

Czy potrzebna jest dywersyfikacja? Potencjalny miks elektroenergetyczny Polski w 2030 roku w świetle uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych

15 października 2014 roku

The EY logo is rendered in a bold, grey, sans-serif font.

Building a better
working world

SPIS TREŚCI

1	DEFINICJE I SKRÓTY	3
2	STRESZCZENIE ZARZĄDCZE	4
3	PERSPEKTYWY ROZWOJU POLSKIEGO SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO DO 2030 ROKU.....	19
3.1	ANALIZA POPYTU NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W POLSCE	19
3.2	ANALIZA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W POLSKIM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM W PESPEKTYWIE 2030	24
3.3	DYNAMIKA PODAŻY MOCY W JEDNOSTKACH WYTWÓRCZYCH W POLSCE W PESPEKTYWIE 2030	26
3.4	PLANOWANA MOC ZAINSTALOWANA WEDŁUG DOSTĘPNYCH PROGNOZ RYNKOWYCH.....	32
4	UWARUNKOWANIA REGULACYJNE ROZWOJU SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO W POLSCE.....	35
4.1	POLITYKA ENERGETYCZNA UE	35
4.2	CO ₂ I EU ETS.....	44
4.3	EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA	49
4.4	WYMAGANIA DYREKTYW LCP/IED.....	51
5	MIKS ENERGETYCZNY POLSKI	54
5.1	STRUKTURA KONSUMPCJI ENERGII FINALNEJ	54
5.2	IMPORT PALIW	54
5.3	MIKS ELEKTROENERGETYCZNY.....	55
5.4	EMISJE CO ₂ W SEKTORZE ELEKTROENERGETYCZNYM.....	58
5.5	WĘGIEL KAMIENNY.....	62
5.6	INNE PALIWA.....	70
5.7	PALIWO JĄDROWE.....	75
6	SCENARIUSZE MOŻLIWEGO MIKSU ELEKTROENERGETYCZNEGO POLSKI	77
6.1	BAZOWY MIKS ELEKTROENERGETYCZNY.....	78
6.2	IDYNTYFIKACJA SCENARIUSZY	79
6.3	METODYKA ANALIZY	80
6.4	SCENARIUSZ WĘGLOWY	82
6.5	SCENARIUSZ GAZU ŁUPKOWEGO.....	89
6.6	SCENARIUSZ OZE	95
6.7	SCENARIUSZ MIKS ZDYWERSYFIKOWANY	102
6.8	PROJEKT PEP 2050 A SCENARIUSZE MIKSU PRZEDSTAWIONE W RAPORCIE	111
6.9	PODSUMOWANIE WYNIKÓW ANALIZ	115
7	MAPA DROGOWA WPROWADZENIA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE.....	118
7.1	WPLYW WDROŻENIA ENERGETYKI JĄDROWEJ NA GOSPODARKE	119
7.2	ENERGETYKA JĄDROWA A POZYCJA SEKTORA WĘGLOWEGO W POLSCE	123
7.3	WPLYW WDROŻENIA ENERGETYKI JĄDROWEJ NA POZYCJE POLITYCZNĄ POLSKI	126
8	OGRANICZENIE ZAKRESU PRAC	128

1 Definicje i skróty

Wykaz skrótów i definicji

CCS	Carbon capture and storage – Wychwytywanie i składowanie CO ₂
EM&CA	Energy Management and Conservation Agency
ESD	Effort Sharing Decision – Decyzja dotycząca podziału celów redukcyjnych w sektorach poza EU ETS (406/2009/WE)
EUA	EU Allowance - Uprawnienie do emisji CO ₂
EU ETS, ETS	European Union Emission Trading Scheme – europejski system handlu emisjami
GHG	Greenhouse gases – gazy cieplarniane
IED	Industrial Emissions Directive, Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych (2010/75/UE)
KE	Komisja Europejska
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LCA	Ocena Życia Produktu (ang. Life Cycle Assessment)
MAE	Międzynarodowa Agencja Energii, International Energy Agency (IEA)
Moc osiągalna	Maksymalną moc trwałą, jaką dana jednostka wytwórcza może osiągnąć w sposób ciągły przez zdefiniowany okres czasu, przy dobrym stanie wszystkich urządzeń i w optymalnym, normalnym trybie pracy
Moc zapotrzebowania szczytowego	Moc gwarantowana (nie obejmuje farm wiatrowych), obejmuje moc gwarantowaną dla obciążenia podstawowego, mid-merit i zapotrzebowania szczytowego
Moc zainstalowana	Moc znamionowa deklarowana przez producenta jednostki wytwórczej
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
ONZ	Organizacja Narodów Zjednoczonych
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
PSE Operator	Operator Polskich Sieci Elektroenergetycznych
PFCs	Perfluorowęglowodory
PKB	Produkt krajowy brutto
WEO	World Energy Outlook
CO ₂	Dwutlenek węgla
N ₂ O	Podtlenek azotu
NO _x	Tlenki azotu

2 Streszczenie zarządcze

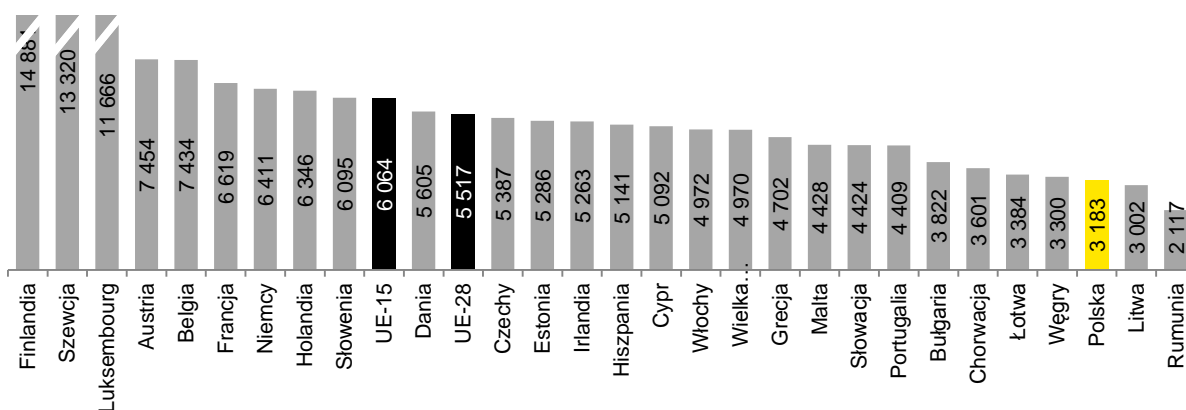
W ramach dywersyfikacji paliw po 2020 roku w miksie elektroenergetycznym Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku wprowadziła możliwość wykorzystywania różnorodnych dostępnych paliw, w tym energii jądrowej i OZE. Jakie mogą być korzyści i ryzyka takiej dywersyfikacji i jakie są dostępne rozwiązania alternatywne? Jakie ryzyka dla Polski wynikają z faktu, że w 2030 roku produkcja energii elektrycznej wciąż pozostaje w ponad 80% zależna od węgla kamiennego/brunatnego. Jakie synergie istnieją pomiędzy wykorzystaniem węgla kamiennego/brunatnego i wytwarzaniem bazującym na nowych paliwach? Kwestie te analizuje niniejszy raport.

A

Perspektywy rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego

W kolejnych latach spodziewany jest dalszy wzrost konsumpcji energii elektrycznej, co przy planowanych odstawieniach bloków wymusza budowę nowych mocy wytwórczych. Przy założeniu konwergencji poziomu rozwoju i struktury gospodarki Polski i UE w kolejnych latach, istnieje znaczący potencjał do zwiększenia zużycia energii elektrycznej w Polsce.

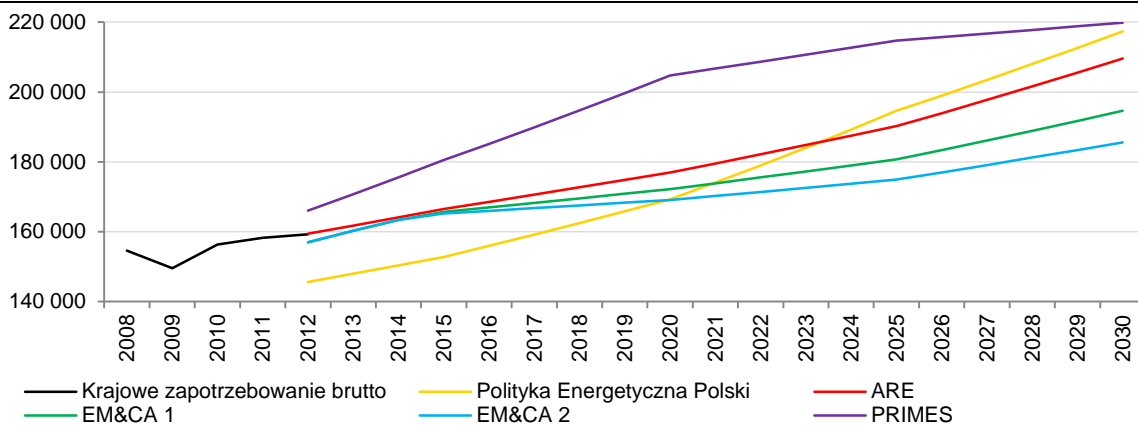
Zużycie końcowe energii elektrycznej na mieszkańca w poszczególnych krajach UE w 2012 roku [kWh per capita]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych Eurostat

Dane historyczne potwierdzają, że wzrost gospodarczy w Polsce najczęściej wiąże się ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednak korelacja pomiędzy wzrostem PKB i zapotrzebowaniem na energię może okazać się słabsza w przyszłości, ponieważ struktura gospodarki podąża w kierunku rozwiązań bardziej efektywnych energetycznie. Prognozy dotyczące zapotrzebowania na energię elektryczną do 2030 roku wskazują jego wzrost pomimo poprawy efektywności energetycznej.

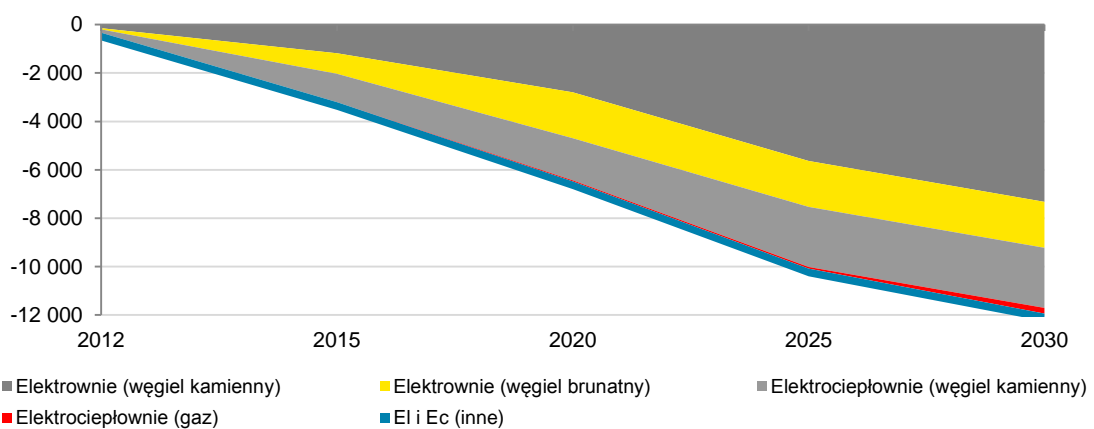
Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną brutto do 2030 roku [GWh]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Eurostat; Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA); Polityka Energetyczna Polski, MG 2009; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference Scenario 2013, European Commission 2013 (model PRIMES)

Planowane wyłączenia najstarszych bloków energetycznych (głównie bloki węglowe) o mocy 12-14 GW stanowią potencjalne zagrożenie dla pokrycia zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną w przyszłości.

Prognoza wyłączeń jednostek wytwórczych do 2030 roku przygotowana przez EM&CA [narastająco; MW]

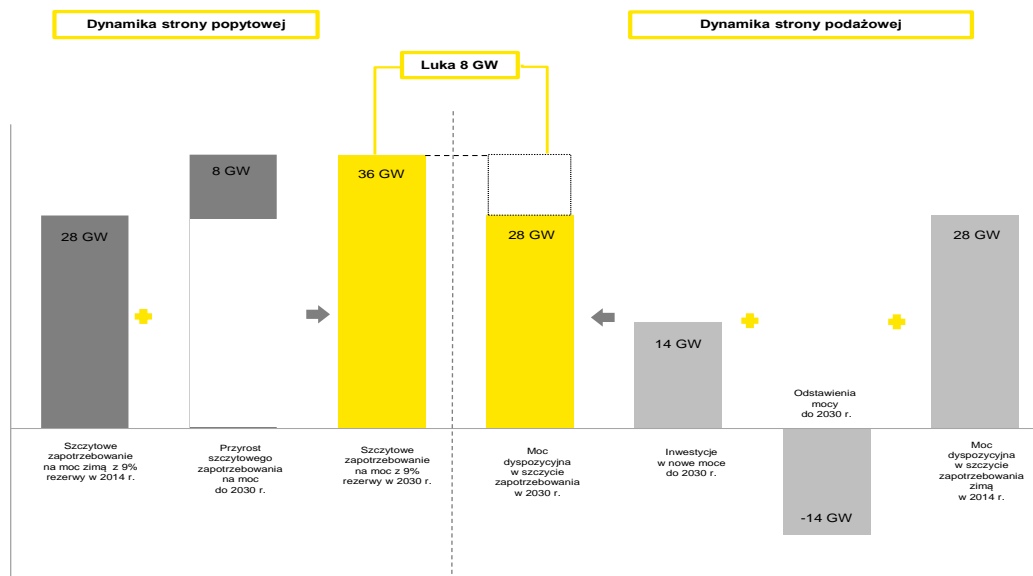


Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA)

W zależności od założeń i źródła, poziom prognoz mocy zainstalowanej w 2030 roku według publicznie dostępnych źródeł roku mieści się w przedziale ~46-54 GW.

W efekcie zestawienia przeglądu dynamik zapotrzebowania i podaży można wstępnie zidentyfikować potencjalną lukę podażową w poziomie mocy w systemie. Na podstawie ogólnie dostępnych danych w wyniku wstępnej analizy, EY oszacował jej wysokość na około 8 GW w 2030 roku.

Ilustracyjne zestawienie dynamiki zapotrzebowania i podaży na moc



* Zapotrzebowanie na moc i moc dyspozycyjna wg prognozy EM&CA. Aby zaspokoić zapotrzebowanie, moc zainstalowana musi być wyższa ponieważ nie wszystkie źródła wytwórcze są zawsze dostępne w 100%, w prognozie EM&CA wynosi ona 54 GW w 2030 roku.

** Odstawienia mocy wg informacji przedstawionych w dostępnych publicznie źródłach (wyższa wartość przedziału)

*** Inwestycje w nowe moce wg informacji zgromadzonych przez EY (wyższa wartość przedziału)

Źródło: Opracowanie EY

Ograniczenia dotyczące wykorzystania paliw

- ▶ Zastępowanie wyłączanych mocy wytwórczych wyłącznie poprzez nowe elektrownie węglowe wystawiłoby polskich odbiorców energii elektrycznej na dodatkowe ryzyko związane z kosztami uprawnień do emisji CO₂ i polityką klimatyczno-energetyczną UE. Ponadto, taka sytuacja jest powszechnie uważana za sprzeczną z wymogami bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jednakże, węgiel powinien pozostać kluczowym filarem polskiego mixu elektroenergetycznego.
- ▶ Technologia CCS nie jest obecnie wystarczająco dojrzała zarówno pod względem ekonomicznym jak i technologicznym, aby zapewnić zmniejszenie emisji CO₂ z nowych źródeł opartych na węglu kamiennym czy brunatnym. Jednocześnie, nowe limity emisyjne zawarte w dyrektywie IED dla dużych źródeł spalania, które będą obowiązywać od 2019 roku (BREF/BAT) będą miały istotny wpływ na zwiększenie tempa odstawień istniejących źródeł wytwórczych.
- ▶ Rozwój źródeł gazowych opartych głównie na „gazie łupkowym” jest trudny do przewidzenia w średnim horyzoncie czasowym biorąc pod uwagę obecne niepewności dotyczące jego zasobów, kosztów, rozwoju odpowiednich sektorów powiązanych (jak w przypadku ropy), opodatkowania, infrastruktury transportowej, itp.
- ▶ Istnieje potencjał do dalszego rozwoju OZE. Jednakże będzie to wymagało inwestycji w infrastrukturę energetyczną jak i wdrożenia efektywnego systemu wsparcia.

B

Uwarunkowania regulacyjne rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce

Kwestie dotyczące rozwoju sektora elektroenergetycznego znajdują się wysoko na agendzie UE a wśród priorytetów jest wspólny rynek, redukcja emisji GHG i innych zanieczyszczeń, rozwój OZE oraz poprawa efektywności energetycznej. W związku ze specyficzną sytuacją polskiego sektora elektroenergetycznego (duży udział węgla), wiele z tych regulacji ma istotne znaczenie dla polskiej

gospodarki i bezpośrednio wpływa na kształt polskiej polityki energetycznej. Kluczowe wnioski dotyczące wpływu regulacji UE na rozwój polskiego sektora elektroenergetycznego są następujące:

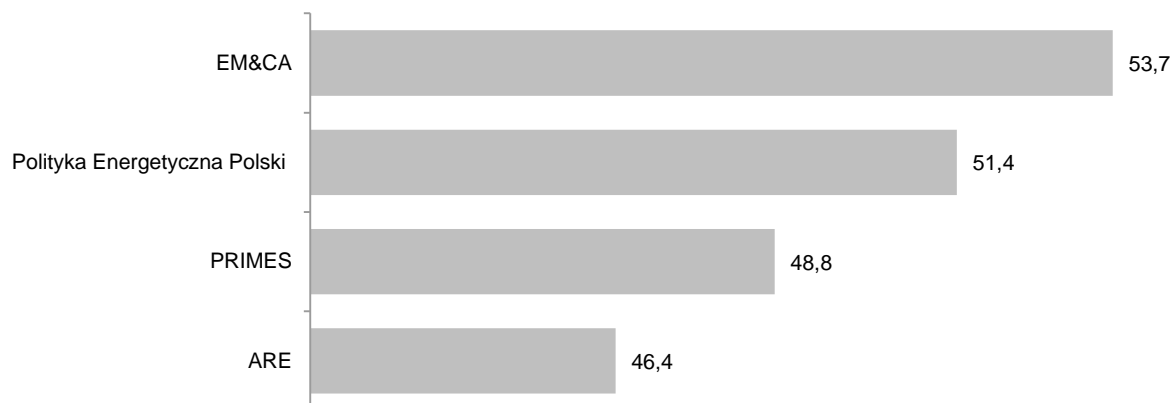
- 1 Priorytetem UE w odniesieniu do sektora energetycznego jest implementacja wewnętrznego rynku energii elektrycznej, który ma zapewnić bezpieczeństwo dostaw i konkurencję.
- 2 Ustalono cele udziału OZE w zużyciu energii w 2020 roku (20% w całej UE), upatrując w rozwoju tych źródeł szansy na dywersyfikację dostaw, ograniczenie emisji CO₂ i stworzenie nowych miejsc pracy. Przyjęto też cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na poziomie 20% do roku 2020 w porównaniu do poziomu z roku 1990. KE widzi w UE światowego lidera w zakresie redukcji emisji GHG i dekarbonizacji gospodarki. Ostatnio zaproponowała ustanowienie kolejnych celów w zakresie udziału OZE (27%) i redukcji emisji gazów cieplarnianych (-40%) do roku 2030.
- 3 Polityka klimatyczno-energetyczna KE kładąca duży nacisk na redukcję emisji CO₂ oznacza, że w horyzoncie roku 2030 i późniejszym Polska nie będzie mogła stawiać na dalszy rozwój wyłącznie konwencjonalnych technologii węglowych. Polityka KE będzie wymuszać sięganie po czyste technologie węglowe czy też dywersyfikację miksu elektroenergetycznego biorąc pod uwagę inne mniej emisyjne technologie (gaz, atom, OZE). Stworzy to sprzyjające warunki do inwestycji w czystsze technologie przy podejmowaniu decyzji co do sposobu pokrycia luki mocy powstałej w polskim systemie elektroenergetycznym.
- 4 Europejski system handlu emisjami (EU ETS) to kluczowy instrument polityki klimatycznej UE mający zapewnić redukcje emisji CO₂ w sektorze energetycznym i przemyśle w sposób efektywny kosztowo. Coraz bardziej restrykcyjne zasady rozdziału i limity uprawnień dla instalacji obowiązujące w kolejnych okresach rozliczeniowych, powodują, że udział w systemie może stać się bardziej problematyczny zwłaszcza dla instalacji w krajach o dużym udziale paliw stałych w miksie elektroenergetycznym, czyli takich jak Polska. Zmiany dotyczące okresu po 2020 roku zaproponowane niedawno przez KE mogą spowodować, że koszty dla polskich instalacji związane z udziałem w systemie EU ETS znacznie wzrosną, głównie w związku z koniecznością zakupu uprawnień do emisji na aukcji.
- 5 Efektywność energetyczna może odegrać istotną rolę w zakresie optymalizacji wykorzystania energii jak i ograniczania negatywnego wpływu energetyki na środowisko. Polska gospodarka wciąż charakteryzuje się relatywnie wysokim zużyciem energii elektrycznej potrzebnej do wygenerowania jednostki PKB, w związku z czym posiada pewien potencjał do poprawy efektywności energetycznej. Wdrażanie rozwiązań mających na celu wzrost efektywności energetycznej nie zastąpi jednak potrzeby inwestycji w nowe moce wytwórcze i sięgania po mniej lub zero-emisyjne technologie, które będą w stanie sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną przy wypełnieniu wymagań polityki klimatycznej UE.
- 6 UE kładzie również duży nacisk na redukcję zanieczyszczeń powietrza powstających w sektorze wytwarzania energii, w tym przede wszystkim emisji SO₂, NO_x i pyłów. Restrykcyjne wymagania wprowadzone na mocy dyrektywy LCP i IED będą prowadzić do zamykania części polskich mocy wytwórczych a także wymuszać inwestycje modernizacyjne. Według szacunków, do 2030 roku w związku z implementacją tych dyrektyw zostanie w Polsce odstawionych około 3,9 GW mocy. Te restrykcyjne wymagania dotyczące emisji zanieczyszczeń do powietrza będą stwarzać także potrzebę do sięgania po czystsze technologie produkcji energii elektrycznej i inwestycje w nowe moce wypełniające te wymagania środowiskowe.

C

Scenariusze miks elektroenergetycznego Polski w 2030 roku

Dostępne prognozy szacują, że moce wytwórcze w systemie w 2030 roku wyniosą od 46 do 54 GW. Na potrzeby przeprowadzonych analiz przyjęto, że te przewidywane moce to moc, jaka będzie potrzebna przy uwzględnieniu odpowiedniego poziomu rezerw systemowych. Do analiz przyjęto wartość średnią tego przedziału, czyli 50 GW. Z uwagi na rozbieżność szacunków w różnych źródłach oraz ogólny poziom prowadzonych analiz, takie uśrednienie wydaje się uzasadnione.

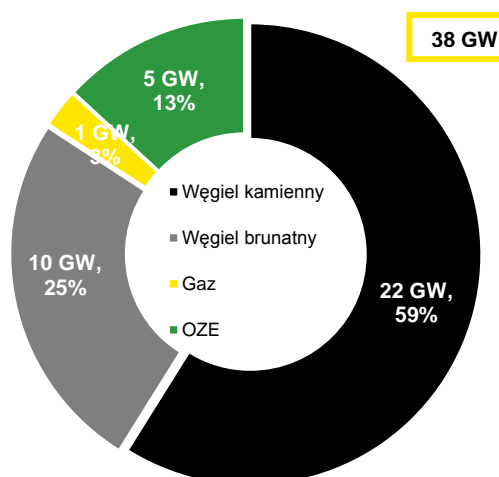
Szacunki zapotrzebowanie na moc w 2030 roku [GW]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA); Polityka Energetyczna Polski, MG 2009; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference Scenario 2013, European Commission 2013 (model PRIMES)

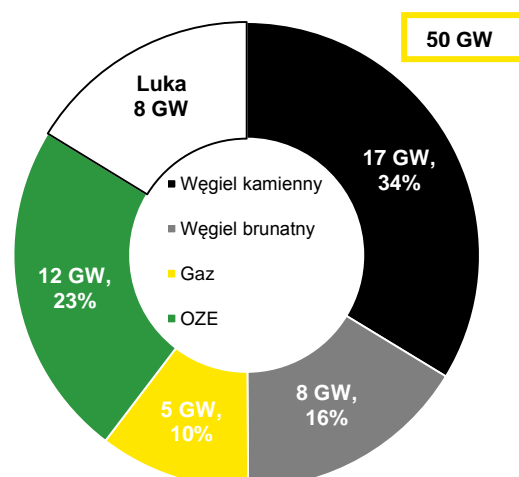
Punktem wyjścia przeprowadzonych analiz hipotetycznych miksów elektroenergetycznych Polski jest scenariusz bazowy.

Moc zainstalowana wg paliw w 2012 [GW,%]



Źródło: ARE

Scenariusz bazowy 2030 [GW, %]



Źródło: Opracowanie EY

Cechy charakterystyczne scenariusza bazowego:

- ▶ Kluczowymi paliwami polskiego miksu elektroenergetycznego pozostaną paliwa kopalne.
- ▶ Punktem wyjścia dla scenariusza bazowego jest obecna struktura mocy bazująca na węglu kamiennym, węglu brunatnym, gazie ziemnym oraz odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Do 2030 roku w strukturze mocy zajdą zmiany dotyczące przewidywanych odstawień mocy wytwórczych na poziomie 14 GW, zaplanowanych nowych mocy wytwórczy na poziomie 11 GW oraz wzrostu wykorzystania OZE do poziomu 12 GW.
- ▶ Scenariusz bazowy nie uwzględnia planów budowy elektrowni jądrowych.
- ▶ Scenariusz bazowy daje do dyspozycji w 2030 roku 42 GW mocy zainstalowanej.
- ▶ Na potrzeby analiz luka mocy została wstępnie zwymiarowana na około 8 GW w 2030 roku.

Identyfikacji możliwych scenariuszy pokrycia luki zapotrzebowania na moc na poziomie 8 GW dokonano w oparciu o kluczowe uwarunkowania rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego, tj. bezpieczeństwo dostaw oraz spełnienie celów polityki klimatycznej, przy uwzględnieniu konieczności utrzymania stałego wzrostu polskiej gospodarki. W związku z powyższym zwrócono uwagę na wykorzystywanie paliw sprzyjających zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw, czyli przede wszystkim paliw krajowych. Uwzględniono również kierunki rozwoju sektora elektroenergetycznego zapisane w dokumentach strategicznych takich jak np. Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku.

W wyniku tej analizy naszkicowano cztery scenariusze:

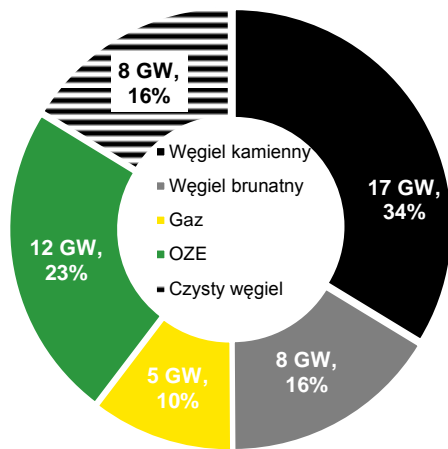
- ▶ Scenariusz węglowy,
- ▶ Scenariusz gazu łupkowego,
- ▶ Scenariusze OZE,
- ▶ Scenariusz miksu zdywersyfikowanego.

W praktyce można sobie wyobrazić wiele scenariuszy opartych na różnorodnych źródłach paliw, zwłaszcza w przypadku węgla i gazu. Węgiel i gaz może pochodzić z rynku krajowego lub importu i nowe inwestycje wykorzystujące te paliwa spełniają kryterium bezpieczeństwa dostaw w mniejszym stopniu niż np. energetyka jądrowa. Kluczowym wyznacznikiem wybranych scenariuszy jest wypełnienie kryterium bezpieczeństwa dostaw, co może być zapewnione przede wszystkim przez wykorzystanie zasobów krajowych. To wyjaśnia, dlaczego przedstawione scenariusze koncentrują się na krajowym węglu i gazie łupkowym a pomijają inne źródła tych paliw, jak import czy LNG w przypadku gazu.

Należy zauważyć, że te opcje pokrycia zapotrzebowania na moc w 2030 roku przez technologie wykorzystujące różne paliwa nie stanowią prognoz miksu elektroenergetycznego Polski. Należy je traktować jako hipotetyczne miksy elektroenergetyczne, które reprezentują pewne warianty brzegowe, co umożliwi analizę skrajnych opcji miksu. Można zidentyfikować wiele innych opcji miksu elektroenergetycznego. Scenariusze te zostały opracowane w oparciu o już zaprognozowane wykorzystanie danych paliw i różnią się sposobem wypełnienia luki.

Scenariusz węglowy

Wariant mocy zainstalowanej wg paliw Założenia:
w 2030 roku [GW, %]

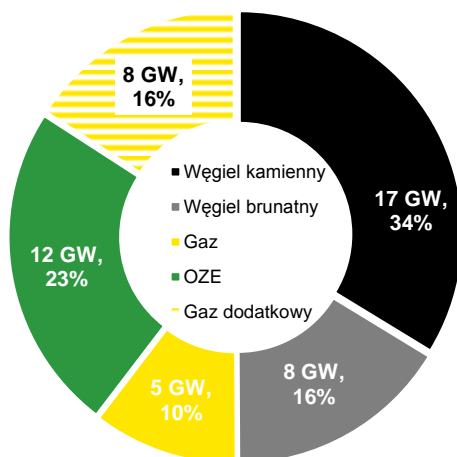


Źródło: Opracowanie EY

- ▶ Punktem wyjścia jest scenariusz bazowy oparty na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemny i odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Zidentyfikowana luka mocy jest wypełniana przez źródła krajowe opalane węglem kamiennym pozyskiwanym ze źródeł krajowych, co pozwala na spełnienie wymogów w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.
- ▶ Wykorzystanie węgla wymaga wykorzystania technologii CCS, która umożliwi wypełnienie celów i wymogów klimatycznych.
- ▶ Prognozowane krajowe zasoby węgla kamiennego są dostateczne dla realizacji tego scenariusza, jednak ich wydobycie będzie wymagało inwestycji w sektorze górnictwa węgla kamiennego w celu zapewnienia wymaganego poziomu wydobycia.

Scenariusz gazu łupkowego

Wariant mocy zainstalowanej wg paliw Założenia:
w 2030 roku [GW, %]

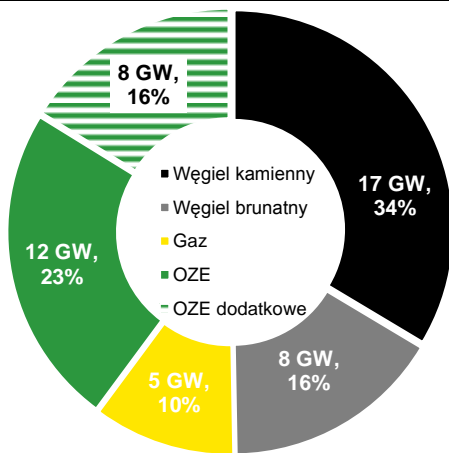


Źródło: Opracowanie EY

- ▶ Punktem wyjścia jest scenariusz bazowy oparty na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemnym i odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Zidentyfikowana luka mocy jest pokrywana przez źródła gazowe opalane paliwem pozyskanym z krajowych źródeł gazu łupkowego.
- ▶ Scenariusz wymaga precyzyjnego rozpoznania zasobów gazu łupkowego w Polsce, określenia możliwości wydobywczych a także wybudowania odpowiedniej infrastruktury do wydobycia i transportu gazu.
- ▶ W ramach scenariusza konieczny jest transfer technologii szczelinowania oraz inwestycje w budowę kopalń gazu z łupków w Polsce.

Scenariusz OZE

Wariant mocy zainstalowanej wg paliw Założenia: w 2030 roku [GW, %]



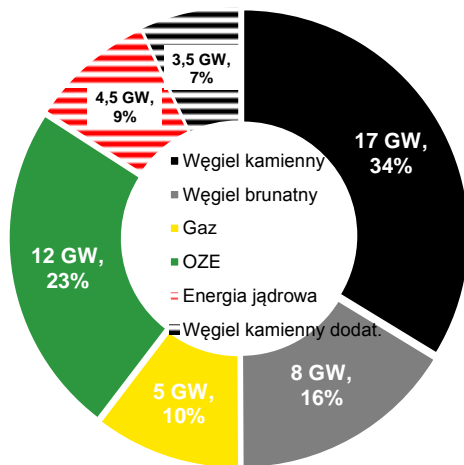
**Nie uwzględnia w pełnym zakresie niezbędnego poziomu rezerw mocy z tytułu dużej roli OZE w pokryciu zapotrzebowania.*

Źródło: Opracowanie EY

- ▶ Punktem wyjścia jest scenariusz bazowy oparty na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemnym i odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Zidentyfikowana luka mocy jest pokrywana przez źródła OZE.
- ▶ Scenariusz wymaga inwestycji w infrastrukturę energetyczną, w tym zwłaszcza sieci przesyłowe.
- ▶ Realizacja scenariusza wiąże się z koniecznością utrzymywania dyspozycyjnej rezerwy mocy na pokrycie wahań w produkcji ze źródeł OZE.
- ▶ Należy podkreślić, że okresowe źródła OZE jak energetyka wiatrowa i słoneczna wymagają dodatkowych rezerw mocy, zwykle w źródłach gazowych, co wynika z faktu, że źródła te pracują okresowo. Jako że w porównaniu do innych scenariuszy, ten zawiera znacznie wyższy udział mocy zainstalowanej w OZE, co w przypadku Polski byłoby pokryte w znacznej mierze przez elektrownie wiatrowe, należy zauważyć, że ostateczny poziom mocy zainstalowanej w źródłach konwencjonalnych w systemie wymagany do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw może być wyższy. Kalkulacja rezerwy mocy wymaga szczegółowych analiz. Na tym etapie uzasadnione wydaje się przyjęcie kierunkowego założenia co do jej poziomu w przedziale 50%-90% mocy zainstalowanej w technologiach OZE (wiatr, PV).

Scenariusz miksu zdywersyfikowanego

Wariant mocy zainstalowanej wg paliw w 2030 roku [GW,%] Założenia:



Źródło: Opracowanie EY

- ▶ Punktem wyjścia jest scenariusz bazowy oparty na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemnym i odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Zidentyfikowana luka mocy jest pokrywana przy wykorzystaniu energetyki jądrowej i krajowych zasobów węgla kamiennego.
- ▶ Konieczność podjęcia decyzji o wdrożeniu technologii jądrowej w Polsce, a następnie konsekwentna realizacja Programu PEJ.
- ▶ Technologia jądrowa to technologia dojrzała, wykorzystująca najnowocześniejsze rozwiązania. Ponadto, z jej wykorzystaniem wiąże się wiele korzyści dotyczących bezpieczeństwa energetycznego kraju jak i ograniczenia emisji CO₂.
- ▶ Udział technologii węglowej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w porównaniu do 2012 roku spadnie tylko o około 1,5 GW.
- ▶ Zmniejszenie zapotrzebowania na węgiel kamienny na poziomie około 3 mln ton/rok stanowi wielkość znacznie mniejszą niż import tego surowca do Polski w 2013 roku (około 10 mln ton). Na tą wielkość mogą też mieć dodatkowy wpływ inne czynniki takie jak lepsza sprawność elektrowni czy zmniejszenie popytu na węgiel w sektorze ogrzewnictwa mieszkaniowego.

D

Analiza zidentyfikowanych scenariuszy

Podstawowe koncepcje docelowego mixu energetycznego



Źródło: Opracowanie EY

Ocena czterech hipotetycznych mieszków elektroenergetycznych została przeprowadzona za pomocą analizy SWOT, biorąc pod uwagę trzy aspekty kluczowe dla pożądanego docelowego mieszków energetycznego, czyli:

- ▶ Konkurencyjność gospodarki,
- ▶ Bezpieczeństwo dostaw energii,
- ▶ Wypełnienie wymogów i celów klimatycznych.

Konkurencyjność gospodarki	Bezpieczeństwo dostaw	Wymogi klimatyczne
Scenariusz węglowy		
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Ryzyko dotyczące konkurencyjności wynikające z nieznanych kosztów budowy i funkcjonowania instalacji CCS. ▶ Brak możliwości przewidzenia wpływu na ceny elektrycznej. ▶ Potrzeba wydatków na modernizację wydobycia kamiennego. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Pozytywny efekt wynikający ze wzrostu wykorzystania zasobów krajowych. ▶ Zachęta do konkurencyjnego rozwoju i wprowadzania innowacyjnych rozwiązań w sektorze wydobywczym. ▶ Zależność bezpieczeństwa energetycznego od konkurencyjności polskiego węgla. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Redukcja emisji CO₂ bezpośrednio zależna od implementacji technologii CCS. ▶ Bez technologii CCS nastąpi znaczący wzrost emisji CO₂ z procesu wytwarzania energii.

Konkurencyjność gospodarki	Bezpieczeństwo dostaw	Wymogi klimatyczne
Scenariusz gazu łupkowego		
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Trudny do przewidzenia wpływ na ceny energii elektrycznej wynikający z nieznanych kosztów wydobycia gazu łupkowego (oczekiwane wysokie koszty). ▶ Potrzeba inwestycji w technologie szczelinowania. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Pozytywny wpływ związany ze wzrostem wykorzystania zasobów krajowych. ▶ Ryzyko dla bezpieczeństwa dostaw wynikające z faktu, że zasoby gazu łupkowego pozostają nadal nierozpoznane, w związku z czym ich potencjał do produkcji energii elektrycznej jest nieznany. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Niższy wzrost emisji CO₂ niż w przypadku wprowadzenia scenariusza węglowego i barku implementacji CCS.
Scenariusz OZE		
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Potrzeba właściwego systemu wsparcia dla rozwoju OZE, co zagwarantuje konkurencyjność cen energii elektrycznej. ▶ Potrzeba zapewnienia w systemie rezerw mocy dla okresowych OZE. ▶ Potrzeba inwestycji w infrastrukturę energetyczną. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Pozytywny wpływ związany ze wzrostem wykorzystania zasobów krajowych. ▶ Potrzeba utrzymywania rezerw mocy dla okresowych OZE oznacza, że OZE nie są w stanie zagwarantować satysfakcjonującego poziomu bezpieczeństwa dostaw i stabilności polskiego systemu energetycznego. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Brak emisji CO₂ z procesu wytwarzania energii elektrycznej. ▶ Potrzebna rezerwa mocy oparta na paliwach konwencjonalnych emituje CO₂. W związku z tym, ogólny wkład w redukcję emisji może być niższy od pierwotnie zakładanego.
Scenariusz miks zdywersyfikowanego		
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Dojrzała i bezpieczna technologia jądrowa charakteryzująca się stabilnymi i przewidywalnymi kosztami wytwarzania, co gwarantuje przewidywalne ceny energii elektrycznej w długim horyzoncie czasowym. ▶ Wprowadza dodatkowe korzyści w postaci pozytywnego wpływu na gospodarkę kraju. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Bezpieczeństwo dostaw uranu zapewnione przez możliwość importu z wielu krajów o stabilnej sytuacji politycznej i gospodarczej. Koszt importowanego uranu stanowi ok. 5% całkowitych kosztów energii elektrycznej w przeliczeniu na 1 kWh. Uran można także magazynować. Dodatkowo, można rozważyć jego wydobycie w Polsce. ▶ Wzrost zapotrzebowania na węgiel kamienny może być zapewniony przez zasoby krajowe. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Brak emisji CO₂ podczas procesu wytwarzania energii w elektrowniach jądrowych. ▶ Nieznaczny wzrost emisji CO₂ związany z dodatkowym udziałem węgla, będzie miał relatywnie mały wpływ na całkowite emisje CO₂ z sektora elektroenergetycznego.

Wnioski końcowe

Wnioski z prognoz rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego:

- ▶ W ciągu ostatniej dekady zapotrzebowanie na moc w Polsce wzrosło o około 18%, podczas gdy średnia roczna moc dyspozycyjna pozostaje na tym samym poziomie (około 26,6 GW). Pomiędzy rokiem 2014 a 2030 zapotrzebowanie szczytowe na moc zimą powiększone o standardową rezerwę mocy na poziomie 9% wzrośnie o około 8 GW. Nowe inwestycje w dyspozycyjne moce wytwórcze będą niezbędne, aby zapewnić pokrycie rosnącego zapotrzebowanie na energię elektryczną.
- ▶ Do 2030 roku, w wyniku wycofania z eksploatacji znaczącej liczby źródeł wytwórczych opartych na paliwach stałych (około 12-14 GW) z powodu ich wieku, stanu technicznego i zaostrzonych standardów emisyjnych, poziom mocy wytwórczych w Polsce zmniejszy się z obecnych 38 GW do 25-26 GW.
- ▶ Skala planowanych odstawień funkcjonujących obecnie jednostek wytwórczych i relatywnie niskie przyrosty nowych mocy w systemie spowodują, że powstanie ryzyko deficytu mocy dyspozycyjnej na szacunkowym poziomie około 8 GW.
- ▶ Możliwość zagwarantowania mocy szczytowej jest kluczową kwestią dla mocy wytwórczych, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw. Dodatkowe dyspozycyjne moce są niezbędne dla generacji w podstawie oraz dla rezerwy dla okresowych źródeł odnawialnych, co stwarza możliwość dywersyfikacji polskiej floty wytwórczej.

Wnioski z przeglądu uwarunkowań regulacyjnych rozwoju sektora energetycznego w Polsce:

- ▶ Polityka klimatyczno-energetyczna KE kładąca duży nacisk na redukcję emisji CO₂ oznacza, że w horyzoncie roku 2030 i późniejszym Polska nie będzie mogła stawiać na dalszy rozwój wyłącznie konwencjonalnych technologii węglowych. Polityka KE będzie wymuszać sięganie po czyste technologie węglowe czy też dywersyfikację miks elektroenergetycznego biorąc pod uwagę inne mniej emisyjne technologie (gaz, atom, OZE).
- ▶ Polska gospodarka wciąż charakteryzuje się relatywnie wysokim zużyciem energii elektrycznej potrzebnej do wygenerowania jednostki PKB, w związku z czym posiada pewien potencjał do poprawy efektywności energetycznej, co powinno pomóc Polsce w kontekście przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Należy jednak zauważyć, iż działania dotyczące samej efektywności energetycznej nie będą w stanie rozwiązać potencjalnego problemu niedoboru mocy w systemie.
- ▶ Mimo że poziom wydobycia węgla kamiennego w Polsce spadł w porównaniu do 1990 roku, surowiec ten pozostaje głównym paliwem w miksie elektroenergetycznym kraju. Węgiel kamienny cechuje wysoka emisyjność CO₂, co, przy założeniu, że produkcja energii elektrycznej odbywa się w technologiach konwencjonalnych, stanowi ograniczenie dla jego wykorzystania w świetle polityki klimatycznej UE ukierunkowanej na dekarbonizację.

Wnioski z analizy zidentyfikowanych scenariuszy:

- ▶ Celem przeprowadzonych analiz była maksymalizacja wykorzystania paliw krajowych biorąc pod uwagę uwarunkowania zewnętrzne i wewnętrzne. We wszystkich przeanalizowanych scenariuszach elektrownie węglowe utrzymują swoją dominującą pozycję w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego pozostają kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
- ▶ Udział węgla energetycznego w miksie elektroenergetycznym ulegnie zmniejszeniu, ale będzie on nadal stanowić główny filar produkcji energii elektrycznej w podstawie. Wykorzystanie węgla brunatnego, charakteryzującego się najniższymi kosztami paliwa wśród

zasobów krajowych, na założonym poziomie (trochę niższym niż obecnie) oznacza potrzebę inwestycji w sektorze wydobywczym.

- ▶ Aby pokryć rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną jak i efekt zbliżającego się wyłączenia starych bloków wytwórczych, konieczne są dodatkowe moce zarówno dla generacji w podstawie jak i stanowiące rezerwę dla okresowych źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Taka sytuacja stwarza miejsce do dywersyfikacji polskiej floty wytwórczej biorąc pod uwagę kilka technologii (w tym technologie czystego węgla, energetykę jądrową, gaz, OZE) przy jednoczesnym wykorzystaniu większości istniejących i nowych elektrowni węglowych. Wprowadzenie energetyki jądrowej w celu pokrycia części powstałej luki przyczyniłoby się do maksymalizacji trzech kluczowych filarów polskiej polityki energetycznej: konkurencyjności, bezpieczeństwa dostaw i redukcji emisji gazów cieplarnianych.
- ▶ Węgiel kamienny charakteryzuje się stosunkowo wysoką emisyjnością, co w efekcie utrudnia jego rozwój przy bieżącej polityce klimatycznej Unii Europejskiej. Budowa nowych bloków obciążona jest wysokim ryzykiem związanym z ceną oraz dostępnością uprawnień do emisji CO₂. Rozwiązaniem tego problemu wydawała się technologia wychwytywania i składowania CO₂ (CCS). Jednak jej rozwój nie następuje tak szybko, jak zakładano i dziś bardzo wątpliwe jest, kiedy i za jaką cenę będzie możliwe jej wykorzystanie. Zatem, dla sprostania celom klimatycznym uzgodnionym w ramach Unii Europejskiej konieczne jest ograniczenie udziału węgla w polskim miksie energetycznym na rzecz paliw i technologii o niższej emisyjności.
- ▶ Produkcja energii elektrycznej z większości odnawialnych źródeł energii (oprócz biomasy) zależy od panujących warunków pogodowych i atmosferycznych. W związku z powyższym, OZE a zwłaszcza energetyka wiatrowa, nie są gwarantem dostarczenia potrzebnej ilości energii elektrycznej do odbiorców w wymaganym momencie. Taka sytuacja oznacza konieczność posiadania w systemie innych źródeł wytwórczych, które w przypadku zmiany warunków są w stanie szybko zająć miejsce OZE. Taka rezerwa dyspozycyjnych mocy wytwórczych najczęściej bazuje na paliwach konwencjonalnych (węgiel, gaz, przy czym technologia gazowa ma tu lepsze zastosowanie). Wprowadzenie większego udziału OZE do miksu elektroenergetycznego nie gwarantuje zatem rezygnacji z emisyjnych mocy konwencjonalnych i ponadto wprowadza dodatkowe koszty związane z utrzymaniem rezerw (może nawet na poziomie 50-90% mocy zainstalowanej w wietrze i PV) i z potencjalną emisją CO₂.

Wnioski z analizy scenariusza zdywersyfikowanego:

- ▶ Energia jądrowa jest zaliczana do najczystszych źródeł energii elektrycznej. Najnowsze technologie generacji III/III+ zapewniają najwyższy poziom bezpieczeństwa. Najnowsze reaktory generacji III i III+ spełniają także wymogi bezpieczeństwa przewidziane w testach Komisji Europejskiej.
- ▶ Wprowadzenie do polskiego miksu elektroenergetycznego energii jądrowej stanowi rozwiązanie dające możliwość dalszego wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej w istniejących jak i nowych elektrowniach. Energetyka jądrowa wpłynęłaby na (i) wypełnienie celów w zakresie emisji gazów cieplarnianych przez całość floty wytwórczej oraz (ii) zabezpieczenie przyszłych ryzyk związanych nieprzewidywalną polityką Unii Europejskiej w zakresie redukcji emisji CO₂.
- ▶ W świetle przeprowadzonych analiz wydaje się, że mimo przewidywanego spadku udziału węgla w miksie elektroenergetycznym Polski, spadek mocy zainstalowanej w węglu a co za tym idzie, zapotrzebowanie na węgiel nie spadnie w sposób aż tak znaczący. Co najważniejsze, nie będzie on wynikał z wprowadzenia do miksu elektroenergetycznego energetyki jądrowej, ale z konieczności redukcji emisji CO₂ oraz z wyłączeń przestarzałych bloków węglowych.

- ▶ Na podstawie przeprowadzonych analiz, w przypadku realizacji scenariusza miks udywersyfikowanego, zmniejszenie zapotrzebowania na węgiel kamienny szacowane jest na około 3 mln ton/rok, co stanowi wielkość znacznie mniejszą niż import tego surowca do Polski w 2013 roku (około 10 mln ton). Na tą wielkość mogą też mieć dodatkowy wpływ inne czynniki takie jak lepsza sprawność elektrowni czy zmniejszenie popytu na węgiel w sektorze ogrzewnictwa mieszkaniowego.
- ▶ Możliwość zagwarantowania mocy wytwórczych na pokrycie zapotrzebowania szczytowego jest kluczową kwestią dla mocy produkcyjnych w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Jeżeli energetyka wiatrowa i jądrowa są neutralne pod względem emisji CO₂, tylko energetyka jądrowa daje gwarancję pokrycia zapotrzebowania szczytowego i tym samym jest zdolna do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.
- ▶ Dywersyfikacja poprzez wprowadzenie pewnej ilości energii jądrowej umożliwia zatem redukcję emisji CO₂ przy jednoczesnym utrzymaniu bezpieczeństwa dostaw i w sposób efektywny kosztowo. Energetyka jądrowa jako element dywersyfikacji stanowi zatem kompromis wypełniający wymagania trzech filarów polskiej polityki energetycznej, jednocześnie przyczyniając się do zachowania pozycji przemysłu węglowego.
- ▶ W przeciwieństwie do elektrowni gazowych i węglowych, elektrownie jądrowe nie emitują w trakcie produkcji energii elektrycznej gazów cieplarnianych i w związku z tym nie są objęte Europejskim Systemem Handlu Emisjami (EU ETS). Nie potrzebują więc pozyskiwać uprawnień do emisji CO₂. W związku z tym, nie będą stanowiły dla sektora węglowego konkurencji w tym zakresie. Zmniejszenie emisji GHG przez krajowy sektor elektroenergetyczny w wyniku wdrożenia energetyki jądrowej zmniejszy wpływ kosztów pozyskania uprawnień do emisji na ceny energii elektrycznej w Polsce. W efekcie doprowadzi to również do uelastycznienia stanowiska Polski na arenie międzynarodowej w kwestii emisji GHG.
- ▶ Ponadto, jako że kopalnie węgla w Polsce znajdują się na południu kraju, energetykę jądrową można postrzegać częściowo jako alternatywę dla elektrowni węglowych usytuowanych na północy kraju i importujących węgiel. Wprowadzenie energetyki jądrowej nie wpłynęłoby na krajowe wydobycie węgla na południu a wręcz przeciwnie umocniłoby bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym (północnym) i krajowym przy jednoczesnym wypełnieniu celów środowiskowych. Zrównoważyłoby także dostawy energii elektrycznej na północy kraju, ponieważ obecnie większość elektrowni pracujących w podstawie jest zlokalizowana na południu kraju.
- ▶ Ze względu na bezpieczeństwo energetyczne Polski, energetyka jądrowa powinna być rozwijana na północy i w centrum kraju, gdzie koszty transportu polskiego węgla są zbyt wysokie, a energetyka węglowa na południu, gdzie koszty transportu węgla nie mają tak istotnego znaczenia dla ceny tego surowca. Wskazany jest równoległy rozwój energetyki węglowej i jądrowej dla wygenerowania największych korzyści ekonomicznych i politycznych.
- ▶ Wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce będzie miało również pozytywny wpływ na gospodarkę kraju i rozwój regionalny, zwłaszcza w odniesieniu do regionów, gdzie budowana będzie elektrownia jądrowa. Powstaną tam nowe miejsca pracy zarówno w samej elektrowni, jak i w jej otoczeniu. Z dostępnych analiz oraz informacji wynika, że jedno miejsce pracy w eksploatowanej elektrowni tworzy co najmniej dwa dodatkowe miejsca pracy w regionie. Ponadto, elektrownia jądrowa to również istotny podatek, płacący zarówno podatki lokalne jak i narodowe.
- ▶ Co więcej, projekty dotyczące energetyki jądrowej będą prowadzić do rozwoju nowego zaawansowanego sektora przemysłowego w Polsce, cechującego się dużą wartością dodaną. W związku ze wsparciem ze strony Badań i Rozwoju jak i inżynierii, projekty jądrowe będą stanowić kluczowy czynnik dla wzrostu konkurencyjności polskiego przemysłu.

Ponadto, poza wysokospecjalistycznym sektorem badań i rozwoju technologii jądrowych, konieczne będzie w Polsce wdrożenie szeregu technologii i rozwiązań technicznych i organizacyjnych, które dotychczas nie były stosowane. W efekcie doprowadzi to do ogólnego podniesienia poziomu technicznego i technologicznego polskich przedsiębiorstw, co podniesie ich konkurencyjność na rynkach międzynarodowych i stworzy dodatkowe szanse rozwoju.

- ▶ Występowanie pewnych technicznych podobieństw stwarza możliwość synergii pomiędzy energetyką węglową i jądrową oraz możliwość większego zaangażowania polskiego przemysłu a także sektora badań i rozwoju.

Realizacja programu PEJ jako koło zamachowe dla Polski w skali krajowej oraz regionalnej



Źródło: Raport EY dla Ministerstwa Gospodarki, Identyfikacja korzyści wynikających z realizacji programu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, 2011

3 Perspektywy rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego do 2030 roku

Sektor elektroenergetyczny w Polsce w perspektywie najbliższych lat czekają poważne wyzwania wynikające z rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Potrzebne jest sprostanie tym wymaganiom w sytuacji wielu ograniczeń wynikających ze zobowiązań międzynarodowych Polski oraz polityki wewnętrznej kraju. Sytuacja ta stanowi szansę na zmianę wizerunku polskiej energetyki i dostosowanie jej do wymogów dwudziestego pierwszego wieku. Jednocześnie sprostanie temu wyzwaniu wymaga ogromnego wysiłku i zaangażowania zarówno ludzi jak i środków finansowych.

Poniżej przedstawiono ogólną perspektywę rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego do 2030 roku w oparciu o publicznie dostępne źródła. Wynika z niej, że w najbliższych latach, z dużym prawdopodobieństwem należy spodziewać się wzrostu zapotrzebowania na energię przy jednoczesnej konieczności wyłączenia przestarzałych jednostek. Odstawienia oraz ograniczony poziom realizowanych inwestycji sprawiają, że istnieje realne ryzyko pojawienia się niedoborów energii elektrycznej. Jego zapewnienie powinno następować zgodnie z poszanowaniem podstawowych wymogów polityki klimatycznej oraz bezpieczeństwa energetycznego, jednocześnie nie powodując spowolnienia rozwoju gospodarczego naszego kraju. Sposób pokrycia niedoborów mocy będzie przedmiotem analizy w ramach scenariuszy prezentowanych w dalszej części raportu.

3.1 Analiza popytu na energię elektryczną w Polsce

W niniejszej części Raportu przedstawiono główne determinanty kształtowania popytu na energię elektryczną w Polsce, wraz z projekcjami jej docelowego poziomu zapotrzebowania do 2030 roku. Analiza perspektywy 2030 roku bazuje na analizach i prognozach przedstawionych w dostępnych publicznie dokumentach strategicznych oraz publikacjach głównych instytucji badawczych:

- ▶ Polityka Energetyczna Polski (PEP), opracowana przez Ministerstwo Gospodarki we współpracy z ARE i upublicznionej w listopadzie 2009 roku.
- ▶ Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, przygotowana przez ARE. Dokument ten stanowi aktualizację prognozy zawartej w PEP i został opublikowany we wrześniu 2011 roku.
- ▶ EU energy trends to 2050. Reference scenario 2013, przygotowanego przez Energy-Economy-Environment Modelling Laboratory E3MLab na zlecenie Komisji Europejskiej. Kalkulacje przedstawione w dokumencie bazują na modelu PRIMES. Publikacja stanowi kontynuację analiz z cyklu EU energy trends to 2030.
- ▶ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 roku do dnia 31.12.2012 roku, przygotowanego przez Ministerstwo Gospodarki w 2013 roku. Dokument zawiera prognozy przygotowane przez EM&CA.

3.1.1 Ogólne uwarunkowania popytu na energię elektryczną

Do głównych determinant popytu na energię elektryczną należą m.in.:

- ▶ Rozwój gospodarczy mierzony dynamiką PKB,
- ▶ Relatywny poziom zużycia energii elektrycznej per capita,
- ▶ Zmiany efektywności energetycznej w kolejnych latach.

