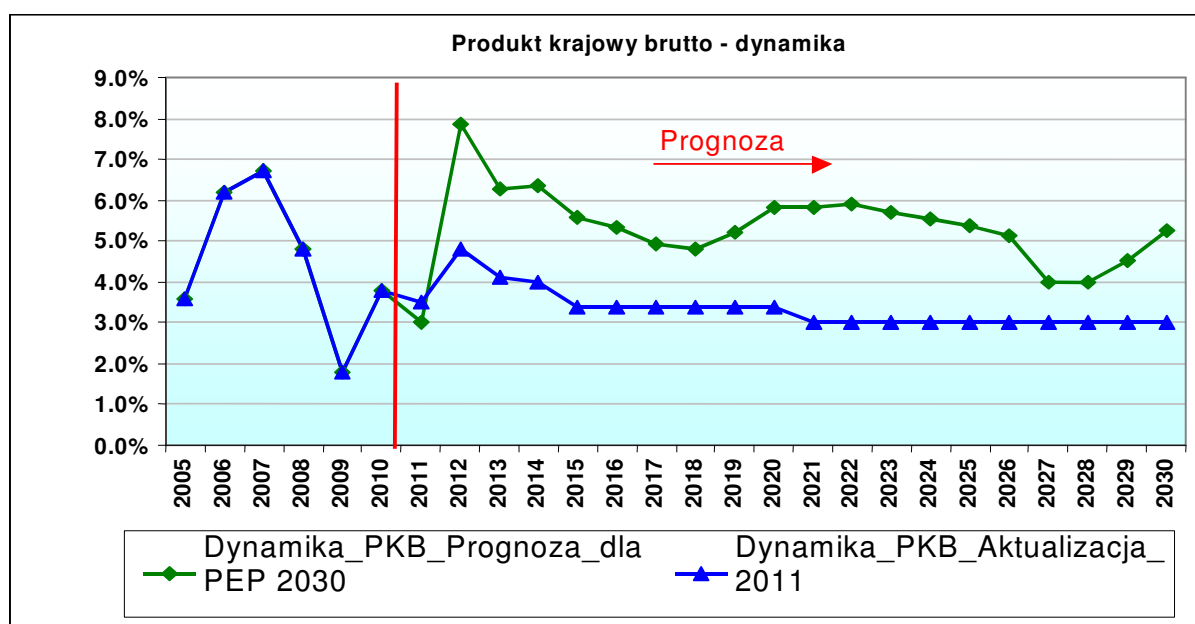
Źródło: Ministerstwo Finansów, szacunki własne wartości dodanej brutto

W prognozie tej założono, że średnie realne tempo wzrostu PKB będzie stopniowo zbliżać się w horyzoncie prognozy do długookresowego tempa wzrostu tej kategorii w Unii Europejskiej. W rozpatrywanym okresie gospodarka Polski będzie się rozwijać ze średnim tempem wzrostu PKB na poziomie 3,4%. Jest to tempo znacząco niższe od przyjętego do „Prognozy dla PEP 2030”, które wynosiło 5,1%.

² Długookresowa prognoza makroekonomiczna i sektorowa rozwoju Polski w latach 2007 – 2030, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową, czerwiec 2007 r., wykonana na zlecenie Ministerstwa Gospodarki.



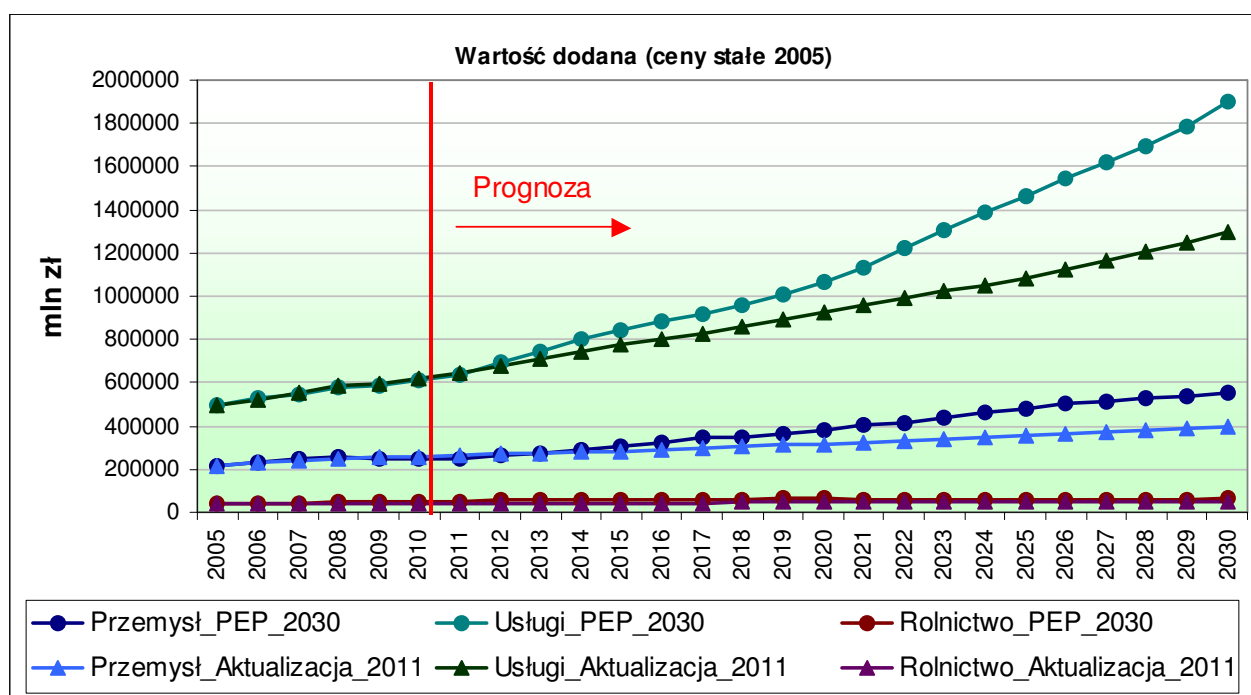
Rys. 1.1. Porównanie prognoz PKB dla Polski w wartościach absolutnych



Rys. 1.2. Porównanie prognoz dynamik wzrostu PKB

1.1.3. Prognoza sektorowa

W prognozie energetycznej istotna jest projekcja wartości dodanej w poszczególnych sektorach gospodarki krajowej, ponieważ ma ona fundamentalny wpływ na otrzymane wyniki. Wartość dodana jest siłą sprawczą zapotrzebowania na energię w sektorze przemysłowym, rolnictwie oraz usługach. Dla ilustracji, na rysunku 1.3 przedstawiono wartości dodane przemysłu, rolnictwa oraz usług wraz z ich porównaniem z wartościami z „Prognozy dla PEP2030”.



Rys. 1.3. Porównanie wartości dodanej brutto w przemyśle, rolnictwie i usługach

Według zaprezentowanej w tab. 1.2c struktury, najszybciej rozwijającą się gałęzią gospodarki będzie sektor usług, co jest cechą charakterystyczną dla gospodarek rynkowych. Tempo wzrostu sektora usługowego jest kluczowe dla rozwoju gospodarczego kraju, ponieważ usługi mają największy udział w tworzeniu PKB. Udział tego sektora zwiększy się z 58% w roku 2008 do około 65% w roku 2030 (tab. 1.2d).

Struktura sektorowa będzie stopniowo upodabniać się do obserwowanej obecnie w krajach najbardziej rozwiniętych.

Tab. 1.2c). Prognoza średniorocznych dynamik wzrostu wartości dodanych (w procentach)

	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2008-2030
Przemysł	102.7	102.0	102.2	102.4	102.0	102.2
Rolnictwo	97.4	102.0	102.4	100.5	100.5	100.8
Transport	104.3	103.8	102.7	101.7	101.9	102.8
Budownictwo	105.1	103.1	102.9	102.9	100.2	102.6
Usługi	103.6	104.6	103.6	103.2	103.7	103.8

Wzrost znaczenia usług w polskiej gospodarce spowoduje zmianę struktury tworzenia PKB. Udział przemysłu w tworzeniu PKB zmniejszy się z 24,3% w roku 2008 do 19,7% w roku 2030.

Tab. 1.2d). Udział wybranych sektorów w wartości dodanej ogółem (w procentach)

	2008*	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	24.3	24.1	22.1	21.1	20.6	19.7
Rolnictwo	3.7	3.6	3.3	3.2	2.9	2.5
Transport	6.9	7.2	7.2	7.1	6.7	6.4
Budownictwo	7.3	7.5	7.3	7.2	7.2	6.3
Usługi	57.8	57.6	60.1	61.4	62.6	65.0

* *Dane historyczne*

Zmiany strukturalne będą także dokonywały się wewnątrz sektora przemysłowego. Do roku 2030 zmniejszać się będzie udział przemysłu ciężkiego i spadnie on z ponad 12% w roku 2008 do 9.5% w roku 2030 (tab. 1.3).

Tab. 1.3. Struktura wartości dodanej w przemyśle (w procentach, przemysł ogółem = 100)

	2008*	2010	2015	2020	2025	2030
Wydobywczy	9.9	9.0	8.5	7.4	5.8	4.4
Górnictwo węgla	8.7	7.7	6.8	5.6	4.3	3.1
Górnictwo i kopalnictwo sur. nieenerget.	1.2	1.3	1.7	1.7	1.5	1.4
Przetwórczy	76.8	75.1	71.8	72.2	73.5	74.8
Ciężki	12.3	11.4	10.6	9.1	8.7	9.5
Pozostały przemysł przetwórczy	64.5	63.7	61.2	63.1	64.8	65.3
Energetyczny	13.4	15.9	19.7	20.4	20.7	20.8

* *Dane historyczne*

1.2. Prognoza cen paliw

Prognozy cen paliw odgrywają znaczącą rolę w analizach, mających na celu określenie przyszłej struktury wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ponieważ w dużym stopniu decydują o konkurencyjności rozpatrywanych technologii. Prognozowanie tychże cen jest jednak niezwykle trudne, o czym świadczą obserwowane w ostatnich latach fluktuacje, szczególnie ropy naftowej. Z tego powodu, dla potrzeb niniejszej prognozy projekcja cen paliw na rynkach europejskich została przyjęta z najnowszego opracowania Międzynarodowej Agencji Energii „World Energy Outlook 2010”³ (spośród dostępnych prognoz światowych prognozę tę uznano

³ World Energy Outlook 2010 – IEA, Paryż 2010.

za najbardziej miarodajną dla Polski – jako uczestnika wspólnego rynku UE) i określona na podstawie scenariusza „New Policies”. Scenariusz ten opiera się na zadeklarowanych przez przedstawicieli poszczególnych państw działaniach w zakresie redukcji gazów cieplarnianych. Dla Unii Europejskiej wariant ten zakłada obniżenie emisji gazów cieplarnianych o 25% w stosunku do roku 1990, czyli o 5% więcej niż wynika to z obowiązujących uregulowań prawnych. Taki scenariusz ma uzasadnienie, w świetle deklaracji UE mówiących o 30% redukcji emisji do 2020 r. pod warunkiem, że inne kraje rozwinięte zobowiążą się do porównywalnej redukcji. Skutkiem niniejszego wyboru, jest przyjęcie w prognozie energetycznej projekcji z nieznacznie niższymi cenami paliw i jednocześnie wyższymi cenami uprawnień do emisji, w porównaniu ze scenariuszem „Current Policies Scenario”, prezentowanym we wspomnianym opracowaniu, uwzględniającym tylko dotychczasowe ustalenia w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Przyjęte do niniejszej analizy projekcje cen paliw, przeliczone na cenę energii zawartej w paliwie, przedstawiono w tab. 1.4. oraz na rysunku 1.4.

Tab. 1.4. Prognoza cen paliw w imporcie do Polski (ceny stałe w USD roku 2009)

Scenariusz_Bazowy	Jednostka	2009	2015	2020	2025	2030
Ropa naftowa	USD/ boe	60,4	90,4	99,0	105,0	110,0
Gaz ziemny	USD/ boe	44,5	63,8	69,8	74,0	77,6
	USD/1000 m ³	272,4	390,3	427,1	452,8	474,9
	USD/ GJ	7,8	11,1	12,2	12,9	13,5
Węgiel kamienny	USD/boe	22,2	22,3	23,2	23,8	24,1
	USD/t	97,3	97,7	101,7	104,1	105,6
	USD/ GJ	3,9	3,9	4,1	4,2	4,2

Źródło: “WEO 2010, IEA - New Policies Scenario”

Przeliczniki:

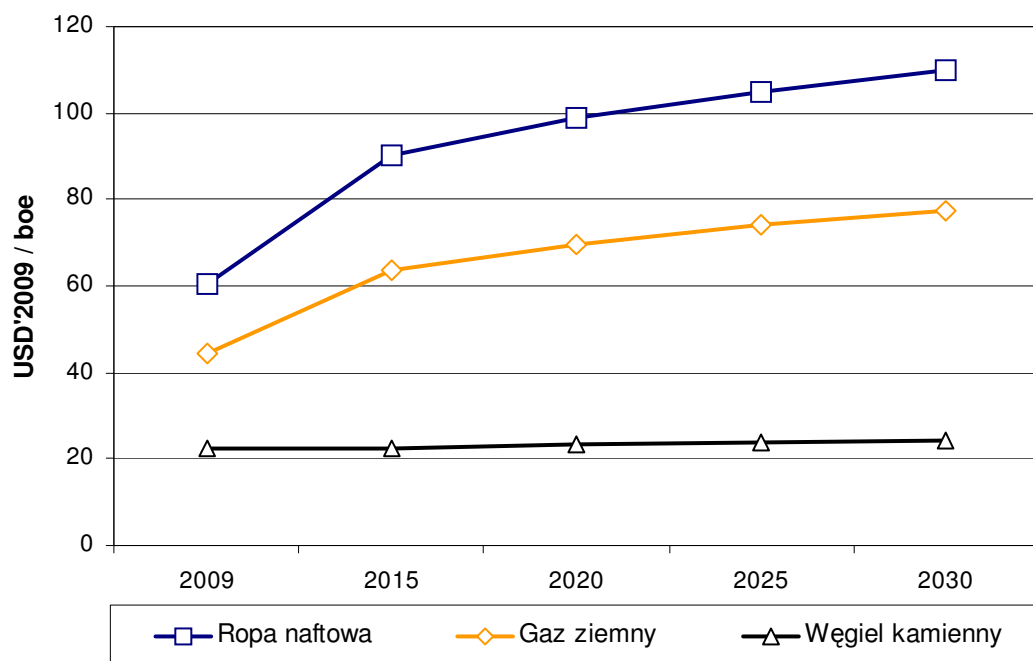
Dla ropy naftowej: 1 t = 1 toe = 7,3 boe

Dla gazu ziemnego: 1000 m³ = 0,838 toe = 6,12 boe (standardowa wartość opałowa 35,1 MJ/m³)

Dla węgla kamiennego: 1 t = 0,6 toe = 4,38 boe (standardowa wartość opałowa 25 GJ/t)

Przelicznik cen: Deflator USD’2009 / USD’2007 = 0,9665 Kurs: 1,3948 USD’09/EUR’09

Uwaga: Ceny gazu ziemnego w World Energy Outlook 2010 odnoszą się do wartości energetycznej z uwzględnieniem ciepła spalania. W tabeli zostały one odniesione do wartości opałowej.



Rys. 1.4. Prognoza cen paliw w imporcie do Polski

Prezentowany scenariusz zakłada stały wzrost cen ropy do końca rozpatrywanego okresu prognozy, chociaż w rzeczywistości należy spodziewać się znacznych wahań. Ceny ropy naftowej rosną z poziomu 60 USD'09/boe do 110 USD'09/boe (ceny stałe), co daje wzrost o 83%. Podobnie zachowują się ceny gazu ziemnego i w perspektywie 2030 r. wzrosną o ok. 75%. Natomiast ceny węgla wzrastają nieznacznie.

W odniesieniu do rynku krajowego węgla kamiennego i gazu ziemnego, w prognozie założono, że średnie ceny tych paliw będą kształtować się na poziomie zgodnym z prognozowanymi cenami na rynku europejskim.

Ponieważ węgiel brunatny jest lokalnym źródłem energii, projekcje cen tego paliwa określono dla warunków polskich na podstawie obecnych poziomów tych cen (bazy danych ARE S.A.) oraz (dla nowych odkrywek) oceny eksperckiej. Dla węgla brunatnego, przyjęto w rozpatrywanym okresie jego cenę na poziomie 2,26 USD'09/GJ, natomiast z nowych odkrywek (początek eksploatacji po 2025 r.) o ok. 50% wyższą niż z kopalni istniejących.

Pomimo, że w Polsce rozpatrywane są obecnie możliwości wykorzystania w przyszłości złóż gazu łupkowego, w prognozie nie uwzględniono jego zastosowania, ponieważ brak jest wystarczających informacji dotyczących zarówno wyników samych badań geologicznych, jak i opłacalności wydobycia tego gazu.

W kosztach paliwa uranowego obok kosztu surowca (rudę uranowej U_3O_8), uwzględniono również koszty jego przerobu na gazowy sześćfluorek uranu UF_6 , koszty wzbogacenia w izotop U^{235} oraz koszty produkcji elementów paliwowych (pręty paliwowe zawierające pastylki wykonane z dwutlenku uranu - UO_2). Dodatkowo do kosztu paliwa jądrowego w analizie dodano koszt schładzania i przechowywania paliwa wypalonego.

Obliczony w ten sposób koszt paliwa jądrowego i jego prognoza kształtuje się zgodnie z zamieszczoną poniżej tabelą.

Tab. 1.5. Prognozowany koszt paliwa jądrowego

	2010	2020	2030
[USD'09/GJ]	0,965	1,040	1,120
[EUR'05/GJ]	0,640	0,689	0,743

Źródło: Na podstawie oceny eksperckiej dokonanej w oparciu o dostępne źródła literaturowe

Kurs: 1,3948USD'09/EUR'09

Przyjmując, że ok. 25% podanego w tabeli kosztu to koszt składowania zużytego paliwa oraz, odliczając koszt wzbogacania i fabrykacji (ok. 50% pozostałego kosztu) zakładany koszt uranu naturalnego w postaci koncentratu uranowego U_3O_8 (tzw. yellow cake) wynosi w 2010 r. nieco powyżej 100 €'05/kg U_3O_8 (jest to cena wyższa niż cena 100 \$/kg U_3O_8 na rynku spotowym na koniec 2009 r.).

1.3. Prognoza cen uprawnień do emisji CO₂

Ceny uprawnień do emisji CO₂, podobnie jak ceny paliw będą miały niezwykle istotny wpływ na kształt przyszłej struktury wytwarzania. Od początku 2013 r. wytwórcy zobowiązani będą do zakupu znacznie większej niż do tej pory ilości uprawnień do emisji poprzez aukcje, mimo iż część z nich zostanie im przydzielona nieodpłatnie. W oparciu o zapisy dyrektywy 2009/29/WE, Polska jako państwo spełniające dwa spośród trzech warunków wyszczególnionych w Art. 10c wspomnianej dyrektywy, kwalifikuje się do otrzymania części uprawnień nieodpłatnie, przy czym liczba tych uprawnień nie może w 2013 r. przekroczyć 70% średniej rocznej wielkości zweryfikowanych emisji za lata 2005-2007 wytwórców energii elektrycznej⁴. Przydział ten będzie się stopniowo zmniejszał do 0% w 2020

⁴ "Metodyka wraz z przykładowym obliczeniem limitu krajowej emisji gazów cieplarnianych dla Polski na lata 2013 – 2020 (dyrektywa EU ETS i decyzja NON – ETS)" – Eugeniusz Smol, KASHUE-KOBIZE. Warszawa, kwiecień 2010 r.

roku. Bezpłatne uprawnienia przewidziano również dla nowych instalacji, dla których proces inwestycyjny rozpoczął się przed 31 grudnia 2008 r. Natomiast począwszy od 2020 roku, całość emisji CO₂ będzie musiała mieć swoje odzwierciedlenie w zakupionych na rynku uprawnieniach. Przyczyni się to z pewnością do obniżenia konkurencyjności niektórych technologii, przede wszystkim tych opartych na węglu, kosztem odnawialnych źródeł energii i technologii niskoemisyjnych.

Przedstawione w tab. 1.6 projekcje cen pozwoleń do emisji CO₂, które będą stanowione na aukcjach, w celu zachowania spójności, założono w oparciu o opracowanie „World Energy Outlook 2010”³ Międzynarodowej Agencji Energii, czyli w oparciu o źródło, na podstawie którego przyjęto prognozę cen paliw (ceny te są ze sobą powiązane). W okresach pomiędzy latami brzegowymi założono liniowy wzrost kosztu uprawnień do emisji CO₂.

Tab. 1.6. Prognoza cen uprawnień do emisji CO₂

Koszt	2009	2020	2030
[\$'09/tCO ₂]	22	38	46
[€'09/tCO ₂]	16	27	33

Źródło: “WEO 2010, IEA - New Policies Scenario”

Kurs: 1,3948USD'09/EUR'09

W niniejszej analizie założono także, że zakres przeniesienia kosztów CO₂ do ceny energii elektrycznej zależy od faktycznych kosztów poniesionych na zakup uprawnień do emisji, z pominięciem pozwoleń otrzymanych bezpłatnie. Pomimo, że dostępny wolumen uprawnień do emisji CO₂ będzie malał z roku na rok, nie zakłada się ograniczeń odnośnie ilości dostępnych na aukcjach pozwoleń do emisji.

Dla istniejących źródeł energii elektrycznej i których budowę rozpoczęto przed końcem 2008 r., założono stopniowo zwiększający się obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach od poziomu 30% w 2013 r. do 100% w 2020 r. (10% wzrost co roku od 2013 do 2020 r.).

Ponieważ prognozy cen uprawnień do emisji CO₂ oraz cen paliw, obarczone są dużą niepewnością, w ramach niniejszego opracowania zostaną wykonane analizy wrażliwości na zmiany tych cen.

³ “World Energy Outlook 2010” – MAE, Paryż 2010.

1.4. Prognoza skutków wdrażania racjonalizacji użytkowania energii

1.4.1. Oszacowanie efektów działań proefektywnościowych

W niniejszej aktualizacji prognozy uwzględniono przyjętą przez Sejm 4 marca br. *Ustawę o efektywności energetycznej* stanowiącą implementację na gruncie prawa krajowego dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej, zasady uzyskiwania świadectw efektywności energetycznej oraz zasady sporządzania audytów energetycznych. Zasadniczy cel oszczędnego gospodarowania energią wyznaczony w Ustawie zakłada uzyskanie do roku 2016 oszczędności na poziomie minimum 9% średniorocznego krajowego zużycia energii finalnej w latach 2001-2005. Ustawa nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorców końcowych energii i podmioty handlujące energią na giełdzie towarowej, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia odpowiedniej liczby świadectw efektywności energetycznej (w zależności od kwoty obrotu lub zakupu energii elektrycznej, ciepła i gazu ziemnego) a w razie niewypełnienia obowiązku – uiszczenia opłaty zastępczej. W pracy założono, że system białych certyfikatów przyczyni się do zwiększenia sprawności wytwarzania energii, co bezpośrednio przełoży się na zmniejszenie zużycia paliw pierwotnych stosowanych w procesie spalania, a także do zmniejszenia zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych. Poza tym, wpłynie na ograniczenie w przyszłości strat w przesyle i dystrybucji, w kierunku osiągnięcia standardów zbliżonych do obserwowanych w krajach Unii Europejskiej.

Przedsięwzięcia poprawy efektywności energetycznej zdefiniowane w niniejszym opracowaniu, określono w oparciu o Dokumenty^{5,6,7}.

W odniesieniu do sektora transportu w analizie wzięto pod uwagę również nowe projekty programów infrastrukturalnych dotyczących transportu kolejowego – *Program działań dla rozwoju rynku transportu kolejowego do roku 2015* (listopad 2010)⁸, oraz *Wieloletni program inwestycji kolejowych 2010-2013* (marzec 2011)⁹, które wpisują się w ogólną strategię nakreśloną

⁵ Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej (EEAP) 2007. Ministerstwo Gospodarki, czerwiec 2007

⁶ Master Plan dla transportu kolejowego w Polsce do roku 2030. Ministerstwo Infrastruktury, Warszawa, sierpień 2008

⁷ Program budowy i uruchomienia przewozów Kolejami Dużych Prędkości w Polsce. Minister Infrastruktury, Warszawa, sierpień 2008

⁸ Program działań dla rozwoju rynku transportu kolejowego do roku 2015, listopad 2010

⁹ Wieloletni program inwestycji kolejowych 2010-2013, marzec 2011

w dokumencie⁶ oraz doprecyzowują go - szczególnie w zakresie działań krótko- i średniookresowych.

W analizie przyjęto, że ze względu na obserwowane w ostatnich latach spowolnienie gospodarcze, efekty przedsięwzięć poprawy efektywności zaczną się ujawniać dopiero od roku 2012. Poniżej wyszczególniono zidentyfikowane przedsięwzięcia oszczędnościowe dotyczące energii finalnej, wraz z oszacowaniem ilościowym tych oszczędności w latach 2012-2016.

1.4.2. Prognoza skutków wdrażania działań proefektywnościowych

W tabeli 1.7 zestawiono wyznaczone oszczędności, uzyskane po wprowadzeniu przewidzianych w ustawie efektywnościowej działań względem scenariusza, który tych działań nie uwzględnia.

Tab. 1.7. Oszczędności energii finalnej [ktoe] wynikające z wdrażania racjonalizacji wykorzystania energii

Sektor	Oszczędności [ktoe / %]				Średnia dla lat 2017 - 2030
	2016	2020	2025	2030	
Przemysł	137	197	256	311	236
	0.7%	0.9%	1.2%	1.4%	1.1%
Transport	483	551	602	621	565
	2,34%	2,61%	2,79%	2,89%	2,66%
Rolnictwo	24	35	49	63	46
	0.6%	0.9%	1.2%	1.6%	1.1%
Usługi	253	353	459	555	423
	2.9%	3.7%	4.4%	4.7%	4.1%
Gospodarstwa domowe	362	503	653	786	597
	1.9%	2.6%	3.3%	3.8%	3.0%
Zużycie finalne	1267	1586	1928	2225	1806
	1.7%	2.1%	2.5%	2.8%	2.3%

Oszacowane w niniejszej aktualizacji prognozy oszczędności energii finalnej są nieco mniejsze niż wykazane w „Prognozie dla PEP2030”. Składa się na to kilka przyczyn:

1. Prognoza wzrostu PKB (prognoza Ministerstwa Finansów z 2011), stanowiąca makroekonomiczną podstawę niniejszej aktualizacji prognozy zapotrzebowania, przewiduje niższą dynamikę wzrostu PKB w porównaniu do poprzedniej prognozy.
2. Duży udział oszczędności zużycia energii związany jest ze zużyciem energii na cele grzewcze (zarówno ciepła sieciowego jak paliw). Obserwacja trendów zużycia ciepła i poprawy efektywności energetycznej budynków w ostatnich latach wskazują, że

⁶ Master Plan dla transportu kolejowego w Polsce do roku 2030. Ministerstwo Infrastruktury, Warszawa, sierpień 2008

zapotrzebowanie na energię do celów grzewczych będzie rosło wolniej niż zakładano w poprzedniej prognozie. Niższe zapotrzebowanie na ciepło użyteczne skutkuje zmniejszeniem potencjalnych oszczędności w zużyciu finalnych nośników energii na cele grzewcze.

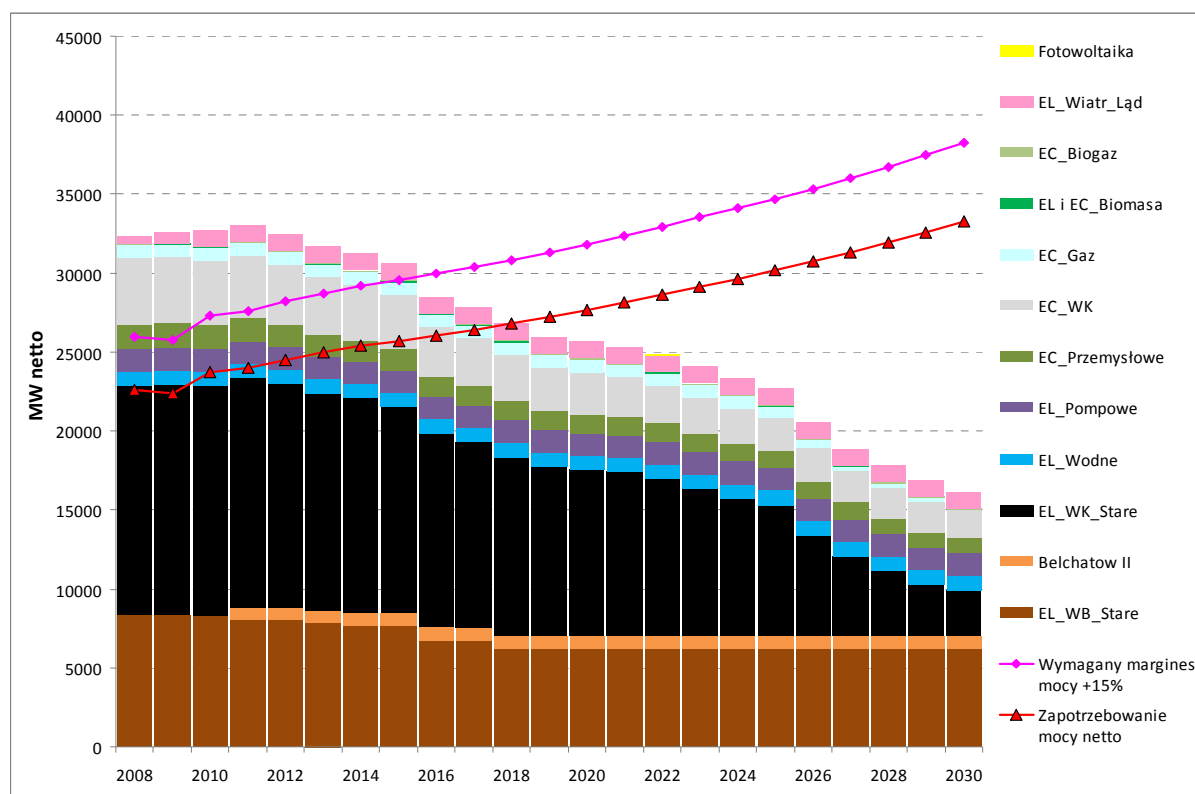
3. Przy znacząco niższym tempie wzrostu PKB (patrz rys.1.1) nie będzie wystarczających funduszy do organizowania wszystkich uprzednio zaplanowanych przedsięwzięć pro-oszczędnościowych.

1.5. Projekcja likwidacji wyeksploatowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz założenia dotyczące zdeterminowanych jednostek

W celu oceny przyszłego zapotrzebowania na nowe moce wytwórcze, zebrano i przeanalizowano dane odnośnie mocy i wieku istniejących jednostek wytwórczych w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych, elektrociepłowniach przemysłowych oraz źródłach rozproszonych. Na ich podstawie oraz danych uzyskanych z przedsiębiorstw energetycznych, dotyczących planowanych likwidacji, głębokich remontów i modernizacji w celu przedłużenia eksploatacji nadających się do tego celu jednostek, sporządzono szczegółową listę wycofań mocy wytwórczych stosownie do żywotności i wymagań ekologicznych.

Sumaryczny efekt wszystkich decyzji dotyczących likwidacji, głębokich modernizacji oraz zakończenia wcześniej rozpoczętych inwestycji (Bełchatów II) przedstawiono na rys. 1.5. Wynika z niego, że krytycznym okresem, w którym może nastąpić deficyt mocy w systemie elektroenergetycznym jest okres po 2015 r. Powodem takiego stanu rzeczy jest fakt, że planowane wycofania mocy nie mają pokrycia w zadecydowanych już do realizacji inwestycjach, co powoduje, że poziom mocy osiągalnej wynikający z uwzględnienia aktualnych planów wyłączeń po roku 2012 maleje. Jest to szczególnie widoczne po 2015 r., co pokrywa się z planami wdrożenia w życie nowej Dyrektywy IED, wraz z zaostrzonymi wymaganiami dotyczącymi emisji niektórych związków z obiektów spalania.

Pomimo intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii, wspieranego systemem świadectw pochodzenia, sektor wytwarzania bez udziału nowych elektrowni konwencjonalnych, nie zapewni odpowiedniego poziomu dostaw gwarantującego pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną.



Rys. 1.5. Zmiany mocy osiągalnej elektrowni zawodowych z uwzględnieniem ubytków (likwidacje i odstawienia do modernizacji) oraz przyrostów mocy z tytułu modernizacji

Z informacji uzyskanych od głównych producentów energii elektrycznej w Polsce wynika, że wielu z nich już rozpoczęło nowe procesy inwestycyjne deklarując budowę bloków energetycznych na węgiel kamienny, brunatny lub gaz ziemny. Prawdopodobnie, jednak tylko niewielka część z tych zadeklarowanych inwestycji zostanie zrealizowana. Istnieje wiele przeszkód, które stoją na drodze do realizacji tego typu przedsięwzięć, z czego do najistotniejszych należą: trudności z pozyskiwaniem środków finansowych, niepewność co do przyszłych regulacji prawnych, cen paliw, cen uprawnień do emisji CO₂ oraz ilości bezpłatnych przydziałów w systemie ETS. Z tego powodu założono, że w rozpatrywanym wariantcie dobór nowych bloków przeprowadzony zostanie tylko w oparciu o kryterium optymalizacji całkowitych kosztów segmentu wytwarzania w KSE, bez wprowadzania do obliczeń jednostek zdeterminowanych. Parametry techniczno-ekonomiczne nowych bloków, które zostały uwzględnione w procesie optymalizacji zestawiono w podrozdziale 1.6 w tabeli 1.8.

