

LITERATURA

- [1] Trzeszczyński J.: Nowe – stare problemy diagnostyczne długoeksploatowanych urządzeń energetycznych, *Pro Novum Sp. z o. o.*, VII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe, Ustroń, październik 2005
- [2] Gawron P., Murzynowski W.: *LM System Pro* – systemowe podejście do wiedzy płynącej z diagnostyki eksploatacyjnej i remontowej, *Pro Novum Sp. z o. o.*, XIII Konferencja Naukowo-Techniczna „Udział chemii energetycznej we wzroście efektywności urządzeń”, Szczyrk, maj 2010

- [3] Murzynowski W., Grzesiczek E.: Wpływ geometrii i modeli obliczeniowych MES na rezultaty analizy stanu naprężeń w obrzeżach tarcz wirnikowych, *Pro Novum Sp. z o. o.*, VIII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe, Ustroń, październik 2006
- [4] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 03.2434/2010, niepublikowane
- [5] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 43.2475/2010, niepublikowane



Krzysztof Badyda, Janusz Lewandowski
Politechnika Warszawska

Perspektywy eksploatacji zasobów polskiej energetyki w uwarunkowaniach emisyjnych wynikających z regulacji unijnych

Prospective utilization of the polish power industry resources in the light of the eu emission regulations

Z zobowiązań międzynarodowych Polski wynikają ograniczenia w zakresie emisji substancji szkodliwych do atmosfery. Obecne standardy emisji SO₂, NO_x i pyłu są rezultatem wymagań sformułowanych w rozporządzeniu Ministra Środowiska uwzględniającym Dyrektywę LCP [1] oraz zapisy Traktatu o Przystąpieniu Polski do UE (ToP). Dodatkowo w Traktacie określone zostały pułapy krajowe emisji tych substancji ze źródeł podlegających Dyrektywie LCP.

Ograniczenia w zakresie emisji CO₂ są wynikiem działania protokołu z Kioto oraz europejskiego systemu handlu emisjami gazów cieplarnianych. W wyniku nowych regulacji, w tym tzw. pakietu energetyczno-klimatycznego, należy się liczyć z głębokim zaostreniem wymogów ekologicznych. Z zobowiązań podjętych przez Polskę wobec Unii Europejskiej wynika, że produkcja energii elektrycznej w roku 2010 w 7,5% pochodzić będzie ze źródeł odnawialnych. W projekcie pakietu klimatycznego ze stycznia 2007 zaproponowano, by w roku 2020 w Polsce 15% energii pierwotnej w ostatecznym zużyciu pochodziło ze źródeł odnawialnych (średnio w Unii 20%). Oba cele są przedmiotem wątpliwości, czy są realne i jakim kosztem zostałyby ewentualnie zrealizowane.

W skład wspomnianego pakietu wchodzi jako najważniejsze składniki:

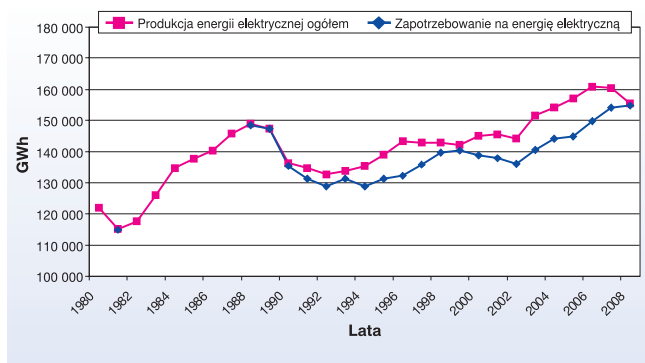
- dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych [8],
- dyrektywa regulująca nowe zasady działania wspólnotowego systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych [9],
- dyrektywa w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla [10],
- decyzja zmierzająca do ograniczenia emisji gazów ze źródeł nie objętych systemem handlu emisjami [11].

Zakończone zostały prace nad nową dyrektywą o emisjach przemysłowych [2], która ma zastąpić Dyrektywę IPPC, a proponowane zapisy praktycznie wykluczają spalanie węgla w kotłach, które nie są wyposażone w instalacje odsiarczania, odazotowania i głębokiego odpylania spalin. Ich proponowane wprowadzenie już w 2016 roku stwarza perspektywę, w której w ciągu 8 lat głębokiej modernizacji lub wymianie będzie podlegał praktycznie każdy kocioł, w którym spalany jest węgiel.