W dalszej części przedstawiono szacowany wpływ powyższych uwarunkowań na zmianę popytu na energię elektryczną w Polsce do 2030 roku.

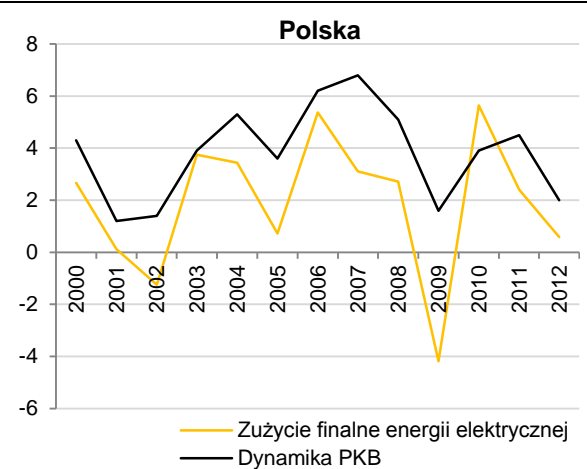
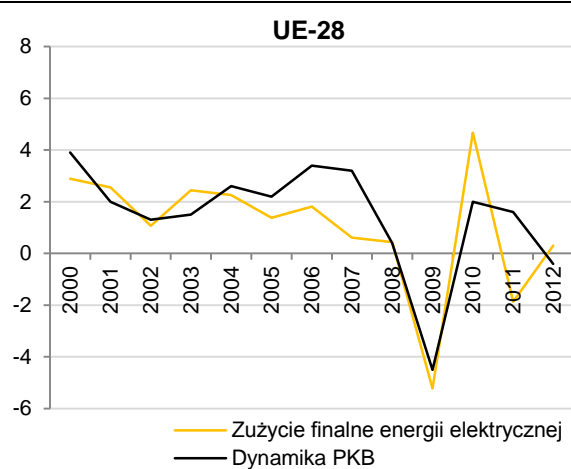
Tempo wzrostu PKB

Na kolejnych wykresach przedstawiono roczną zmianę poziomu PKB oraz zużycia energii elektrycznej dla Polski i UE ogółem w okresie 2000-2012. W tym okresie konsumpcja energii elektrycznej w Polsce wzrosła o 24%, podczas gdy średnio w UE-28 o 11%. Generalnie przyjmując się, że wzrost gospodarczy jest zwykle związany ze wzrostem konsumpcji energii elektrycznej.

Dane historyczne wskazują, że PKB w Polsce w podanym okresie wykazywał wyższe tempo wzrostu, niż dynamika zużycia finalnego energii elektrycznej. Odzwierciedla to postępującą zmianę struktury gospodarki w Polsce (zmniejszenie znaczenia przemysłów energochłonnych w tworzeniu PKB). W przypadku średniej unijnej roczna zmiana konsumpcji energii elektrycznej i zmiana PKB w analogicznym okresie była zbliżona.

Rysunek 3.1. Zmiana zużycia finalnego energii elektrycznej oraz PKB w UE-28 w latach 2000-2012 [%], y/y]

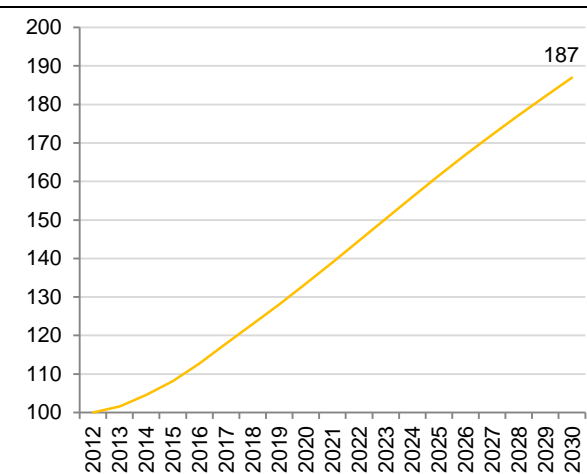
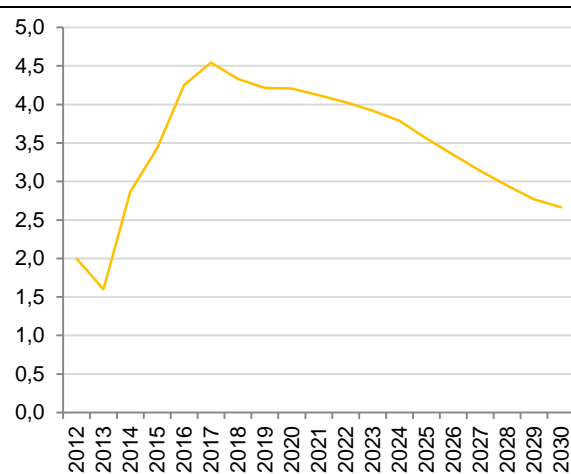
Rysunek 3.2. Zmiana zużycia finalnego energii elektrycznej oraz PKB w Polsce w latach 2000-2012 [%], y/y]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych Eurostat

Rysunek 3.3. Prognozowana dynamika PKB w Polsce w latach 2012-2030 [%], y/y]

Rysunek 3.4. Prognozowana skumulowana zmiana PKB w Polsce w latach 2012-2030 [2012=100]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych IHS Global Insight

Prognozy IHS Global Insight wskazują, że do 2030 roku dynamika PKB będzie kształtowała się na poziomie 2,5-4,5% rocznie (średnio 3,5% rocznie). W rezultacie, skumulowany wzrost PKB może sięgnąć ~87% do roku 2030, co prawdopodobnie będzie związane ze zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną.

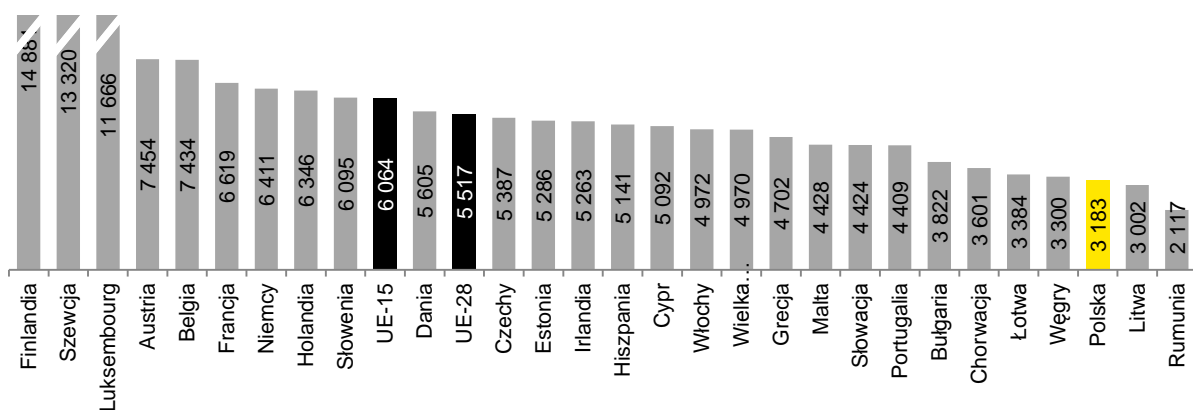
Konsumpcja energii elektrycznej per capita

Projekcje GUS wskazują, że liczba ludności w Polsce zmniejszy się do 2030 roku o ok. 1,4 mln (spadek do 36,8 mln, tj. o 3,7% w porównaniu do 2011 roku). Spadek liczby ludności w Polsce nie będzie miał jednak znaczącego przełożenia na ograniczenie ogólnego poziomu popytu na energię elektryczną w kolejnych latach ze względu na istotne różnice w jej zużyciu na mieszkańca pomiędzy Polską, a średnią dla UE-28 oraz UE-15.

Obecnie, konsumpcja energii elektrycznej per capita w Polsce należy do jednych z najniższych w UE (w 2012 roku była o 42% niższa niż średnia w UE-28 oraz 48% niższa niż średnia w UE-15). Przy założeniu konwergencji poziomu rozwoju i struktury gospodarki oznacza to znaczącą przestrzeń do zwiększenia zużycia energii elektrycznej na mieszkańca w przyszłości, nawet przy uwzględnieniu wzrostu efektywności wykorzystania energii.

UE ma indykatywny cel w zakresie oszczędzania energii, który wynosi 20% do 2020 roku (brak wiążących celów dla państw członkowskich). Według obowiązującego obecnie polskiego prawa, do 2016 Polska ma osiągnąć cel w zakresie oszczędności energii finalnej na poziomie 9% w odniesieniu do średniego poziomu krajowego zużycia energii w roku wyliczonego jako średnia z lat 2001-2005. Obecnie trwają także dyskusje nad zwiększeniem celu UE do 30% do 2030 roku. Takie podejście do efektywności energetycznej będzie miało prawdopodobnie pośredni wpływ na zużycie energii elektrycznej w Polsce i nie wpłynie znacząco na rosnący trend zapotrzebowania. W związku z tym, nie powinno mieć istotnego znaczenia dla dostaw energii elektrycznej w przyszłości.

Rysunek 3.5. Zużycie końcowe energii elektrycznej na mieszkańca w poszczególnych krajach UE w 2012 roku [kWh per capita]



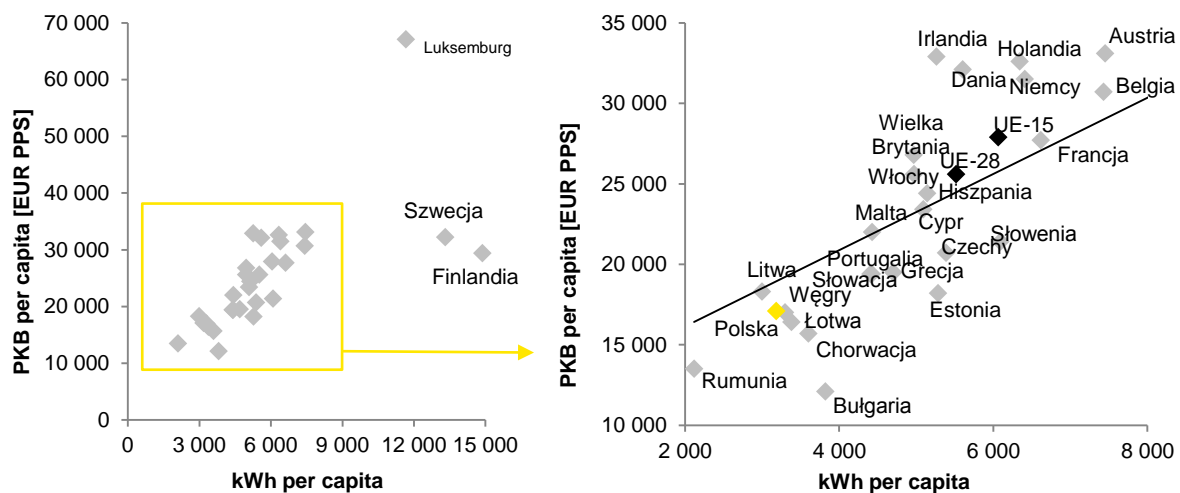
Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych Eurostat

Poziom PKB per capita a poziom konsumpcji energii elektrycznej

Potwierdzeniem zakładanego trendu zużycia energii elektrycznej jest analiza jej obecnego poziomu oraz poziomu PKB na mieszkańca Polski na tle UE. Na wykresie poniżej przedstawiono położenie Polski względem innych krajów członkowskich na podstawie aktualnego stanu tych wskaźników. Istotna zależność pomiędzy poziomem zamożności społeczeństwa a zużyciem energii elektrycznej na mieszkańca potwierdza wysoki potencjał dla wzrostu konsumpcji energii elektrycznej w Polsce

w przypadku dalszego rozwoju gospodarczego (konwergencja poziomu dochodu na mieszkańca w UE).

Rysunek 3.6. Zużycie finalne energii elektrycznej na mieszkańca [kWh per capita] oraz poziom PKB na mieszkańca [EUR PPS, per capita] w UE-28 w 2012 roku

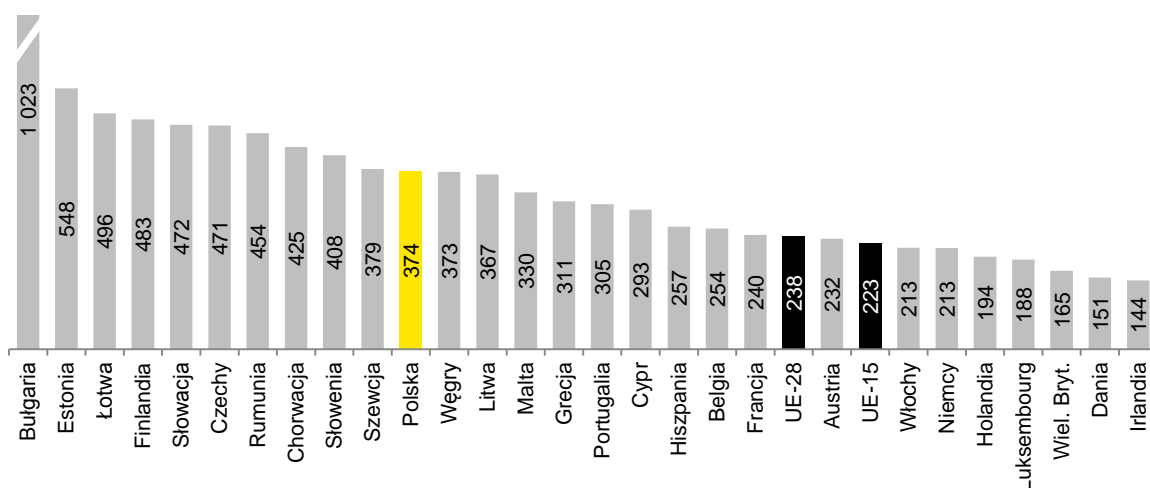


Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych Eurostat

Zmiana efektywności energetycznej

Polska gospodarka charakteryzuje się relatywnie wysokim zużyciem energii elektrycznej potrzebnej na wygenerowanie jednostki PKB (kolejny wykres). Bardziej efektywne wykorzystanie energii elektrycznej w przyszłości (jeden z celów unijnej polityki energetycznej, wspierany poprzez rozwiązania regulacyjne) może zatem w pewnym zakresie wpływać na ograniczanie tempa wzrostu popytu na energię elektryczną w kolejnych latach. Niniejszy efekt z dużym prawdopodobieństwem nie wpłynie jednak znacząco na ograniczenie rosnącego trendu zużycia energii elektrycznej.

Rysunek 3.7. Zużycie finalne energii elektrycznej potrzebnej na wygenerowanie jednostki PKB w 2012 roku [kWh/1000 EUR]



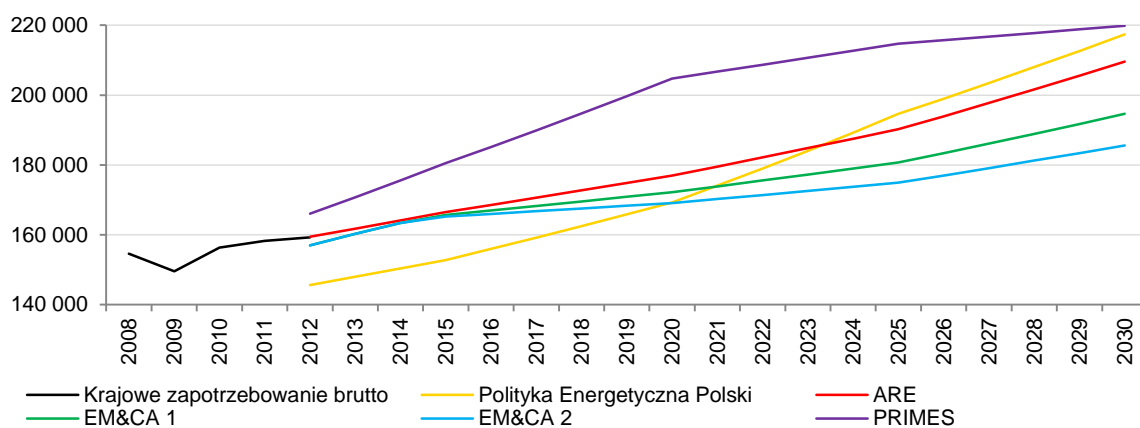
Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych Eurostat

3.1.2 Prognozy popytu na energię elektryczną do 2030 roku

Omówione wcześniej uwarunkowania kształtowania się popytu na energię elektryczną znajdują swoje odzwierciedlenie w prognozach docelowego poziomu jej konsumpcji do 2030 roku. W zależności od autora prognozy, w latach 2012-2030 konsumpcja energii elektrycznej wzrośnie o 17-38% (26-61 TWh). Oznacza to szacunkowy średnioroczny wzrost zapotrzebowania na poziomie 0,9-1,8%.

Poniższe prognozy biorą pod uwagę wymagania dotyczące efektywności energetycznej, która na poziomie UE jest objęta 20% indykatywnym celem dotyczącym poprawy oszczędzania energii w perspektywie roku 2020. Prognoza PEP 2030, ARE i EM&CA uwzględnia realizację celu zmniejszenia zużycia energii finalnej o 9% do 2016 r. w stosunku do średniej z lat 2001-2005 zgodnie z Krajowym Planem Działań dotyczącym efektywności energetycznej, który został opracowany zgodnie z dyrektywą 2006/32/WE. Prognoza PRIMES uwzględnia wszystkie obowiązujące regulacje UE dotyczące efektywności energetycznej, w tym także nową dyrektywę o efektywności energetycznej 2010/27/UE.

Rysunek 3.8. Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną brutto do 2030 roku [GWh]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Eurostat; Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA); Polityka Energetyczna Polski, MG 2009; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference Scenario 2013, European Commission 2013 (model PRIMES)

Wnioski

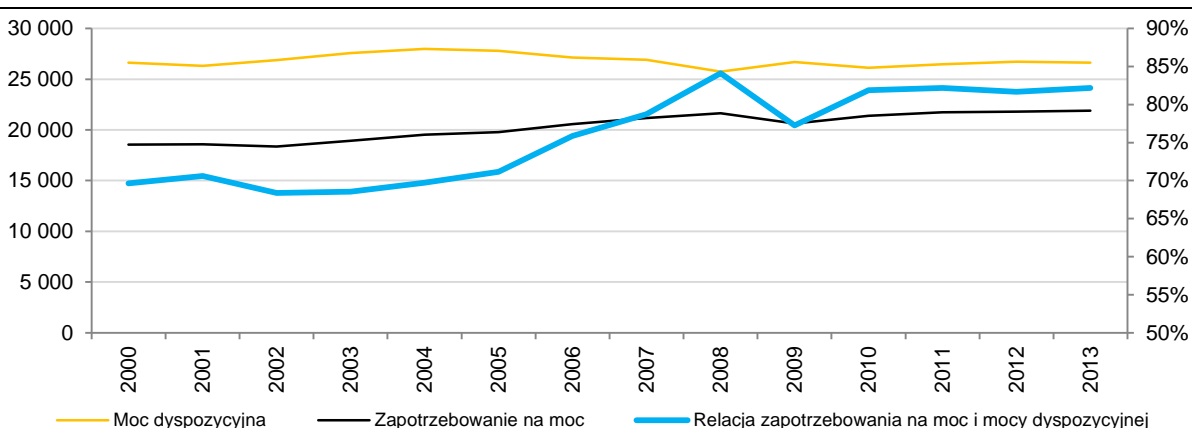
- ▶ Wzrost konsumpcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2000-2012 (24%) był ponad dwa razy wyższy niż średnia unijna (11%), co jest związane przede wszystkim z rozwojem gospodarczym kraju.
- ▶ Zużycie energii elektrycznej per capita w Polsce należy do jednych z najniższych w UE (w 2012 roku było o 42% niższe niż średnia w UE-28), w związku z czym należy oczekiwać, że w miarę dalszego rozwoju gospodarczego kraju wskaźnik ten będzie rósł, nawet przy założeniu wzrostu efektywności energetycznej.
- ▶ Większe zużycie energii elektrycznej ma odzwierciedlenie w prognozach, które przewidują, że konsumpcja energii elektrycznej w Polsce w okresie 2012-2030 wzrośnie o 17-38%. Poprawa w zakresie efektywności energetycznej nie będzie miała istotnego łagodzącego wpływu na prognozowany rosnący trend zużycia energii elektrycznej.

3.2 Analiza zapotrzebowania na moc w polskim systemie elektroenergetycznym w pespektywie 2030

3.2.1 Zapotrzebowanie na moc w poprzednich latach

W latach 2000-2013 średnia roczna moc dyspozycyjna w systemie elektroenergetycznym w szczycie wieczornym dni roboczych praktycznie nie zmieniała się (~26,6 GW w 2000 i 2013 roku), natomiast zapotrzebowanie na moc dla analogicznego okresu wzrosło o ~18% (18,5 GW w 2000 i 21,9 GW w 2013 roku). W konsekwencji, relacja zapotrzebowania na moc i mocy dyspozycyjnej dla szczytu wieczornego w dni robocze wzrosła z 70% w 2000 roku do 82% w 2013 roku.

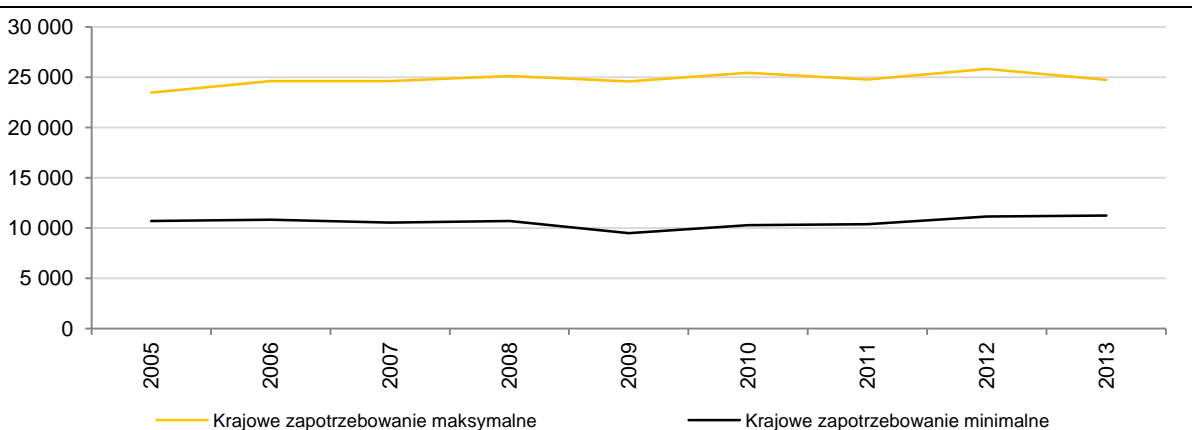
Rysunek 3.9. Średnie roczne wielkości mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych ze szczytu wieczornego dni roboczych i zapotrzebowanie na moc w latach 2000-2013 [lewa oś, MW] oraz relacja zapotrzebowania i mocy dyspozycyjnych [prawa oś, %]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych PSE Operator

W poprzednich latach (2005-2013) maksymalne zapotrzebowanie na moc sięgało 23,5-25,9 GW. W tym samym czasie minimalne zapotrzebowanie na moc wynosiło 9,5-11,2 GW.

Rysunek 3.10. Maksymalne i minimalne zapotrzebowanie w dniach, w których wystąpiło minimalne i maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2005-2013 [MW]



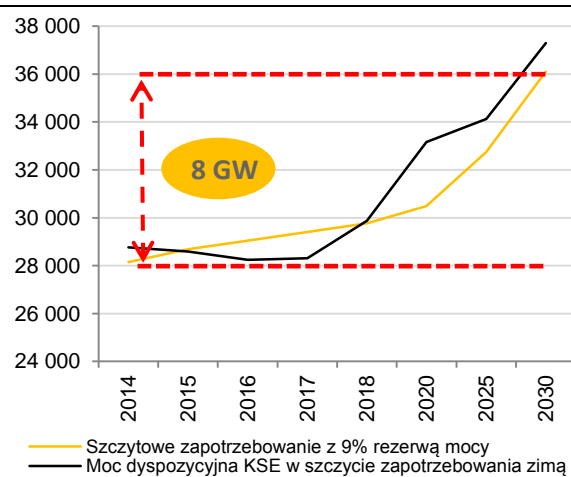
Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych PSE Operator

3.2.2 Prognozy zapotrzebowania na moc w przyszłości

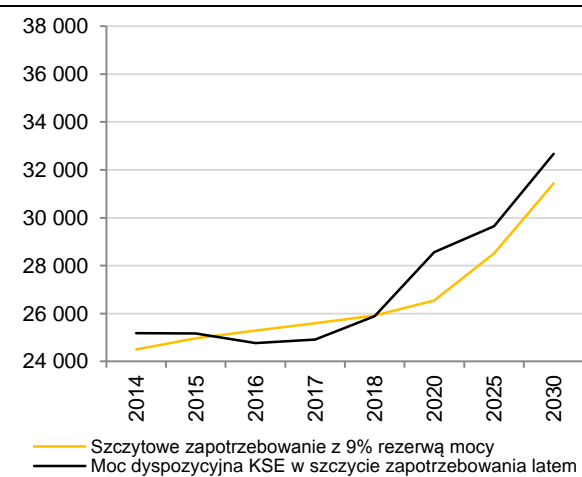
Prognozy zapotrzebowania na moc do 2030 roku wskazują na ryzyko powstawania deficytu mocy w szczycie zimowym i letnim, co jest konsekwencją wzrostu zapotrzebowania na moc przy ograniczonej liczbie nowych jednostek o wysokiej dyspozycyjności włączanych do KSE.

Szczególnie trudna sytuacja (deficyt mocy dyspozycyjnej) może mieć miejsce w sezonie zimowym w latach 2015-2017 oraz w sezonie letnim w latach 2016-2018. Zgodnie z prognozą, na skutek uruchamiania nowych dyspozycyjnych jednostek wytwórczych, od 2018 roku (sezon zimowy) i 2019 roku (sezon letni) ponownie pojawia się nadwyżka mocy dyspozycyjnej nad szczytowym zapotrzebowaniem. Wynika ona z przewidywanego nałożenie się w czasie spowolnienia procesu odstawień istniejących mocy oraz oddania do użytku źródeł wytwórczych o wysokiej dyspozycyjności.

Rysunek 3.11. Prognoza mocy dyspozycyjnej KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc w zimie w perspektywie 2030 roku [MW]



Rysunek 3.12. Prognoza mocy dyspozycyjnej KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc latem w perspektywie 2030 roku [MW]



*Założenia dotyczące rezerwy są zgodne z obecną praktyką i wymaganiami. W przypadku znacznego wzrostu udziału OZE, będzie konieczne zwiększenie rezerwy.

Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA)

Niniejsze dane pochodzą z prognozy przygotowanej przez EM&CA, która zakłada wprowadzenie energetyki jądrowej do 2030 roku na poziomie 6 GW. Brak jej wprowadzenia lub opóźnienie spowodowałoby ryzyko niedoborów mocy w latach 2020-2030.

Z przedstawionego powyżej zestawienia prognoz wynika, iż pomiędzy rokiem 2014 a 2030 zapotrzebowanie szczytowe na moc zimą powiększone o standardową rezerwę mocy na poziomie 9% wzrosło o 8 GW. Tym samym, na mocy tych prognoz i przy założeniu spełniania kryterium wystarczalności mocy krajowych do zaspokojenia krajowego zapotrzebowania, w tym okresie przyrost netto mocy w systemie powinien wynieść minimum 8 GW.

Wnioski

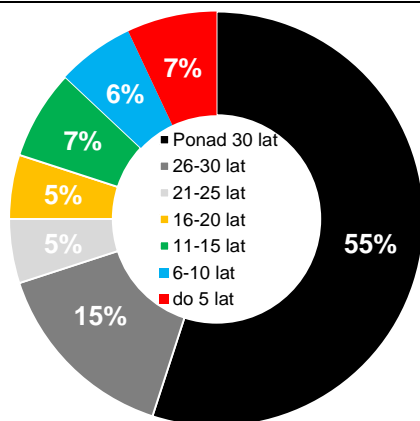
- ▶ W ciągu ostatniej dekady zapotrzebowanie na moc w Polsce wzrosło o około 18%, podczas gdy średnia roczna moc dyspozycyjna pozostaje na tym samym poziomie około (26,6 GW).
- ▶ Pomiędzy rokiem 2014 a 2030 zapotrzebowanie szczytowe na moc zimą powiększone o standardową rezerwę mocy na poziomie 9% wzrosło o około 8 GW.
- ▶ Nowe inwestycje w dyspozycyjne moce wytwórcze będą niezbędne, aby zapewnić pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną.

3.3 Dynamika podaży mocy w jednostkach wytwórczych w Polsce w pespektywie 2030

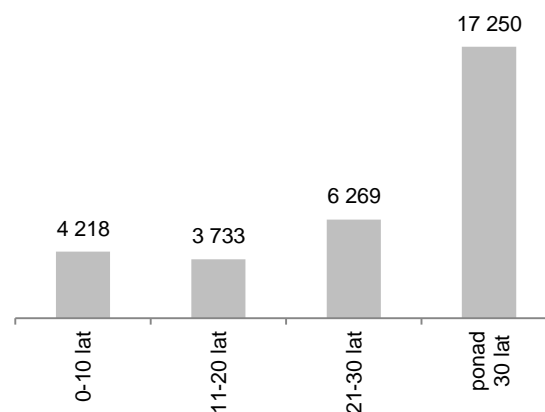
3.3.1 Prognozy odstawień jednostek wytwórczych

Obecnie przeważająca większość mocy wytwórczych (~55% co odpowiada ponad 17 GW mocy wytwórczej) w elektrowniach zawodowych ma ponad 30 lat. Biorąc pod uwagę stan techniczny istniejących jednostek, przyjęty okres ich normalnej eksploatacji (ok. 35 lat) oraz wyższe standardy emisyjności (Dyrektywa IED – patrz Podrozdział 4.4.2), do 2030 roku konieczne będzie wycofanie z eksploatacji istotnej części z nich. Uwzględniając obecną strukturę mocy zainstalowanej (~86% mocy wykorzystuje paliwa stałe) oraz wiek jednostek, wyłączenia będą dotyczyć głównie takich źródeł.

Rysunek 3.13. Struktura wieku polskich elektrowni ciepłych zawodowych – stan na koniec 2011 roku [%]



Rysunek 3.14. Struktura wieku turbozespołów w elektrowniach ciepłych zawodowych - stan na koniec 2011 roku [MW]

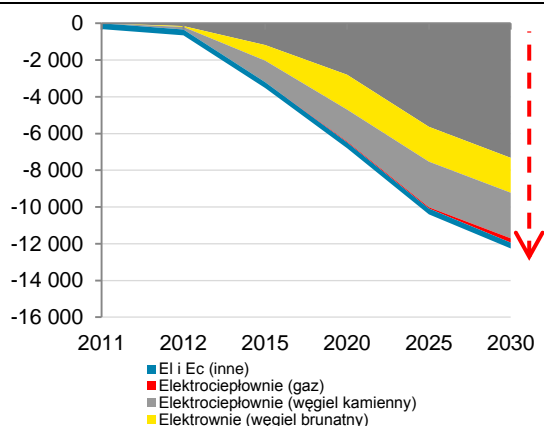
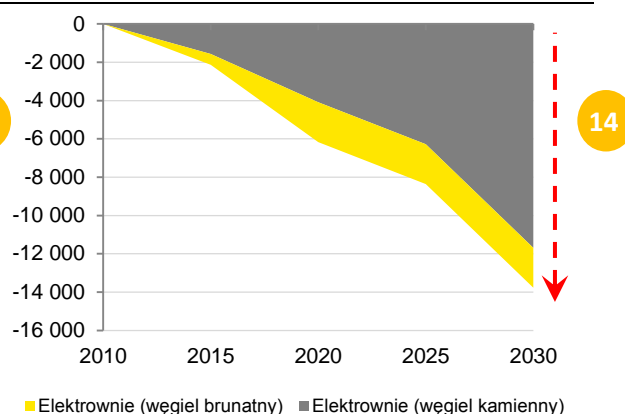
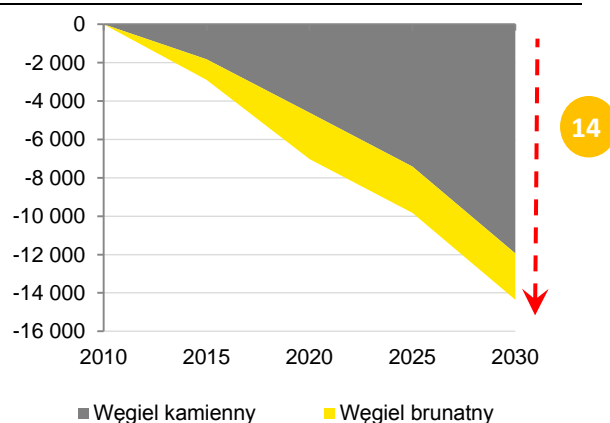


Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono dane ARE)

Prognozy wskazują, że do 2030 roku zostaną odstawione jednostki o mocy zainstalowanej od 12 GW (szacunki EM&CA) do 14 GW (Polityka Energetyczna Polski). Głównym założeniem analiz dotyczących perspektywy 2030 jest szczególnie wysoki poziom wyłączeń dla elektrowni wykorzystujących węgiel kamienny (7,3 GW według EM&CA, 11,7 GW według ARE i 11,9 GW przedstawionych w Polityce Energetycznej Polski). Dodatkowo, EM&CA szacuje spadek mocy w elektrociepłowniach spalających węgiel kamienny w analogicznym okresie na 2,5 GW. W przypadku elektrowni wykorzystujących węgiel brunatny szacuje się spadek mocy zainstalowanej na poziomie od ~2 GW (zarówno EM&CA jak i ARE) do 2,4 GW (PEP).

Skala planowanych odstawień działających obecnie jednostek wytwórczych i relatywnie niskie przyrosty mocy nowych jednostek może wpłynąć na powstanie ryzyka deficytu mocy dyspozycyjnej.

Szacunki wyłączeń mocy wytwórczych do 2030 roku na poziomie 12-14 GW oznaczają, że bez inwestycji w nowe moce wytwórcze i przyrostów mocy wynikających z modernizacji, poziom mocy zainstalowanej może zmniejszyć się z obecnych 38,4 GW (stan na koniec 2013 roku) do 23,7-25,8 GW.

Rysunek 3.15 Prognoza wyłączeń jednostek wytwórczych do 2030 roku przygotowana przez EM&CA [narastająco; MW]**Rysunek 3.16 Prognoza wyłączeń jednostek wytwórczych do 2030 roku przygotowana przez ARE [narastająco; MW]****Rysunek 3.17 Prognoza wyłączeń jednostek wytwórczych do 2030 roku przedstawiona w Polityce Energetycznej Polski [narastająco; MW]**

Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA); Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; Polityka Energetyczna Polski, MG 2009

3.3.2 Plany budowy jednostek wytwórczych oraz modernizacji zwiększających moc

Modernizacje jednostek wytwórczych

W okresie do 2016 roku zostanie zmodernizowanych 9 jednostek wytwórczych (inwestycje dotyczące JWCD), w ramach których nastąpi przyrost mocy osiągalnej w wysokości 152 MW. Istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że w kolejnych latach do 2030 roku będą realizowane dalsze modernizacje zwiększające moc osiągalną jednostek wytwórczych, co jednak w ograniczonym zakresie może zwiększyć moc dyspozycyjną w KSE.

Tabela 3.1. Planowane modernizacje zwiększające moc osiągalną w okresie do 2016 roku [GW]

Nazwa wytwórcy	Nazwa jednostki	Moc osiągalna [MW]	Przyrost mocy [MW]	Paliwo	Uwagi
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów B11	370	+20	Węgiel brunatny	Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 01.04.2015 roku
	Bełchatów B12	370	+20		Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 01.09.2015 roku
ZE Pątnów-Adamów-Konin S.A.	Pątnów 1 B1	200	+22	Węgiel brunatny	Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 01.10.2014 roku
	Pątnów 1 B3	200	+22		Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 31.01.2016 roku
	Pątnów 1 B2	200	+22		Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 01.01.2015 roku
	Pątnów 1 B4	200	+7		Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 31.01.2016 roku
GDF SUEZ Energia Polska S.A.	Połaniec B3	225	+17	Węgiel kamienny	Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 01.08.2014 roku
	Połaniec B4	225	+17		Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 01.12.2014 roku
EDF Polska S.A.	Rybnik B7	220	+5	Węgiel kamienny	Planowane podniesienie mocy osiągalnej od 01.05.2015 roku
RAZEM			152		

Źródło: Opracowanie EY na podstawie informacji PSE Operator

Plany budowy i odbudowy mocy wytwórczych

Obecnie w Polsce w budowie jest ~4 317 MW mocy wytwórczych. Kolejne ~8 950-9 500 MW jest rozwijanych w ramach projektów przygotowywanych przez największe grupy energetyczne. Są to projekty, ocenione jako projekty o dużym prawdopodobieństwie realizacji w perspektywie czasowej objętej niniejszym raportem.

Zakładając optymistyczny scenariusz realizacji wszystkich rozwijanych obecnie projektów inwestycyjnych, łącznie mogłoby powstać ~12-14 GW mocy (projekty obecnie realizowane i rozwijane), co w przybliżeniu odpowiadałoby poziomowi odstawianych jednostek wytwórczych (~12-14 GW). Tym samym przy założeniu braku realizacji dalszych inwestycji (w tym potencjalnych inwestycji w energetyce jądrowej), nieujętych w poniższej tabeli różnica w zapotrzebowaniu na moce pomiędzy chwilą obecną a poziomem prognozowanym dla roku 2030 nie zostanie pokryta.

Tabela 3.2. Najważniejsze (>50 MW) realizowane i planowane inwestycje w nowe i odbudowywane moce wytwórcze w uwzględnieniu prawdopodobieństwa realizacji [MW]

Nazwa wytwórcy	Nazwa Jednostki	Moc [MW]	Paliwo	Uwagi
Realizowane obecnie projekty inwestycyjne				
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Elektrownia Opole 5 i 6	1 800	Węgiel kamienny	Projekt realizowany. Planowane zakończenie w 2019 roku.
ENEA Wytwarzanie S.A.	Elektrownia Kozienice	1 075	Węgiel kamienny	Projekt realizowany. Planowane zakończenie w 2017 roku.
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Elektrociepłownie	187	Gaz/węgiel kamienny	187 MW mocy w kogeneracji (w tym m.in. nowy blok EC Rzeszów).
PGE Energia Odnawialna S.A.	Łądowe elektrownie wiatrowe	234	Energetyka wiatrowa	Zakończenie budowy kolejnych farm wiatrowych do końca 2016 roku.
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. [TAURON Polska Energia S.A. i PGNiG TERMIKA SA]	Elektrociepłownia Stalowa Wola	450	Gaz ziemny	Projekt realizowany. Planowane zakończenie w 2015 roku.
TAURON Ciepło sp. z o.o.	ZW Tychy	50	Węgiel kamienny	Projekt realizowany. Planowane zakończenie w 2016 roku.
PKN Orlen S.A.	Elektrociepłownia Włocławek	470	Gaz ziemny	Projekt realizowany. Planowane zakończenie w 2015 roku.
ENERGA WYTWARZANIE Sp. z o.o. [główna spółka Segmentu Wytwarzanie]	OZE	51	OZE	Projekt (blok biomasowy w Elblągu, FW Myślino oraz PV Czernikowo i Gdańsk).
SUMA		4 317		
Rozwijane projekty inwestycyjne				
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Elektrownia Turów	450	Węgiel brunatny	KIO odrzuciło odwołania przegranych firm (Doosan i Shanghai Electric) – PGE ma prawo podpisać umowę z konsorcjum Hitachi Power Europe, Budimex, MHPS Europe GmbH, Tecnicas Reunidas. Planowane zakończenie budowy bloku w 2018 roku.
Elektrownia Północ Sp. z o.o. [grupa kapitałowa Kulczyk Investments S.A.]	Elektrownia Północ	800	Węgiel kamienny	W grudniu 2013 Alstom wybrany generalnym wykonawcą

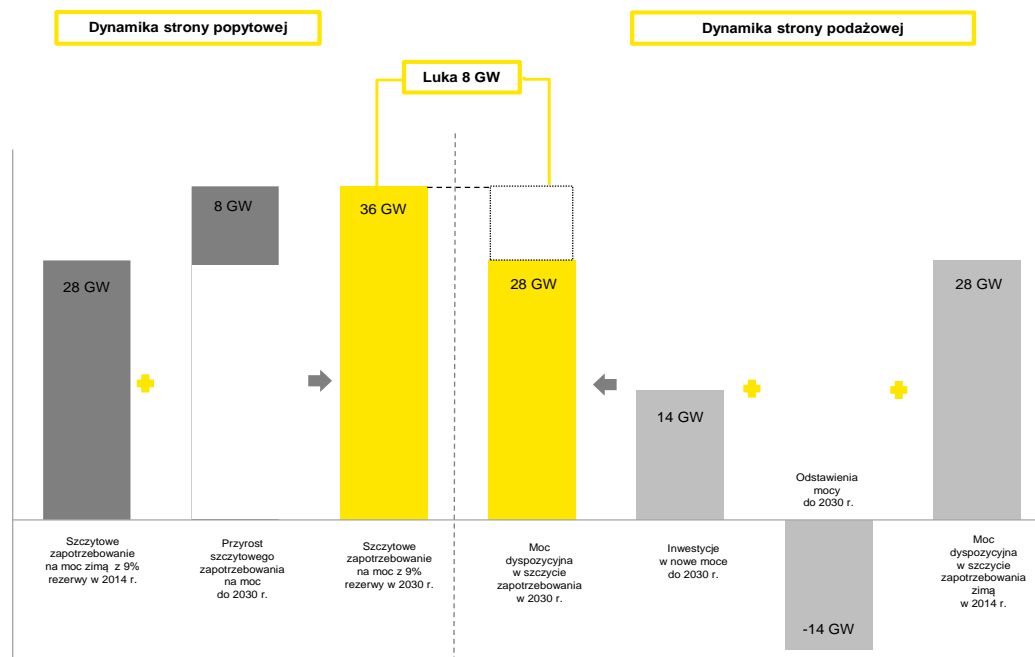
Nazwa wytwórcy	Nazwa Jednostki	Moc [MW]	Paliwo	Uwagi
Elektrownia Puławy Sp. z o.o. [PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz Grupy Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” S.A.]	Elektrownia Puławy	800-900	Gaz ziemny	Rozstrzygnięcie przetargu na wybór generalnego wykonawcy do końca 2014 roku.
PGE Energia Odnawialna S.A.	Lądowe elektrownie wiatrowe	~880	Energetyka wiatrowa	Rozwój projektów uzależniony od ostatecznego kształtu systemu wsparcia.
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Elektrociepłownie	~1 100		Rozwój projektów uzależniony od ostatecznego kształtu systemu wsparcia.
ENEA Wytwarzanie S.A.	Elektrociepłownie	~300	Gaz/węgiel kamienny	Wybór paliwa (w tym wykorzystania biomasy) w zależności od analizy atrakcyjności ekonomicznej poszczególnych przedsięwzięć.
ENEA Wytwarzanie S.A.	OZE	~500	OZE	Plany według strategii GK ENEA.
TAURON Wytwarzanie S.A.	Elektrowni Jaworzno III	910	Węgiel kamienny	Umowa z generalnym wykonawcą (Rafako i Mostostal Warszawa) podpisana w kwietniu 2014 roku. Zakończenie budowy w 2019 roku.
TAURON Wytwarzanie S.A.	Elektrownia Łagisza	413	Gaz ziemny	Procedura wyboru wykonawcy projektu. Planowane oddanie do użytku w 2018 roku.
Energa Invest S.A.	CCGT Grudziądz	420-600	Gaz ziemny	Przetarg na wybór wykonawcy.
Spółka Energetyczna "Jastrzębie" SA	EC Zofiówka	75	Węgiel kamienny	Rozstrzygnięcie przetargu na generalnego wykonawcę w lutym, 2014 roku.
Kompania Węglowa S.A.	Elektrownia Czeczott	1 000	Węgiel kamienny	Negocjacje w sprawie finansowania, budowy oraz eksploatacji Elektrowni Czeczott z Mitsui & Co Ltd.
PGNiG Termika S.A.	Elektrociepłownia Żerań	450	Gaz ziemny	W marcu 2013 roku wybrano firmę odpowiedzialną za wykonanie projektu budowlanego.
PKN Orlen S.A.	Elektrociepłownia Płock	400-600	Gaz ziemny	Proces wyboru wykonawcy.
ZE PAK S.A.	Elektrociepłownia Konin	120	Gaz ziemny	Przygotowanie do rozpoczęcia postępowania ofertowego na wybór generalnego wykonawcy.
ZAK S.A.	Elektrociepłownia w ZAK	130	Gaz/węgiel kamienny	Podpisana umowa z wykonawcą. Zakończenie budowy w 2016 roku.
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Elektrownia Pomorzany	200-270	Gaz ziemny	Proces wyboru wykonawcy. Zakończenie budowy w 2016 roku.
SUMA -8 950-9 500				
RAZEM ~12 000-14 000				

Źródło: Opracowanie EY na podstawie informacji prasowych i informacji Spółek

3.3.3 Wstępne zestawienie dynamik zapotrzebowania oraz podaży mocy w roku 2030

W efekcie zestawienia przeglądu dynamik zapotrzebowania i podaży dokonanych powyżej, można wstępnie zidentyfikować potencjalną lukę podażową w poziomie mocy w systemie. Na podstawie ogólnie dostępnych danych w wyniku wstępnej analizy, EY oszacował jej wysokość na około 8 GW w 2030 roku.

Rysunek 3.18. Ilustracyjne zestawienie dynamiki zapotrzebowania i podaży na moc



* Zapotrzebowanie na moc i moc dyspozycyjną wg prognozy EM&CA. Aby zaspokoić zapotrzebowanie, moc zainstalowana musi być wyższa, ponieważ nie wszystkie źródła wytwórcze są zawsze dostępne w 100%, w prognozie EM&CA wynosi ona 54 GW w 2030 roku.

** Odstawienie mocy do 2030 roku wg informacji przedstawionych w publicznie dostępnych źródłach jak w rozdziale 3.3.1 (wyższa wartość przedziału)

*** Inwestycje w nowe moce wg informacji zgromadzonych przez EY i przedstawionych w rozdziale 3.3.2 (wyższa wartość przedziału)

Źródło: Opracowanie EY

Wnioski

- ▶ Do 2030 roku, w wyniku wycofania z eksploatacji znaczącej liczby źródeł wytwórczych opartych na paliwach stałych (około 12-14 GW) z powodu ich wieku, stanu technicznego i zaostrzonych standardów emisyjnych, poziom mocy wytwórczych w Polsce zmniejszyłby się z obecnych 38 GW do 25-26 GW.
- ▶ Przy założeniu, że wszystkie trwające i planowane inwestycje w moce wytwórcze o dużym prawdopodobieństwie zostaną zrealizowane, w polskim systemie elektroenergetycznym powstanie około 12-14 GW nowej mocy, co w przybliżeniu odpowiada poziomowi mocy jednostek wycofywanych (12-14 GW).
- ▶ Skala planowanych odstawień funkcjonujących obecnie jednostek wytwórczych i relatywnie niskie przyrosty nowych mocy w systemie spowodują, że powstanie ryzyko deficytu mocy dyspozycyjnej na szacunkowym poziomie około 8 GW.

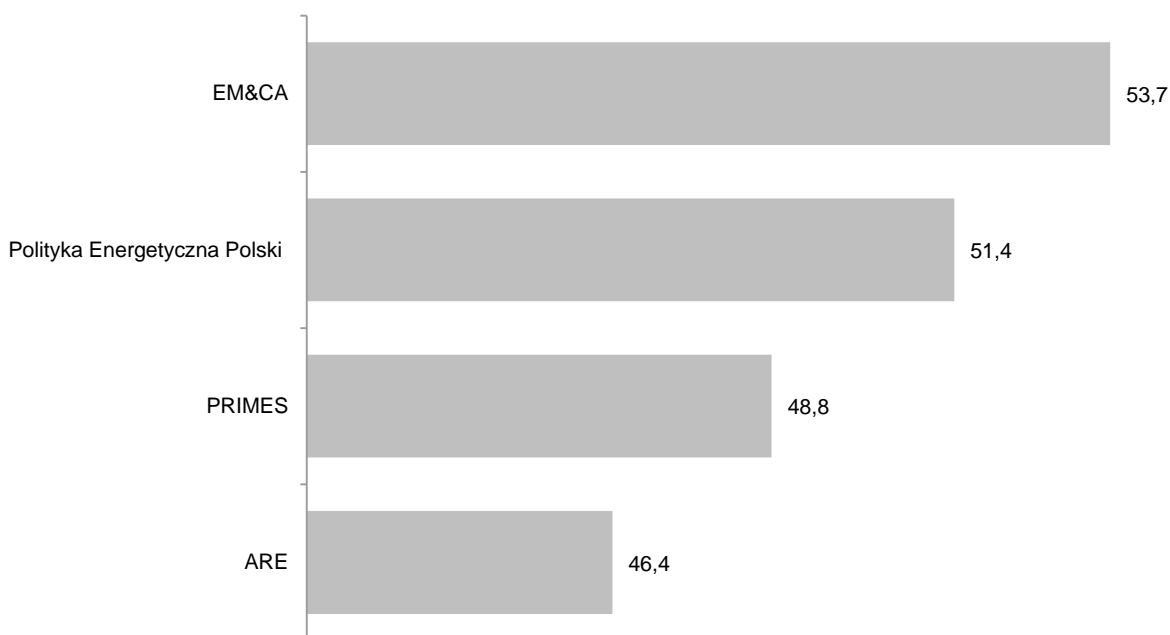
- ▶ Możliwość zagwarantowania mocy szczytowej jest kluczową kwestią dla mocy wytwórczych, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw. Dodatkowe dyspozycyjne moce są niezbędne dla generacji w podstawie oraz dla rezerwy dla okresowych źródeł odnawialnych, co stwarza możliwość dywersyfikacji polskiej floty wytwórczej.

3.4 Planowana moc zainstalowana według dostępnych prognoz rynkowych

W zależności od założeń i źródła poziom prognoz mocy w 2030 roku mieści się w przedziale ~46-54 GW. Należy podkreślić, iż w zależności od autora prognozy podawane wyniki są różne. Wynika to głównie z faktu, iż autorzy posługują się różnymi pojęciami do określenia uzyskanej mocy. W przypadku EM&CA autorzy jasno rozróżniają moc zainstalowaną (~54 GW) od osiągalnej (~45 GW). Natomiast PRIMES oraz ARE posługują się mocą osiągalną, skąd po części wynika różnica w prezentowanych wynikach.

Każda z dostępnych prognoz planowanej mocy w systemie zakłada wielkości niezbędne do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w 2030 tj. zakłada spełnienie kryterium wystarczalności w zakresie krajowej produkcji energii elektrycznej (brak systemowego importu netto). Co należy dodatkowo podkreślić, po stronie podaży, każda z dostępnych prognoz mocy zakłada własną strukturę mocy zainstalowanej uwzględniającą m.in. istotną obecność energii jądrowej w miksie paliwowym 2030.

Rysunek 3.19. Szacunkowy poziom mocy zainstalowanej (EM&CA oraz PEP) oraz osiągalnej (PRIMES, ARE) w 2030 roku [GW]

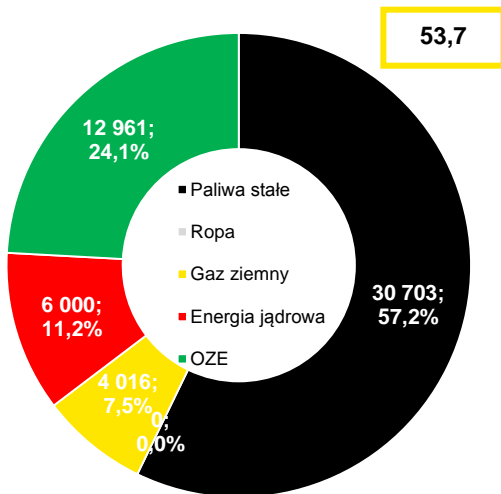


Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA); Polityka Energetyczna Polski, MG 2009; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference Scenario 2013, European Commission 2013 (model PRIMES)

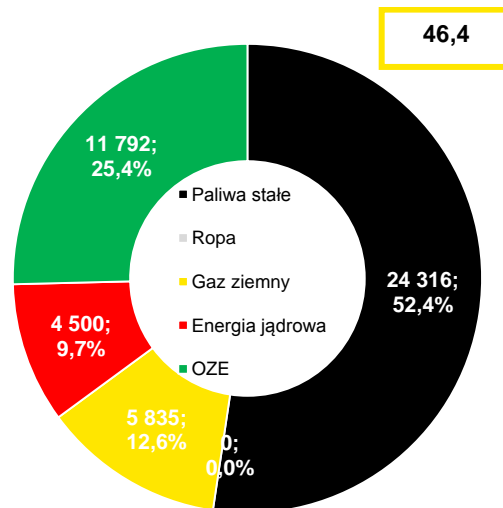
Wszystkie prognozy miks elektroenergetycznej mocy wytwórczych w 2030 roku wskazują na spadek znaczenia paliw stałych (z poziomu ~86% do ~42-61%). Zmniejszenie znaczenia w ogólnej strukturze nie musi jednak oznaczać silnego spadku mocy wytwórczych w takich technologiach – przykładowo według prognozy PEP w 2030 roku mogłoby być ~31 GW mocy

wykorzystujących paliwa stałe (spadek z ~33 GW na koniec 2013 rok). Silne zmniejszanie mocy w paliwach stałych zakłada analiza PRIMES – tylko ~20 GW mocy zainstalowanej w 2030 roku. Dodatkowo, każda z analiz wskazuje na rozwój energetyki jądrowej (od 4,5 GW do 6 GW), jak również dalszy rozwój źródeł odnawialnych (~11,6-13 GW, co oznacza 23-25% udział w miksie) oraz wzrost mocy w jednostkach wykorzystujących gaz (~3,7-9,6 GW).

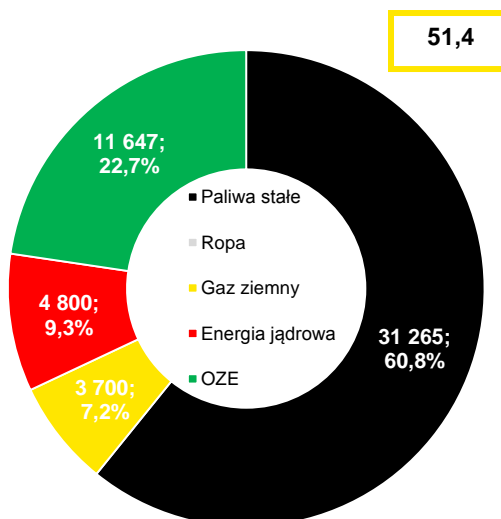
Rysunek 3.20. Docelowa struktura mocy zainstalowanej w 2030 roku [%]* oraz moc zainstalowana w 2030 roku [GW] według EM&CA



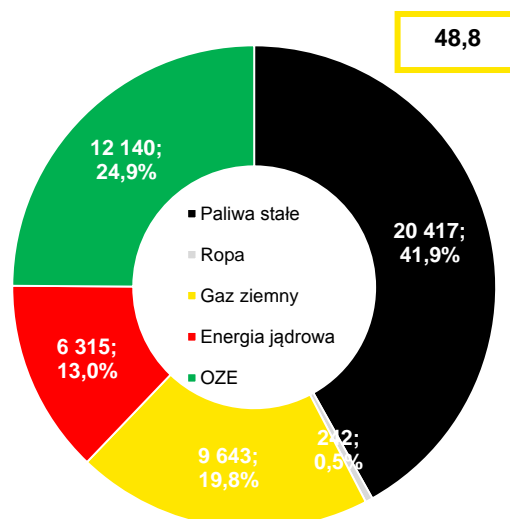
Rysunek 3.21. Docelowa struktura mocy osiągalnej w 2030 roku [%]* oraz moc osiągalna w 2030 roku [GW] według ARE



Rysunek 3.22. Docelowa struktura mocy zainstalowanej w 2030 roku [%]* oraz moc zainstalowana w 2030 roku [GW] według Polityki Energetycznej Polski



Rysunek 3.23. Docelowa struktura mocy osiągalnej w 2030 roku [%]* oraz moc osiągalna w 2030 roku [GW] według PRIMES



* Źródła szczytowo-pompowe zostały uwzględnione w ramach jednostek wykorzystujących paliwa stałe.

Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA); Polityka Energetyczna Polski, MG 2009; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference Scenario 2013, European Commission 2013 (model PRIMES)

Wnioski

- ▶ Wszystkie ogólnie dostępne analizy planowanego poziomu mocy zainstalowanej w systemie wskazują na poziom w okolicach 50 GW w roku 2030 zakładając poziom wymaganych nowych inwestycji, który ma za zadanie pokryć rosnący popyt na energię elektryczną oraz niezbędne odtworzenie mocy istniejących.
 - ▶ Każda z dostępnych prognoz zakłada istotną obecność energetyki jądrowej w strukturze mocy na poziomie w przedziale 4,5-6 GW. Energetyka jądrowa charakteryzuje się wysoką dyspozycyjnością co oznacza, że może zapewnić bezpieczeństwo dostaw.
-

4 Uwarunkowania regulacyjne rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce

Od 1 maja 2004 roku Polska jest członkiem Unii Europejskiej. W związku z tym, rozwój sektora elektroenergetycznego, tak jak wielu innych obszarów, jest ściśle powiązany z kierunkami rozwoju zawartymi w strategiach, programach czy aktach prawnych przyjmowanych na poziomie unijnym. Niniejszy rozdział opisuje najważniejsze uwarunkowania dotyczące rozwoju sektora energii elektrycznej wynikające z polityki energetycznej UE przyjęte na przestrzeni ostatnich lat w UE. Do najważniejszych dokumentów należą:

- ▶ Trzeci Pakiet Energetyczny, regulujący zasady funkcjonowania wewnętrznego konkurencyjnego rynku energii,
- ▶ Pakiet klimatyczno-energetyczny 2020, ustanawiający cele redukcyjne w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz cel udziału odnawialnych źródeł energii,
- ▶ Dyrektywa o Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, ustanawiająca kluczowy instrument wspierający redukcję emisji gazów cieplarnianych,
- ▶ Dyrektywa o emisjach przemysłowych, zastępująca Dyrektywę LCP oraz ustanawiająca pułapy i standardy emisji zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania,
- ▶ Dyrektywa o efektywności energetycznej, odnosząca się do działań mających na celu oszczędność zużycia energii,
- ▶ Komunikat dotyczący pomocy państwa w sektorze energetycznym,
- ▶ Dokumenty nakreślające przyszły kształt polityki klimatycznej i energetycznej: przedstawiony przez KE w styczniu br. Komunikat proponujący dalsze cele w zakresie GHG i OZE do 2030 roku oraz Plany Działania do 2050 opublikowane w 2011 roku.

Z dokumentów tych jasno wynika, że kwestie dotyczące rozwoju sektora elektroenergetycznego znajdują się wysoko na agendzie UE a wśród priorytetów jest wspólny rynek, redukcja emisji GHG i innych zanieczyszczeń, rozwój OZE oraz poprawa efektywności energetycznej. W związku ze specyficzną sytuacją polskiego sektora energetycznego (duży udział węgla), wiele z tych regulacji ma istotne znaczenie dla polskiej gospodarki i bezpośrednio wpływa na kształt polskiej polityki energetycznej. Poniżej omówiono szczegółowo te ww. kluczowe regulacje na poziomie UE.

4.1 Polityka energetyczna UE

Polska jako członek UE jest zobowiązana do wdrażania przyjętych regulacji oraz z wywiązywania się nałożonych na nią zobowiązań. Jednocześnie bierze też czynny udział w kształtowaniu obecnej i przyszłej polityki energetycznej. Poniżej omówiono kluczowe obowiązujące regulacje kształtujące sektor energetyczny UE oraz dokumenty kierunkowe dotyczące dalszego rozwoju sektora energetycznego w horyzoncie roku 2030 i 2050.

4.1.1 Kluczowe obowiązujące regulacje

W ostatnich latach obserwowany jest znaczny wzrost aktywności UE w odniesieniu do sektora energetycznego. Od 2000 roku powstało wiele dokumentów strategicznych jak i aktów prawnych mających bezpośredni wpływ na kształt i rozwój tego istotnego sektora gospodarki UE. Do priorytetów polityki energetycznej UE należą takie kwestie jak wewnętrzny, jednolity i konkurencyjny rynek energii, bezpieczeństwo dostaw energii po konkurencyjnych cenach, rozwój OZE, redukcja emisji GHG, a także wzrost efektywności energetycznej.

Trzeci Pakiet Energetyczny

Stworzenie wewnętrznego rynku energii, co zgodnie z Trzecim Pakietem Energetycznym powinno nastąpić do 2014 roku, jest kluczowym priorytetem UE. Funkcjonujący konkurencyjny wewnętrzny rynek stanowić będzie strategiczny instrument, z jednej strony dający odbiorcom końcowym możliwość wyboru pomiędzy różnymi dostawcami a z drugiej strony stwarzający rynek dostępny dla wszystkich dostawców, w tym także dla tych najmniejszych i tych inwestujących w OZE. Stworzenie poprawnie funkcjonującego wewnętrznego rynku energii będzie zależało w dużej mierze od spójnej sieci przesyłowej w Europie, a tym samym od inwestycji w infrastrukturę. Prawdziwie zintegrowany rynek przyczyni się do dywersyfikacji a przez to do wzrostu bezpieczeństwa dostaw.

W marcu 2011 roku wszedł w życie tzw. Trzeci Pakiet Energetyczny¹, zastępujący regulacje przyjęte w 2003 roku. Jest on narzędziem dla realizacji celów europejskiej polityki energetycznej, w tym przede wszystkim dla dokończenia procesu budowania jednolitego, konkurencyjnego rynku energii w całej UE. Wdrożenie pakietu ma sprzyjać liberalizacji i dalszemu rozwojowi konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, a także poprawić standard usług i bezpieczeństwo dostaw. Konsekwencją wejścia w życie tych nowych regulacji UE ma być zwiększona przejrzystość rynków detalicznych i wzmocnienie przepisów dotyczących ochrony konsumentów oraz skuteczniejszy nadzór regulacyjny prowadzony przez niezależne krajowe organy regulacyjne.

W odniesieniu do sektora elektroenergetycznego, kluczowa jest Dyrektywa 2009/72/WE (tzw. Dyrektywa elektryczna) oraz Rozporządzenie Nr 714/2009, które regulują następujące kluczowe kwestie:

- ▶ Wdrożenie jednolitego rynku energii elektrycznej przy wykorzystaniu konkretnych narzędzi do jego wdrożenia jak kodeksy sieciowe, opracowywane na podstawie wytycznych ramowych. Kodeksy te są dokumentami regulującymi kwestie skutecznego dostępu do połączeń międzysystemowych, spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości, w celu zapewnienia transgranicznej wymiany energii elektrycznej, oraz kwestie zarządzania tymi sieciami.
- ▶ Wzmocnienie roli regulatora poprzez rozszerzenie uprawnień oraz wprowadzenie obowiązku zapewnienia niezależności krajowych organów regulacyjnych. Regulator powinien być prawnie odrębny i funkcjonalnie niezależny od jakiegokolwiek innego podmiotu publicznego lub prywatnego.
- ▶ Wzmocnienie praw konsumenta i ochrona odbiorców najbardziej wrażliwych.

Kodeksy sieciowe stanowiąc konkretne narzędzia do wdrożenia jednolitego rynku energii w UE, mają zawierać wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami energetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Kodeksy są opracowywane zgodnie z niewiążącymi wytycznymi ramowymi, opracowywanymi przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). Wymagania określone w kodeksach sieci na szczeblu UE powinny być również uwzględnione w krajowych kodeksach sieciowych – w przypadku Polski, w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. Do chwili obecnej prace nad kodeksem sieci elektroenergetycznej nie zostały jeszcze zakończone.

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009), Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009), Rozporządzenie (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L 211 z 14.08.2009), Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) Nr 1775/2005 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009), Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009)

Pełna liberalizacja rynku energii elektrycznej nie została jeszcze zakończona. W 2008 roku uwolniono ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym dla odbiorów przemysłowych, jednakże ceny na rynku detalicznym nadal są regulowane przez Prezesa URE. Począwszy od końca 2010 roku gwałtownie wzrosło znaczenie giełdy, która rozpoczęła funkcjonowanie w sierpniu 2010 roku. Sprzedaż energii elektrycznej poprzez giełdę w 2009 roku stanowiła niespełna 0,2% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców, a następnie sukcesywnie wzrastała osiągając poziom 61,8% w roku 2012.

We wrześniu 2013 roku wszedł w życie tzw. Mały Trójkąt Energetyczny² przybliżający Polskę do realizacji zasad wspólnego rynku a tym samym pełnej implementacji przepisów UE w tym zakresie. Przyjęte przepisy dotyczą m. in. kwestii odbiorów wrażliwych, energetyki prosumenckiej i wytwarzania energii w mikroinstalacjach.

Pakiet klimatyczno-energetyczny 2020

W 2009 roku wszedł w życie Pakiet klimatyczno-energetyczny³ określający cele polityki UE w tym obszarze do 2020 roku. Dwie kluczowe kwestie, które reguluje, dotyczą emisji gazów cieplarnianych (GHG) i energii ze źródeł odnawialnych (OZE). Pakiet ustanawia cel redukcji GHG na poziomie 20% do 2020 roku w porównaniu do roku bazowego 1990 oraz cel udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto na poziomie 20% w 2020 roku.

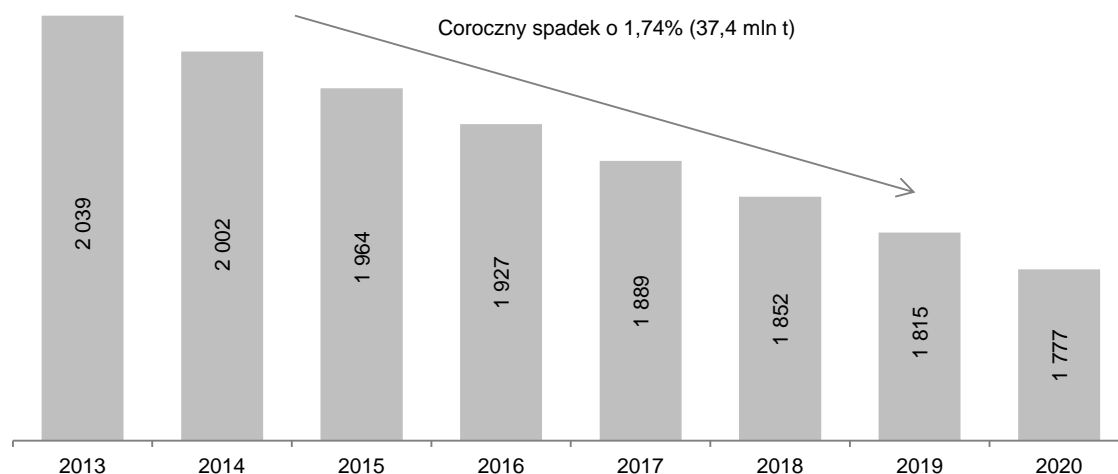
Redukcja emisji gazów cieplarnianych

Realizacja celu redukcji GHG o 20% do 2020 roku została podzielona na dwie części:

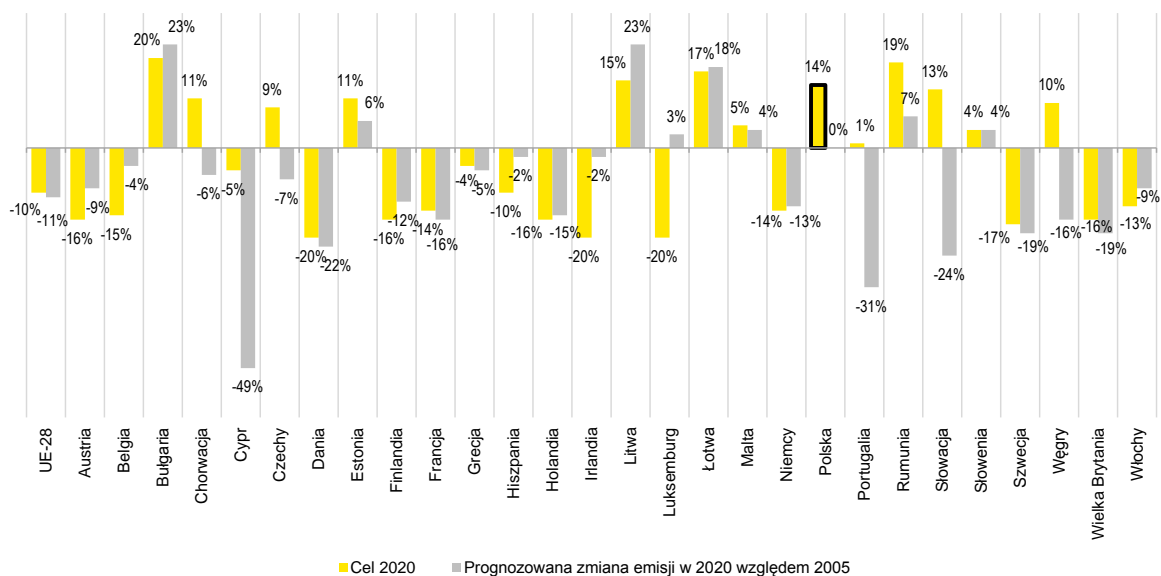
- ▶ Redukcja o 21% w odniesieniu do 2005 roku w sektorach objętych Europejskim Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS), który funkcjonuje od 2005 roku i stanowi kluczowy instrument polityki klimatycznej UE. W tym obszarze nie ma krajowych celów redukcyjnych a jeden cel ogóloeupejski. Rysunek 4.1 przedstawia ścieżkę dojścia do ustanowionego celu poprzez zmniejszanie dostępnej puli uprawnień do emisji w okresie 2013-2020 zgodnie z zapisami Dyrektywy EU ETS. Więcej informacji na temat tego systemu przedstawiono w punkcie 4.2.
- ▶ Redukcja o 10% w odniesieniu do 2005 roku w sektorach będących poza EU ETS, czyli rolnictwie, transporcie, budownictwie, mieszkalnictwie i odpadach. W tym obszarze każde z państw członkowskich ma ustanowiony indywidualny cel, do ustalenia którego kluczem był m.in. poziom PKB. Niektóre państwa są zobowiązane do redukcji emisji a inne muszą ograniczyć ich wzrost. Polska zobowiązana jest do ograniczenia wzrostu emisji do 14% w stosunku do roku 2005. Rysunek 4.2 przedstawia cele redukcyjne dla poszczególnych krajów EU oraz prognozę ich wypełnienia.

² Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U z 2013 r. poz. 984)

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L140 z 5.06.2009), Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L140 z 5.06.2009), Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 140 z 5.06.2009), Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Dz. Urz. UE L 140 z 5.06.2009)

Rysunek 4.1. Liczba uprawnień do emisji w UE ETS w latach 2013-2020 [mln EUA]

Źródło: Decyzja Komisji z dnia 22 października 2010 r. dostosowująca w całej Unii liczbę uprawnień, które mają być wydane w ramach systemu unijnego na rok 2013, oraz uchylająca decyzję 2010/384/UE

Rysunek 4.2. Cele redukcji emisji GHG w sektorach poza EU ETS do 2020 roku oraz prognoza ich wypełnienia w UE-28

* Szare słupki ilustrują porównanie prognozy emisji GHG w 2020 roku z emisją GHG w 2005 roku. Wg tych prognoz w wielu przypadkach ustanowione cele będą wypełnione z nadwyżką.

Źródło: Opracowanie EY na podstawie Sprawozdania KE z dnia 9.10.2013 r. Postęp w Realizacji Celów z Kioto i Celów Strategii „UE 2020”, COM(2013) 698 final

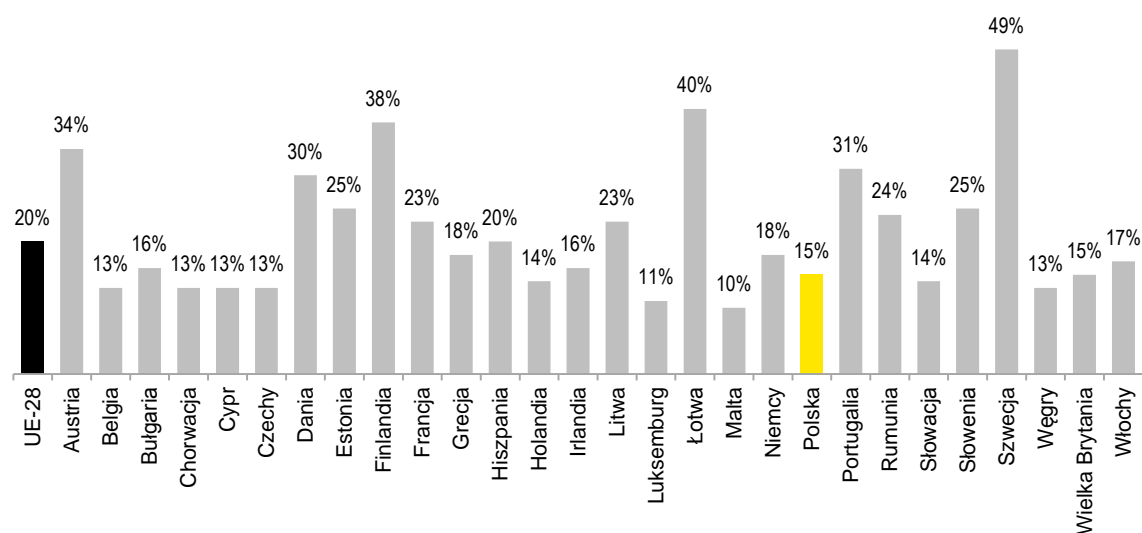
Według ostatniej oceny⁴ Komisji Europejskiej dotyczącej prognozy wypełnienia celów redukcyjnych GHG do 2020 roku (patrz wykres 4.2.), EU-28 jako całość a także Polska jest na ścieżce do wywiązania się z powziętych zobowiązań w zakresie emisji poza systemem EU ETS. Ponadto KE szacuje, że emisje z instalacji w sektorach objętych EU ETS w 2013 roku były o co najmniej 3% niższe od poziomu z 2012 roku. Do obecnej sytuacji w sektorze EU ETS przyczynił się w pewnej mierze kryzys gospodarczy skutkujący ograniczeniem produkcji w sektorach przemysłowym i energetycznym, co w konsekwencji prowadziło do zmniejszenia emisji GHG w sektorach objętych tym systemem w ciągu kilku ostatnich lat. W ten sposób powstania nadwyżka uprawnień do emisji na rynku, skutkująca spadkiem ich ceny.

⁴ Sprawozdanie KE z 9.10.2013 r. Postęp w Realizacji Celów z Kioto i Celów Strategii „UE 2020”, COM(2013) 698 final

Odnawialne Źródła Energii

Dyrektywa 2009/28/WE będąca częścią Pakietu klimatyczno-energetycznego określa cele w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w finalnym zużyciu energii brutto w 2020 roku dla każdego z państw członkowskich. Polska powzięła zobowiązanie do 15% udziału energii z OZE. Cele dla wszystkich krajów UE ilustruje poniższy wykres.

Rysunek 4.3. Cele 2020 udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w UE-28



Źródło: Opracowanie EY na podstawie załącznika I do Dyrektywy 2009/28/WE

Według sprawozdania KE z 27 marca 2013 roku⁵, UE jako całość jest na dobrej drodze do osiągnięcia przyjętego celu 20% udziału OZE. W Polsce udział OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2005 roku, który jest poziomem odniesienia do celów na rok 2020, wynosił 7,2 %. W roku 2012 wzrósł do poziomu 11 %. W związku z powyższym, można przypuszczać, że Polska jest na ścieżce do wywiązania się z powziętych zobowiązań.

CCS

Pakiet klimatyczno-energetyczny odnosi się także do technologii wychwytywania i składowania CO₂ (ang. Carbon Capture and Storage (CCS)). Przyjęta dyrektywa 2009/31/WE⁶ stworzyła prawne ramy dla bezpiecznego wykorzystywania tej technologii, która razem z działaniami ukierunkowanymi na efektywność energetyczną i OZE ma wnieść znaczący wkład w redukcję emisji CO₂. Dyrektywa odnosi się do udzielania pozwoleń na składowanie CO₂, zasad monitorowania składowania CO₂, kontroli instalacji CCS oraz postępowania w przypadku wycieków a także zasad zamykania składowisk.

W związku z tym, że duża część produkcji energii elektrycznej w Polsce jest oparta na węglu, możliwość wykorzystania technologii CCS mogłaby być jedną z opcji dekarbonizacji tego sektora. Jednakże, w chwili obecnej technologia ta nie jest jeszcze wystarczająco dojrzała, aby można było ją stosować na dużą skalę. Polska podejmowała próby realizacji projektów demonstracyjnych, ale dotychczas bez powodzenia.

⁵ Sprawozdanie KE z 27.03.2013 r. na temat postępów w dziedzinie energii odnawialnej COM(2013) 175 final

⁶ Dyrektywa 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/20 (D. Urz. L 140 z 5.6.2009)

Komunikat dot. interwencji państwa w realizacji rynku wewnętrznego

Publikując w listopadzie 2013 roku Komunikat⁷ dotyczący interwencji publicznej w realizacji wewnętrznego rynku, KE dała państwom członkowskim wskazówki w zakresie:

- ▶ Projektowania i reformy krajowych systemów wsparcia OZE, zaznaczając, że w związku z tym, że technologie dojrzewają, OZE powinny stopniowo być wystawiane na działanie cen rynkowych a docelowo wsparcie dla nich powinno zostać wycofane.
- ▶ Projektowania wystarczającego poziomu mocy wytwórczych w celu zapewnienia ciągłej dostawy energii elektrycznej w momentach zmiennego poziomu wytwarzania, przykładowo w sytuacji zmieniających się warunków pogodowych. Zapewnienie wystarczającego poziomu mocy wytwórczych powinno następować bez uszczerbku dla korzyści, które można czerpać ze wspólnego rynku. Komunikat zawiera listę kluczowych kwestii, które należy rozważyć i zweryfikować, aby ocenić efektywność projektowanych rozwiązań w zakresie interwencji państwa.
- ▶ Zwiększenia roli odbiorców końcowych w rynku energii elektrycznej poprzez przedstawianie odpowiednich zachęt do korzystania z energii elektrycznej, kiedy jest ona najtańsza i dostępna w dużych ilościach. Odbiorcy końcowi mogą przyczynić się do zapewnienia wystarczających przepływów energii podczas okresów zapotrzebowania szczytowego, co pomoże uniknąć kosztownych inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Publikując ten Komunikat, KE po raz pierwszy wypowiedziała się na temat opcji wdrażania mechanizmów mocowych. Oceniając mechanizm mocowy planowany przez dane państwo, KE będzie odnosić się do zasad udzielania pomocy publicznej oraz zasad funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Zapewnienie wystarczającego poziomu mocy wytwórczych przy pomocy takich mechanizmów, jak np. rynek mocy jest rozwiązaniem branym obecnie pod uwagę lub planowanym przez coraz większą liczbę państw członkowskich. Dyskusje na ten temat trwają również w Polsce.

Zaostrzone podejście KE do wsparcia dla OZE może mieć także znaczenie przy ocenie przez KE polskich rozwiązań w zakresie wsparcia dla tych źródeł, znajdujących się w projekcie ustawy o OZE, nad którą trwają obecnie prace.

4.1.2 Polityka energetyczna UE w kontekście 2030 i 2050

KE jest także aktywna w obszarze określania dalszych kierunków rozwoju sektora energetycznego. W ciągu ostatnich lat powstały dokumenty przedstawiające propozycje co do proponowanych zmian w kontekście roku 2030 i roku 2050.

Pakiet 2030

W styczniu 2014 roku KE opublikowała propozycje dotyczące polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030⁸. Opiera się ona na podobnych założeniach jak polityka w tym zakresie do roku 2020.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych

KE postuluje dalsze redukcje emisji GHG w UE-28, o 40% w porównaniu do roku bazowego 1990. Realizacja polityki redukcji emisji GHG do 2030 przebiegałaby podobnie do obecnie istniejącego podejścia, w podziale na:

- ▶ EU ETS o jednolitej na poziomie UE ścieżce redukcji emisji (2,2% rok do roku) prowadzącej do obniżenia emisji o 43% w porównaniu do 2005 roku,

⁷ Komunikat KE z 5 listopada 2013 r. dotyczący realizacji rynku wewnętrznego energii elektrycznej przy jak najlepszym wykorzystaniu interwencji publicznej C(2013) 7243

⁸ Komunikat KE z 22 stycznia 2014 r. Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii COM(2014) 15 final

- ▶ Indywidualne krajowe cele w odniesieniu do emisji z sektorów pozostających poza systemem EU ETS, prowadzące do sumarycznej redukcji o 30% w porównaniu do roku 2005 (cele krajowe ani klucz podziału nie zostały na razie przedstawione).

W chwili obecnej trudno jest precyzyjnie określić wpływ tych propozycji na polską gospodarkę, gdyż brak jest szczegółowych propozycji co do implementacji tych celów przez państwa członkowskie. Można jednak przypuszczać, iż w związku z tym, że KE proponuje dalsze redukcje emisji zarówno w EU ETS jak i w sektorach będących poza tym systemem, ich osiągnięcie będzie trudniejsze i bardziej kosztowne niż w przypadku celów do roku 2020.

Jak wynika z analizy CCPA⁹ opublikowanej przez Ministerstwo Gospodarki w maju 2014 roku, proponowany pakiet działań nie będzie oddziaływał na wszystkie państwa członkowskie w sposób równomierny a jego realizacja będzie bardziej uciążliwa dla krajów o bardziej dynamicznych gospodarkach oraz dużym udziale sektora energetycznego jak i przemysłów energochłonnych. W związku z tym, że Polska wypełnia te dwa kryteria, realizacja proponowanych celów będzie wiązała się z dużymi i wyższymi w porównaniu do innych krajów kosztami (strata na poziomie 1% PKB, przy średniej dla całej UE na poziomie 0,4% PKB).

Odnawialne Źródła Energii

KE zaproponowała także wzrost wykorzystania OZE do poziomu co najmniej 27% zużycia energii w UE w 2030 roku jako cel ogólnoeuropejski, bez podziału na krajowe cele wzrostu udziału wykorzystania OZE dla poszczególnych państw członkowskich. Zdaniem KE cel dotyczący OZE obowiązujący na całym obszarze UE jest niezbędny do prowadzenia dalszych inwestycji w tym sektorze. Jednak nie zostanie on narzucony w formie celów krajowych za pośrednictwem przepisów UE. Takie podejście ma dać państwom członkowskim swobodę w zakresie przekształcenia systemu energetycznego w sposób najlepiej dostosowany do krajowych preferencji i uwarunkowań. Osiągnięcie celu ogólnoeuropejskiego ma być zapewnione poprzez nowy system zarządzania oparty na tzw. Krajowych Planach na rzecz Konkurencyjnej, Bezpiecznej i Trwałej Energii. Plany te będą opracowywane przez państwa członkowskie w oparciu o wytyczne Komisji i mają zapewnić większą pewność inwestorom i większą przejrzystość, a także poprawić koordynację i nadzór. Interaktywna współpraca między KE a państwami członkowskimi ma zapewnić, że plany będą wystarczająco ambitne i spójne.

Polska posiada określony potencjał OZE, który nie zostanie w całości wykorzystany przy realizacji zobowiązań do 2020 roku. Jednakże, konkretny poziom dalszych zobowiązań będzie wymagać szczegółowych analiz. Wydaje się, że fakt, iż to nie KE wyjdzie z propozycją tego celu a zrobi to polski rząd, jest korzystny z punktu widzenia określania polskiego miks elektroenergetycznego w dłuższym horyzoncie czasowym.

Dalsze prace

Obecnie trwa debata na temat zaproponowanych przez KE celów oraz potencjalnych możliwości ich implementacji. Kwestia ta powinna zostać rozstrzygnięta tak, aby umożliwić przyjęcie na czas stanowiska UE co do celu w ramach nowego porozumienia klimatycznego, które zgodnie z planem ma zostać uzgodnione w 2015 roku podczas konferencji Konwencji Klimatycznej ONZ w Paryżu. KE preferuje wypracowanie stanowiska dotyczącego celu redukcji emisji GHG przez UE-28 do końca 2014 roku. Jednakże, w związku ze złożonością sprawy jak i wątpliwościami niektórych państw członkowskich, w tym Polski, można przypuszczać, że istnieje możliwość, iż nastąpi to w terminie późniejszym. Ponadto, w związku z wynikami wyborów do Parlamentu Europejskiego, w których znaczący udział zyskały partie eurosceptyczne, można przypuszczać, iż zmiana rozłożenia sił w PE może mieć także wpływ na przyszłą politykę klimatyczno-energetyczną UE, w tym zwłaszcza na dalej idące cele redukcji emisji gazów cieplarnianych.

⁹ Economic effects of the proposed 2030 climate and energy policy framework on Poland and other EU regions. Results based on the PLACE global CGE model., Center for Climate Policy Analysis, Warsaw April 2014

Plany Działania do 2050

W 2011 roku KE opublikowała dwa Plany Działania dotyczące wyzwań stojących przed UE w odniesieniu do długoterminowych redukcji emisji GHG koniecznych do wypełnienia unijnych celów dekarbonizacji gospodarki (redukcja o 80-95% w porównaniu do poziomu z 1990 roku w kontekście koniecznych redukcji ze strony krajów rozwiniętych jako grupy) przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencyjności gospodarki:

- ▶ Plan Działania w zakresie energii do roku 2050¹⁰ analizuje przykładowe scenariusze opracowane w wyniku połączenia w różnych konfiguracjach czterech podstawowych aspektów dekarbonizacji (efektywności energetycznej, OZE, energii jądrowej i CCS). Prawdopodobnie żaden ze scenariuszy nie zostanie zrealizowany, ale wszystkie określają klarownie zestaw opcji „no regrets”¹¹. KE w swoich analizach zauważa, że oprócz kluczowej roli, jaką odgrywać będą OZE i efektywność energetyczna, energia jądrowa będzie konieczna w celu zapewnienia istotnego wkładu w proces przekształcania systemu energetycznego w państwach członkowskich, w których jest użytkowana.
- ▶ Plan Działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do roku 2050¹² proponuje ścieżkę dojścia do 80% redukcji GHG w 2050 roku w porównaniu do poziomu z 1990 roku poprzez stopniowe zwiększanie poziomu redukcji: tj. 40% do 2030 roku i 60% do 2040 roku. Pokazuje także jak główne sektory odpowiedzialne za emisje GHG w UE, czyli energetyka, przemysł, transport, budownictwo oraz rolnictwo mogłyby dokonać przejścia na gospodarkę niskoemisyjną w sposób najbardziej efektywny kosztowo. Jednym z głównych założeń jest znaczące ograniczenie emisji GHG w sektorze energetycznym, prawie do zera w 2050 roku. Propozycje te miałyby najsilniejszy wpływ na energetykę opartą na węglu, zatem oddziaływałyby bezpośrednio i w znacznym stopniu na ten sektor w Polsce.

W związku z tym, że propozycje zawarte w tych dwóch dokumentach są dość daleko idące, państwa członkowskie nie znalazły konsensusu (m.in. Polska silnie oponowała ich zapisom, zwłaszcza w zakresie miksu energetycznego, wskazującym na odejście od węgla). Propozycje te nie zostały zatem przyjęte i nie były przeniesione do dalszych etapów procedowania, które prowadziłyby do ich zapisania w unijnych aktach prawnych. W związku z tym, propozycje przedstawione przez KE w tych dokumentach upadły.

4.1.3 Energetyka jądrowa a polityka energetyczna UE

Państwa członkowskie mają wolną rękę do podejmowania decyzji w zakresie budowy elektrowni jądrowych i włączania tego rodzaju energii do swojego miksu elektroenergetycznego.

Obecnie w UE pracuje obecnie 131 reaktorów o łącznej mocy 122 234 MWe, których udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2012 roku wyniósł 27% (ok. 13,5% w całkowitej mocy zainstalowanej). Elektrownie jądrowe pracują w połowie (14 z 28) państw UE.¹³ Polityka państw członkowskich wobec energetyki jądrowej jest różna, jednak większość państw posiadających elektrownie jądrowe (poza Niemcami i Belgią) planuje utrzymanie działających obiektów lub budowę nowych.

Mimo że istnieje kilka regulacji na poziomie UE, kontrola działań w zakresie energetyki jądrowej prowadzona przez Komisję Europejską jest ograniczona do bardzo specyficznego obszaru. Pozostałe aspekty działalności w zakresie energetyki jądrowej są kontrolowane przez każde z państw członkowskich. Zasady tej kontroli na poziomie UE reguluje tzw. Traktat Euratom (Traktat

¹⁰ Komunikat KE z 15 grudnia 2011 r. Plan działania w zakresie energii do roku 2050, COM(2011) 885 final

¹¹ Opcji, których ogólne długoterminowe korzyści znacząco przewyższają koszty, które trzeba ponieść.

¹² Komunikat KE z 8 marca 2011 r. Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 roku, (COM(2011) 112 final

¹³ <http://www.atom.edu.pl>

Ustanawiający Europejską Wspólnotę Energii Atomowej). Określa on zasady i warunki współpracy państw-sygnatariuszy na polu energii jądrowej. Cele szczegółowe współpracy to:

- ▶ Stworzenie mechanizmów zapewniających dostęp do rud uranu i paliwa jądrowego (w tym celu utworzono Agencję Dostaw Euratomu) z powierzeniem UE prawa własności specjalnych materiałów rozszczepialnych.
- ▶ Wspomaganie za pomocą różnych środków budowy energetyki jądrowej i niezbędnych dla jej rozwoju instalacji cyklu paliwowego.
- ▶ Wprowadzenie jednolitych standardów dotyczących ochrony pracowników i ludności przed negatywnymi skutkami wykorzystania energii atomowej (standardy bezpieczeństwa jądrowego i standardy ochrony radiologicznej).
- ▶ Wprowadzenie w dziedzinie jądrowej zasad wspólnego rynku i szerokiej współpracy międzynarodowej w celu zapewnienia odpowiednio szerokiego dostępu do wyspecjalizowanych materiałów, urządzeń i technologii.
- ▶ Promocja badań w dziedzinie energii atomowej.

Euratom odpowiada także za kontrolę i nadzór nad materiałami jądrowymi, by nie mogły one zostać wykorzystane do celów wojskowych (budowa broni jądrowej lub radiologicznej). Na ten system zabezpieczeń składa się: bilansowanie materiału jądrowego, inspekcje w obiektach jądrowych i instalowanie różnego rodzaju urządzeń monitorujących działalność w tych obiektach.

W UE funkcjonuje specjalny system powiadamiania o zdarzeniach jądrowych i radiologicznych zwany ECURIE (ang. *European Community Urgent Radiological Information Exchange*), utworzony w 1987 roku po awarii w Czarnobylu w b. ZSRR. Jego zadaniem jest powiadamianie wszystkich państw członkowskich UE o wszelkich zdarzeniach jądrowych lub radiologicznych na terenie UE.

Wnioski:

- ▶ Priorytetem UE w odniesieniu do sektora energetycznego jest implementacja wewnętrznego rynku energii elektrycznej, który ma zapewnić bezpieczeństwo dostaw i konkurencję.
- ▶ UE przykładą wagę do rozwoju OZE. Ustalono cele udziału OZE w zużyciu energii w 2020 roku (20% w całej UE), upatrując w rozwoju tych źródeł szansy na dywersyfikację dostaw, ograniczenie emisji CO₂ i stworzenie nowych miejsc pracy.
- ▶ W 2009 roku przyjęto cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na poziomie 20% do roku 2020 w porównaniu do poziomu z roku 1990. Podstawowym instrumentem realizacji polityki klimatycznej jest funkcjonujący od 2005 roku europejski system handlu emisjami (EU ETS).
- ▶ KE widzi w UE światowego lidera w zakresie redukcji emisji GHG i dekarbonizacji gospodarki. W związku z tym patrzy ambitnie w przyszłość i zaproponowała ustanowienie kolejnych celów w zakresie udziału OZE (27%) i redukcji emisji gazów cieplarnianych (-40%) do roku 2030.
- ▶ Polityka klimatyczno-energetyczna KE kładąca duży nacisk na redukcję emisji CO₂ oznacza, że w horyzoncie roku 2030 i późniejszym Polska nie będzie mogła stawiać na dalszy rozwój wyłącznie konwencjonalnych technologii węglowych. Polityka KE będzie wymuszać sięganie po czyste technologie węglowe czy też dywersyfikację miksu elektroenergetycznego biorąc pod uwagę inne mniej emisyjne technologie (gaz, atom, OZE).
- ▶ Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej ma istotne znaczenie dla polskiej gospodarki i kierunków rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego. Ambitne cele redukcji CO₂ mogą prowadzić m. in. do wzrostu cen energii elektrycznej oraz generują konieczność inwestycji modernizacyjnych w nowe, mniej emisyjne źródła wytwórcze.

- ▶ Państwa członkowskie same decydują o włączaniu do swojego mixsu elektroenergetycznego technologii jądrowej.

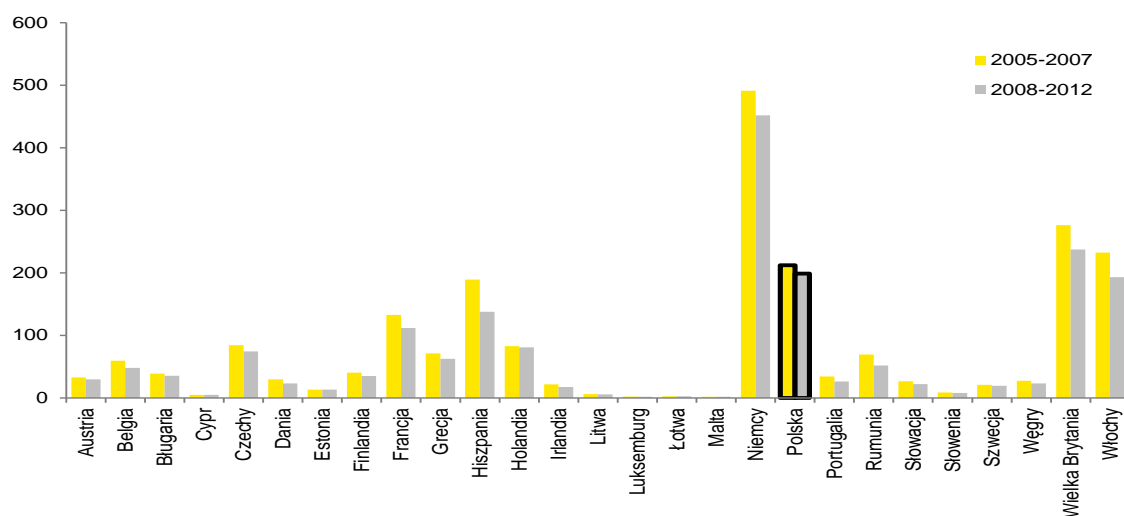
4.2 CO₂ i EU ETS

Kluczowym instrumentem polityki klimatycznej UE jest Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS). W związku z jego kluczowym wpływem na emisje CO₂ z sektora energetycznego, poniżej omówiono kluczowe zasady jego funkcjonowania, także w odniesieniu do polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej.

4.2.1 Zakres systemu EU ETS

Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS) wszedł w życie na mocy Dyrektywy 2003/87/WE¹⁴ w 2005 roku. Jest to kluczowy instrument polityki klimatycznej UE, będący mechanizmem rynkowym, który ma zapewnić redukcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetycznym i przemysłowym w sposób efektywny kosztowo. Obejmuje około 40% emisji GHG w UE-28. System funkcjonuje w ramach kilkuletnich okresów rozliczeniowych. Oparty jest na uprawnieniach do emisji tzw. EUA (1 EUA = 1 tona CO₂), które muszą pokryć emisje rzeczywiste z instalacji nim objętych. Prowadzący te instalacje dokonują rozliczeń raz na rok (do 30 kwietnia) na podstawie rocznych sprawozdań. Poniższy wykres ilustruje poziom emisji CO₂ objętych systemem EU ETS w poszczególnych krajach UE w pierwszym 2005-2007 i drugim 2008-2012 okresie rozliczeniowym.

Rysunek 4.4. Poziom emisji CO₂ w EU ETS w państwach UE [mln CO₂ t/rok]



* Wykres przedstawia średnie wartości zweryfikowanych emisji dla danego okresu rozliczeniowego EU ETS.

** Wykres nie uwzględnia Chorwacji, która nie uczestniczyła w EU ETS w okresie 2005-2007 i 2008-2012.

Źródło: Opracowanie EY na podstawie Sprawozdania KE z 9.10.2013 r. *Postęp w Realizacji Celów z Kioto i Celów Strategii „UE 2020”, COM(2013) 698 final i SWD(2013) 410*

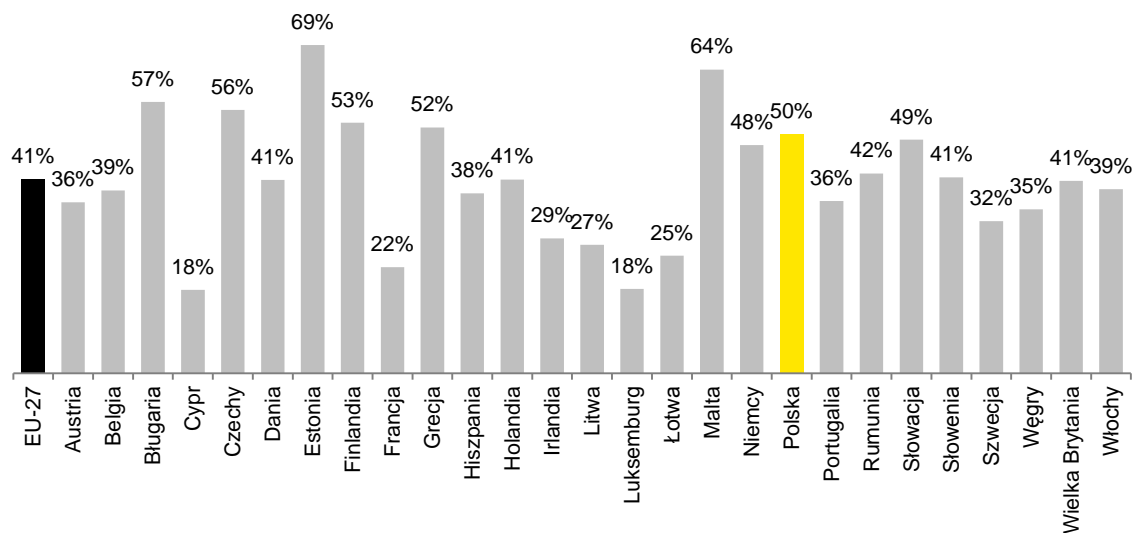
Od czasu wejścia w życie system ewoluował i z każdym okresem rozliczeniowym udoskonalano i doprecyzowano obowiązujące w nim zasady. Zasadniczych zmian dotyczących lat 2013-2020, czyli obecnego okresu rozliczeniowego, dokonano w ramach Pakietu klimatyczno-energetycznego 2020.

¹⁴ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, str. 32, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 15, t. 7, str. 631, z późn. zm.)

Systemem EU ETS są objęte następujące sektory:

- ▶ Energetyka - spalanie paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW,
- ▶ Sektory przemysłowe – rafinowanie olejów mineralnych, produkcja koksu, produkcja żelaza i stali, aluminium, metali nieżelaznych, produkcja amoniaku, kwasu azotowego, adypinowego, glioksalowego, glioksyłowego, cementu, wapna, gipsu, szkła, wyrobów ceramicznych, papieru, sadzy, wodoru, węglanu sodu.
- ▶ Wychwytywanie CO₂ z instalacji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji celem jego transportowania i podziemnego składowania, transportowanie CO₂ przeznaczonego do podziemnego składowania z wykorzystaniem sieci transportowej, podziemne składowanie CO₂.
- ▶ Lotnictwo (od 2013 roku z rozpoczęciem obowiązku raportowania i rozliczania od 2015 roku).

Rysunek 4.5. Udział emisji EU ETS w całkowitej emisji GHG w okresie 2008-2012



*Wykres nie uwzględnia Chorwacji, która nie uczestniczyła w EU ETS w okresie 2005-2007 i 2008-2012.

Źródło: Opracowanie EY na podstawie Sprawozdania KE z 9.10.2013 r. *Postęp w Realizacji Celów z Kioto i Celów Strategii „UE 2020”, COM(2013) 698 final i SWD(2013) 410*

EU ETS obejmuje przede wszystkim emisje CO₂, a w przypadku kilku aktywności także N₂O (produkcja kwasu azotowego, adypinowego, glioksalowego, glioksyłowego) i PFCs (produkcja aluminium). Całkowite emisje objęte EU ETS w okresie 2005-2007 wynosiły 2 219 mln t/rok a w okresie 2008-2012 1 922 mln t /rok. Wykres 4.5 ilustruje udział emisji GHG objętych systemem EU ETS w odniesieniu do emisji całkowitych GHG w każdym państwie członkowskim UE.

Kluczowym elementem EU ETS jest poziom cen uprawnień do emisji. Na początku funkcjonowania systemu EU ETS cena EUA wynosiła ponad 20 EUR, sięgając nawet ponad 30 EUR w 2008 roku. W związku z kryzysem gospodarczym, który rozpoczął się w latach 2008/2009 ceny znacznie spadły, co było wywołane spowolnieniem gospodarczym oraz powstaniem nadwyżki uprawnień do emisji na rynku, która istnieje do dzisiaj.

Rysunek 4.6. Ceny uprawnień do emisji w okresie 2008-2012 [EUR/EUA]

*Cena EUA dotyczy dostawy na grudzień 2012

Źródło: Point Carbon, European Environment Agency

Obecny poziom cen EUA (około 5,7 EUR) jest nadal relatywnie niski i w związku z tym, akceptowalny dla polskich przedsiębiorstw uczestniczących w EU ETS. Ostatnie prognozy cen EUA do 2020 roku nie przekraczają 7 EUR.

Tabela 4.1. Prognoza cen EUA do 2020 roku

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
5,39	5,59	5,80	6,14	6,41	6,69	6,98

*Prognoza ICE ECX EUA Futures December

Źródło: www.barchart.com

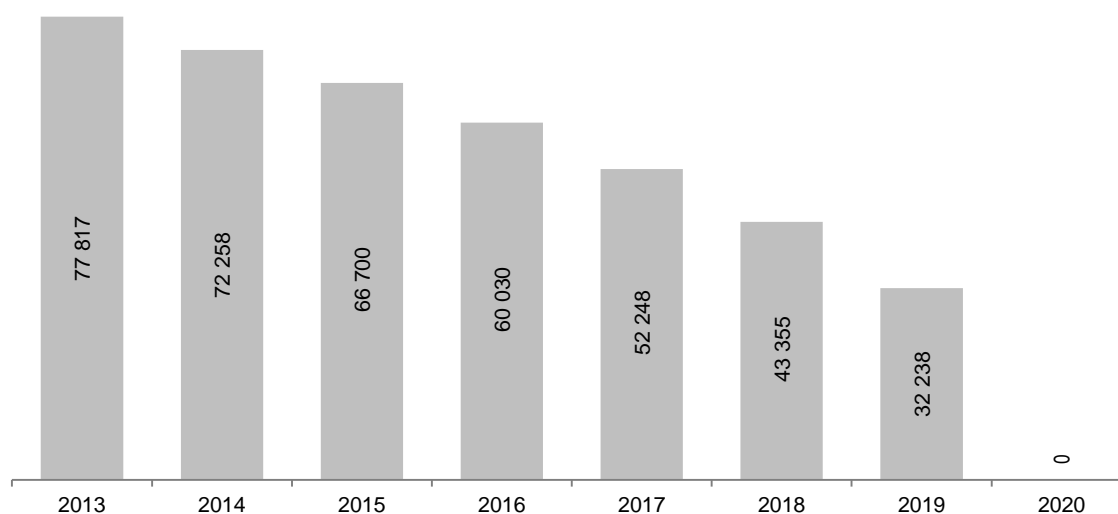
Jednakże KE dąży do tego, aby cena EUA była odpowiednio wysoka, gdyż ma ona stymulować działania proefektywnościowe i modernizacyjne oraz inwestycje w mniej lub zero-emisyjne technologie. W związku z tym KE inicjuje działania mające na celu podwyższenie ceny EUA w trzecim okresie rozliczeniowym 2013-2020 oraz dopuszczenie możliwości ingerencji w jej poziom w przyszłości. W tym celu powstał pomysł tzw. backloadingu oraz tzw. rezerwy stabilności rynkowej (patrz Podrozdział 4.2.2 i 4.2.3).

4.2.2 Okres rozliczeniowy 2013-2020

Obecnie trwa tzw. trzeci okres rozliczeniowy obejmujący lata 2013-2020, w którym wprowadzono znaczące zmiany w porównaniu do lat ubiegłych. Przede wszystkim, podstawowym punktem wyjścia jest ogólnoeuropejska pula uprawnień do emisji (patrz rysunek 4.1) a podstawową zasadą alokacji uprawnień do emisji jest aukcja. Darmowe uprawnienia do emisji mogą być przyznawane tylko w ściśle określonych przypadkach.

Całkowita roczna unijna pula uprawnień do emisji (po odjęciu puli na rezerwę uprawnień dla instalacji nowych) została rozdzielona na poszczególne państwa na podstawie algorytmu, który uwzględni przydział darmowych uprawnień do emisji dla instalacji wytwarzania produktów innych niż energia elektryczna (około 30% puli kraju) oraz pulę na sprzedaż uprawnień na aukcji (około 70% puli kraju).

Rysunek 4.7. Maksymalna roczna liczba bezpłatnych uprawnień możliwa do przydzielenia wytwórcom energii elektrycznej w Polsce w latach 2013-2020 [tys. EUA]



Źródło: Ministerstwo Środowiska

Polskie instalacje mogą otrzymywać darmowe uprawnienia do emisji w następujących przypadkach:

- ▶ Derogacje CO₂ dla instalacji wytwarzania energii elektrycznej – przydział uprawnień oparty na metodzie grandfatheringowej¹⁵ lub benchmarkach¹⁶ oraz mający pokrycie w inwestycjach realizowanych w ramach tzw. Krajowego Planu Inwestycyjnego. Całkowita pula uprawnień dla Polski na lata 2013-2020 wynosi około 400 mln EUA (patrz rysunek 3.6). Uprawnienia do bezpłatnego przydziału uprawnień w ramach derogacji CO₂ są odejmowane od krajowej puli uprawnień przeznaczonych na aukcję.
- ▶ Przydział uprawnień dla instalacji wytwarzania produktów innych niż energia elektryczna (przemysł i ciepłownictwo) – oparty na benchmarku produktowym, cieplnym, paliwowym lub procesowym (w zależności od typu prowadzonej aktywności). Bazowy przydział uprawnień do emisji jest iloczynem odpowiedniego benchmarku i historycznego poziomu produkcji (wyższa wartość mediany produkcji za okres 2005-2008 lub 2009-2010).¹⁷ Przydziały bezpłatnych uprawnień w poszczególnych latach są zmniejszane przy pomocy współczynnika przyjmującego wartości od 0,8 w 2013 roku do 0,3 w 2020 roku. Zakłada się, że w 2027 roku wartość współczynnika będzie wynosić zero. Całkowita pula bezpłatnych uprawnień dla polskich instalacji w 2013 roku wynosi około 63 mln EUA.
- ▶ Dodatkowo dla instalacji w sektorach uznanych przez KE za narażone na znaczący odpływ produkcji poza granice Unii Europejskiej (tzw. *carbon leakage*), przewidziano możliwość utrzymania ww. współczynnika na poziomie 1,0. Ustalona została lista gałęzi takich sektorów do 2014 roku¹⁸. Lista ta poddawana jest weryfikacji co 5 lat.

¹⁵ Metoda oparta na emisjach historycznych.

¹⁶ Metoda oparta na wskaźnikach emisji dla danej technologii.

¹⁷ Decyzja Komisji z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (2011/278/UE) (Dz. Urz. UE L 130 z 17.05.2011).

¹⁸ Decyzja Komisji z dnia 24 grudnia 2009 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji (2010/2/UE) (Dz. Urz. UE L 1 z 5.01.2010 r., str. 10 z późn. zm.).

W związku z niską ceną uprawnień do emisji (EUA), KE zdołała przeforsować opcję tzw. backloadingu, czyli opóźnienia sprzedaży na aukcji części uprawnień do emisji (900 mln EUA) przeznaczonych do sprzedaży w latach 2014-2016 i przeniesienia ich sprzedaży na lata 2019-2020. Zabieg ten ma doprowadzić do wzrostu ceny uprawnień do emisji, co zachęci operatorów instalacji do inwestycji w czyste technologie wytwarzania i tym samym zapewni, że EU ETS będzie spełniał swoją funkcję.

4.2.3 Planowane zmiany po 2020 roku

W ramach Pakietu 2030 KE proponuje dalszą reformę systemu EU ETS. Współczynnik corocznego ograniczania emisji miałby zostać zwiększony do 2,2 % (patrz z punkt 4.1). Jedną z głównych poprawek miałyby być także wprowadzenie tzw. rezerwy stabilności rynkowej. Jej celem miałyby być zapewnienie stabilności rynku od następnego okresu rozliczeniowego EU ETS rozpoczynającego się w 2021 roku. Rezerwa miałaby rozwiązać problem zakumulowanej nadwyżki uprawnień do emisji, która powstała w ostatnich latach i zwiększyć odporność systemu na poważne zaburzenia poprzez wprowadzenie możliwości dostosowania podaży uprawnień, które mają zostać sprzedane na aukcji. Rezerwa miałaby funkcjonować wyłącznie na podstawie uprzednio określonych zasad, które nie pozostawiałyby żadnej swobody KE ani państwom członkowskim w ich wdrażaniu.

W porównaniu do okresu 2013-2020, dalsza konieczność ograniczania emisji w ramach EU ETS może przysporzyć więcej problemów i być kosztowna. Jednakże, w chwili obecnej wobec braku konkretnych szczegółowych zasad dotyczących rozdziału uprawnień do emisji, trudno jest określić stopień utrudnień z tym związanych dla polskich instalacji. Należy jednak zauważyć, że jeżeli nie zostaną uzgodnione dodatkowe derogacje czy przepisy szczegółowe dające możliwość darmowych przydziałów po 2020, koszty uczestnictwa w systemie dla objętych nim polskich instalacji mogą znacznie wzrosnąć.

Wnioski:

- ▶ Europejski system handlu emisjami (EU ETS) to kluczowy instrument polityki klimatycznej UE mający zapewnić redukcje emisji CO₂ w sektorze energetycznym i przemyśle w sposób efektywny kosztowo.
 - ▶ Coraz bardziej restrykcyjne zasady i limity uprawnień dla instalacji obowiązujące w kolejnych okresach rozliczeniowych, powodują, że udział w systemie może stać się bardziej problematyczny zwłaszcza dla instalacji w krajach o dużym udziale paliw stałych w miksie elektroenergetycznym, czyli takich jak Polska.
 - ▶ Zmiany dotyczące okresu po 2020 roku zaproponowane niedawno przez Komisję Europejską mogą spowodować, że koszty dla polskich instalacji związane z udziałem w systemie EU ETS znacznie wzrosną, głównie w związku z koniecznością zakupu uprawnień do emisji na aukcji.
 - ▶ Polityka klimatyczna UE, sterowana przez KE zdeterminowaną na realizowanie dalszych redukcje emisji GHG, będzie wymuszała włączanie do polskiego miksu elektroenergetycznego technologii nisko lub zero-emisyjnych. Stworzy to sprzyjające warunki do inwestycji w czystsze technologie przy podejmowaniu decyzji co do sposobu pokrycie luki mocy powstałej w polskim systemie elektroenergetycznym.
 - ▶ Inwestycje w nowe czyste moce wytwórcze takie jak OZE czy energetyka jądrowa pomogłoby obniżyć emisyjność polskiej gospodarki, która pozostaje na relatywnie wysokim poziomie w porównaniu do innych państwa UE.
-

4.3 Efektywność energetyczna

Poprawa efektywności energetycznej, oprócz omówionych powyżej kwestii redukcji emisji GHG oraz rozwoju OZE, należy także do priorytetów UE w kontekście strategii Europa 2020. Obecnie obowiązuje w UE wiele regulacji mających na celu działania ukierunkowane na oszczędność energii w różnych obszarach gospodarki. Poniżej odniesiono się do kluczowych regulacji w tym zakresie.