1.6. Parametry techniczno-ekonomiczne nowych jednostek wytwórczych i ich charakterystyka

Założenia dotyczące charakterystyk technologii nowych jednostek wytwórczych, takie jak jednostkowe nakłady inwestycyjne, koszty O&M (stałe i zmienne), sprawności oraz czas ekonomicznego życia, odgrywają główną rolę w określaniu struktury mocy i produkcji energii elektrycznej. Ponieważ w dostępnych publikacjach, występują znaczne różnice w podawanych charakterystykach technologii, wynikające między innym ze specyfiki regionalnej i krajowej, z różnic w definicjach technologii oraz podejściu do szacowania nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych, przedstawione w opracowaniu i zastosowane w modelu energetycznym parametry techniczno-ekonomiczne rozpatrywanych technologii są oceną ekspercką, opartą na najnowszych renomowanych źródłach literaturowych.

Do prognozy wzięto pod uwagę nowe jednostki wytwórcze energii elektrycznej w technologiach, które obecnie występują w analizach światowych. Moce tych jednostek mają wyłącznie charakter reprezentatywny. Są to następujące jednostki:

Na węgiel brunatny

- blok 800 MW na parametry nadkrytyczne, wyposażony w odpowiednie instalacje redukcji emisji SO₂, NO_x i pyłów (PL – pulverized lignite),
- blok 800 MW na parametry nadkrytyczne, wyposażony w odpowiednie instalacje redukcji emisji SO₂, NO_x i pyłów, oraz dodatkowo w instalację służącą do wychwytu i składowania CO₂ (PL+CCS – pulverized lignite + carbon capture and storage),
- blok 600 MW, spalający gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla brunatnego (IGCC_L – lignite integrated gasification combined cycle),
- blok 600 MW, spalający gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla brunatnego, wyposażony w instalację wychwytu i składowania CO₂ (IGCC_L+CCS – lignite integrated gasification combined cycle + carbon capture and storage).

Na węgiel kamienny

- blok 800 MW na parametry nadkrytyczne, wyposażony w odpowiednie instalacje redukcji emisji SO₂, NO_x i pyłów (PC – pulverized coal),
- blok 800 MW na parametry nadkrytyczne, wyposażony w odpowiednie instalacje redukcji emisji SO₂, NO_x i pyłów, oraz dodatkowo w instalację służącą do wychwytu i składowania CO₂ (PC+CCS – pulverized coal + carbon capture and storage),

- blok 600 MW, spalający gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego (IGCC_C – coal integrated gasification combined cycle),
- blok 600 MW, spalający gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego, wyposażony w instalację wychwytu i składowania CO₂ (IGCC_C+CCS),
- wysokosprawne bloki o mocy 200-400 MW do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu spalające węgiel kamienny w kotłach pyłowych lub fluidalnych (C_CHP – Combined Heat and Power Plant).

Na gaz ziemny

- blok gazowo-parowy z wysokosprawnymi turbinami gazowymi o mocy 400 MW (GTCC),
- blok gazowo-parowy o mocy 400 MW z sekwestracją CO₂ (GTCC+CCS),
- turbina gazowa o mocy 150 MW (TG),
- wysokosprawne układy gazowo-parowe do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (GTCC/CHP),
- silniki gazowe do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (GAZ_CHP),
- układy kogeneracyjne z mikroturbinami gazowymi (GMT_CHP).

Elektrownia jądrowa

- blok o mocy 1500 MW netto z reaktorem wodnym ciśnieniowym III generacji (PWR)

Nie uwzględniono w prognozie ciężkowodnych reaktorów CANDU, które byłyby zasadne, gdyby Polska posiadała własne zasoby uranu. W prognozie nie uwzględniono również wysokotemperaturowych reaktorów jądrowych, gdyż pierwsze komercyjne jednostki spodziewane są dopiero po 2030 r.¹⁰ a ich koszt obecnie jest dużą niewiadomą.

Źródła wykorzystujące energię odnawialną

- turbiny wiatrowe na lądzie,
- turbiny wiatrowe na morzu,
- małe elektrownie wodne,
- ogniwa fotowoltaiczne,
- turbiny/silniki gazowe spalające gaz z wysypisk odpadów, z oczyszczalni ścieków, oraz fermentacji biomasy (kiszonki kukurydzy, mokre odpady organiczne, odchody zwierzęce),
- elektrociepłownie spalające biomasę stałą (uprawy energetyczne, słoma, itp.),
- elektrociepłownie ze zgazowaniem biomasy stałej (uprawy energetyczne, słoma itp.),
- współspalanie biomasy z węglem.

¹⁰ The Role of Nuclear Power in Europe, opracowanie WEC, styczeń 2007 r.

Tab. 1.8. Parametry nowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej (ceny stałe € '05)

Paliwo/Technologia	Okres Uruchom.	Moc el. netto	Nakłady Inwestycyjne OVN	Koszty		Sprawność netto elektr. /całkowita	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik* emisji CO ₂
				Stale	Zmienne			
		MW	tys.€/MW _{netto}	tys.€/MW _{netto}	€/MWh _{netto}	%	Lata	kg/GJ
1.1 Węgiel brunatny - PL	2011-2020	800	1500	27	3.6	44	35	110
1.1 Węgiel brunatny - PL	2021-2030	800	1500	27	3.6	46	35	110
1.2 Węgiel brunatny - PL+CCS	po 2025	800	2500	41	6.2	40	35	14
1.3. Węgiel brunatny - IGCC	2021-2030	600	2000	30	4.7	49	35	110
1.4. Węgiel brunatny - IGCC+CCS	po 2025	600	2500	36	5.6	43	35	11.0
2.1 Węgiel kamienny - PC	2011-2020	800	1500	24	3.4	45	35	94
2.1 Węgiel kamienny - PC	2021-2030	800	1500	24	3.4	47	35	94
2.2 Węgiel kamienny - PC+CCS	po 2025	800	2400	36	6.0	41	35	12
2.3 Węgiel kamienny - IGCC	2021-2030	600	2000	30	4.7	50	35	94
2.4 Węgiel kamienny - IGCC+CCS	po 2025	600	2500	36	5.6	44	35	9.4
2.5 Węgiel kamienny - CHP	2011-2020	200-400	2000	32	4.4	35/85	35	94
2.5 Węgiel kamienny - CHP	2021-2030	200-400	2150	32	4.4	37/87	35	94
3.1 Gaz ziemny - GTCC	2011-2020	400	800	12	1.6	58	25	55
3.1 Gaz ziemny - GTCC	2021-2030	400	800	12	1.6	60	25	55
3.2 Gaz ziemny - GTCC+CCS	po 2025	400	1250	24	3.6	54	25	5.5
3.3 Gaz ziemny – TG	2011-2020	150	490	9	2.8	40	30	55
3.3 Gaz ziemny – TG	2021-2030	150	500	9	2.8	44	30	55
3.4 Gaz – GTCC/CHP	2011-2020	100	1200	8	2.9	54/82	25	55
3.4 Gaz – GTCC/CHP	2021-2030	100	1250	8	5.0	54/82	25	55
3.6 Gaz_Mikro CHP	2011-2020	0.025	2350	97	-	20/90	25	55
3.6 Gaz_Mikro CHP	2021-2030	0.025	2000	97	-	25/90	25	55
4.1 Jądrowa - PWR	2020-2030	1500	3500	70	0.8	36	40	0
5.1 Wiatrowe na lądzie	2011-2020	2	1450	35	-	-	25	0
5.1 Wiatrowe na lądzie	2021-2030	3	1350	35	-	-	25	0
5.2 Wiatrowe na morzu	2011-2020	3	2500	55	-	-	25	0
5.2 Wiatrowe na morzu	2021-2030	5	2250	55	-	-	25	0
5.3 Małe wodne	2011-2030	2	2400	50	-	-	30	0
5.4 Ogniwa fotowoltaiczne	2011-2020	0.001	4500	50	-	-	25	0
5.4 Ogniwa fotowoltaiczne	2021-2030	0.001	3500	50	-	-	25	0
5.5 Biogaz - CHP	2011-2020	0.5	3500	180	-	35/85	25	0
5.5 Biogaz - CHP	2021-2030	0.5	2600	180	-	35/85	25	0
5.6 Biomasa stała - CHP	2011-2020	5	1650	95	-	20/80	25	0
5.7 Biomasa stała (zgaz.) - CHP	2021-2030	25	2550	68	-	35/85	25	0
5.8 Biomasa współspalanie	2011-2030	-	200	12	5.0	35	25	0
6.1 Odpady komunalne - CHP	2011-2030	5	6500	145	-	15/60	25	120

* Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie. Niższe wartości tego wskaźnika uwzględniają instalację wychwyty CO₂.

Źródła:

- World Energy Outlook 2008, 2009, 2010. IEA/OECD
- Projected costs of generating electricity. IEA, NEA, 2010.
- Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009. #DOE/EIA-0554(2009). Table 8.2 [http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/assumption/pdf/0554\(2009\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/assumption/pdf/0554(2009).pdf)
- Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power. Massachusetts Institute of Technology, 2009
- "Levelized Cost of Analysis", Presentation at NARUC, Lazard (June 2008)
- Black and Veatch Market Analysis (2007), inputs to the 20% Wind Report 2007
- Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2007/1281, Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity, Final Report (Original Issue Date, May 2007), Revision 1, August 2007
- Comparison of electricity generation costs, Tarjanne Risto, Kivisto Aija, Lappeenranta University of Technology, 2008
- Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options. Electric Power Research Institute, November 2008
- Integrated Resource Plan for Connecticut – The Brattle Group, January 2008
- The Future Role of Coal in Europe. Final Report. Prognos AG, 2007
- The Future of Coal – MIT Study 2007
- U.S. GHG Abatement Mapping Initiative Report Inputs (2007) (McKinsey)

- Levelized Cost of Generation Model, Renewable Energy, Clean Coal and Nuclear Inputs. June 2007. IEPR Committee Workshop on the Cost of Electricity Generation
- NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability, Project no: 502687
- MARKAL inputs. http://www.nrel.gov/analysis/docs/re_costs_20090806.xls.

Koszty zmienne wytwarzania, zawarte w tabeli 1.8, nie zawierają kosztu paliwa, który stanowi odrębną kategorię w obliczeniach modelowych. Współspalanie biomasy i węgla zakładane jest tylko w starych jednostkach wytwórczych. Przyjęte wyższe niż w „Prognozie dla PEP 2030” jednostkowe nakłady inwestycyjne dla elektrowni jądrowych wynikają z konserwatywnego założenia, że po katastrofie jak miała miejsce w elektrowni jądrowej Fukushima w Japonii, należy oczekiwać wzrostu kosztów związanych z wprowadzaniem nowych systemów bezpieczeństwa. Z powodu długotrwałego procesu uzyskania koncesji, planowania i budowy elektrowni jądrowej założono, że pierwsza jednostka nie może być uruchomiona przed 2020 r. Podobnie przyjęto, że technologie wychwytu i składowania dwutlenku węgla nie będą gwarantować opłacalności przed 2025 r., gdyż zanim będą szeroko dostępne, konieczne jest pomyślne uruchomienie kilku doświadczalnych projektów na dużą skalę. W analizie założono, że w okresie prognozy zostanie uruchomiona jedna instalacja demonstracyjna z wychwytem i składowaniem CO₂ (2016 r.) zintegrowana z blokiem 858 MW w elektrowni Bełchatów II (odpowiadająca mocy 250 MW tego bloku).

Powstanie nowych elektrowni na węgiel brunatny wymaga uruchomienia eksploatacji z nowych odkrywek. W perspektywie do 2030 r. można przypuszczać, że potrzeby zrównoważenia bilansu paliw i nowe technologie użytkowania węgla brunatnego, w tym instalacje CCS, spowodują otwarcie dostępu do złóż legnicko-gubińskich. Ich wykorzystanie będzie jednak zależeć od możliwości pokonania barier ekologicznych, społecznych i prawnych. W niniejszej pracy założono, że eksploatacja nowych złóż węgla brunatnego nastąpi nie wcześniej niż przed rokiem 2025. Dostępność technologii IGCC w Polsce również przyjęto od roku 2025.

1.7. Import i eksport energii elektrycznej

Krajowy system elektroenergetyczny jest częścią systemu UCTE i Polska jest włączona do jednolitego rynku energii elektrycznej w UE. Jednak połączenia międzysystemowe nie są wystarczająco silne, aby import mógł stanowić istotny element bezpieczeństwa dostaw energii odbiorcom krajowym. W naszej analizie import nie jest uwzględniany jako alternatywne źródło do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie długoterminowym. Nie zakłada się również eksportu mocy, gdyż po pierwsze, rośnie zapotrzebowanie krajowe na nowe moce

wytwórcze w miarę jak przestarzałe jednostki są wycofywane, a po drugie, producenci energii elektrycznej mogą być zmuszeni do obniżenia wielkości produkcji z powodu ograniczonej ilości przydzielonych pozwoleń na emisję CO₂, jak również w celu wypełnienia ostrzejszych norm UE odnośnie emisji SO₂. W prognozie przyjęto zerowe saldo netto obrotu energią elektryczną z zagranicą.

1.8. Pozostałe założenia

Uzyskanie wyników z obliczeń przy pomocy modelu MESSAGE wymaga przyjęcia, poza założeniami generalnymi, pewnych założeń obliczeniowych, które są związane z jednej strony ze specyfiką modelu, a z drugiej strony wynikają z potrzeby zapewnienia określonego poziomu realizmu odnośnie założeń już przyjętych oraz różnych ograniczeń technicznych. Należały do nich następujące założenia:

1) Maksymalne tempo budowy:

- dla EJ - począwszy od 2020 r. 1 blok o mocy 1500 MW netto co trzy lata, ze względu na możliwości finansowania wysokich nakładów inwestycyjnych i ograniczenia tempa możliwych dostaw elementów konstrukcyjnych. Łączną zainstalowaną moc bloków jądrowych ograniczono do 6000 MW (4 bloki),
- dla elektrowni wiatrowych na lądzie – do 500 MW rocznie, ze względu na występujące bariery techniczno-prawno-administracyjne (m.in. ograniczone możliwości przyłączania do sieci),
- dla elektrowni wiatrowych na morzu – 500 MW rocznie od 2018 r.
Umożliwienie budowy pierwszych elektrowni wiatrowych na morzu od 2018 r. wynika z faktu, że w Polsce nie ma odpowiednich uregulowań prawnych pozwalających na prowadzenie tego typu inwestycji oraz zakładanego czasu realizacji tych inwestycji (ok. 7 lat). Roczne tempo budowy również zostało ograniczone ze względu na możliwości przyłączania do sieci takich obiektów.
- dla elektrowni na biomasę i biogaz rolniczy - 50 MW/rocznie,
- dla małych elektrowni wodnych, biogazowni na gaz z wysypisk odpadów i z oczyszczalni ścieków - 2.5 MW/rocznie, nie przewiduje się budowy instalacji na gaz z wysypisk odpadów po roku 2025 r.
- udział biomasy we współspalaniu z węglem ograniczono do 5% wartości energetycznej wsadu w danej jednostce.

- 2) Maksymalne roczne tempo wzrostu energii elektrycznej wytwarzanej w elektrociepłowniach przemysłowych przyjęto na poziomie 0.5%.
- 3) Od 2013 r. struktura przydziałów bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ - wobec nieznanych jeszcze kryteriów przydziałów na indywidualne obiekty - będzie wynikać z optymalizacji kosztów wytwarzania w ramach przedsiębiorstwa wytwórczego. Założenie to nie ma istotnego wpływu na prognozę struktury źródeł po 2020 r., ma wpływ natomiast na tempo wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego w początkowym okresie.
- 4) Dla całego horyzontu prognozy technologię jądrową będą reprezentować EJ z reaktorami PWR III ze względu stosunkowo wiarygodne nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji i remontów.
- 5) Uwzględniono „okres niemowlęcy” dla elektrowni jądrowych poprzez redukcję mocy osiągalnej, a w konsekwencji produkcji energii elektrycznej:
 - Dla pierwszego bloku maksymalny wskaźnik wykorzystania mocy (*capacity factor*) w 3 pierwszych latach wyniesie odpowiednio 40%, 60% i 90% (wartość docelowa)
 - Dla kolejnych bloków *capacity factor* w 2 pierwszych latach wyniesie odpowiednio 60% i 90% (wartość docelowa).

- 6) Założono 7-letni okres finansowania budowy z rozkładem:

rok -7	-6	-5	-4	-3	-2	-1
2.5%	5.0%	10.0%	20.0%	25.0%	20.0%	17.5%

co przy WACC* 7.5% daje IDC[#] w wysokości 26.0%.

- 7) Zgodnie z wymogami Komisji Europejskiej¹¹ zakłada się wspieranie rozwoju źródeł odnawialnych (OZE), w celu osiągnięcia 18-20% udziału energii elektrycznej z OZE* oraz zapewnienia jego wzrostu w późniejszym okresie. Podobnie, zakłada się wspieranie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Przyjęto, że zielone certyfikaty w przypadku OZE oraz żółte i czerwone certyfikaty w przypadku wysokosprawnej kogeneracji pozostaną głównymi instrumentami wspierania.
- 8) Rezerwa mocy w systemie - najważniejszym czynnikiem decydującym o bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej jest wielkość różnicy między mocą dyspozycyjną (gwarantowaną) w szczycie a zapotrzebowaniem mocy w szczycie - wielkość rezerwy mocy. W niniejszym

* Średni realny koszt kapitału (weighted average cost of capital)

Koszt kapitału ponoszony przez inwestora w trakcie budowy (interest during construction)

¹¹ Dyrektywa UE w sprawie promocji źródeł energii odnawialnej (2009/28/EC).

* Jest to konieczne dla osiągnięcia 15% udziału energii z OZE w energii finalnej brutto w 2020 r., zgodnie z wymogami Dyrektywy 2009/28/EC.

opracowaniu rezerwę mocy określono jako różnicę między mocą dyspozycyjną w szczycie w systemie a poziomem maksymalnego zapotrzebowania w szczycie zimowym, odniesionym procentowo do wielkości maksymalnego zapotrzebowania w sezonie zimowym. W obliczaniu poziomu mocy dyspozycyjnej bierze się pod uwagę ubytki mocy z powodu planowych remontów, warunków eksploatacyjnych (ograniczenia sieciowe i paliwowe), ryzyko wymuszonych (nieplanowanych) odstawień elektrowni cieplnych i jądrowych oraz spodziewane ubytki mocy jednostek pracujących w trybie nieciągłym (np. wiatrowych). Przeciętna moc dyspozycyjna w okresach szczytowego zapotrzebowania jest istotnie mniejsza niż całkowita moc zainstalowana w systemie. Tak więc poziom rezerw mocy określony na podstawie mocy dyspozycyjnej w szczycie jest znacznie bardziej wiarygodnym miernikiem poziomu bezpieczeństwa dostaw niż rezerwa obliczana na podstawie mocy zainstalowanej. Nie określano “adekwatnego” lub “optymalnego” poziomu rezerwy mocy w warunkach polskiego systemu elektroenergetycznego. Wyższy poziom bezpieczeństwa dostaw może być mniej korzystny od niższego poziomu, jeśli koszty jego osiągnięcia są znacznie wyższe niż koszty wynikające z ewentualnego niewielkiego ryzyka przerw w dostawach. Innymi słowy, “odpowiedni” poziom bezpieczeństwa dostaw zależy od wyników porównania kosztów i korzyści ze wzrostu bezpieczeństwa. W niniejszej pracy przyjęto, że rezerwa mocy dyspozycyjnej obliczona w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania w szczycie wieczornym w okresie zimowym wynosi 15%. Zapewnia to rezerwę mocy dyspozycyjnej do średniego miesięcznego krajowego zapotrzebowania na moc w szczytach wieczornych z dni roboczych w styczniu zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, która określa rekomendowaną wielkość poziomu rezerw mocy dyspozycyjnej na co najmniej 18% (14% rezerwy operacyjnej, 1% błąd prognozy zapotrzebowania w typowych warunkach atmosferycznych oraz 3% odchylenie od typowych warunków atmosferycznych). W wynikach przedstawionych w niniejszym opracowaniu można zauważyć, że wraz z rosnącym udziałem elektrowni wiatrowych, występują w coraz większych ilościach turbiny gazowe. Budowa turbin gazowych (jednostki o najmniejszych kosztach inwestycyjnych) powodowana jest głównie wymogami zapewnienia odpowiedniej rezerwy mocy w systemie.

2. Metodyka sporządzania aktualizacji

2.1. Metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc i energię

W opracowaniu prognozy energetycznej przyjęto metodykę stosowaną w świecie w badaniach energetycznych. W metodyce tej za generalną siłę sprawczą wzrostu zapotrzebowania na energię uznaje się wzrost gospodarczy, opisany za pomocą zmiennych makroekonomicznych. Gospodarkę kraju dzieli się na część zużywającą energię (odbiorców finalnych) i na sektor energii, zajmujący się pozyskaniem nośników energii pierwotnej, wytwarzaniem nośników energii finalnej oraz transportem i dystrybucją energii. Do odbiorców finalnych zalicza się przemysł, budownictwo, transport, rolnictwo, usługi wraz z sektorem publicznym oraz gospodarstwa domowe.

Do opracowania prognozy zapotrzebowania na energię zastosowano model zużycia końcowego (end-use) o nazwie MAED. W modelu tym na podstawie przyjętego scenariusza rozwoju gospodarczego, polityki energetycznej, postępu i innowacyjności w wykorzystaniu energii, są tworzone projekcje zapotrzebowania na energię użyteczną. Projekcje te są wyznaczane dla każdego kierunku użytkowania energii w ramach każdego sektora gospodarki.

Wyniki modelu MAED są wsadem do symulacyjnego modelu energetyczno-ekologicznego BALANCE, który wyznacza zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na poszczególne nośniki oraz wyznacza krajowe bilanse energii i wielkości emisji zanieczyszczeń. Istotą tego modelu jest podejście rynkowe: symuluje się działanie każdego rodzaju producentów i każdego rodzaju konsumentów energii na rynku energii. Wynikiem działania modelu BALANCE jest zatem najbardziej prawdopodobna projekcja przyszłego stanu gospodarki energetycznej przy przyjętych założeniach i warunkach brzegowych dotyczących cen paliw pierwotnych, polityki energetycznej państwa, postępu technologicznego oraz ograniczeń w dostępie do nośników energii, a także ograniczeń czasowych w procesach inwestycyjnych.

Modele BALANCE i MAED powstały w Argonne National Laboratory w USA, jako pakiet analiz sektora energetycznego ENPEP (Energy and Power Evaluation Program). Modele te były rozpowszechniane nieodpłatnie przez IAEA w ramach Projektów Współpracy Technicznej wśród państw członków IAEA. Modele te były cały czas ulepszane, a IAEA dostarcza do ARE S.A. ich aktualne wersje.

Rokiem bazowym zastosowanym w obliczeniach modelowych jest rok 2008.

2.1.1. Prognozowanie zapotrzebowania na energię użyteczną

Zapotrzebowanie na energię użyteczną w roku t w modelu MAED wyznacza się ze wzoru:

$$E_t = \frac{DF_t}{DF_b} \times E_b \times (1 - w_t)$$

gdzie:

DF – siła sprawcza zapotrzebowania,

w – współczynnik poprawy efektywności wykorzystania energii,

b – indeks roku bazowego.

Współczynniki poprawy efektywności użytkowania energii oraz przyrosty zapotrzebowania na energię użyteczną wyznaczane są dla każdego sektora gospodarki i dla każdego kierunku użytkowania energii odrębnie.

Szeregi statystycznych wartości współczynników w są aproksymowane funkcjami matematycznymi.

Do prognozy energii użytecznej wyodrębnia się następujące kierunki użytkowania:

przemysł -	odbioru elektryczne, para technologiczna, ciepło piecowe, ciepło niskotemperaturowe (ogrzewanie pomieszczeń)*, zużycie nieenergetyczne [#] .
rolnictwo -	paliwa silnikowe, pozostałe paliwa, odbioru elektryczne.
transport -	transport pasażerski – samochody osobowe, autobusy, kolej pasażerska, samoloty, transport towarowy – ciężarówki, kolej towarowa, żegluga śródlądowa.
usługi -	ogrzewanie pomieszczeń, grzanie wody, gotowanie, oświetlenie, urządzenia elektryczne.
gosp. domowe -	ogrzewanie pomieszczeń, grzanie wody, gotowanie, oświetlenie, urządzenia elektryczne.

* Zużycie energii na ogrzewanie pomieszczeń w przemyśle nie zależy od wartości dodanej. Założono, że wzrost powierzchni ogrzewanej w przemyśle będzie kompensowany poprawą efektywności zużycia energii w tym kierunku użytkowania

[#] Statystyka wykazuje, że wzrost zużycia energii na cele nieenergetyczne w niewielkim stopniu zależy od wzrostu wartości dodanej przemysłu ciężkiego. Założono zerowy wzrost zużycia nieenergetycznego, a wzrost wynikający ze wzrostu siły sprawczej będzie kompensowany poprawą efektywności zużycia energii w tym kierunku użytkowania

Dla poszczególnych kierunków użytkowania energii za siły sprawcze przyjmuje się:

w przemyśle, budownictwie, rolnictwie i usługach - wartości dodane,

w gospodarstwach domowych:

ogrzewanie pomieszczeń	- powierzchnia mieszkań,
grzanie wody	- liczba ludności,
gotowanie	- liczba ludności,
oświetlenie	- powierzchnia mieszkań,
odbioru elektryczne	- PKB na mieszkańca.

W transporcie, prognoza pracy przewozowej: pasażerskiej i towarowej została oparta na dokumencie¹³.

2.1.2. Prognozowanie zapotrzebowania na energię finalną

Do sporządzenia prognozy zapotrzebowania na energię finalną wykorzystuje się model BALANCE, który jest symulacyjnym modelem działającym na zbudowanej przez użytkownika sieci przepływów energii. Sieć składa się z węzłów odwzorowujących procesy – pozyskanie, konwersję, transport, zużycie energii – oraz linków (więzów) łączących węzły. Specjalnym rodzajem węzłów są węzły decyzyjne, które odwzorowują poszczególne rynki energii. BALANCE symuluje rynkowe zachowania odbiorców i producentów energii, z których każdy działa tak, aby osiągnąć największe korzyści. Równowaga (*equilibrium*) na „rynku” ustala się wtedy, jeżeli każdy z aktorów uzna, że cena danego rodzaju energii jest dla niego najkorzystniejsza z możliwych. Rynkowe udziały nośników energii dochodzące z różnych źródeł model BALANCE określa według wzoru:

$$S_i = \frac{(1/(P_i \times Pm_i))^r}{\sum_i^n (1/(P_i \times Pm_i))^r}$$

gdzie:

S_i - udział energii dochodzącej z kierunku i ,

P_i - cena energii dochodzącej z kierunku i ,

γ - współczynnik czułości na ceny,

n - liczba linków (kierunków) dopływu energii,

Pm – „współczynnik niechęci” odbiorców do danego nośnika energii.

Współczynniki Pm we wzorze podanym powyżej odwzorowują inne - poza kosztami - czynniki wpływające na wybór przez konsumenta nośników energii. Mogą to być przyzwyczajenia do pewnych rozwiązań i nieufność wobec innych, mogą to być czynniki związane z wygodami (lub niewygodami) związanymi z pewnymi technologiami konwersji energii. Dodatkowo, algorytm

¹³ European Energy and Transport -Trends to 2030 – update 2009. European Commission, October 2009.

stosuje parametr opóźnienia wynikający z faktu, że zmiana technologii przy wysokich nakładach inwestycyjnych nie może nastąpić natychmiast.

2.1.3. Wyznaczanie optymalnej kosztowo struktury mocy źródeł energii elektrycznej

Do określenia optymalnej struktury systemu elektroenergetycznego stosowany jest model MESSAGE. Model MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental impacts) jest dynamicznym, multiokresowym, optymalizacyjnym modelem „bottom-up” systemu energetycznego. Stosując programowanie liniowe* MESSAGE minimalizuje sumaryczne koszty systemu w całym rozpatrywanym przedziale czasowym, dla reprezentatywnych okresów, od roku bazowego do zadanego horyzontu czasowego:

$$NPV = \sum_{r=1}^R \sum_{t=1}^{NPER} (1+d)^{NYRS \cdot (1-t)} \cdot ANNCOST(r,t) \cdot (1+(1+d)^{-1} + (1+d)^{-2} + \dots + (1+d)^{1-NYRS})$$

gdzie:

NPV – zaktualizowana wartość netto łącznych kosztów systemowych w całym okresie

R – liczba regionów (dla multiregionalnych modeli)

NPER – liczba okresów analizy

NYRS – liczba lat w każdym okresie

d – stopa dyskonta[#]

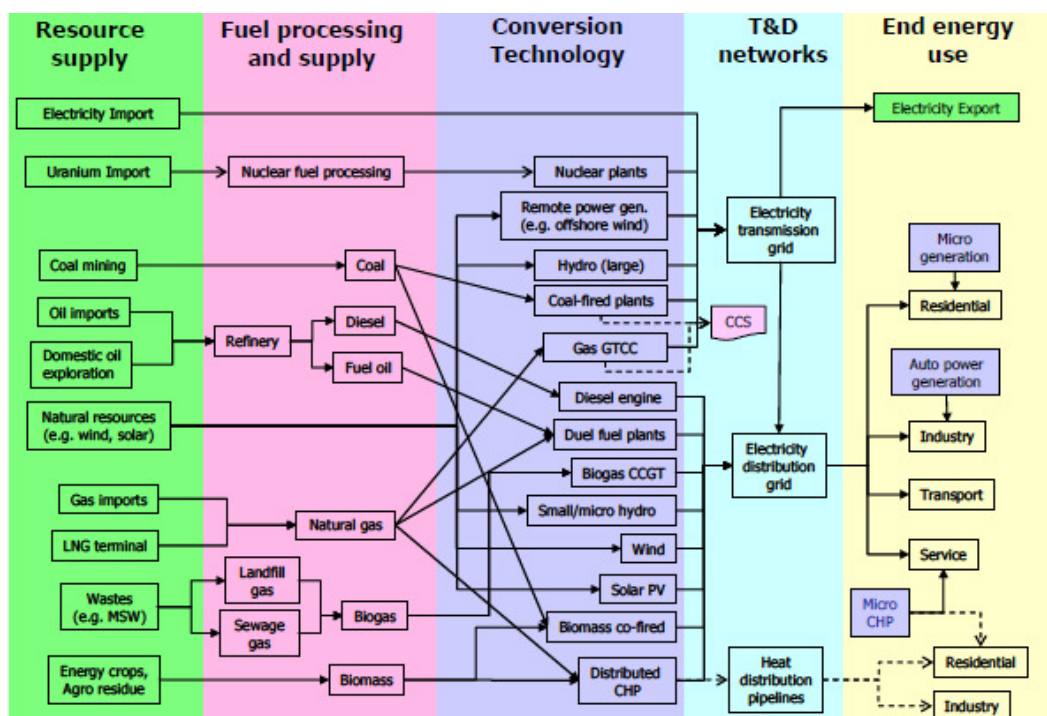
ANNCOST (*r,t*) – łączny roczny koszt systemowy w regionie *r* i okresie *t*

Ostatnia część funkcji celu – stopa dyskonta „wewnątrz okresu”

Tej klasy modele stosowane są zwykle do analizy całego systemu energetycznego, ale mogą być używane również do analizy jego części lub sektora, jak w naszym przypadku sektora elektroenergetycznego. Dla zadanego wektora popytu dóbr i usług model zapewnia pokrycie zapotrzebowania w oparciu o dostępne zasoby i technologie. MESSAGE działa na zdefiniowanej sieci przepływów energii (rys. 2.1), począwszy od wydobycia lub dostawy energii pierwotnej, poprzez przemiany (np. wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła), przesył i dystrybucję, aż do odbiorców w przemyśle, rolnictwie, sektorze transportu, sektorze usług i gospodarstwach domowych.

* Dla pewnych zadań pomocniczych (np. dobór agregatów przy ekonomicznym rozdziale obciążeń) stosowane jest programowanie całkowito-liczbowe.

[#] MESSAGE używa jednej stopy dyskonta na rok bazowy dla wszystkich przyszłych kosztów (paliwa, O&M, zdyskontowany kapitał itd.) w całym systemie energetycznym. W niniejszej pracy przyjęto stopę dyskonta na poziomie 7,5%.



Rys. 2.1. Struktura systemu elektroenergetycznego w modelu MESSAGE

Zarówno technologie istniejące, jak i technologie „kandydaci”, czyli możliwe do wykorzystania w przyszłości rodzaje nowych źródeł wytwórczych, są częścią sieci. Technologie są przedstawiane poprzez zbiór parametrów, takich jak moce, nakłady inwestycyjne, koszty zmienne i stałe, sprawności przemiany itp. Zmiany zapotrzebowania w ciągu roku można przedstawić dla różnych odbiorców poprzez odpowiednie krzywe obciążenia (istotną zaletą modelu jest możliwość różnicowania poziomu zapotrzebowania na dany nośnik energii według pór roku, rodzajów dni, pór dnia).