W Polityce energetycznej państwa [3] zakłada się „wykorzystanie węgla jako głównego paliwa dla elektroenergetyki w celu zagwarantowania odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju”. Kluczowym pytaniem pozostaje, czy jest to realne przy obecnych uwarunkowaniach związanych przede wszystkim z polityką energetyczną Unii Europejskiej, w której priorytetem jest znaczące ograniczenie emisji dwutlenku węgla. Poniżej przedstawiono wyniki wybranych analiz opartych na pracach prowadzonych z udziałem autorów, na przykład [3, 4].

Zapotrzebowanie i produkcja energii

W latach 1989 – 1992 następował spadek produkcji i zapotrzebowania energii elektrycznej w Polsce. Od roku 2003 widoczny był wzrost zarówno produkcji, jak i zapotrzebowania, przy eksporcie na poziomie 10 – 11 TWh. Wzrost zapotrzebowania krajowego w tym ostatnim okresie, z wyjątkiem roku 2005, wyniósł około 3% rocznie. W roku 2007 produkcja utrzymała się na poziomie roku 2006, jednak eksport zmalał do poziomu 5 TWh. W roku 2008 produkcja została obniżona przy nieznacznym wzroście zapotrzebowania krajowego i praktycznej eliminacji eksportu (rys. 1).



Rys. 1. Wartość produkcji i zapotrzebowania energii elektrycznej w Polsce w latach 1980 – 2008 (według danych ARE)

Prognozowany jeszcze pod koniec roku 2007 na potrzeby Polityki Energetycznej Polski wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną do 2030 r. oceniano na 32%, przy praktycznie stałym poziomie zużycia paliw węglowych. Skorygowana w [3] prognoza, przygotowana w lutym 2009 roku, sporządzona została przy założeniu wzrostu tego zapotrzebowania już tylko na poziomie 21%, przy zauważalnym spadku zużycia węgla kamiennego (o około 24%) oraz brunatnego (o około 16%).

Spadek udziału paliw węglowych w generacji energii elektrycznej ma tu nastąpić dzięki wzrostowi wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, w pewnym stopniu gazu ziemnego, a po roku 2020 pojawienia się w systemie elektrowni jądrowych (tab.1). Podstawę przyrostu produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem źródeł odnawialnych mają stanowić: wykorzystanie biomasy (ponad 6-krotny wzrost w roku 2030 w porównaniu z rokiem 2006), energii wiatrowej (wzrost 70-krotny) oraz biogazu (wzrost 33-krotny).

Tabela 1

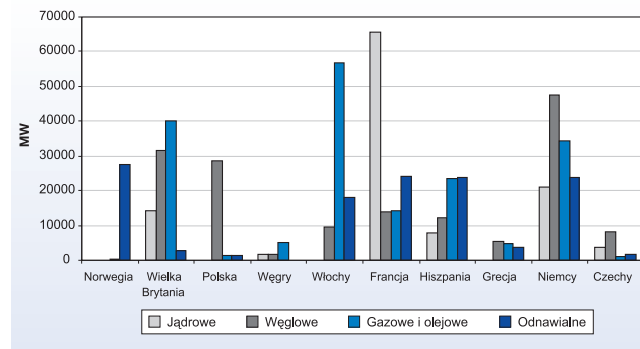
Prognozowana według [3] struktura procentowa udziału paliw w produkcji energii elektrycznej netto na tle stanu wyjściowego w roku 2006

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	58,31	52,95	44,90	40,17	32,37	35,58
Węgiel brunatny	33,79	34,70	36,47	25,62	26,83	20,96
Gaz ziemny	3,12	3,42	3,57	5,38	6,32	6,64
Produkty naftowe	1,08	1,48	1,78	1,79	1,61	1,49
Paliwo jądrowe	0,00	0,00	0,00	6,73	11,70	15,66
Energia odnawialna	2,64	6,21	12,13	19,28	20,23	18,83
Wodne pompowe	0,66	0,78	0,71	0,64	0,55	0,50
Odpady	0,41	0,47	0,43	0,38	0,39	0,35

Następujący w ostatnich latach spadek zapotrzebowania na ciepło został w znaczącej mierze wyhamowany i można założyć, że w kolejnych latach będzie się ono utrzymywało na stałym poziomie. Konieczne jest natomiast podjęcie działań, które by doprowadziły do znaczącego wzrostu skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Rozwój niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii oraz źródeł skojarzonych jest jednym z priorytetów Polityki energetycznej Polski.