4.3.1 Dyrektywa dotycząca efektywności energetycznej

Dyrektywa 2012/27/UE¹⁹ weszła w życie 4 grudnia 2012 roku. Ustanawia ona wspólne ramy działań na rzecz promowania efektywności energetycznej w UE dla osiągnięcia indykatywnego celu, jakim jest wzrost efektywności energetycznej o 20% (zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20%) do 2020 roku oraz ugotowanie drogi dla dalszej poprawy efektywności energetycznej po tym terminie. Ponadto, określa zasady mające na celu usunięcie barier na rynku energii oraz przewyższenie nieprawidłowości funkcjonowania rynku. Przewiduje również ustanowienie krajowych celów w zakresie efektywności energetycznej na rok 2020.

Do końca czerwca 2014 roku Komisja Europejska ma dokonać oceny postępu w realizacji celu, jakim jest osiągnięcie przez UE zużycia energii na poziomie nie wyższym niż 1 474 Mtoe energii pierwotnej lub nie wyższym niż 1 078 Mtoe energii końcowej w 2020 roku.

Dyrektywa nakłada następujące obowiązki na państwa członkowskie:

- ▶ Ustalenie orientacyjnej krajowej wartości docelowej w zakresie efektywności energetycznej, w oparciu o swoje zużycie/oszczędność energii pierwotnej lub końcowej, bądź energochłonność.
- ▶ Instytucje publiczne mają stanowić wzorzec poprzez zapewnienie przez państwa członkowskie, że od 1 stycznia 2014 roku 3% całkowitej powierzchni ogrzewanych i/lub chłodzonych budynków należących do instytucji rządowych lub przez nie zajmowanych będzie, co roku, podlegać renowacji do stanu odpowiadającego minimalnym standardom dla nowych budynków.
- ▶ Ustanowienie długoterminowych strategii wspierania inwestycji w renowację krajowych zasobów budynków mieszkaniowych i użytkowych zarówno publicznych, jak i prywatnych.
- ▶ Ustanowienie krajowych systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej, nakładające na dystrybutorów energii lub przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii obowiązek osiągnięcia łącznego celu w zakresie oszczędności energii końcowej na poziomie 1,5 % wielkości rocznej sprzedaży energii do odbiorców końcowych.
- ▶ Umożliwienie końcowym odbiorcom energii dostępu do audytów energetycznych, nabycia po konkurencyjnych cenach tzw. indywidualnych liczników inteligentnych.
- ▶ Podjęcie działań promujących i umożliwiających efektywne wykorzystanie energii przez małych odbiorców, w tym gospodarstwa domowe.
- ▶ Krajowe organy regulacyjne, poprzez opracowanie taryf sieciowych i regulacji dotyczących sieci, mają dostarczać operatorom sieci zachętę do udostępniania jej użytkownikom usług systemowych, umożliwiających wdrażanie środków do poprawy efektywności energetycznej w kontekście wdrażania inteligentnych sieci.

¹⁹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012 r.

4.3.2 Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej i inne programy

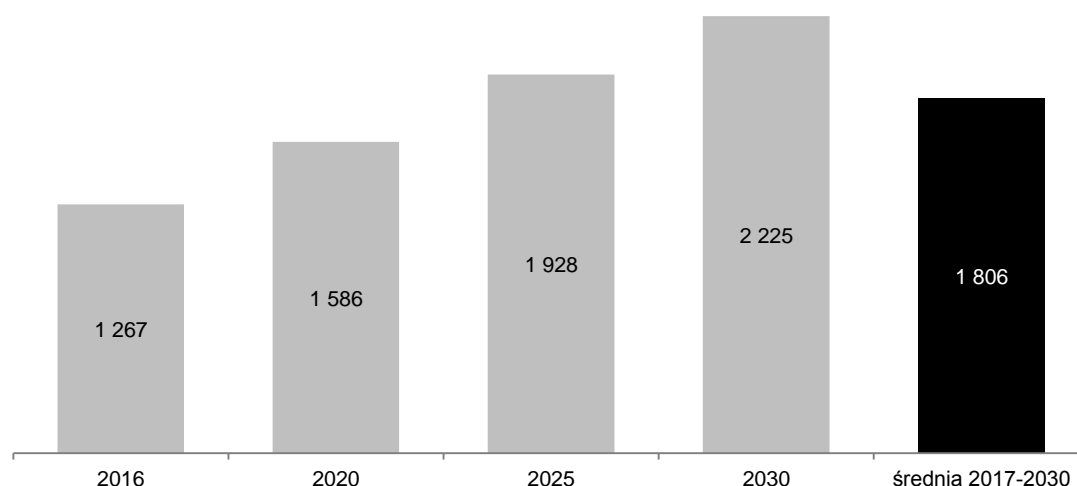
Dyrektywa 2006/32/WE²⁰ zobowiązała państwa członkowskie do opracowania Krajowych planów działania na rzecz efektywności energetycznej. Plan opracowany przez polski rząd w 2012 roku zawiera opis środków poprawy efektywności energetycznej ukierunkowanych na ograniczenie końcowego wykorzystania energii oraz obliczenia dotyczące oszczędności energii uzyskanych w okresie 2008-2009 i oczekiwanych w 2016 roku zgodnie z wymaganiami ww. dyrektyw.

Krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią został określony w pierwszym Krajowym Planie Działań dotyczącym efektywności energetycznej (EEAP). Wyznacza uzyskanie do 2016 roku oszczędności energii finalnej, w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku (uśrednienie obejmuje lata 2001-2005).

Obecnie, pomimo znacznej poprawy w ciągu ostatnich 20 lat, polska gospodarka wciąż charakteryzuje się relatywnie wysokim zużyciem energii elektrycznej potrzebnej na wygenerowanie jednostki PKB (patrz rysunek 3.7). Zatem potencjał do poprawy efektywności wykorzystania energii jest wciąż znaczny.

Rząd Polski deklaruje, że kwestia poprawy efektywności energetycznej jest ważna i w związku z tym będzie dążyć do osiągnięcia celu w zakresie oszczędności energii w taki sposób, aby jego realizacja następowała w sposób opłacalny pod względem ekonomicznym, czyli efektywny kosztowo. Efektywność energetyczna jest także atrakcyjnym ekonomicznie środkiem przyczyniającym się do redukcji emisji CO₂. Jako mechanizm wspierający wzrost efektywności energetycznej od 2013 roku funkcjonuje w Polsce system białych certyfikatów. Ponadto, Polityka Energetyczna Polski do 2030 definiuje działania, jak np. stymulowanie rozwoju kogeneracji, oznaczanie energochłonności urządzeń i produktów czy kredyty preferencyjne, których wdrożenie ma prowadzić do poprawy efektywności energetycznej. Działania w zakresie oszczędzania energii finalnej, jak przedstawione na poniższym wykresie, zostały uwzględnione w prognozach zapotrzebowania na energię opracowanych przez ARE.

Rysunek 4.8. Oszczędności energii finalnej [ktoe] wynikające z wdrażania racjonalizacji wykorzystania energii



Źródło: Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011

²⁰ Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG, Dz.Urz. UE L 114 z 27.4.2006

Bardziej efektywne wykorzystanie energii elektrycznej w przyszłości zgodnie z zaleceniami Dyrektywy 2012/27/UE może mieć wpływ korygujący na tempo wzrostu popytu na energię elektryczną w kolejnych latach. Nowelizacja polskiego prawa w celu implementacji tej dyrektywy jest obecnie w toku. Jak wynika jednak z przeprowadzonych analiz, nie będzie on wystarczający do pokrycia luki pomiędzy popytem a podażą. Konieczny będzie zatem wzrost produkcji energii z już wykorzystywanych surowców lub też wprowadzenie wykorzystania nowych jak np. energia jądrowa. Powyżej przedstawione zostały szacunki dotyczące oszczędności energii wynikające z wdrażania działań proefektywnościowych względem scenariusza bez tych działań.

Wnioski:

- ▶ Efektywność energetyczna może odegrać istotną rolę w zakresie optymalizacji wykorzystania energii jak i ograniczania negatywnego wpływu energetyki na środowisko w postaci emisji CO₂ jak i zanieczyszczeń, takich jak SO₂ czy NO_x.
- ▶ W 2009 roku UE przyjęła indykatorywny cel wzrostu efektywności energetycznej o 20% do 2020 roku a następnie kilka regulacji mających na celu wspieranie państw członkowskich w implementacji tego kierunkowego zobowiązania. Najważniejszą z nich jest dyrektywa o efektywności energetycznej przyjęta w 2012 roku.
- ▶ Polska gospodarka wciąż charakteryzuje się relatywnie wysokim zużyciem energii elektrycznej potrzebnej do wygenerowania jednostki PKB, w związku z czym posiada pewien potencjał do poprawy efektywności energetycznej, co powinno pomóc Polsce w kontekście przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Należy jednak zauważyć, iż działania dotyczące samej efektywności energetycznej nie będą w stanie rozwiązać potencjalnego problemu niedoboru mocy w systemie.
- ▶ Wdrażanie rozwiązań mających na celu wzrost efektywności energetycznej nie zastąpi potrzeby inwestycji w nowe moce wytwórcze i sięgania po mniej lub zero-emisyjne technologie, które będą w stanie sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną przy wypełnieniu wymagań polityki klimatycznej UE. Stworzy to sprzyjające warunki do pokrycia powstałej luki mocy czystszyimi technologiami.

4.4 Wymagania dyrektyw LCP/IED

Oprócz redukcji CO₂, UE kładzie również duży nacisk na redukcję zanieczyszczeń powietrza z sektora energetycznego. Obowiązujące regulacje dotyczą przede wszystkim dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. Poniżej omówiono wymagania wynikające z dwóch kluczowych dyrektyw, tzw. Dyrektywy LCP i Dyrektywy IED. Z uwagi na restrykcyjne wymagania, mają one istotny wpływ na rozwój polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej.

4.4.1 Dyrektywa LCP

Dyrektywa 2001/80/WE²¹ (tzw. Dyrektywa LCP) wprowadziła standardy emisji dla dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów dla instalacji energetycznego spalania o mocy powyżej 50 MW cieplnych, z rozróżnieniem na nowe i istniejące obiekty oraz paliwa (stałe, płynne i gazowe).

Dla polskich instalacji były to bardzo ostre wymagania. W wyniku przeprowadzonych negocjacji przedakcesyjnych Polska uzyskała okresy przejściowe na dostosowanie się do nich:

²¹ Dyrektywa 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie niektórych zanieczyszczeń z dużych źródeł spalania (Dz. Urz. UE L 309 z 27.11.2001)

- ▶ 8-letni (2008 - 2015) - w zakresie emisji SO₂.
- ▶ 2-letni (2016 - 2017) - w zakresie emisji NO_x.
- ▶ 10-letni (2008 - 2017) - w zakresie pyłu.

Dla poszczególnych źródeł spalania okresy te zostały określone imiennie w załączniku do Traktatu Akcesyjnego (tzw. derogacje imienne). Dyrektywa przewiduje także, że źródła, które zadeklarują, że zostaną zlikwidowane nie później niż do końca 2015 roku, a w okresie 2008-2015 będą pracowały nie dłużej niż 20 000 godzin są zwolnione z wypełniania norm Dyrektywy (tzw. derogacje naturalne).

Dyrektywa LCP ustanowiła także krajowe pułapy emisji dla dwutlenku siarki i tlenków azotu. Obowiązujące Polskę dla lat 2008, 2010, 2012 wynosiły odpowiednio:

- ▶ SO₂ – 454 000 t/rok, 426 000 t/rok oraz 358 000 t/rok.
- ▶ NO_x – 254 000 t/rok, 252 000 t/rok oraz 239 000 t/rok.

Zakończenie obowiązywania ww. derogacji prowadzi do konieczności zamknięcia w latach 2016-2018 części polskiej mocy wytwórczych (około 2,4 GW). W związku z tym, pojawi się konieczność zastąpienia ich innymi nowymi źródłami. Analiza zmiany mocy wytwórczych w Polsce w kolejnych latach, m.in. w związku z zakończeniem ww. derogacji, została przedstawiona w Podrozdziale 3.3.

4.4.2 Dyrektywa IED

Dyrektywa 2010/75/WE²² weszła w życie w styczniu 2011 roku i powinna zostać transponowana do krajowego porządku prawnego państw członkowskich do stycznia 2013 roku. Jej przepisy zastępują kilka regulacji UE dotyczących emisji zanieczyszczeń do powietrza, w tym od 1 stycznia 2014 Dyrektywę IPPC²³ i od 1 stycznia 2016 roku ww. Dyrektywę LCP.

Dyrektywa ta odnosi się do działalności przemysłowej o największym potencjale zanieczyszczeń (przemysł energetyczny, produkcja i obróbka metali, przemysł mineralny, chemiczny, gospodarka odpadami, chów zwierząt itp.). Wprowadziła szereg bardzo istotnych modyfikacji do dotychczasowej regulacji dotyczącej zintegrowanej ochrony środowiska. Do najistotniejszych zmian można zaliczyć znaczne zaostrzenie standardów emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów z obiektów energetycznego spalania o mocy powyżej 50 MW.

Od 1 stycznia 2016 roku zaostrzone standardy emisyjne powinny spełnić co do zasady zarówno istniejące jak i nowe obiekty energetycznego spalania, przy czym w odniesieniu do tych ostatnich wymagania emisyjne są szczególnie restrykcyjne. Wymagania te będą musiały spełniać również obiekty, które korzystają obecnie z derogacji imiennych wynikających z Traktatu Akcesyjnego (po upływie terminów, na który dana derogacja imienna została przyznana). Dodatkowo z uwagi na wyrażoną w Dyrektywie tzw. zasadę łączenia, zaostrzone wymogi emisyjne będą miały zastosowanie do mniejszych obiektów energetycznego spalania, podłączonych do wspólnego komina, których moc po zsumowaniu będzie równa lub przekroczy 50 MW. Dyrektywa IED przewiduje także możliwość zastosowania mechanizmów łagodzących wprowadzone zmiany, jakim jest Przejściowy Plan Krajowy (PPK). Dyrektywa dopuszcza możliwość stopniowego wprowadzania wymagań dotyczących źródeł istniejących, według zasad określonych w PPK uzgodnionym z KE. Plan ten pozwala na przesunięcie terminu obowiązywania zaostrzonych dyrektywą standardów emisyjnych z 2016 roku do połowy 2020 roku, przy zachowaniu określonego pułapu emisji dla wszystkich obiektów objętych PPK w kolejnych latach. W lutym 2014 roku KE zatwierdziła polski KPP²⁴ (derogacje dot. emisji SO₂, NO_x i pyłu) dotyczący 73 obiektów energetycznego spalania.

²² Dyrektywa 2010/75/WE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. L 334 z 17.12.2010)

²³ Dyrektywa 2008/1/WE z dnia 15 stycznia 2001 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (Dz. Urz. L 24 z 29.01.2008)

²⁴ Decyzja KE z dnia 17.02.2014 r. C(2014) 804 final

Taka sytuacja dla Polski oznacza konieczności dalszych modernizacji istniejących mocy wytwórczych i/lub ich zamykanie i zastępowanie nowymi w perspektywie roku 2030 (około 1,5 GW wyłączeń). Więcej informacji dotyczących planowanych wyłączeń opisano w Podrozdziale 3.3. Ostatnio polskie prawo zostało znowelizowane w celu implementacji dyrektywy IED.

Obecnie trwają prace nad aktualizacją dokumentu BREF LCP i konkluzji BAT, które powinny się zakończyć na przełomie 2014 i 2015 roku. Duże instalacje spalania będą musiały wypełniać te nowe wymagania (bardziej restrykcyjne niż też zamieszczone w Dyrektywie IED) począwszy od 2018/2019 roku. Projekt aktualizacji BREF/BAT zawiera następujące wymagania w zakresie dopuszczalnych poziomów emisji SO_x, NO_x i pyłu.

Tabela 4.2. Poziomy emisji wg aktualizacji dokumentu BREF/BAT LCP dla istniejących i nowych źródeł opalanych węglem kamiennym i brunatnym [mg/Nm³]

Moc [MWt]	Istniejące instalacje			Nowe instalacje		
	SO _x	NO _x	Pył	SO _x	NO _x	Pył
50-100	150-400	100-270	2-10	150-200	100-200	2-15
100-300	80-200	100-180	2-10	80-150	100-150	2-10
>300	10-130	65-180	1-15	10-75	65-100 (kotły pyłowe)	<5
	20-180 (kotły fluidalne)	(kotły pyłowe) 50-180 (kotły fluidalne i węgiel brunatny)	1-10 (>1000 MWt)	20-150 (kotły fluidalne)	50-150 (kotły fluidalne i węgiel brunatny)	<3 (>1000 MWt)

Źródło: Projekt BREF LCP

Wnioski:

- ▶ Oprócz redukcji emisji CO₂, UE kładzie również duży nacisk na redukcję zanieczyszczeń powietrza powstających w sektorze wytwarzania energii, w tym przede wszystkim emisji SO₂, NO_x i pyłów.
- ▶ Restrykcyjne wymagania wprowadzone na mocy dyrektywy LCP i IED będą prowadzić do zamykania części polskich mocy wytwórczych a także wymuszać inwestycje modernizacyjne. Według szacunków do 2030 roku zostanie odstawionych około 3,9 GW mocy.
- ▶ Dzięki możliwościom derogacji w odniesieniu do pewnych wymagań, polskie instalacje zgłoszone do Komisji Europejskiej będą zobowiązane do spełniania wymagań dyrektywy IED od połowy 2020 roku, czyli z czteroletnim opóźnieniem, co daje im czas na dostosowanie się do nowych standardów emisyjnych.
- ▶ Bardziej restrykcyjne wymagania emisyjne, które mają się znaleźć w aktualizacji dokumentu BREF LCP, które powinny obowiązywać od 2019 roku, będą miały dodatkowy znaczący wpływ na tempo odstawiania istniejących jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny.
- ▶ Te restrykcyjne wymagania dotyczące emisji zanieczyszczeń do powietrza będą stwarzać także potrzebę sięgania po czystsze technologie produkcji energii elektrycznej, a tym samym skłaniać do inwestycji w nowe moce mające pokryć zaistniałą lukę, które będą wypełniać te wymagania środowiskowe.

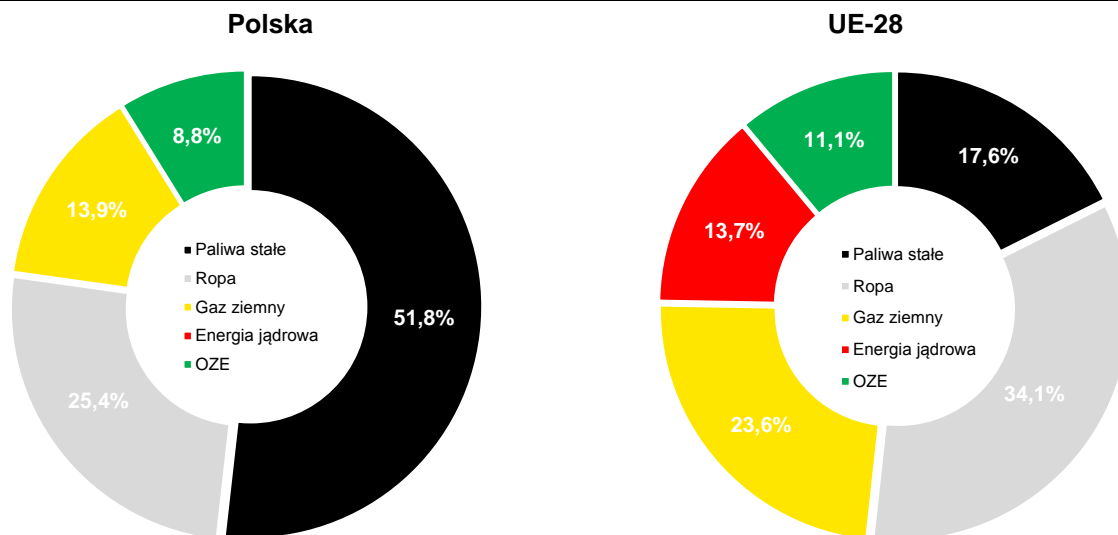
5 Miks energetyczny Polski

Miks energetyczny Polski jest oparty w dużej mierze na krajowych zasobach paliw stałych. Taka sytuacja wyróżnia Polskę wśród państw UE. Ma także kluczowe znaczenie w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw energii jak i niezależności energetycznej, zwłaszcza w sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

5.1 Struktura konsumpcji energii finalnej

Kluczową rolę w polskim miksie energetycznym odgrywają paliwa stałe. W odniesieniu do konsumpcji energii finalnej, w Polsce zużywa się dużo więcej energii ze źródeł konwencjonalnych w postaci węgla kamiennego i węgla brunatnego (ok. 52%) niż średnio w UE (ok. 18%).

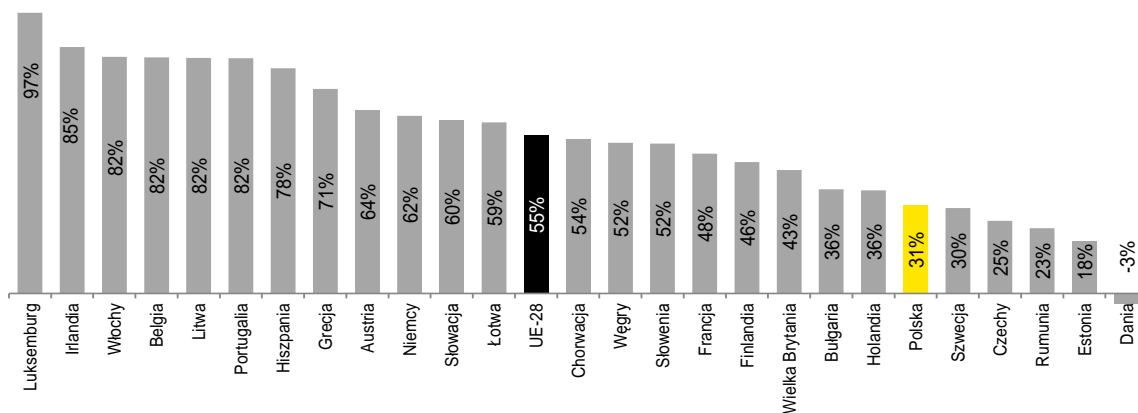
Rysunek 5.1. Konsumpcja energii finalnej wg paliw w Polsce i UE-28 w 2012 roku



Źródło: Opracowanie EY na podstawie EUROSTAT

5.2 Import paliw

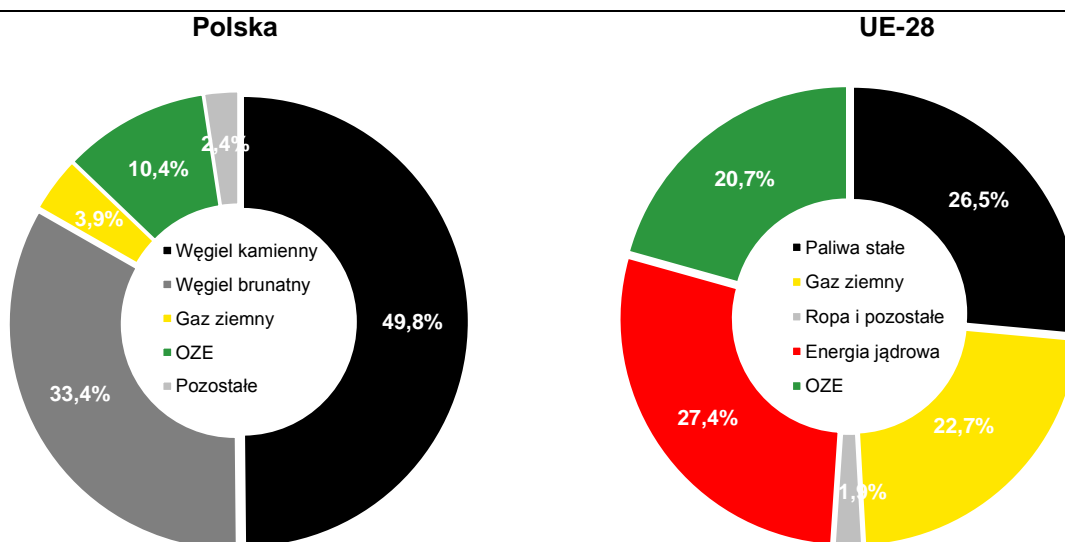
W porównaniu do innych państw członkowskich UE, Polska jest krajem o jednym z najniższych poziomów zależności od importowanych źródeł energii (31% vs. 55% średnio w UE). Zależność Polski od importu wynika głównie z konieczności sprowadzania gazu ziemnego i ropy naftowej, co sprawia, że w sektorze elektroenergetycznym (opartym na krajowym węglu) zależność od importu jest niska.

Rysunek 5.2. Zależność od importu paliw w UE-28 w 2012 roku [%]

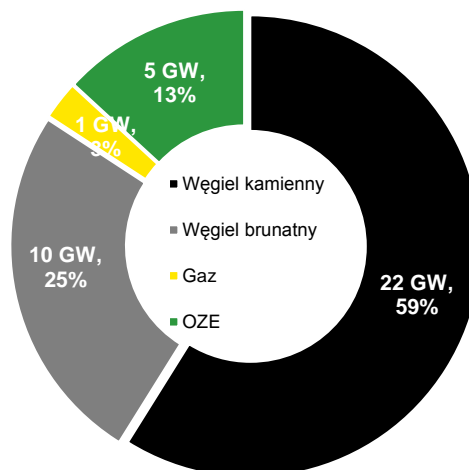
Źródło: Opracowanie EY na podstawie EUROSTAT

5.3 Miks elektroenergetyczny

W strukturze produkcji energii elektrycznej w Polsce dominuje węgiel kamienny (prawie 50%), ze znaczącym udziałem węgla brunatnego (około 33%). Na uwagę zasługuje utrzymujący się od kilku lat systematyczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (10,4% w 2012 roku). Taka sytuacja odbiega znacznie od średniej unijnej, gdzie paliwa stałe stanowią około 27%, energia jądrowa około 28% a OZE około 21% w strukturze produkcji energii elektrycznej. Należy zauważyć, że w przypadku UE duży udział ma energia jądrowa, która nie występuje obecnie w polskim miksie elektroenergetycznym.

Rysunek 5.3. Struktura produkcji energii elektrycznej wg paliw w Polsce i UE-28 w 2012 roku [%]

Źródło: Opracowanie EY na podstawie ARE i EUROSTAT

Rysunek 5.4 Struktura mocy zainstalowanej wg paliw w systemie elektroenergetycznym Polski w 2012 roku [% , GW]

Źródło: ARE

Jak wynika z dostępnych prognoz rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego, węgiel powinien pozostać kluczowym paliwem w elektroenergetyce w horyzoncie roku 2030. Oczekuje się, że ogółem produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego i węgla brunatnego będzie stanowić około 50% według prognoz z różnych źródeł (54%-57%). Taka projekcja wykorzystania węgla jest uwzględniona zarówno w prognozach krajowych jak i unijnych.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku wprowadziła w ramach dywersyfikacji paliw po 2020 roku możliwość wykorzystania energii jądrowej, mającą m. in. zaletę w postaci braku emisji CO₂. Prace w tym zakresie postępują i w styczniu 2014 roku polski rząd przyjął Program Polskiej Energetyki Jądrowej. Obecnie trwają analizy dotyczące potencjalnej lokalizacji elektrowni jądrowej i wyboru technologii.

Od pewnego czasu trwają również dyskusje nad możliwością wykorzystania w Polsce gazu z łupków. Toczą się prace nad dostosowaniem polskiego ustawodawstwa, których celem jest ułatwienie możliwości ewentualnego wydobycia i wykorzystywania tego surowca oraz prace poszukiwawcze obejmujące inwentaryzację złóż i określenie ich potencjału. W chwili obecnej wielkość dostępnych zasobów jak i warunki ich wydobycia oraz koszty pozostają niepewne i trudne do określenia.

Podsumowując, w związku z powyższym, można oczekiwać, że węgiel kamienny (wraz z brunatnym) pozostanie kluczowym i podstawowym paliwem polskiego miksu elektroenergetycznego w horyzoncie roku 2030. Inne paliwa będą pełnić funkcje uzupełniające.

Rysunek 5.5. Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej wg paliw w Polsce w 2030 roku [%]

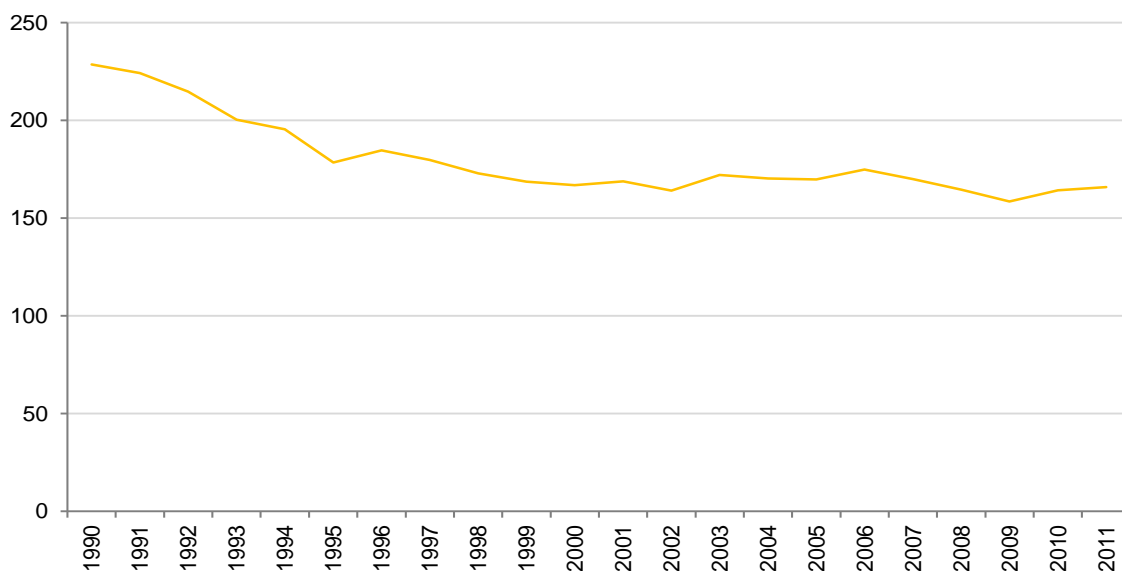


*PRIMES – produkcja energii elektrycznej brutto, PEP2030, ARE – produkcja energii elektrycznej netto.
 Źródło: *Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku*; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 Reference Scenario 2013*, Komisja Europejska

5.4 Emisje CO₂ w sektorze elektroenergetycznym

Emisje CO₂ z sektora elektroenergetycznego mają największy udział w całkowitych emisjach CO₂ w Polsce (około 42% w 2011 roku). W latach 1990-2011 sektor elektroenergetyki w Polsce zmniejszył emisje CO₂ o około 63 mln ton (ok. 27%), głównie poprzez modernizacje istniejących jednostek wytwórczych i rozwój odnawialnych źródeł energii.

Rysunek 5.6. Emisje CO₂ z sektora elektroenergetycznego w Polsce w okresie 1990-2011 [mln t CO₂]



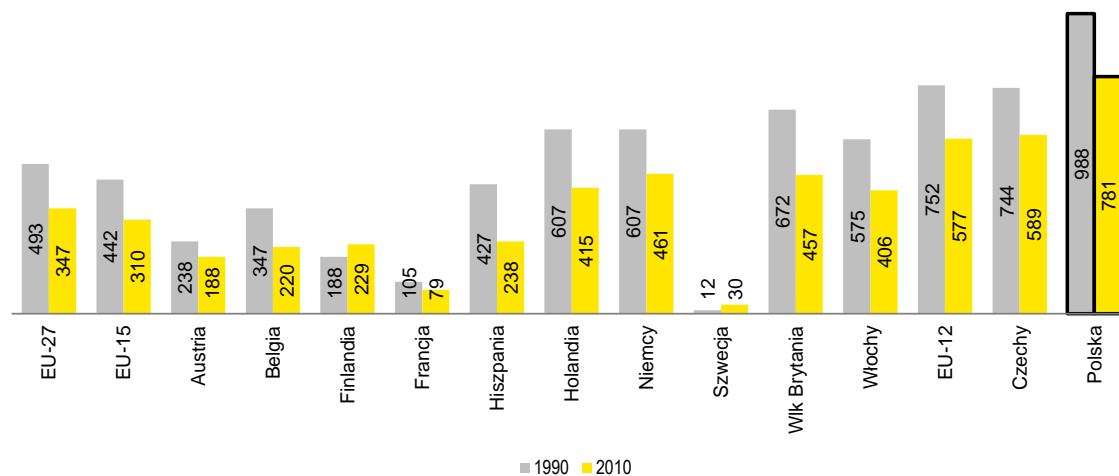
*Przedstawione wielkości obejmują emisje CO₂ z produkcji energii elektrycznej i ciepła (tzn. elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, przemysłowe i ciepłownie).

Źródło: Opracowanie EY na podstawie EEA Data viewer

Jednakże emisyjność CO₂ polskiego sektora elektroenergetycznego (781 g CO₂/kWh) nadal pozostaje wysoka w porównaniu do średniej unijnej wynoszącej 347 g CO₂/kWh.

Jeżeli w polskim sektorze elektroenergetycznym miałyby nastąpić dalsza redukcja emisji CO₂, będzie musiała być związana z dywersyfikacją mixu elektroenergetycznego Polski lub pojawieniem się dojrzałej technologii wychwytywania i składowania CO₂ (CCS), która mogłaby zostać zastosowana w praktyce.

Należy zakładać, że ze względu na politykę klimatyczną UE, której priorytetem jest dekarbonizacja rozumiana jako redukcja emisji GHG oraz rozwój OZE, a także w związku z odstawianiem starych jednostek węglowych, udział paliwa węglowego (najbardziej emisyjnego pod względem CO₂) w polskim mixie elektroenergetycznym będzie się zmniejszał. Nie ulega jednak wątpliwości, że węgiel pozostanie głównym paliwem energetycznym Polski, w szczególności, w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w podstawie.

Rysunek 5.7. Emisyjność CO₂ sektora elektroenergetycznego w krajach UE [g CO₂/kWh]

Źródło: MAE, 2013

W zależności od przyjętych założeń dalszego rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce, możliwe będą do osiągnięcia zróżnicowane poziomy redukcji emisji CO₂, co obrazuje poniższe zestawienie i wykres.

Tabela 5.1. Założenia prognoz redukcji emisji CO₂ w sektorze energetyki zawodowej do 2030 roku

Źródło prognozy	Założenia
PEP2030	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Rosnący udział OZE i kogeneracji ▶ Poprawa sprawności wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej ▶ U uruchomienie pierwszego bloku jądrowego w 2020 roku
ARE	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Coraz bardziej efektywne wykorzystanie energii i wysokosprawnej kogeneracji ▶ Zerowe saldo eksportu i importu energii elektrycznej ▶ Wdrożenie niskoemisyjnych technologii wytwarzania, zwłaszcza technologii jądrowej, CCS oraz OZE ▶ Wdrażanie technologii podwyższających sprawność wytwarzania w elektrowniach zawodowych
PRIMES	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Wypełnienie przez Polskę celu udziału OZE (15% w finalnym zużyciu energii brutto w 2020 roku) ▶ Wprowadzenie technologii jądrowej po 2020 roku

Źródło: Opracowanie EY na podstawie Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 Reference Scenario 2013, Komisja Europejska

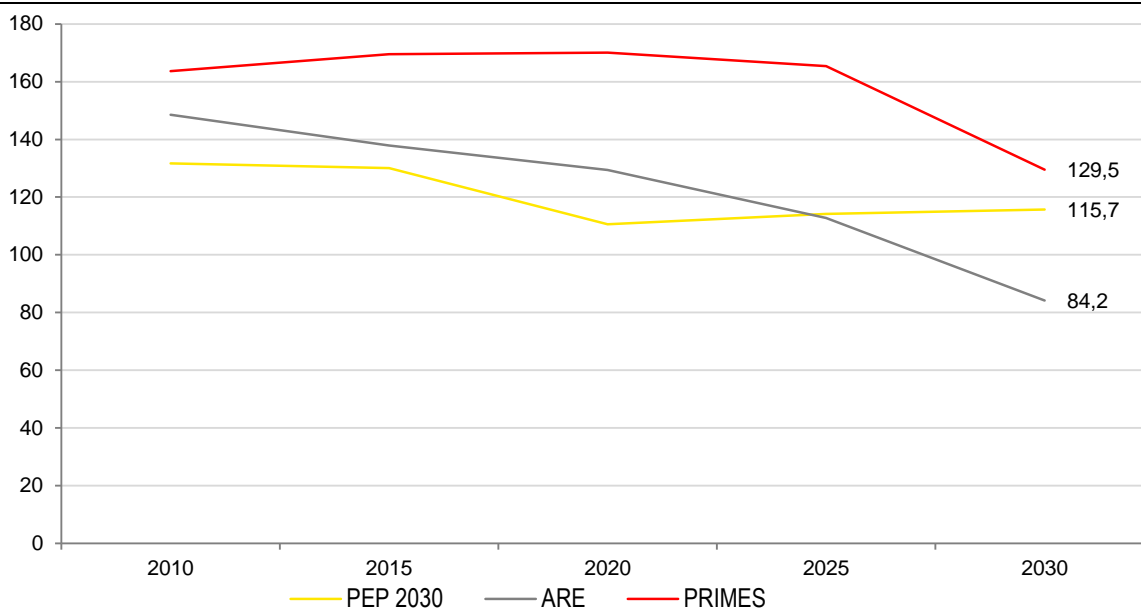
Redukcja emisji CO₂ w sektorze elektroenergetycznym prognozowana przez PRIMES wynosi około 43% w stosunku do poziomu w roku 1990. Wielkości redukcji emisji w przypadku PEP 2030 i ARE wynoszą odpowiednio około 49% i około 63% w porównaniu do tego samego roku²⁵.

Należy zauważyć, że przy założeniu, że energetyka jądrowa zostaje wprowadzona zamiast technologii węglowej lub gazowej, każda 1 MWh energii elektrycznej wyprodukowana z paliwa jądrowego prowadzi do zaoszczędzenia emisji CO₂ na poziomie ok. 0,76 t CO₂/MWh w przypadku węgla kamiennego i ok. 0,35 t CO₂/MWh w przypadku gazu.

Technologia jądrowa charakteryzująca się brakiem emisji CO₂ z procesu produkcji energii elektrycznej z uranu będzie dobrze pasować do przyszłego polskiego miks elektroenergetycznego, który nadal będzie oparty na paliwach kopalnych (węgiel kamienny, węgiel brunatny). Wprowadzenie energetyki jądrowej pomogłoby utrzymać węgiel w miks elektroenergetycznym.

Firma McKinsey&Company opracowała dla Polski krzywą kosztów²⁶ redukcji emisji CO₂ do 2030 roku dla struktury paliw zapewniającej największą teoretycznie możliwą redukcję emisji. Z przeprowadzonych analiz wynika, że w zakresie wytwarzania najbardziej opłacalną drogą redukcji emisji CO₂ jest wykorzystanie energetyki jądrowej.

Rysunek 5.8. Prognozy emisji CO₂ w polskim sektorze elektroenergetycznym do 2030 roku [mln t CO₂]



* Emisje CO₂ w projekcji PRIMES obejmują także emisje z ciepłownictwa. Dane dla projekcji PEP 2030 i ARE obejmują energetykę zawodową. Wszystkie projekcje emisji uwzględniają wprowadzenie energetyki jądrowej po 2020 roku.

** Różny poziom emisji w 2010 roku wynika z różnego zakresu emisji CO₂ objętych projekcją (patrz wyjaśnienie powyżej) oraz różnych dat wykonania tych projekcji (w przypadku ARE i PEP 2030 poziom w 2010 roku to projekcja emisji, w przypadku PRIMES są to najprawdopodobniej już emisje rzeczywiste, gdyż w momencie wykonywania prognozy były już dostępne).

Źródło: *Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku*; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 Reference Scenario 2013*, Komisja Europejska

²⁵ Wartość emisji CO₂ w 1990 roku dotyczy emisji z energetyki zawodowej, przemysłowej i ciepłownictwa. Zatem wyniki otrzymane w przypadku prognozy PEP2030 i ARE są trochę zawyżone.

²⁶ *Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do 2030 r.*, McKinsey&Company, 2009

Wnioski:

- ▶ Produkcja energii elektrycznej w Polsce jest oparta w dużej mierze na krajowych zasobach paliw kopalnych, w tym zwłaszcza węgla kamiennym i brunatnym, co zapewnia wysoki poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju.
 - ▶ Aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju, polski miks elektroenergetyczny będzie bazował na węglu kamiennym także w horyzoncie następnych dziesięcioleci, przynajmniej do roku 2030.
 - ▶ Od 1990 roku emisje CO₂ z sektora elektroenergetycznego spadły o około 27%. Dalsza redukcja emisji CO₂ będzie musiała być związana z dywersyfikacją miks elektroenergetycznego Polski lub pojawieniem się dojrzałej technologii wychwytywania i składowania CO₂ (CCS). Wprowadzanie tylko pewnego udziału paliw o mniejszej emisyjności może nie być wystarczające dla spełnienia celów klimatycznych, które będą obowiązywać po 2020 roku.
-

5.5 Węgiel kamienny

Węgiel kamienny jest kluczowym paliwem dla polskiej elektroenergetyki. Polityka Energetyczna Polski do 2030 zakłada, że zasoby węgla kamiennego pozostaną ważnym stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Celem polityki państwa w stosunku do sektora górnictwa węgla kamiennego jest racjonalne i efektywne gospodarowanie złożami węgla znajdującymi się na terytorium Polski tak, aby zasoby te służyły kolejnym pokoleniom. Cel ten jest realizowany poprzez działania mające na celu:

- ▶ Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na węgiel kamienny, w tym również wykorzystanie węgla do produkcji paliw płynnych i gazowych,
- ▶ Utrzymanie konkurencyjności polskiego węgla kamiennego w warunkach gospodarki wolnorynkowej,
- ▶ Zapewnienie stabilnych dostaw węgla kamiennego o wymaganej jakości,
- ▶ Wykorzystanie nowoczesnych technologii w sektorze górnictwa węgla kamiennego dla zwiększenia konkurencyjności cenowej, bezpieczeństwa pracy, ochrony środowiska oraz stworzenia podstaw pod rozwój technologiczny i naukowy w szczególności regionu śląskiego i małopolskiego.

Obecnie realizowana jest „Strategia dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007-2015”, przyjęta przez polski rząd w 2007 roku. Do jej głównych elementów należy restrukturyzacja spółek węglowych, zwiększenie bezpieczeństwa pracy, wdrażanie czystych technologii węglowych oraz prywatyzacja kopalń węgla kamiennego. Jednakże, prywatyzacja Kompanii Węglowej i Katowickiego Holdingu Węglowego (jeden z celów na 2013/2014) została zawieszona przez rząd. Według prognoz struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce do 2030 roku węgiel kamienny pozostanie jej kluczowym składnikiem. Jednakże, dla poziomu zużycia jego zasobów krajowych, co jest bardzo istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, kluczowa będzie jego konkurencyjność cenowa w porównaniu do cen tego surowca na rynku międzynarodowym.

Poniżej omówiono kluczowe kwestie dotyczące popytu, podaży, importu oraz cen węgla kamiennego, zarówno w chwili obecnej jak i w horyzoncie roku 2030, w odniesieniu do jego zapotrzebowania do produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Dane prezentowane w niniejszym rozdziale odnoszą się głównie do węgla kamiennego, gdyż takie dane są dostępne w polskiej i europejskiej statystyce. Należy jednak zwrócić uwagę, że w kontekście produkcji energii elektrycznej kluczowy jest węgiel energetyczny stanowiący typ węgla kamiennego wyróżniony w związku ze swoim zastosowaniem. Węgiel energetyczny stanowi dzisiaj około 80% światowego zapotrzebowania. Jest wykorzystywany głównie do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach i elektrowniach węglowych (70%).

5.5.1 Zasoby węgla kamiennego w Polsce

Wydobycie węgla kamiennego na świecie wynosi obecnie około 5,8 mld t/rok. Największy udział w światowym wydobyciu mają Chiny (około 50%), w przypadku Polski to około 1,3%²⁷. Jak wynika z dostępnych danych, polskie zasoby węgla kamiennego (około 4 211 mln ton) powinny starczyć jeszcze na kilkadziesiąt lat. Szacuje się, że przy obecnym poziomie wydobycia surowiec ten powinien być dostępny przez około 59 lat. W związku z tym, węgiel kamienny będzie nadal miał kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski.

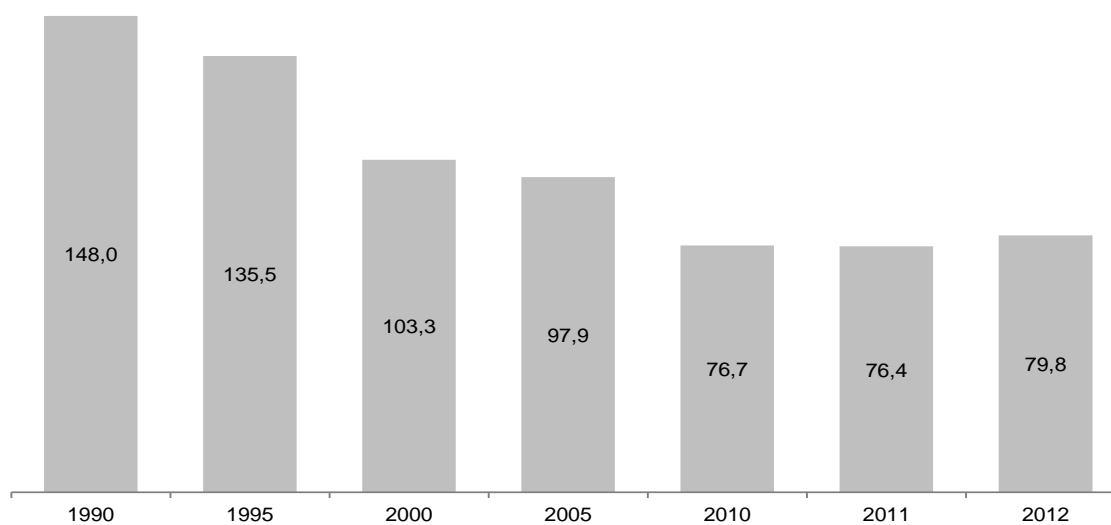
²⁷Rocznik Statystyki Międzynarodowej 2012, GUS

Rysunek 5.9. Zasoby węgla kamiennego w Polsce [mln t]

Źródło: Państwowy Instytut geologiczny

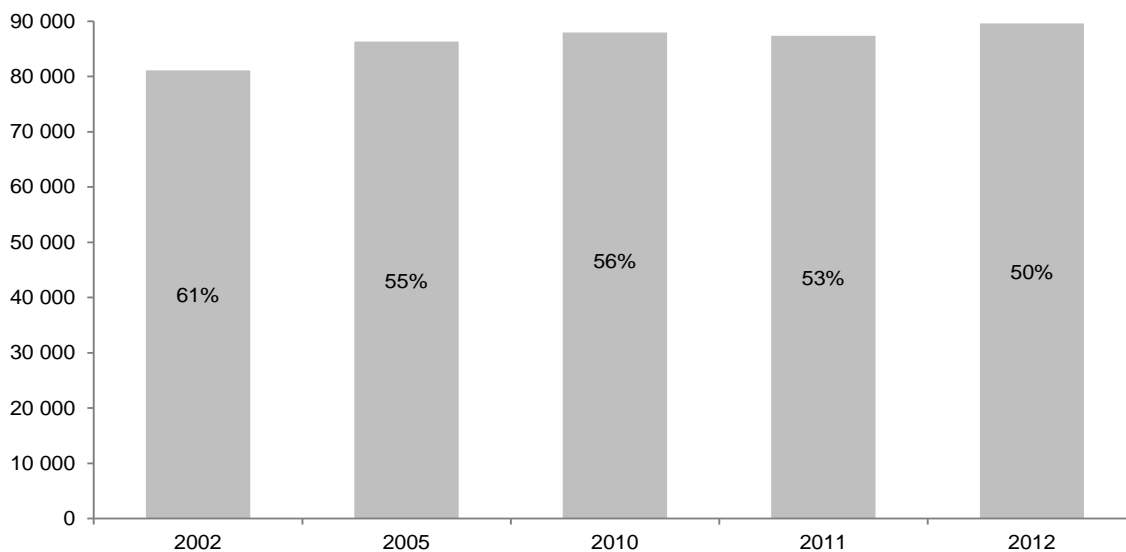
5.5.2 Wydobywanie i zużycie węgla kamiennego w Polsce

Mimo że poziom wydobycia węgla kamiennego w porównaniu do roku 1990 spadł obecnie o około 46% (z około 148 mln ton w 1990 do około 80 mln ton w 2012 roku), surowiec ten pozostaje głównym paliwem w miksie elektroenergetycznym w Polsce.

Rysunek 5.10. Wydobywanie węgla kamiennego w Polsce w okresie 1990-2012 [mln t]

Źródło: GUS

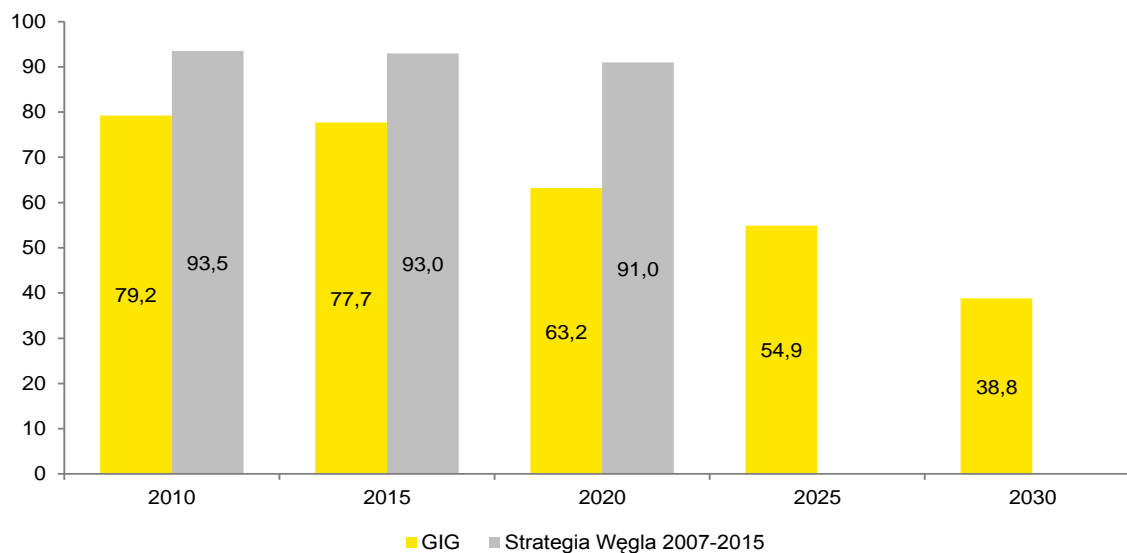
Poziom produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego w 2012 roku wyniósł około 50% i od kilku lat utrzymuje się na zbliżonym poziomie, z nieznaczną tendencją spadkową od 2010 roku.

Rysunek 5.11. Produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego w Polsce w okresie 2002-2012 [GWh, % produkcji]

Źródło: Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011, Informacja statystyczna o energii elektrycznej, ARE

5.5.3 Prognozy zużycia i wydobycia węgla kamiennego

Jak wynika z dostępnych prognoz struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce, węgiel kamienny pozostanie głównym paliwem w horyzoncie 2030 roku, mimo że jego ilość będzie się zmniejszać. Prognozy krajowego wydobycia ilustruje poniższy rysunek.

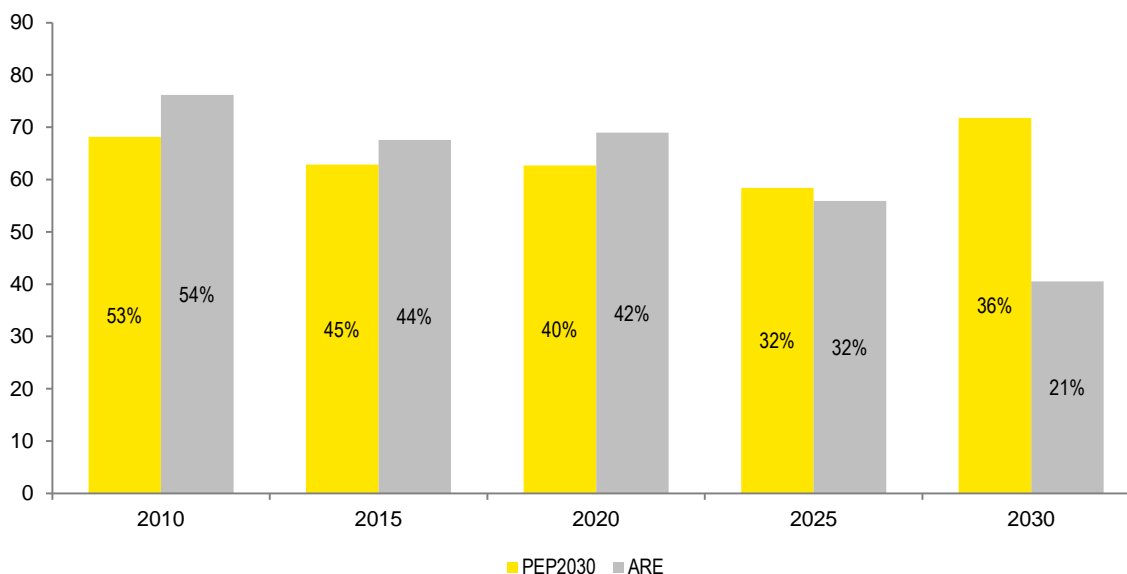
Rysunek 5.12. Prognoza wydobycia węgla kamiennego w Polsce do 2030 roku [mln t]

*Dane za 2010 rok nie są prognozą

Źródło: Strategia dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007-2015, Główny Instytut Górnictwa

Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku w perspektywie roku 2020 i roku 2030 zakłada spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w postaci węgla kamiennego z 76,5 mln ton w 2006 do odpowiednio 60,4 mln ton w 2020 a następnie wzrost do 64,0 mln ton w 2030²⁸. Jednocześnie, jego udział w produkcji energii elektrycznej pozostanie na wysokim poziomie, około 40% w 2020 roku i około 21-36% w roku 2030 (w zależności od autora prognozy). Jak pokazują dostępne dane, prognozy popytu na węgiel kamienny w Polsce są dość rozbieżne, co wskazuje na niepewność co do ostatecznego kształtu i pozycji sektora węglowego w perspektywie 2030 roku.

Rysunek 5.13 Prognoza udziału energii elektrycznej z węgla kamiennego w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce do 2030 roku [%], TWh]



*Dane za 2010 rok nie są prognozą

Źródło: Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011

5.5.4 Emisyjność

Węgiel kamienny cechuje wysoka emisyjność CO₂, co stanowi ograniczenie dla jego wykorzystania w kontekście obecnej polityki klimatycznej UE. Średni wskaźnik emisyjności polskiego węgla kamiennego to około 0,76 t CO₂/MWh, podczas gdy wartość ta dla gazu ziemnego wynosi około 0,35 t CO₂/MWh. Należy zauważyć, że te wartości mogą ulec zmianie, gdyż sprawność elektrowni będzie ulegała poprawie, co będzie prowadzić do zmniejszenia emisyjności.

Należy także zwrócić uwagę, że produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego musi wypełniać standardy emisyjne dotyczące innych zanieczyszczeń jak SO₂, NO_x, pył i metale ciężkie. Jako że polski węgiel charakteryzuje się relatywnie wysoką zawartością rtęci, która jest uwalniana w procesach spalania, przyszłe regulacje dotyczące norm dla rtęci (PM 2,5) będą także istotne dla rozwoju polskiego sektora energetycznego.

²⁸ „Strategia dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007-2015” stwierdza, że jej istotnym elementem są inwestycje, które powinny pozwolić na utrzymanie wydobycia węgla na poziomie odpowiadającym zapotrzebowaniu na rynku krajowym i ekonomicznie uzasadnionemu eksportowi, przy równoczesnym uwzględnieniu poprawy jakości produkowanego węgla jako paliwa przyjaznego środowisku naturalnemu w aspekcie czystych technologii spalania. Ponadto, stwierdza, że dominującym paliwem do produkcji energii elektrycznej w Polsce jest węgiel. Z niego pochodzi ok. 95% produkowanej energii elektrycznej, przy czym w ogólnym bilansie produkcji energii elektrycznej ok. 55% to produkcja energii z węgla kamiennego, ok. 40% – produkcja z węgla brunatnego i dodaje, że można przyjąć, iż w perspektywie najbliższych lat nie nastąpią znaczące zmiany w strukturze nośników do produkcji energii elektrycznej.