Zmienne stosowane w modelu, przy zadanych ograniczeniach, określają strukturalne i technologiczne właściwości systemu energetycznego, istniejący park urządzeń, przewidywane zapotrzebowanie na energię, politykę energetyczną i środowiskową itd.

3. Wyniki aktualizacji prognozy

3.1. Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną i ciepło sieciowe

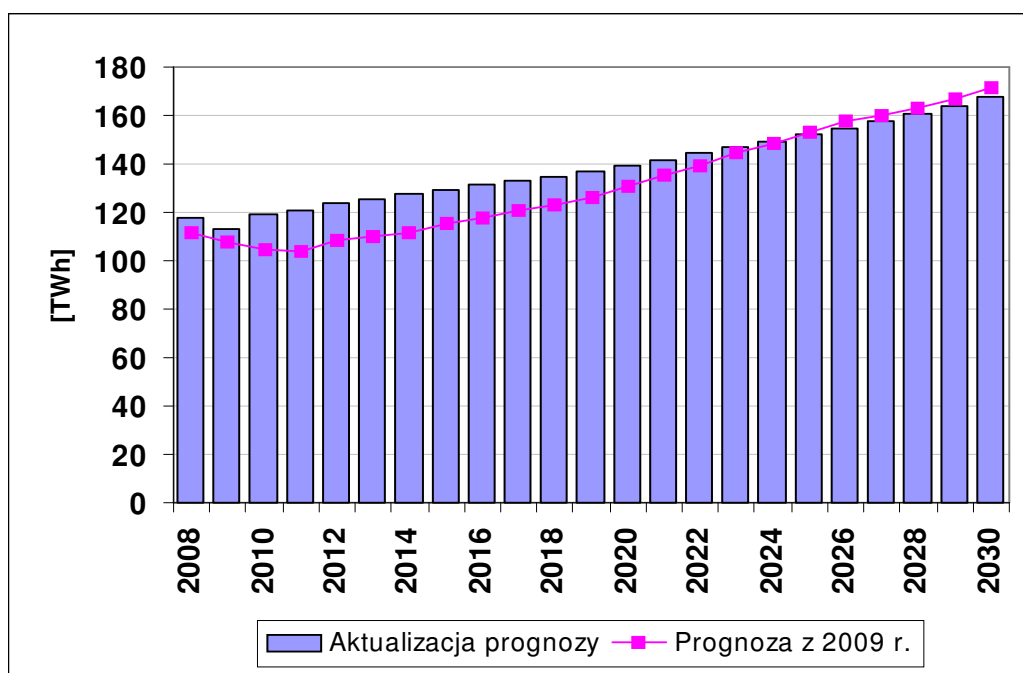
3.1.1. Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną

Niniejszy podrozdział przedstawia prognozowane w perspektywie 2030 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło sieciowe. Zgodnie z przedstawionymi w tabeli 3.1 wynikami, prognozuje się wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu 117,6 TWh w 2008 r. do ok. 167,6 TWh w 2030 r., tzn. o ok. 43% (średnioroczne tempo na poziomie 1,6%). Jest to wzrost umiarkowany, na który składają się przede wszystkim: relatywnie niskie tempo rozwoju gospodarczego kraju (na poziomie ok. 3,4% średniorocznie), w tym zmniejszający się udział przemysłu energochłonnego, działania proefektywnościowe oraz przewidywane wykorzystanie istniejących jeszcze rezerw transformacji rynkowej.

Tab. 3.1. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną [TWh]

2008	2010	2015	2020	2025	2030
117.6*	119.5	129.4	139.4	151.9	167.6

• dane historyczne



Rys. 3.1. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną

Pomimo niższego założonego w niniejszej prognozie tempa rozwoju gospodarczego w porównaniu z „Prognozą dla PEP2030”, zapotrzebowanie na energię elektryczną jest na zbliżonym poziomie jeżeli weźmiemy pod uwagę 2030 r. Prognoza z 2009 r. przewidywała niższe zapotrzebowanie na energię elektryczną do 2025 r., ze względu na głębsze zakładane w niej skutki kryzysu gospodarczego w latach 2008-2012, które okazały się mniej dotkliwe zarówno w wymiarze ekonomicznym, jak również jeśli chodzi o spadek zapotrzebowania. Zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie we wszystkich sektorach gospodarki. Najwyższy, procentowy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną prognozowany jest w sektorze usług (o 60%), a także w gospodarstwach domowych (o 50%) co jest związane poprawą sytuacji ekonomicznej w Polsce. Istotny wzrost zapotrzebowania w usługach jest przede wszystkim implikacją założonego w prognozie makroekonomicznej dynamicznego tempa rozwoju tego sektora.

W gospodarstwach domowych główną przyczyną wzrostu jest poprawa standardu życia i związane z tym bogatsze wyposażenie mieszkań w urządzenia elektryczne, a także zmiany intensywności wykorzystania tych urządzeń. Wskaźnik zużycia energii elektrycznej na jednego mieszkańca w Polsce wciąż należy do jednych z najniższych w UE, zatem należy spodziewać się wzrostu w tym sektorze.

Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w przemyśle wrośnie o ok. 22% w 2030 r., w porównaniu z rokiem bazowym. Jest to łagodny wzrost, wynikający z umiarkowanej prognozy wartości dodanej w tym sektorze, a także malejącego znaczenia przemysłu energochłonnego w tworzeniu PKB. Mimo to, przemysł jako jeden z największych odbiorców energii elektrycznej w 2008 r., nadal pozostanie znaczącym konsumentem.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w rolnictwie, które głównie związane jest z pokryciem potrzeb produkcji rolniczej wzrasta nieznacznie.

Prognozowane zapotrzebowanie na energię w transporcie oparto na prognozie Komisji Europejskiej¹². Wykorzystano tutaj projekcję energii użytecznej wyrażonej w pasażerokilometrach dla transportu pasażerskiego i tonokilometrach dla transportu towarowego, zaprezentowaną we wspomnianym raporcie.

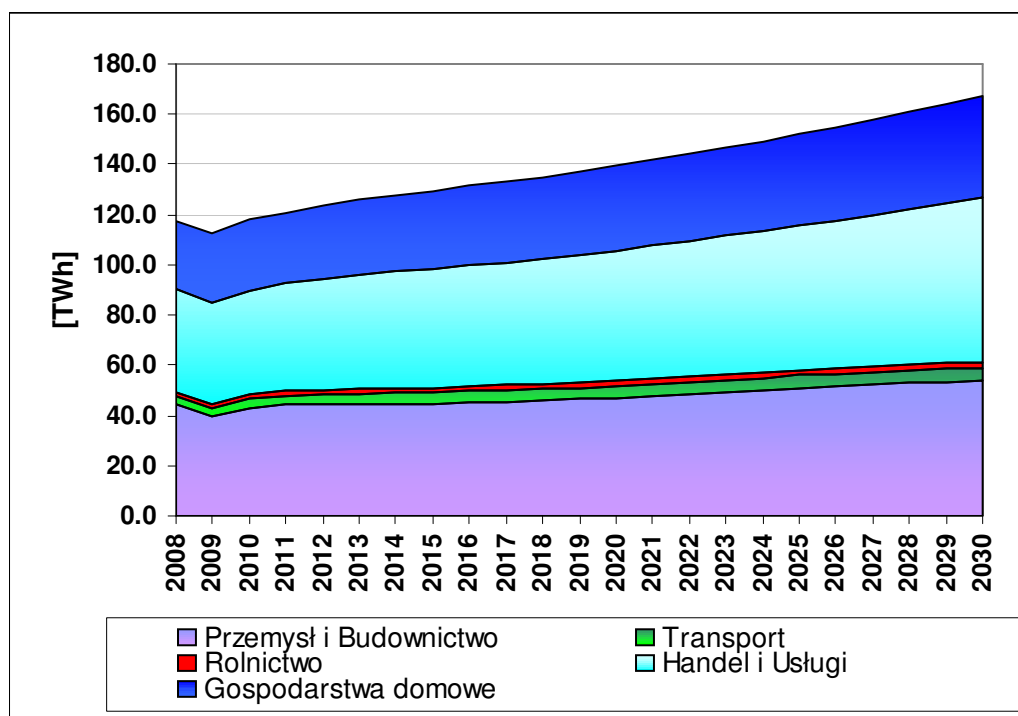
W prognozie zapotrzebowania na energię elektryczną w transporcie uwzględniono plany rozwoju szybkiej kolei w Polsce, a także rozwój rynku pojazdów z napędem elektrycznym. Przy czym, udział zużycia energii elektrycznej w samochodach elektrycznych jest marginalny

¹² European Energy and Transport -Trends to 2030 – update 2009. European Commission, October 2009.

w całkowitym zużyciu w sektorze transportu i wynosi zaledwie 2% w 2030 r. W perspektywie najbliższych kilkunastu lat, samochody elektryczne nie są rozpatrywane jako alternatywa dla samochodów spalinowych. Za główne bariery, na drodze do rozpowszechnienia tego typu aut w Polsce, uważa się wysokie ceny oraz brak infrastruktury do ładowania akumulatorów. Stworzenie infrastruktury na dużą skalę, umożliwiającej sprawne ładowanie akumulatorów, wymagałaby potężnych inwestycji, które aby mogły się zwrócić, musiałyby obniżyć w znacznym stopniu i tak niską opłacalność zakupu pojazdów elektrycznych. Pomimo, że liczba samochodów z napędem elektrycznym będzie stopniowo rosnąć, nie zakłada się aby miało to zasadniczy wpływ na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

Tab. 3.2. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną w podziale na sektory gospodarki [TWh]

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł i Budownictwo	44.3	43.9	44.7	46.8	51.0	53.8
Transport	3.6	3.6	4.4	4.7	5.0	5.2
Rolnictwo	1.6	1.7	1.9	2.1	2.1	2.2
Handel i Usługi	41.1	42.4	47.5	52.2	57.3	65.6
Gospodarstwa domowe	27.1	27.8	30.9	33.6	36.5	40.7
Razem	117.7	119.4	129.4	139.4	151.9	167.5



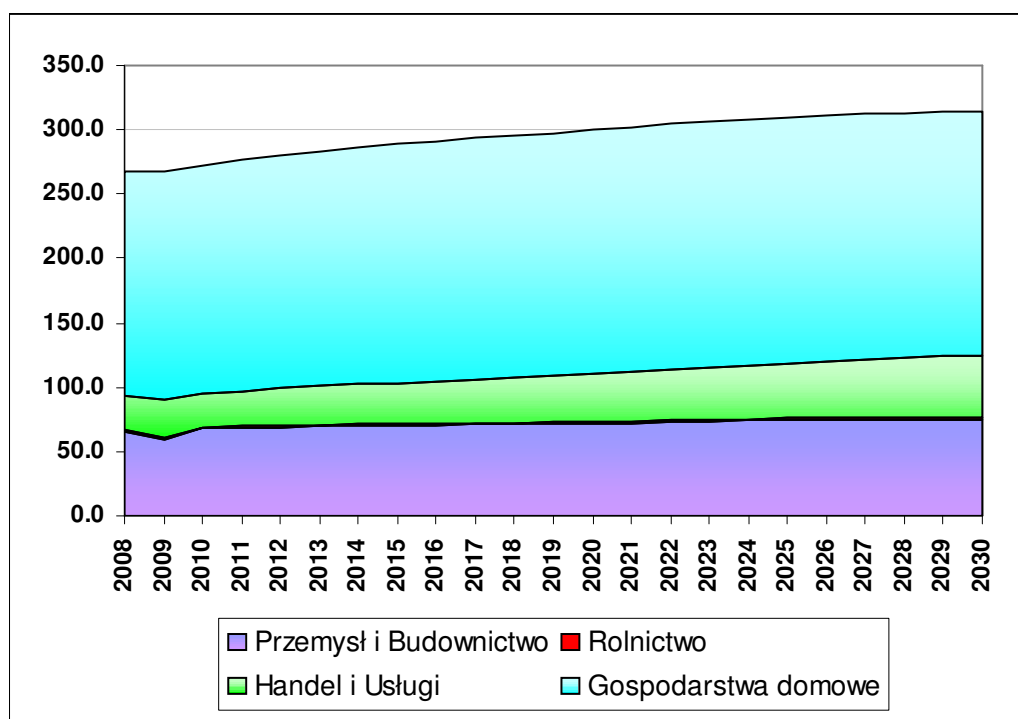
Rys. 3.2. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną w podziale na sektory gospodarki [TWh]

3.1.2. Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe

Prognozę zapotrzebowania na ciepło sieciowe w podziale na sektory gospodarki przedstawia tabela oraz rysunek 3.3. W rozpatrywanym okresie, zapotrzebowanie na ten rodzaj energii zrasta z ok. 268 PJ do ok. 314 PJ, co daje w przybliżeniu 17% wzrost w całym rozpatrywanym okresie.

Tab. 3.3. Prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe w podziale na sektory gospodarki [PJ]

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł i Budownictwo	66.0	67.8	70.1	71.5	74.4	74.4
Rolnictwo	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.1
Handel i Usługi	25.7	26.6	32.2	37.5	43.0	49.5
Gospodarstwa domowe	175.0	177.5	185.5	189.7	191.4	189.4
Razem	267.7	272.9	288.9	299.9	310.0	314.4



Rys. 3.3. Prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe w podziale na sektory gospodarki [PJ]

Największy, bo aż 90% wzrost odnotowuje sektor usług, najszybciej rozwijająca się gałąź gospodarki. Prognozowany przyrost zapotrzebowania w tym sektorze wynika z dynamicznego wzrostu sektora i rosnącej powierzchni lokali o charakterze handlowo-usługowym (główniej siły sprawczej zapotrzebowania na ciepło w usługach), szczególnie w dużych miastach, gdzie możliwość przyłączenia do sieci ciepłowniczej, nadal będzie jedną z najkorzystniejszych opcji zaspokojenia potrzeb grzewczych.

Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w gospodarstwach domowych wzrasta nieznacznie (o 8%) w porównaniu z 2008 r., zatem przewiduje się raczej stabilizację jego zużycia.

Spowodowane jest to tym, że z jednej strony mamy do czynienia z rosnącą powierzchnią mieszkań, występować będzie również tendencja zastępowania ogrzewania indywidualnego ciepłem sieciowym wymuszana koniecznością zwiększania efektywności energetycznej i wymogami ekologicznymi, a z drugiej strony czynnik ten będzie niwelowany przez prowadzone działania termomodernizacyjne, obejmujące istniejące budynki oraz racjonalizację zużycia ciepła (m.in. poprzez regulację systemów ogrzewania). Ponadto nowo budowane mieszkania będą charakteryzowały się wyższą efektywnością energetyczną, przez co w rezultacie przyrost powierzchni mieszkaniowej nie będzie się wiązał ze wzrostem zapotrzebowania na ciepło sieciowe.

Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w przemyśle w porównaniu z rokiem bazowym rośnie (o ok. 13%), ale należy zwrócić uwagę na fakt, że w latach 2008 i 2009 nastąpił znaczny spadek jego zużycia spowodowany kryzysem gospodarczym, w następstwie tego, punkt odniesienia jest stosunkowo niski. Obserwując trendy historyczne, należy spodziewać się w najbliższych kilku latach powrotu na poziomy zużycia obserwowane przed kryzysem, ze względu na poprawiającą się koniunkturę. W przypadku przemysłu, w perspektywie długookresowej, przewiduje się zatem stabilizację zużycia ciepła sieciowego.

Udział rolnictwa w zużyciu ciepła sieciowego jest marginalny i nie oczekuje się znaczących zmian w sektorze.

3.2. Prognoza struktury mocy i produkcji energii elektrycznej

3.2.1. Prognoza struktury technologicznej i paliwowej mocy wytwórczych energii elektrycznej

Tabela oraz rysunek 3.4 przedstawiają prognozowaną strukturę mocy wytwórczych energii elektrycznej w podziale na paliwa i technologie oraz w podziale na istniejące i nowe moce w perspektywie 2030 r. Zaprezentowane wyniki wskazują na znaczące zmiany jakie będą zachodzić w przyszłej strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Zmiany te podyktowane są przede wszystkim prowadzoną przez Unię Europejską i polski rząd polityką energetyczną, która ze źródeł spalania, dywersyfikację źródeł wytwarzania i wzrost bezpieczeństwa dostaw, zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii.

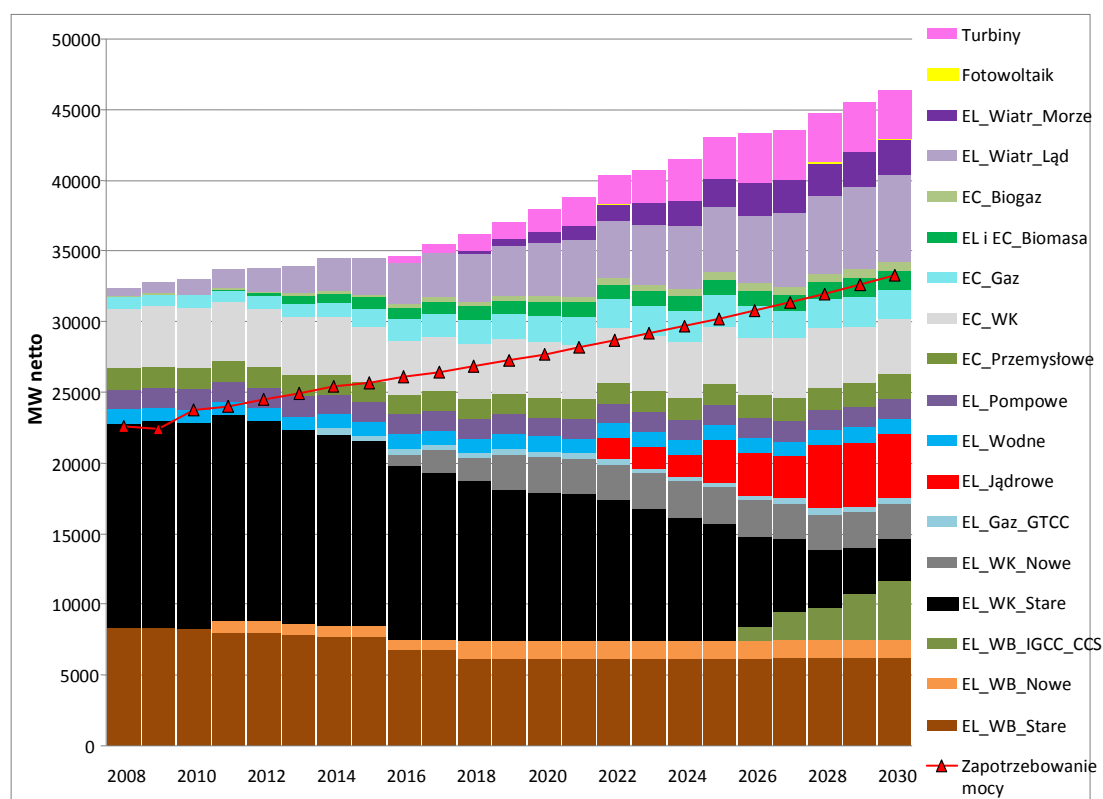
Dla rozpatrywanego scenariusza rozwoju gospodarczego kraju i przyjętych założeń w perspektywie prognozy moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej w KSE wzrośnie z 32,4 GW w 2008 r. do ok. 46,4 GW w 2030 r., czyli o ok. 43%, co daje średnioroczne

tempo wzrostu na poziomie 1,65%. Zapotrzebowanie na moc szczytową netto wzrośnie natomiast z poziomu 22,6 MW w 2008 r. do ok. 33,3 MW w 2030 r.

Tab. 3.4. Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej [MW]

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
EL_WB_Stare	8 326	8 293	7 728	6 213	6 213	6 213
EL_WB_Nowe	0	0	795	1 200	1 223	1 351
EL_WB_CCS	0	0	0	0	0	4 184
EL_WK_Stare	14 536	14 601	13 033	10 513	8 322	2 913
EL_WK_Nowe	0	0	0	2 520	2 520	2 520
EL_Gaz_GTCC	0	0	400	400	400	400
EL_Jądrowe	0	0	0	0	3 000	4 500
EL_Wodne	929	944	981	1019	1 056	1 094
EL_Pompowe	1 405	1 405	1 405	1 405	1 405	1 405
EC_Przemysłowe	1 547	1 509	1 447	1 411	1 478	1 737
EC_WK	4 231	4 267	3 932	3 930	4 026	3 993
EC_Gaz	797	797	1 207	1 807	2 278	1 935
EL i EC_Biomasa	39	41	827	1 052	1 052	1 405
EC_Biogaz	51	76	211	371	514	631
EL_Wiatr_Ląd	526	1 059	2 559	3 759	4 610	6 081
EL_Wiatr_Morze	0	0	0	750	2 000	2 557
Fotowoltaika	1	1	2	4	10	24
Turbiny gazowe	0	0	0	1 584	2 977	3 500
Razem	32 388	32 992	34 526	37 938	43 083	46 442

3.4.



Rys.

Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii

Zgodnie z zaprezentowaną prognozą, sektor elektroenergetyczny, w którym dominuje węgiel jako główne paliwo stosowane w procesie spalania, przekształca się stopniowo

w technologicznie zaawansowany i zdywersyfikowany pod względem struktury paliwowej. Dzięki temu, możliwa jest znaczna redukcja CO₂ (jak również związków takich jak SO₂, NO_x i pyłów), uzyskana poprzez zastosowanie w szerokim zakresie źródeł odnawialnych, wysokosprawnej kogeneracji, energii jądrowej i technologii wychwytu i składowania CO₂, a także przez rozwój źródeł lokalnych na biomasę i biogaz.

Elektrownie i elektrociepłownie spalające paliwa organiczne (węgiel, gaz) stanowią nadal znaczącą grupę jednostek wytwórczych i mimo zachodzących zmian, paliwa te jeszcze przez wiele lat będą odgrywały istotną rolę w wytwarzaniu energii elektrycznej.

Węgiel kamienny nadal będzie jednym z podstawowych paliw w elektrociepłowniach, natomiast jego rola w elektrowniach systemowych znacznie spada. W niniejszym opracowaniu zrezygnowano z włączania do obliczeń jednostek zdeterminowanych ze względu niepewność rynkową, w obliczu której stoją obecnie przedsiębiorstwa energetyczne planujące budowę tego typu jednostek. Nowe elektrownie systemowe, które pojawiły się w strukturze wytwarzania są wynikiem przeprowadzonej optymalizacji i są to dwie jednostki po 810 MW i jedna o mocy 900 MW (co wskazuje na potrzebę budowy jednostek o łącznej mocy ok. 2 500 MW w tej technologii). W rozpatrywanym scenariuszu moc osiągalna netto w elektrowniach zawodowych na węgiel kamienny spada z 14 536 MW do 5 433 MW. Oznacza to znaczne zmniejszenie udziału elektrowni systemowych na węgiel kamienny w strukturze mocy wytwórczych.

W przypadku węgla brunatnego wyłączane z eksploatacji jednostki są sukcesywnie zastępowane nowymi, przez co moc osiągalna jest na stabilnym poziomie, a po roku 2025, kiedy dopuszczono w obliczeniach możliwość wydobycia z nowych odkrywek, oraz przyjęto, że technologia CCS będzie dostępna komercyjnie, pojawiają się nowe moce w technologii IGCC wyposażonej w instalacje wychwytu i składowania CO₂. Węgiel brunatny przy przyjętych cenach paliw oraz uprawnień do emisji CO₂, okazuje się być konkurencyjnym paliwem, ale jego wykorzystanie warunkowane jest uruchomieniem nowych odkrywek oraz dostępnością technologii CCS.

Istotny rozwój odnotują elektrociepłownie, na węgiel kamienny (o czym już było wspomniane), a także na biomasę, biogaz oraz gaz ziemny, głównie dzięki wsparciu ze strony państwa (żółte i czerwone certyfikaty) oraz wysoką sprawność. W okresie prognozy zostały wykorzystane w dużej części możliwości zastępowania kotłów ciepłowniczych jednostkami kogeneracyjnymi. W rozpatrywanym scenariuszu relacja cen gazu ziemnego do cen pozostałych nośników nie jest korzystna wobec czego technologie, w których to paliwo jest stosowane (poza elektrociepłowniami), nie są konkurencyjne (z tego powodu w analizie wrażliwości zbadano wpływ obniżenia cen gazu o 15%).

W strukturze zauważalny jest natomiast znaczący przyrost mocy turbin gazowych, wymuszony koniecznością zapewnienia rezerwowej mocy przy przewidywanym bardzo dużym wzroście udziału elektrowni wiatrowych. Model optymalizacyjny wybiera turbiny gazowe jako źródła rezerwowe, ze względu na ich niskie koszty inwestycyjne, co dobrze symuluje podejście stosowane w rzeczywistości do kwestii źródeł rezerwowych i interwencyjnych. Istotny wpływ na wymagany margines mocy będzie miał proces powstawania rzeczywistego europejskiego rynku energii elektrycznej, w szczególności rozwój europejskiej sieci przesyłowej oraz zapewnienia wspólnych reguł i norm w kwestiach mających wpływ na handel transgraniczny. Im więcej będzie połączeń wzajemnych w europejskiej elektroenergetycznej sieci przesyłowej, tym mniejsze będą potrzeby utrzymywania rezerwy mocy. W rzeczywistości, wysoki poziom tego typu jednostek może służyć do pokrycia zapotrzebowania w szczytach obciążenia, awariach innych jednostek, oraz zapewniać elastyczność regulacyjną w systemie charakteryzującym się dużym udziałem elektrowni wiatrowych.

Pierwsza elektrownia jądrowa o mocy 1 500 MW pojawia się w 2022 r., a kolejne bloki są uruchamiane w odstępach trzyletnich (z maksymalnym założonym tempem budowy), co sprawia, że sumaryczna moc netto jednostek oddanych do eksploatacji w horyzoncie prognozy wynosi 4 500 MW. Uruchamiane w wymienionych latach bloki elektrowni jądrowej, są wynikiem optymalizacji kosztów wytwarzania w systemie. Wyniki analizy wskazują na konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni jądrowych wobec pozostałych technologii uwzględnianych w obliczeniach modelowych, ze względu na przewidywany wzrost cen paliw organicznych i opłat za uprawnienia do emisji CO₂.

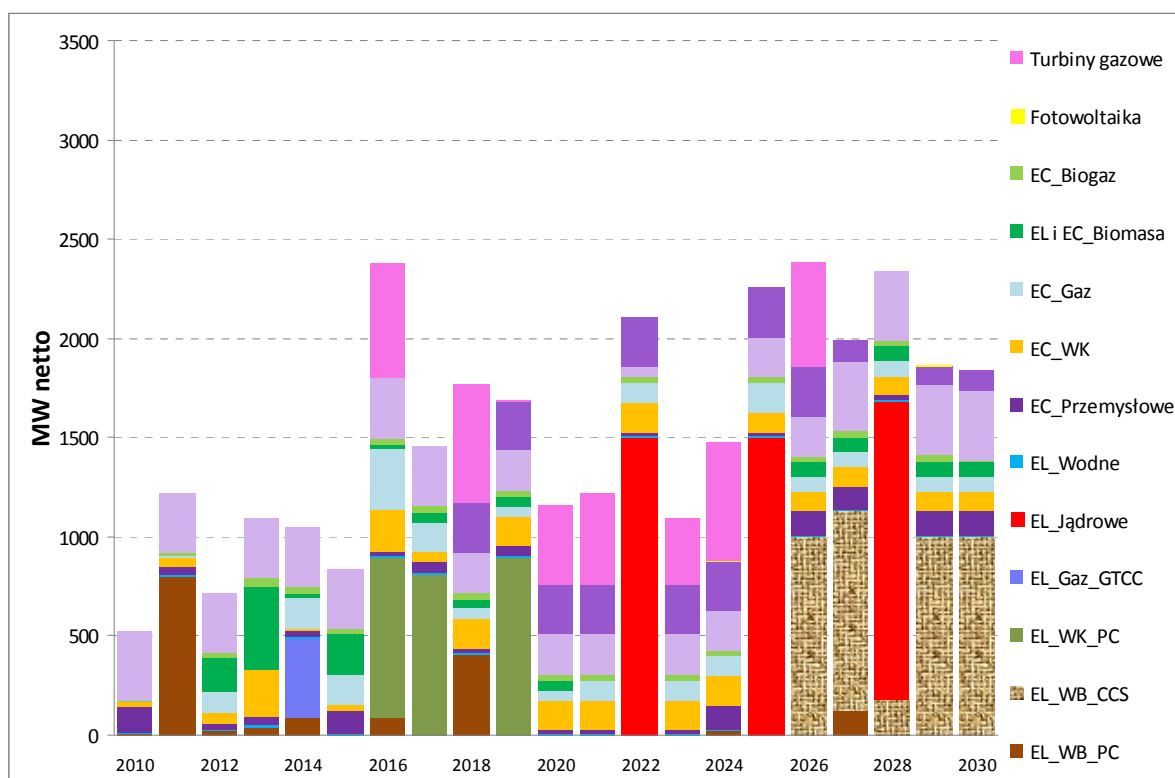
W całym horyzoncie prognozy największe przyrosty mocy wystąpią w sektorze źródeł odnawialnych ze względu na promocyjną politykę państwa (zielone certyfikaty), w tym przede wszystkim w elektrowniach wiatrowych (EW) oraz elektrowniach na biomasę i biogaz. W rozpatrywanym okresie powstaje ok. 6 000 MW jednostek na lądzie i ok. 2 550 na morzu, nie przekłada się to jednak na wysoką produkcję energii elektrycznej ze względu na niskie wskaźniki wykorzystania mocy EW w systemie.

Strukturę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej przedstawiają tabela oraz rysunek 3.5.

Tab. 3.5. Struktura nowych mocy netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej [MW]

	2009-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Razem
EL_WB_PC	10	951	491	23	128	1 603
EL_WB_CCS	0	0	0	0	4 184	4 184

EL_WK_PC	423	0	2 520	0	0	2 943
EL_Gaz_GTCC	0	400	0	0	0	400
EL_Jądrowe	0	0	0	3 000	1 500	4 500
EL_Wodne	15	38	38	38	38	165
EC_Przemysłowe	129	261	172	200	500	1 262
EC_WK	195	383	714	700	500	2 491
EC_Gaz	0	410	600	550	375	1 935
EL i EC_Biomasa	2	836	225	0	375	1 438
EC_Biogaz	25	135	160	152	135	607
EL_Wiatr_Ląd	533	1 500	1 200	851	1 593	5 676
EL_Wiatr_Morze	0	0	750	1 250	557	2 557
Fotowoltaika	0	1	3	6	14	24
Turbiny gazowe	0	0	1 584	1 392	523	3 500
Razem	1 331	4 915	8 456	8 161	10 421	



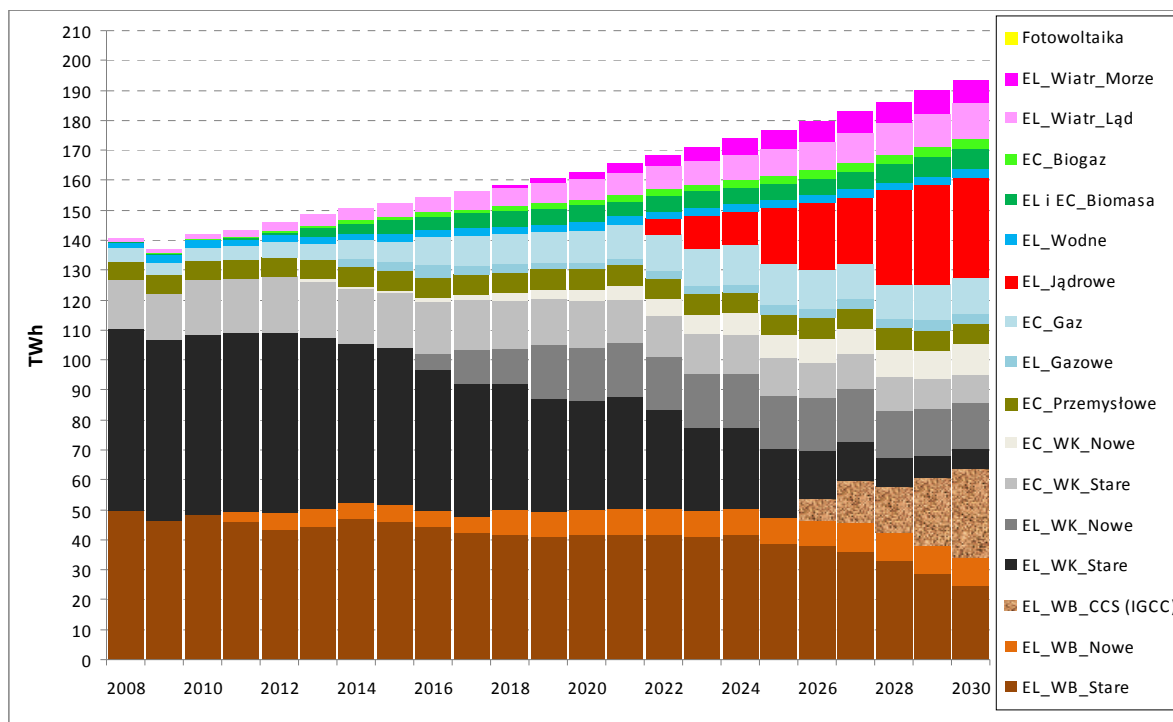
Rys. 3.5. Struktura nowych i zmodernizowanych mocy wytwórczych

3.2.2. Prognoza struktury technologicznej i paliwowej produkcji energii elektrycznej

Projekcję produkcji energii elektrycznej według rodzaju źródeł i rodzaju paliw przedstawiono w tabeli oraz na rys 3.6. Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami przewiduje się stopniowy wzrost produkcji energii elektrycznej netto z poziomu 140,6 TWh do 193,4 TWh w 2030 r. (wzrost o ok. 38% w porównaniu z rokiem bazowym).