Należy podkreślić, że struktura mocy zainstalowanej, a w konsekwencji również produkcji energii elektrycznej w polskiej

energetyce bardzo mocno odbiega od typowej dla pozostałych krajów Unii Europejskiej. Monokultura węglowa w Polsce nie ma w zasadzie odpowiednika w innym kraju unijnym (rys. 2). Poza Unią Europejską około 92% energii z węgla (kamiennego) pozyskuje się jeszcze w Republice Południowej Afryki. Udział energetyki węglowej na poziomie 75% pozyskiwanej energii elektrycznej ma miejsce w Australii oraz Izraelu.



Rys. 2. Struktura mocy zainstalowanej w Polsce oraz w wybranych krajach Unii Europejskiej

Struktura wiekowa podstawowego majątku produkcyjnego energetyki zawodowej przedstawiona została przez autorów w [6]. Średnia wieku krajowych bloków nie odbiega w istotnym stopniu od europejskiej, jednak około 60% mocy skumulowanej bloków energetycznych w Polsce przekroczyło 30-letni okres eksploatacji. W przypadku elektrowni węglowych średnia wieku dla Europy jest porównywalna. Planowane do wprowadzenia ograniczenia emisyjne przewidziane w [2] oparto na zaleceniach [5]. Należy podkreślić szczególnie restrykcyjny charakter wymogów BAT dla technologii węglowych. Propozycje (szersze ich omówienie przedstawiono w [6]) idą tu w kierunku znaczącego zaostrzenia standardów emisyjnych w porównaniu z wcześniejszymi regulacjami. Będzie to oznaczać, szczególnie w przypadku starszych bloków, konieczność trudnych decyzji o podjęciu inwestycji w kolejne instalacje ochrony powietrza, bądź ich wymianie.

Zmiany w zakresie ograniczeń emisyjnych SO₂, NO_x oraz pyłu

Ograniczenia emisji tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłu są rezultatem przyjętych przez Polskę, wspomnianych we wstępie, zobowiązań międzynarodowych. Wynikają z nich przyjmowane w prawie krajowym standardy emisyjne dla źródeł oraz krajowe pułapy dla poszczególnych zanieczyszczeń. Wyniki sporządzonej w [3] prognozy emisji do atmosfery substancji szkodliwych, dla których głównym źródłem są instalacje energetyczne zestawiono w tabeli 2. Prognoza ta nie uwzględnia jednak zapisów Dyrektywy o Emisjach Przemysłowych [2].

W następnej dekadzie przewiduje się duży spadek emisji SO₂ – ponad 50% w stosunku do roku 2006. Przy przyjętych założeniach krajowa emisja zmniejszy się tu z poziomu 1216 tys. ton w roku 2006 do ok. 480 tys. ton w roku 2020 i 450 tys. ton w roku 2030. Pułap emisji wynikający z II Protokołu Siarkowego (obniżenie krajowej emisji tlenków siarki poniżej 1398 kt do roku 2010) uznaje się za łatwo osiągalny. Przyjęty w wyniku negocjacji nad ToP pułap emisji SO₂ dla dużych obiektów energetycznego spalania paliw (LCP)

zgodnie z Dyrektywą 2001/80/WE (doprowadzenie emisji dwutlenku siarki poniżej 454 tys. ton w roku 2008, 426 tys. ton w roku 2010 i 358 tys. ton w roku 2012) w 2008 r. został przekroczony.