5.5.5 Aspekty finansowe

Obecnie w Polsce koszty produkcji jednej tony węgla energetycznego wynoszą około 303 PLN. W ciągu ostatnich 8 lat koszty te wzrosły o ponad 70%. Ta rosnąca tendencja może stanowić zagrożenie dla wykorzystania krajowych zasobów węgla kamiennego. Można przypuszczać, iż będzie wpływać na obniżenie konkurencyjności węgla krajowego względem węgla importowanego, który jest tańszy (szczególnie z kierunków wschodnich). Jednakże, w tym kontekście należy zauważyć, że konkurencyjność polskiego węgla powinna być analizowana według regionów w związku z wagą kosztów transportu krajowego.

W Polsce w branży górnictwa węgla kamiennego sprzedaż tego surowca dla energetyki zawodowej stanowi ilościowo około 65% a wartościowo około 54%. W ostatnich latach, do 2012 roku ceny sprzedaży węgla energetycznego wzrosły. W stosunku do poziomu średnich cen z 2010, ceny węgla energetycznego w sprzedaży krajowej w 2012 roku były wyższe o 11,6% a w sprzedaży dla energetyki zawodowej o 12,4%²⁹.

Tabela 5.2. Sprzedaż krajowa i ceny węgla energetycznego w Polsce

	Ilość [mln t/rok]			Cena [PLN/GJ]		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Sektor węgla kamiennego	55,22	60,76	54,76	11,59 (245 PLN/t)*	12,18 (257 PLN/t)	12,90 (272 PLN/t)
W tym energetyka zawodowa	34,89	38,88	35,36	10,71 (226 PLN/t)	11,18 (236 PLN/t)	12,03 (254 PLN/t)

*Do przeliczenia ceny z PLN/GJ na PLN/t przyjęto wartość opałową na poziomie 21,22 GJ/t (KOBIZE, 2014).

Źródło: *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*, GIPH, 2013

Tabela 5.3. Koszty krajowego transportu kolejowego węgla kamiennego w 2010 roku

Dystans [km]	PKP Cargo [PLN/t]	DB Schenker [PLN/t]	PKP LHS [PLN/t]	
50		41,9	33,2	17,0
100		52,0	45,4	22,3
150		63,3	57,9	28,2
200		77,2	70,6	34,2
300		104,6	95,6	45,6
400		133,4	121,9	58,3

Źródło: *Analiza kosztów transportu w cenie węgla dla energetyki*, Przegląd Górnictwa, 2012

Niektóre kopalnie mogą być konkurencyjne w stosunku do węgla na rynku międzynarodowym. Ceny węgla różnią się pomiędzy kopalniami, co obrazuje poniższe zestawienie.

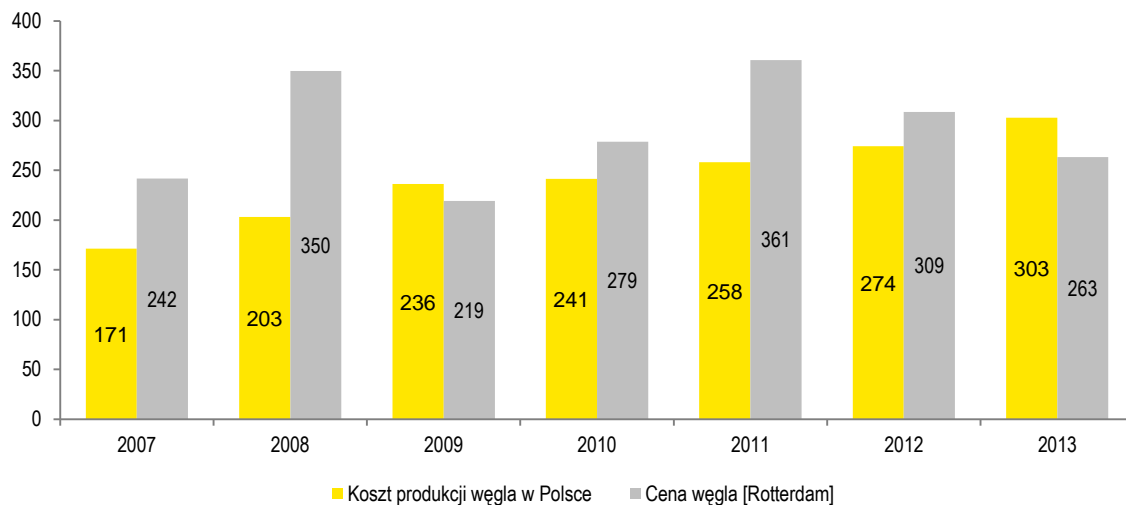
Tabela 5.4. Ceny węgla kamiennego na rynku hurtowym w 2014 roku [PLN/t]

Kopalnia/Przedsiębiorstwo	Cena netto bez akcyzy
Kompania Węglowa	582
Katowicki Holding Węglowy	582
Jastrzębska Spółka Węglowa	575
Lubelski Węgiel "Bogdanka"	560

Źródło: *EY na podstawie informacji dostępnych publicznie*

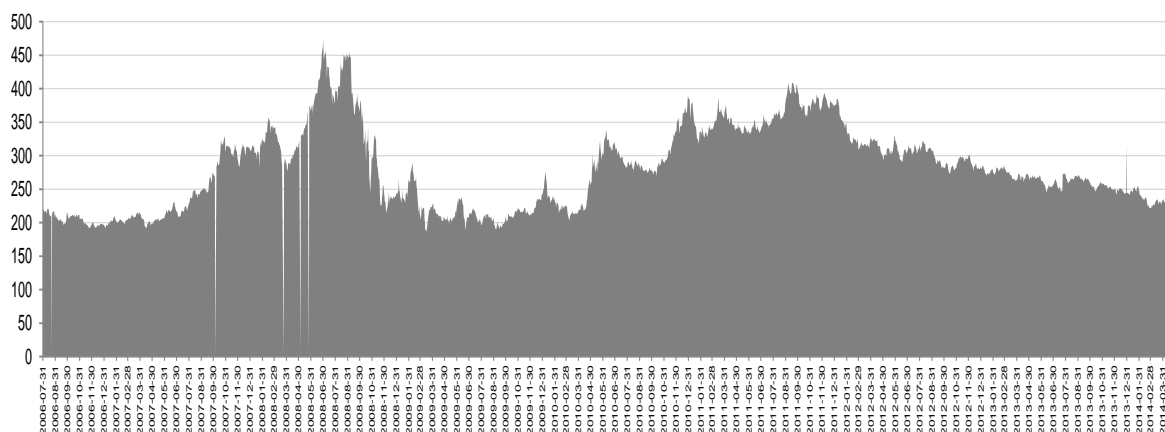
²⁹ *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*, GIPH, 2013

Rysunek 5.14. Średni roczny koszt produkcji węgla energetycznego w Polsce i średnia roczna cena węgla energetycznego na giełdzie w Rotterdamie w okresie 2007-2013 [PLN/t]



Źródło: Główny Instytut Górnictwa, Ministerstwo Gospodarki

Rysunek 5.15. Ceny węgla energetycznego na giełdzie w Rotterdamie w okresie 2006-2014 [PLN/t]



Źródło: Kontrakty miesięczne Rotterdam Coal Futures

Konkurencyjność cenowa polskiego węgla będzie bardzo istotna dla utrzymania kluczowej roli w miksie elektroenergetycznym węgla wydobywanego w kraju. W przeciwnym razie względy ekonomiczne mogą spowodować wzrost importu tego surowca do Polski, co mogłoby mieć negatywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

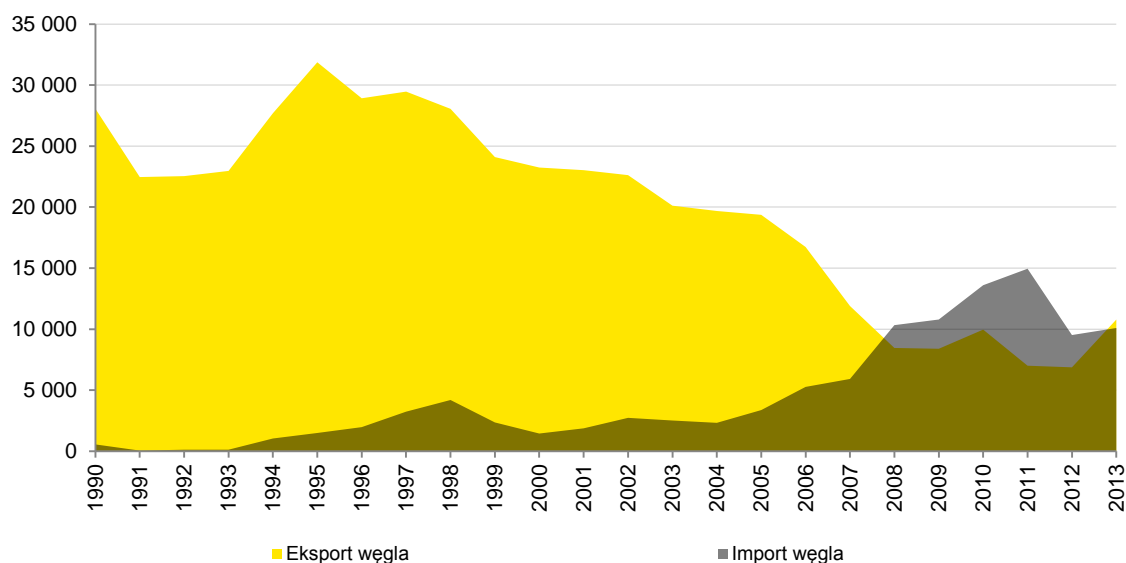
5.5.6 Import/eksport węgla kamiennego

Polska zawsze eksportowała pewną ilość węgla kamiennego. W połowie lat 90-tych rozpoczęła również nieznaczny import tego surowca. W ostatnich latach jednak istotnie wzrósł import węgla kamiennego (głównie z Rosji) osiągając poziom około 15 mln ton w 2011 roku. W związku z tym, w latach 2008-2012 roku Polska stała się importerem netto tego surowca. Trend ten minimalnie odwrócił się w 2013 roku. Można przypuszczać, że import węgla kamiennego z zagranicy może stanowić zagrożenie dla poziomu wydobycia tego surowca w kraju. Węgiel jest sprowadzany

do Polski głównie transportem kolejowym (ok. 77% importu). Drugą opcję stanowi transport morski (ok. 13% importu).³⁰

W ciągu następnego dziesięcioleci prognozowany jest wzrost międzynarodowego handlu węglem (z poziomu ok. 977 mln t w 2011 roku do 1 367 mln ton w 2035 roku), co może mieć wpływ na poziom importu węgla do Polski. Konkurencyjność polskiego węgla będzie zależna od jego ceny, ale istotnym czynnikiem wpływającym na import są także koszty transportu węgla. W związku z subsydiowaniem w Rosji przez państwo transportu węgla kamiennego, jego cena na wschodzie Polski na rynku detalicznym może być o około 100 PLN/t³¹ niższa niż cena węgla polskiego. Natomiast cena hurtowa może się kształtować na poziomie około 400 PLN/t³² bez kosztów krajowego transportu.

Rysunek 5.16. Eksport/import węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2011 [tys. t]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie EUROSTAT

Projekcje Departamentu Analiz Strategicznych KPRM wskazują, że po 2020 roku węgiel importowany stanie się bardziej konkurencyjny od węgla krajowego³³. Oznacza to, że węgiel może wspierać niezależność energetyczną, jednak jej poziom i tak będzie zależał od czynników zewnętrznych znajdujących się poza kontrolą Polski (np. rozwój międzynarodowego rynku węgla).

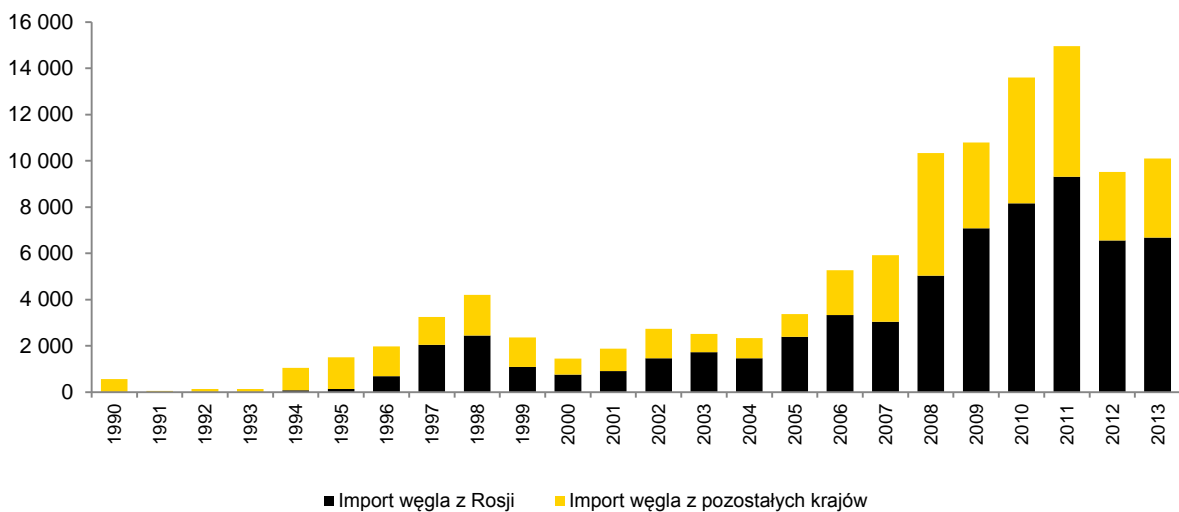
³⁰ Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe, GIPH, 2013

³¹ http://wyborcza.pl/1,134642,16247493,Wszystkie_kanty_na_weglu_czyli_dlaczego_polskie_kopalnie.html

³² <http://eco-trans.pl/aktualna-oferta>

³³ Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060, KPRM 2013

Rysunek 5.17. Źródła pochodzenia węgla kamiennego importowanego do Polski w latach 1990-2013 [tys. t]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie EUROSTAT

Zmniejszający się wolumen konkurencyjnego krajowego węgla, pomimo inwestycji w nowe kopalnie, może w pesymistycznym scenariuszu spowodować, że w pewnych przypadkach Polska będzie zmuszona do wyboru pomiędzy bezpieczeństwem dostaw wynikającym z wykorzystania krajowego surowca, a konkurencyjnymi cenami energii elektrycznej dla przemysłu dzięki wykorzystaniu tańszego surowca z importu.

Wydaje się, że korzystniej byłoby zweryfikować dostępne opcje, które umożliwią utrzymanie obecnego poziomu niezależności energetycznej, bez ponoszenia ryzyka związanego z rozwojem technologii bazujących tylko na paliwach kopalnych. Jest to szansa na dywersyfikację miks elektroenergetyczny jak i na zmniejszenie emisji CO₂, przy utrzymaniu kluczowej roli węgla kamiennego w polskim miksie elektroenergetycznym.

Wnioski:

- ▶ Polska posiada znaczne zasoby węgla kamiennego, wystarczające do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną na obecnym poziomie przez następne około 60 lat. Mogą być potrzebne inwestycje w istniejących kopalniach jak i w nowe kopalnie w celu zapewnienia węgla po konkurencyjnych cenach. Jednocześnie, może być konieczna restrukturyzacja sektora wydobywczego.
- ▶ Mimo że poziom wydobycia węgla kamiennego w Polsce spadł w porównaniu do 1990 roku, surowiec ten pozostaje głównym paliwem w miksie elektroenergetycznym kraju.
- ▶ Konkurencyjność cenowa polskiego węgla kamiennego jak i inwestycje w wysoko efektywne nowe elektrownie węglowe będą istotnymi czynnikami decydującym o kluczowej roli krajowego węgla w polskim miksie elektroenergetycznym.
- ▶ Wzrost wykorzystania węgla importowanego wystawiłby polski miks elektroenergetyczny na zmienność cen na rynku międzynarodowym a także zmniejszyłby bezpieczeństwo dostaw.

- ▶ Węgiel kamienny cechuje wysoka emisyjność CO₂, co, przy założeniu, że produkcja energii elektrycznej odbywa się w technologiach konwencjonalnych, stanowi ograniczenie dla jego wykorzystania w świetle polityki klimatycznej UE ukierunkowanej na dekarbonizację. Istotne znaczenie dla wykorzystania węgla mają także regulacje dotyczące innych zanieczyszczeń jak SO₂, NOx, pył i metale ciężkie (w tym rtęć).

5.6 Inne paliwa

W niniejszym podrozdziale przedstawiono charakterystykę pozostałych paliw energetycznych (węgiel brunatny, gaz ziemny, OZE). Przegląd cech pozostałych paliw uwzględnia takie elementy jak zasoby i możliwość wydobycia w Polsce, aspekty ekonomiczne oraz emisja CO₂ przy produkcji energii z danego paliwa lub technologii OZE.

5.6.1 Zasoby i rola w miksie elektroenergetycznym

Węgiel brunatny

Całkowite zasoby krajowe węgla brunatnego są szacowane na 22,5 mld ton, z czego 1,2 mld ton to zasoby przemysłowe (obecnie eksploatowane zasoby). Przy obecnym poziomie wydobycia (64,3 mln ton w 2012 roku) zasoby przemysłowe wystarczą na ok. 19 lat.

Rysunek 5.18. Krajowe zasoby węgla brunatnego oraz wydobycie w 2012 roku [mln t]



Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny

Węgiel brunatny jest drugim najważniejszym paliwem dla polskich jednostek wytwórczych. W 2013 roku w jednostkach wykorzystujących takie paliwo było 9,4 GW mocy zainstalowanej, co odpowiada 24% całkowitych mocy wytwórczych w KSE. Ze względu na relatywnie niską wartość opałową (7,5-8,5 MJ/kg, podczas gdy dla węgla kamiennego wynosi ona 16,7-29,3 MJ/kg) transport węgla brunatnego na duże odległości jest nieopłacalny, dlatego też jest on spalany wyłącznie w jednostkach wytwórczych zlokalizowanych w pobliżu kopalni.

Z eksploatowanych obecnie 4 kopalni węgla brunatnego (KWB Adamów, KWB Bełchatów, KWB Konin i KWB Turów) do 2030 roku wyczerpią się złoża KWB Adamów. W następnych latach złoża w pozostałych kopalniach również zaczną się wyczerpywać, co w przypadku decyzji o kontynuacji wykorzystywania technologii spalania węgla brunatnego wskazuje na konieczność zagospodarowania nowych złóż (PEP zakłada, że do 2030 roku rozpocznie się stopniowa eksploatacja takich złóż). Takimi złożami mogą być np. Legnica Północ i Legnica Ścinawa lub Gubin-Mosty, co jest jednak związane z koniecznością ponoszenia wysokich kosztów społecznych (przesiedlenia ludności i prawdopodobny opór organizacji ekologicznych).

Obecnie PGE³⁴ stara się o dwie nowe koncesje na wydobycie węgla brunatnego. Ze względu na utrudnione poszukiwania nowych złóż, niejasna jest natomiast przyszłość zespołu elektrowni PAK. Trwają prace nad wnioskiem o koncesję wydobywczą dla złoża Złoczew w pobliżu Bełchatowa, gdzie można wydobyć 0,5 mld ton tego paliwa. Uzyskanie koncesji planowane jest na lata 2015-2016 a perspektywa uruchomienia wydobycia to 10-13 lat. Drugim złożem, będącym przedmiotem zainteresowania, jest Gubin w Lubuskiem, gdzie można wydobyć ok. 800 mln ton dobrej jakości węgla brunatnego.

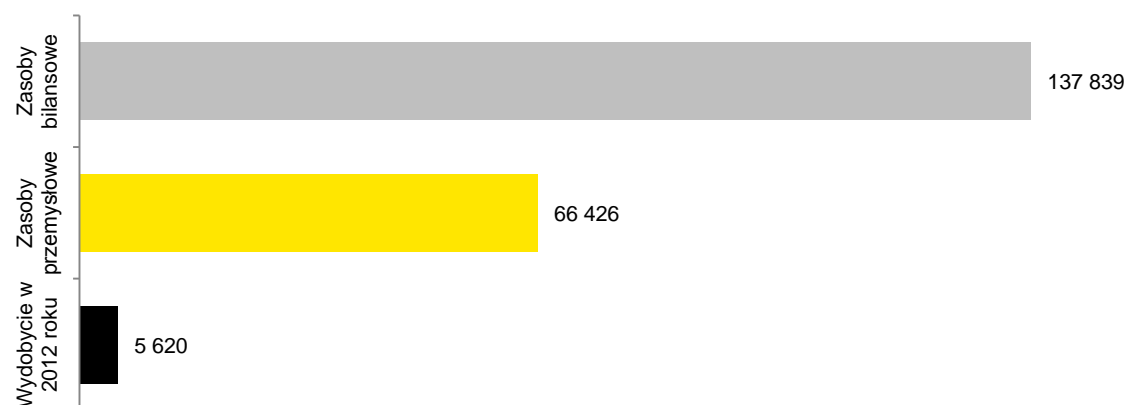
Dla elektrowni Konin pracują trzy odkrywki, w których jest jeszcze ok. 80 mln ton. Obecnie trwają procesy koncesyjne dla trzech innych złóż. Jeśli jednak nie dojdzie do ich eksploatacji, to około 2030 roku zabraknie także węgla dla elektrowni w Pątnowie.

Według scenariuszy WEO znaczenie węgla brunatnego jako paliwa energetycznego w perspektywie 2035 roku będzie się zmniejszać (spadek globalnego popytu z 313 mln ton w 2011 roku do 97-307 mln ton w 2035 roku, w zależności od scenariusza). Niezależnie od tego, nawet kraje silnie rozwijające sektor OZE planują inwestycje w eksploatację nowych złóż węgla brunatnego (Niemcy). Aby przetrwać, elektrownie na węgiel brunatny będą musiały spełniać zaostrzone wymagania emisyjne zawarte w nowych dokumentach BREF/BAT.

Gaz ziemny i łupkowy

Obecnie w Polsce gaz ziemny nie stanowi znaczącego paliwa wytwarzania energii elektrycznej – na koniec 2013 roku było jedynie 1 054 MW mocy zainstalowanej w tej technologii (2,7% całkowitej mocy).

Rysunek 5.19. Krajowe zasoby gazu oraz wydobycie w 2012 roku [mln m³]



Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny

Całkowite zasoby gazu ziemnego w Polsce szacowane są na 137,8 mld m³, z czego 66,4 mld m³ to zasoby przemysłowe. W 2012 roku wydobyto 5,6 mld m³, co oznacza, że przy utrzymaniu takiego poziomu wydobycia obecne zagospodarowane złoża wystarczą na ~12 lat.

Szacunki Państwowego Instytutu Geologicznego i U.S. Geological Survey w oparciu o dane archiwalne z lat 1950-1990 wskazują na wysoki potencjał krajowych zasobów gazu ziemnego w formacjach łupkowych (346 – 768 mld m³)³⁵. Obecny stan wiedzy nie pozwala jednak na ocenę faktycznego poziomu zasobów i opłacalności wydobycia gazu z tego źródła. Według szacunków PGNiG, osiągnięcie począwszy od 2020 roku, produkcji gazu łupkowego na poziomie 2 mld m³

³⁴ http://energetyka.wnp.pl/pge-szykuje-miliardowe-inwestycje-w-nowe-zloza-wegla-brunatnego,217592_1_0_0.html

³⁵ <http://www.pgi.gov.pl/pl/instytut-geologiczny-surowce-mineralne/gaz-lupkowy/4062-zasoby-niekonwencjonalnych-zloz-gazu-ziemnego-w-polsce.html>

na rok, będzie się wiązało z koniecznością poniesienia nakładów finansowych na poziomie około 22 mld PLN w okresie 2015-2030.³⁶

Ograniczone zasoby gazu w źródłach konwencjonalnych oraz brak wiarygodnych danych na temat zasobów gazu łupkowego sprawia, że opieranie wyłącznie na nim bezpieczeństwa energetycznego kraju może okazać się ryzykowne. Jednocześnie przekładanie kluczowych decyzji w zakresie miks energetycznego do czasu wyjaśnienia wielkości zasobów gazu łupkowego jest ryzykowne z uwagi na kalendarz odstawień istniejących jednostek oraz prognozę wzrostu zapotrzebowania.

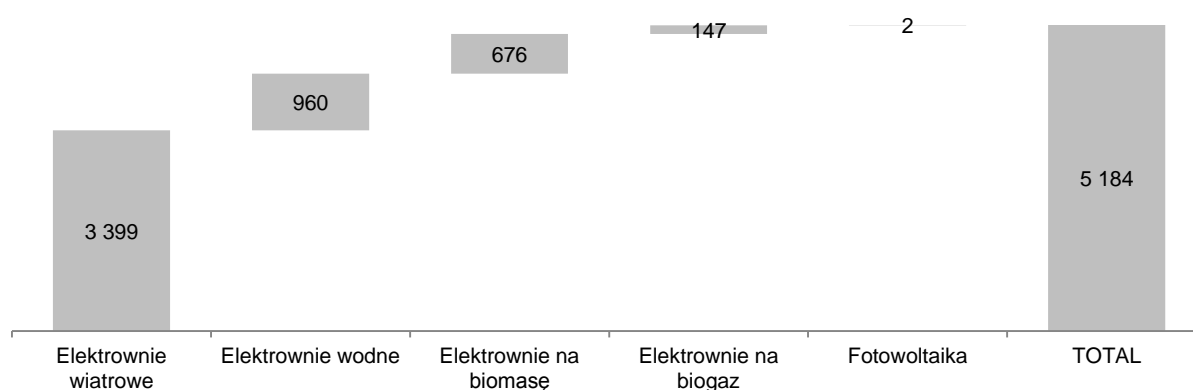
Odnawialne źródła energii

Na koniec 2013 roku w technologiach OZE było zainstalowanych ok. 5 184 MW (ARE). Najwięcej mocy w odnawialnych źródłach jest zainstalowane w energetyce wiatrowej (3 399 MW), elektrowniach wodnych (960 MW) oraz w dedykowanej biomase (676 MW). Pomimo 13,5% udziału w całkowitej mocy zainstalowanej na koniec 2013 roku, źródła odnawialne wytworzyły jedynie 10% całkowitej energii wygenerowanej w Polsce (ze względu na generalnie niższy czas pracy w roku takich jednostek (głównie wiatrowych)).

Poza niskim wykorzystaniem mocy zainstalowanej, część technologii OZE charakteryzuje się nieprzewidywalną charakterystyką produkcji. Dotyczy to głównie energetyki wiatrowej, a także fotowoltaiki, których produkcja zależy od bieżących warunków meteorologicznych. W efekcie, dla utrzymania odpowiedniego poziomu stabilności pracy sieci (czyli bezpieczeństwa energetycznego) konieczne jest zapewnienie źródeł zdolnych do dynamicznej zmiany swojego poziomu produkcji dla pokrycia nieprzewidywalnych zmian w produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE.

Powyższe znacznie ogranicza możliwość wykorzystania technologii OZE jako źródeł pracujących w podstawie.

Rysunek 5.20. Moc zainstalowana w poszczególnych technologiach OZE na koniec 2013 roku [MW]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych ARE i publikacji Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2013 roku, URE 2014

Mimo to, zgodnie z projekcjami istnieje potencjał dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce w perspektywie 2030 roku (patrz podrozdział 3.4). Do tego roku prognozy zakładają ponad dwukrotny wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach – do 11,6-13 GW, z czego większość ma stanowić energetyka wiatrowa.

³⁶ Komentarz do planowanych zmian modelu regulacji dla sektora poszukiwań i wydobycia węglowodorów w Polsce, EY, 2013

5.6.2 Aspekty ekonomiczne i emisyjność innych paliw

Aspekty ekonomiczne

Podstawową korzyścią wytwarzania energii z węgla brunatnego jest jej niski koszt – obecnie jest to paliwo charakteryzujące się najniższym jednostkowym kosztem energii chemicznej (6,19 PLN/GJ w 2012 roku).³⁷ Niski koszt energii z węgla brunatnego, zamortyzowane jednostki wytwórcze (oprócz bloku Bełchatów 14) oraz jego spore zasoby krajowe sprawiają, że jest to paliwo mogące stanowić stabilizator bezpieczeństwa energetycznego Polski. Jednakże, niezbędne będą dalsze inwestycje w nowe kopalnie węgla brunatnego, aby zapewnić produkcję energii elektrycznej z tego surowca w następnej dekadzie na obecnym poziomie.

Koszt jednostkowy energii chemicznej gazu jest zróżnicowany w zależności od jego rodzaju – dla wysokometanowego gazu ziemnego wynosi ~39,92 PLN/GJ, natomiast dla zaazotowanego gazu ziemnego sięga ~19,40 PLN/GJ. Zdecydowana większość gazu konsumowanego w Polsce to gaz wysokometanowy.

W przypadku elektrowni wiatrowych, wodnych i fotowoltaiki koszty paliwa nie występują. W przypadku biomasy i biogazu koszt energii jest szacowany odpowiednio na 23 i 25 PLN/GJ.³⁸ Jednakże należy zauważyć, że w przypadku OZE a zwłaszcza źródeł okresowych takich jak wiatr czy energia słoneczna, konieczne jest utrzymywanie dodatkowych mocy w elektrowniach ciepłych, które mają wspomóc brak wytwarzania energii z OZE i zapewnić ciągłość wytwarzania energii elektrycznej w przypadku braku wiatru lub energii słonecznej.

Tabela 5.5. Koszty jednostkowe energii chemicznej zawartej w podstawowych paliwach [PLN/GJ]

Paliwo	2011 [PLN/GJ]	2012 [PLN/GJ]
Węgiel kamienny	13,04	14,57
Węgiel brunatny	5,98	6,19
Olej opałowy lekki	68,18	73,90
Olej opałowy ciężki	26,90	32,51
Gaz ziemny wysokometanowy	35,48	39,92
Gaz ziemny zaazotowany	18,76	19,40
Biomasa	22,10	23,08

Źródło: Opracowanie EY na podstawie publikacji *Energetyka ciepła w liczbach – 2012*, URE 2013.

Emisyjność

Główną negatywną cechą węgla brunatnego jest jego wysoka emisyjność CO₂, co stanowi jego ograniczenie w świetle unijnej polityki klimatycznej (patrz Rozdział 4).

Zgodnie z KOBiZE, przyjęty wskaźnik emisji dla gazu ziemnego to 55,82 kg CO₂/GJ, co jest poziomem niższym niż wskazywana emisyjność paliw kopalnych oraz oleju opałowego (odpowiednio: 94-109 kg CO₂/GJ dla węgla kamiennego i brunatnego i 77 kg CO₂/GJ dla oleju opałowego). W zależności od sprawności elektrowni i charakterystyki danego złoża węgla brunatnego, emisje CO₂ związane z wytwarzaniem energii elektrycznej z węgla brunatnego mogą być zbliżone do emisji CO₂ towarzyszących produkcji energii z węgla kamiennego.

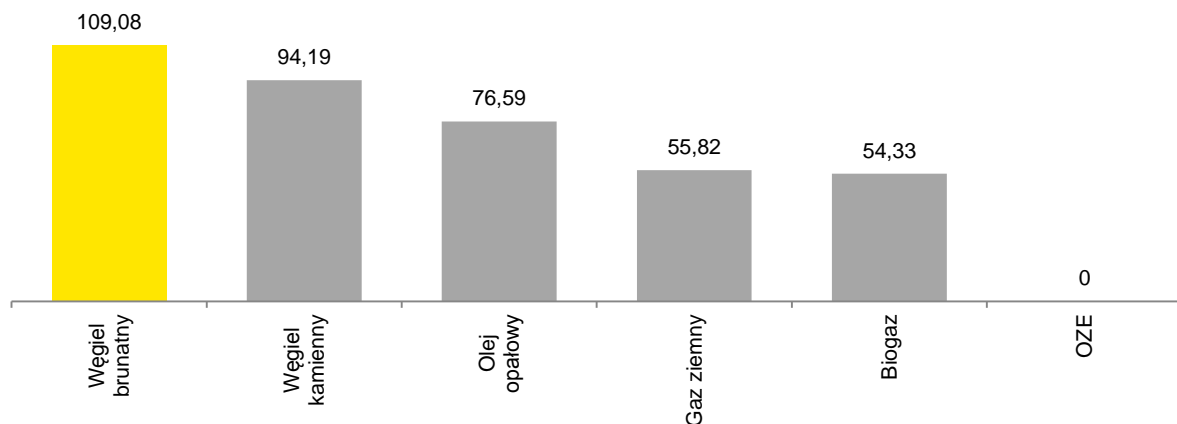
Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, słonecznych oraz wodnych nie wiąże się z emisją CO₂ przy wytwarzaniu energii. W przypadku biogazu i biomasy nie uwzględnia się emisji, zgodnie z unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji, mimo, iż spalanie tych

³⁷ Energetyka ciepła w liczbach – 2012, URE 2013.

³⁸ Energetyka ciepła w liczbach – 2012, URE 2013 oraz analizy własne.

paliw wiąże się z emisją CO₂. W przypadku rozpatrywania całego życia LCA, pewne emisje CO₂ towarzyszą np. produkcji urządzeń wykorzystywanych w sektorze OZE.

Rysunek 5.21. Wskaźniki emisji dla poszczególnych rodzajów paliw [kg CO₂/GJ]



Źródło: Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2010 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2013, KOBiZE 2012

Wnioski

- ▶ Polska posiada znaczące zasoby węgla brunatnego (22,5 mld t), który stanowi najtańsze dostępne paliwo energetyczne (~6 PLN/GJ) i zapewnia niskie koszty paliwa dla generacji w podstawie. Jego wykorzystanie jest jednak ograniczone kosztami społecznymi wydobycia (konieczność eksploatacja złóż położonych na zaludnionych terenach) oraz wysoką emisyjnością paliwa. Utrzymanie udziału węgla brunatnego na dzisiejszym poziomie będzie wymagać inwestycji w sektorze wydobywczym.
- ▶ Możliwość zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego do wytwarzania energii jest ograniczona koniecznością zwiększenia importu tego paliwa. Obecne szacunki dotyczące posiadanych krajowych zasobów gazu łupkowego (346 – 768 mld m³ według Państwowego Instytutu Geologicznego i U.S. Geological Survey) nie pozwalają na ocenę rzeczywistego poziomu tych rezerw jak i opłacalność ich wydobycia.
- ▶ Istnieje wysoki potencjał zwiększenia znaczenia OZE w Polsce w perspektywie 2030 roku (prognozy wskazują na ponad dwukrotny wzrost mocy zainstalowanej w takich jednostkach). Wzrost mocy OZE ma odbywać się przede wszystkim w ramach energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, które mają jednak ograniczoną liczbę godzin pracy w roku i nie mogą zagwarantować wymaganej generacji w podstawie. Brak emisji CO₂ z energii wytwarzanej z OZE.

5.7 Paliwo jądrowe

Uran jest podstawowym składnikiem paliwa dla elektrowni jądrowych. Wydobywany jest w kopalniach, zarówno odkrywkowych jak i głębinowych, a następnie jest przetwarzany do postaci, w której transportowany jest do zakładów wzbogacania. Po wzbogaceniu produkowane są pastylki paliwowe, które po umieszczeniu w koszulkach i połączeniu tworzą zestawy paliwowe wykorzystywane w elektrowni. Wszystkie powyższe procesy mogą być prowadzone w jednym kraju, jednak bardzo często poszczególne procesy realizowane są w różnych krajach, co pozwala na dużą dowolność w organizacji procesu dostaw paliwa dla elektrowni jądrowej.

5.7.1 Zasoby paliwa

Zasoby paliwa są stosunkowo duże i rozproszone na świecie. Największym producentem uranu jest obecnie Kazachstan, który w 2012 roku był odpowiedzialny za 37% światowej produkcji. Pozostali główni producenci uranu to Kanada (15% udział w 2012 roku) oraz Australia (12% w 2012 roku). Wydobycie uranu w latach 2005-2012 wzrosło o 40%, co jest związane przede wszystkim z 4-krotnym zwiększeniem wydobycia uranu w Kazachstanie.

Państwami o największych potwierdzonych zasobach uranu jest Australia i Kazachstan, które posiadają ponad 40% światowych zasobów (odpowiednio 31 i 12%). Relatywnie wysoka liczba krajów dysponujących zasobami uranu (w tym krajów o stabilnej sytuacji politycznej) wskazuje na możliwość zapewnienia bezpiecznych dostaw paliwa.

Tabela 5.6. Potwierdzone zasoby uranu na dzień 1 stycznia 2011 roku dla kategorii <USD 130/kgU oraz wydobycie uranu w 2012 roku [w tys. t i %]

Kraj	Zasoby [tys. t]	Udział w światowych zasobach	Wydobycie 2012 [tys. t]	Udział w światowej produkcji w 2012 roku
Australia	1 662	31%	6,99	12%
Kazachstan	629	12%	21,32	37%
Rosja	487	9%	2,87	5%
Kanada	469	9%	9,00	15%
Niger	421	8%	4,67	8%
RPA	279	5%	0,47	1%
Brazylia	277	5%	0,2	0%
Namibia	261	5%	4,50	8%
USA	207	4%	1,60	3%
Chiny	166	3%	1,50	3%
Ukraina	120	2%	0,96	2%
Uzbekistan	96	2%	2,40	4%
Pozostałe kraje	254	5%	1,91	4%
TOTAL	5 327	-	58,39	-

Źródło: Uranium 2011: Resources, Production and Demand, OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency 2012, World Nuclear Association 2013

Powyższe dane wskazują, że światowe zasoby uranu są duże i są w stanie pokryć zapotrzebowanie w przyszłości. Zgodnie z opinią IAEA obecne zasoby uranu są wystarczające do pokrycia zapotrzebowania w przewidywalnej przyszłości przy założeniu scenariusza dużego zapotrzebowania. Dodatkowo, istnieją znaczne zasoby uranu, których wykorzystanie jest obecnie nieuzasadnione ekonomicznie, w tym np. zasoby uranu w morzach i oceanach. Ponadto rozwój

technologii reaktorów prędkich, która pozwala na produkcję paliwa jądrowego w oparciu o uran nierozszczepialny może doprowadzić do sytuacji, w której zasoby uranu zostaną uznane za niewyczerpywalne. UE posiada także znaczące możliwości w zakresie konwersji, wzbogacania i wytwarzania prętów jądrowych, co czyni ją niezależną od innych części świata w zakresie wytwarzania paliwa jądrowego.

Analizując światowe zasoby uranu należy zwrócić uwagę na fakt, że zapotrzebowanie roczne elektrowni jądrowej to około 60 ton paliwa jądrowego. Ponadto paliwo jądrowe może być z powodzeniem składowane przez wiele lat, co ma bardzo duże znaczenie dla wykorzystania energetyki jądrowej jako elementu podwyższającego poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Polska posiada pewne zasoby rudy uranu. Nie są one jednak obecnie eksploatowane.

5.7.2 Aspekty ekonomiczne

Koszt uranu, łącznie z kosztami jego przerobienia, wzbogacenia i wyprodukowania zestawów paliwowych szacowany jest na około ~3 PLN/GJ, w przeliczeniu na ilość energii w paliwie. Poza niskim kosztem istotny jest również udział kosztów paliwa w produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej. Stanowi on jedynie około 10%. Dzięki temu ewentualne zmiany cen energii na rynkach międzynarodowych mają bardzo nieznaczny wpływ na koszty produkcji energii elektrycznej. Ponadto, z uwagi na dużą koncentrację energii w paliwie możliwe jest magazynowanie paliwa na bardzo długi okres, co dodatkowo zwiększa atrakcyjność tego paliwa w świetle bezpieczeństwa energetycznego.

5.7.3 Emisyjność

Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych z wykorzystaniem paliwa jądrowego nie wiąże się z emisją CO₂, co jest jedną z kluczowych zalet energetyki jądrowej. Jednakże, rozpatrując cały tzw. cykl życia (LCA), pewne emisje CO₂ mogą towarzyszyć wydobyciu uranu oraz procesowi wzbogacania, gdzie wykorzystywana jest energia elektryczna.

Wnioski

- ▶ Relatywnie wysoka liczba producentów uranu, niski udział w kosztach produkcji energii elektrycznej oraz możliwość magazynowania paliwa na wiele lat eksploatacji elektrowni umożliwiają zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.
 - ▶ Brak emisji CO₂ przy produkcji energii elektrycznej z paliwa uranowego stanowi istotny atut w odniesieniu do realizacji polityki klimatycznej UE.
-

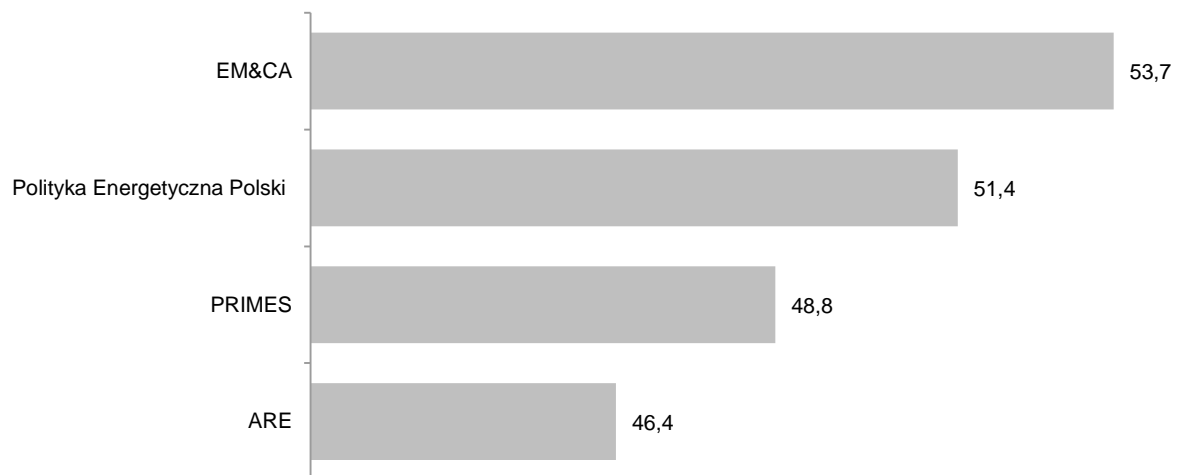
6 Scenariusze możliwego miks elektroenergetycznego Polski

Przedstawiona we wcześniejszych Rozdziałach analiza uwarunkowań funkcjonowania i rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego, a także analiza dostępnych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc do 2030 roku wskazują jednoznacznie na konieczność zwiększenia mocy zainstalowanej w polskim systemie. Musi ono nastąpić zgodnie z wieloma uwarunkowaniami, których jednoczesne uwzględnienie wymaga znalezienia odpowiedniego kompromisu.

W niniejszym Rozdziale dokonano analizy możliwych sposobów pokrycia zapotrzebowania na moc zainstalowaną w polskim systemie elektroenergetycznym oraz dokonano oceny proponowanych rozwiązań w kontekście uwarunkowań funkcjonowania i rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego³⁹. Celem analizy jest porównanie różnych możliwości pokrycia potencjalnej luki podażowej pomiędzy przewidywanym zapotrzebowaniem na moc a mocą istniejących jednostek po uwzględnieniu przewidywanych odstawień, modernizacji i nowych inwestycji. Luka ta została wstępnie zwiarytowana w Rozdziale 3 na poziomie około 8 GW.

Dostępne prognozy szacują, że moc zainstalowana w systemie w 2030 roku wyniesie od 46,4 do 53,7 GW (rysunek poniżej). Zgodnie z dostępnymi prognozami wielkość ta powinna zaspokoić potrzeby polskiego systemu elektroenergetycznego przy uwzględnieniu wymogów w zakresie utrzymania odpowiednich rezerw, czyli utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu. Na potrzeby przeprowadzonych analiz przyjęto, że ta przewidywana moc zainstalowana to moc, jaka będzie potrzebna przy uwzględnieniu odpowiedniego poziomu rezerw. Na potrzeby analiz przyjęto wartość średnią tego przedziału, czyli 50 GW. Z uwagi na rozbieżność szacunków w różnych źródłach oraz ogólny poziom prowadzonych analiz, takie uśrednienie wydaje się uzasadnione.

Rysunek 6.1. Szacunki zapotrzebowania na moc w 2030 roku [GW]



Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych z Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1.01.2012 r. do dnia 31.12.2012 r., MG 2013 (w dokumencie przedstawiono prognozy EM&CA); Polityka Energetyczna Polski, MG 2009; Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011; EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference Scenario 2013, European Commission 2013 (model PRIMES)

³⁹ Należy podkreślić, iż zaprezentowane w niniejszym materiale scenariusze nie stanowią prognoz zapotrzebowania ani prognoz docelowej rekomendowanej struktury paliwowej dla KSE. Celem niniejszego opracowanie jest wskazanie możliwych wybranych wariantów oraz ich analiza z punktu widzenia zadanych kryteriów celem wyciągnięcia wstępnych wniosków do dalszych analiz.

Oszacowane zapotrzebowanie na moc zainstalowaną musi zostać pokryte przez odpowiedni miks elektroenergetyczny uwzględniający istniejącą strukturę zaopatrzenia w energię elektryczną oraz różne uwarunkowania krajowe i zagraniczne. Każdy potencjalny miks jest budowany w oparciu o scenariusz bazowy uwzględniający najbardziej prawdopodobny rozwój struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, w którym identyfikowana jest luka. Następnie rozważane są możliwe sposoby pokrycia zidentyfikowanej luki w oparciu o różne rozwiązania techniczne.

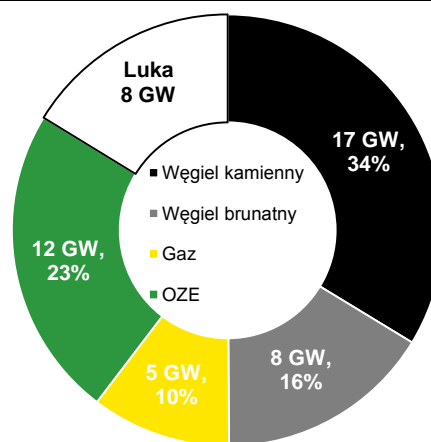
6.1 Bazowy miks elektroenergetyczny

Bazowy miks elektroenergetyczny będący podstawą do dalszych analiz dotyczących mocy zainstalowanej został opracowany w oparciu o istniejącą strukturę wytwarzania w polskim systemie elektroenergetycznym, w skład której wchodzi 22,3 GW mocy zainstalowanej w źródłach opalanych węglem kamiennym, 9,6 GW w źródłach opalanych węglem brunatnym, 1,0 GW bazujących na gazie ziemnym oraz 4,9 GW w odnawialnych źródłach energii.⁴⁰

W ramach miks uwzględniono następujące prognozowane zmiany:

- ▶ Odstawienia 14 GW mocy wytwórczych (w tym 12 GW na węglu kamiennym i 2 GW na węglu brunatnym)⁴¹.
- ▶ Uruchomienie nowych mocy wytwórczych na poziomie 11 GW. Wielkość ta została określona na podstawie dostępnych informacji przedstawionych w tabeli 3.1 i tabeli 3.2 w Rozdziale 3. Ta wielkość obejmuje planowane modernizacje oraz inwestycje rozpoczęte i planowane. Nie uwzględnia natomiast inwestycji w OZE oraz o niskim stopniu prawdopodobieństwa realizacji.⁴²
- ▶ Wzrost mocy zainstalowanych w źródłach OZE do poziomu 12 GW⁴³ w 2030 roku, co stanowi spełnienie celu na rok 2020 oraz dalszy wzrost, zgodnie z dostępnymi prognozami.

Rysunek 6.2. Scenariusz bazowy [GW, %]



Źródło: Opracowanie EY

⁴⁰ Struktura mocy wytwórczych w 2012 roku zgodnie z danymi ARE

⁴¹ Poziom odstawień zgodnie z prognozą ARE zawartą w dokumencie Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011, Wartość ta uwzględnia wyłączenia związane z implementacją dyrektyw LCP/IED.

⁴² Dlatego ostateczna wartość jest trochę inna niż wartość przedstawiona na ilustracyjnym schemacie na rysunku 3.18

⁴³ Poziom udziału OZE zgodnie z prognozą ARE zawartą w dokumencie Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011

Z uwagi na fakt, że celem Raportu jest analiza możliwości zastąpienia planowanych źródeł jądrowych przez inne, w bazowym miksie elektroenergetycznym nie zostały uwzględnione żadne moce w elektrowniach jądrowych. Poniżej przedstawiony został bazowy scenariusz po uwzględnieniu prognozowanych zmian. Scenariusz zakłada zapotrzebowanie na moc zainstalowaną na poziomie 50 GW.

6.2 Identyfikacja scenariuszy

Identyfikacji możliwych scenariuszy pokrycia luki zapotrzebowania na moc na poziomie 8 GW dokonano w oparciu o kluczowe uwarunkowania rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego, tj. bezpieczeństwo dostaw oraz spełnienie celów polityki klimatycznej. W związku z powyższym zwrócono uwagę na wykorzystywanie paliw sprzyjających zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw, czyli przede wszystkim paliw krajowych (istniejących lub perspektywicznych). Uwzględniono również kierunki rozwoju sektora elektroenergetycznego zapisane w dokumentach strategicznych takich jak np. Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku.

W praktyce można sobie wyobrazić wiele scenariuszy opartych na różnorodnych źródłach paliw, zwłaszcza w przypadku węgla i gazu. Węgiel i gaz mogą pochodzić z rynku krajowego lub importu i nowe inwestycje wykorzystujące te paliwa spełniają kryterium bezpieczeństwa dostaw w mniejszym stopniu niż np. energetyka jądrowa. Kluczowym wyznacznikiem wybranych scenariuszy jest wypełnienie kryterium bezpieczeństwa dostaw, co może być zapewnione przede wszystkim przez wykorzystanie zasobów krajowych. To wyjaśnia, dlaczego przedstawione scenariusze koncentrują się na krajowym węglu i gazie łupkowym a pomijają inne źródła pochodzenia tych paliw, jak import czy LNG w przypadku gazu.

W związku z tym, zaproponowane scenariusze przedstawiają rozwiązania praktycznie jednorodne, czyli bazujące na jednym typie krajowego źródła, które miałyby pokryć lukę. Wyjątkiem jest ostatni scenariusz uwzględniający wdrożenie energetyki jądrowej, która z uwagi na długość cyklu inwestycyjnego oraz planowany poziom mocy zainstalowanej sama może mieć trudności w pokryć spodziewanej luki.

W wyniku analiz zidentyfikowano cztery scenariusze:

- ▶ Scenariusz węglowy,
- ▶ Scenariusz gazu łupkowego,
- ▶ Scenariusz OZE,
- ▶ Scenariusz miks zdywersyfikowanego.

Scenariusz węglowy opiera się na założeniu, że luka zostanie pokryta przez nowe źródła opalane węglem kamiennym. W celu wypełnienia kryterium bezpieczeństwa dostaw, bazuje on na wykorzystaniu krajowych zasobów węgla kamiennego i nie analizuje innych źródeł węgla jak np. import. Szacunkowe zasoby węgla w Polsce dają realną szansę realizacji takiego scenariusza, jednak w celu wypełnienia wymogów polityki klimatycznej należy założyć konieczność wykorzystania technologii wychwytywania i składowania CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS). Ten scenariusz będzie albo drogi, jeśli technologia CCS będzie stosowana, albo będzie powodował znaczący wzrost emisji CO₂ w przypadku braku wdrażania technologii CCS.

Scenariusz gazu łupkowego opiera się na założeniu, że przewidywane zasoby gazu łupkowego w Polsce zostaną potwierdzone i rozpocznie się jego masowe wydobycie. Z uwagi na konieczność zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego poprzez wykorzystanie rodzimych surowców nie są rozważane inne źródła gazu ziemnego jak import czy LNG. W związku z tym, scenariusz ten zakłada wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego znacznych ilości gazu ziemnego pochodzącego z krajowych złóż gazu łupkowego. Wybór tego scenariusza był powodowany obserwowanym od kilku lat zainteresowaniem tym źródłem pochodzenia gazu oraz

wierceniach prowadzonymi w Polsce. Jest on również zgodny z zapisami Polityki Energetycznej mówiącymi o wzroście możliwości wydobycia gazu na terenie Polski. Scenariusz ten nie umożliwia redukcji emisji CO₂ porównywalnej z energetyką jądrową, a zasoby gazu łupkowego pozostają wciąż niepewne.

Scenariusz OZE także bazuje na źródłach krajowych, przede wszystkim w postaci energetyki wiatrowej, spalania biomasy i energetyki wodnej. Obecnie wykorzystywana jest tylko część szacowanego dostępnego potencjału OZE i w związku z tym istnieje możliwość zwiększenia jego wykorzystania. Atutem takiego rozwiązania wydaje się bezpieczeństwo dostaw wynikające z oparcia się na paliwach krajowych oraz bardzo ograniczone emisje CO₂, wynikające tylko z procesu LCA a nie samej produkcji energii elektrycznej. Należy jednak zauważyć, że kluczowe dla Polski źródła OZE to źródła zależne od warunków pogodowych a co za tym idzie nie gwarantujące stabilnej produkcji energii elektrycznej.

Scenariusz miks zdywersyfikowanego zakłada wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego energii jądrowej do poziomu wynikającego z dokumentów strategicznych. Jednak samo wprowadzenie energetyki jądrowej nie daje możliwości pokrycia całej luki i konieczne jest pokrycie reszty zapotrzebowania np. przez źródła opalane węglem kamiennym. Energetyka jądrowa z uwagi na swoje cechy pozwala na jednoczesne spełnienie celów polityki klimatycznej przy zapewnieniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju. Scenariusz miks zdywersyfikowanego umożliwia redukcję emisji CO₂ przy zachowaniu bezpieczeństwa dostaw i po najniższych kosztach.

W kolejnych Podrozdziałach przeprowadzona została analiza zaproponowanych scenariuszy w oparciu o metodykę przedstawioną poniżej (Podrozdział 6.3). Należy podkreślić, że te opcje pokrycia zapotrzebowania na moc w 2030 roku przez technologie wykorzystujące różne paliwa nie stanowią prognoz miks elektroenergetycznego Polski. Należy je traktować, jako hipotetyczne miksy elektroenergetyczne, które reprezentują pewne warianty brzegowe. Umożliwia to analizę skrajnych opcji miks, co w efekcie najlepiej przedstawia kluczowe wady i zalety poszczególnych rozwiązań. Możliwe jest oczywiście zidentyfikowanie wielu innych opcji miks elektroenergetycznego, które stanowiłyby rozwiązania pośrednie, (np. pokrycie luki poprzez źródła węglowe oraz OZE), jednak z uwagi na strategiczny poziom prowadzonych analiz nie zostały one uwzględnione. Powyższe scenariusze zostały opracowane w oparciu o bieżącą strukturę produkcji energii elektrycznej oraz prognozowane zmiany i różnią się sposobem wypełnienia luki.

6.3 Metodyka analizy

Zidentyfikowane cztery hipotetyczne scenariusze miks elektroenergetycznego poddano analizie biorąc pod uwagę trzy aspekty kluczowe dla pożądanego docelowego miks energetycznego, czyli:

- ▶ Konkurencyjność gospodarki,
- ▶ Bezpieczeństwo dostaw energii,
- ▶ Wypełnienie wymogów i celów klimatycznych.

Rysunek 6.3. Podstawowe koncepcje docelowego miks energetycznego

Źródło: Opracowanie EY

Polska nadal pozostaje w tyle jeśli chodzi o poziom rozwoju gospodarczego w stosunku do innych krajów Unii Europejskiej. Konieczne jest zatem utrzymanie odpowiedniego tempa wzrostu poprzez m.in. zapewnienie odpowiedniego poziomu konkurencyjności gospodarki. Jednym z kluczowych czynników go warunkujących jest poziom cen energii elektrycznej. W związku z tym, istnieje potrzeba, aby docelowy miks elektroenergetyczny umożliwiał wypełnienie tego kryterium poprzez odpowiednio niskie i stabilne ceny energii elektrycznej. Analizując konkurencyjność gospodarki brano pod uwagę wpływ danego scenariusza na dynamikę cen energii elektrycznej w przyszłości. W tym kontekście patrzono na koszty inwestycyjne danej technologii, koszty paliwa oraz potrzebę transferu technologii. Odnoszono się również do zależności cen energii elektrycznej od cen surowca energetycznego. W kontekście konkurencyjności gospodarki znaczenie ma także wpływ danego scenariusza na system elektroenergetyczny, konieczność zapewnienia systemu wsparcia, długość życia źródła wytwórczego oraz dodatkowe korzyści dla gospodarki.