Tab. 3.6. Produkcja energii elektrycznej w podziale na technologie [TWh]

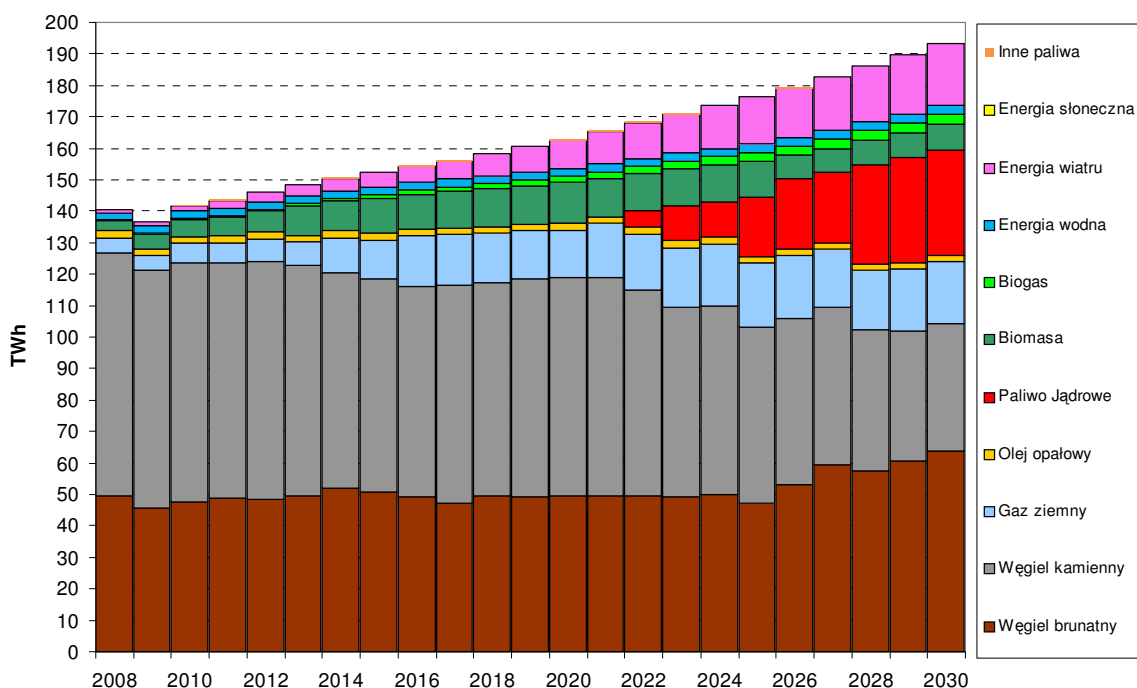
	2008	2010	2015	2020	2025	2030
EL_WB_Stare	49.9	48.3	45.9	41.6	38.7	24.7
EL_WB_Nowe	0.0	0.0	5.6	8.5	8.7	9.6
EL_WB_CCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.6
EL_WK_Stare	60.9	60.2	52.8	36.3	23.0	6.5
EL_WK_Nowe	0.0	0.0	0.0	17.8	17.8	15.5
EC_WK_Stare	16.4	18.0	18.3	15.5	12.7	9.2
EC_WK_Nowe	0.0	0.0	0.6	4.0	7.5	10.0
EC_Przemysłowe	6.1	6.5	6.6	6.8	7.0	7.1
EL_Gazowe	0.0	0.0	2.8	2.2	2.9	3.1
EC_Gaz	4.2	4.5	7.0	10.8	13.7	12.1
EL_Jądrowe	0.0	0.0	0.0	0.0	19.1	33.5
EL_Wodne	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8
EL i EC_Biomasa	0.2	0.2	4.5	5.6	5.1	6.6
EC_Biogaz	0.2	0.4	1.1	2.0	2.8	3.4
EL_Wiatr_Ląd	0.8	1.5	4.6	7.0	8.8	11.9
EL_Wiatr_Morze	0.0	0.0	0.0	2.3	6.0	7.7
Fotowoltaika	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Produkcja netto	140.9	141.9	152.2	162.9	176.5	193.3
Potrzeby własne	14.4	14,4	14,3	14,1	13,7	16,3
Produkcja brutto	155,3	156,3	166,5	177,0	190,1	209,6
Eksport netto	1,2	1,4	0	0	0	0
Krajowe zapotrz. brutto	154,1	154,9	166,5	177,0	190,1	209,8



Rys. 3.6. Prognozowana struktura produkcji energii elektrycznej netto

Tab. 3.7. Prognozowana produkcja energii elektrycznej netto wg rodzaju paliw [TWh]

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny	49.8	47.6	49.8	49.7	47.1	63.6
Węgiel kamienny	77.4	76.2	67.6	69.0	55.9	40.5
Gaz ziemny	4.7	6.0	12.4	15.3	20.5	19.7
Olej opałowy	2.3	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	19.1	33.5
Biomasa	3.2	5.5	11.0	12.9	11.5	8.1
Biogaz	0.2	0.4	1.1	2.0	2.8	3.4
Energia wodna	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8
Energia wiatru	0.8	1.5	4.6	9.2	14.8	19.6
Energia słoneczna	0	0	0	0	0.01	0.03
Inne paliwa	0.26	0.22	0.2	0.16	0.11	0.09
Razem	140.9	141.9	152.2	162.9	176.5	193.3
Udział %						
	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny	35%	34%	33%	31%	27%	33%
Węgiel kamienny	55%	54%	44%	42%	32%	21%
Gaz ziemny	3%	4%	8%	9%	12%	10%
Olej opałowy	2%	2%	1%	1%	1%	1%
Paliwo jądrowe	0%	0%	0%	0%	11%	17%
Biomasa	2%	4%	7%	8%	7%	4%
Biogaz	0%	0%	1%	1%	2%	2%
Energia wodna	2%	2%	2%	2%	2%	1%
Energia wiatru	1%	1%	3%	6%	8%	10%
Energia słoneczna	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Inne paliwa	0%	0%	0%	0%	0%	0%



Rys. 3.7a). Produkcja energii elektrycznej netto według paliw

Przedstawiona prognoza produkcji energii elektrycznej jest odzwierciedleniem opisanej w poprzednim podrozdziale projekcji struktury mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Jej cechą charakterystyczną jest przede wszystkim konsekwentnie zmniejszający się udział węgla kamiennego i jednocześnie rosnący udział odnawialnych źródeł energii, gazu oraz po roku 2022 energii jądrowej.

W horyzoncie prognozy udział węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej spada z 55% w roku bazowym do 21% na koniec okresu prognozy.

Produkcja energii elektrycznej na bazie węgla brunatnego, wraz z zamykaniem istniejących elektrowni, nie będzie się zmniejszać, gdyż tak jak już było wspomniane, wycofywane jednostki są sukcesywnie zastępowane nowymi, a po roku 2025 pojawia się produkcja z jednostek IGCC wyposażonych w instalacje CCS.

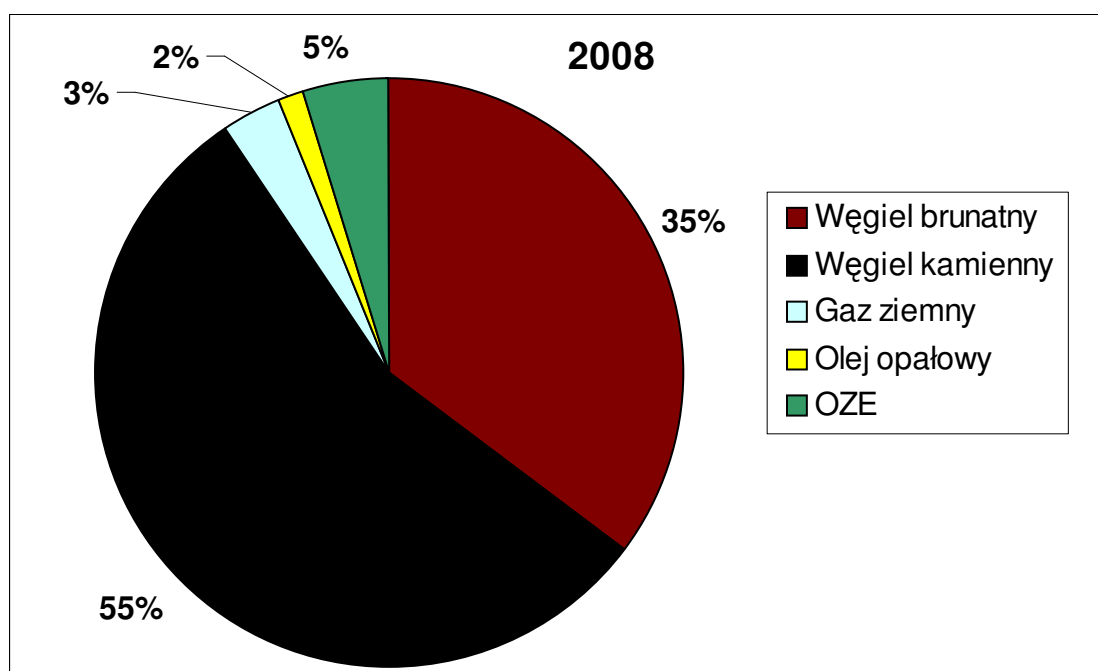
Ilość energii elektrycznej wytwarzanej z gazu ziemnego rośnie w całym okresie prognozy, przede wszystkim w elektrociepłowniach, które uzyskują dodatkowe przychody z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia z kogeneracji gazowej. Dzięki temu udział tego paliwa w bilansie produkcji energii elektrycznej wzrasta z 3% do 10%. Uzyskane wyniki wskazują zatem na istotną rolę jaką może odegrać to paliwo w najbliższych dekadach w polskim systemie energetycznym. Rola ta jest jednakże silnie uwarunkowana przyszłą ceną gazu oraz w równie ważnym stopniu ceną uprawnień do emisji CO₂.

Przy przyjętych założeniach dotyczących cen paliw, uprawnień do emisji, parametrów techniczno-ekonomicznych i in., energia jądrowa pojawia się w strukturze produkcji energii elektrycznej

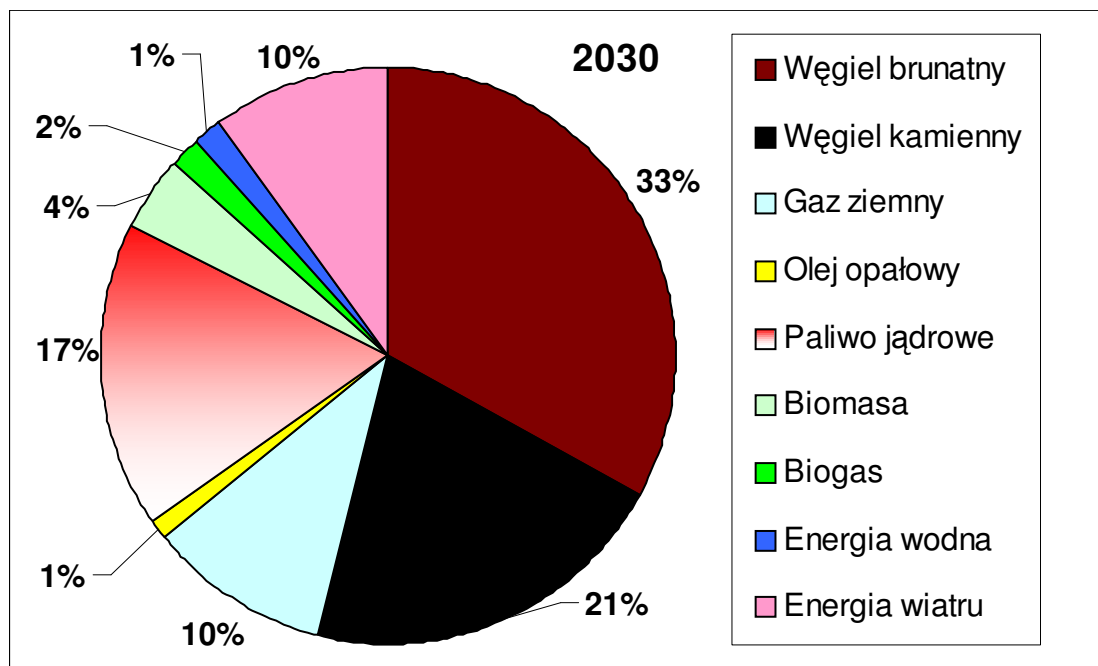
w 2022 r. i osiąga 17% udział już w 2030 r., przez co zaczyna odgrywać bardzo ważną rolę w pokryciu zapotrzebowania. Dzięki temu następuje zróżnicowanie bazy paliwowej produkcji energii elektrycznej, skutkujące zwiększeniem bezpieczeństwa dostaw energii.

Olej opałowy razem z gazem rafineryjnym będzie używany, jak obecnie, w niektórych elektrociepłowniach przemysłowych, związanych przede wszystkim z przemysłem petrochemicznym.

Istotnym elementem zaprezentowanej struktury jest produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w szczególności z elektrowni wiatrowych, których udział w bilansie rośnie z 1 do 10%. Otrzymana wielkość produkcji z OZE pozwala na uzyskanie założonego 18-20% udziału energii elektrycznej z tych źródeł w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym do 2020 r. co jest niezbędne w celu osiągnięcia 15% udziału energii OZE w energii finalnej brutto, zgodnie z wymogami Dyrektywy 2009/28/EC.



Rys. 3.7b). Udział poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej netto - stan na 2010 r.



Rys. 3.7c). Udział poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej netto - prognoza na 2030 r.

3.3. Projekcja kosztów wytwarzania i cen energii elektrycznej na rynku hurtowym

Projekcje jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, przedstawione poniżej, są pochodną prognozowanej struktury źródeł wytwarzania i wielkości produkcji energii elektrycznej, nakładów inwestycyjnych, kosztów eksploatacji i remontów jednostek wytwórczych, kosztów paliw oraz przydziałów i kosztów uprawnień na emisję CO₂. "Koszt inwestycyjny" zawarty w tabeli 3.8 i 3.9 dotyczy tylko nowych inwestycji. Dla każdej technologii koszt ten rozłożony jest równomiernie przez cały okres życia ekonomicznego rozpatrywanej jednostki, obliczony na podstawie całkowitych nakładów inwestycyjnych [koszt bezpośredni inwestycji (OVN) + koszt kapitału podczas budowy obiektu (IDC)] oraz współczynnika rocznego zwrotu nakładów inwestycyjnych - CRF*. Wpływ nakładów inwestycyjnych na poziom kosztów energii elektrycznej zależy od zakładanej wielkości stopy dyskonta (w niniejszej analizie stopa dyskonta wynosi 7.5%). Amortyzacja istniejących jednostek zawarta jest w pozycji "Koszt stały O&M".

$$* CRF = \frac{r \times (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

n – liczba lat okresu ekonomicznej eksploatacji
r – realna stopa dyskonta.

Podane w tabelach poniżej jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej dotyczą elektrowni systemowych ciepłych. Koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach, który jest pochodną całkowitych kosztów produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu oraz sposobu określenia udziału energii elektrycznej/ciepła w całkowitym koszcie wytwarzania obu nośników, może się wahać w dosyć szerokich granicach zależnie od tego, który z nośników jest uważany za główny, oraz którą z wielu możliwych metod podziału całkowitego kosztu wytwarzania energii i ciepła w skojarzeniu przyjęto. W zasadzie jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej z elektrociepłowni nie powinien przekraczać jednostkowego kosztu wytwarzania w elektrowniach systemowych zwiększonego o wartość czerwonego/żółtego certyfikatu. Podobnie jest w przypadku elektrowni wiatrowych, dla których koszt wytwarzania nie przewyższa sumy wartości zielonego certyfikatu i jednostkowego kosztu wytwarzania w elektrowniach systemowych ciepłych.

Przyszłe ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym, obliczone zostały na podstawie projekcji jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Przy ich kalkulacji uwzględniona została marża wytwórców na poziomie 5%.

Tab. 3.8. Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych [€'2005/MWh]

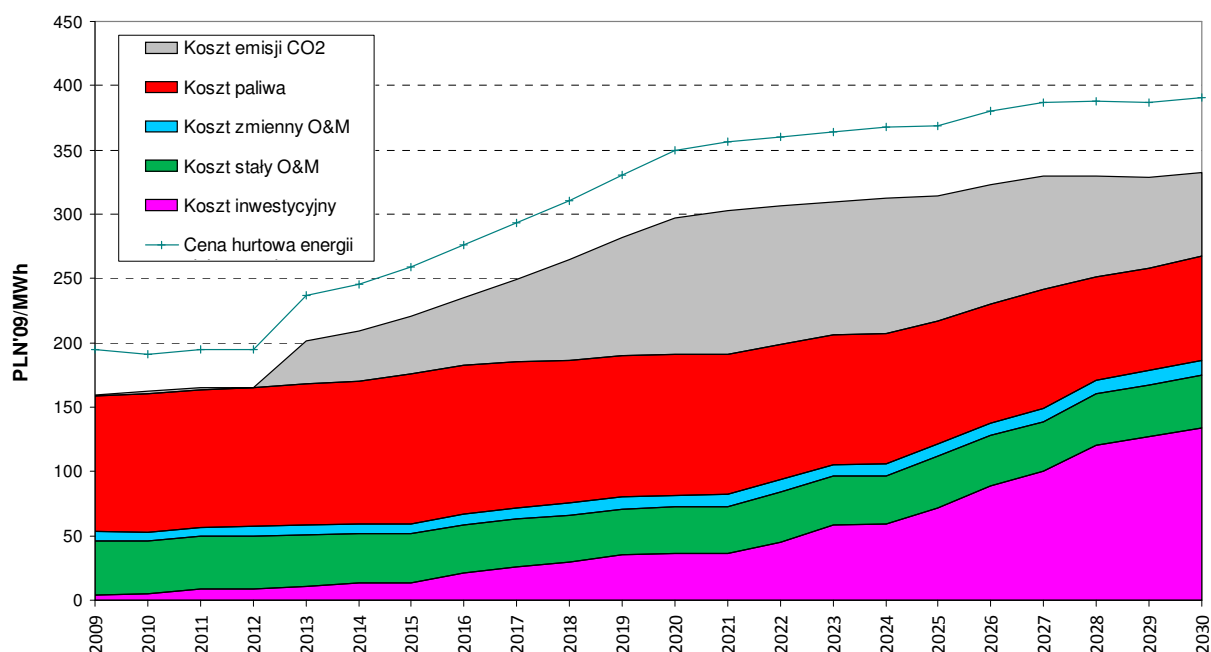
	Koszt inwestycyjny	Koszt stały O&M	Koszt zmienny O&M	Koszt paliwa	Koszt emisji CO ₂	Razem
2010	1.0	9.2	1.6	23.8	0.5	36.0
2015	2.9	8.5	1.7	25.8	10.0	49.0
2020	8.0	8.0	2.1	24.2	23.7	66.1
2025	15.8	9.1	2.0	21.2	21.6	69.8
2030	29.8	9.0	2.7	17.9	14.5	73.8

Tab. 3.9. Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych [PLN'2009/MWh]

	Koszt inwestycyjny	Koszt stały O&M	Koszt zmienny O&M	Koszt paliwa	Koszt emisji CO ₂	Razem
2010	4.5	41.3	7.2	102.7	2.1	157.8
2015	13.2	38.2	7.6	116.3	45.0	220.3
2020	36.1	36.1	9.5	109.1	106.6	297.3
2025	71.2	41.0	8.9	95.6	97.4	314.1
2030	134.1	40.3	12.0	80.7	65.1	332.2

Tab. 3.10. Prognoza cen hurtowych energii elektrycznej PLN'2009/MWh

	Cena hurtowa energii elektrycznej [PLN'09/MWh]
2009	194.8
2010	190.7
2011	199.0
2012	199.0
2013	237.9
2014	246.2
2015	258.3
2016	274.4
2017	289.8
2018	305.7
2019	324.4
2020	341.6
2021	347.9
2022	351.8
2023	355.2
2024	358.1
2025	359.6
2026	369.5
2027	376.2
2028	376.5
2029	375.7
2030	379.3



Rys. 3.8. Koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych oraz ceny hurtowe energii elektrycznej

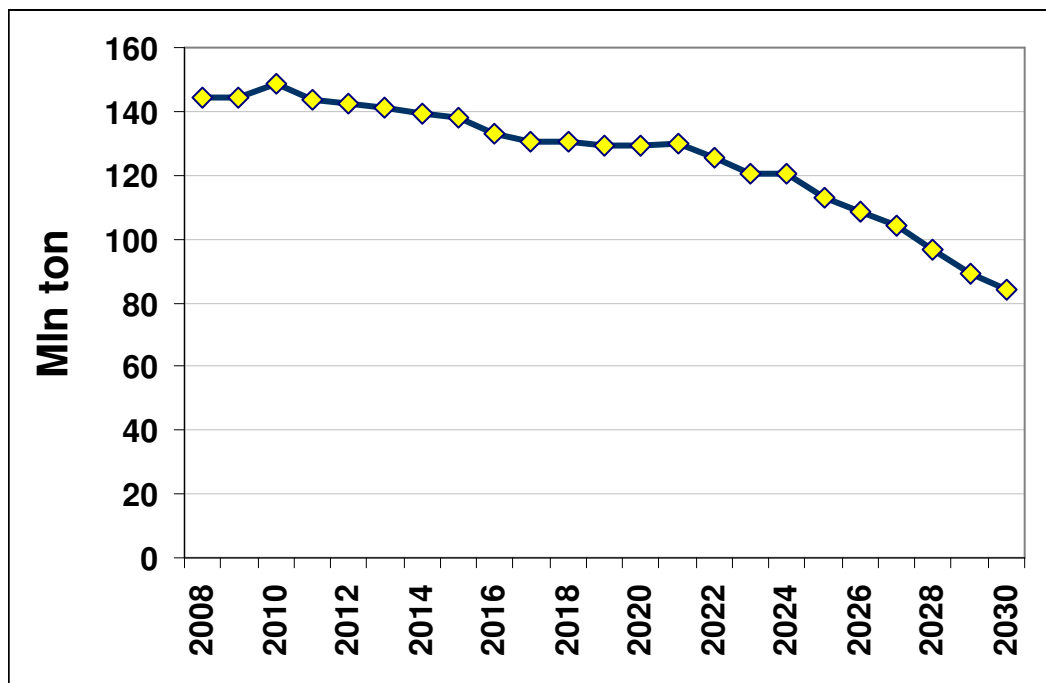
Jak można zauważyć, w rozpatrywanym okresie należy się spodziewać znacznego wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce na rynku hurtowym - z ok. 194 zł/MWh w 2009 r. do prawie 380 zł w 2030 r., co daje około dwukrotny wzrost. W okresie 2010-2012 na cenę energii elektrycznej największy wpływ mieć będą ceny paliw (ze względu na bezpłatne przydziały emisji, wpływ kosztu zakupu pozwoleń do emisji CO₂ jest niewielki), a ponieważ te będą w miarę stabilne, nie należy spodziewać się w tym czasie istotnych zmian w cenach hurtowych energii elektrycznej. Natomiast po 2013 r., na cenę energii elektrycznej istotnie wzrośnie wpływ kosztu pozwoleń na emisję CO₂, i będzie się on stopniowo zwiększał w kolejnych latach, w miarę wzrostu kosztu pozwoleń oraz rosnącego obowiązku zakupu pozwoleń. Koszt ten będzie rósł z ok. 2 zł/MWh do przeszło 100 zł/MWh w 2020 r. Po tym okresie koszt CO₂ będzie się stopniowo obniżał, głównie za sprawą rozwoju energetyki jądrowej oraz technologii CCS. Równie istotny wpływ na przyszłe ceny energii będzie miała konieczność odtworzenia majątku wytwórczego jego modernizacja i unowocześnienie, tak by spełniał on wymogi w zakresie dopuszczalnych emisji.

3.4. Prognoza emisji CO₂ przez źródła wytwarzania energii elektrycznej elektroenergetyki zawodowej

W tabeli 3.11. oraz na rys. 3.9 podsumowano prognozowane emisje dwutlenku węgla, związane ze spalaniem paliw w elektroenergetyce zawodowej. W interpretacji przedstawionych wyników należy uwzględnić przyjęte w prognozie założenia m.in. dotyczące coraz bardziej efektywnego wykorzystania energii, cen paliw i uprawnień do emisji CO₂, wysokosprawnej kogeneracji, zerowego salda eksportu i importu energii elektrycznej itp. Ponadto duże znaczenie dla redukcji emisji CO₂ będzie miało wdrożenie niskoemisyjnych technologii wytwarzania, w szczególności technologii jądrowej, wychwytu i składowania dwutlenku węgla oraz technologii wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, jak również technologii podwyższających sprawność wytwarzania w elektrowniach zawodowych.

Tab. 3.11. Emisja CO₂ w elektroenergetyce zawodowej [mln ton]

	Emisja CO ₂ w elektroenergetyce zawodowej
2008	144.2
2009	144.2
2010	148.6
2011	143.6
2012	142.4
2013	141.0
2014	139.5
2015	137.9
2016	132.7
2017	130.7
2018	130.3
2019	129.3
2020	129.4
2021	129.8
2022	125.6
2023	120.5
2024	120.7
2025	112.8
2026	108.9
2027	104.3
2028	96.4
2029	89.1
2030	84.2



Rys. 3.9. Prognoza emisji CO₂ w źródłach wytwarzania elektroenergetyki zawodowej

Emisje dwutlenku węgla w rozpatrywanym scenariuszu ulegają spadkowi z poziomu 144,2 mln ton w 2008 r. do 84,2 mln ton w 2030 r., pomimo prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na finalną energię elektryczną. Jest to znaczny bo ponad 42% spadek, możliwy do osiągnięcia tylko poprzez wprowadzenie do struktury wytwarzania elektrowni jądrowych, technologii CCS i wzrostowi udziału odnawialnych źródeł energii.

3.5. Analiza wrażliwości wyników aktualizacji prognozy na zmiany założeń

Wyniki analiz o charakterze systemowym są silnie uzależnione od zestawu założeń wejściowych. Dla pełnej ich interpretacji konieczne jest uchwycenie zależności pomiędzy najważniejszymi założeniami, w szczególności tymi obciążonymi dużą niepewnością, a uzyskiwanymi wynikami. W niniejszej części pracy zidentyfikowano główne czynniki oraz założenia scenariuszowe, decydujące o przyszłej strukturze źródeł wytwórczych w Polsce a następnie zbadano jaki jest wpływ zmian tych czynników na wyniki prognozy. Najważniejsze z nich, w ocenie wykonawcy, to poziom cen uprawnień do emisji CO₂, relacje pomiędzy cenami poszczególnych paliw, harmonogram uruchamiania elektrowni jądrowych, dojrzałość techniczna instalacji wychwytu i składowania CO₂ (CCS).

Wpływ wymienionych czynników przeanalizowano, przeprowadzając obliczenia modelowe dla następujących scenariuszy:

- wysokich cen uprawnień do emisji CO₂,
- niższych cen gazu ziemnego,
- opóźnienia budowy elektrowni jądrowych (pierwszy blok w 2025 roku),
- rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych,
- rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych oraz brak dostępności instalacji wychwytu i składowania CO₂ (CCS),
- budowy pierwszej elektrowni jądrowej w 2020 r.

Biorąc pod uwagę dużą niepewność oszacowań przyszłych cen uprawnień do emisji CO₂ oraz ryzyka wynikające z możliwego dalszego zaostrzania polityki klimatycznej, uznano, że wskazane jest zbadanie dodatkowo scenariusza:

- rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i instalacji wyposażonych w CCS, w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO₂.

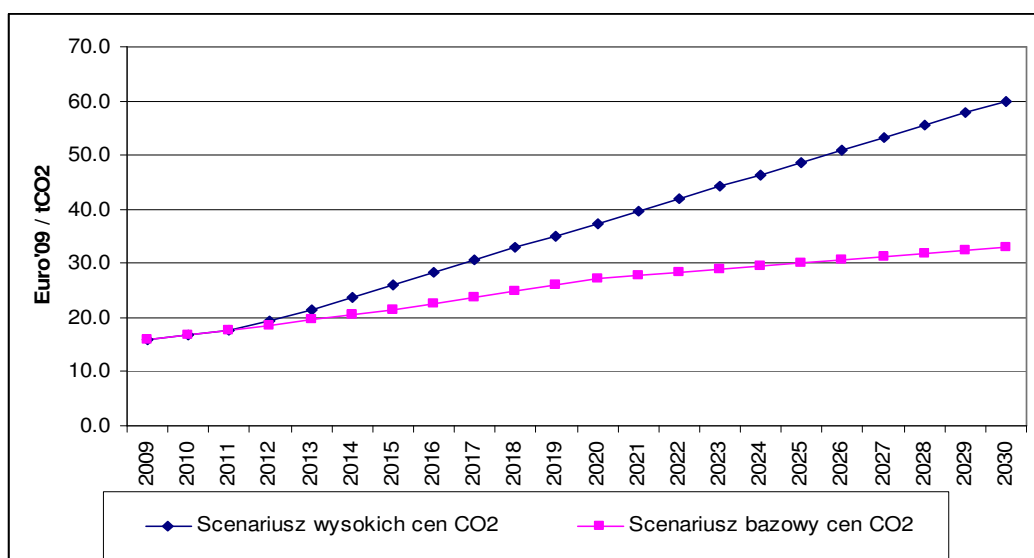
Poniżej szczegółowo opisano założenia przyjęte dla każdego ze scenariuszy oraz przedstawiono wyniki i najważniejsze wnioski wynikające z przeprowadzonych analiz. W końcowej części rozdziału porównano poszczególne scenariusze pod kątem średnich systemowych kosztów

wytwarzania energii elektrycznej, wielkości emisji CO₂ oraz nakładów inwestycyjnych niezbędnych na ich realizację.

3.5.1. Scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO₂

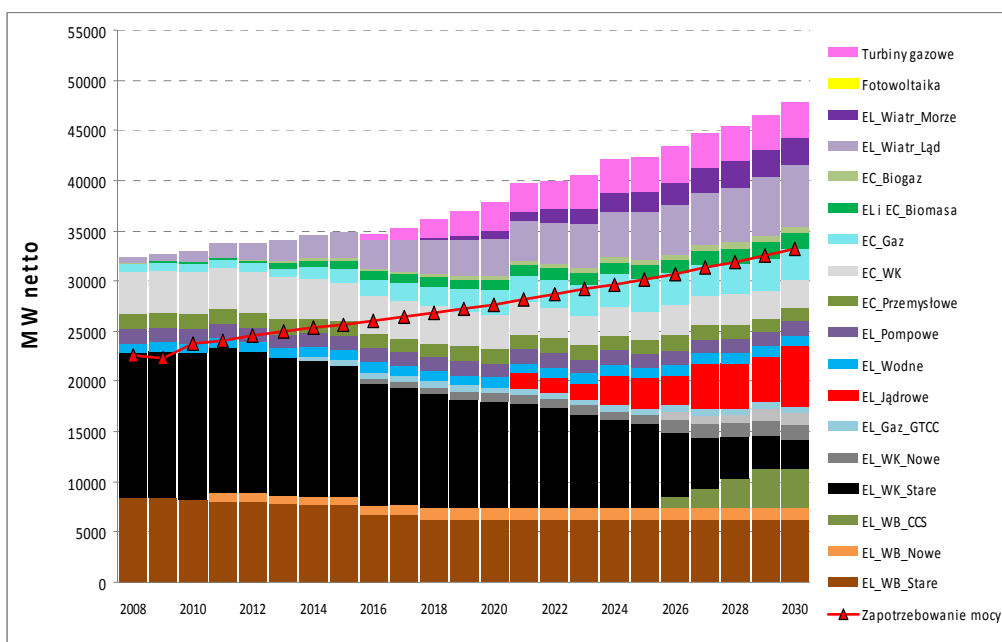
W ramach tego scenariusza założono szybsze, niż w scenariuszu bazowym, tempo wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, z osiągnięciem w roku 2030 poziomu 60 €/t CO₂, (w scenariuszu bazowym założono 33 €/t CO₂).

Rys.3.10. przedstawia założone ceny CO₂ w kolejnych latach dla obu scenariuszy.