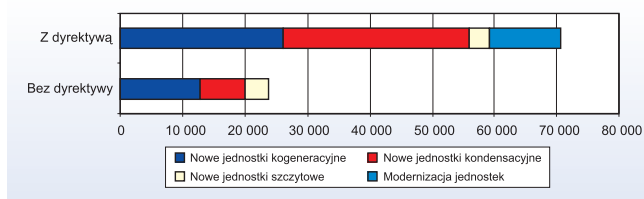
Pułap emisji tlenków azotu wynikający z II Protokołu Azotowego (obniżenie krajowej emisji poniżej 880 tys. ton do roku 2010) według założeń przyjętych w [3] powinien zostać osiągnięty. Utrzymanie emisji NO_x w granicach pułapów określonych w Traktacie Akcesyjnym dla źródeł LCP (254 tys. ton w roku 2008, 251 tys. ton w roku 2010 oraz 239 tys. ton w roku 2012) może okazać się trudniejsze do osiągnięcia, choć w roku 2008 emisja była niższa od pułapu. W latach 2010-2012 osiągnięcie wymaganych pułapów może zostać uzyskane jako następstwo obniżonego zapotrzebowania na energię w wyniku spowolnienia gospodarczego. Emisja pyłów powinna ulegać systematycznemu obniżaniu. Czynniki wpływające pozytywnie na redukcję emisji tlenków siarki sprzyjają również obniżaniu emisji pyłów.

Tabela 2

Prognozowana według [3] emisja roczna tlenków siarki, tlenków azotu, pyłu oraz dwutlenku węgla w okresie do 2030 roku (tys. ton)
– nie uwzględniono nowej dyrektywy (proponycja [2])

Rok	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Emisja krajowa						
SO ₂	1216,4	733,1	588,6	477,8	451,3	447,5
NO _x	857,4	786,7	725,6	651,6	636,5	628,6
Pył	279,5	246,1	218,2	196,7	187,7	182,8
CO ₂	331 900	299 100	295 700	280 300	294 700	303 900
Emisja z instalacji energetycznych						
SO ₂	866,2	460,4	357,4	268,2	252,4	253,2
NO _x	316,8	266,8	240,9	197,6	203,5	203
Pył	56,7	46,7	39,8	35	31,5	29,7
CO ₂	188 500	170 300	167 700	148 700	154 100	157 200
Emisja z instalacji energetyki zawodowej						
SO ₂	717	337,7	267,9	193,4	182	180,7
NO _x	252,7	207,1	176,9	124,8	121,5	117,2
Pył	56,7	46,7	39,8	35	31,5	29,7
CO ₂	151 000	131 700	130 100	110 600	114 200	115 700

Prognozy wykonane dla potrzeb Polityki energetycznej Polski [3] nie uwzględniały uwarunkowań wynikających z przyjętej przez UE Dyrektywie o Emisjach Przemysłowych. Dyrektywa zacznie obowiązywać od 2016 roku, a przyjęte w niej zapisy wykluczają w źródłach o mocy większej od 50 MW w paliwie i sumowanej w kominie spalanie węgla bez instalacji głębokiego odsiarczania, odazotowania i odpylania. Powoduje to konieczność budowy we wszystkich węglowych ciepłowniach, elektrociepłowniach i elektrowniach instalacji mokrego odsiarczania, wtórnego odazotowania oraz filtrów workowych lub elektrofiltrów o wysokiej sprawności. Ponieważ budowanie takich instalacji w wyeksploatowanych układach wytwarzania będzie nieoptyczne, wdrożenie dyrektywy wymusi przyspieszone trwałe odstawianie instalacji. Oceniono koszty, jakie trzeba ponieść do 2016 na odnowienie mocy w przypadku zużycia naturalnego i przyspieszonego w wyniku wdrożenia dyrektywy instalacji. Porównanie tych wielkości przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Nakłady inwestycyjne konieczne na odnowienia mocy w krajowej energetyce oraz ich wzrost z tytułu wdrożenia Dyrektywy o Emisjach Przemysłowych

Podstawowe założenia i skutki pakietu energetyczno-klimatycznego

Szczególnie radykalnymi zmianami w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji Gazów Ciepłarnianych (EU ETS – Dyrektywa [9]) są: likwidacja krajowych planów rozdziału uprawnień oraz wprowadzenie jednego (wspólnotowego) pułapu emisyjnego obejmującego wszystkie państwa członkowskie. W kolejnych latach będzie on obniżany liniowo (corocznie o 1,74%) poczynając od roku 2013, co ma dać redukcję w roku 2020 o 21% w porównaniu z emisjami zgłoszonymi w roku 2005. Wartość wyjściowa to poziom z połowy okresu 2008 – 2012 (a więc rok 2010?).