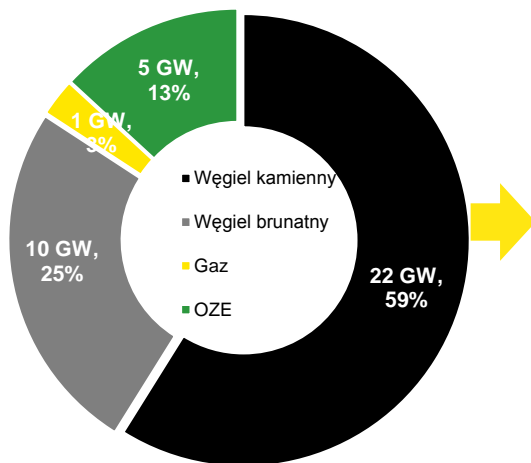
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej to bardzo istotny aspekt bezpieczeństwa energetycznego kraju. Uwarunkowane jest przede wszystkim dostępem do zasobów energetycznych oraz do odpowiedniej infrastruktury. Oceniając bezpieczeństwo dostaw energii dla każdego z czterech scenariuszy, patrzono przede wszystkim na możliwości wykorzystywania zasobów krajowych oraz potrzeby inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną. Odnoszono się również do wielkości dostępnych zasobów i możliwości magazynowania paliwa. Ponadto patrzono na wpływ danego scenariusza na dywersyfikację wykorzystywanych paliw. Dla oceny znaczenie miał również udział kosztu paliwa w cenie energii elektrycznej, koszty wynikające z potrzeby wydobycia danego surowca a także koszty społeczne np. w odniesieniu do budowy nowych kopalń.

Kwestie ochrony klimatu, w tym zwłaszcza redukcji emisji gazów cieplarnianych, znajdują się wśród priorytetów polityki Unii Europejskiej. W związku z tym, mają duże znaczenie zwłaszcza dla krajów UE, w których wytwarzanie energii elektrycznej jest w dużej mierze oparte na paliwach kopalnych. Wymogi klimatyczne warunkują więc w znacznej mierze kierunki rozwoju sektora elektroenergetycznego. Przy ocenie danego scenariusza w odniesieniu do wypełnienia wymogów i celów klimatycznych zwracano szczególną uwagę na poziom emisji dwutlenku węgla wynikający z potencjalnej realizacji danego scenariusza miks oraz wpływ danego scenariusza na umożliwienie dalszych redukcji emisji CO₂ w polskim sektorze elektroenergetycznym.

6.4 Scenariusz węglowy

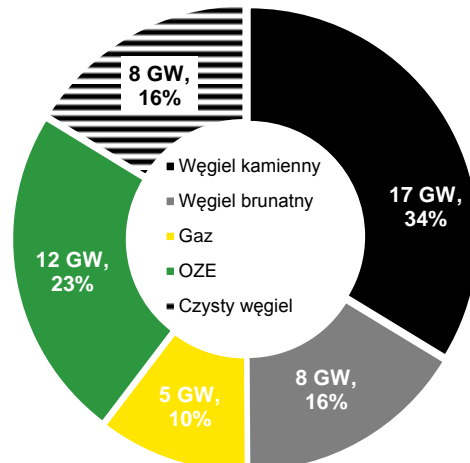
Scenariusz węglowy analizuje możliwość pokrycia luki mocy na poziomie 8 GW przez nowe moce zainstalowane w technologiach węglowych. Z uwagi na wymagania polityki klimatycznej w zakresie redukcji emisji CO₂ konieczne jest zastosowanie tzw. czystych technologii węglowych, czyli wykorzystujących opcję wychwytywania i składowania CO₂ pod ziemią (CCS).

Rysunek 6.4. Moc zainstalowana wg paliw w 2012 roku [GW, %]



Źródło: Opracowanie EY

Rysunek 6.5. Wariant mocy zainstalowanej wg paliw w 2030 roku [GW, %]



Źródło: Opracowanie EY

Założenia i cechy charakterystyczne:

- ▶ Punktem wyjścia jest scenariusz bazowy oparty na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemny i odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Zidentyfikowana luka mocy jest zapełniana przez źródła krajowe opalane węglem kamiennym pozyskiwanym również ze źródeł krajowych, co pozwala na spełnienie wymogów w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.
- ▶ Wykorzystanie węgla wymaga wykorzystania technologii CCS dla nowych instalacji, co umożliwi wypełnienie celów i wymogów klimatycznych.
- ▶ Prognozowane polskie zasoby węgla kamiennego (ok. 4 mld t na ok. 60 lat) są dostateczne dla realizacji tego scenariusza, jednak ich wydobycie będzie wymagało inwestycji w sektorze górnictwa węgla kamiennego w celu zapewnienia wymaganego poziomu wydobycia.

6.4.1 Analiza SWOT

Scenariusz poddany został analizie SWOT w oparciu o trzy główne uwarunkowania rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce.

Mocne strony

- ▶ Bezpieczeństwo dostaw:
 - ▶ Wykorzystywanie krajowych źródeł energii.

W przypadku wdrożenia scenariusza węglowego polski sektor energii elektrycznej będzie w szerszym stopniu bazować na krajowych paliwach, czyli węglu kamiennym i węglu brunatnym. Taka sytuacja zapewni bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej, niezależnie od sytuacji

na rynku europejskim czy światowym. Jest także w zgodzie z dokumentami strategicznymi i prognozami rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce. Zgodnie z założeniami Polityki Energetycznej Polski⁴⁴ zapotrzebowanie w 2030 roku na węgiel kamienny wyniesie 64 mln ton/rok a na węgiel brunatny 46 mln ton/rok. Prognoza ARE⁴⁵ przewiduje, że w 2030 roku 21% energii elektrycznej będzie produkowane z węgla kamiennego a 33% z węgla brunatnego, co daje łącznie 54% energii elektrycznej z paliw stałych. W związku z tym, że nowe instalacje będzie cechować lepsza sprawność, nie można zakładać liniowego wzrostu zużycia węgla.

Poziom wykorzystania węgla zgodnie ze scenariuszem CCS będzie wiązał się z koniecznością zwiększenia wydobycia krajowego (z uwagi na bezpieczeństwo dostaw) a zatem inwestycji w modernizację i budowę nowych kopalń. Prognozę wydobycia węgla energetycznego do 2030 zgodnie z analizami przeprowadzonymi na potrzeby oceny sytuacji w sektorze energetycznym prezentuje poniższa tabela.

Tabela 6.1. Prognoza wydobycia węgla energetycznego w Polsce do 2030 roku [mln t]

	Wariant niski	Wariant referencyjny
2012	65	65
2015	65	73
2020	65	74
2025	65	79
2030	65	73

*Wariant niski zakłada wydobycie wg stanu na 2012 r.

**Wariant referencyjny zakłada wydobycie wg stanu na 2012 r. + nowe moce projektowane i zasoby nie objęte koncesjami

***Wydobycie węgla zgodnie z wariantem referencyjnym zostało uwzględnione w opracowaniu scenariusza CCS w opracowaniu GIPH 2013. Prognozowany import do 2030 r. wynosi 3 mln t/rok.

Źródło: Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe, GIPH, 2013

► Brak konieczności radykalnej zmiany miks elektroenergetycznego.

W sytuacji scenariusza węglowego, nie będzie konieczności radykalnej zmiany obecnego miks elektroenergetycznego Polski (bazując na założeniu, że wykorzystywana będzie technologia CCS i nie wchodząc w szczegółowe analizy dotyczące przyszłych wymagań BAT/BREF). W związku z tym, że krajowe paliwa konwencjonalne mają stanowić podstawę wytwarzania energii elektrycznej, sytuacja ta będzie korzystna dla polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego i węgla brunatnego. Umocni jego pozycję w polskiej gospodarce i da perspektywy rozwoju na przyszłość. Jednocześnie utrzymanie wielkości sektora węglowego i jego rozwój przyczynią się do zachowania wielu miejsc pracy, co pozwoli na uniknięcie niepokojów społecznych, które z reguły towarzyszą restrukturyzacji w branży górniczej.

Słabe strony

► Konkurencyjność gospodarki:

► Brak realnie funkcjonującej technologii CCS.

Scenariusz węglowy zakłada wykorzystanie technologii CCS. Z uwagi na fakt, że jest to technologia niedojrzała, konieczne będzie ponoszenie kosztów jej rozwoju poprzez rozwijanie programów naukowo-badawczych czy udział w projektach demonstracyjnych. Budowa samej instalacji CCS będzie wiązała się z kosztami inwestycyjnymi, które trzeba będzie pokryć znajdując odpowiednie źródło finansowania. Należy podkreślić, że poza samą kwestią finansową nie została jednoznacznie rozstrzygnięta kwestia technicznej możliwości budowy takiej instalacji i jej eksploatacji. Ewentualne negatywne wnioski płynące z prac naukowo-badawczych

⁴⁴ Polityka Energetyczna Polski, MG 2009

⁴⁵ Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2011

co do możliwości realizacji technologii CCS postawiłyby pod znakiem zapytania możliwość realizacji scenariusza węglowego.

Według Komisji Europejskiej⁴⁶ koszty CCS różnią się w zależności od paliwa i technologii i sytuują się w przedziale od 30 do 100 EUR/t składowanego CO₂. Natomiast według MAE⁴⁷, obecne koszty CCS wynoszą około 40 EUR za tonę niewyemitowanego CO₂ w przypadku elektrowni węglowych i 80 EUR za tonę niewyemitowanego CO₂ w przypadku elektrowni gazowych. Ponadto należy uwzględnić również koszty transportu i składowania.

Raport demosEUROPA przedstawia informacje dotyczące kosztów związanych z rozwojem i wdrożeniem technologii CCS, które można podzielić na kilka etapów⁴⁸:

- ▶ Koszt CCS we wczesnych projektach demonstracyjnych będzie wysoki – w przedziale 60–90 EUR za tonę wychwyconego i składowanego CO₂. Ma to związek z małą skalą tych projektów oraz z wysokimi kosztami badawczo-rozwojowymi przedsięwzięć.
- ▶ Koszt budowy wczesnych pełnowymiarowych projektów CCS (ang. early full commercial scale) to ok. 35–50 EUR za tonę CO₂. Istnieje możliwość, że koszt będzie niższy, jeśli technologia CCS będzie rozwijała się w szybkim tempie również w innych częściach świata lub jeśli nastąpi przełom technologiczny znacznie redukujący koszt wychwytu CO₂.
- ▶ W 2030 roku, w związku ze wzrostem doświadczenia i efektem skali, koszt CCS dla nowych instalacji energetycznych powinien spaść do 30–45 EUR za tonę CO₂.

▶ **Nieznaną poziom kosztów technologii CCS.**

W związku z tym, że w scenariuszu węglowym znaczna część energii elektrycznej będzie produkowana przy wykorzystaniu technologii CCS, jej koszty będą stanowić istotny czynnik cenotwórczy energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę, że w chwili obecnej jest to technologia nowa i wciąż niedojrzała, można się spodziewać, że jej koszty będą wysokie. Taka sytuacja będzie miała bezpośredni wpływ na ceny energii elektrycznej.

W porównaniu do „normalnej” elektrowni, instalacja z CCS będzie wymagała dodatkowych inwestycji w czterech obszarach:

- ▶ Instalacja mechanizmu do wychwytu CO₂.
- ▶ Dodatkowe zasilanie dla procesu wychwytu – elektrownia będzie pochłaniać więcej energii.
- ▶ Budowa systemu do transportu CO₂.
- ▶ Składowanie CO₂.

Wszystkie powyższe czynności będą się wiązały zarówno z koniecznością zaangażowania dodatkowego początkowego kapitału inwestycyjnego, jak również z dodatkowymi kosztami operacyjnymi.

Według raportu demosEUROPA, całkowity koszt wczesnych projektów komercyjnych oszacowano na 35–50 EUR za tonę składowanego CO₂, z czego około 30 EUR kosztować ma wychwyty, około 5 EUR transport oraz około 10 EUR permanentne geologiczne składowanie CO₂.⁴⁹

Koszt za tonę wychwyconego i składowanego CO₂ będzie zależał od wielkości elektrowni, do której przyłączona zostanie instalacja CCS. Im mniejsza moc elektrowni, tym większy koszt związany z wychwytem i transportem jednej tony CO₂. Szacuje się, że koszty dla elektrowni

⁴⁶ Komunikat Komisji Europejskiej w sprawie przyszłości wychwytywania i składowania dwutlenku węgla w Europie, KOM(2013)180

⁴⁷ World Energy Outlook 2012, IEA 2012 and; *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation* IEA working paper Edition: 2011, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf_ccs_powergen-1.pdf; *A policy strategy for carbon capture and storage* Information paper IEA 2012

⁴⁸ Jak skutecznie wdrożyć CCS w Polsce, Raport demosEUROPA, 2010

⁴⁹ Jak skutecznie wdrożyć CCS w Polsce, Raport demosEUROPA, 2010

o mocy 200 MW to 70 EUR/t, dla elektrowni o mocy 300 MW – 60 EUR/t, dla elektrowni o mocy 400 MW – 55 EUR/t, dla elektrowni o mocy 500 MW 50 EUR/t, a dla elektrowni o mocy 600 MW 45 EUR/t (np. Bełchatów – 45 EUR/t). W fazie wychwytu, efekt uczenia się po wdrożeniu 20–30 pierwszych komercyjnych projektów może przyczynić się do redukcji o około 12% kosztów CAPEX oraz ograniczyć straty w efektywności o 1%.⁵⁰

Obniżenie kosztu CCS do 30–45 EUR za tonę CO₂ dla nowych elektrowni będzie możliwe, jeśli do 2030 roku w Europie będzie funkcjonowało 80–120 elektrowni z CCS. W przypadku globalnego upowszechnienia się technologii (500–550 projektów w 2030 roku) koszt mógłby zostać obniżony o kolejne 5 EUR za tonę CO₂. Dodatkowe obniżenie kosztów będzie możliwe, jeśli nastąpi przełom technologiczny związany z najdroższą częścią procesu – wychwytem.

Według Komisji Europejskiej⁵¹ koszty CCS różnią się, w zależności od paliwa, technologii i rodzaju składowania, ale w większości przypadków bieżące koszty sytuują się w przedziale od 30 do 100 EUR/t składowanego CO₂. Według dokumentu MAE⁵² – „Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation”, opartego na istniejących technicznych analizach inżynierskich, obecne koszty CCS wynoszą około 40 EUR za tonę niewyemitowanego CO₂ w przypadku elektrowni węglowych i 80 EUR za tonę niewyemitowanego CO₂ w przypadku elektrowni gazowych. Oprócz tego należy także uwzględnić koszty transportu i składowania. Oczekuje się jednak, że koszty będą się zmniejszać w przyszłości.

► **Ryzyko zależności cen energii elektrycznej od cen surowca i cen uprawnień do emisji CO₂.**

W przypadku scenariusza węglowego koszty wytwarzania energii elektrycznej z węgla są m.in. zależne od ceny tego surowca, fluktuacji cen uprawnień do emisji CO₂ oraz sprawności danej elektrowni. W technologii węglowej koszty związane z paliwem stanowią około 25-35% kosztu wytwarzania energii elektrycznej. Obecnie produkcja 1 tony węgla kamiennego w Polsce kosztuje około 300 PLN⁵³. W ciągu ostatnich 8 lat koszty te wzrosły o ponad 70%. Dla porównania, obecna cena węgla kamiennego na giełdzie w Rotterdamie wynosi ok. 260 PLN za tonę⁵⁴, czyli jest niższa o około 20% od średnich kosztów produkcji węgla w Polsce (300 PLN/t). Projekcje Departamentu Analiz Strategicznych KPRM wskazują, że po 2020 roku węgiel importowany stanie się bardziej konkurencyjny od węgla krajowego⁵⁵. W tym kontekście należy zauważyć, że istnieje potrzeba inwestycji w nowe obiecujące kopalnie i jednocześnie szukanie rozwiązań dla tych mniej efektywnych.

Cena uprawnień do emisji CO₂ jest obecnie relatywnie niska (około 5,7 EUR za 1 EUA) a prognozy do 2020 roku na razie nie przewidują dużego wzrostu (do około 7 EUR)⁵⁶. Sytuacja ta może się jednak zmienić, zwłaszcza po roku 2020, jeżeli zostaną przyjęte nowe rozwiązania w ramach systemu EU ETS proponowane obecnie przez Komisję Europejską (rezerwa stabilności rynkowej, patrz Podrozdział 4.2).

⁵⁰ Jak skutecznie wdrożyć CCS w Polsce, Raport demosEUROPA, 2010; Przedstawione wstępne szacunki kosztu wdrożenia technologii, zostały policzone przez firmę McKinsey dla potencjalnych elektrowni na obszarze Europy. Ze względu na specyficzne cechy charakterystyczne sektora energetycznego w różnych państwach szacunki te będą się od siebie w niewielkim stopniu różniły.

⁵¹ Komunikat Komisji Europejskiej w sprawie przyszłości wychwytywania i składowania dwutlenku węgla w Europie, KOM(2013)180

⁵² World Energy Outlook 2012, IEA 2012 and; *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation* IEA working paper Edition: 2011, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf_ccs_powergen-1.pdf; *A policy strategy for carbon capture and storage* Information paper IEA 2012

⁵³ Główny Instytut Górnictwa, Ministerstwo Gospodarki

⁵⁴ Kontrakty miesięczne Rotterdam Coal Futures

⁵⁵ Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060, KPRM 2013

⁵⁶ Prognoza ICE ECX EUA Futures December, www.barchart.com

► **Bezpieczeństwo dostaw:**

► **Brak bodźców do dywersyfikacji paliw.**

Wdrożenie scenariusza węglowego będzie oznaczać, że struktura paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w Polsce pozostanie bez większych zmian. Jest to niezgodne z zapisami Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku, która odnosi się do wdrożenia energetyki jądrowej jako nowej opcji i możliwości zwiększenia dywersyfikacji paliw stosowanych do produkcji energii elektrycznej w Polsce. Należy podkreślić, że istotna zależność od jednego rodzaju paliwa postrzegana jest jako istotne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

► **Ryzyko ograniczenia bezpieczeństwa energetycznego w związku z dużą zależnością cen energii od cen węgla.**

Istotny udział węgla w miksie elektroenergetycznym charakteryzujący scenariusz węglowy, będzie prowadził do dużej zależności cen energii elektrycznej od ceny tego surowca zarówno na rynku krajowym jak i międzynarodowym. W skrajnej sytuacji może się okazać, że ceny polskiego węgla będą dużo wyższe od węgla sprowadzanego z zagranicy, co w konsekwencji może prowadzić do wzrostu importu tego surowca do Polski. Taka sytuacja byłaby sprzeczna z założeniem bazowania na krajowych surowcach i stanowiłaby zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Ostatnie analizy pokazują, że węgiel z pewnych kierunków (np. wschodnich) może być dużo tańszy od krajowego. Patrząc na obecne trendy cenowe, widać też, że ceny na giełdzie w Rotterdamie (ok. 260 PLN/t) są niższe niż średnie roczne koszty produkcji węgla w Polsce (ok. 300 PLN/t) i hurtowa cena węgla (ok. 400-580 PLN/t). W przypadku importu węgla istotną rolę odgrywają też koszty jego transportu, które trzeba brać pod uwagę analizując opłacalność importu w porównaniu do kosztów transportu węgla krajowego na duże odległości w obrębie kraju. Koszty transportu zwłaszcza z kierunku wschodniego wydają się okazać niemożliwe, ponieważ są subsydiowane. Więcej informacji dotyczących cen węgla zawarto w Rozdziale 5.5.

Należy także zauważyć, że polski sektor wydobywczy ogólnie rzecz biorąc jest w stanie wydobywać węgiel kamienny po konkurencyjnych kosztach. Kwestia wymagająca odpowiedzi dotyczy poziomu tego wydobycia oraz koniecznych decyzji politycznych, które by to umożliwiły.

► **Koszty kapitałowe i społeczne budowy nowych kopalń.**

W związku ze wzrostem udziału węgla kamiennego (wartości bezwzględne) w miksie elektroenergetycznym założonym w scenariuszu węglowym, obecna infrastruktura górnicza jak i liczba funkcjonujących obecnie kopalń węgla kamiennego nie będzie w stanie zaspokoić nowego, zwiększonego zapotrzebowania na ten surowiec. W związku z tym, konieczne będzie inwestowanie w nowe kopalnie a tym samym ponoszenie dodatkowych kosztów kapitałowych i społecznych budowy tych obiektów.

W Polsce istnieje obecnie kilka projektów budowy kopalń węgla kamiennego - w tym części zupełnie od podstaw. Stworzenie zakładu wydobywczego produkującego średnio 3-4 mln ton węgla rocznie to koszt rzędu przynajmniej około 2 mld PLN.⁵⁷ Przykładowo planowana jest budowa kopalni węgla kamiennego w Precyszowie koło Oświęcimia o koszcie około 1,7 mld PLN.⁵⁸ Można oczekiwać, że ostatecznie inwestycje mogą osiągnąć poziom kilkunastu mld PLN.

⁵⁷ Informacja prasowa:

http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/626086.projekty_na_budowe_kopaln_w_polsce_sa_warte_ponad_20_mld_zl.html

⁵⁸ Informacja prasowa: <http://wiadomosci.onet.pl/krakow/budowa-kopalni-w-precyszowie-koło-oswiecimia/heb01>

Szanse

► Bezpieczeństwo dostaw:

► **Zmniejszenie importu węgla.**

Aby scenariusz węglowy miał pozytywne skutki dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa dostaw, konieczne będzie ograniczenie importu węgla kamiennego do Polski, a w zamian rozszerzenie wydobycia krajowego tak, aby zaspokoić większy popyt. Taka sytuacja przyczyni się do umocnienia pozycji polskiego sektora górniczego, będzie jednak wymagać wielu inwestycji i modernizacji a także poprawy konkurencyjności polskiego węgla w stosunku do innych źródeł pozyskiwania tego surowca.

Pojawiają się sygnały, że można obniżyć koszty wydobycia węgla kamiennego w Polsce. Przykładowo, jednostkowy koszt produkcji węgla w nowej kopalni planowanej koło Oświęcimia ma wynieść między 142 a 200 PLN za tonę⁵⁹. Jest to znacznie poniżej obecnej ceny wynoszącej około 300 PLN. Stanowi to dobry znak dla opcji ograniczania importu tego surowca.

Zagrożenia

► Cele i wymogi klimatyczne:

► **Zmniejszenie emisji CO₂ na skutek wykorzystania technologii CCS.**

Scenariusz węglowy zakłada wdrożenie technologii CCS dla mocy opartych na węglu kamiennym, które będą pokrywać zidentyfikowaną lukę mocy. Wykorzystanie technologii CCS spowoduje, że spalanie węgla kamiennego w elektrowniach posiadających instalacje CCS będzie pozbawione emisji CO₂. W związku z tym, wykorzystanie tej technologii przyczyni się do ograniczenia emisji CO₂ z sektora elektroenergetycznego w przyszłości.

Jednakże, warunkiem zaistnienia takiej sytuacji jest rozwinięcie technologii CCS do takiego stopnia, żeby mogła być wykorzystywana na dużą skalę. Jeżeli tak się nie stanie, Polska będzie miała problemy z wypełnieniem wymogów w zakresie emisji CO₂ z uwagi na relatywnie wysoką średnią emisyjność produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego wynoszącą 0,76 t CO₂/MWh. W takim przypadku emisje CO₂ wzrosłyby znacząco.

6.4.2 Podsumowanie

Poniższa tabela przedstawia podsumowanie analizy każdego z trzech aspektów scenariusza węglowego: konkurencyjność gospodarki, bezpieczeństwo energetyczne oraz cele i wymogi klimatyczne.

Tabela 6.2. Podsumowanie analizy SWOT

Aspekty analizy docelowego miks elektroenergetycznego

► **Konkurencyjność gospodarki**

Trudne do przewidzenia koszty budowy i eksploatacji instalacji CCS ograniczają możliwość prognozowania cen energii elektrycznej. Ewentualny wzrost cen energii elektrycznej wynikający z wykorzystania technologii CCS stanowi istotne ryzyko negatywnego wpływu na konkurencyjność gospodarki. Ponadto wymagane będą znaczne nakłady na modernizację górnictwa, tak aby sprostać wyższemu zapotrzebowaniu.

► **Bezpieczeństwo dostaw**

Scenariusz węglowy zakłada wzrost wykorzystania krajowych zasobów paliw, co powinno wpływać pozytywnie na bezpieczeństwo dostaw a także stanowić pozytywne bodźce dla sektora górnictwa do konkurencyjnego rozwoju i wdrażania nowoczesnych rozwiązań. Kwestia bezpieczeństwa

⁵⁹ Informacja prasowa: <http://wiadomosci.onet.pl/krakow/budowa-kopalni-w-przeciszowie-kolo-oswiecimia/heb0l>

dostaw będzie jednak zależna od konkurencyjności polskiego węgla, na którą między innymi wpływa pozycja tego paliwa w Europie i na rynkach światowych.

▶ **Cele i wymagania klimatyczne**

Ograniczenie emisji CO₂ związane jest bezpośrednio z implementacją technologii CCS. Bez niej, przy zwiększonym udziale węgla w miksie elektroenergetycznym, nieunikniony będzie wzrost emisji CO₂, co spowoduje trudności w dotrzymaniu wymogów klimatycznych.

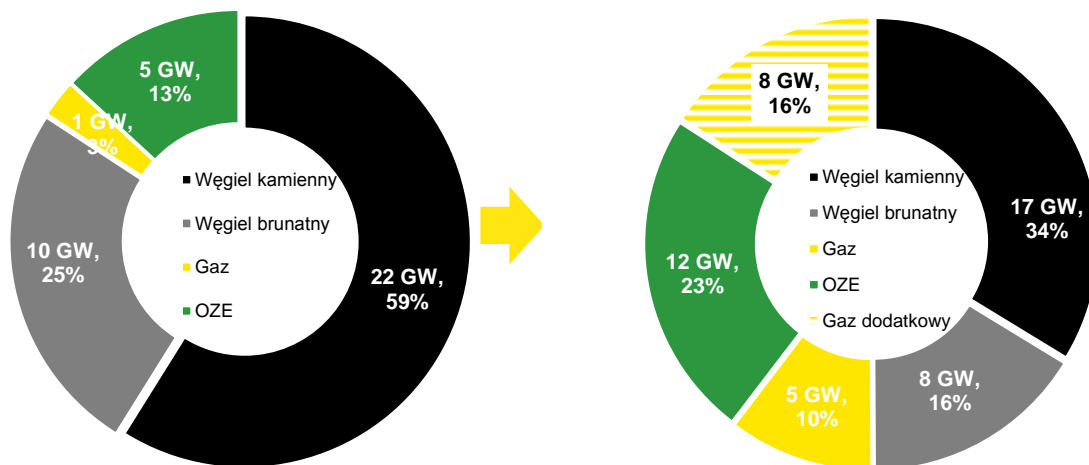
Wnioski

- ▶ Z uwagi na brak pewności w zakresie ceny i dostępności technologii CCS, scenariusz węglowy wydaje się obciążony zbyt dużym ryzykiem w zakresie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz spełnienia wymogów polityki klimatycznej, aby możliwe było odpowiedzialne jego wdrażanie w Polsce w obecnej sytuacji.
- ▶ Technologia CCS nie jest obecnie wystarczająco dojrzała zarówno pod względem ekonomicznym jak i technologicznym, aby zapewnić zmniejszenie emisji CO₂ z nowych źródeł opartych na węglu kamiennym czy brunatnym. Jednocześnie, nowe limity emisyjne zawarte w dyrektywie IED dla dużych źródeł spalania, które będą obowiązywać od 2019 roku (BREF/BAT) będą miały istotny wpływ na zwiększenie tempa odstawień istniejących źródeł wytwórczych.
- ▶ Zastępowanie wyłączanych mocy wytwórczych tylko poprzez nowe elektrownie węglowe wystawiłoby miks elektroenergetyczny na wahania cen węgla na rynku międzynarodowym. Wykorzystywanie węgla importowanego wpłynęłoby także negatywnie na bezpieczeństwo dostaw.
- ▶ Scenariusz ten zakłada pokrycie luki mocy za pomocą produkcji energii elektrycznej z węgla energetycznego. Natomiast wykorzystanie węgla brunatnego przyjęto na poziomie 8 GW, co oznacza zmniejszenie na poziomie ok. 2 GW wynikające z oczekiwanych zmian w mocy zainstalowanej w okresie 2012-2030. Utrzymanie produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego na takim poziomie będzie wymagało inwestycji w sektorze wydobywczym.

6.5 Scenariusz gazu łupkowego

Scenariusz gazu łupkowego analizuje możliwość pokrycia luki mocy na poziomie 8 GW przez nowe moce zainstalowane w technologiach gazowych. Rozwój technologii gazowych wynikałby z możliwości pozyskania paliwa gazowego na terenie Polski, dzięki jego wydobyciu technologią szczelinowania, która jest wykorzystywana do pozyskiwania gazu z łupków. Jest to technologia stosowana na dużą skalę w Stanach Zjednoczonych, gdzie przyczyniła się do znaczących spadków cen tego surowca, a co za tym idzie i energii elektrycznej. W Polsce w chwili obecnej technologia ta nie jest stosowana, a potencjał złóż gazu łupkowego nie jest jednoznacznie rozpoznany. Na wykresie poniżej przedstawiono analizowany potencjalny miks elektroenergetyczny.

Rysunek 6.6. Moc zainstalowana wg paliw w 2012 roku [GW, %] **Rysunek 6.7. Wariant mocy zainstalowanej wg paliw w 2030 roku [GW, %]**



Źródło: Opracowanie EY

Źródło: Opracowanie EY

Założenia i cechy charakterystyczne:

- ▶ Punktem wyjścia jest scenariusz bazowy oparty na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemnym i odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Zidentyfikowana luka mocy jest pokrywana przez źródła gazowe opalane paliwem pozyskanym z krajowych źródeł gazu łupkowego.
- ▶ Scenariusz wymaga precyzyjnego rozpoznania zasobów gazu łupkowego w Polsce, określenia możliwości wydobywczych a także wybudowania odpowiedniej infrastruktury do wydobycia i transportu gazu.
- ▶ W ramach scenariusza konieczny jest transfer technologii szczelinowania oraz inwestycje w budowę kopalń gazu z łupków w Polsce.

6.5.1 Analiza SWOT

Scenariusz poddany został analizie SWOT w oparciu o trzy główne uwarunkowania rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce.

Mocne strony

► Bezpieczeństwo dostaw:

► **Wykorzystanie krajowych zasobów gazu łupkowego.**

Scenariusz gazu łupkowego zakłada pozyskiwanie gazu z zasobów krajowych. W związku z tym, że gaz łupkowy byłby wydobywany na terenie Polski, stanowiłby krajowe źródło energii, którego wydobycie i dostawy nie byłyby zależne od uwarunkowań zewnętrznych, tzn. np. sytuacji w UE czy na świecie. Wpłynęłoby to korzystnie na poziom bezpieczeństwa dostaw energii.

Obecnie około 60% gazu ziemnego zużywanego w Polsce pochodzi z importu. Jego ceny na świecie są wrażliwe na zmiany sytuacji geopolitycznej i jak pokazuje doświadczenie, kwestia dostaw gazu może także stanowić instrument nacisku politycznego. Ponadto, cena gazu jest pochodną ceny ropy i produktów ropopochodnych na światowych rynkach, w związku z tym wraz ze wzrostem jej ceny, drożeje również gaz. Dodatkowo ceny gazu ziemnego z importu zależą również od wahań kursów walut. Na potrzeby Polski gaz jest kupowany na podstawie długoterminowego kontraktu z Rosją. Formuła wyznaczania ceny rosyjskiego gazu dla Polski objęta jest tajemnicą handlową, w związku z czym jej dokładne wyliczenie jest niemożliwe. Nie mniej jednak, na podstawie danych historycznych można wywnioskować, że cena gazu sprzedawanego w Polsce jest od 10% do 20% wyższa od cen surowca sprzedawanego do Niemiec. Znając więc ogólnodostępne ceny rosyjskiego gazu w Niemczech można oszacować przybliżoną cenę w Polsce. W oparciu o powyższe założenia można stwierdzić, że w 2010 roku wynosiła około 350-370 USD za tys. m³.⁶⁰

Jak potwierdzają ostatnie zdarzenia z września 2014 dotyczące ograniczenia dostawy rosyjskiego gazu do Polski, surowiec ten jest nadal silnym elementem gry politycznej, w tym wypadku dotyczącej konfliktu pomiędzy Rosją i Ukrainą. Jak widać, spór ten może mieć poważne konsekwencje dla innych państw. Rosja używa dostaw gazu jako narzędzia politycznego i trudno jest przewidzieć jej zachowanie, ostatnie doświadczenia pokazują, że mogą być one daleko idące. Dowodzi to, że istnieje duże ryzyko dotyczące bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego z Rosji, skąd pochodzi obecnie większość polskiego importu. Stanowi to kolejny argument za rozważeniem wykorzystania innych źródeł tego surowca w tym niekonwencjonalnych, krajowych w celu zapewnienia wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw.

Wykorzystanie krajowego gazu łupkowego do produkcji energii elektrycznej przyczyniłoby się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw paliw pierwotnych. Ponadto gaz łupkowy stanowiłby nowe źródło pozyskiwania paliwa gazowego w polskim mikse elektroenergetycznym, zatem jego wykorzystanie wpłynęłoby pozytywnie na dywersyfikację dostaw paliw pierwotnych do produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Słabe strony

► Bezpieczeństwo dostaw:

► **Koszty społeczne budowy kopalń gazu łupkowego i jego wydobycia.**

Gaz łupkowy jest wydobywany metodą szczelinowania, która zmusza do wyłączenia z użytkowania dużych obszarów wokół kopalń. W związku z tym, że Polska charakteryzuje się dość wysoką gęstością zaludnienia (123 osoby/km²) w porównaniu do USA (34 osoby/km²), gdzie ta metoda jest stosowana z sukcesem, wydaje się, że koszt społeczny wydobycia gazu łupkowego tą metodą i budowy tego rodzaju kopalń może być większy niż w USA.

⁶⁰ Ceny gazu w Unii Europejskiej, <http://weglowodory.pl/ceny-gazu-w-unii-europejskiej/>

Biorąc pod uwagę dostępne informacje na temat miejsca występowania złóż gazu łupkowego w Polsce (patrz punkt dotyczący zasobów gazu łupkowego), można zauważyć, że gęstość zaludnienia na tym obszarze jest stosunkowo niska w porównaniu do średniej dla Polski. W strefie, w której najprawdopodobniej mogłaby się skupić produkcja gazu gęstość zaludnienia wynosi około 20-60 osób/km² ⁶¹, co i tak odbiega od średniej w USA. Ponadto, nie można pominąć terenów sąsiadujących z aglomeracjami takich miast jak Warszawa i Gdańsk, gdzie gęstość zaludnienia jest odpowiednio wyższa.

Ponadto, w związku z tym, że produkcja gazu łupkowego wymaga wywiercenia gęstszej sieci otworów na większej powierzchni, niż ma to miejsce w przypadku produkcji gazu ze złóż konwencjonalnych, na szczeblu lokalnym może dochodzić do konfliktów pomiędzy ochroną przyrody na powierzchni a dostępem do obszarów potrzebnych do poszukiwań gazu łupkowego. Jest możliwe, że pewna część obiecujących złóż będzie niedostępna z takich powodów jak wysoka gęstość zaludnienia czy objęcie Naturą 2000.

Wykonywanie otworów wiertniczych w celu wydobycia gazu łupkowego, oznacza oddziaływanie działalności wiertniczej na powierzchnię terenu. Obecnie stosowane metody mogłyby umożliwić ograniczenie liczby koniecznych odwiertów. Zastosowanie takiej technologii (szczelinowanie typu MultiPand i szczelinowanie poziome) w Polsce mogłoby prowadzić do zmniejszenia ilości placów wiertniczych przypadających na jeden blok koncesyjny (zwykle 1000-1200 km²) do 50-100, gdzie każdy zajmowałby obszar 1-4 ha. Łączny areal placów wiertniczych przypadających na poszczególne bloki mógłby więc zmieścić się w przedziale 50-400 ha. Przyjmując, że w skali Polski, nie więcej niż 30-50 z 80 przyznanym bloków będzie w stanie produkować gaz, obszar zajmowany przez odwierty w całym kraju wyniósłby pomiędzy 1,5 a 20 tys. ha. ⁶²

► **Konkurencyjność gospodarki:**

► **Ryzyko niepewności kosztów technologii wydobycia.**

Możliwości technologiczne wydobycia gazu łupkowego były i są nadal przedmiotem intensywnych badań w USA, a także w Europie. Stany Zjednoczone obecnie, z warstw łupkowych, uzyskują około 38% (280 mld m³/rok) ⁶³ gazu zużywanego w kraju, i to po kosztach niższych niż koszty importu gazu ziemnego przez gazociągi lub w formie skroplonej (LNG), czy też koszty eksploatacji złóż konwencjonalnych.

Rozwój wydobycia gazu łupkowego metodą szczelinowania będzie wiązał się z koniecznością poniesienia kosztów transferu do Polski nowej technologii wydobycia. Jako że jest to technologia wysoce wyspecjalizowana, koszty te mogłyby być relatywnie wysokie. Ocena długoterminowej opłacalności tej technologii powinna być przedmiotem dalszych analiz.

Szanse

► **Konkurencyjność gospodarki:**

► **Relatywnie niski koszt budowy nowych jednostek wytwórczych.**

Koszt budowy nowych jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwo gazowe jest relatywnie niski (ok. 3,9 mln PLN/MW) w porównaniu do innych technologii (węgiel ok. 6,6 mln PLN/MW, biomasa 10,3 mln PLN/MW, wiatr na lądzie 6,6 mln PLN/MW, wiatr na morzu 13,6 mln PLN/MW) ⁶⁴.

Ponadto elektrownie gazowe posiadają kilka innych zalet w stosunku do elektrowni węglowych:

- Szybsza i tańsza budowa w porównaniu z elektrownią konwencjonalną,
- Większa czystość ekologiczna,

⁶¹ Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje, Instytut Kościuszki, 2011

⁶² Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje, Instytut Kościuszki, 2011

⁶³ http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_naturalgas.cfm

⁶⁴ Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce, EY, 2011

- ▶ Ograniczenie emisji zanieczyszczeń,
- ▶ Wyższa (nawet o około 20%) sprawność układu przetwarzania energii,
- ▶ Większa sprawność wiąże się z mniejszymi wymaganiami układu chłodzenia, a co za tym idzie – wykorzystywana jest mniejsza ilość wody.
- ▶ **Transfer technologii wydobycia gazu łupkowego.**

Rozwój wydobycia gazu łupkowego metodą szczelinowania będzie wiązał się z transferem do Polski nowej technologii wydobycia jak i know-how. Instytucjonalną podstawę do rozwoju technologii wydobycia gazu łupkowego stworzyła Globalna Inicjatywa Wydobycia Gazu Łupkowego (Global Shale Gas Initiative, GSGI) powołana w kwietniu 2010 r. przez Departament Stanu USA. Zakłada ona strategiczną współpracę z krajami potencjalnie bogatymi w surowce niekonwencjonalne mając na celu wsparcie ich w bezpiecznym i ekonomicznie opłacalnym wydobyciu oraz wykorzystaniu tych surowców. W założeniu Inicjatywa ma wykorzystywać mechanizmy współpracy międzyrządowej, by przekazywać amerykańskie doświadczenia związane z aspektami technicznymi i regulacyjnymi sektora gazu łupkowego. Polska przyjęła zaproszenie do GSGI w lipcu 2010 roku.

Dla perspektyw pozyskania gazu łupkowego ważne jest także poszerzenie przez polskie firmy specjalistycznej wiedzy w sferze zaawansowanych etapów wydobycia gazu łupkowego (np. poprzez technikę hydraulicznego szczelinowania). Stosowana w USA technologia wydobycia wymagać będzie prawdopodobnie modyfikacji i dostosowań do odmiennych struktur geologicznych oraz warunków wydobycia występujących w Polsce, wynikających np. z występowania pokładów gazu niekonwencjonalnego na większej głębokości niż w USA.

W przypadku dalszego rozwoju wydobycia gazu łupkowego w Polsce, można oczekiwać, że z czasem mogłaby się rozwinąć wyspecjalizowana polska kadra zdolna do obsługi wydobycia tego surowca. Ponadto, w związku z otwieraniem kopalń wydobywających gaz łupkowy, mogłyby powstać nowe miejsca pracy.

Zagrożenia

- ▶ Konkurencyjność gospodarki:
 - ▶ **Niedoszacowanie kosztu wydobycia gazu łupkowego.**

W chwili obecnej nie jest znany koszt wydobycia gazu łupkowego w Polsce a od tego czynnika będzie zależeć poziom wydobycia oraz cena energii z niego wyprodukowanej. Wydaje się, że w związku z tym konkurencyjność takiej energii elektrycznej może być wątpliwa.

Należy zauważyć, że warunki wydobycia jak i wielkość złóż z pewnością różnią się od tych w Stanach Zjednoczonych, gdzie wydobycie gazu łupkowego odniosło sukces i wpłynęło na znaczne obniżenie cen gazu jak i cen energii elektrycznej. Należy zauważyć, że główne problemy wynikają z głębokości lokalnych złóż a nie ze struktury skał, które są dużo mniej zbite niż w Stanach Zjednoczonych.

Obecnie, w Polsce źródła gazowe zużywają około 1,2 mld m³ gazu rocznie. Jeżeli założyć, że udział elektrowni opalanych gazem wzrósłby z 1 GW do 9 GW w 2030 roku zapotrzebowanie na paliwo gazowe mogłoby wynosić około 11 mld m³/rok, w tym prawie 10 mld m³ miałyby pochodzić z gazu łupkowego.

Zestawiając tę liczbę z przytoczonymi szacunkami zasobów (patrz następny punkt), można stwierdzić, iż szacowany poziom zasobów w Polsce będzie wystarczający, aby pokryć takie zapotrzebowanie. Kluczową kwestią będą zatem koszty wydobycia. Szacunki wskazują, iż mogą one być wysokie.

► Bezpieczeństwo dostaw:

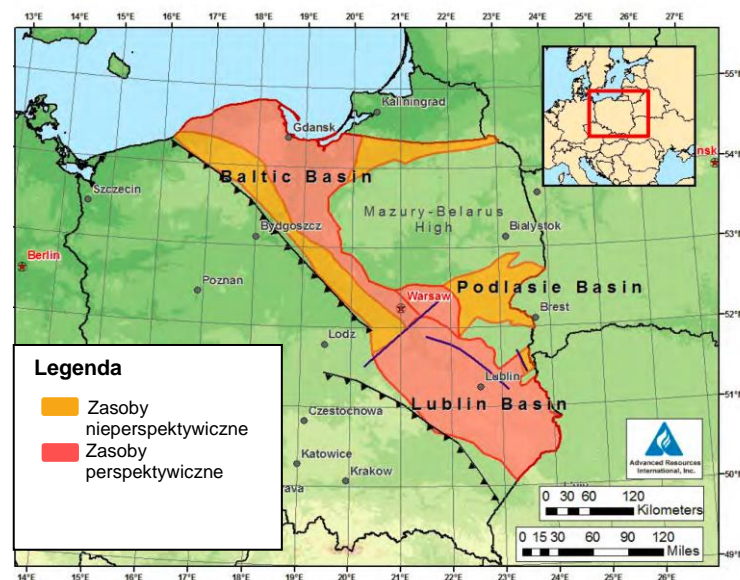
► **Nieznany potencjał zasobów krajowych.**

Według dostępnych informacji, złoża gazu łupkowego w Polsce występują w pasie ciągnącym się od środkowo-południowego Pomorza, przez wschodnie Mazowsze, po wschodni region Lubelszczyzny.

W chwili obecnej zasoby gazu łupkowego w Polsce nie są jednak w pełni rozpoznane. Opublikowane do tej pory szacunki istotnie różnią się od siebie. W skrajnie optymistycznym wariantcie według rządowej amerykańskiej agencji Energy Information Administration (EIA), w polskich łupkach kryć może się aż 5,3 bln m³ gazu. Państwowy Instytut Geologiczny najbardziej prawdopodobną wielkość zasobów gazu z łupków w Polsce szacuje w przedziale od 346 do 768 mld m³.

W związku z tym, trudno jest określić potencjał elektroenergetyczny tego surowca a od tej kwestii zależy opłacalność jego wydobycia, jak i jego wpływ na dywersyfikację polskiego miks elektroenergetycznego. Trudno jest zatem dzisiaj stawiać na ten surowiec jako paliwo, które będzie w stanie zapełnić powstałą lukę mocy. Jego zasoby mogą okazać się zbyt małe lub zbyt drogie, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Rysunek 6.8. Lokalizacja złóż gazu łupkowego w Polsce



Źródło: Energy Information Administration

► Cele i wymogi klimatyczne:

► **Ograniczony wzrost emisji CO₂.**

Scenariusz gazu łupkowego wprowadza do polskiego miks elektroenergetycznego paliwo mniej emisyjne niż węgiel. Gaz łupkowy w porównaniu do węgla kamiennego jest paliwem o niższej emisji CO₂ na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej. Emisyjność źródeł gazowych to około 0,35 t CO₂/MWh, podczas gdy dla węgla kamiennego wielkość ta wynosi około 0,76 t CO₂/MWh.

W związku z powyższym, wprowadzenie gazu łupkowego do polskiego miks elektroenergetycznego umożliwiłoby pewne ograniczenie emisji CO₂. Nie jest to jednak źródło zeroemisyjne. W porównaniu do wypełnienia luki mocy węglem, emisja CO₂ mogłaby być niższa o około połowę. Trudno jest w tej chwili jednoznacznie ocenić, czy byłoby to wystarczające dla spełniania wymogów klimatycznych, które będą obowiązywały w 2030 roku. Należy jednak

zauważyć, że KE proponuje dalsze redukcje emisji w sektorach objętych EU ETS w porównaniu do wymagań obowiązujących do 2020 roku.

6.5.2 Podsumowanie

Poniższa tabela przedstawia podsumowanie analizy każdego z trzech aspektów scenariusza gazu łupkowego: konkurencyjność gospodarki, bezpieczeństwo energetyczne oraz cele i wymogi klimatyczne.

Tabela 6.3. Podsumowanie analizy SWOT

Aspekty analizy docelowego miks elektroenergetycznego

► Konkurencyjność gospodarki

Scenariusz gazu łupkowego stawia na znaczne wykorzystanie jego krajowych zasobów, które obecnie nie są jeszcze dokładnie znane. Trudno jest też przewidzieć wpływ wydobycia gazu łupkowego na poziom cen energii elektrycznej, gdyż będzie on zależny od kosztów wydobycia tego surowca. Dostępne analizy sugerują, że wydobycie może być kosztowne a ponadto potrzebne będą również inwestycje w technologię wydobycia.

► Bezpieczeństwo dostaw

Wprowadzenie gazu łupkowego jako surowca krajowego do polskiego miks elektroenergetycznego wpłynęłoby pozytywnie na poziom bezpieczeństwa dostaw paliw pierwotnych. Obecnie brak jest jednak precyzyjnych danych dotyczących zasobów gazu łupkowego jak i rzeczywistej możliwości jego wydobycia w Polsce na skalę przemysłową.

► Cele i wymogi klimatyczne

Wprowadzenie gazu łupkowego do polskiego miks elektroenergetycznego ogranicza poziom emisji CO₂, gdyż paliwo gazowe charakteryzuje się niższą emisją niż węgiel kamienny. Nie jest to jednak paliwo charakteryzujące się bez emisyjną produkcją energii elektrycznej.

Wnioski

- Kluczowym warunkiem wykonalności scenariusza gazu łupkowego są odpowiednie zasoby tego surowca w Polsce, gwarantujące opłacalność jego wydobycia i inwestycji w transfer technologii szczelinowania. W związku z tym, że w chwili obecnej potencjał polskich zasobów jak i koszty wydobycia wciąż pozostają bez precyzyjnego rozpoznania, istnieje duże ryzyko, iż ten scenariusz nie jest gwarantem wypełnienia celu bezpieczeństwa energetycznego kraju.
- Rozwój źródeł gazowych CCG opartych głównie na gazie łupkowym jest mało prawdopodobny w średnim horyzoncie czasowym, biorąc pod uwagę obecne niepewności dotyczące jego zasobów, kosztów, infrastruktury transportowej, opodatkowania, itp.

6.6 Scenariusz OZE

Scenariusz OZE analizuje możliwość pokrycia luki mocy na poziomie 8 GW przez moce zainstalowane w technologiach odnawialnych. W chwili obecnej obowiązują cele wykorzystania OZE do 2020 roku narzucone przez ustawodawstwo UE. W 2014 roku KE przedstawiła również propozycje dotyczące zobowiązań do roku 2030, które nie zawierają celów dla poszczególnych krajów UE a jeden cel na poziomie całej Unii. Polska posiada pewien potencjał OZE, zwłaszcza w technologiach wiatrowych, biomasowych i wodnych, który mógłby być wykorzystywany (około 23 GWe). Na kolejnej stronie przedstawiono strukturę mocy zainstalowanej w 2030 roku w porównaniu do obecnej.

Należy podkreślić, że okresowe źródła OZE jak energetyka wiatrowa i słoneczna wymagają dodatkowych rezerw mocy, zwykle w źródłach gazowych, co wynika z ich charakterystyki pracy i braku korelacji z dynamiką zmian zapotrzebowania dobowego na moc. Jako że w porównaniu do innych scenariuszy, scenariusz OZE zawiera znacznie wyższy udział mocy zainstalowanej w OZE, co w przypadku Polski byłoby pokryte w znacznej mierze źródłami wiatrowymi, należy zauważyć, że ostateczny poziom mocy zainstalowanej w systemie wymagany do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw może być wyższy niż ten przedstawiony na rysunku poniżej. Miarą służącą przybliżeniu tego poziomu może być pojęcie wiarygodności dostępności mocy zainstalowanej t.j. tzw. *capacity credit*. Szacunki dotyczące wiarygodności dostępności mocy zainstalowanej w wybranych technologiach OZE istotnych z punktu widzenia polskiego sektora przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 6.4. Wiarygodność dostępności mocy zainstalowanej w OZE [%]

Technologia OZE	Finlandia	Francja	Niemcy	Wielka Brytania
Wiatr na lądzie	10,0	7,0	8,0	22,0
Wiatr na morzu	10,0	11,4	15,0	29,9

Źródło: NEA Nuclear Energy and Renewables report, OECD, 2012

Nieco inne dane można znaleźć w analizach firm energetycznych. Dla porównania wg E.ON moc elektrowni wiatrowych na poziomie 48 GW można by zastąpić elektrownią konwencjonalną o mocy 2 GW, co pozwala oszacować poziom *capacity credit* dla technologii wiatrowej na poziomie nieco ponad 4%. Jak pokazuje inna analiza przykładu niemieckiego⁶⁵, przy dużym udziale OZE w systemie elektroenergetycznym, w tym zwłaszcza energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, konieczna jest rezerwa mocy w energetyce konwencjonalnej na poziomie 50% mocy zainstalowanej w technologiach wiatrowych i fotowoltaicznych.⁶⁶

Miara *capacity credit* jest miarą złożoną a jej kalkulacja dla warunków polskich oraz wybranych technologii OZE wykracza poza koncepcyjne miary tego opracowania. Jej wykorzystanie na potrzeby oszacowania zakresu mocy rezerwowej może mieć charakter jedynie wstępny i kierunkowy, i wydaje się dopuszczalne dla wariantów miksów o dużym udziale technologii wiatrowych oraz relacji zapotrzebowania szczytowego i łącznej mocy zainstalowanej zbliżonej do obecnych warunków polskich. Tak rozumiana interpretacja pozwala na uproszczony wniosek wstępny, iż dodatkowa rezerwa mocy w scenariuszu OZE może sięgać nawet 90%⁶⁷ wielkości mocy zainstalowanej w technologiach wiatrowych.

Na wielkość niezbędnego poziomu rezerw mocy wpływ będzie miała przede wszystkim ostateczna struktura technologii wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Ponadto, w celu precyzyjnego określenia poziomu potrzebnej rezerwy należy także wziąć pod uwagę dostępność elektrowni szczytowo-pompowych oraz połączeń międzysystemowych. Istotne jest również rozmieszczenie geograficzne źródeł OZE. Kalkulacja tej wielkości wymaga szczegółowych analiz. Na tym etapie

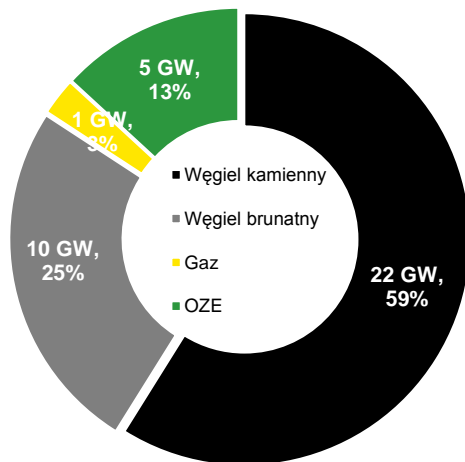
⁶⁵ http://www.pkee.pl/upload/files/201303_Raport_analityczny_v6_2_.pdf

⁶⁶ Miary rezerwy mocy nie należy mylić z pojęciem *credit capacity*.

⁶⁷ Kalkulacja: 100% - *capacity credit* % dla danej technologii.

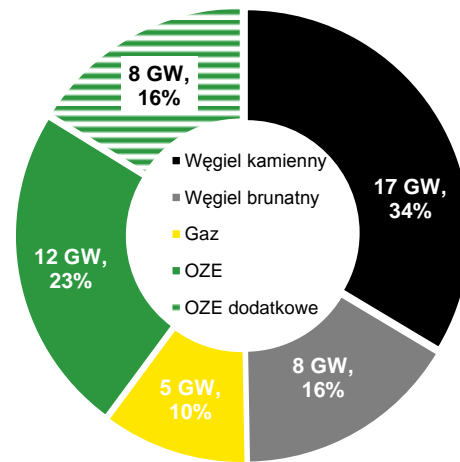
uzasadnione wydaje się przyjęcie kierunkowego założenia co do jej poziomu w przedziale 50%-90% mocy w technologiach OZE (wiatr, PV).

Rysunek 6.9. Moc zainstalowana wg paliw w 2012 roku [GW,%]



Źródło: Opracowanie EY

Rysunek 6.10. Wariant mocy zainstalowanej wg paliw w 2030 roku [GW, %]



*Nie uwzględnia w pełnym zakresie niezbędnego poziomu rezerw mocy z tytułu dużej roli OZE w pokryciu zapotrzebowania.

Źródło: Opracowanie EY

Założenia i cechy charakterystyczne:

- ▶ Punktem wyjścia jest scenariusz bazowy oparty na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemnym i odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Zidentyfikowana luka mocy jest pokrywana przez źródła OZE.
- ▶ Scenariusz wymaga inwestycji w infrastrukturę energetyczną, w tym zwłaszcza sieci przesyłowe.
- ▶ Realizacja scenariusza wiąże się z koniecznością utrzymywania dyspozycyjnej rezerwy mocy na pokrycie wahań w produkcji ze źródeł OZE.

6.6.1 Analiza SWOT

Mocne strony

- ▶ Konkurencyjność gospodarki:
 - ▶ **Poziom cen energii elektrycznej zależny od jej rzeczywistego kosztu wytworzenia.**

W przypadku odnawialnych źródeł nie istnieje europejski czy międzynarodowy rynek, który mógłby kształtować cenę wytwarzanej w nich energii. Cena energii elektrycznej z OZE zależy od rzeczywistego kosztu wytworzenia energii w tych źródłach, który jest relatywnie wysoki (co wynika z wysokich kosztów inwestycyjnych), ale stabilny (co stanowi zaletę w porównaniu np. do paliw konwencjonalnych zależnych od poziomu cen na rynku światowym).

Koszty inwestycyjne dotyczące OZE kształtują się na poziomach przedstawionych poniżej.