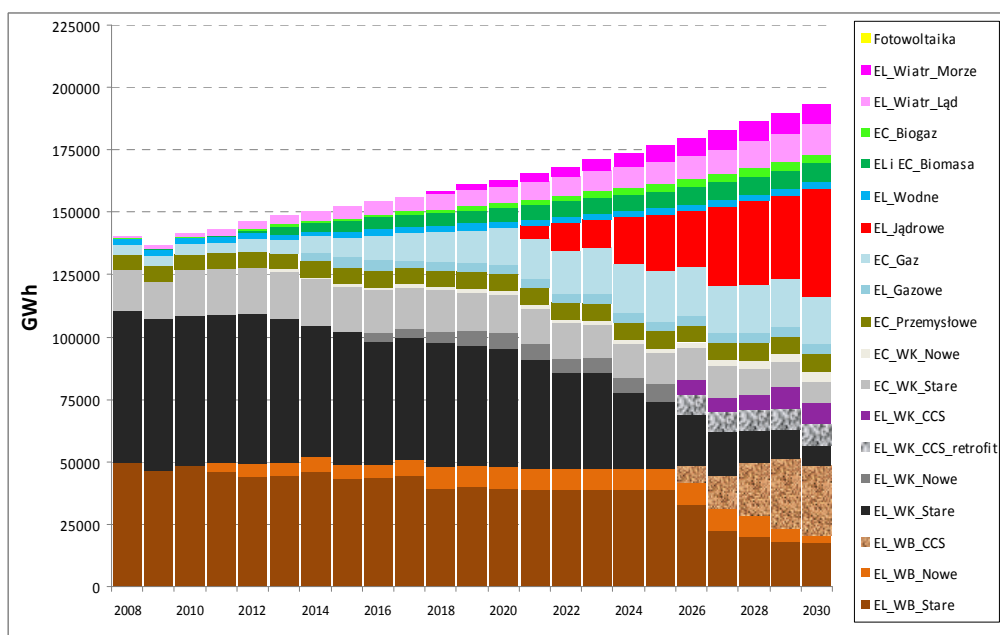


Rys. 3.10. Porównanie cen uprawnień do emisji CO₂ w scenariuszu bazowym i w scen. wysokich cen uprawnień [€/tCO₂]

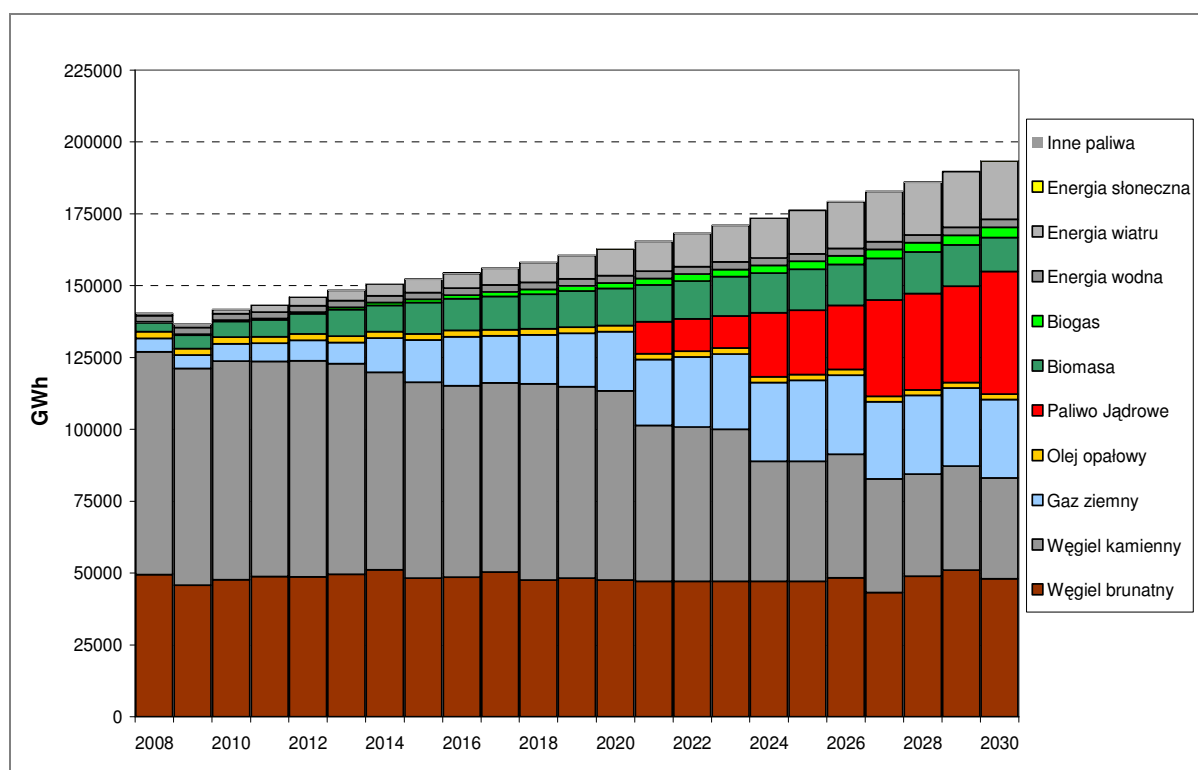
Poniżej przedstawiono wyniki w postaci prognozowanej struktury mocy źródeł wytwórczych, struktury produkcji energii elektrycznej oraz struktury paliwowej produkcji energii elektrycznej, w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO₂.



Rys. 3.11. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO₂



Rys. 3.12. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO₂



Rys. 3.13. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej w scenariuszu wysokich cen uprawnień do emisji CO₂

Efektom wysokiej dynamiki cen uprawnień do emisji CO₂ jest przede wszystkim zwiększenie wykorzystania źródeł gazowych. Dotyczy to zwłaszcza elektrociepłowni na gaz ziemny, które w znacznym stopniu wypierają stare oraz ograniczają rozwój nowych elektrociepłowni na węgiel kamienny. Elektrownie w układzie gazowo-parowym, uzyskują nieco większy udział w produkcji energii elektrycznej niż w scenariuszu bazowym, niemniej jednak pozostają mało konkurencyjne wobec źródeł węglowych, wyposażonych w instalacje CCS. W dużym stopniu wynika to z przyjętej prognozy cen paliw zakładającej znaczący wzrost cen gazu ziemnego w perspektywie roku 2030 przy stabilnych cenach węgla.

Bezdyskusyjna jest w tym wariancie konkurencyjność elektrowni jądrowych, których pierwszy blok o mocy 1500 MW netto pojawia się w 2021 r., a następne są budowane co trzy lata, przez co do 2030 r. pracują 4 bloki jądrowe o sumarycznej mocy netto 6000 MW.

Kolejny wyraźny efekt, to znaczący rozwój po roku 2025 źródeł węglowych wyposażonych w instalacje CCS, szczególnie tych opalanych węglem brunatnym. Nowe jednostki na węgiel kamienny, które mają status „capture ready” dobudowują instalacje wychwyty i składowania dwutlenku węgla (EL_WK_CCS_retrofit).

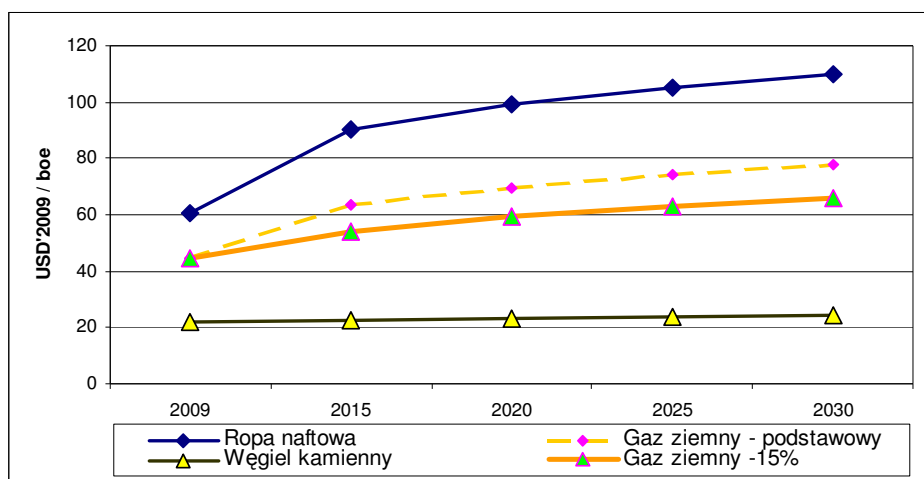
Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej, w porównaniu do scenariusza bazowego, zmienia się na korzyść gazu ziemnego (o 35% wyższe zużycie gazu) a także częściowo biomasy, zmniejsza się natomiast wykorzystanie węgla kamiennego (o około 15% w stosunku

do scen. bazowego). Zużycie węgla brunatnego jest stabilne w prognozowanym okresie (głównie za sprawą nowych źródeł wyposażonych w CCS, zastępujących istniejące źródła na węgiel brunatny) ale w porównaniu do scenariusza bazowego wykorzystanie węgla brunatnego jest niższe (w scen. bazowym wykorzystanie węgla brunatnego rosło o około 25%). Otrzymane wyniki są zgodne z oczekiwaniami, gdyż wyższe ceny uprawnień będą premiować rozwój technologii niskoemisyjnych i w znacznym stopniu ograniczać wykorzystanie węgla.

3.5.2. Scenariusz niskich cen gazu ziemnego

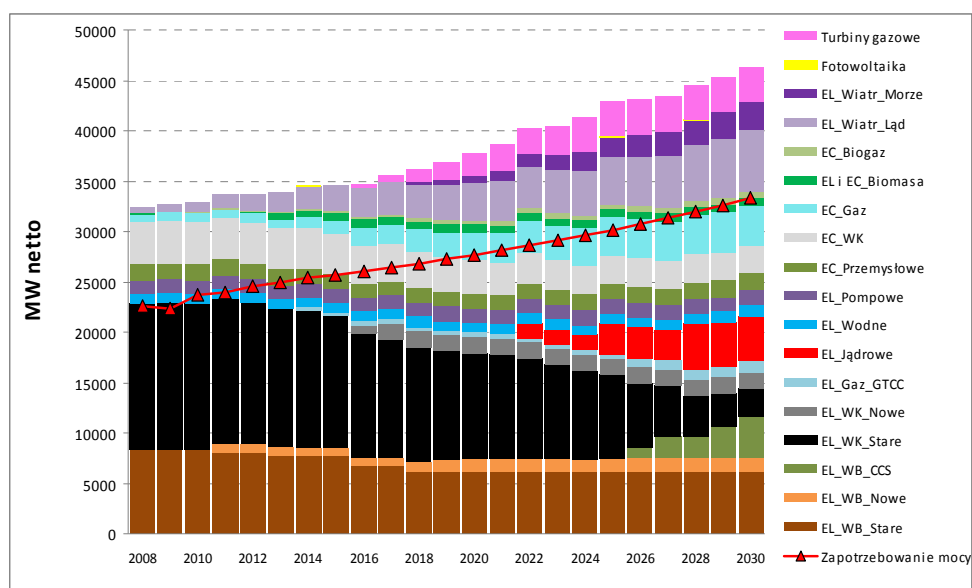
Wstępne analizy wrażliwości wyników na ceny paliw pokazały, że proporcjonalny wzrost cen wszystkich paliw ma niewielki wpływ na strukturę wytwarzania. Wynika to ze stosunkowo wysokich cen gazu w wariancie bazowym - źródła gazowe są wówczas mało konkurencyjne w stosunku do źródeł na węgiel kamienny i proporcjonalne podniesienie cen wszystkich paliw jeszcze tę różnicę zwiększa. Dlatego zdecydowano się przeanalizować wariant, w którym ceny gazu ziemnego są niższe o około 15% od cen w scenariuszu bazowym, natomiast ceny węgla kamiennego pozostają niezmiennie.

Na rys. 3.14 przedstawiono przyjętą ścieżkę obniżonych cen gazu na tle cen pozostałych paliw kopalnych oraz ceny gazu ze scenariusza bazowego.

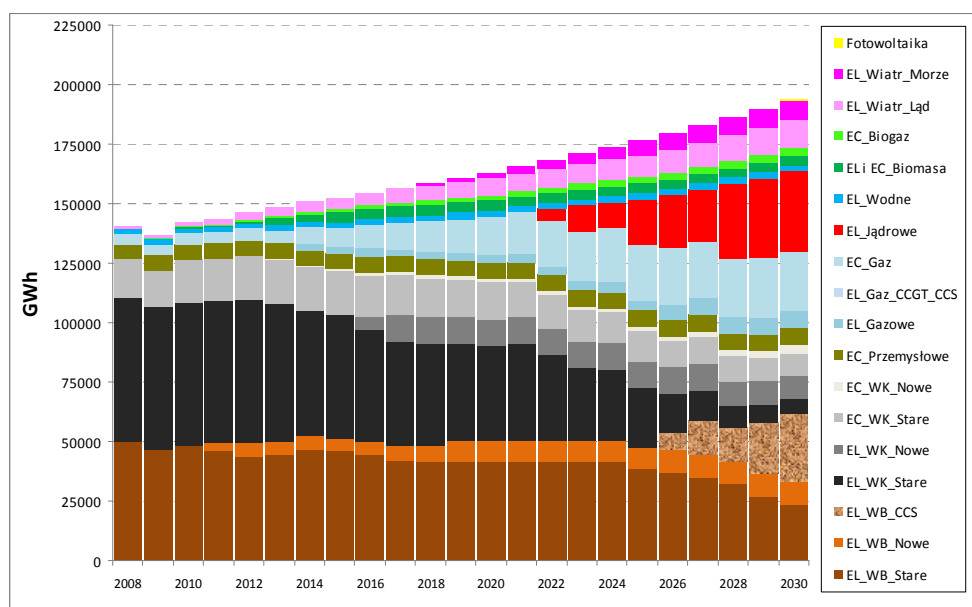


Rys. 3.14. Porównanie cen gazu ziemnego na tle cen innych paliw w scenariuszu bazowym oraz scenariuszu niskich cen gazu

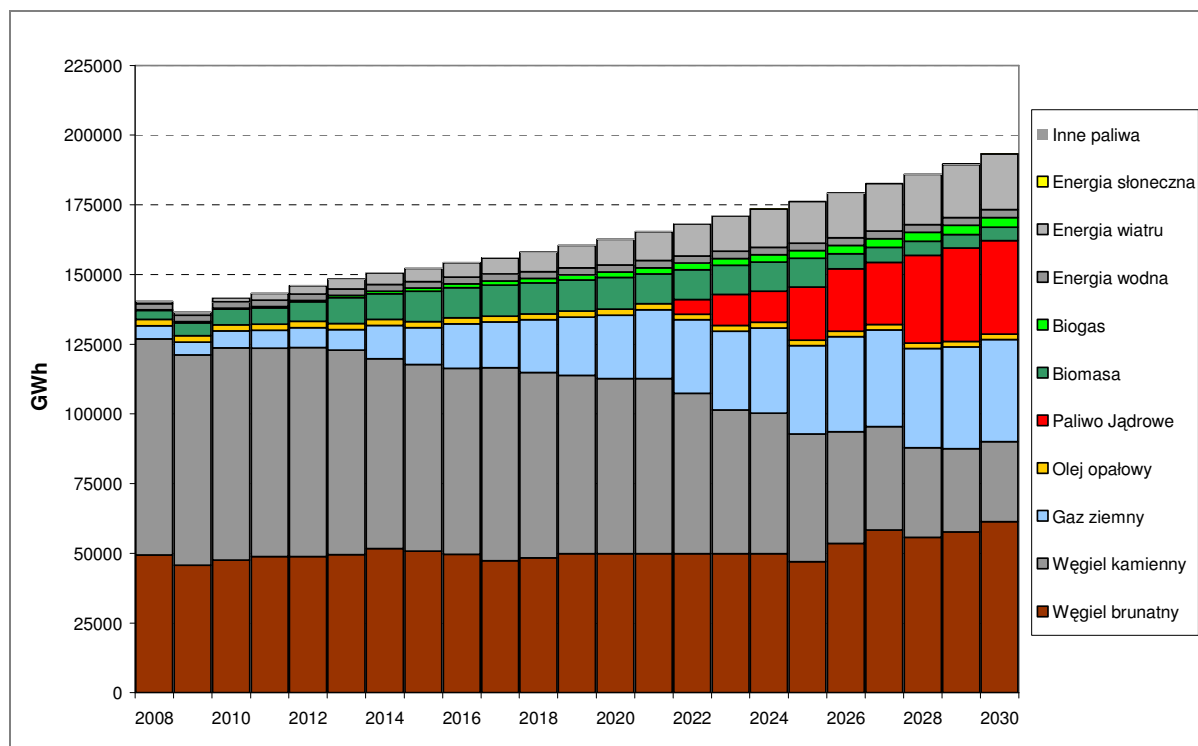
Poniżej przedstawiono strukturę mocy źródeł wytwórczych, strukturę produkcji energii elektrycznej oraz strukturę paliwową źródeł energii elektrycznej, przy obniżonych o 15% cenach gazu ziemnego w stosunku do scenariusza bazowego.



Rys. 3.15. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza niskich cen gazu ziemnego



Rys. 3.16. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza niskich cen gazu ziemnego



Rys. 3.17. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej w scenariuszu niskich cen gazu ziemnego

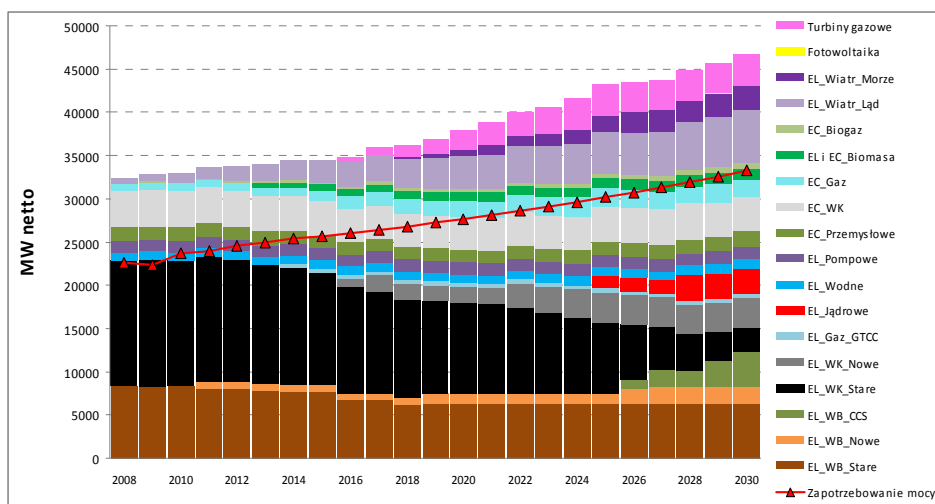
Uzyskane wyniki wskazują, że zmniejszenie ceny gazu o około 15% względem scenariusza bazowego wyraźnie poprawia sytuację źródeł zasilanych gazem ziemnym – głównie elektrociepłowni (blisko dwukrotny wzrost produkcji). Maleje produkcja w nowych elektrociepłowniach węglowych (trzykrotny spadek w stosunku do scen. bazowego) a także biomasowych (spadek o połowę).

W grupie elektrowni bloki gazowo-parowe zaczynają stanowić konkurencję dla nowych elektrowni na węgiel kamienny. Pod koniec okresu prognozy łącznie pojawia się około 1100 MW bloków gazowo-parowych (w scen. bazowym było to ok. 400 MW).

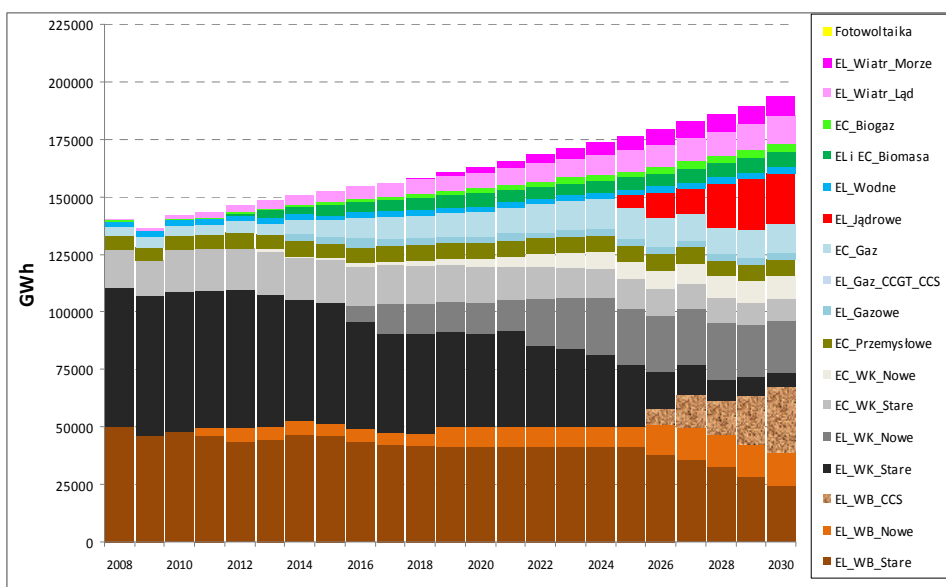
3.5.3. Scenariusz opóźnienia realizacji programu budowy elektrowni jądrowych

W ramach omawianego scenariusza przeanalizowano sytuację, w której program budowy elektrowni jądrowej w Polsce opóźnia się i uruchomienie pierwszego bloku jądrowego następuje w 2025 roku. Biorąc pod uwagę złożoność techniczną przedsięwzięcia, trudności logistyczne oraz skalę nakładów finansowych związanych z budową elektrowni jądrowej, jest to z pewnością zagrożenie, które trzeba brać pod uwagę.

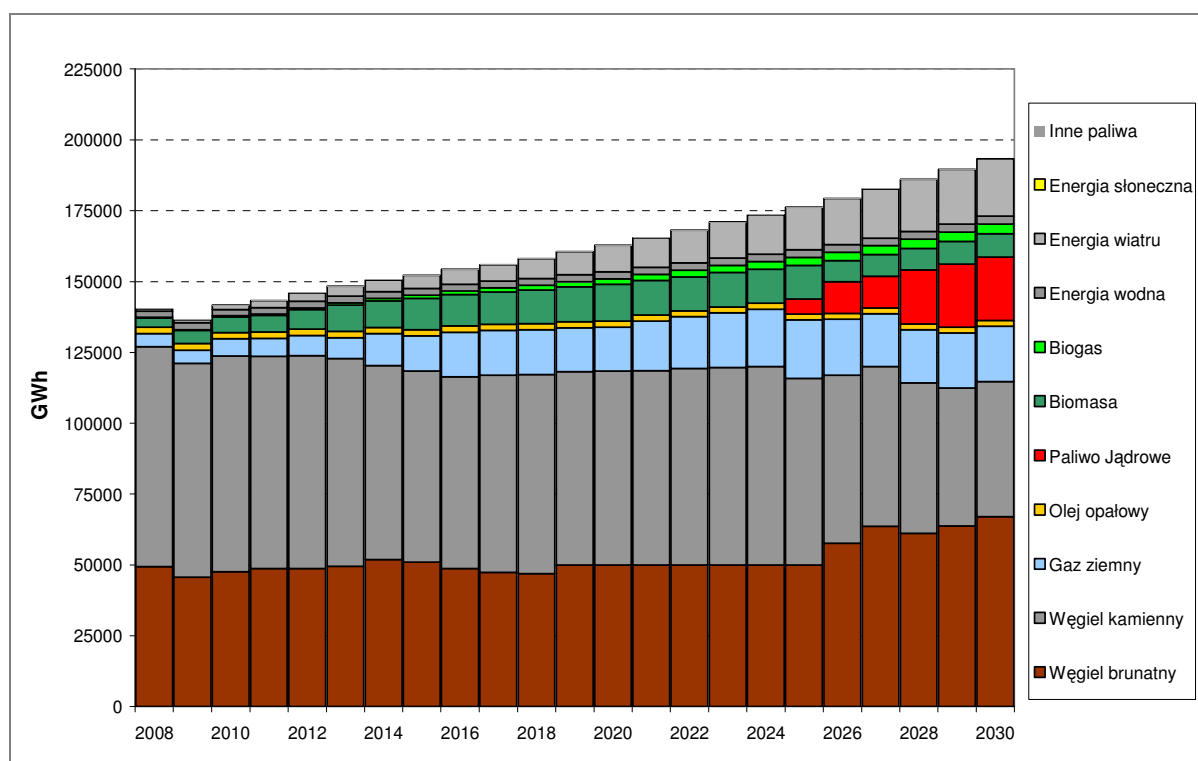
Poniżej pokazano strukturę mocy wytwórczych, wielkość produkcji energii elektrycznej z poszczególnych technologii oraz zużycia paliw dla scenariusza opóźnienia budowy elektrowni jądrowych.



Rys. 3.18. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza opóźnienia budowy elektrowni jądrowych



Rys. 3.19. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza opóźnienia budowy elektrowni jądrowych

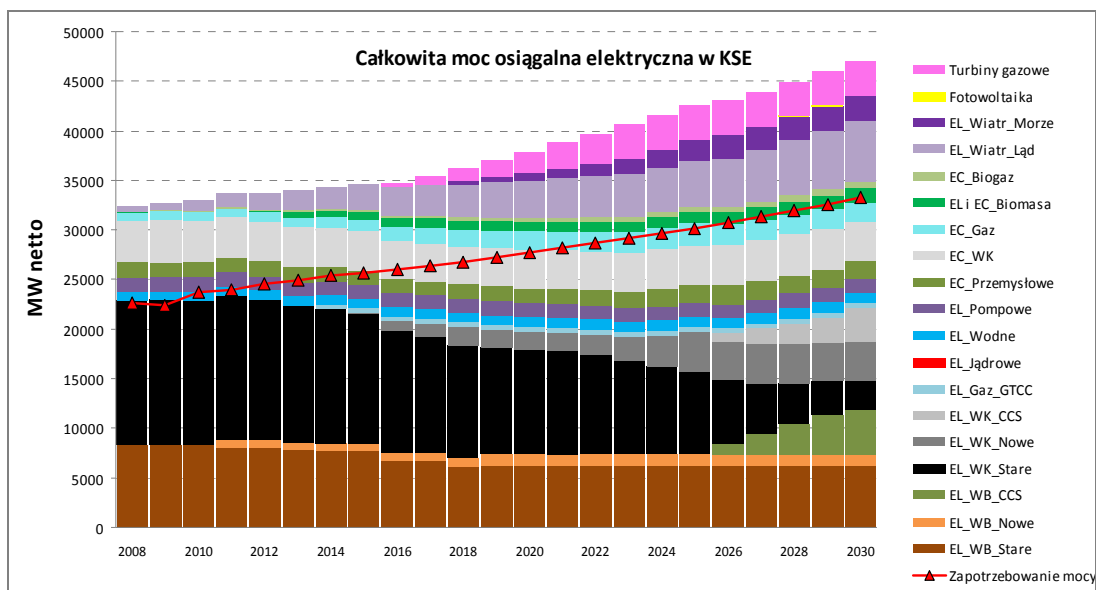


Rys. 3.20. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej w scenariuszu opóźnienia budowy elektrowni jądrowych

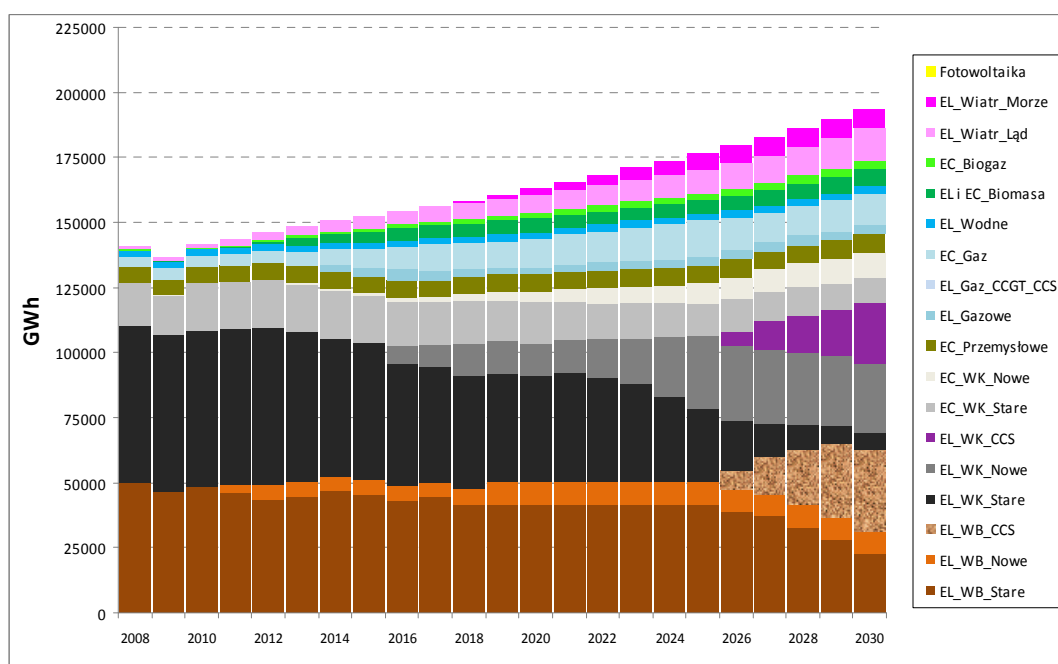
W omawianym scenariuszu pierwszy blok elektrowni jądrowej uruchamiany jest w roku 2025 a kolejny w roku 2028. Łącznie do 2030 roku bloki jądrowe osiągają około 3000 MW mocy elektrycznej. W scenariuszu bazowym od 2028 roku w systemie powinny pracować już trzy bloki jądrowe o łącznej mocy około 4500 MW. Powstający w stosunku do scenariusza bazowego deficyt około 1500 MW mocy pokrywany jest głównie nowymi blokami na węgiel kamienny (około 900 MW) i na węgiel brunatny (około 600 MW), nie wyposażonymi w instalacje CCS.

3.5.4. Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych

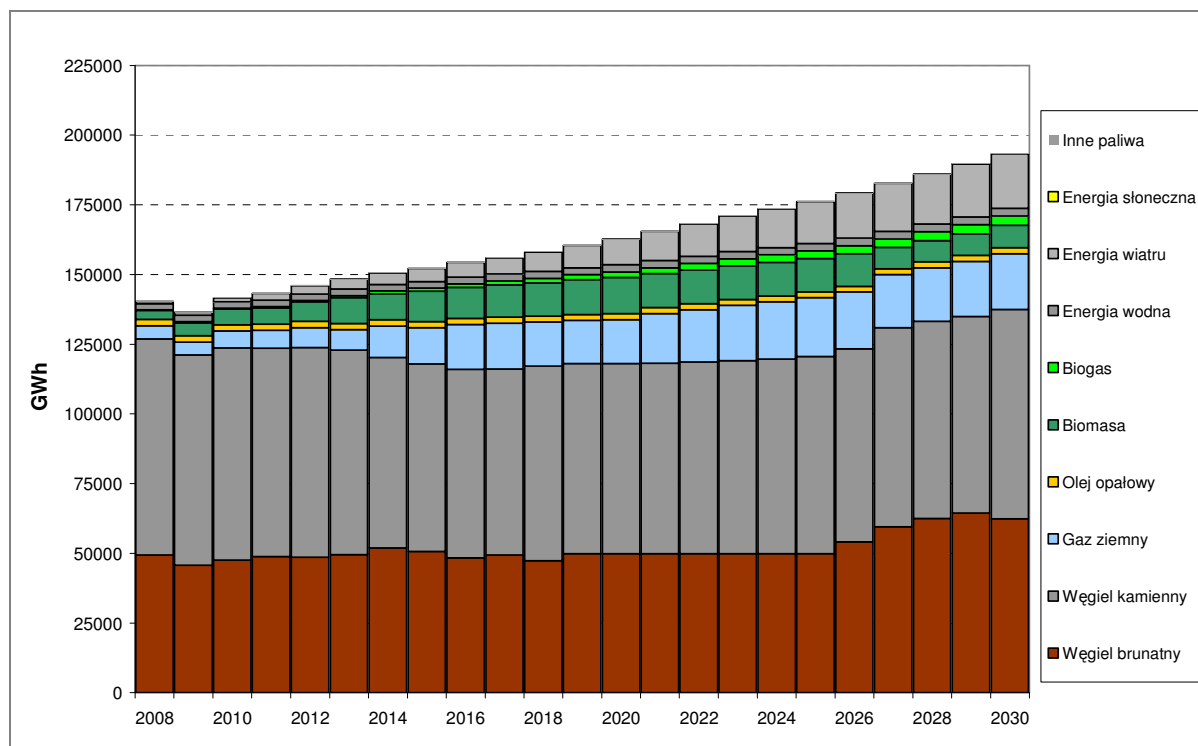
W ramach niniejszego wariantu analizy zbadano, jak kształtowałyby się struktura źródeł wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie do 2030 roku w przypadku rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych w Polsce. Poniżej przedstawiono prognozowaną w takim scenariuszu strukturę produkcji energii elektrycznej, mocy oraz zużycia paliw na produkcję energii elektrycznej w kraju.