Od roku 2013 Komisja Europejska planuje wprowadzenie systemu, w którym uprawnienia do emisji, potrzebne do wytwarzania energii elektrycznej, będą sprzedawane wyłącznie na aukcjach. Trudno jest prognozować wysokość ceny uprawnień w systemie aukcyjnym, ale przyjmując, że Komisja dążyła będzie do sytuacji, aby koszt uprawnień na rynku był na poziomie dodatkowych kosztów, jakie niesie za sobą stosowanie separacji i przechowywania dwutlenku węgla (technologia CCS) można szacować je poziomie około 160 – 200 PLN/Mg, co by praktycznie podwajało obecne koszty wytwarzania energii elektrycznej z węgla.

W przypadku „sektora elektroenergetycznego oraz wychwytywania i składowania CO₂” zakładane jest przejście w 100% na system aukcji już w roku 2013 (argumentem jest łatwość przenoszenia kosztów na odbiorcę końcowego oraz brak konkurencji z zagranicy). W innych sektorach, w tym ciepłownictwie, nastąpi przejście od nieodpłatnego rozdziału 80% uprawnień w sektorze jako punktu wyjścia (liniowo) do zerowego poziomu nieodpłatnych przydziałów w roku 2020. W przypadku instalacji elektroenergetycznych produkujących w skojarzeniu ciepło proponuje się utrzymanie zasady nieodpłatnego przydziału uprawnień na emisję związaną z wytwarzaniem ciepła (w ramach wysoko sprawnej kogeneracji – zgodnej z zapisami Dyrektywy 2004/8/WE).

Należy przypomnieć, że wytwarzanie energii elektrycznej jest w Polsce oparte na spalaniu paliw węglowych, co decyduje o szczególnej wrażliwości na oddziaływanie powszechnego systemu aukcyjnego. Szacunkowa emisyjność produkcji energii elektrycznej w Polsce waha się w zakresie tony CO₂ na megawatogodzinę. Dla porównania we Francji wskaźnik ten oscyluje w granicach 70 kg/MWh, w Niemczech między 300 a 400 kg/MWh. System aukcyjny oddziaływać będzie więc na zmianę kosztu produkcji energii elektrycznej w Polsce kilkunastokrotnie silniej niż we Francji i ponad dwukrotnie silniej niż w Niemczech.

Dostrzeżone, nie tylko ze strony Polski, zagrożenie stało się podstawą do podjęcia przez blok „państw węglowych” negocjacji w sprawie złagodzenia założeń systemu aukcyjnego w stosunku do propozycji wyjściowej. W wyniku obrad Rady Europy w grudniu 2008 podjęto decyzję o przyznaniu derogacji dla sektora energetycznego w zakresie obowiązku kupowania uprawnień na aukcji. Początkowo, w roku 2013 obowiązkiem zakupu miałyby zostać objęte 30% uprawnień, z corocznym wzrostem o 10%, to jest do 100% w roku 2020. Derogacjami objęto jedynie instalacje funkcjonujące przed dniem 31.12.2008 oraz instalacje nowe, w których proces inwestycyjny do tego czasu „rozpoczęto fizycznie”.

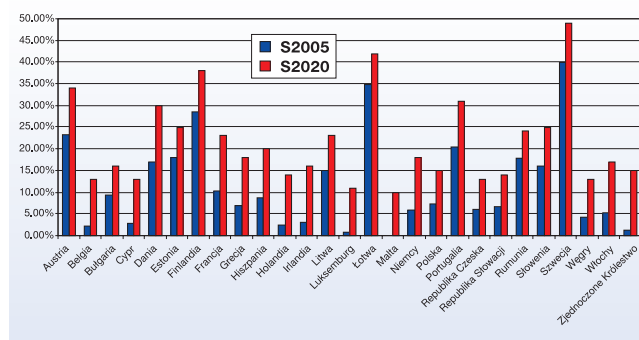
Energetyka jest silnie kapitałochłonna dziedziną gospodarki. Zmiana stosowanego paliwa nie jest praktycznie możliwa bez wymiany majątku produkcyjnego. Niezależnie od kosztów czas budowy elektrowni od zbudowania koncepcji do uruchomienia instalacji to co najmniej długich kilka lat. W przypadku elektrowni jądrowej jest to lat kilkanaście. Wszelkie działania, nawet bardzo radykalne, podjęte dziś nie mogą przynieść widocznego skutku do roku 2013.