Tabela 6.5. CAPEX odnawialnych źródeł energii i węgla kamiennego [mln PLN/MW]

Technologia	CAPEX
Wiatr na lądzie	6,6
Wiatr na morzu	13,6
Biomasa	10,3
Biogaz rolniczy	14,4
Fotowoltaika	7,8
Węgiel kamienny	6,6

Źródło: Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce, EY, 2011

► **Bezpieczeństwo dostaw:**

► **Wykorzystywanie krajowych źródeł energii.**

Odnawialne źródła są wykorzystywane na skalę lokalną. Zatem ich większy udział w miksie elektroenergetycznym stanowiłby wzrost udziału krajowych źródeł energii, co miałyby pozytywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw.

Według Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku Polska posiada potencjał odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej na poziomie ponad 24 GW, z czego obecnie jest wykorzystywane około 25%.

Tabela 6.6. Potencjał OZE do produkcji energii elektrycznej w 2030 roku [TWh, MWe]

Technologia	Potencjał produkcji [TWh]	Potencjał mocy [MWe]
Wiatr na lądzie	35	17 500
Wiatr na morzu	5	1 650
Biomasa	7,7	1 180
Biogaz rolniczy	18,3	3 330
Energetyka wodna	3,1	1 015
Razem	69,1	24 675

Źródło: Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku, MG 2009

► **Cele i wymogi klimatyczne:**

► **Brak emisji CO₂.**

Produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w przeciwieństwie do paliw konwencjonalnych jak węgiel kamienny, brunatny czy gaz ziemny, cechuje zerowa emisja dwutlenku węgla. Zatem wykorzystanie ich na większą skalę nie wiązałoby się z nowymi źródłami emisji gazów cieplarnianych w polskim systemie elektroenergetycznym, co stanowiłoby zaletę w odniesieniu do realizacji celów klimatycznych.

Należy jednak zauważyć, że w przypadku rozpatrywania całego życia LCA, pewne emisje CO₂ towarzyszą np. produkcji urządzeń wykorzystywanych w sektorze OZE.

Słabe strony

► **Konkurencyjność gospodarki:**

► **Konieczność utrzymywania rezerw dyspozycyjnych mocy wytwórczych.**

Produkcja energii elektrycznej z większości odnawialnych źródeł energii (oprócz biomasy) zależy od panujących warunków pogodowych i atmosferycznych. Przykładowo, ilość godzin pracy w roku elektrowni wiatrowej zależy od ilości godzin o odpowiedniej prędkości wiatru (co najmniej

4 m/s) a słonecznej od liczby dni słonecznych (w Polsce średnio ok. 1500 godzin słonecznych w roku) i natężenia promieniowania (w Polsce średnio 1000 kWh/m²/rok).

W przypadku Polski dalszy rozwój OZE mógłby odbywać się przede wszystkim poprzez wzrost udziału energetyki wiatrowej, którą cechuje najwyższy potencjał (40 TWh). Jednakże, produkcja energii z wiatru nie jest produkcją pewną i stabilną a cechuje ją zmienność, zależna od panujących warunków wiatrowych.

W związku z powyższym, OZE a zwłaszcza energetyka wiatrowa, nie są gwarantem dostarczenia potrzebnej ilości energii elektrycznej do odbiorców w wymaganym momencie. Taka sytuacja oznacza konieczność posiadania w systemie innych źródeł wytwarzania, które w przypadku zmiany warunków są w stanie szybko zająć miejsce OZE.

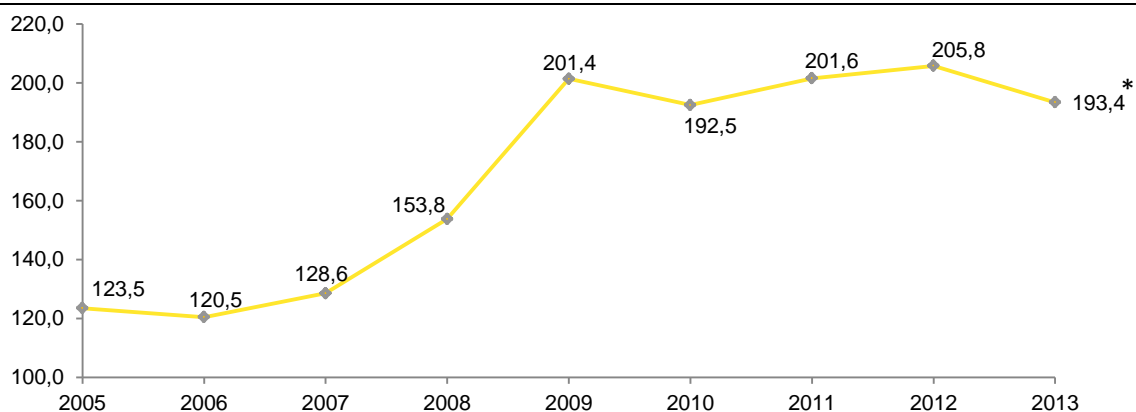
Taka rezerwa dyspozycyjnych mocy wytwórczych najczęściej bazuje na paliwach konwencjonalnych (węgiel, gaz). Wprowadzenie większego udziału OZE do miks elektroenergetycznego, nie gwarantuje zatem rezygnacji z emisyjnych mocy konwencjonalnych i ponadto wprowadza dodatkowe koszty związane z utrzymaniem rezerw i potencjalnej emisji CO₂.

► Koszt systemu wsparcia rozwoju OZE.

Scenariusz OZE zakłada znaczący wzrost udziału tych źródeł w polskim mikse elektroenergetycznym. Należy jednak zauważyć, że OZE nie będą się rozwijać bez odpowiedniego systemu wsparcia. Z reguły koszty takiego wsparcia ponoszą odbiorcy końcowi, co oznacza wzrost ceny energii elektrycznej dla tych odbiorców.

Funkcjonujący obecnie w Polsce system wsparcia w postaci systemu zielonych certyfikatów umożliwia obrót prawami majątkowymi, co stanowi dodatkowy przychód dla wytwórców energii z OZE. Średnia cena zielonego certyfikatu poświadczającego wyprodukowanie 1 MWh energii z OZE w kwietniu 2014 roku wyniosła 206 PLN.

Rysunek 6.11. Cena zakupu energii elektrycznej z OZE przez przedsiębiorstwa obrotu



*Dane po 3 kwartałach 2013 roku.

Źródło: Opracowanie EY

Wytwórcy OZE mają obecnie do wyboru dwie możliwości sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej:

- Do sprzedawcy z urzędu - Sprzedawca z urzędu ma obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na obszarze działania sprzedawcy z urzędu. Wskaźnikowa cena zakupu energii z odnawialnych źródeł jest równa średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym. Cena ta ogłaszana jest corocznie (do 31 marca) przez Prezesa URE.

- ▶ Na rynku konkurencyjnym (giełdowym lub w umowach bilateralnych) - Ceny na rynku konkurencyjnym kształtują się na zasadach rynkowych. Wytwórcy energii elektrycznej wtedy akceptują ryzyko rynkowe dla osiągnięcia większych zysków.

Szanse

- ▶ Konkurencyjność gospodarki.

- ▶ **Rozwój krajowego rynku produkcji i dostaw biomasy.**

Jednym z OZE jest wykorzystywanie biomasy do produkcji energii elektrycznej. Oprócz wiatru jest to drugie istotne źródło OZE pod względem potencjału w Polsce. Produkcja biomasy do celów elektroenergetycznych może być realizowana w kraju. Przy właściwej konstrukcji regulacji prawnych możliwe jest zwiększenie tej produkcji na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na biomasę, które wyniknęłyby z realizacji niniejszego scenariusza.

Zapotrzebowanie na biomasę przez sektor energetyki stanowiłoby bodziec do rozwoju sektorów gospodarki w całym łańcuchu dostaw biomasy obejmującym produkcję biomasy surowej, logistykę biomasy, przetwarzanie i logistykę wtórną. W efekcie doprowadziłoby to do powstania nowych firm oraz nowych miejsc pracy, co byłoby korzystne dla polskiej gospodarki.

W ciągu ostatnich lat, dzięki sprzyjającym warunkom rozwoju OZE w Polsce, rozwinął się rynek biomasy krajowej. Obecnie około 45%-50% spalanej biomasy to biomasa krajowa, która zakwalifikowana jest jako biomasa leśna, 30%-35% to biomasa krajowa zakwalifikowana do biomasy agro. Pozostała część na poziomie 15%-20% to biomasa importowana z zagranicy. Polski rynek biomasy zaspokaja zapotrzebowanie energetyki na ok. 4,1 ton biomasy. To ilość znacząca, ale stanowiąca zaledwie 15% potencjału biomasy określonego w Krajowym Planie Działania⁶⁸ na 2015 rok.

Zagrożenia

- ▶ Bezpieczeństwo dostaw:

- ▶ **Konieczność rozbudowy sieci przesyłowych.**

Scenariusz OZE zakłada znaczący wzrost udziału OZE w polskim miksie elektroenergetycznym a tym samym w zużyciu tej energii przez odbiorców. Należy zauważyć, że w tym kontekście kluczową kwestią umożliwiającą udział źródeł OZE w rynku energii elektrycznej jest dostęp do sieci elektroenergetycznej.

W chwili obecnej przyłączenie do sieci źródeł OZE, mimo że gwarantowane prawem, jest obwarowane wieloma uwarunkowaniami o naturze regulacyjno-administracyjnej. Ponadto, aby dostęp do sieci był możliwy, konieczna jest rozbudowa infrastruktury energetycznej, w tym zwłaszcza sieci przesyłowych, gdyż często obszary o wysokim potencjale do produkcji energii elektrycznej z OZE np. z wiatru, są znacznie oddalone od terenów zamieszkałych czy zagospodarowanych.

Do najważniejszych barier⁶⁹ w przyłączeniu OZE do sieci elektroenergetycznych zalicza się:

- ▶ Wydawanie zaporowych warunków przyłączenia przez operatorów systemów dystrybucyjnych (koszt koniecznych przebudów sieci, wg projektu umowy przyłączeniowej, jest zbliżony do kosztu całej inwestycji),
- ▶ Brak jednolitego stanowiska w sprawie podziału kosztów związanych z przyłączeniem do sieci – różne interpretacje przepisów ustawy Prawo Energetyczne (art. 7 ust. 8 ustawy „pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia”),

⁶⁸ Krajowy Plan Działania w zakresie odnawialnych źródeł energii, MG, 2010

⁶⁹ Struktura odnawialnych źródeł w Polsce 2014, PMR, 2014

- ▶ Rezerwowanie mocy przez deweloperów celem późniejszego odsprzedania projektu wraz z uzyskanymi warunkami przyłączeniowymi,
- ▶ Brak zdolności przesyłowych i możliwości wyprowadzenia mocy z północnej części kraju,
- ▶ Brak współpracy i koordynacji pomiędzy OSD oraz OSD i OSP w zakresie rozbudowy sieci oraz tworzenia planów rozwoju, a tym samym spójności działania systemów elektroenergetycznych,
- ▶ Brak zaangażowania gmin w procesy planistyczne (projekty założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną, gaz i ciepło), co znacznie utrudnia rozwój OZE.

Przykładowe koszty inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną⁷⁰ można oszacować na przykład na podstawie dostępnych danych przedstawionych poniżej:

- ▶ PSE, zgodnie z przyjętym planem zamierzeń inwestycyjnych, w latach 2013-2017 planują przeznaczyć na inwestycje związane z budową, rozbudową i modernizacją sieci przesyłowych łączną kwotę 9,9 mld PLN. Efektem tych zamierzeń ma być blisko 4,7 tys. km nowych torów prądowych 400 kV, ponad 800 km modernizowanych torów prądowych 400 kV, blisko 270 km nowych torów prądowych 220 kV oraz prawie 1,2 tys. km modernizowanych torów prądowych 220 kV.
- ▶ Koszty inwestycji dotyczącej budowy dwutorowej linii 400 kV Kozienice - Ołtarzew o długości około 131 km wyceniono na około 470 PLN netto.

▶ **Ograniczony potencjał.**

Potencjał OZE do produkcji energii elektrycznej w 2030 roku wg Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku to około 69 TWh (co odpowiada mocy około 24 GWe), biorąc pod uwagę wiatr, biomasę i wodę.

Scenariusz OZE zakłada, że moc zainstalowana w OZE będzie w 2030 roku na poziomie 20 GW. Wielkość ta teoretycznie mieści się w posiadanym przez Polskę potencjale. Należy jednak zauważyć, iż jest to bardzo duży udział, bliski wartości granicznej dostępnego potencjału.

Tak wysoki poziom udziału OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej będzie oznaczać dużą zależność stabilności systemu od produkcji OZE i jednocześnie potrzebę gotowości rezerw na wypadek zmiany warunków pogodowych w związku z dużym udziałem niesterowalnych OZE (przede wszystkim wiatru).

▶ Konkurencyjność gospodarki:

▶ **Koszty produkcji energii.**

Energia z OZE jest droga w związku z wysokimi kosztami inwestycji w systemy wykorzystujące źródła odnawialne. Zatem bez odpowiedniego systemu wsparcia będzie trudno ją rozwijać, gdyż zainteresowanie inwestycjami w źródła OZE będzie bardzo ograniczone.

Według ostatnich analiz przeprowadzonych przez EY, obecnie najtańszymi źródłami energii pozostają elektrownie węglowe, jądrowe i gazowe. OZE są znacznie droższe, przynajmniej w Polsce, gdzie brak silnych wiatrów nawet na morzu, a słońce świeci relatywnie słabo.

⁷⁰ Informacja prasowa: http://budownictwo.wnp.pl/oferty-na-linie-przesylova-z-elektrowni-kozienice-warte-460-665-mln-zl,210702_1_0_0.html

Tabela 6.7. Koszty produkcji energii z OZE i paliw konwencjonalnych w źródłach przewidzianych do uruchomienia w 2025 roku [EUR 2012/MWh]

Technologia	Koszt produkcji 1 MWh
Wiatr na lądzie	96,0
Wiatr na morzu	119,0
Biomasa	131,0
Fotowoltaika	189,1
Węgiel kamienny	93,4
Węgiel brunatny	92,1
Gaz ziemny	123,6

Źródło: Program Polskiej Energetyki Jądrowej, MG, 2014

6.6.2 Podsumowanie

Poniższa tabela przedstawia podsumowanie analizy każdego z trzech aspektów scenariusza OZE: konkurencyjność gospodarki, bezpieczeństwo energetyczne oraz cele i wymogi klimatyczne.

Tabela 6.8. Podsumowanie analizy SWOT

Aspekty analizy docelowego miks elektroenergetycznego

► Konkurencyjność gospodarki

Wykorzystanie OZE wymaga nakładów finansowych związanych z inwestycjami w infrastrukturę energetyczną, w tym zwłaszcza w rozbudowę sieci przesyłowych, bez których dostarczenie energii elektrycznej do odbiorców końcowych nie będzie możliwe. Ponadto, aby zagwarantować przystępny poziom cen energii elektrycznej, konieczny jest dobrze funkcjonujący system wsparcia produkcji energii z OZE.

► Bezpieczeństwo dostaw

Wykorzystanie OZE będących krajowymi zasobami energii, przyczyni się do wzrostu bezpieczeństwa dostaw zmniejszając niezależność od importu paliw. Jednakże konieczność utrzymywania rezerw mocy na wypadek niekorzystnych warunków pogodowych sprawia, że same OZE nie gwarantują wystarczającego bezpieczeństwa dostaw i stabilności polskiego systemu elektroenergetycznego. Kierunkowe założenie co do poziomu rezerwy wskazuje na przedział 50%-90% mocy zainstalowanej w technologiach OZE (wiatr, PV).

► Cele i wymogi klimatyczne

Jako że produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii cechuje zerowa emisja CO₂, wzrost ich wykorzystania będzie sprzyjać wypełnianiu celów klimatycznych. Jednakże, źródła OZE wymagają rezerwy mocy wytwórczych opartej na paliwach konwencjonalnych, które już są źródłem emisji CO₂. W związku z tym, wkład w obniżanie emisji może ostatecznie być mniejszy od pierwotnie zakładanego.

Wnioski

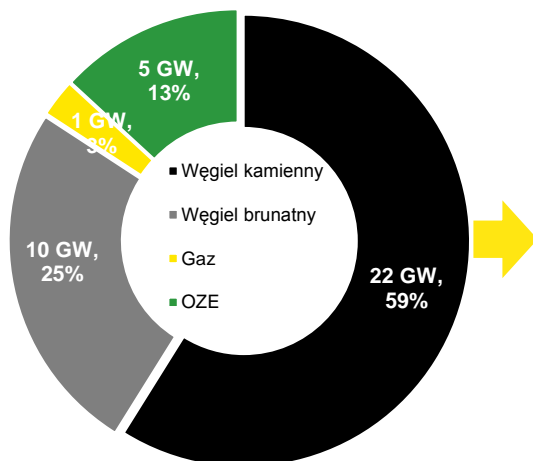
- Kluczowym warunkiem wykonalności scenariusza OZE jest stworzenie odpowiednich warunków do ich rozwoju (systemu wsparcia) oraz rozbudowa infrastruktury przesyłowej, w tym zwłaszcza sieci przesyłowych, bez których energia elektryczna nie będzie mogła dotrzeć do odbiorców.

- ▶ Ponadto, OZE jako źródła o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji (oprócz biomasy), zależne od warunków pogodowych, nie dają gwarancji ciągłego wytwarzania energii elektrycznej a tym samym pokrycia zapotrzebowania (bazowego i szczytowego) na energię elektryczną. Kierunkowe założenie co do poziomu rezerwy wskazuje na przedział 50%-90% mocy zainstalowanej w technologiach OZE (wiatr, PV). W związku z tym, scenariusz OZE nie spełnia kluczowych wymogów docelowego miks elektroenergetycznego, jakimi są bezpieczeństwo dostaw oraz konkurencyjność cen energii elektrycznej.

6.7 Scenariusz miks zdywersyfikowany

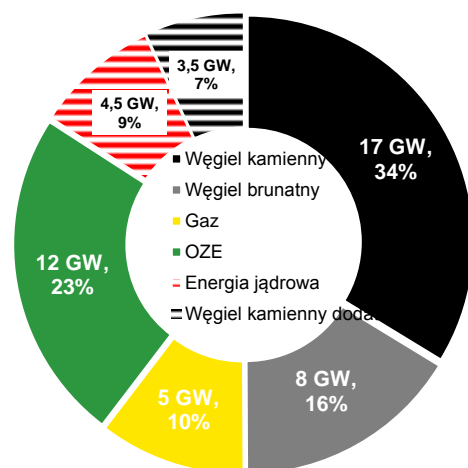
Scenariusz zdywersyfikowanego miks analizuje możliwość pokrycie luki mocy na poziomie 8 GW przez moce zainstalowane w energetyce jądrowej, zgodnie z Programem Polska Energetyka Jądrowa (4,5 GW w 2030 roku)⁷¹. Technologia ta jest też uwzględniona w miksie elektroenergetycznym Polski ujętym w Polityce Energetycznej Polski do roku 2030. Pozostała część luki mocy na poziomie 3,5 GW zostanie pokryta technologią węgla kamiennego.

Rysunek 6.12. Moc zainstalowana wg paliw w 2012 roku [GW,%]



Źródło: Opracowanie EY

Rysunek 6.13. Wariant mocy zainstalowanej wg paliw w 2030 roku [GW, %]



Źródło: Opracowanie EY

Założenia i cechy charakterystyczne:

- ▶ Punktem wyjścia jest scenariusz bazowy oparty na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemnym i odnawialnych źródłach energii.
- ▶ Zidentyfikowana luka mocy jest pokrywana przy wykorzystaniu energetyki jądrowej i krajowych zasobów węgla kamiennego.
- ▶ Konieczność podjęcia decyzji o wdrożeniu technologii jądrowej w Polsce i lokalizacji elektrowni jądrowej.
- ▶ Technologia jądrowa to technologia dojrzała, wykorzystująca najnowocześniejsze rozwiązania. Ponadto, z jej wykorzystaniem wiąże się wiele korzyści dotyczących bezpieczeństwa energetycznego kraju, ograniczenia emisji CO₂ oraz długo terminowy, stały i przewidywalny poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

⁷¹ Jest to wielkość zawarta w dokumencie rządowym. Istnieją inne raporty zawierające prognozy polskiego miks elektroenergetycznego, jak np. raport *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku*, KAPE, 2013 zakładający, że udział energii jądrowej w 2030 roku będzie wynosić 3 GW. Niniejszy Raport opiera się na Programie PEJ.

- ▶ Udział technologii węglowej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w porównaniu do 2012 roku spadnie tylko o około 1,5 GW.
- ▶ Zmniejszenie zapotrzebowania na węgiel kamienny na poziomie około 3 mln ton/rok⁷², stanowi wielkość znacznie mniejszą niż import tego surowca do Polski w 2013 roku (około 10 mln ton). Na tą wielkość mogą też mieć dodatkowy wpływ inne czynniki takie jak lepsza sprawność elektrowni czy zmniejszenie popytu na węgiel w sektorze ogrzewnictwa mieszkaniowego.

6.7.1 Analiza SWOT

Mocne strony

- ▶ Konkurencyjność gospodarki:
 - ▶ **Długi okres pracy bloku jądrowego.**

Scenariusz miks zdywersyfikowanego stawia na wdrożenie technologii jądrowej w Polsce. Budowa elektrowni jądrowych jest procesem stosunkowo długotrwałym i kosztownym. W porównaniu do roku 2009, oficjalne prognozy nakładów inwestycyjnych prototypowych projektów dotyczących generatorów III generacji, realizowanych w Europie (bloki EPR w Olkiluoto i Flamanville) znacząco wrosły, przekraczając poziom 5 mln EUR/MW. Wpływ na rosnący poziom jednostkowych kosztów inwestycyjnych ma fakt, iż realizowane aktualnie projekty to pierwsze realizacje w danej technologii (bloki prototypowe). Kolejne realizacje powinny być bardziej efektywne kosztowo, tak jak miało to miejsce w przypadku budowy elektrowni we Francji, gdzie po realizacji pierwszego projektu, standaryzacja i seryjność pozwoliły na obniżenie kosztów kolejnych bloków i doprowadziły do obecnych konkurencyjnych cen energii elektrycznej we Francji. Potwierdzają to roczne raporty Eurostatu dotyczące cen wyrażonych w EUR/KWh dla każdego z rodzajów odbiorców.

Mimo, że początkowe koszty inwestycyjne energetyki jądrowej są relatywnie wysokie w porównaniu do innych technologii wytwarzania, jest to inwestycja długoterminowa. Koszty inwestycyjne stanowią około 2/3 całkowitych kosztów wytwarzania. Jednakże, koszty paliwa są niskie w porównaniu do wytwarzania energii elektrycznej z węgla kamiennego lub gazu.

Tabela 6.9. Porównanie komponentów całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) w krajach OECD [% kosztów całkowitych]

Technologia	Inwestycje	Utrzymanie majątku	Paliwo
Energetyka jądrowa	75%	15%	9%
Węgiel kamienny	42%	8%	23%
Gaz ziemny	16%	5%	67%

*Tabela przedstawia średnie wartości dla krajów OECD przy 10% stopie dyskontowej.

**W przypadku energetyki jądrowej dane uwzględniają koszty remontów, utylizacji odpadów i zamknięcia po 60-letnim okresie życia.

Źródło: *Projected Costs of generating Electricity, MAE, 2010*

Elektrownie jądrowe mogą pracować przez około 60 lat, podczas gdy węglowe o połowę krócej. Poniższa tabela ilustruje przewidywany czas budowy i pracy różnych źródeł wytwarzania.

⁷² Przy założeniu, że wartość opałowa węgla kamiennego wynosi 21,22 GJ/t (KOBIZE, 2014), sprawność 30%.

Tabela 6.10. Czas pracy źródeł wytwarzania energii elektrycznej

Typ źródła	Czas budowy	Czas eksploatacji
Elektrownia jądrowa	4-6 lat	~60 lat
Elektrownia węglowa	3-4 lat	30-40 lat
Elektrownia wiatrowa	1,5-3 lata	20 lat

Źródło: Analiza porównawcza opłacalności inwestycji węglowych i jądrowych, Polityka Energetyczna, 2012 oraz opracowanie EY

► **Stały i przewidywalny poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej.**

W związku z bardzo niskimi kosztami paliwa, w przeciwieństwie do elektrowni ciepłych, energetykę jądrową cechuje stały i przewidywalny poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej w długim okresie. Według analiz zawartych w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej, energetyka jądrowa jest jedną z najbardziej konkurencyjnych technologii wytwarzania energii, o koszcie porównywalnym (a nawet niższym) do wytwarzania energii elektrycznej z węgla (bez stosowania technologii CCS).

Tabela 6.11. Koszty produkcji energii w źródłach przewidzianych do uruchomienia w 2025 roku [EUR '2012/MWh]

Technologia	Koszt produkcji 1 MWh
Energetyka jądrowa	81,9
Węgiel kamienny	93,4
Węgiel brunatny	92,1
Gaz ziemny	123,6
Wiatr na lądzie	96,0
Wiatr na morzu	119,0
Biomasa	131,0
Fotowoltaika	189,1

Źródło: Program Polskiej Energetyki Jądrowej, MG, 2014

Można zatem wnioskować, że energetyka jądrowa przyczyni się do stabilności cen energii elektrycznej. W związku ze stałymi kosztami inwestycyjnymi stanowiącymi około 2/3 całkowitych kosztów wytwarzania i bardzo niskim potencjałem do zmienności kosztów paliwa, koszt produkcji energii jest przewidywalny i stały w długim horyzoncie czasowym, co stanowi kluczową sprawę np. w odniesieniu do konkurencyjności przemysłu danego kraju.

► **Bezpieczeństwo dostaw:**

► **Niski udział kosztów paliwa zapewniający konkurencyjność i bezpieczeństwo dostaw.**

Koszt paliwa nie odgrywa istotnej roli w ostatecznej cenie energii elektrycznej wyprodukowanej w technologii jądrowej. W przypadku energetyki jądrowej koszt paliwa stanowi tylko około 5% do 10% kosztów produkcji energii. Ponadto ceny paliwa uranowego są stabilne i przewidywalne. Obecnie kształtują się na poziomie około 3 PLN/GJ.

W związku z powyższym, ewentualne wahania cen rudy uranowej mają bardzo mały wpływ na koszty produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych ze względu na niski udział kosztów uranu w całkowitych kosztach produkcji energii. Według danych firmy AREVA, wzrost ceny uranu o 100% spowodowałby wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych tylko o około 5%.⁷³

⁷³ Program Polskiej Energetyki Jądrowej, MG, 2014

W związku z tym, elektrownia jądrowa dostarcza energię elektryczną wytwarzaną przy stabilnych kosztach, co sprzyja utrzymaniu stabilności cen energii elektrycznej.

► **Możliwość importu paliwa z różnych krajów o stabilnej sytuacji politycznej.**

Ryzyko ograniczonego dostępu do uranu jest bardzo niewielkie, gdyż surowiec ten jest dostępny w wielu miejscach na świecie i jego zasoby są znaczne (około 5,5 mln ton). Według szacunków powinny starczyć na co najmniej 100 lat pracy obecnie funkcjonujących reaktorów.

Złoża rudy uranowej są rozmieszczone w różnych częściach świata, głównie w krajach stabilnych politycznie (44% w Australii). W skali globalnej, ponad dwie trzecie dostaw uranu w postaci koncentratu uranowego otrzymywanego ze źródeł pierwotnych, czyli z kopalń, pochodzi z Australii, Kanady, Kazachstanu i Rosji. Obecnie import uranu na potrzeby UE w około 50% pochodzi z Australii, Kanady i Kazachstanu. Dużymi dostawcami do UE są także Republika Południowej Afryki, Namibia i Niger (łącznie około 15%). Jedynie Bułgaria, Czechy, Słowacja i Węgry importują zestawy paliwowe z innych źródeł (głównie z Rosji).⁷⁴

Zasadność ekonomiczna eksploatacji złóż uranu zależy głównie od jego ceny rynkowej. Przez wiele lat uran był stosunkowo tani, co nie sprzyjało poszukiwaniom i zagospodarowywaniu nowych złóż. W ostatnim czasie cena uranu zaczęła wykazywać tendencje wzrostowe, co spowodowało intensyfikację jego poszukiwań, a także umożliwiło otwarcie i eksploatację kopalń, które przedtem były nieopłacalne. Postęp w technice wydobycia i oczyszczania rudy uranowej sprawił, że pracują i są wysoce dochodowe kopalnie uranu wydobywające rudę ubogą lub bardzo ubogą. Na przykład w kopalni Rossing w Namibii wydobywa się rudę o zawartości uranu równej 0,0276% U_3O_8 .⁷⁵

► **Możliwość magazynowania paliwa.**

Charakterystyka paliwa jądrowego umożliwia jego magazynowanie. Możliwość tworzenia wieloletnich zapasów paliwa jądrowego jest bardzo ważna dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zgromadzenie jedno-, dwuletniego zapasu tego paliwa jest także proste technicznie, ponieważ roczne zapotrzebowanie na paliwo elektrowni jądrowej III generacji o mocy 1000 MW, produkującej 8 TWh na rok, wynosi około 20 t dla przykładowych reaktorów typu PWR i BWR.

Dla porównania, dla elektrowni węglowej o takiej samej produkcji należałoby zgromadzić około 2,5 mln t wysokokalorycznego węgla kamiennego (lub 4 mln ton węgla kamiennego średniej jakości) a dla elektrowni gazowej – około 1,0 mld m^3 gazu ziemnego. Zgromadzenie takich zapasów byłoby niezwykle trudne i kosztowne. Ponadto, zapasy paliwa jądrowego mogą być gromadzone na różnym etapie cyklu paliwowego, przy zastosowaniu różnych form kontraktacji, od kontraktów długoterminowych, po kontrakty spotowe, np. w przypadku zakupu rudy uranowej.

► **Cele i wymogi klimatyczne:**

► **Brak emisji CO_2 z procesu produkcji energii elektrycznej z paliwa uranowego.**

Scenariusz miks zdywersyfikowanego zakłada wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego energetyki jądrowej na poziomie 4,5 GW w 2030 roku. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych z wykorzystaniem paliwa jądrowego nie wiąże się z emisją CO_2 , co jest jedną z kluczowych zalet energetyki jądrowej. Należy jednak zauważyć, że, rozpatrując cały tzw. cykl życia (LCA), pewne emisje CO_2 mogą towarzyszyć wydobyciu uranu oraz procesowi wzbogacania, gdzie wykorzystywana jest energia elektryczna, jak i produkcji urządzeń wykorzystywanych w sektorze energetyki jądrowej

Wprowadzenie tego paliwa do polskiego miks elektroenergetycznego nie pociągałoby za sobą wzrostu emisji gazów cieplarnianych przy jednoczesnym zwiększeniu dostępnej mocy zainstalowanej w sektorze energii elektrycznej. Taka sytuacja wpływałaby pozytywnie

⁷⁴ Program Polskiej Energetyki Jądrowej, MG, 2014

⁷⁵ Program Polskiej Energetyki Jądrowej, MG, 2014

na wypełnianie przez Polskę celów i wymogów w zakresie polityki klimatycznej i redukcji emisji CO₂.

Taka sytuacja miałaby także pozytywny wpływ na obniżenie emisyjności polskiego sektora energii elektrycznej, która w porównaniu do innych państwa UE jest wysoka, co potwierdzają przedstawione poniżej dane. Kraje o wysokim udziale energetyki jądrowej charakteryzują się niższą emisyjnością.

Tabela 6.12. Emisyjność CO₂ wytwarzania energii elektrycznej w krajach UE [g CO₂/kWh]

Kraj	Emisyjność CO ₂ w 2011 r.
Austria	215
Czechy	591
Francja	61
Niemcy	477
Grecja	720
Irlandia	427
Włochy	402
Polska	780
Hiszpania	291
Wielka Brytania	441

Źródło: Opracowanie EY na podstawie MAE, 2011

► Inne:

► **Wysokie standardy bezpieczeństwa.**

Energia jądrowa jest zaliczana do najczystszych źródeł energii elektrycznej. Najnowsze technologie generacji III/III+ zapewniają najwyższy poziom bezpieczeństwa. Najnowsze reaktory generacji III i III+ spełniają także wymogi bezpieczeństwa przewidziane w testach Komisji Europejskiej (tzw. stress testach). Zastosowanie tylko takiej technologii jest rozważane w ramach Programu Polska Energetyka Jądrowa, co zapewni najwyższe dostępne standardy bezpieczeństwa.

Jak stwierdza Program Polskiej Energetyki Jądrowej, wybór dostawców i wykonawców elektrowni jądrowej dokonany zostanie z poszanowaniem zasad konkurencyjności i transparentności, zgodnie z europejskimi i krajowymi normami, ale także z jasno sformułowanymi wymogami odnośnie zapewnienia dostaw urządzeń spełniających odpowiednie wymogi. Jako brzegowe wymaganie dla spełnienia tego ostatniego warunku należałoby wskazać zaproszenie do negocjacji tylko takich dostawców, którzy dysponują nowoczesną technologią jądrową generacji III/III+, i których instalacje spełniają wymogi określone w europejskich European Utilities Requirements (EUR) oraz amerykańskim Utility Requirements Document (URD).

Ponadto, najnowszy projekt zmiany ustawy – Prawo atomowe został opracowany w celu wdrożenia do prawa krajowego przepisów dyrektywy Rady 2011/70/EURATOM. Dyrektywa nakłada na państwa członkowskie obowiązek wprowadzenia krajowych ram prawnych, regulacyjnych i organizacyjnych zapewniających wysoki poziom bezpieczeństwa gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi. Dyrektywa utrwała zasadę, zgodnie z którą ostateczną odpowiedzialność za wypalone paliwo jądrowe i odpady promieniotwórcze ponosi państwo członkowskie, w którym zostały one wygenerowane. Do polskiego porządku prawnego dokonano także transpozycji Dyrektywy Rady 2009/71/EURATOM ustanawiającej wspólnotowe ramy bezpieczeństwa jądrowego.

Polska posiada także kompetencje techniczne oraz ramy prawne i regulacyjne do rozwoju energetyki jądrowej, które zapewnią, że będzie on następował przy zachowaniu odpowiednich

standardów bezpieczeństwa oraz że niezależny organ administracji ds. bezpieczeństwa będzie miał uprawnienia i kompetencje do zapewnienia, że poziom bezpieczeństwa polskich reaktorów jest zgodny z najwyższymi międzynarodowymi standardami.

Słabe strony

► Konkurencyjność gospodarki

► **Wysokie nakłady inwestycyjne.**

Budowa elektrowni jądrowej wiąże się z wysokimi nakładami inwestycyjnymi oraz z długim okresem zwrotu kapitału. Może to znacznie utrudnić pozyskanie finansowania projektów, a co za tym idzie alokacja ryzyk pomiędzy interesariuszy projektu jest wyjątkowo ważna w celu otrzymania konkurencyjnego kosztu finansowania od instytucji udzielających pożyczek i inwestorów. Wysokie koszty inwestycyjne stanowią jedną z głównych wad energetyki jądrowej.

Według analiz wykonanych dla Komisji Europejskiej⁷⁶, oczekiwane nakłady inwestycyjne dla elektrowni jądrowej to 3 400 EUR'2012/kW z rozrzutem od 3 060 do 3 910 EUR'2012/kW (to jest -10%/+15%). W przypadku programu polskiego (bloki łącznie 6000 MWe) nakłady dla 1 bloku mogą być nieco wyższe. W przypadku budowy tylko 2 bliźniaczych bloków wielkość ta jest szacowana na poziomie 3 910 EUR'2012/kW. Według ARE nakłady inwestycyjne bezpośrednie (OVN) w Polsce na rok 2025 to 4 mln EUR'2012/MW, a na rok 2035 3,85 mln EUR'2012/MW.⁷⁷

Jednakże istotną rolę mogą odgrywać także inne koszty związane z rozpoczęciem funkcjonowania elektrowni jądrowej. Poniższa tabela przedstawia przykładowe porównanie ze źródłami OZE w Niemczech.

Tabela 6.13. Dodatkowe koszty systemowe dla energetyki jądrowej i OZE w Niemczech [EUR/MWh]

Dodatkowe koszty	Elektrownia jądrowa	Wiatr na lądzie	Fotowoltaika
Rezerwa	0	6,55	14,6
Bilansowanie systemu	0,26	4,75	4,75
Podłączenie do sieci	1,4	4,72	7,0
Wzmocnienie sieci	0	16,47	35,1
Łączne koszty na poziomie EUR/MWh	1,67	32,48	61,4

Źródło: Porównanie kosztów budowy i kosztów energii z elektrowni wiatrowych i jądrowych, prof. A. Strupczewski, 2014

Szacuje się, że w Polsce w przypadku elektrowni jądrowej całkowite nakłady inwestycyjne łącznie z kosztami podłączeń, działki i finansowania wyniosą 4500-5000 €/kW mocy średniej.⁷⁸

► **Potencjalne problemy dotyczące akceptacji społecznej.**

Energetyka jądrowa jest bezpiecznym i przyjaznym środowisku sposobem produkcji energii elektrycznej, o czym świadczą dotychczasowe doświadczenia z jej wykorzystania. Jednak z uwagi na pojedyncze negatywne doświadczenia związane z awariami, podgrzewanymi przez nie zawsze merytorycznie poprawne wypowiedzi specjalistów, a także proste skojarzenia z zastosowaniem wojskowym technologii jądrowych, istnieją duże problemy w pozyskaniu akceptacji społecznej dla budowy i eksploatacji tego typu źródeł. W porównaniu do innych technologii produkcji energii elektrycznej, sprzeciw społeczny jest silniejszy w przypadku energetyki jądrowej i jest to jej poważna wada.

⁷⁶ Synthesis of the economics of nuclear energy, prof. W. D'haeseleer, 2013

⁷⁷ Porównanie kosztów budowy i kosztów energii z elektrowni wiatrowych i jądrowych, prof. A. Strupczewski, 2014

⁷⁸ Porównanie kosztów budowy i kosztów energii z elektrowni wiatrowych i jądrowych, prof. A. Strupczewski, 2014

Szanse

► Konkurencyjność gospodarki:

► **Możliwość wdrożenia rozwiązań typu CfD.**

Od pewnego czasu trwają na arenie UE dyskusje na temat zapewnienia wystarczającego poziomu mocy wytwórczych. Niektóre z państw członkowskich w związku z tym sięgają po mechanizmy wspierające produkcję energii elektrycznej jak kontrakty różnicowe.

Wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego energii jądrowej mogłoby się wiązać z możliwością wprowadzenia mechanizmu kontraktów różnicowych (Contract for Difference, CfD), czyli instrumentu gwarantującego inwestorom przewidywalność i opłacalność inwestycji, tj. zapewniającego długo terminową wiedzę na temat ceny wytwarzanej energii elektrycznej, co ma kluczowe znaczenia, gdy ta energia elektryczna jest sprzedawana na wolnym rynku, gdzie ryzyko zmienności cen w pewnych okresach może przewyższyć możliwości sponsora projektu do spłacania zaciągniętego długu lub opłaty dywidendy. Takie systemy zapewniają wiedzę na temat ceny, ale nie gwarantują wielkości produkcji ani technicznego ryzyka dotyczącego wielkości wytwarzania, które pozostaje po stronie wytwórcy.

Kontrakty różnicowe należą do mechanizmów wprowadzanych obecnie np. w Wielkiej Brytanii jako jeden z instrumentów (obok rynku mocy) mających na celu zapewnienie wystarczającej przewidywalności dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej w celu umożliwienia inwestycji w nowe nisko emisyjne moce wytwórcze. Według zasad brytyjskich, CfD są kontraktami długoterminowymi dla nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych. Będą one gwarantowały cenę sprzedaży energii przez te jednostki na poziomie umożliwiającym podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Alokacja tych kontraktów odbywa się w sposób transparentny oraz rynkowy. Podstawowym elementem kontraktu jest cena wykonania, która jest stała w całym okresie jego trwania.

Do podstawowych zalet CfD należą:

- Redukcja kluczowego ryzyka rynkowego – ryzyka ceny – spadek kosztu pozyskania kapitału,
 - Utrzymanie zachęty dla inwestowania i działalności operacyjnej oraz redukcji kosztów,
 - Wyplaszczanie cen – zapobieganie możliwościom wykorzystywania siły rynkowej w sytuacjach bardzo wysokich cen.
- **Spadek zależności od sytuacji na rynku uprawnień do emisji CO₂.**

Wprowadzenie energetyki jądrowej do polskiego miks elektroenergetycznego wiązałoby się z większą niezależnością cen energii elektrycznej od czynników kształtujących ceny energii wytworzonej z paliw konwencjonalnych (głównie węgla). Istotnym aspektem w tym zakresie jest cena uprawnień do emisji CO₂ i jakiegokolwiek zmiany dotyczące tego europejskiego rynku uprawnień do emisji. Od początku funkcjonowania EU ETS ceny uprawnień cechowała znacząca rozbieżność i zmienność (od ponad 30 EUR do kilku EUR), uzależniona od wielu czynników zewnętrznych, jak np. recesja gospodarcza. Bardziej szczegółowe informacje dotyczące poziomu cen uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS zostały przedstawione w Rozdziale 4.2.

W przypadku wdrożenia scenariusza miks zdywersyfikowanego, wahania cen uprawnień do emisji jak i nagłe ich wzrosty nie wpływałyby w tak dużym stopniu na ceny energii elektrycznej produkowanej w Polsce. Według szacunków koszt emisji CO₂ może wynosić 19,0 EUR/MWh w przypadku węgla kamiennego 22,0 EUR/MWh węgla brunatnego i 8,7 EUR/MWh dla gazu ziemnego.⁷⁹

⁷⁹ Nowe szanse dla polskiej energetyki: od węgla ku gazowi z łupków i atomowi, Albert Taras, Paweł Turowski, 2011

► Bezpieczeństwo dostaw:

► **Potencjalna możliwość wykorzystania krajowych zasobów uranu.**

Polska posiada pewne zasoby uranu, które nie są obecnie eksploatowane z uwagi na koszty i cenę tego surowca na rynku światowym. W momencie wzrostu cen oraz możliwości wykorzystania do krajowej produkcji energii elektrycznej, istnieje możliwość rozważenia wydobywania rudy uranu na terenie Polski.

Zbadane do tej pory złoża rudy uranowej w Polsce zawierają od 250 do 1 100 ppm uranu, podczas gdy niektóre kopalnie wykorzystują rudę o zawartości ok. 300 ppm (np. Rossing w Namibii). W chwili obecnej wydobywanie w Polsce uranu, ze względu m.in. na jego nierównomierne rozłożenie w złożach i wielkość złóż, byłoby nieopłacalne, gdyż tańszy uran można kupić za granicą, jednak w dyskusji dotyczącej aspektów strategicznych należy zauważyć, że Polska ma własne złoża uranu i może je w przyszłości wykorzystywać.

Tabela 6.14. Zasoby rudy uranowej w Polsce

Złoże	Zasoby zidentyfikowane [t U nat.]	Zawartość uranu w rudzie [ppm]
Rajsk (Podlaskie)	5 320	250
Okrzeszyn (niecka Wałbrzyska, Sudety)	940	500 - 1 100
Grzmiąca w Głuszycy Dolnej (Sudety)	790	500
Wambierzyce (Sudety)	220	236

Źródło: Program Polskiej Energetyki Jądrowej, MG, 2014

► Inne:

► **Pozytywny wpływ na polską gospodarkę.**

Rozwój energetyki jądrowej może także przynieść korzyści ekonomiczne. Dodatkowo zapewni także zrównoważoną lokalizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej między północą a południem Polski.

Wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce będzie miało pozytywny wpływ na rozwój regionalny, zwłaszcza w odniesieniu do regionów, gdzie budowana będzie elektrownia jądrowa. Powstaną tam nowe miejsca pracy zarówno w samej elektrowni, jak i w jej otoczeniu. Z dostępnych analiz oraz informacji⁸⁰ wynika, że jedno miejsce pracy w eksploatowanej elektrowni tworzy co najmniej dwa dodatkowe miejsca pracy w regionie.

Ponadto, lokalne miejsca pracy powstają już na etapie budowy elektrowni – zarówno poprzez bezpośrednią rekrutację okolicznych mieszkańców do pracy na budowie, jak i na potrzeby obsługi pracowników budowlanych. Ilość takich miejsc pracy jest zależna od wielu czynników, w tym uzgodnień samorządów lokalnych z inwestorem. W przypadku obecnie realizowanych na świecie projektów liczba takich miejsc pracy waha się od kilkuset do kilku tysięcy (miejsca pracy bezpośrednie). Do bezpośrednich miejsc pracy należy doliczyć również miejsca pośrednie, które powstaną w otoczeniu każdego obiektu jądrowego i zakładu cyklu paliwowego.

Co więcej, projekty dotyczące energetyki jądrowej będą prowadzić do rozwoju nowego zaawansowanego sektora przemysłowego w Polsce, cechującego się dużą wartością dodaną. W związku ze wsparciem ze strony Badań i Rozwoju jak i inżynierii, bardzo wysokimi wymaganiami dotyczącymi jakości kierowanymi do fabryk wytwarzających wyposażenie oraz dotyczącymi umiejętności personelu i jego kultury bezpieczeństwa w zakresie budowy, funkcjonowania i utrzymania, projekty jądrowe będą stanowić kluczowy czynnik dla wzrostu konkurencyjności polskiego przemysłu.

⁸⁰ Program Polskiej Energetyki Jądrowej, MG, 2014

Przeprowadzone analizy⁸¹ wskazują, że inwestycja dotycząca budowy elektrowni jądrowej w horyzoncie roku 2030 może spowodować wzrost PKB o 2,99%-4,12% a popyt krajowy w 2030 roku może być o 2,52%-3,51% większy w porównaniu do sytuacji bez realizacji takiej inwestycji.

Dodatkowo, poprawie ulegnie stan lokalnej infrastruktury oraz wzrosną wpływy z podatków. Pozytywne zmiany będą także zachodzić w regionie, w którym będzie budowane składowisko odpadów promieniotwórczych.

Zagrożenia

▶ Bezpieczeństwo dostaw:

▶ **Brak krajowej eksploatacji uranu.**

Polska posiada pewne zasoby złóż uranu, które obecnie nie są eksploatowane. W związku z tym, paliwo uranowe będzie importowane do Polski. Wydaje się jednak, że ten fakt nie stanowiłby problemu, gdyż surowiec ten jest dostępny w wielu krajach o stabilnej sytuacji politycznej (np. Australia, Kanada, USA, Brazylia).

Możliwość wydobycia uranu w Polsce jak i możliwości importu opisano powyżej.

▶ Cele i wymogi klimatyczne:

▶ **Niewielki wzrost emisji CO₂.**

Scenariusz miks zdywersyfikowanego zakłada pewien wzrost udziału węgla kamiennego w miksie elektroenergetycznym (dodatkowe 3,5 GW). Jako że węgiel kamienny jest paliwem, podczas spalania którego powstaje dwutlenek węgla, zwiększenie jego udziału w miksie elektroenergetycznym będzie się wiązać z pewnym wzrostem emisji CO₂.

Wzrost emisji CO₂ w tym przypadku byłby jednak niższy niż w przypadku np. scenariusza węglowego czy scenariusza gazu łupkowego. Wydaje się, że taka sytuacja emisyjna nie powinna mieć negatywnego wpływu na wypełnienie celów klimatycznych.

6.7.2 Podsumowanie

Poniższa tabela przedstawia podsumowanie analizy każdego z trzech aspektów scenariusza miks zdywersyfikowanego: konkurencyjność gospodarki, bezpieczeństwo energetyczne oraz cele i wymogi klimatyczne.

Tabela 6.15. Podsumowanie analizy SWOT

Aspekty analizy docelowego miks elektroenergetycznego
<p>▶ Konkurencyjność gospodarki</p> <p>Technologia jądrowa to technologia dojrzała, bezpieczna i zeroemisyjna, charakteryzująca się stałym i przewidywalnym kosztem wytwarzania, co gwarantuje długoterminowe konkurencyjne ceny energii elektrycznej. Wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego energii jądrowej, ma dodatkowe zalety w postaci pozytywnego wpływu na gospodarkę kraju.</p>
<p>▶ Bezpieczeństwo dostaw</p> <p>Bezpieczeństwo dostaw uranu jest zapewnione poprzez możliwość jego importowania z wielu krajów o stabilnej sytuacji politycznej. Paliwo jądrowe można również magazynować. Dodatkowo, można rozważyć eksploatację polskich złóż tego surowca. Ponadto zapotrzebowanie na węgiel kamienny może być zaspokojone przez zasoby krajowe.</p>

⁸¹ Makroekonomiczne skutki budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej w Polsce w latach 2020-2030, Mirosław Gronicki, 2011

► Cele i wymogi klimatyczne

Produkcja energii elektrycznej w technologii jądrowej jest zeroemisyjna pod względem CO₂. Pewien wzrost emisji CO₂ w związku z dodatkowym udziałem węgla kamiennego w miksie elektroenergetycznym, będzie miał relatywnie niski wpływ na poziom emisji CO₂.

Wnioski

- Kluczowym warunkiem realizacji scenariusza miks zdywersyfikowanego jest decyzja dotycząca inwestycji w budowę elektrowni jądrowej. Technologia jądrowa istnieje od dawna i jest ogólnie dostępna, cechuje ją brak emisji CO₂ oraz długoterminowe i stabilne koszty wytwarzania energii elektrycznej. W związku z tym, realizacja scenariusza zdywersyfikowanego miks pozwala na zbilansowanie podstawowych koncepcji docelowego pożądanego miks elektroenergetycznego, czyli utrzymania konkurencyjności gospodarki, bezpieczeństwa dostaw oraz spełnienia celów i wymogów klimatycznych.
- Jeżeli wytwarzanie energii elektrycznej z wiatru i z energii jądrowej jest neutralne pod względem emisji CO₂, tylko energetyka jądrowa daje dodatkowo gwarancję pokrycia zapotrzebowania szczytowego, i tym samym jest zdolna do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.
- W przypadku realizacji scenariusza miks zdywersyfikowanego, zapotrzebowanie na węgiel spadłoby o około 3 miliony ton na rok, co stanowi poziom niższy od poziomu obecnego importu węgla do Polski.
- Dywersyfikacja poprzez wprowadzenie pewnej ilości energii jądrowej umożliwia redukcję emisji CO₂ przy jednoczesnym utrzymaniu bezpieczeństwa dostaw, ale także osiąga to po najniższym koszcie. Energetyka jądrowa jako element dywersyfikacji stanowi zatem kompromis wypełniający wymagania trzech filarów polskiej polityki energetycznej, jednocześnie przyczyniając się do zabezpieczenia przemysłu węglowego jako że pozostawia miejsce dla emisji CO₂ z innych rodzajów źródeł.

6.8 Projekt PEP 2050 a scenariusze miks przedstawione w raporcie

Dnia 14 sierpnia 2014 roku Ministerstwo Gospodarki przedstawiło do wstępnych konsultacji projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku. Ostateczny kształt tego dokumentu zostanie wypracowany w ciągu kolejnych miesięcy i trudno jest obecnie przewidzieć jego finalne zapisy. Niemniej, w związku z wagą, jaką ostatecznie będzie pełnił w kształtowaniu polityki państwa w odniesieniu do sektora energetycznego, postanowiono w niniejszym raporcie odnieść się do tego projektu i zderzyć jego zapisy ze scenariuszami miks elektroenergetycznego opracowanymi na potrzeby niniejszego raportu. Należy przy tym pamiętać, że cztery scenariusze przedstawione w tym raporcie nie stanowią prognoz zapotrzebowania na energię czy prognoz miks w horyzoncie 2030 roku a są jedynie ilustracją pewnych skrajnych opcji.

Główny cel projektu PEP 2050 to określenie warunków dla stałego i zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego, przyczyniającego się do rozwoju gospodarki, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz zaspokojenia potrzeb przedsiębiorstw i gospodarstw domowych. Do realizacji tego celu projekt wyznacza trzy cele operacyjne:

- Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- Zwiększenie konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki,
- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

6.8.1 Prognozy rozwoju sektora energetycznego w Polsce

Projekt PEP 2050⁸² prezentuje cztery prognozy, które zostały wykorzystane do nakreślenia scenariuszy rozwoju sektora, są to:

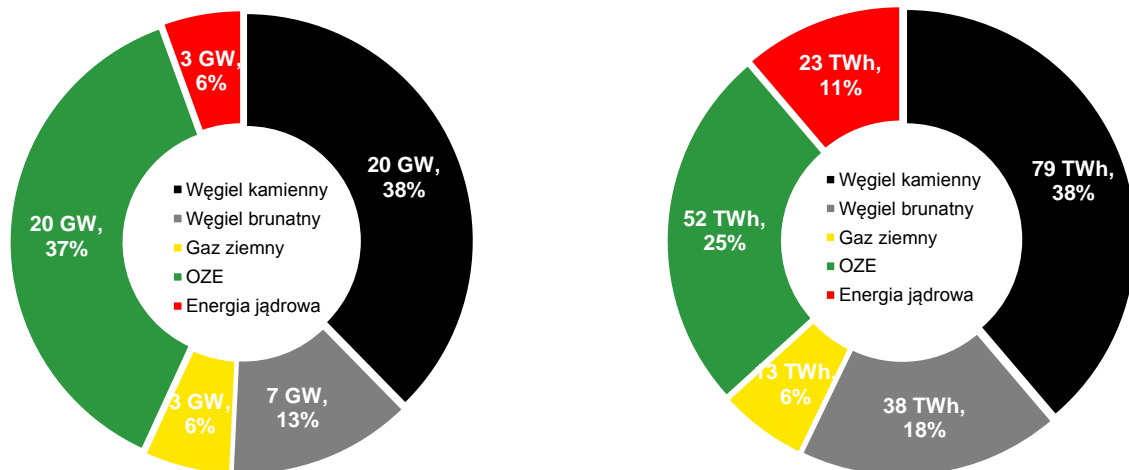
- ▶ Prognoza 2050 KAPE 2013,
- ▶ Prognoza 2030 ARE 2013,
- ▶ Prognoza Komisji Europejskiej – Reference Scenario 2013,
- ▶ Prognoza 2050 IGSMiE PAN 2013.

Poniżej prezentujemy wyniki Prognozy 2050 KAPE 2013 jako najnowszej i najbardziej szczegółowo pokazanej. Ponadto, do wyników pozostałych prognoz odnoszono się we wcześniejszych rozdziałach niniejszego raportu.

Według prognozy KAPE 2013 krajowe zapotrzebowanie na energię pierwotną do roku 2030 nie zmieni się, utrzymując się na poziomie ok. 102-103 Mtoe rocznie, a w kolejnych dwóch dekadach obniży się o około 15%. Ważną zmianą w strukturze zapotrzebowania na energię będzie wzrost popytu na energię elektryczną. W ujęciu brutto zwiększy się on o około 40% – z 158 TWh w 2010 roku do 223 TWh w 2050 roku. Pociągnie to za sobą także wzrost zapotrzebowania na moc szczytową z obecnych 29 GW do 42 GW po 2040 roku, który musi być zapewniony przez odpowiedni poziom mocy zainstalowanej.

Moc zainstalowana w systemie w 2030 roku szacowana jest na 54 GW a w 2040 roku na 68 GW. Prognozowana produkcja energii elektrycznej w 2030 roku ma wynieść 207 TWh. Projekt PEP 2050, w oparciu o projekcje KAPE, prognozuje moc zainstalowaną na poziomie 78 GW w 2050 roku.

Rysunek 6.14. Moc zainstalowana w 2030 roku wg technologii **Rysunek 6.15. Produkcja energii elektrycznej wg paliw w 2030 roku**



Źródło: Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, MG, sierpień 2014, Prognoza KAPE 2013

⁸² Dokument "Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku"

6.8.2 Scenariusz zrównoważony projektu PEP 2050

Projekt PEP 2050 przedstawia trzy scenariusze rozwoju sektora energetycznego w perspektywie roku 2050. Scenariusz zrównoważony jest scenariuszem głównym i zakłada kontynuację dotychczasowych trendów oraz realizację podjętych decyzji w zakresie rozwoju sektora energetycznego Polski, w tym zachowanie znaczącej, choć ograniczonej w stosunku do stanu obecnego, roli węgla. Scenariusz zrównoważony przewiduje w bilansie energetycznym zwiększenie udziału OZE, włączenie energetyki jądrowej (6 GW) oraz zwiększanie efektywności energetycznej. Węgiel kamienny i brunatny pozostaną podstawą bezpieczeństwa energetycznego kraju. Udział poszczególnych nośników energii w bilansie energetycznym będzie kształtował się na poziomie 15-20%, z wyjątkiem paliw stałych, których udział pozostanie dominujący.