Rys. 3.21. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza bez elektrowni jądrowych



Rys. 3.22. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza bez elektrowni jądrowych



Rys. 3.23. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej w scenariuszu bez elektrowni jądrowych

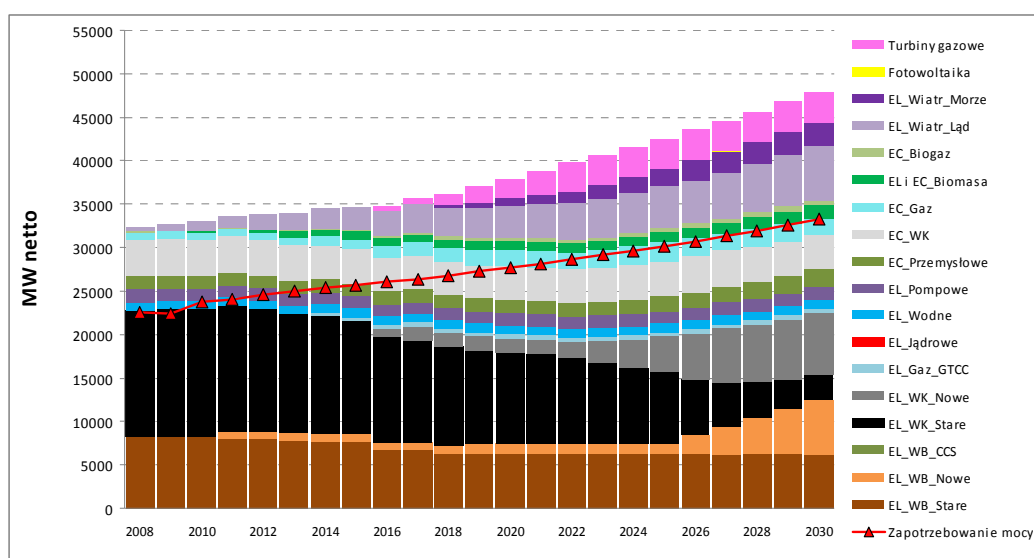
W przypadku rezygnacji z budowy bloków jądrowych, przy założonych cenach paliw i uprawnień do emisji CO₂, optymalnym rozwiązaniem jest budowa źródeł konwencjonalnych na węglu kamiennym. W takim scenariuszu w latach 2016-2025 powstają nowe bloki na węgiel kamienny o łącznej mocy około 4000 MW, natomiast po roku 2025 wszystkie nowe bloki na węgiel kamienny wyposażone są w instalacje wychwyty i magazynowania CO₂ – łącznie do roku 2030 powstaje ich około 3300 MW. Jest to wyraźna różnica w stosunku do wyników scenariusza bazowego, w którym nie powstawały elektrownie na węglu kamiennym wyposażone w CCS.

W przypadku elektrowni na węgiel brunatny nowe bloki również wyposażone są w technologię CCS, przy czym podobny wynik uzyskiwany był już w scenariuszu bazowym.

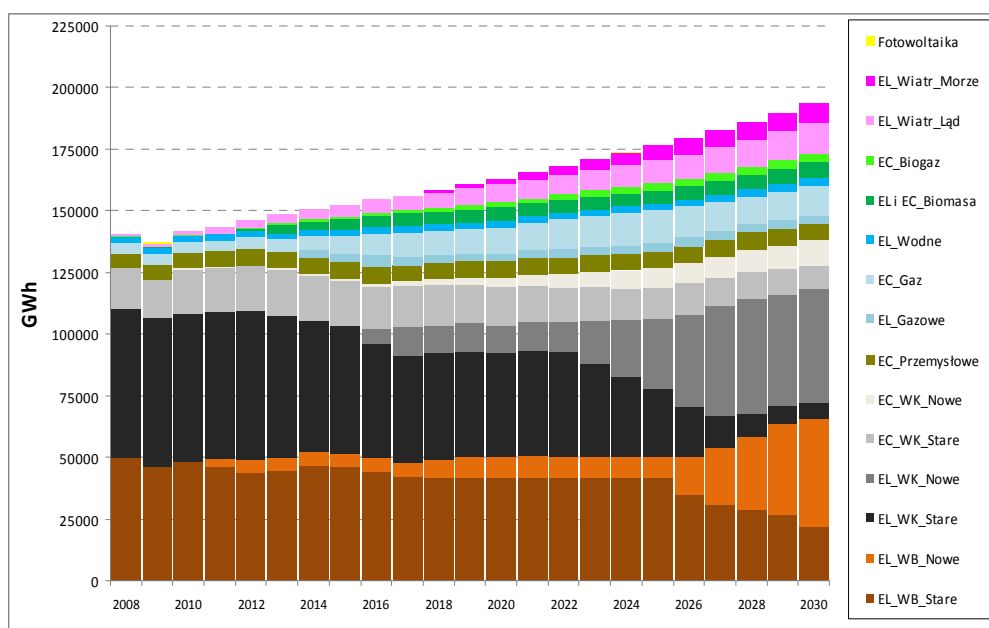
Wyniki te wskazują, że przy założonych cenach gazu ziemnego oraz cenach uprawnień do emisji CO₂, główną alternatywą dla elektrowni jądrowych są elektrownie węglowe z instalacjami CCS. Elektrownie gazowo-parowe są wobec nich wciąż mało konkurencyjne. Z drugiej strony, biorąc pod uwagę znaczną niepewność rzeczywistych przyszłych kosztów instalacji CCS – zarówno nakładów inwestycyjnych jak i kosztów operacyjnych – należy traktować te wyniki z rezerwą. Przy wyższych kosztach operacyjnych lub inwestycyjnych układów CCS źródła gazowe mogłyby okazać się znacznie bardziej konkurencyjne.

3.5.5. Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych i brak dostępności technologii wychwyty i składowania dwutlenku węgla (CCS)

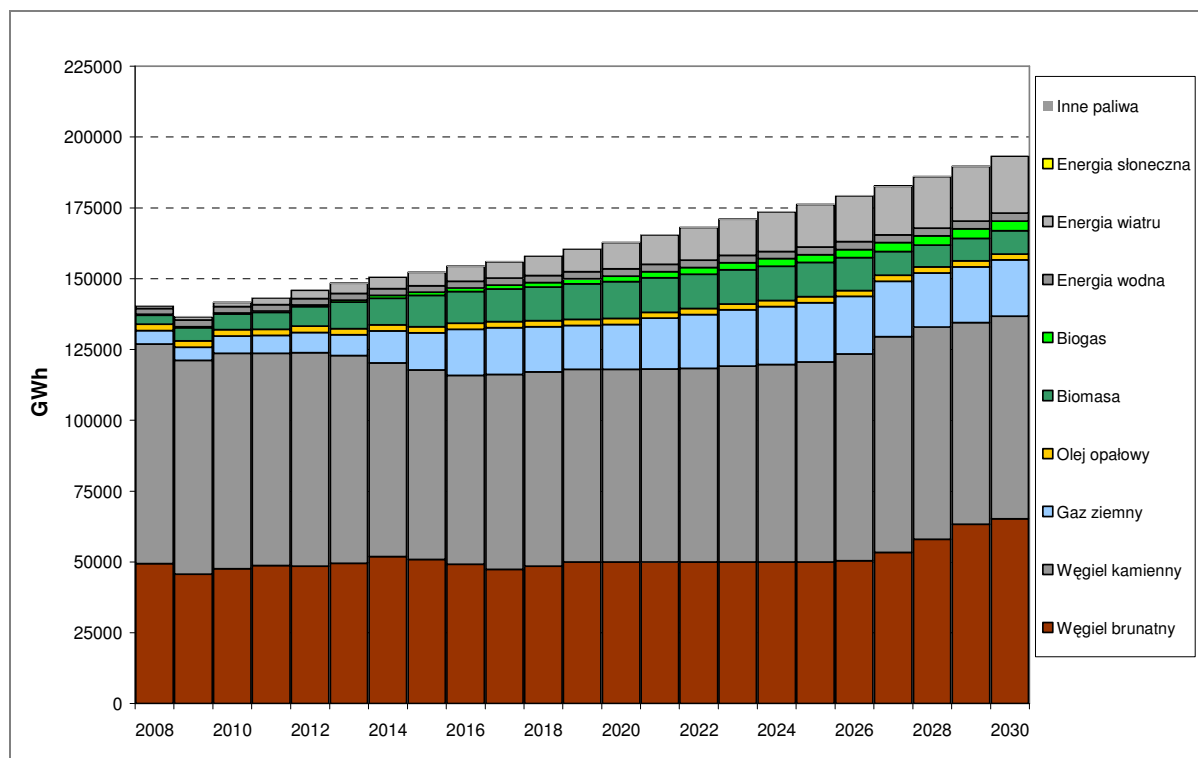
Prezentowany powyżej scenariusz pokazał, że w przypadku odstąpienia od budowy elektrowni jądrowej, jej rolę w znacznym stopniu powinny przejąć źródła wyposażone w instalacje CCS. Poniżej przedstawiono strukturę mocy wytwórczych, produkcję oraz zużycie paliw dla scenariusza zakładającego zarówno rezygnację z budowy elektrowni jądrowych jak również brak możliwości wyposażania źródeł w instalacje CCS.



Rys. 3.24. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS



Rys. 3.25. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS

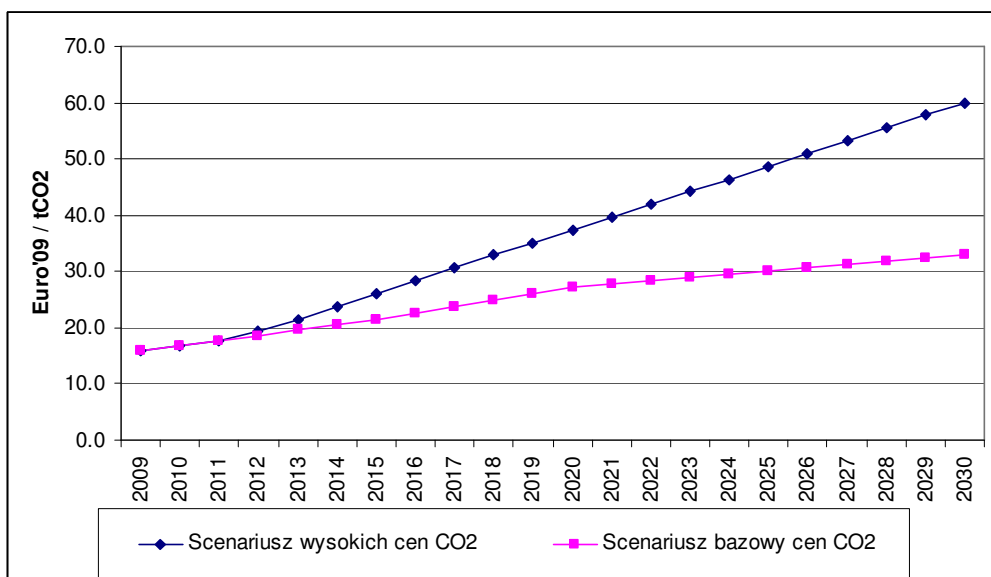


Rys. 3.26. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej w scenariuszu rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS

Uzyskane wyniki są bardzo podobne do wyników poprzedniego scenariusza z tą różnicą, że w miejsce elektrowni wyposażonych w instalacje wychwyty CO_2 , pojawiają się nowe elektrownie na węgiel kamienny i węgiel brunatny. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej jest w tych wariantach niemal identyczna. Źródła zasilane gazem ziemnym również w tym scenariuszu są mało konkurencyjne.

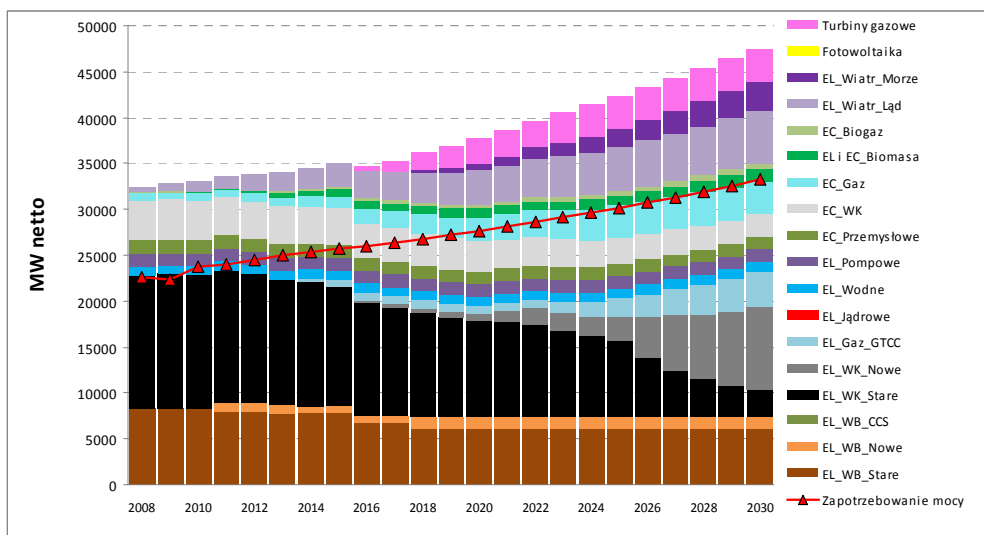
3.5.6. Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO_2

W niniejszym scenariuszu założono, że do 2030 roku nie powstaną w Polsce elektrownie jądrowe ani nie będą budowane źródła konwencjonalne, wyposażone w instalacje CCS. Jednocześnie scenariusz ten zakłada wyższy poziom cen uprawnień do emisji CO_2 (patrz rys. 3.27).

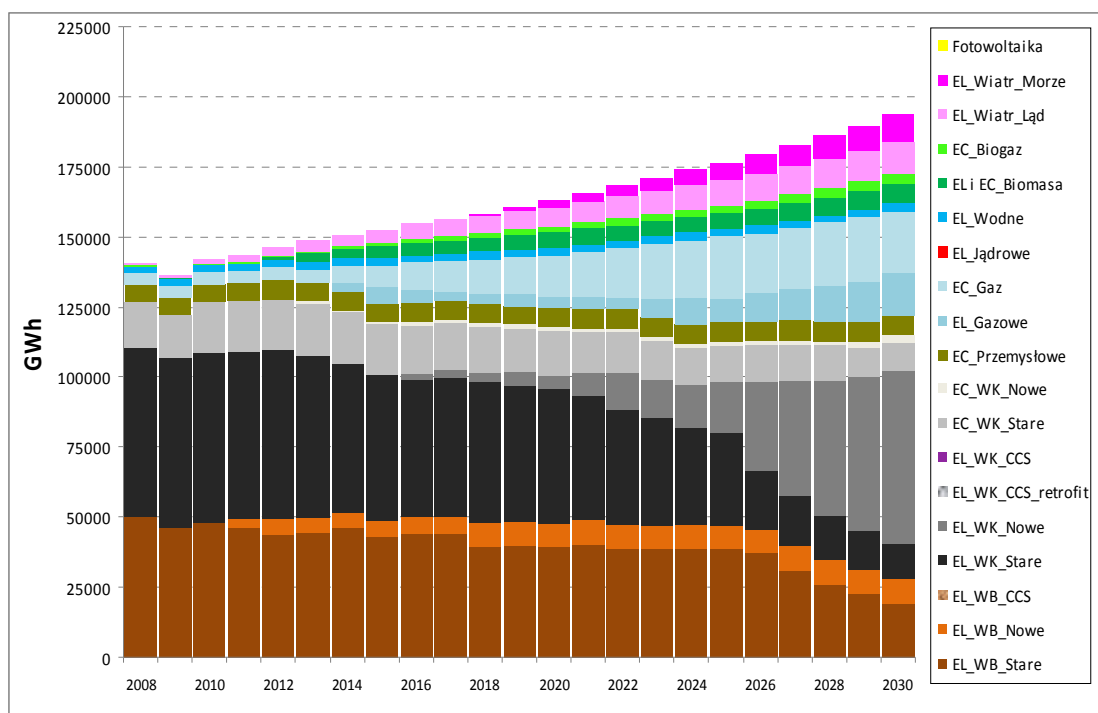


Rys. 3.27. Porównanie cen uprawnień do emisji CO₂ w scenariuszu bazowym i w analizie wrażliwości [€'09/tCO₂]

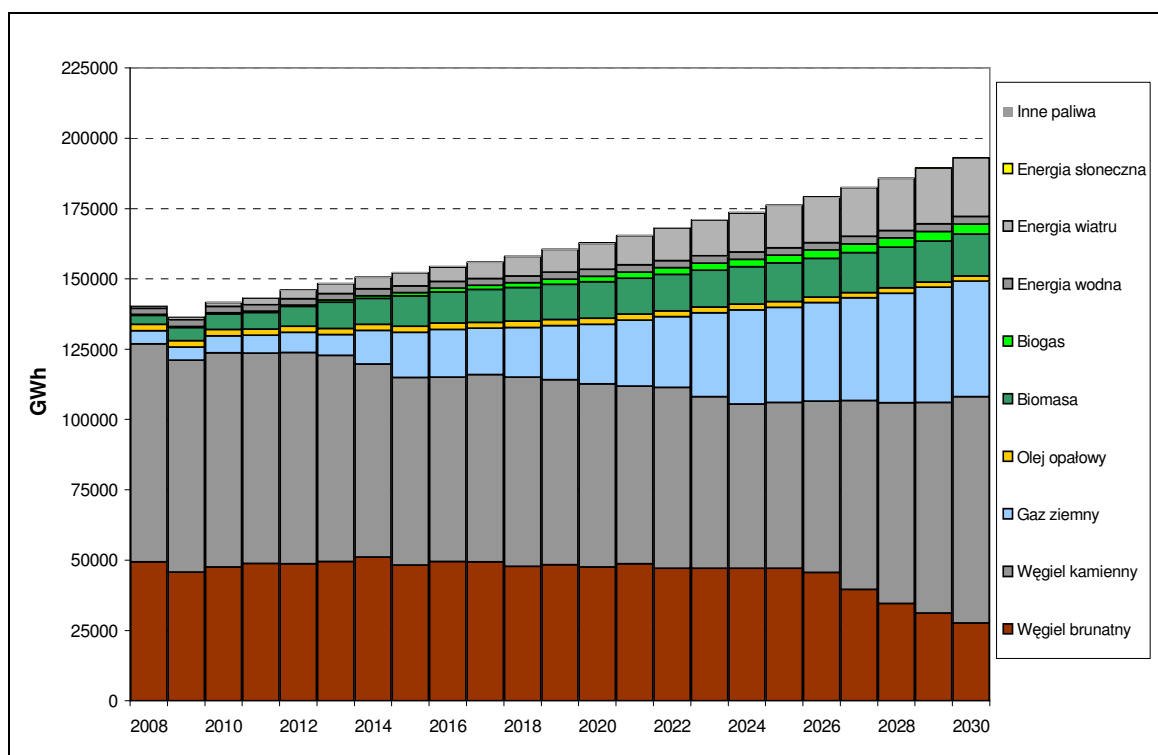
Poniżej przedstawiono uzyskane wyniki w postaci struktury mocy źródeł wytwórczych, struktury produkcji energii elektrycznej oraz struktury zużycia paliw na produkcję energii elektrycznej.



Rys. 3.28. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂



Rys. 3.29. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza rezygnacji z budowy el. jądrowej i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂



Rys. 3.30. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej w scenariuszu rezygnacji z budowy el. jądrowej i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂

W przypadku rezygnacji z energetyki jądrowej oraz źródeł wyposażonych w instalacje CCS, wysoki poziom cen uprawnień do emisji CO₂ sprawia, że maleje wykorzystanie węgla

brunatnego, jako najbardziej emisyjnego z paliw, na rzecz węgla kamiennego i gazu ziemnego. Po 2020 r. nie powstają żadne nowe elektrownie na węglu brunatnym a produkcja w obiektach istniejących w latach 2025-2030 znacząco się zmniejsza. Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego w roku 2030 jest niższa o ok. 40% w porównaniu do scenariusza bez elektrowni jądrowych i CCS z niższymi cenami CO₂. Większa jest natomiast produkcja elektrowni na węglu kamiennym oraz elektrowni zasilanych gazem ziemnym - ok. 3800 MW mocy w roku 2030. Znacząco rośnie produkcja w elektrociepłowniach gazowych, głównie kosztem nowych elektrociepłowni na węglu kamiennym.

Generalnie scenariusz ten można scharakteryzować następująco: wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ powodują, że źródła gazowe stają się konkurencyjne w stosunku do źródeł węglowych, pomimo niekorzystnej relacji cen gazu do cen węgla kamiennego. Udział gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej staje się w tym wariantcie znaczący (około 20%).

Jednocześnie scenariusz ten jest charakterystyczny jeśli chodzi o średnie systemowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, w porównaniu do pozostałych scenariuszy. Analizę porównawczą kosztów wytwarzania w poszczególnych scenariuszach przedstawiono poniżej.

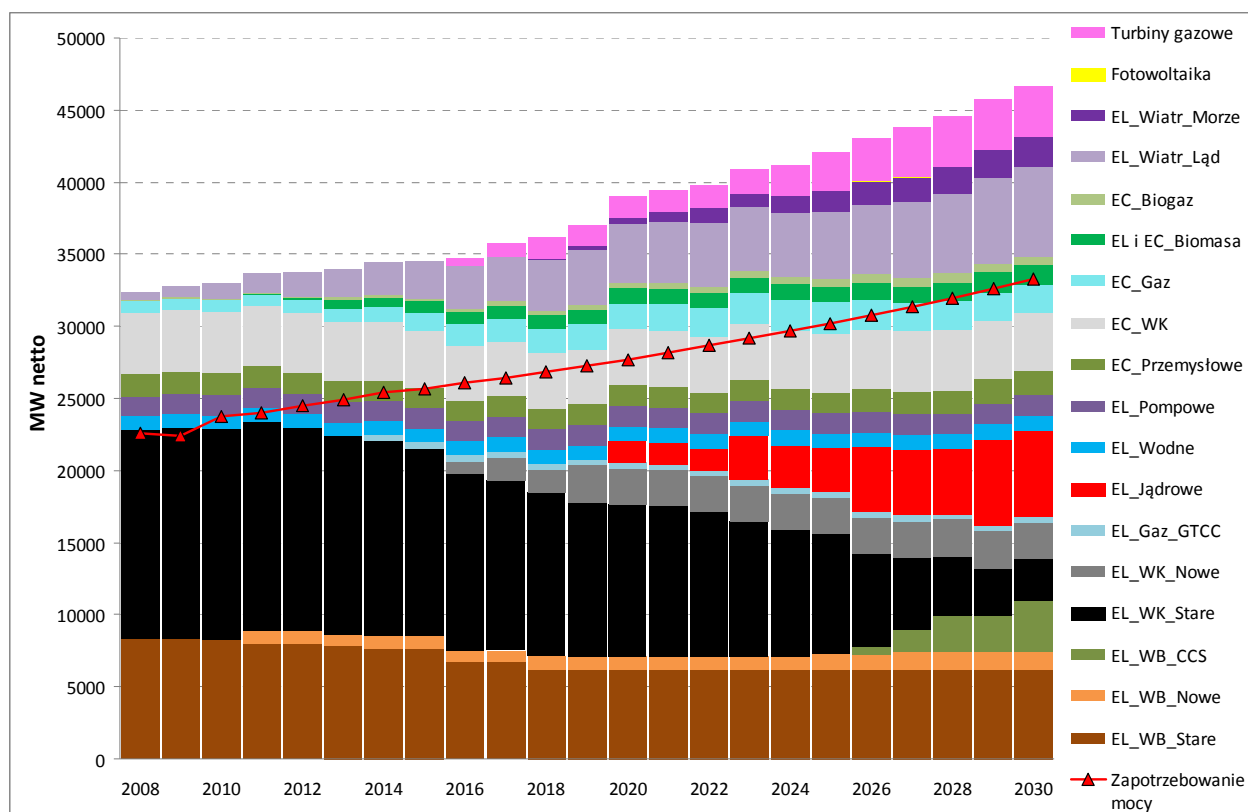
3.5.7. *Scenariusz z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r.*

W scenariuszu tym założono, że pierwsza elektrownia jądrowa o mocy 1500 MW netto powstanie już w 2020 roku. Założenie to jest zgodne z dokumentem rządowym „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” Zdaniem przedstawicieli firm zainteresowanych budową tego typu elektrowni, wciąż istnieją techniczne możliwości wykonania pierwszego bloku w tym terminie, choć niewątpliwie będzie musiało się to wiązać z przyspieszeniem prac związanych z uchwaleniem przepisów prawnych niezbędnych dla rozwoju i funkcjonowania energetyki jądrowej, ustaleniem lokalizacji, wyborem technologii i podpisaniem kontraktu na budowę oraz uzyskaniem wymaganych prawem pozwoleń. Jeżeli ten etap prac zostanie zakończony przed 2016 r., istnieją możliwości zakończenia budowy w zakładanym w PEP 2030 r. okresie. Tabela 3.12 i rys. 3.31 przedstawiają strukturę technologiczną mocy osiągalnej źródeł wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r.

Tab. 3.12. Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej [MW]

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
--	------	------	------	------	------	------

EL_WB_Stare	8 326	8 293	7 728	6 213	6 213	6 213
EL_WB_Nowe	0	0	795	909	1 102	1 223
EL_WB_CCS	0	0	0	0	0	3 496
EL_WK_Stare	14 536	14 601	13 033	10 513	8 322	2 913
EL_WK_Nowe	0	0	0	2 520	2 520	2 520
EL_WK_CCS	0	0	0	0	0	0
EL_Gaz_GTCC	0	0	400	400	400	400
EL_Jądrowe	0	0	0	1 500	3 000	6 000
EL_Wodne	929	944	981	1 019	1 056	1 094
EL_Pompowe	1 405	1 405	1 405	1 405	1 405	1 405
EC_Przemysłowe	1 547	1 509	1 447	1 409	1 429	1 688
EC_WK	4 231	4 267	3 932	3 930	4 026	3 993
EC_Gaz	797	797	1 207	1 807	2 253	1 910
EL i EC_Biomasa	39	41	827	1 052	1 077	1 430
EC_Biogaz	51	76	211	371	514	604
EL_Wiatr_Ląd	526	1 059	2 559	4 059	4 659	6 188
EL_Wiatr_Morze	0	0	0	450	1 430	2 030
Fotowoltaika	1	1	2	4	10	24
Turbiny gazowe	0	0	0	1 467	2 650	3 500
Razem	32 388	32 992	34 526	39 028	42 066	46 630



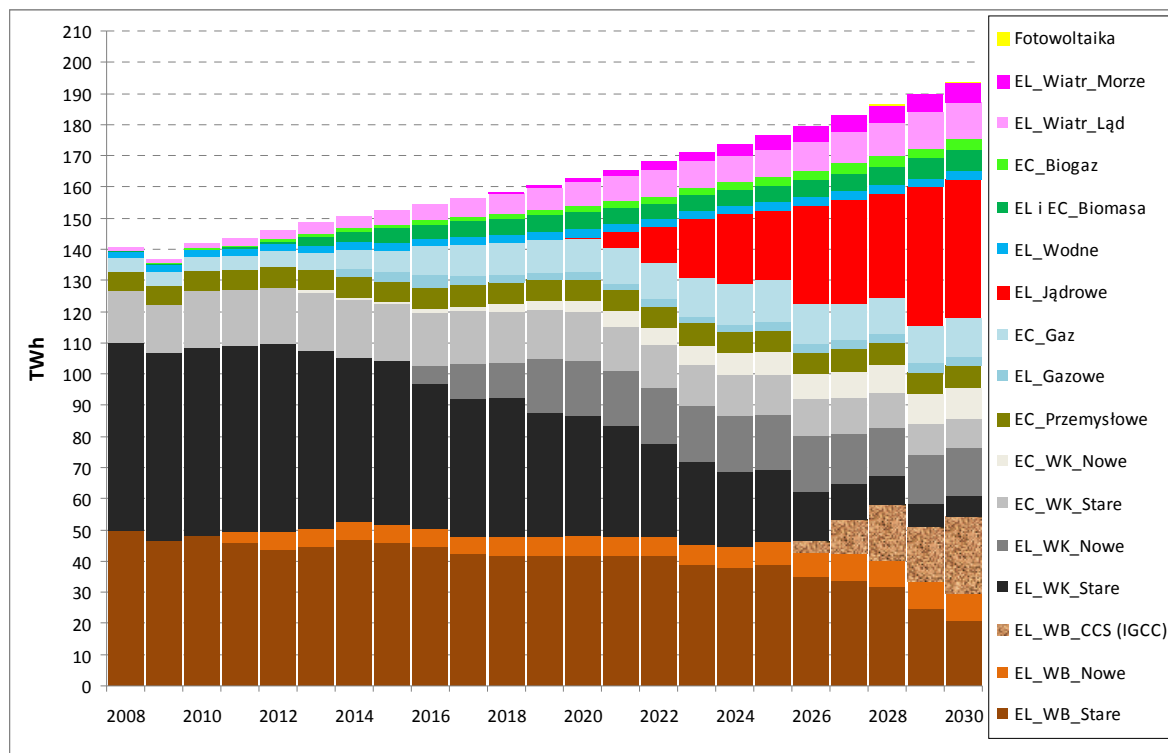
Rys. 3.31. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r.

Ponieważ przyjęto w tym scenariuszu, że pierwszy blok elektrowni jądrowej powstanie w 2020 r., a kolejne będą budowane w odstępach trzyletnich, w rezultacie optymalizacji

kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE, w strukturze wytwarzania do 2030 r. pojawia się 6000 MW. W związku z tym, w rozpatrywanym scenariuszu bloki elektrowni jądrowych stanowią największy udział spośród wszystkich wariantów w ramach przeprowadzonej analizy wrażliwości. W scenariuszu bazowym do końca 2030 powstaje o 1 blok mniej tj. 4500 MW, co stanowi najważniejszą różnicę pomiędzy tymi wariantami. Prognoza struktury technologicznej i paliwowej produkcji energii elektrycznej przedstawiona została w tab. 3.12 oraz na rys.3.32.

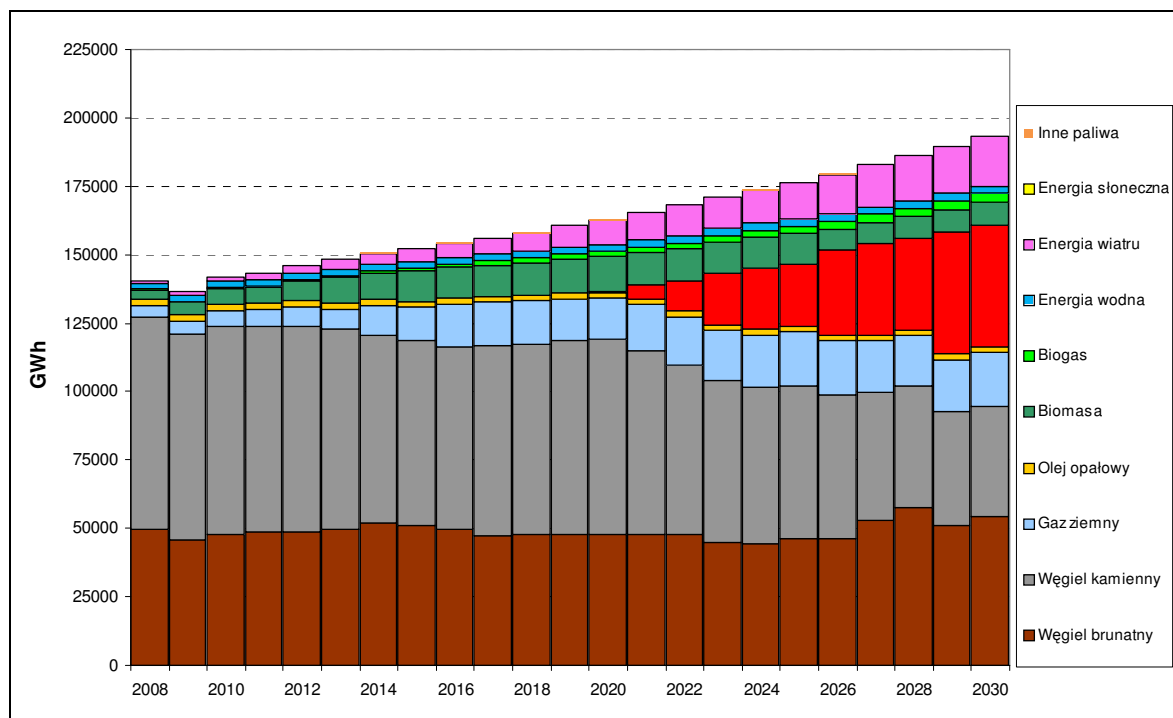
Tab. 3.13. Produkcja energii elektrycznej w podziale na technologie [TWh]

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
EL_WB_Stare	49.9	48.3	45.9	41.7	38.7	21.0
EL_WB_Nowe	0.0	0.0	5.6	6.4	7.8	8.7
EL_WB_CCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.7
EL_WK_Stare	60.6	60.2	52.8	38.5	22.6	6.5
EL_WK_Nowe	0.0	0.0	0.0	17.8	17.8	15.5
EC_WK_Stare	16.4	18.0	18.3	15.4	12.7	9.2
EC_WK_Nowe	0.0	0.0	0.6	4.0	7.5	10.0
EC_Przemysłowe	6.1	6.5	6.6	6.8	7.0	7.1
EL_Gazowe	0.0	0.0	2.8	2.1	2.7	3.1
EC_Gaz	4.2	4.5	7.0	10.8	13.4	11.9
EL_Jądrowe	0.0	0.0	0.0	0.4	22.3	44.7
EL_Wodne	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8
EL i EC_Biomasa	0.2	0.2	4.5	5.6	5.3	6.7
EC_Biogaz	0.2	0.4	1.1	2.0	2.8	3.2
EL_Wiatr_Ląd	0.8	1.5	4.6	7.5	8.9	12.1
EL_Wiatr_Morze	0.0	0.0	0.0	1.4	4.3	6.1
Fotowoltaika	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Produkcja netto	140.6	141.9	152.2	162.9	176.5	193.3
Potrzeby własne	14.4	14.4	14.3	14.1	13.7	16.3
Produkcja brutto	155.0	156.3	166.5	177.0	190.2	209.6
Eksport netto	1.2	1.4	0	0	0	0
Krajowe zapotrz. brutto	153.8	154.9	166.5	177.0	190.2	209.6



Rys. 3.32. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r.

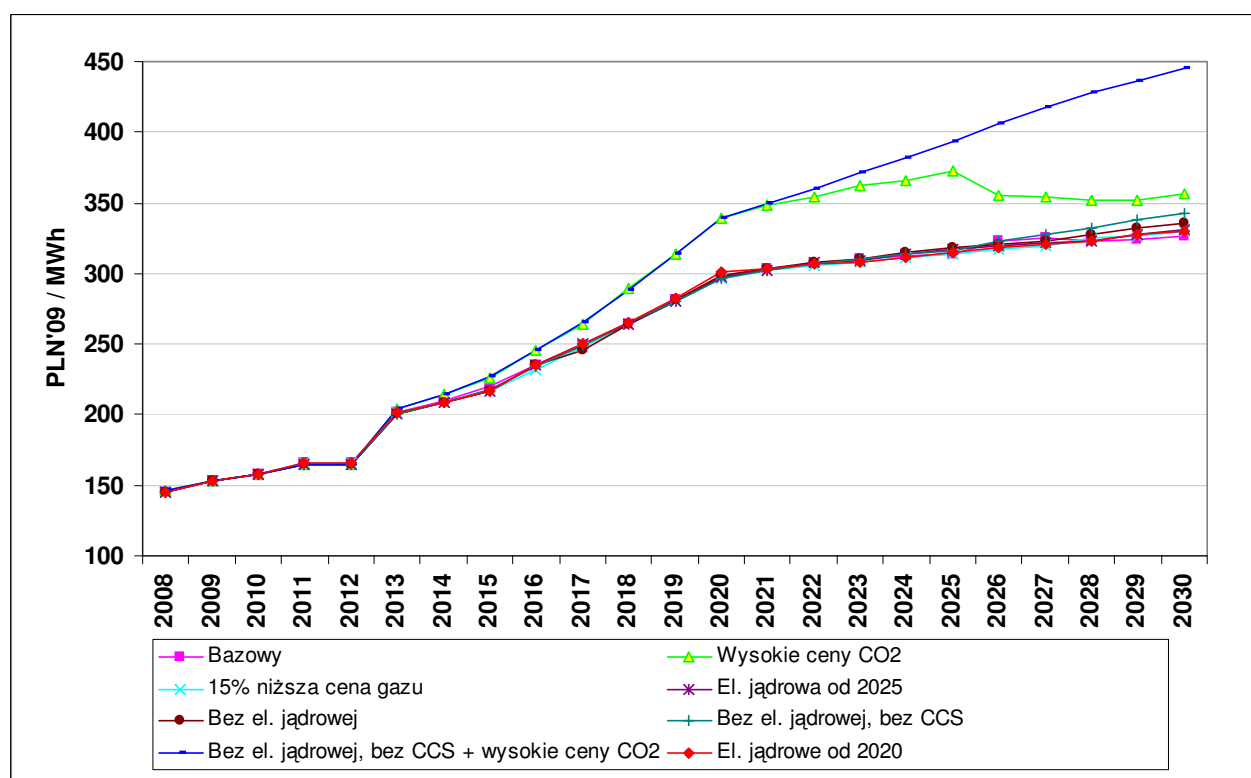
Przyjęto, że w roku uruchomienia, produkcja z pierwszego bloku elektrowni jądrowej jest znikoma ze względu na to, że przy tak napiętym harmonogramie prac, najprawdopodobniej pierwsze megawatogodziny popłyną z końcem 2020 r.



Rys. 3.33. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej w scenariuszu z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r.

3.6. Porównanie kosztów wytwarzania, poziomu emisji CO₂ oraz kosztów wytwarzania w poszczególnych scenariuszach

W ramach analiz wrażliwości dokonano oszacowania średnich systemowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, związanych z realizacją każdego ze scenariuszy. Wyniki przedstawiono na rys. 3.34. Prezentowane koszty wytwarzania obejmują koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂.



Rys. 3.34. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych scenariuszach przeanalizowanych w ramach analiz wrażliwości [zł'09/MWh]

Prezentowane powyżej koszty wytwarzania wymagają szerszego komentarza. Przede wszystkim, niezależnie od scenariusza, następuje istotny wzrost kosztów wytwarzania w stosunku do kosztów z roku bazowego, czyli 2008. Zasadniczy wzrost kosztów wytwarzania następuje w latach 2013 – 2020 i jest spowodowany głównie rosnącymi kosztami emisji CO₂.

W scenariuszu bazowym koszty wytwarzania osiągają w latach 2025-2030 poziom około 330 zł/MWh. Podobny poziom kosztów wytwarzania występuje we wszystkich scenariuszach z niskimi cenami uprawnień do emisji CO₂. Dzieje się tak dlatego, że przy

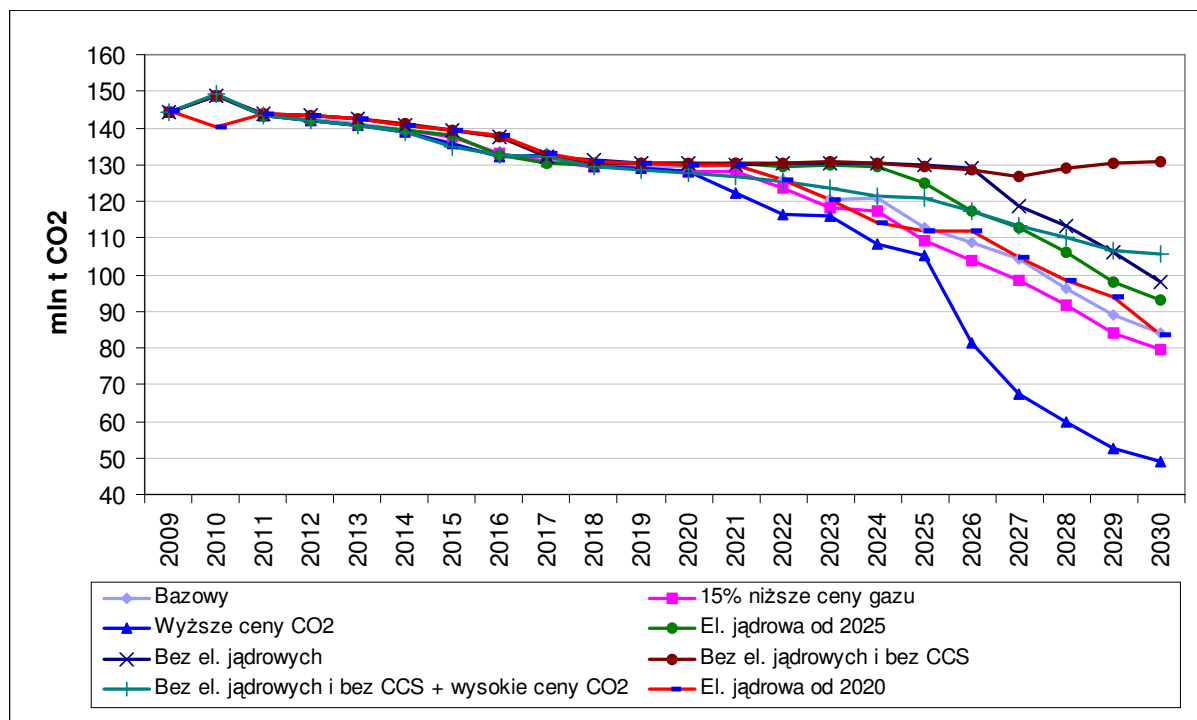
bazowej cenie CO₂, oraz przyjętej dynamice cen paliw, różnice efektywności ekonomicznej dostępnych technologii wytwórczych są nieznaczne. Dlatego ani scenariusz opóźnienia budowy pierwszego bloku elektrowni jądrowej, ani całkowitej rezygnacji z technologii jądrowej nie wpływają znacząco na koszty wytwarzania. W miejsce elektrowni jądrowych pojawiają się elektrownie konwencjonalne wyposażone w instalacje CCS. Przy założeniu, że nie będą budowane ani elektrownie jądrowe ani elektrownie z CCS koszty rosną ale jest to wzrost niewielki. Technologie te są bowiem zastępowane są przez elektrownie konwencjonalne, których koszty wytwarzania, przy bazowych cenach CO₂, są porównywalne lub tylko minimalnie wyższe.

W scenariuszu niskich cen gazu elektrownie gazowe stają się bardziej konkurencyjne i ich udział w produkcji rośnie. Nie ma to jednak istotnego wpływu na ogólny poziom kosztów wytwarzania, które pozostają bardzo zbliżone do poziomu ze scenariusza bazowego.

Istotnych informacji dostarczają natomiast dwa scenariusze zakładające wysoką cenę uprawnień do emisji CO₂. W scenariuszu dopuszczającym budowę elektrowni jądrowej i źródeł węglowych z CCS, koszty wytwarzania rosną szybciej niż w scenariuszu bazowym osiągając w latach 2024-2025 poziom około 370 zł/MWh czyli około 20% wyższy. Po 2025 roku rosnący udział elektrowni jądrowych oraz elektrowni wyposażonych w instalacje CCS powoduje stabilizację kosztów wytwarzania. Pomimo znacznie wyższych cen CO₂ koszty wytwarzania w roku 2030 są w tym scenariuszu wyższe tylko o około 8% od kosztów w scenariuszu bazowym.

Koszty wytwarzania w sytuacji wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ przy rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i instalacji CCS są najwyższe i rosną przez cały okres prognozy. W roku 2030 koszty te osiągają poziom ok. 445 zł/MWh, czyli o ponad 25% wyższy niż w scenariuszu wysokich cen CO₂, ale dopuszczającym wykorzystanie energetyki jądrowej i CCS.

Na rysunku 3.35. przedstawiono wielkości emisji związane z realizacją poszczególnych scenariuszy.



Rys. 3.35. Porównanie poziomów emisji CO₂ w różnych scenariuszach przeanalizowanych w ramach analiz wrażliwości

Prezentowane wyniki pokazują, że rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ już w scenariuszu bazowym powodują około 40% redukcję emisji w roku 2030 w porównaniu do emisji z roku 2009. W scenariuszu niższych cen gazu ziemnego poziom redukcji emisji osiąga około 45% w stosunku do roku bazowego.

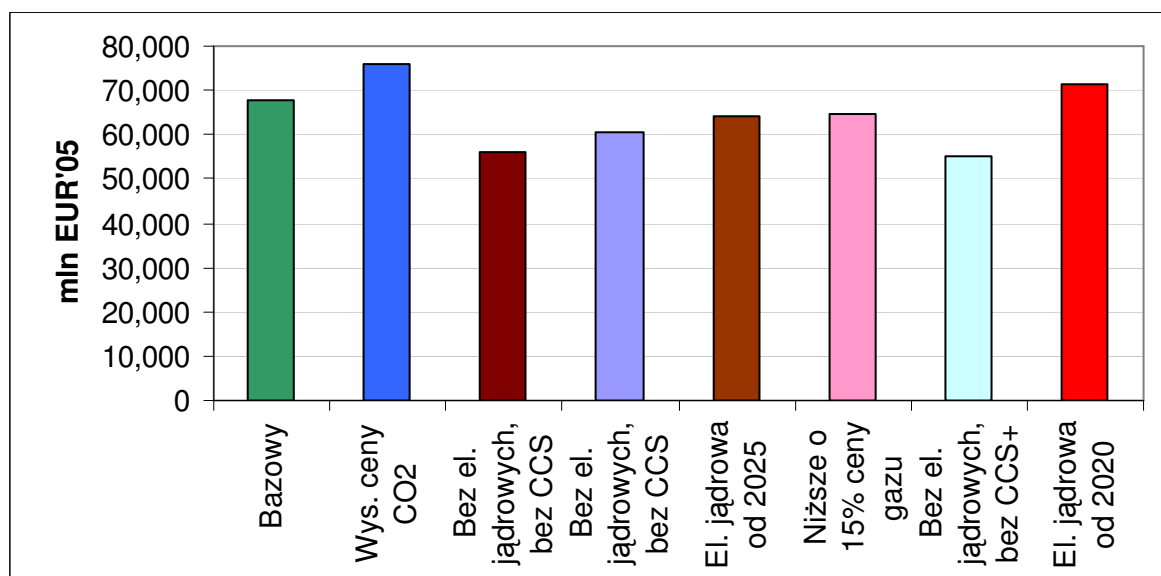
Największe redukcje emisji CO₂ - o ponad 65% w stosunku do roku bazowego - następują w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji. Wymuszają one głęboką zmianę struktury źródeł wytwórczych - przede wszystkim wzrost udziału elektrowni jądrowych i elektrowni węglowych wyposażonych w CCS.

W pozostałych scenariuszach, które zmniejszają lub całkowicie wykluczają rozwój elektrowni jądrowych lub technologii CCS, możliwości redukcji emisji CO₂ są znacznie ograniczone. Szczególnie wyraźnie widać to w wariantcie bez elektrowni jądrowych i bez układów CCS, w którym w końcowych latach prognozy następuje nawet niewielki wzrost emisji CO₂.

Porównanie niezbędnych nakładów inwestycyjnych na realizację prognozowanej struktury źródeł wytwarzania, obejmujących: odtworzenie wycofywanych oraz modernizację istniejących, a także budowę nowych jednostek wytwórczych przy uwzględnieniu wszystkich parametrów - w tym jednostkowych nakładów inwestycyjnych opisanych w Założeniach - przedstawiono w tab. 3.12 oraz na rys. 3.36.

Tab. 3.12. Porównanie łącznych nakładów inwestycyjnych na realizację prognozowanej struktury źródeł wytwórczych w rozpatrywanych wariantach [mln €'05]

	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Razem
Bazowy	2 855	6 621	13 195	21 246	23 840	67 757
Wysokie ceny CO₂	2 855	6 942	10 478	20 667	34 771	75 714
Bez el. jądrowych, bez CCS	2 855	6 705	12 145	12 510	21 823	56 038
Bez el. jądrowych	2 855	6 801	12 239	12 277	26 467	60 640
El. jądrowa od 2025	2 855	6 621	12 462	17 539	24 655	64 133
Niższe o 15 % ceny gazu	2 855	6 764	11 343	20 489	23 367	64 818
Bez el. jądrowych, bez CCS+ wysokie ceny CO₂	2 855	7 120	10 132	11 562	23 610	55 279
El. jądrowa od 2020	2855	6621	18995	13851	29150	71 473



Rys. 3.36. Porównanie łącznych nakładów inwestycyjnych na realizację prognozowanej struktury źródeł wytwórczych w rozpatrywanych wariantach [mln €'05]

Oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym w scenariuszu Bazowym, niezbędne do realizacji prognozowanej struktury, wynoszą ok. 68 mld €'05 do 2030 r., co przekłada się na średnioroczne nakłady inwestycyjne w wysokości ok. 3 mld €'05. Najwyższe nakłady inwestycyjne przypadają na okres od 2021 – 2030, ze względu budowę trzech bloków o mocy 1500 MW w EJ oraz budowę jednostek z instalacjami CCS. Spośród wszystkich rozpatrywanych wariantów, najwyższymi nakładami inwestycyjnymi charakteryzuje się scenariusz z wysokimi cenami uprawnień do emisji CO₂, natomiast najniższymi scenariusze bez elektrowni jądrowych i bez CCS (ponieważ są to inwestycje najbardziej kapitałochłonne). Wysokie nakłady inwestycyjne w scenariuszu z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r., wiążą się z budową czterech bloków po 1500 MW netto do 2030 r. czego nie obserwuje się w żadnym z rozpatrywanych scenariuszy.

3.7. Podsumowanie analiz wrażliwości

W ramach analiz wrażliwości pokazano wpływ kluczowych założeń scenariuszowych na prognozowaną strukturę wytwarzania energii elektrycznej, a także wynikające z niej poziomy emisji CO₂ oraz średnie systemowe koszty wytwarzania.

Oceniając wyniki pod kątem skutków i korzyści z wdrażania programu budowy elektrowni jądrowych należy zauważyć, że w warunkach niskich cen uprawnień do emisji CO₂ elektrownie jądrowe praktycznie nie zmieniają średnich kosztów wytwarzania ale pozwalają na osiągnięcie znacznych redukcji emisji CO₂.

Natomiast przy wysokich cenach CO₂, elektrownie jądrowe wpływają stabilizująco na poziom cen energii elektrycznej - brak elektrowni jądrowych w strukturze źródeł wytwórczych skutkuje rosnącymi kosztami wytwarzania. Częściowo alternatywę dla elektrowni jądrowych mogą stanowić źródła konwencjonalne z instalacjami wychwytu i składowania CO₂. Jednak biorąc pod uwagę obecny, wczesny stan rozwoju tej technologii, należy ostrożnie podchodzić do oszacowań przyszłych parametrów technicznych oraz kosztów związanych z eksploatacją tej technologii. Analogiczne oceny kosztów funkcjonowania elektrowni jądrowych są znacznie bardziej wiarygodne.

4. Podsumowanie aktualizacji prognozy i wnioski

4.1. Założenia aktualizacji prognozy

- 1) Wykorzystano prognozę demograficzną dla Polski opracowaną przez GUS w lutym 2009 r. Zakłada ona, że liczba ludności spadnie z obecnych 38,1 mln do 36,8 mln w 2030 r., natomiast liczba gospodarstw domowych wzrośnie z obecnych 14,67 mln do 15,65 mln w 2030 r.
- 2) Przyjęto projekcję rozwoju gospodarczego Polski w oparciu o opublikowany w październiku 2010 r. przez Ministerstwo Finansów dokument pt. „Wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych na potrzeby wieloletnich prognoz finansowych jednostek samorządu terytorialnego”. Jest to jeden z najbardziej aktualnych scenariuszy rozwoju gospodarczego Polski, uwzględniający skutki kryzysu gospodarczego lat 2008-2009. Struktura tworzenia PKB została przyjęta w oparciu o scenariusz ekonomiczny IBnGR z 2007 r. W analizowanym okresie gospodarka Polski rozwijać się będzie ze średnim tempem wzrostu PKB na poziomie 3,4%. Jest to tempo znacznie niższe od przyjętego w „Prognozie dla PEP2030”, które wynosiło 5,1%. Najbardziej dynamicznie rozwijającym się sektorem będą usługi a ich udział w tworzeniu PKB zwiększy się z 58% w 2008 r. do 65% w 2030 r. Małał będzie udział przemysłu w tworzeniu PKB z 24,3% w 2008 r. do 19,7% w 2030 r. W samym sektorze przemysłu zmniejszy się udział przemysłu ciężkiego z 12% w 2008 r. do 9,5% w 2030 r.
- 3) Prognozę cen paliw oparto na najnowszym opracowaniu Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) „World Energy Outlook 2010”. Zakłada ona wzrost cen ropy do poziomu ok. 110 USD’09/boe w 2030 r. Ceny gazu ziemnego w tej prognozie rosną z podobną dynamiką i osiągają poziom 475 USD’09/1000 m³ w 2030 r. Ceny węgla kamiennego rosną nieznacznie - do ok. 106 USD’09/t w 2030 r. W obliczeniach modelowych przyjęto, że średnie ceny tych paliw w kraju kształtować się będą zgodnie z prognozami cen na rynku europejskim. W przypadku węgla brunatnego przyjęto cenę na poziomie 2,26 USD’09/GJ dla węgla z istniejących kopalń i cenę o 50% wyższą w przypadku nowych odkrywek uruchamianych po 2025 r.
- 4) W prognozie nie uwzględniano wykorzystania gazu łupkowego, ze względu na brak wiarygodnych informacji pozwalających, w chwili obecnej, na realną ocenę jego zasobów jak i kosztów pozyskania.

- 5) W przypadku kosztów pozyskania paliwa jądrowego uwzględniono pełny koszt paliwa obejmujący koszty surowca (rudę uranu), procesu wzbogacania i produkcji elementów paliwowych, a także koszty schładzania i składowania paliwa wypalonego.
- 6) W prognozie założono, że przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji istniejących, od 2013 r. będzie się liniowo zmniejszał do zera w 2020 r. Założono, że sektor energetyczny zdoła spełnić wymogi pozwalające na uzyskanie derogacji.
- 7) Ceny uprawnień do emisji CO₂ przyjęto, podobnie jak ceny paliw, w oparciu o opracowanie „World Energy Outlook 2010” IEA. Prognoza ta zakłada, że ceny uprawnień osiągną w 2030 r. poziom 33 €/tCO₂.
- 8) Założono zerowe saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą.
- 9) W analizach modelowych założono, że do 2025 r. dostępne będą wyłącznie technologie wytwarzania energii elektrycznej znajdujące się obecnie w ofertach komercyjnych - bez technologii wychwytu i składowania CO₂ (CCS). Po 2025 r. założono możliwość budowy nowych elektrowni wyposażonych w CCS, bądź doposażenia istniejących jednostek w CCS (dotyczy jednostek przystosowanych do ewentualnego przyłączenia CCS - tzw. capture ready).

4.2. Wyniki zaktualizowanej prognozy

W perspektywie 2030 r. nastąpi wzrost zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną o około 43% do poziomu 167 TWh. Oznacza to średnioroczny wzrost na poziomie 1,6%. Największy wzrost zapotrzebowania obserwowany jest w sektorze usług (o 60%) i w gospodarstwach domowych (o 50%), mniejszy w przemyśle (o 22%).

- 1) Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe do 2030 r. wzrośnie do poziomu ok. 314 PJ czyli o ok. 17% w stosunku do roku bazowego. Największy wzrost prognozowany jest w sektorze usług (ok. 90%), cechującym się najwyższym tempem rozwoju. Wzrost zapotrzebowania w gospodarstwach domowych wyniesie ok. 8%. Tak niewielki wzrost spowodowany jest w znacznej mierze poprawą efektywności energetycznej budynków i racjonalizacją zużycia ciepła (minimalizacja strat, regulacja systemów grzewczych). W przemyśle zapotrzebowanie na ciepło sieciowe wzrośnie o około 13% w stosunku do roku bazowego - głównie ze względu na spowodowane kryzysem obniżenie zużycia w latach 2008 i 2009. W trendach długookresowych można mówić o stabilizacji zużycia ciepła sieciowego w przemyśle.

- 2) Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wzrośnie z 32,4 GW w 2008 r. do około 46,4 GW w 2030 r. czyli ok. 43% (średnioroczne tempo 1,65%). Zapotrzebowanie na moc szczytową wzrośnie z poziomu 22,6 MW w 2008 r. do ok. 33,3 MW w 2030 r.
- 3) Produkcja energii elektrycznej netto rośnie z poziomu 140,6 GWh w 2008 r. do 193,4 GWh w 2030 r. (wzrost o ok. 38%).
- 4) Wystąpią istotne zmiany w strukturze paliwowej wytwarzania energii elektrycznej, wymuszone przede wszystkim prowadzoną polityką klimatyczną i środowiskową:
 - a. Przede wszystkim nastąpi spadek wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej – o ok. 18%. Udział węgla w strukturze wytwarzania zmniejszy się z ok. 90% w 2008 r. do ok. 54% w 2030 r.
 - b. Energetyka jądrowa zacznie odgrywać istotną rolę w sektorze producentów energii, wytwarzając w 2030 r. ok. 17% krajowej produkcji energii elektrycznej.
 - c. Źródła odnawialne w 2020 r. łącznie będą miały ok. 17% udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, z czego większość przypada na źródła biomasowe oraz, w nieco mniejszym stopniu, wiatrowe. Zapewnia to spełnienie celu 15% udziału energii OZE w energii finalnej brutto w 2020 r., zgodnie z wymogami Dyrektywy 2009/28/EC. W latach 2020–2030 produkcja ze źródeł odnawialnych będzie stopniowo wzrastać, przy czym coraz większą rolę będą odgrywać elektrownie wiatrowe. Udział źródeł odnawialnych w strukturze produkcji energii elektrycznej nie zmieni się już istotnie i pozostanie na poziomie ok. 17% w 2030 r.
 - d. Wzrośnie rola gazu ziemnego, którego udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej wyniesie w 2030 r. ok. 10%.
- 5) Pomimo, że w sektorze energetycznym wciąż będą dominować paliwa węglowe, rosnąca dywersyfikacja struktury paliwowej umożliwi znaczne ograniczenie emisji CO₂ oraz zanieczyszczeń takich jak SO₂, NO_x i pyłów dzięki rozwojowi źródeł odnawialnych, energetyki jądrowej, wysokosprawnej kogeneracji i technologii CCS.
- 6) Struktura mocy wytwórczych zmieni się istotnie w okresie prognozy.
 - a. Powstaje około 8000 MW nowych mocy zasilanych paliwami węglowymi, natomiast wycofywanych będzie w tym okresie ok. 13700 MW mocy. Łącznie moc elektrowni węglowych zmniejszy się z 22860 MW w roku bazowym do około 17200 MW w 2030 r.

- b. Po 2025 r. zaczną rozwijać się elektrownie węglowe, wyposażone w instalacje CCS. Czynnikiem stymulującym ich rozwój będą rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂, które w 2030 r. osiągną poziom ok. 33 €/t. Do 2030 r. około połowa nowych źródeł węglowych będzie wyposażona w CCS. Należy zaznaczyć, że obecne przewidywania co do możliwości technicznych stosowania CCS w Polsce jak i kosztów związanych z eksploatacją tej technologii, są obarczone znaczną niepewnością.
 - c. Rozwój źródeł na węglu brunatnym uwarunkowany będzie uruchomieniem wydobywania węgla brunatnego z nowych odkrywek. W przeciwnym razie większość nowobudowanych źródeł będą stanowiły elektrownie na węglu kamiennym.
 - d. Rośnie udział kogeneracji zasilanej węglem kamiennym, gazem ziemnym i biomasą. W znacznej części wykorzystany będzie potencjał zastąpienia kotłów ciepłowniczych układami skojarzonymi.
 - e. Prognozowane wysokie ceny gazu ograniczą rozwój elektrowni gazowo-parowych. Natomiast będą budowane turbiny gazowe ze względu na konieczność rezerwowania mocy wiatrowych i potrzeby rozwoju mocy szczytowych.
 - f. W strukturze o najmniejszych kosztach zdyskontowanych pierwsza elektrownia jądrowa o mocy 1500 MW pojawia się w 2022 r. a kolejne bloki powinny być uruchamiane w trzyletnich odstępach – łącznie do 2030 r. powinno być oddane do eksploatacji 4500 MW mocy jądrowych. W analizie wrażliwości rozpatrzono przypadek, w którym pierwszy blok elektrowni jądrowej zostaje oddany do użytku pod koniec 2020 r. W wariantcie tym do 2030 r. powstaje łącznie 6000 MW mocy w tej technologii.
 - g. Polityka promocji źródeł odnawialnych (głównie poprzez zielone certyfikaty) spowoduje intensywny rozwój elektrowni wiatrowych. Do 2030 r. powstanie ok. 6000 MW siłowni wiatrowych na lądzie i około 2550 MW na morzu. Elektrownie i elektrociepłownie biomasowe uzyskają w 2030 r. moce na poziomie około 1400 MWe a biogazowe około 600 MWe.
- 7) W perspektywie do roku 2030 niezbędne nakłady inwestycyjne związane z modernizacją istniejących i budową nowych źródeł wytwórczych wyniosą ok. 68 mld €'05 (średniorocznie ok. 3 mld €'05). Okres największej kumulacji nakładów przypada na lata

2021–2030 i związany jest z budową elektrowni jądrowych i jednostek z instalacjami CCS.

- 8) Prognozowane ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym rosną znacząco ze 194.8 zł/MWh w 2009 r. do ok. 380 zł/MWh (niemal dwukrotny wzrost). Zasadniczy wzrost cen nastąpi w latach 2013–2022 – głównie ze względu na rosnący udział kosztu uprawnień do emisji CO₂ w kosztach wytwarzania. Koszt ten rośnie z ok. 2 zł/MWh w okresie początkowym do przeszło 100 zł/MWh w 2020 r. Po roku 2022 ceny energii się stabilizują na co główny wpływ mają nowe źródła niskoemisyjne – elektrownie jądrowe a po 2025 r. także elektrownie wyposażone w instalacje CCS.
- 9) Prognozowane emisje CO₂ spadają z poziomu 144,2 mln t w 2008 r. do 84,2 mln t w 2030 r. (spadek o około 42%), pomimo wzrostu zapotrzebowania na finalną energię elektryczną. Jest to możliwe głównie wskutek znacznego spadku średniej emisyjności produkcji energii elektrycznej, spowodowanego wprowadzeniem do struktury wytwarzania elektrowni jądrowych, technologii CCS a także wzrostem udziału OZE oraz gazu ziemnego.
- 10) Wdrażanie programów racjonalizacji zużycia energii skutkuje średniorocznym zmniejszeniem zużycia energii finalnej w latach 2016–2030 na poziomie 2,3%. Największy potencjał oszczędności występuje w Usługach (średnio roczna poprawa efektywności o ok. 4.1%) i w Gospodarstwach domowych (3%).
- 11) Przeprowadzone analizy wrażliwości wskazują, że:
 - a) Ceny uprawnień do emisji CO₂ mają największy wpływ na strukturę wytwarzania i poziom cen energii. Scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ (60 €/t w 2030 r.) cechują najniższe emisje CO₂ – redukcja o około 65% w 2030 r. w stosunku do roku bazowego. Koszty wytwarzania dla tego scenariusza w latach 2016–2025 znacząco przewyższają poziom kosztów dla scenariusza bazowego. Natomiast po roku 2025 następuje stabilizacja kosztów wytwarzania związana z rosnącym udziałem w strukturze wytwórczej elektrowni jądrowych i elektrowni wyposażonych w instalacje CCS.
 - b) Istotny wpływ na prognozowaną strukturę źródeł mają ceny paliw. Największych zmian w strukturze wytwarzania można oczekiwać w przypadku zmiany relacji między ceną gazu ziemnego a cenami paliw węglowych. Zmniejszenie prognozowanej ceny gazu o 15–20%, w stosunku do scenariusza bazowego,

- spowodowałaby, że elektrownie gazowo–parowe stałyby się konkurencyjne względem źródeł węglowych i zwiększyłby się ich udział w strukturze wytwarzania.
- c) Opóźnienie budowy pierwszego bloku elektrowni jądrowej powoduje konieczność zastąpienia brakujących ok. 1500 MW jednostkami konwencjonalnymi. W praktyce należy jednak traktować to tylko jako przesunięcie w czasie a nie zmianę docelowej struktury wytwarzania. Także efekty redukcji emisji CO₂ są osiągane z kilkuletnim opóźnieniem w stosunku do scenariusza bazowego.
 - d) Całkowita rezygnacja z budowy elektrowni jądrowej skutkuje zmianą struktury wytwórczej w stronę większego wykorzystania źródeł na węglu brunatnym i kamiennym z instalacjami CCS. W przypadku braku dostępności instalacji CCS budowane będą konwencjonalne elektrownie, głównie na węglu brunatnym i kamiennym. Ze względu na ograniczony udział EJ w perspektywie prognozy i założony umiarkowany wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ nie występują większe zmiany średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej w porównaniu do scenariusza bazowego.
 - e) W warunkach wysokich cen CO₂, przy braku dostępności instalacji CCS i elektrowni jądrowych, rosnące koszty wytwarzania sprawiają, że konkurencyjne stają się elektrownie gazowo–parowe. Udział gazu (elektrownie i elektrociepłownie) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej rośnie w takim scenariuszu do 20% w 2030 r.

4.3. Energetyka jądrowa w zaktualizowanej prognozie

- a) Przy zaktualizowanych założeniach, w których uwzględniono niższe niż w prognozie dla PEP2030 zapotrzebowanie na energię elektryczną, wymagany prawem UE rozwój energetyki odnawialnej oraz nakłady inwestycyjne na budowę EJ na poziomie 3500 €'05/kW, pierwszy blok EJ o mocy 1500 MW netto powinien być uruchomiony ok. 2022 r. a łącznie do 2030 r. powinno być oddane do eksploatacji 4500 MW mocy jądrowych.
- b) W 2030 r. elektrownie jądrowe powinny wytworzyć ok. 17% krajowej produkcji energii elektrycznej. Zapewni to po 2025 r. stabilizację poziomu cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

- c) W warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ (wzrost cen z obecnego poziomu do 60 €'05/tCO₂ w 2030 r.) przy braku dostępności instalacji CCS, ewentualna rezygnacja z budowy elektrowni jądrowych spowoduje znaczący wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Średni koszt wytwarzania energii w systemie wzrośnie do poziomu ok. 445 zł'09/MWh w 2030 r., tj. o ponad 20% w odniesieniu do scenariusza bazowego z trzema blokami EJ po 1500 MW netto.
- d) W sytuacji braku dostępności technologii CCS elektrownia jądrowa stanowi główną technologię, umożliwiającą znaczące redukcje emisji CO₂ w energetyce. Scenariusze zakładające brak CCS oraz elektrowni jądrowych, w krajowej strukturze źródeł wytwórczych, cechują najwyższe poziomy emisji CO₂.
- e) Analiza uśrednionych kosztów wytwarzania wykazała konkurencyjność elektrowni jądrowych w odniesieniu do wszystkich rodzajów porównywanych elektrowni ciepłych również przy konserwatywnych dla EJ założeniach zaktualizowanej prognozy struktury źródeł energii elektrycznej w systemie.
- f) Istotnym parametrem dla konkurencyjności EJ w odniesieniu do elektrowni na paliwa organiczne jest poziom nakładów inwestycyjnych oraz ceny uprawnień do emisji CO₂. W zaktualizowanej prognozie przyjęto konserwatywnie nakłady OVN na budowę EJ na poziomie 3500 €'05/kW. Znacznie większą konkurencyjność EJ uzyska się, jeśli nakłady OVN ukształtują się na poziomie 3000 €'05/kW, co było zakładane w prognozie dla PEP2030. Dla nakładów na poziomie 3500 €'05/kW EJ są konkurencyjne w odniesieniu do elektrowni węglowych przy cenach uprawnień powyżej 15 €'05/tCO₂.
- g) Mimo konkurencyjności elektrownie jądrowe mieszczą się w prognozowanej strukturze źródeł w scenariuszu bazowym dopiero od ok. 2022 r., gdyż do pokrycia zaktualizowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach wcześniejszych wystarczają elektrownie istniejące, obecnie budowane i przewidziane prawem w celu spełnienia wymagań pakietu energetyczno-klimatycznego UE.