Dla realizacji tego scenariusza niezbędne będzie podjęcie działań mających na celu podniesienie efektywności wydobywania węgla, restrukturyzację istniejących aktywów, uruchomienie nowych złóż i ewentualny rozwój nowych technologii jak np. zgazowywanie. Ważną rolę będzie też odgrywał gaz łupkowy, jeżeli potwierdzą się optymistyczne szacunki co do jego potencjału. Konieczna będzie też realizacja programu jądrowego.

Zróżnicowana struktura miks energetycznego jak i produkcja energii elektrycznej w dużym stopniu oparta na zasobach krajowych będą miały pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Rozwój czystych technologii węglowych będzie decydował o kosztach działalności, zwłaszcza przemysłu energochłonnego. Scenariusz ma zapewnić ograniczenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery i wypełnienie przez Polskę wymagań międzynarodowych w zakresie ochrony środowiska, w tym emisji CO₂. Duży udział węgla będzie jednak wymagać rozwoju czystych technologii węglowych.

6.8.3 Scenariusze alternatywne projektu PEP 2050

Scenariusz jądrowy

Projekt PEP 2050 zawiera też dwa scenariusze alternatywne. Pierwszym z nich jest scenariusz jądrowy, który przewiduje dominującą rolę energetyki jądrowej w bilansie energetycznym Polski. Zakłada on rozszerzenie obecnie realizowanego programu jądrowego, co ma zapewnić istotny udział produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych.

Udział poszczególnych nośników energii w bilansie energetycznym w 2050 roku w scenariuszu jądrowym szacowany jest następująco:

- ▶ Węgiel kamienny i brunatny – 10-15%,
- ▶ Ropa naftowa – 10-15%,
- ▶ Gaz ziemny – 10-15%,
- ▶ OZE – 15%,
- ▶ Energia jądrowa – 45-60%.

Realizacja tego scenariusza wiąże się z koniecznością poniesienia wysokich nakładów finansowych w długim okresie.

Scenariusz gaz+OZE

Drugi scenariusz alternatywny to scenariusz gaz+OZE, zakładający uruchomienie w Polsce na dużą skalę wydobywania gazu łupkowego oraz rozwój i upowszechnienie technologii produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Scenariusz ten zakłada, że struktura zaopatrzenia w gaz ziemny będzie zróżnicowana. Część surowca będzie pochodzić z krajowego wydobywania metodami niekonwencjonalnymi, wykorzystywany będzie także terminal LNG, gazociąg Jamał-Europa

i interkonektory. Realizacja tego scenariusza będzie wymagać rozwoju sieci dystrybucyjnej oraz zdolności magazynowych gazu ziemnego.

Udział poszczególnych nośników energii w bilansie energetycznym w 2050 roku w scenariuszu gaz+OZE szacowany jest następująco:

- ▶ Węgiel kamienny i brunatny – 30%,
- ▶ Ropa naftowa – 15-20%,
- ▶ Gaz ziemny + OZE – 50-55%,
- ▶ Energia jądrowa – 10%.

Poważnym wyzwaniem dla bezpieczeństwa energetycznego w tym scenariuszu jest duży udział niestabilnych OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej, w związku z czym konieczna będzie rezerwa stabilizacyjna.

6.8.4 Scenariusze projektu PEP 2050 a opcje miks elektroenergetycznego przedstawione w niniejszym raporcie

Zbieżność kluczowych założeń

Cele dotyczące kierunków rozwoju polskiego sektora energetycznego zawarte w projekcie PEP 2050 pokrywają się z trzema kluczowymi wyznacznikami polskiego miks elektroenergetycznego, w odniesieniu do których analizowano opcje miks elektroenergetycznego w niniejszym raporcie, tj. bezpieczeństwo dostaw, konkurencyjność, wypełnienie celów klimatycznych.

Projekt PEP 2050 opiera rozwój sektora elektroenergetycznego na następujących kluczowych założeniach:

- ▶ Węgiel pozostanie kluczowym paliwem dla bezpieczeństwa energetycznego Polski,
- ▶ Wzrost udziału gazu ziemnego w miksie elektroenergetycznym uwarunkowany dywersyfikacją źródeł jego dostaw, w tym wydobyciem gazu łupkowego w Polsce,
- ▶ Rozwój energetyki jądrowej zapewniający wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego stabilnej technologii produkcji pozbawionej emisji CO₂,
- ▶ Rozwój OZE gwarantujący wypełnienie celów ustanowionych na poziomie UE jak i wykorzystywanie ich dostępnego potencjału,
- ▶ Moc zainstalowana w systemie w 2030 roku nieco powyżej 50 GW.

Poszczególne scenariusze obrazują różny udział tych ww. elementów w strukturze paliwowej kraju, co także przyjęto za wyznaczniki identyfikacji opcji miks opracowanych na potrzeby niniejszego raportu. Można stwierdzić, że opcje miks elektroenergetycznego Polski w 2030 roku opracowane na potrzeby tego raportu, mimo że opracowywane niezależnie, pokrywają się ze scenariuszami rozpatrywanymi przez polski rząd.

Zbieżność zidentyfikowanych scenariuszy

Opcje miks elektroenergetycznego w 2030 roku przygotowane na potrzeby niniejszego raportu są zbieżne z kierunkami analiz rozwoju sektora przedstawionymi w projekcie PEP 2050. Poniżej przedstawiono podsumowanie kluczowych podobieństw/różnic.

- ▶ Scenariusz miks zdywersyfikowanego

W projekcie PEP 2050 założono realizację scenariusza określonego jako zrównoważony. Zakłada on dominację - ale stopniowo malejącą - węgla jako źródła energii, umiarkowany wzrost znaczenia gazu, zwiększenie udziału OZE oraz udział energetyki jądrowej. Takie same założenia

przyświecały opracowaniu scenariusza miks zdywersyfikowanego. Otrzymane struktury paliwowe są zbieżne pod względem rodzajów paliw oraz cechuje je zbliżony udział mocy zainstalowanej w technologiach węglowych, gazowych i jądrowych. Natomiast scenariusz zawarty w projekcie PEP 2050 przewiduje większy udział OZE. Różnice te częściowo wynikają także z różnicy w przyjętej całkowitej mocy zainstalowanej w systemie. Należy zauważyć, że nie jest możliwe precyzyjne porównanie tych scenariuszy, ponieważ scenariusz zrównoważony zawarty w PEP 2050 odnosi się do miks energetycznego a scenariusz przedstawiony w niniejszym raporcie do miks elektroenergetycznego.

► Pozostałe scenariusze

- Stawianie na węgiel, jak w scenariuszu węglowym, w tym konieczność rozwoju czystych technologii węglowych jak np. CCS, jako gwaranta bezpieczeństwa energetycznego jest zgodne z założeniami projektu PEP 2050, w tym założeniami przyświecającymi scenariuszowi zrównoważonemu. Założenia dotyczące sektora wydobywczego (konieczność modernizacji, budowy nowych kopalń, restrukturyzacja) przyjęte w scenariuszu węglowym znajdują swoje potwierdzenie w założeniach scenariusza zrównoważonego PEP 2050.
- Wzrost wykorzystania gazu ziemnego, w tym krajowego gazu łupkowego jak w scenariuszu gazowym, stoi także u podstaw opracowania scenariusza gaz+OZE projektu PEP 2050. Jednakże dokument PEP nie podaje szczegółowych danych liczbowych, z którymi można by porównać założenia przyjęte na potrzeby opracowania niniejszego raportu.
- Poziom mocy zainstalowanej w OZE przyjęty w scenariuszu OZE opracowanym na potrzeby niniejszego raportu znajduje potwierdzenie w prognozach zawartych w PEP 2050.
- Opcje miks elektroenergetycznego opracowane na potrzeby niniejszego raportu nie uwzględniają opcji o zdecydowanie dominującym udziale energii jądrowej, jak w scenariuszu jądrowym ujętym w projekcie PEP 2050. Wynika to z faktu, iż tak intensywny rozwój energetyki jądrowej nie wydaje się możliwy w perspektywie 2030 roku, której dotyczy ten raport.

6.9 Podsumowanie wyników analiz

Poniżej podsumowano główne wnioski z analizy zaproponowanych scenariuszy.

Scenariusz węglowy zakłada pokrycie powstałej luki mocy za pomocą czystej technologii węglowej (CCS). W związku z tym, scenariusz ten zapewnia utrzymanie a nawet wzrost kluczowej roli węgla w polskim mikse elektroenergetycznym, co przy zapewnieniu, że węgiel krajowy będzie konkurencyjny cenowo, stworzy warunki do dalszego rozwoju sektora górniczego. Wzrost udziału węgla będzie jednak wymagać inwestycji w nowe kopalnie a cena energii elektrycznej pozostanie pod wpływem czynników kształtujących poziom cen węgla na rynku międzynarodowym oraz kosztów samej technologii CCS. Z uwagi na brak wdrożonej technologii CCS podejmowanie strategicznej decyzji w zakresie miks elektroenergetycznego w kierunku zwiększenia udziału węgla nie jest dostatecznie uzasadnione.

Scenariusz gazu łupkowego stawia na wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego znacznych ilości gazu ziemnego pochodzącego z krajowych złóż gazu łupkowego, co wpłynęłoby pozytywnie na bezpieczeństwo dostaw. Umożliwiłyby wzrost wykorzystania technologii gazowej, która jest mniej emisyjna niż technologia węglowa. Jednakże, polskie zasoby gazu łupkowego pozostają wciąż nierozpoznane i ich potencjał do produkcji energii elektrycznej w związku z tym jest nieznan. Zatem realizacja tego scenariusza obarczona jest dużym poziomem niepewności co do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, co w praktyce wyklucza obecnie realizację tego scenariusza.

Scenariusz OZE także bazuje na źródłach krajowych, które ponadto są zeroemisyjne. Szacowany potencjał OZE powinien być wystarczający do pokrycia wzrostu ich wykorzystania przewidzianego według tego scenariusza. Jednakże, OZE nie będą się rozwijać bez odpowiedniego systemu wsparcia, gwarantującego konkurencyjne ceny energii elektrycznej dla odbiorców oraz wymagają inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną. Ponadto, źródła OZE jako zależne od warunków pogodowych nie dają możliwości wytwarzania energii elektrycznej w sposób ciągły. Wymagają utrzymywania rezerw mocy wytwórczych opartych na paliwach konwencjonalnych i emitujących CO₂. Scenariusz ten nie może zatem zagwarantować wypełnienia kluczowych wymagań docelowego miks elektroenergetycznego, w tym zwłaszcza bezpieczeństwa dostaw.

Scenariusz miks zdywersyfikowanego zakłada wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego energii jądrowej, którą cechują stabilne i przewidywalne koszty produkcji, wiarygodne źródła importu paliwa uranowego (i ewentualność wydobycia w kraju) oraz całkowity brak emisji CO₂ z procesu wytwarzania energii. Ponadto, inwestycje w energetykę jądrową to inwestycje długoterminowe, gdyż blok jądrowy może pracować nawet dwa razy dłużej niż węglowy. Dodatkowo, wahania ceny paliwa uranowego właściwie nie mają wpływu na zmiany poziomu cen produkowanej z niego energii elektrycznej. Takie cechy dają solidne podstawy do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej konkurencyjnej cenowo i wypełnienia wymagań polityki klimatycznej.

Należy stwierdzić, że co do zasady wszystkie zaproponowane scenariusze są wykonalne, jednak różnią się znacząco ryzykiem związanym z ich wdrożeniem. Wydaje się, że rozsądnym wyborem strategicznym w zakresie dalszego kształtowania polskiego miks elektroenergetycznego jest rozwijanie wg scenariusza miks zdywersyfikowanego. Dopiero po wyjaśnieniu kluczowych kwestii związanych głównie z dostępnością technologii CCS oraz dostępnością gazu łupkowego w Polsce możliwe będzie realne rozważanie tych pozostałych scenariuszy, w tym scenariusza OZE, który wymaga rozbudowy źródeł gazowych jako jednostek rezerwowych dla pokrycia zmian wynikających z nieprzewidywalnej generacji wiatrowej.

Wnioski końcowe

- ▶ We wszystkich przeanalizowanych scenariuszach energetyka węglowa utrzymuje swoją kluczową pozycję w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego są kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
- ▶ Udział węgla energetycznego w miksie elektroenergetycznym ma maleć, ale będzie nadal stanowić główny filar generacji energii elektrycznej w podstawie. Wykorzystanie węgla brunatnego na założonym poziomie (trochę niższym niż obecnie) oznacza potrzebę inwestycji w sektorze wydobywczym.
- ▶ Potrzeba nowych dodatkowych mocy wytwórczych, które pokryją wyłączane stare bloki jak i rosnący popyt na energię elektryczną, stwarza możliwość dywersyfikacji polskiej floty wytwórczej za pomocą kilku technologii jak energetyka jądrowa, gazowa czy źródła odnawialne.
- ▶ Z przeprowadzonych analiz wynika, że tylko energetyka jądrowa jako element dywersyfikacji miks elektroenergetycznego (4,5 GW do 2030 roku według Programu Polskiej Energetyki Jądrowej) równoważy ograniczające się cele koncepcji docelowego miks energetycznego, uwzględniając trzy kluczowe filary polskiej polityki energetycznej tj. konkurencyjność, bezpieczeństwo dostaw i redukcję emisji CO₂.
- ▶ Wprowadzenie do polskiego miks elektroenergetycznego energii jądrowej stanowi rozwiązanie na zabezpieczenie i zmaksymalizowanie wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej w istniejących jak i nowych elektrowniach. Energetyka jądrowa wpłynęłaby na wypełnienie celów w zakresie emisji gazów cieplarnianych przez całość floty

wytwórczej oraz na zabezpieczenie przyszłych ryzyk związanych z dodatkowymi podatkami wynikającymi z wzmocnionych i/lub wiążących wysiłków do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Taka sytuacja pomogłaby także zmniejszyć relatywnie wysoką emisyjność polskiego sektora elektroenergetycznego.

- ▶ W przypadku realizacji scenariusza miks zdywersyfikowanego, zapotrzebowanie na węgiel spadłoby o około 3 miliony ton na rok, co stanowi poziom niższy od poziomu obecnego importu węgla do Polski.
 - ▶ Energetyka jądrowa może także przynieść znaczne korzyści ekonomiczne, przyczyniając się do rozwoju całego kraju a szczególnie regionu Pomorza oraz zwiększenia liczby miejsc pracy (lokalnie i na poziomie kraju). Nie wpłynie na krajowe wydobycie węgla na południu Polski a wręcz przeciwnie umocni bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym (północnym) i krajowym. Zapewni również zrównoważoną lokalizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej między północą a południem Polski.
-

7 Mapa drogowa wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce

Powyższe analizy wskazały, iż oparcie krajowej energetyki na węglu kamiennym przy zdywersyfikowanej strukturze wytwarzania energii elektrycznej z udziałem energetyki jądrowej wydaje się rozsądnym rozwiązaniem. Może ono pozwolić na osiągnięcie najlepszych efektów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych przy zachowaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jednocześnie powyższe cele powinny zostać w ten sposób zrealizowane po rozsądnych kosztach.

Z uwagi na przedstawiony scenariusz zdywersyfikowanego miksu elektroenergetycznego opartego na węglu z udziałem energetyki jądrowej w ramach poniższej mapy drogowej zwrócono uwagę na współzależność pomiędzy rozwojem sektora jądrowego i węglowego. W szczególności zawiera ona stwierdzenie i uzasadnienie faktu, że budowa elektrowni jądrowej (a nawet dwóch) w perspektywie najbliższych 15-20 lat nie stanowi zagrożenia dla sektora górnictwa węgla kamiennego. Ten ostatni ma znacznie poważniejsze wyzwania przed sobą, którym strona rządowa, zarządy spółek oraz przedstawiciele związków zawodowych muszą razem stawić czoła. Ich rozwiązanie przyczyni się do zachowania obecnego kluczowego znaczenia węgla kamiennego dla Polski i jej gospodarki, niezależnie od rozwoju energetyki jądrowej. Natomiast niepowodzenie w tym zakresie mogłoby przynieść bardzo poważne konsekwencje gospodarcze dla Polski.

Rysunek 7.1. Realizacja programu PEJ jako koło zamachowe dla Polski w skali krajowej oraz regionalnej



Źródło: Raport EY dla Ministerstwa Gospodarki, Identyfikacja korzyści wynikających z realizacji programu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, 2011

Rozważanie miksu elektroenergetycznego jedynie w kategoriach struktury wytwarzania tworzy złudne wrażenie jego ograniczonego wpływu na państwo, a w szczególności na jego gospodarkę. Wprowadzenie bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjność gospodarki oraz polityka klimatyczna to istotne obszary, w których struktura wytwarzania energii elektrycznej oddziałuje na gospodarkę, to jednak nie jest to jedyne oddziaływanie. Należy spojrzeć szerzej i rozważyć inne korzyści wynikające z wyboru zdywersyfikowanego scenariusza dla rozwoju sektora energetycznego. W szczególności należy zwrócić uwagę na wprowadzenie do miksu elektroenergetycznego nowego elementu, jakim jest energetyka jądrowa i potencjalnego wpływu takiego działania na sytuację gospodarczą i polityczną Polski.

Ogólny wpływ realizacji programu PEJ na Polskę obrazuje przedstawiony na poprzedniej stronie rysunek. Przedstawia on zarówno ogólnokrajowy wpływ poprzez rozwój polskich przedsiębiorstw, rozwój sektora B+R i rozwój gospodarczy, które w efekcie powodują wzrost przychodów państwa oraz poprawę poziomu życia Polaków. Te efekty powodują natomiast wzmocnienie pierwotnego impulsu wywołanego przez realizację programu PEJ. Następuje dalszy rozwój, który przynosi kolejne korzyści. W ten sposób powstaje efekt koła zamachowego wywołanego przez realizację Programu PEJ w skali kraju. Pozytywny wpływ na gospodarkę jest również zauważany przez organizacje niezwiązane wprost z sektorem jądrowym. W wyrażonym stanowisku Konfederacja Lewiatan podkreśliła, iż: *Budowa elektrowni jądrowej to również ważny element modernizacji krajowego sektora energetycznego. Realizacja tego projektu zapewni dostęp do nowoczesnych i innowacyjnych technologii, co przyczyni się do unowocześnienia całej gospodarki. Ważny jest także szeroki i wszechstronny udział polskich przedsiębiorstw i zaplecza naukowego w realizacji projektu budowy elektrowni jądrowej, do których trafi znacząca część wartości projektu. Udział środowisk naukowych w realizacji tego projektu zwiększy krajowy potencjał w zakresie patentów, innowacji i badań, generując nowe miejsca pracy i nowe gałęzie gospodarki.* Istnieje zatem społeczna świadomość znaczenia i długofalowych korzyści jakie wdrożenie energetyki jądrowej może przynieść dla krajowej gospodarki.

Poza skalą krajową budowa elektrowni jądrowej to także pozytywny wpływ na region, w którym powstanie elektrownia. Gmina gospodarz oraz gminy ościenne, dzięki dochodom z podatku od nieruchomości oraz dochodom generowanym w wyniku działalności tak dużego zakładu, jakim będzie elektrownia jądrowa, będą miały realną szansę dołączenia do grona najbogatszych gmin w Polsce. Taki scenariusz potwierdzają doświadczenia gmin, które na swoim terenie mają tak duże zakłady jak kopalnie węgla brunatnego Bełchatów czy kopalnie miedzy należące do KGHM.

Skutki wdrożenia energetyki jądrowej można rozważać w dwóch głównych płaszczyznach, tj. politycznej i gospodarczej. Jednak w przypadku Polski należy również zwrócić uwagę na możliwe oddziaływanie energetyki jądrowej i sektora węglowego. Poniżej dokonano podsumowania głównych efektów wdrożenia programu energetyki jądrowej w aspekcie gospodarczym oraz w odniesieniu do sektora węglowego. Następnie przedstawiono potencjalne znaczenie oraz korzyści polityczne, jakie realizacja Programu PEJ może przynieść Polsce.

7.1 Wpływ wdrożenia energetyki jądrowej na gospodarkę

Budowa elektrowni jądrowej, a tym samym realizacja całego programu Polskiej Energetyki Jądrowej to wyjątkowe przedsięwzięcie w historii naszego kraju i jako takie będzie zapewne bardzo silnie oddziaływać na całą gospodarkę, zarówno na poziomie lokalnym jak i krajowym. Najbardziej oczywistą korzyścią jest zagwarantowanie dostaw energii elektrycznej po rozsądnych i przewidywalnych kosztach, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Z uwagi na fakt, że zagadnienie to jest szeroko omawiane we wcześniejszych rozdziałach, na tym etapie Raport koncentruje się na innych korzyściach gospodarczych.

Budowa elektrowni jądrowej jako koło napędowe dla rozwoju gospodarczego

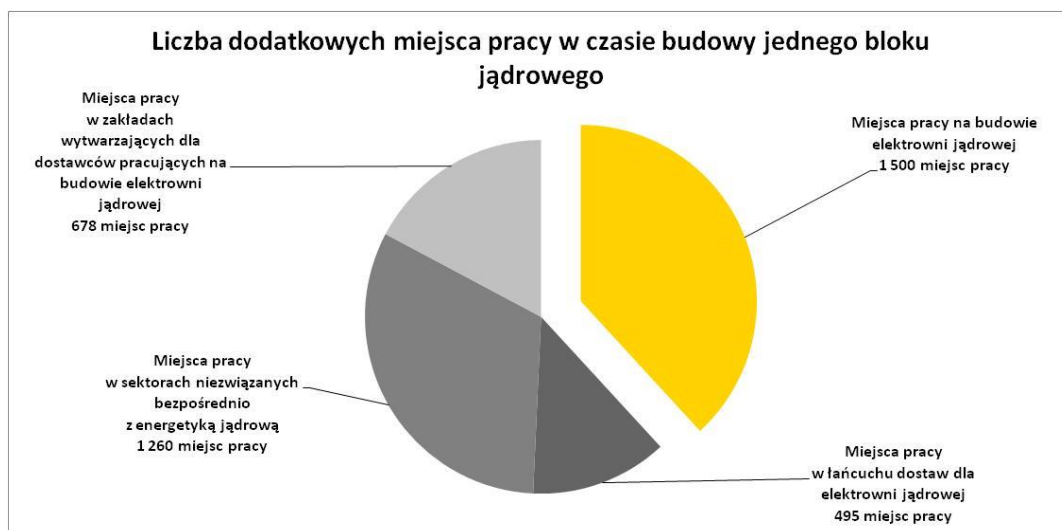
Budowa elektrowni jądrowej to przede wszystkim bardzo duża inwestycja o charakterze infrastrukturalnym wymagająca zaangażowania wyjątkowo dużego kapitału. Konieczność zmobilizowana znacznych zasobów finansowych, które zostaną wykorzystane na konkretny cel w praktyce stanowią często swego rodzaju koło zamachowe dla dalszego rozwoju gospodarczego regionu, w którym dana inwestycja powstanie jak i całego kraju. Wiele przykładów z historii pokazuje, jak pozytywny wpływ może mieć takie działanie. Jednym z ostatnich może być organizacja EURO 2012 w Polsce, która wymusiła na Polsce inwestycje, które umożliwiły naszej gospodarce w mniejszym stopniu odczuć skutki światowego kryzysu. Również w podobny sposób budowa elektrowni jądrowej przyczyni się do podwyższenia poziomu inwestycji w kraju a tym samym do podwyższenia poziomu rozwoju gospodarczego.

Budowa elektrowni jądrowej jako generator miejsc pracy

Każda duża inwestycja, a tym bardziej budowa całego nowego sektora gospodarki, jakim będzie sektor jądrowy, wymaga zaangażowania znacznych zasobów ludzkich. Jak wskazują analizy prowadzone przy realizacji podobnych projektów na całym świecie, budowa jednej elektrowni składającej się z dwóch bloków jądrowych wiąże się z średnim zatrudnieniem na poziomie 3000 osób przez cały okres budowy sięgający nawet 10 lat. Ponadto, w okresach prowadzenia intensywnych prac poziom zatrudnienia może osiągnąć nawet 4500 osób⁸³.

Należy podkreślić, że budowa elektrowni jądrowej to zadanie multidyscyplinarne. Wymaga zaangażowania zarówno wysoko wykwalifikowanych specjalistów z różnych branż, jak również rzeszy wykwalifikowanych pracowników wykonujących prostsze prace budowlane i montażowe. Dlatego też budowa elektrowni jądrowej będzie źródłem zatrudnienia zarówno dla specjalistów jak i pracowników mniej wykwalifikowanych.

Rysunek 7.2. Liczba dodatkowych miejsc pracy w czasie budowy jednego bloku jądrowego



Źródło: Dane szacunkowe na podstawie *Economic, Employment and Environmental Benefits of Renewed U.S. Investment in Nuclear Energy, National and State Analysis, 2008, Oxford Economics*

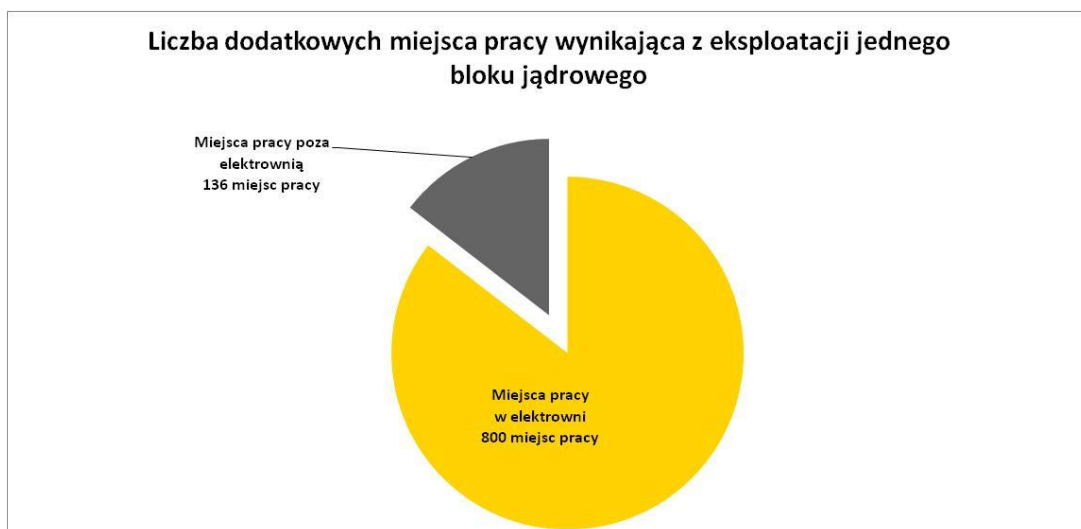
⁸³ Wnioski oparte na danych zawartych w *Economic, Employment and Environmental Benefits of Renewed U.S. Investment in Nuclear Energy, National and State Analysis, 2008, Oxford Economics* http://www.nuclearcompetitiveness.org/images/Oxford_State_Benefits_2008.pdf

Ponadto, budowa elektrowni jądrowej wygeneruje znaczącą liczbę miejsc pracy w firmach, które będą współpracowały przy realizacji budowy lub które będą zaangażowane w przeróżne prace związane z budową. Oszacowanie tej wielkości jest bardzo trudne i zależy od bardzo wielu czynników. Bardzo ogólne szacunki wskazują, że 1500 pracujących przy budowie jednego bloku może wygenerować w skali kraju nawet 4000 miejsc pracy, w tym ponad 1200 miejsc pracy w sektorach niezwiązanych bezpośrednio z energetyką jądrową (tj. sklepy, zakłady usługowe).

Oddziaływanie elektrowni na rynek pracy nie kończy się jednak z zakończeniem jej budowy. Szacuje się, że po wybudowaniu eksploatacja elektrowni (jednego bloku) to około 1000 miejsc pracy, z czego około 800 w samej elektrowni i pozostałe 200 poza nią⁸⁴. Poza samą eksploatacją, przeglądy, utrzymanie i naprawy prowadzone w elektrowni będą również generowały dodatkowe zatrudnienie. Wprawdzie znaczna część tych miejsc pracy jest przeznaczona dla specjalistów, jednak z uwagi na założenia Programu PEJ i znaczenie energetyki jądrowej dla bezpieczeństwa państwa, należy spodziewać się szkolenia i angażowania na te stanowiska specjalistów polskich.

Analizując kwestie generowanych miejsc pracy należy również spojrzeć na miejsce ich rozlokowania. Z wielu powodów (technicznych, ekonomicznych, sieciowych, regulacyjnych ...) elektrownia jądrowa będzie zlokalizowana w północnej części kraju na terenach o stosunkowo niskiej gęstości zaludnienia. Należy zatem zaznaczyć, że elektrownia będzie głównym i najważniejszym pracodawcą w regionie, który będzie poza bezpośrednim zatrudnieniem znacznej grupy pracowników, utrzymywał również pośrednio całą rzeszę osób, które mniej lub bardziej pośrednio będą żyły z elektrowni. Będą to zarówno osoby prowadzące sklepy, ale też właściciele hoteli i pensjonatów, które przez cały czas będą oblegane przez tymczasowych pracowników i gości elektrowni. Zatem z uwagi na mały rynek pracy, na którym powstanie elektrownia, tym bardziej silne wydaje się jej oddziaływanie.

Rysunek 7.3. Liczba dodatkowych miejsc pracy wynikająca z eksploatacji jednego bloku jądrowego



Źródło: Dane szacunkowe na podstawie R. L. Long: „Education & Training for the NPP Workforce”, Międzynarodowa Konferencja Elektrownie Jądrowe dla Polski, Warszawa, 1-2 czerwca 2006 r.

Wpływ elektrowni jądrowej na ekonomię regionu

Elektrownia jądrowa będzie jednym z największych zakładów pracy w regionie, w którym powstanie i w związku z tym będzie miała znaczne oddziaływanie na sytuację ekonomiczną regionu. Bazując na danych zawarty w raporcie Economic Benefits of the Duke Power-Operated Nuclear Power

⁸⁴ R. L. Long: „Education & Training for the NPP Workforce”, Międzynarodowa Konferencja Elektrownie Jądrowe dla Polski, Warszawa, 1-2 czerwca 2006 r.

Plants. An Economic Impact Study by the Nuclear Energy Institute Duke Power⁸⁵ i analizach przeprowadzonych w Raplocie EY Identyfikacja korzyści wynikających z realizacji programu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce⁸⁶, można założyć, że spodziewany poziom zatrudnienia będzie generował dochód dla pracowników na poziomie 3 mld PLN. Natomiast łączna wartość wytworzonych produktów i usług będzie wynosić ok. 10 mld PLN. Wydaje się, że ten poziom oddziaływania może wywołać wzrost PKB Polski nawet o kilka punktów procentowych.

Ponadto, elektrownia jądrowa to również istotny podatnik, płaćący zarówno podatki lokalne jak i narodowe. Analizując jedynie podatek od nieruchomości wpływający do budżetu gminy gospodarza oraz gmin ościennych, jest to kwota rzędu 340 mln PLN rocznie⁸⁷. Kwota ta będzie dzielona pomiędzy gminę gospodarza (50%) oraz gminy ościennie (do podziału pozostałe 50%). Wstępne szacunki wskazują, że takie dochody pozwolą tym gminom na uplasowanie się w czołówce najbogatszych gmin w Polsce, obok gmin, które na swoim terenie mają kopalnie węgla brunatnego w Bełchatowie czy kopalnie miedzi eksploatowane przez KGHM.

Należy również pamiętać, że powyższe korzyści rozłożone są w bardzo długim przedziale czasowym. Po kilkuletniej budowie elektrowni jej eksploatacja trwa planowo około 60 lat. W związku z tym korzyści te będą dostępne przez bardzo wiele lat i wiele pokoleń.

Energetyka jądrowa jako stymulator rozwoju sektorów B+R oraz szkolnictwa wyższego

Poza mierzalnymi i kwantyfikowalnymi efektami wdrożenia energetyki jądrowej, można wyróżnić również takie skutki, które są znacznie trudniejsze do analizy ilościowej. W ich przypadku można ograniczyć się jedynie do analizy jakościowej, pokazującej główne zależności i ich kierunki. Jednym z takich oddziaływań jest wpływ wdrożenia energetyki jądrowej na rozwój sektorów badań i rozwoju (B+R) oraz szkolnictwa wyższego.

Technologie jądrowe, mimo, że opracowane już ponad 50 lat temu, są wciąż rozwijane i ulepszone. Niezależnie od jej 50-letniej historii, branża ta jest nadal uważana za sektor wysokich technologii charakteryzujący się dużą innowacyjnością. Rozwój takiego sektora w Polsce może następować jedynie wraz z odpowiednim rozwojem zaplecza naukowo-badawczego, którego zadaniem będzie wspieranie podmiotów gospodarczych w ich działalności w sektorze jądrowym.

Należy podkreślić, że w Polsce istnieje wiele instytucji naukowo-badawczych, które prowadzą prace związane z energetyką jądrową. Funkcjonuje też z powodzeniem reaktor badawczy Maria, o którego znaczeniu niech świadczy fakt, jak bardzo obłożony jest jego grafik pracy. Zatem podstawy do rozwoju sektora B+R energetyki jądrowej w Polsce już istnieją. Są również wykształceni specjaliści, którzy są w stanie aktywnie uczestniczyć w tym projekcie. Jego realizacja stanowiłaby dla nich jednak dużą szansę na rozwój swojej działalności oraz na praktyczne zastosowanie jej owoców.

Ponadto, poza wysokospecjalistycznym sektorem badań i rozwoju technologii jądrowych, konieczne będzie w Polsce wdrożenie szeregu technologii i rozwiązań technicznych i organizacyjnych, które dotychczas nie były stosowane. Są one głównie wymagane z uwagi na konieczność osiągnięcia bardzo wysokiej jakości produktów oraz uzyskania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa. W związku z tym, nastąpi transfer technologii do polskich podmiotów które będą realizowały prace na projekcie. W efekcie doprowadzi to do ogólnego podniesienia poziomu technicznego i technologicznego polskich przedsiębiorstw, co podniesie ich konkurencyjność na rynkach międzynarodowych i stworzy dodatkowe szanse rozwoju.

⁸⁵ „Economic Benefits of the Duke Power-Operated Nuclear Power Plants. An Economic Impact Study by the Nuclear Energy Institute Duke Power”, grudzień 2004, http://www.nei.org/filefolder/economic_benefits_dukepower.pdf. Szacunki zakładają moc elektrowni około 6 GW.

⁸⁶ Raport EY dla Ministerstwa Gospodarki opublikowany w 2011 roku

⁸⁷ Szacunek oparty na założeniu: moc 3 GW, koszt budowy 3 mln EUR/MW. Podatek od nieruchomości 2 % od połowy wartości inwestycji (założono, że taka będzie wartość nieruchomości podlegająca opodatkowaniu, nieuwzględniająca wartości maszyn i urządzeń). Uzyskana wartość podatku od nieruchomości dla gminy gospodarza to 171 mln PLN.

Wnioski

- ▶ Rozwój energetyki jądrowej poprzez realizację programu Polskiej Energetyki Jądrowej może stanowić koło zamachowe dla Polskiej gospodarki zarówno w wymiarze ogólnokrajowym jak i regionalnym.
 - ▶ Budowa jednego bloku może wygenerować ponad 4000 miejsc pracy o zróżnicowanym poziomie wymaganego wykształcenia i doświadczenia. Z uwagi na budowę przynajmniej dwóch bloków ta liczba miejsc pracy może zostać utrzymana w ramach gospodarki przez ponad 10 lat.
 - ▶ Eksploatacja elektrowni jądrowej to około 2000 miejsc pracy (przy założeniu dwu blokowej elektrowni) przez blisko 100 lat.
 - ▶ Rozwój sektora jądrowego wymaga rozwoju obszaru badań i rozwoju oraz szkolnictwa wyższego w Polsce dla sprostania wymaganiom energetyki jądrowej.
-

7.2 Energetyka jądrowa a pozycja sektora węglowego w Polsce

Analizując kwestie budowy sektora energetyki jądrowej w Polsce i wejścia energii jądrowej do struktury wytwarzania energii elektrycznej nasuwa się logiczne pytanie o wpływ takiej zmiany na dominujący w miksie elektroenergetycznym sektor węglowy. Na podstawie przedstawionych w raporcie danych można zauważyć, że niezależnie od rozwoju energetyki jądrowej sektor węglowy stoi przed poważnymi wyzwaniami w kontekście produkcji energii elektrycznej.

7.2.1 Wyzwania sektora węgla kamiennego

Podstawowym wyzwaniem jest kwestia emisji GHG. Węgiel kamienny charakteryzuje się stosunkowo wysoką emisyjnością, co w efekcie utrudnia jego rozwój przy bieżącej polityce klimatycznej Unii Europejskiej. Budowa nowych bloków obarczona jest wysokim ryzykiem związanym z ceną oraz dostępnością uprawnień do emisji CO₂. Rozwiązaniem tego problemu wydawała się technologia wychwytywania i składowania CO₂ (CCS). Jednak jej rozwój nie następuje tak szybko, jak zakładano i dziś bardzo wątpliwe jest, kiedy i za jaką cenę będzie możliwe jej wykorzystanie. Zatem dla sprostania celom klimatycznym uzgodnionym w ramach Unii Europejskiej konieczne jest ograniczenie udziału węgla w polskim miksie elektroenergetycznym na rzecz paliw i technologii o niższej emisyjności.

Istotnym problemem sektora węglowego jest również konieczność wyłączenia szeregu bloków opalanych tym paliwem z uwagi na ich zaawansowany wiek, stan techniczny oraz brak możliwości spełniania wyśrubowanych norm emisji. W efekcie można by się spodziewać spadku zapotrzebowania na węgiel kamienny, a co za tym idzie koniecznością ograniczenia jego wydobycia.

Z drugiej strony planowane i realizowane inwestycje w nowe moce wytwórcze nie gwarantują zachowania dominującej pozycji w miksie elektroenergetycznym Polski. Brak zastąpienia istniejących jednostek przez nowe będzie również ograniczał zapotrzebowanie na węgiel.

Jednak poza problemami związanymi z energetyką, sektor węglowy boryka się również z innymi problemami, wewnętrznymi dla branży. Spadek zapotrzebowania na węgiel na rynkach międzynarodowych, wysokie koszty wydobycia i koszty pracy, a także rosnąca konkurencja tańszego węgla z importu stawiają polski sektor węglowy w trudnej sytuacji.

W świetle przeprowadzonych analiz wydaje się, że mimo przewidywanego spadku udziału węgla w miksie elektroenergetycznym Polski, spadek mocy zainstalowanej w węglu a co za tym idzie zapotrzebowanie na węgiel nie spadnie w sposób aż tak znaczący. Co najważniejsze, nie będzie

on wynikał z wprowadzenia do miksu elektroenergetycznego energetyki jądrowej, ale z konieczności redukcji emisji CO₂ oraz z wyłączeń przestarzałych bloków węglowych. Kluczową sprawą dla sektora wydobywania węgla, której rozwiązanie jest poza zakresem tego raportu, jest kwestia obrony pozycji polskiego węgla na rynku krajowym. Kluczowe jest, aby branża wspólnie z władzami wypracowała rozwiązania, które zagwarantują opłacalność wydobywania węgla kamiennego w Polsce i pozwolą na ograniczenie importu. Te działania są istotne zarówno z punktu widzenia sektora wydobywania węgla, jak również stanowią jeden z kluczowych elementów budowy bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju i jego niezależności energetycznej.

7.2.2 Koegzystencja węgla i atomu

Uzupełnienie obecnej struktury wytwarzania polskiej elektroenergetyki o energię z elektrowni jądrowej nie tylko nie powinno zaszkodzić pozycji sektora węglowego w Polsce, ale może wręcz być dla niego w niektórych aspektach korzystniejsze niż inne rozwiązania. W szczególności, jeżeli przyjmiemy założenie, że ograniczenie udziału węgla w strukturze produkcji energii elektrycznej jest konieczne.

Jak wspomniano już wcześniej, elektrownie opalane węglem mają najwyższe wskaźniki emisji CO₂. Wprowadzenie do systemu kolejnych mocy opalanych węglem powiększyłoby jeszcze łączną emisję CO₂, co w efekcie nadal stawiałoby Polskę oraz cały sektor wytwarzania energii elektrycznej przed problemem nadmiernej emisji gazów cieplarnianych. Wzrost wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa może rozwiązać problem tylko częściowo. Elektrownie gazowe charakteryzują się niższą emisyjnością CO₂, jednak nadal potrzebują uprawnień do emisji, o które będzie konkurowała z nimi energetyka węglowa. Również wykorzystanie OZE, mimo teoretycznie zerowej emisji CO₂ wiąże się z pewną emisją gazów cieplarnianych wynikającą z konieczności istnienia i funkcjonowania konwencjonalnych źródeł rezerwowanych niezbędnych do zapewnienia ciągłości produkcji w przypadku niekorzystnych warunków pogodowych.

W przeciwieństwie do elektrowni gazowych i węglowych, elektrownie jądrowe nie emitują w trakcie produkcji energii elektrycznej gazów cieplarnianych i w związku z tym nie są objęte Europejskim Systemem Handlu Emisjami (EU ETS). Nie potrzebują więc pozyskiwać uprawnień do emisji CO₂. W związku z tym, nie będą stanowiły dla sektora węglowego konkurencji w tym zakresie.

Poza kwestią emisji CO₂ należy również zwrócić uwagę na zróżnicowanie kosztów zakupu węgla w Polsce. Z uwagi na koszty transportu oraz lokalizacji złóż węgla w południowej i południowo-wschodniej Polsce, można na mapie wyznaczyć linię biegnącą ze wschodu na zachód, która obrazuje, jak daleko na północ można transportować polski węgiel, aby był on nadal konkurencyjny wobec węgla importowanego głównie drogą morską. Na rysunku przedstawiono przybliżony przebieg tej linii.

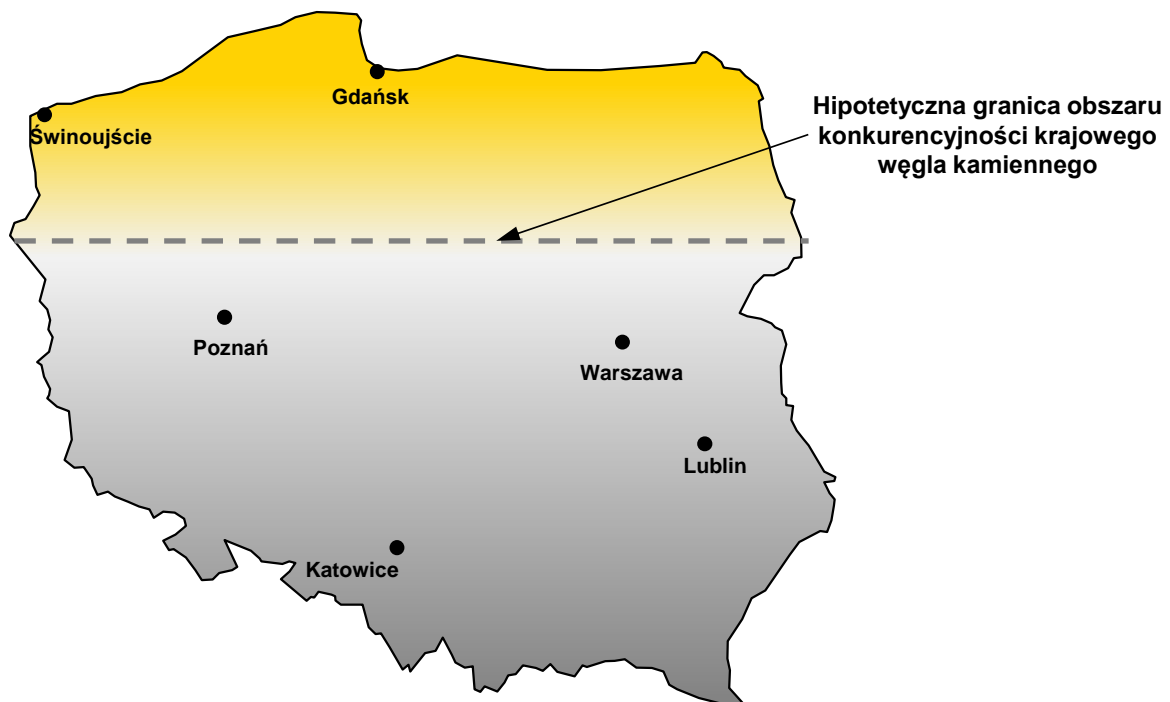
Poniższy rysunek jasno pokazuje, że konkurencyjność polskiego węgla na północy kraju jest ograniczona. Wydaje się zatem rozsądne, aby na południu i w centrum, gdzie koszty transportu węgla są niewielkie, dalej rozwijana była energetyka węglowa. Energetyka jądrowa mogłaby się w takiej sytuacji rozwijać się na północy, gdzie polski węgiel jest bardziej kosztowny z uwagi na koszty transportu. Takie rozwiązanie byłoby znacznie korzystniejsze dla bezpieczeństwa energetycznego kraju z uwagi na wykorzystanie dwóch źródeł energii: rodzimego węgla oraz elektrowni jądrowych. Takie rozwiązanie pozwala na powstanie nowej gałęzi gospodarki (energetyki jądrowej) i realizację związanych z tym korzyści przy jednoczesnym dalszym rozwoju sektora węglowego. Pozwoliłoby to na zachowanie miejsc pracy nie tylko bezpośrednio w górnictwie i energetyce węglowej, ale także w sektorach powiązanych, takich jak np. badania i rozwój.

Ponadto, dysponowanie przez Polskę dwoma źródłami energii cechujących się pozytywnym wpływem na niezależność energetyczną kraju, a także dużą dyspozycyjnością, tworzy sytuację, w której w zależności od uwarunkowań gospodarczych oraz politycznych Polska będzie miała

możliwość bardziej elastycznego kreowania swojej polityki energetycznej. Ta zaleta może być istotna w perspektywie nadal rosnącego znaczenia surowców energetycznych w polityce międzynarodowej.

Z punktu widzenia technicznego należy również zwrócić uwagę na duże podobieństwo konwencjonalnej części elektrowni jądrowej oraz układu ciepłego elektrowni opalanej węglem kamiennych. Rodzi to możliwość uzyskania synergii pomiędzy energetyką węglową a jądrową i możliwość szerszego zaangażowania polskiego przemysłu oraz sektora badań i rozwoju. Posiadana wiedza i doświadczenie mogą być wykorzystane przy realizacji projektu budowy elektrowni jądrowej.

Rysunek 7.4. Hipotetyczna granica obszaru konkurencyjności krajowego węgla kamiennego



Źródło: Opracowanie własne EY

Wnioski:

- ▶ Potrzeba ograniczenia produkcji energii elektrycznej z węgla wynika z uwarunkowań polityki klimatycznej, głównie w zakresie redukcji emisji GHG. Energetyka jądrowa nie będzie stanowić źródła emisji CO₂ i w związku z tym nie będzie konkurentem energetyki węglowej na rynku uprawnień do emisji.
- ▶ Konieczność wyłączenia części jednostek produkcyjnych opalanych węglem przy braku zastępowalności przez nowe bloki spowoduje spadek mocy i produkcji energii z węgla.
- ▶ Kluczowe problemy sektora węglowego leżą dziś w samym sektorze: spadek zapotrzebowania na rynkach międzynarodowych, wysokie koszty wydobycia i koszty pracy, rosnąca konkurencja importu.
- ▶ Mimo znacznego spadku udziału węgla w produkcji energii elektrycznej bezwzględna wartość produkcji spadnie nieznacznie.
- ▶ Ze względu na bezpieczeństwo energetyczne Polski, energetyka jądrowa powinna być rozwijana na północy i w centrum kraju, gdzie koszty transportu polskiego węgla są zbyt

wysokie, a energetyka węglowa na południu, gdzie koszty transportu węgla nie mają tak istotnego znaczenia dla ceny tego surowca.

- ▶ Wskazano jest równoległy rozwój energetyki węglowej i jądrowej dla wygenerowania największych korzyści ekonomicznych i politycznych.
- ▶ Występowanie pewnych technicznych podobieństw stwarza możliwość synergii pomiędzy energetyką węglową i jądrową oraz możliwość większego zaangażowania polskiego przemysłu a także sektora badań i rozwoju.

7.3 Wpływ wdrożenia energetyki jądrowej na pozycję polityczną Polski

Wdrożenie nowego sektora gospodarki, jakim jest energetyka jądrowa to nie tylko kwestia korzyści gospodarczych. Należy również wspomnieć o korzyściach politycznych, które są równie ważne i istotne.

Główne korzyści polityczne zostały ujęte już w zakresie poprawy bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako niezależności Polski od dostaw paliw pierwotnych z rynków międzynarodowych. Niewątpliwie dzięki znikomemu udziałowi ceny paliwa w kosztach produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej oraz możliwości jego magazynowania na znaczny okres czasu, obecność energetyki jądrowej bardzo poprawia poziom bezpieczeństwa energetycznego.

Ponadto, w odróżnieniu od elektrowni zasilanych gazem, siłownie jądrowe charakteryzują się zerową emisją CO₂. Zmniejszenie emisji GHG przez krajowy sektor elektroenergetyczny w wyniku wdrożenia energetyki jądrowej zmniejszy wpływ kosztów pozyskania uprawnień do emisji na ceny energii elektrycznej w Polsce. W efekcie doprowadzi to również do uelastycznienia stanowiska Polski na arenie międzynarodowej w kwestii emisji GHG.

Rysunek 7.5. Liczba dodatkowych miejsca pracy wynikająca z eksploatacji jednego bloku jądrowego



Źródło: Raport EY dla Ministerstwa Gospodarki, Identyfikacja korzyści wynikających z realizacji programu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, 2011

Należy również pamiętać, że energetyka jądrowa to sektor wyjątkowo wymagający. Konieczne jest wdrożenie odpowiednich norm i procedur zapewnienia jakości i niezawodności. W efekcie prowadzi to do podniesienia ogólnego poziomu technicznego rodzimego przemysłu. Taka sytuacja kreuje też konkretny wizerunek kraju, jako zdolnego do sprostania najbardziej wymagającym i złożonym przedsięwzięciom przy zachowaniu wymaganych standardów i norm.

Niewątpliwie sam wybór technologii i kontraktowanie wykonawstwa będzie procesem możliwym do wykorzystania z punktu widzenia interesu międzynarodowego Polski. Wybór dostawcy wiąże się z nawiązaniem długoletniej i szerokiej współpracy pomiędzy krajem dostawcy a Polską. Współpraca ta odpowiednio skonstruowana i wykorzystana może przynosić wymierne korzyści zarówno polityczne jak i gospodarcze. Również wybór głównych wykonawców poszczególnych prac (przy założeniu, że trudno będzie zatrudnić krajowych dostawców jako głównych wykonawców) może zostać wykorzystany jako element polityki zagranicznej. Może on zostać wykorzystany do uzyskania innych korzyści często niezwiązanych wprost z energetyką jądrową, ale istotnych dla interesu Państwa.

Wnioski

- ▶ Wdrożenie programu Polskiej Energetyki Jądrowej oraz budowa elektrowni niosą ze sobą ogromny potencjał oddziaływania w ramach polityki międzynarodowej Polski.
 - ▶ Realizacja programu Polskiej Energetyki Jądrowej będzie sprzyjać budowie wizerunku Polski jako kraju nowoczesnego i zdolnego sprostać najbardziej wymagającym przedsięwzięciom.
 - ▶ Zmniejszenie zależności Polski od cen uprawnień do emisji CO₂ poprzez budowę elektrowni jądrowej pozwoli na bardziej elastyczne stanowisko Polski w kwestii polityki klimatycznej.
-

8 Ograniczenie zakresu prac

8.1 Niezależność

Ani EY, ani partnerzy ani inne osoby pracujące nad tym Raportem nie są w jakikolwiek sposób powiązane z Grupą EDF Electricite de France i w związku z tym mają pełną zdolność świadczenia niezależnych usług doradczych.

8.2 Należyta staranność

Niniejszy Raport został przygotowany przez EY z należyłą starannością. Jednakże Ernst & Young, jego partnerzy lub osoby pracujące nad tym Raportem nie ponoszą odpowiedzialności za ewentualne błędy i pominięcia w związku z opracowaniem niniejszego Raportu (wyłączając odpowiedzialność za szkodę wyrządzoną umyślnie, jak również na skutek swego istotnego niedbalstwa).

8.3 Weryfikacja informacji

Zakres pracy nie obejmował procedur, które są przewidziane przez prawo oraz normy wykonywania zawodu biegłego rewidenta podczas przeprowadzania przeglądu lub badania sprawozdania finansowego spółki w rozumieniu Ustawy o rachunkowości z dnia 29 września 1994 roku, w celu wydania opinii o jego prawidłowości i rzetelności. W związku z tym EY nie wydaje takiej opinii na temat informacji otrzymanych od Spółek wykorzystanych dla potrzeb wykonania uzgodnionych procedur.

8.4 Wystarczalność procedur

Ernst & Young nie ponosi odpowiedzialności z tytułu braku wystarczalności zastosowanych procedur dla celu, dla którego powstał niniejszy Raport lub dla jakichkolwiek innych celów. Ocena wystarczalności zastosowanych procedur leży po stronie użytkowników Raportu. Uzgodnione procedury nie zastępują innych prac i czynności, które użytkownicy Raportu powinni wykonać stosownie według swego uznania i potrzeb.

8.5 Wykorzystanie Raportu

Raport został przygotowany przy założeniu, że będzie wykorzystywany przez osoby kompetentne merytorycznie oraz wyłącznie dla celów w nim określonych. Niniejszy Raport powinien być czytany i analizowany w całości z uwagi na fakt, iż wnioski formułowane na podstawie oderwanych części mogą być niewłaściwe. W szczególności zaprezentowane w niniejszym materiale scenariusze nie stanowią prognoz zapotrzebowania ani prognoz docelowej rekomendowanej struktury paliwowej dla KSE. Celem niniejszego opracowanie jest wskazanie możliwych wybranych wariantów oraz ich ocena z punktu widzenia zadanych kryteriów celem wyciągnięcia wstępnych wniosków do dalszych analiz. Ocena poszczególnych zidentyfikowanych scenariuszy struktury paliwowej ma charakter wstępnego oszacowania i powinna być pogłębiona poprzez dokonanie szczegółowych ocen korzyści i ryzyk obejmujących przede wszystkim szczegółowe analizy opłacalności.

Pracownicy Ernst & Young są dostępni w celu wyjaśnienia wszelkich aspektów zwartych w tym Raporcie. Zakłada się, że w przypadku wystąpienia jakichkolwiek pytań jego użytkownicy zwrócą się do Ernst & Young, aby takie wyjaśnienia otrzymać.

8.6 Udostępnianie i rozpowszechnianie Raportu

Raport został przygotowany wyłącznie w celu w nim określonym, do wiadomości Zarządu, organów nadzorczych i właścicieli Grupą EDF Electricite de France. Raport nie może być wykorzystany w jakimkolwiek innym celu bądź udostępniony jakiejkolwiek innej stronie bez uprzedniej pisemnej zgody Ernst & Young wraz z zastrzeżeniem, że Raport będzie wykorzystany tylko w całości.

O firmie EY

EY jest światowym liderem rynku usług profesjonalnych obejmujących usługi audytorskie, doradztwo podatkowe, doradztwo biznesowe i doradztwo transakcyjne. Nasza wiedza oraz świadczone przez nas najwyższej jakości usługi przyczyniają się do budowy zaufania na rynkach kapitałowych i w gospodarkach całego świata. W szeregach EY rozwijają się utalentowani liderzy zarządzający zgranymi zespołami, których celem jest spełnianie obietnic składanych przez markę EY. W ten sposób przyczyniamy się do budowy sprawniej funkcjonującego świata. Robimy to dla naszych klientów, społeczności, w których żyjemy i dla nas samych.

Nazwa EY odnosi się do firm członkowskich Ernst & Young Global Limited, z których każda stanowi osobny podmiot prawny. Ernst & Young Global Limited, brytyjska spółka z odpowiedzialnością ograniczoną do wysokości gwarancji (company limited by guarantee) nie świadczy usług na rzecz klientów.

Aby uzyskać więcej informacji, wejdź na www.ey.com/pl

EY, Rondo ONZ 1, 00-124 Warszawa

© 2014 EYGM Limited. Wszelkie prawa zastrzeżone.