5. Literatura

1. „Wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych na potrzeby wieloletnich prognoz finansowych jednostek samorządu terytorialnego” – Ministerstwo Finansów, 2010 r.
2. Długookresowa prognoza makroekonomiczna i sektorowa rozwoju Polski w latach 2007 – 2030, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową, czerwiec 2007 r., wykonana na zlecenie Ministerstwa Gospodarki.
3. World Energy Outlook 2010 – IEA, Paryż 2010.
4. “Metodyka wraz z przykładowym obliczeniem limitu krajowej emisji gazów cieplarnianych dla Polski na lata 2013 – 2020 (dyrektywa EU ETS i decyzja NON – ETS)” – Eugeniusz Smol, KASHUE-KOBIZE. Warszawa, kwiecień 2010 r.
5. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej (EEAP) 2007. Ministerstwo Gospodarki, czerwiec 2007.
6. Master Plan dla transportu kolejowego w Polsce do roku 2030. Ministerstwo Infrastruktury, Warszawa, sierpień 2008.
7. Program budowy i uruchomienia przewozów Kolejami Dużych Prędkości w Polsce. Minister Infrastruktury, Warszawa, sierpień 2008.
8. Program działań dla rozwoju rynku transportu kolejowego do roku 2015, listopad 2010.
9. Wieloletni program inwestycji kolejowych 2010-2013, marzec 2011.
10. „Zrobić więcej za mniej”, Zielona księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii, Luksemburg: Urząd Oficjalnych Publikacji Wspólnot Europejskich, 2005, ISBN 92-79-00028-4.
11. The Role of Nuclear Power in Europe, opracowanie WEC, styczeń 2007 r.
12. Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.
13. European Energy and Transport -Trends to 2030 – update 2009. European Commission, October 2009.

Załącznik 1

Aktualizacja porównania jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych rodzajach elektrowni

1. Wstęp

Porównanie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej stanowi istotny element oceny konkurencyjności poszczególnych technologii i procesu wyboru kierunków inwestowania. Ostateczny wybór inwestycji powinien jednak uwzględniać kompleksowe warunki pracy systemu elektroenergetycznego, przede wszystkim przewidywane zapotrzebowanie na moc i energię, ograniczenia systemowe, niezbędną rezerwę mocy w systemie, oraz wymuszony prawem rozwój odnawialnych źródeł energii i kogeneracji. Kierunki inwestowania i polityka państwa w tym zakresie powinna wynikać z prognozy struktury źródeł o najmniejszych kosztach wytwarzania energii przy zadanych warunkach rozwoju sektora energetycznego, w tym możliwego tempa zmiany struktury źródeł, wymaganego prawem rozwoju energetyki odnawialnej i kogeneracji oraz wymagań ekologicznych w skali całego sektora wytwarzania energii.

W porównaniach konkurencyjności poszczególnych rodzajów elektrowni na potrzeby formułowania polityki energetycznej brane są pod uwagę uśrednione (levelized) w okresie ekonomicznej eksploatacji obiektu koszty wytwarzania energii stanowiące sumę kosztów inwestycyjnych¹³, kosztów paliwa oraz stałych i zmiennych kosztów eksploatacji i remontów, w tym istotnych kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂. Koszty uśrednione w okresie ekonomicznej eksploatacji obiektu oblicza się przy realnej stopie dyskonta, która jest średnim kosztem kapitału dla inwestycji infrastrukturalnych. Uwzględnia się przewidywaną eskalację (ponadinflacyjny wzrost) poszczególnych składników kosztów wytwarzania, w tym eskalację kosztów nośników energii pierwotnej, związaną z warunkami globalnego lub lokalnego rynku tych nośników. Szczegółowa metodyka analizy konkurencyjności jest przedstawiona w opracowaniu Agencji Rynku Energii z 2009 r.¹⁴

¹³ Koszty inwestycyjne (zwane również kapitałowymi) stanowią sumę amortyzacji bilansowej i kosztów kapitału. Amortyzacja bilansowa w odróżnieniu od podatkowej, jest obliczana dla okresu ekonomicznej eksploatacji obiektu.

¹⁴ Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, opracowanie Agencji Rynku Energii, listopad 2009 r.

Do porównań sporządza się krzywe konkurencyjności źródeł wytwarzania energii (screening curves), które przedstawiają sobą zależności uśrednionych jednostkowych kosztów wytwarzania od współczynnika wykorzystania mocy w systemie w skali rocznej (CF - capacity factor). Zakłada się, że każde źródło na krzywych konkurencyjności może pracować w całym zakresie współczynnika wykorzystania mocy. Z tego względu wyłącza się z krzywych elektrownie wiatrowe, które mają z natury ograniczony czas wykorzystania pełnej mocy. Konkurencyjność elektrowni wiatrowych rozpatruje się odrębnie określając dla nich koszty wytwarzania przy średnim osiągalnym w danych warunkach klimatycznych współczynniku obciążenia w systemie. Do kosztów wytwarzania w tych źródłach dolicza się zwykle koszty wykorzystania niezbędnych źródeł rezerwowych lub koszty związane ze stowarzyszonymi instalacjami akumulacji energii.

W aktualizacji analizy porównawczej określono krzywe konkurencyjności elektrowni kondensacyjnych możliwych do uruchomienia w latach 2020, 2025 i 2030, gdyż wcześniejszy okres zdominowany jest przez źródła zdeterminowane (budowane lub co do których zapadły już decyzje inwestycyjne). Porównanie przeprowadzono dla technologii zagregowanych paliwowo, gdyż różnice kosztów poszczególnych technologii w agregatach nie są istotne.

2. Porównywane rodzaje elektrowni

Na 2020 r. krzywe konkurencyjności sporządzono dla następujących zagregowanych rodzajów elektrowni:

- elektrownie spalające węgiel kamienny w kotłach pyłowych i fluidalnych;
- elektrownie spalające węgiel brunatny w kotłach pyłowych i fluidalnych;
- elektrownie jądrowe z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi III generacji;
- elektrownie parowo gazowe na gaz ziemny;.

Z analizy konkurencyjności wyłączono elektrociepłownie, gdyż koszty wytwarzania energii elektrycznej w takich jednostkach zależą od lokalnych warunków zbytu ciepła sieciowego i nie poddają się porównaniu generalnemu. Nie porównywano również elektrowni odnawialnych ze względu na lokalny charakter tych obiektów oraz turbin gazowych, które z założenia służą jako jednostki szczytowe i w systemie traktowane są raczej jako źródła mocy a nie energii.

Do analizy źródeł przewidywanych do uruchomienia w latach 2025 i 2030 r. włączono elektrownie z instalacjami zgazowania węgla (IGCC) oraz uchwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS), które w tym okresie powinny być już dostępne komercyjnie.

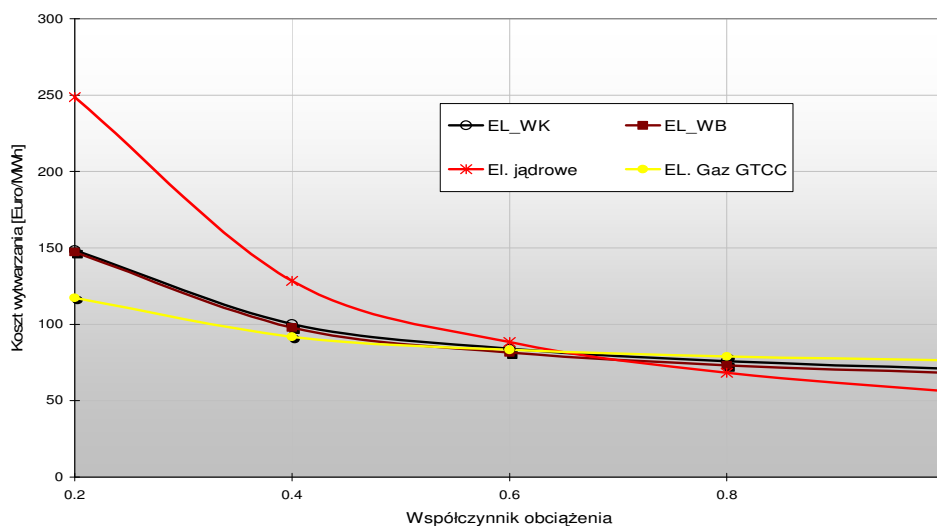
W wariancie bazowym analizy uwzględniono ceny paliw i uprawnień do emisji CO₂ oraz parametry techniczno-ekonomiczne źródeł wykorzystane w zaktualizowanej prognozie struktury o najmniejszych kosztach zdyskontowanych. Koszty w wariancie bazowym porównano z kosztami energii przy nakładach inwestycyjnych przyjętych w wariancie podstawowym analizy z 2009 r.¹

3. Krzywe konkurencyjności dla parametrów przyjętych w wariancie bazowym zaktualizowanej prognozy

Przy przyjętych założeniach bazowego scenariusza rozwoju krzywe konkurencyjności *dla rozpatrywanych reprezentatywnych elektrowni możliwych do uruchomienia w 2020 r.* (tab. 1, rys. 1) wskazują na przewagę elektrowni jądrowych już od współczynnika obciążenia powyżej 0,7. Elektrownie jądrowe nie znalazły się jednak w optymalnej strukturze źródeł na 2020 r. ze względu na niższe zapotrzebowanie na energię elektryczną w wyniku przewidywanych działań w zakresie zwiększenia efektywności zużycia energii elektrycznej oraz przyrosty mocy w źródłach już budowanych i wymuszonych przepisami prawnymi dotyczącymi obowiązku rozwoju OZE i kogeneracji.

Tab. 1. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach możliwych do uruchomienia ok. 2020 r. [€/05/MWh] przy założeniach przyjętych dla bazowego scenariusza zaktualizowanej prognozy struktury źródeł

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
EL_WK	x	148.52	100.12	83.99	75.93	71.09
EL_WB	x	147.27	97.91	81.46	73.23	68.30
El. jądrowe	x	248.56	128.44	88.40	68.38	56.37
EL. Gaz GTCC	x	117.36	91.75	83.21	78.94	76.37

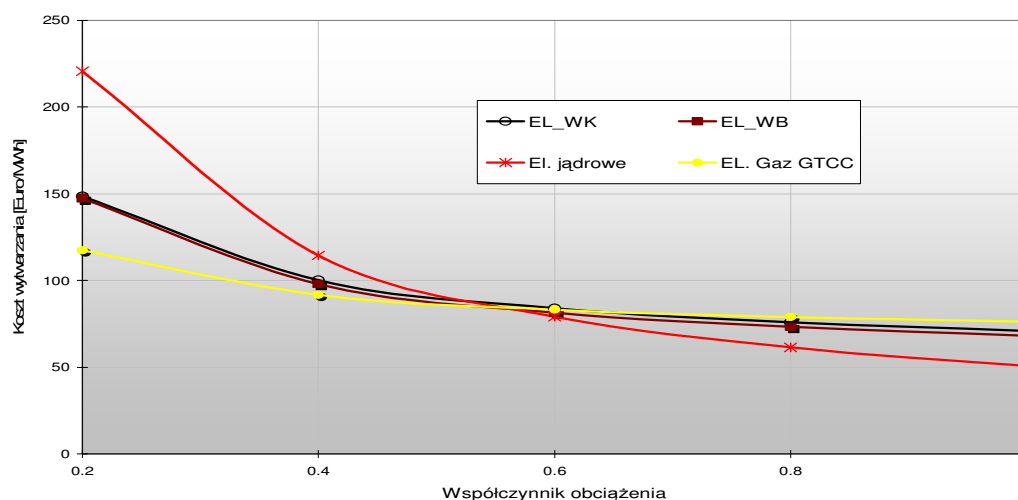


Rys. 1. Krzywe konkurencyjności reprezentatywnych elektrowni możliwych do uruchomienia ok. 2020 r. [€/05/MWh] przy założeniach przyjętych dla bazowego scenariusza zaktualizowanej prognozy struktury źródeł

W zaktualizowanej prognozie struktury źródeł zostały przyjęte nakłady inwestycyjne dla EJ na poziomie 3500 €/05/kW, o 500 €/05 wyżej niż w analizie z 2009 r.¹, z uwagi na prawdopodobne zwiększenie wymagań bezpieczeństwa jądrowego po awarii w EJ Daiichi w Fukushima. Obniżyło to nieco konkurencyjność EJ w odniesieniu do wariantu z przyjęciem nakładów na poziomie 3000 €/05/kW (tab. 2, rys.2).

Tab. 2. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach możliwych do uruchomienia ok. 2020 r. [€/05/MWh] przy założeniach przyjętych dla bazowego scenariusza zaktualizowanej prognozy struktury źródeł i nakładach na budowę EJ na poziomie 3000 €/05/kW

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
EL_WK	x	148.52	100.12	83.99	75.93	71.09
EL_WB	x	147.27	97.91	81.46	73.23	68.30
El. jądrowe	x	220.70	114.51	79.11	61.42	50.80
EL. Gaz GTCC	x	117.36	91.75	83.21	78.94	76.37

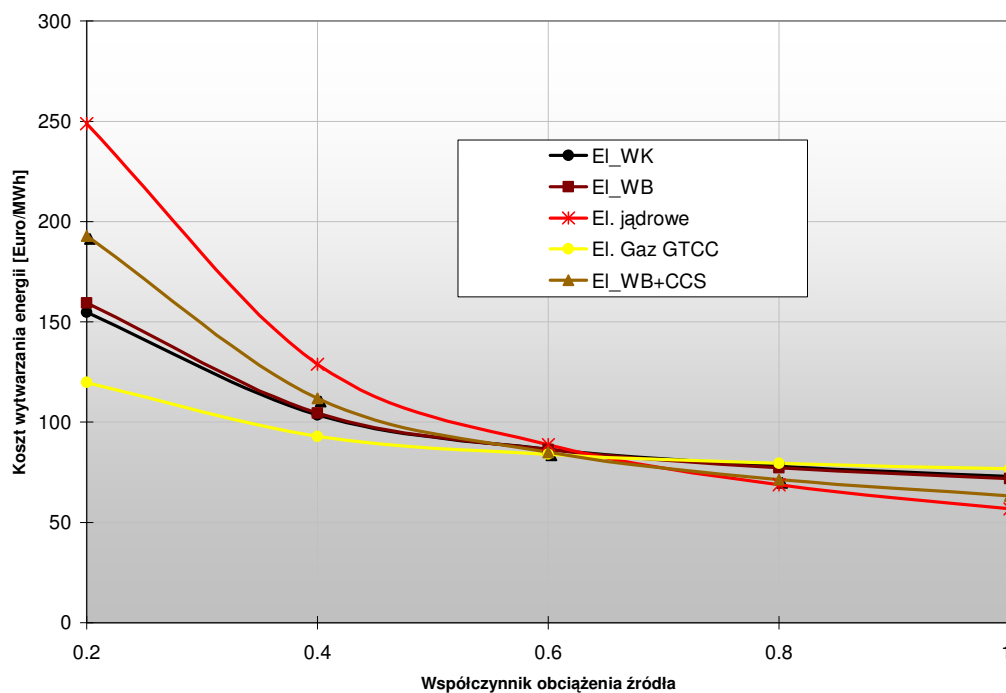


Rys. 2. Krzywe konkurencyjne reprezentatywnych elektrowni możliwych do uruchomienia ok. 2020 r. przy założeniach przyjętych dla bazowego scenariusza zaktualizowanej prognozy struktury źródeł i nakładach na budowę EJ na poziomie 3000 €'05/kW

Spośród elektrowni możliwych do uruchomienia ok. 2025 r. elektrownie jądrowe przy parametrach przyjętych w zaktualizowanej prognozie są konkurencyjne w odniesieniu do innych rodzajów elektrowni już od współczynnika obciążenia 0,65 (tab. 3, rys. 3). Ich udział w optymalnej strukturze o najniższych kosztach zdyskontowanych jest ograniczony możliwym tempem budowy. Elektrownie węglowe z instalacjami zgazowania bez CCS nie są konkurencyjne, natomiast elektrownie gazowo-parowe są konkurencyjne poniżej współczynnika obciążenia 0,6. Potwierdzają to wyniki obliczeń optymalnej struktury źródeł przy wykorzystaniu modelu MESSAGE.

Tab. 3. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach przewidzianych do uruchomienia ok. 2025 r. [€'05/MWh] przy założeniach przyjętych dla bazowego scenariusza zaktualizowanej prognozy struktury źródeł

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
El. _WK	x	150.89	102.50	86.37	78.30	73.46
El. _WB	x	153.47	104.11	87.66	79.44	74.50
El. _jądrowe	x	249.11	128.99	88.95	68.93	56.92
El. Gaz. GTCC	x	121.32	94.45	85.49	81.01	78.33
El. _WK IGCC	x	182.15	118.27	96.98	86.33	79.94
El. _WB IGCC	x	182.58	118.70	97.40	86.76	80.37

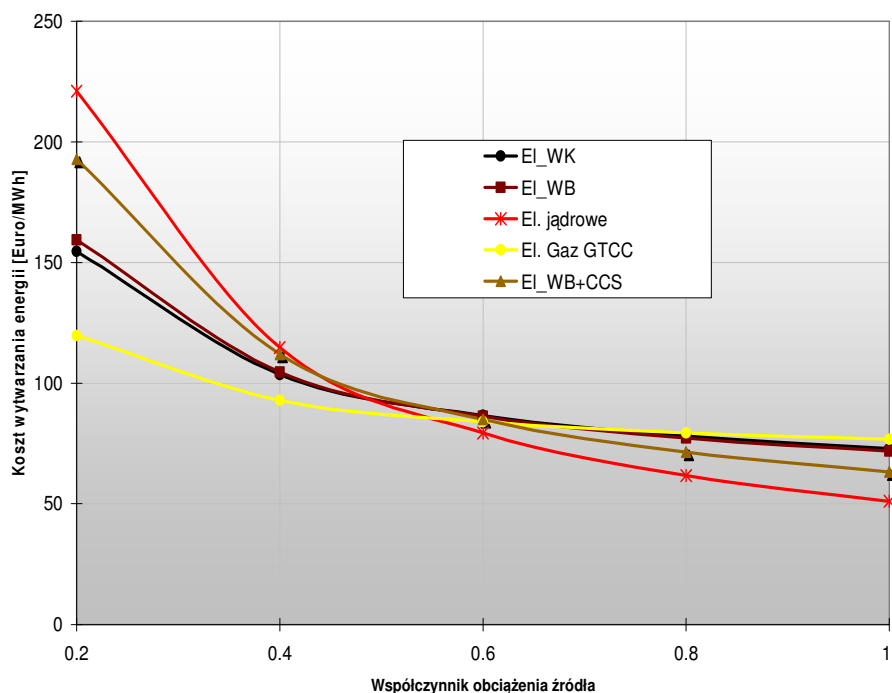


Rys. 3. Krzywe konkurencyjności elektrowni przewidzianych do uruchomienia ok. 2025 r. przy założeniach przyjętych w zaktualizowanej prognozie struktury źródeł

Jeśli uda się uzyskać nakłady inwestycyjne na budowę EJ na poziomie 3000 €'05/kW, to oczywiście konkurencyjność EJ przewidzianych do budowy ok. 2025 będzie wyższa (tab. 4, rys. 4).

Tab. 4. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach przewidzianych do uruchomienia ok. 2025 r. [€'05/MWh] przy założeniach przyjętych w zaktualizowanej prognozie struktury źródeł i nakładach na budowę EJ na poziomie 3000 €'05/kW

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
EI_WK	x	154.69	103.58	86.55	78.03	72.92
EI_WB	x	159.39	104.61	86.35	77.22	71.74
EI_WB+CCS	x	192.88	111.91	84.92	71.42	63.32
El. jądrowe	x	221.03	114.84	79.44	61.74	51.12
El. Gaz GTCC	x	119.77	92.89	83.93	79.46	76.77

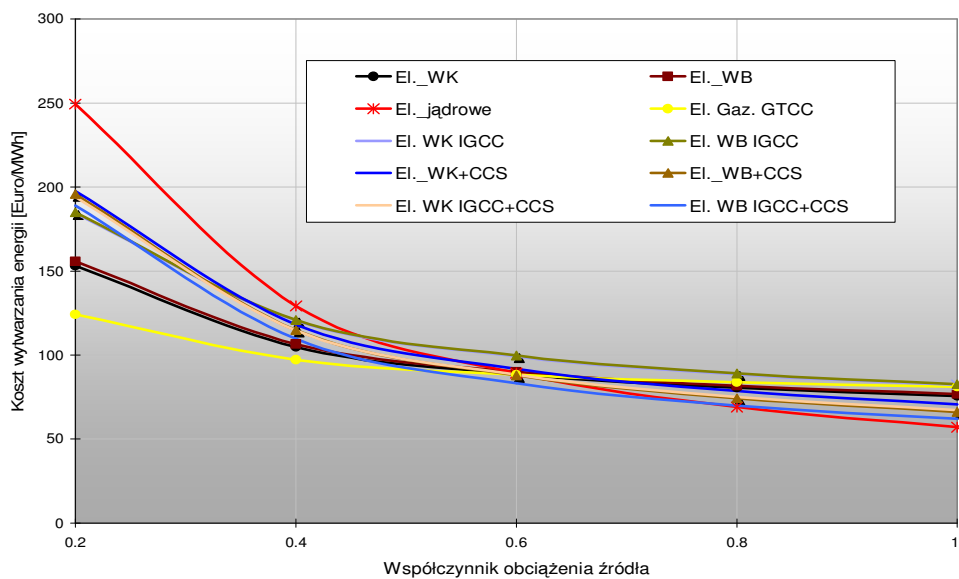


Rys. 4. Krzywe konkurencyjne reprezentatywnych elektrowni przewidzianych do uruchomienia ok. 2025 r. przy założeniach przyjętych w zaktualizowanej prognozie struktury źródeł i nakładach na budowę EJ na poziomie 3000 €'05/kW

Wśród *elektrowni przewidzianych do uruchomienia ok. 2030 r.* elektrownie jądrowe są konkurencyjne w odniesieniu do wszystkich pozostałych od współczynnika obciążenia 0.8, co odpowiada rocznemu czasowi wykorzystania mocy zainstalowanej ok. 7000 godzin (tab. 5, rys. 5). Nieco wyższe koszty jednostkowe mają elektrownie węglowe z instalacjami zgazowania węgla i CCS mimo przyjęcia w wariantcie bazowym znacznie niższych cen uprawnień do emisji CO₂ (28 €'05/tCO₂) niż to miało miejsce w analizach z 2009 r. (60 €'05/tCO₂).

Tab. 5. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej [€'05/MWh] w elektrowniach przewidzianych do uruchomienia ok. 2030 r. wg zaktualizowanej prognozy struktury źródeł

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
EI. _WK	x	153.18	104.78	88.65	80.59	75.75
EI. _WK+CCS	x	197.63	118.26	91.80	78.57	70.63
EI. _WB	x	155.79	106.44	89.99	81.76	76.83
EI. _WB+CCS	x	195.80	114.82	87.83	74.33	66.24
EI. jądrowe	x	249.34	129.21	89.17	69.15	57.14
EI. Gaz. GTCC	x	124.17	97.30	88.34	83.86	81.17
EI. WK IGCC	x	184.40	120.51	99.22	88.57	82.18
EI. WK IGCC+CCS	x	194.09	114.72	88.26	75.03	67.09
EI. WB IGCC	x	184.86	120.97	99.68	89.03	82.65
EI. WB IGCC+CCS	x	189.00	109.63	83.17	69.94	62.01

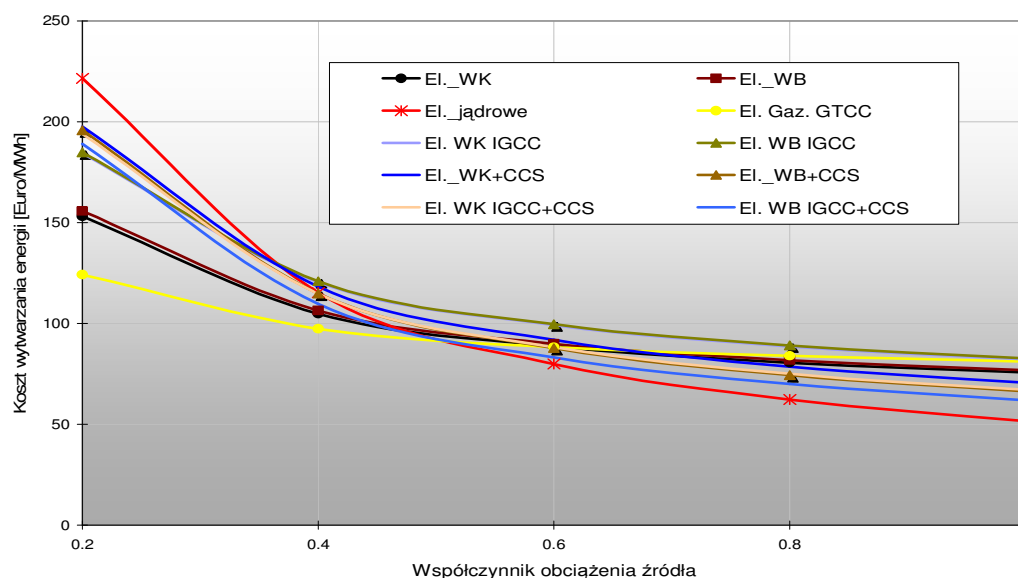


Rys. 5. Krzywe konkurencyjności elektrowni przewidzianych do uruchomienia ok. 2030 r. (koszty w €'05/MWh) wg zaktualizowanej prognozy struktury źródeł

Większą konkurencyjność elektrownie jądrowe uzyskają, jeśli uda się uzyskać nakłady inwestycyjne na poziomie 3000 €'05/kW, jak to było przyjęte w analizie wykonanej w 2009 r.¹ (tab. 6, rys. 6).

Tab. 6. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach przewidzianych do uruchomienia ok. 2030 r. [€'05/MWh] przy założeniach przyjętych w zaktualizowanej prognozie struktury źródeł i nakładach na budowę EJ 3000 €'05/kW

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
EI._WK	x	153.18	104.78	88.65	80.59	75.75
EI._WK+CCS	x	197.63	118.26	91.80	78.57	70.63
EI._WB	x	155.79	106.44	89.99	81.76	76.83
EI._WB+CCS	x	195.80	114.82	87.83	74.33	66.24
EI._jądrowe	x	221.48	115.28	79.89	62.19	51.57
EI. Gaz. GTCC	x	124.17	97.30	88.34	83.86	81.17
EI. WK IGCC	x	184.40	120.51	99.22	88.57	82.18
EI. WK IGCC+CCS	x	194.09	114.72	88.26	75.03	67.09
EI. WB IGCC	x	184.86	120.97	99.68	89.03	82.65
EI. WB IGCC+CCS	x	189.00	109.63	83.17	69.94	62.01



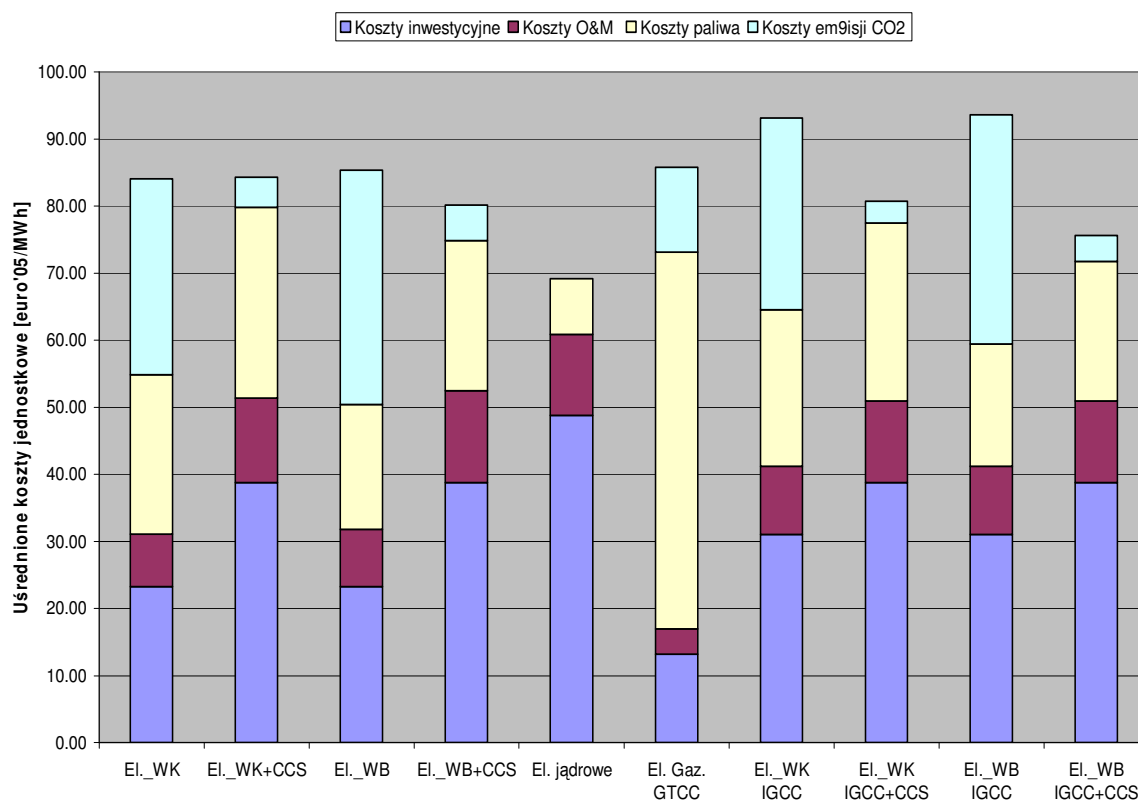
Rys. 6. Krzywe konkurencyjne reprezentatywnych elektrowni przewidzianych do uruchomienia ok. 2030 r. przy założeniach przyjętych w zaktualizowanej prognozie struktury źródeł i nakładach na budowę EJ na poziomie 3000 €/05/kW

4. Struktura kosztów wytwarzania energii w reprezentatywnych elektrowniach

Strukturę kosztów określono dla elektrowni możliwych do uruchomienia po 2025 r., a więc kiedy będą już dostępne komercyjnie zaawansowane technologie, w tym elektrownie węglowe z instalacjami zgazowania i CCS. Do porównania przyjęto parametry techniczno-ekonomiczne źródeł wytwarzania, koszty paliwa i koszty uprawnień do emisji CO₂ założone w zaktualizowanej prognozie dla obiektów przewidzianych do uruchomienia ok. 2025 r. Do porównania dla elektrowni węglowych i gazowo-parowych przyjęto współczynnik wykorzystania mocy na poziomie 0,7 (6132 h/rok) a dla EJ 0,8 (7008 h/rok). Porównanie wykazuje dużą przewagę kosztową EJ w odniesieniu do wszystkich innych technologii (tab.7 i rys. 7).

Tab. 7. Uśrednione koszty wytwarzania energii w reprezentatywnych elektrowniach [€/05/MWh]

Elektrownie	Wsp. obc.	Koszty inwestycyjne	Koszty O&M	Koszty paliwa	Koszty emisji CO ₂	Całkowite
El. WK	0.70	23.26	7.80	23.79	29.20	84.74
El. WK+CCS	0.70	38.76	12.60	28.43	4.46	84.94
El. WB	0.70	23.26	8.55	18.60	34.88	85.99
El. WB+CCS	0.70	38.76	13.71	22.32	5.33	80.82
El. jądrowe	0.80	48.75	12.11	8.29	0.00	69.95
El. Gaz. GTCC	0.7	13.20	3.75	56.17	12.65	86.48
El. WK IGCC	0.7	31.01	10.20	23.31	28.62	93.83
El. WK IGCC+CCS	0.7	38.76	12.20	26.49	3.25	81.40
El. WB IGCC	0.7	31.01	10.20	18.22	34.17	94.30
El. WB IGCC+CCS	0.7	38.76	12.20	20.76	3.89	76.31



Rys. 7. Struktura uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach

5. Podsumowanie analizy

1. Analiza porównawcza wykazała wysoką konkurencyjność kosztową elektrowni jądrowych w odniesieniu do wszystkich rodzajów porównywanych elektrowni ciepłych również przy konserwatywnych dla EJ założeniach zaktualizowanej prognozy struktury źródeł energii elektrycznej w systemie.
2. Istotnym parametrem dla konkurencyjności EJ jest poziom nakładów inwestycyjnych. W zaktualizowanej prognozie przyjęto konserwatywnie nakłady OVN na budowę EJ na poziomie 3500 €/05/kW. Znacznie większą konkurencyjność EJ uzyska się, jeśli nakłady OVN ukształtują się na poziomie 3000 €/05/kW, co było zakładane w analizach z 2009 r.
3. Mimo wysokiej konkurencyjności elektrownie jądrowe mieszczą się w prognozowanej strukturze źródeł dopiero od ok. 2022 r., gdyż do pokrycia zaktualizowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach wcześniejszych wystarczają elektrownie istniejące, obecnie budowane i niezbędne do realizacji w celu spełnienia wymagań pakietu energetyczno-klimatycznego UE.