Dyrektywa [10] zbudowana została w kontekście zamierzonej globalnej redukcji emisji CO₂ o 50% do 2050 r. Zdaniem jej autorów niezbędna będzie w tym kontekście redukcja emisji o 30% do 2020 r. w krajach rozwiniętych, a następnie o 60–80% do 2050 r. Zamiar ten został w [10] uznany za technicznie wykonalny, zaś korzyści mają okazać się znacznie wyższe niż koszty. Wniosek dotyczy w głównej mierze regulacji składowania CO₂ (CCS – Carbon Capture and Sequestration) i usunięcia istniejących w obowiązujących przepisach prawnych barier w odniesieniu do składowania CO₂. Dotychczas regulacje w tym zakresie objęte są zakresem kilku dokumentów (wcześniejszych dyrektyw).

Zmianą najbardziej istotną dla sektora energetycznego w [10] jest zobowiązanie wszystkich instalacji spalania (o znamionowej mocy elektrycznej od 300 MW), którym udzielono pozwolenia na budowę lub (w przypadku braku takiej procedury) pozwolenia na prowadzenie działalności po wejściu w życie dyrektywy do przeprowadzenia oceny pod kątem dostępności odpowiedniego składowiska oraz wykonalności technicznej i ekonomicznej modernizacji instalacji energetycznej i instalacji transportowych pod kątem wychwytywania, transportu i składowania CO₂. Niezbędne będzie także zapewnienie na terenie obiektu odpowiedniej powierzchni w celu zainstalowania urządzeń niezbędnych do wychwytywania i sprężania CO₂ (Art.33) – obowiązek budowy instalacji CCS ready.

Podstawowym założeniem w [10] jest, że CO₂ wychwytywany i składowany zostanie uznany za niewyemitowany w ramach EU ETS. W przypadku emisji spowodowanych wyciekami wymagane jest jednak przedstawienie uprawnień do emisji do rozliczenia. Oznacza to, że ryzyko z tytułu ewentualnego niepowodzenia działań technicznych leży po stronie operatora instalacji.

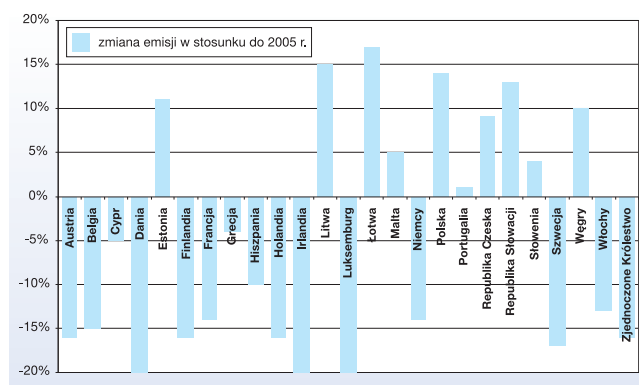
W Dyrektywie [8] określone zostały zasady, zgodnie z którymi państwa członkowskie powinny zapewnić osiągnięcie co najmniej 20% udziału energii odnawialnej ogółem w Unii do 2020 r. Środkiem są wyznaczone cele krajowe. Energia odnawialna dotyczyć ma trzech sektorów: energetyki, ciepłownictwa i chłodziactwa oraz transportu. Zakłada się zachowanie przez państwa członkowskie możliwości decydowania o udziale tych sektorów w osiągnięciu celu krajowego. Proponuje się jednak, aby każde państwo członkowskie osiągnęło co najmniej 10-procentowy udział energii odnawialnej (przede wszystkim biopaliw) w sektorze transportu do 2020 r.



Rys. 4. Całkowite cele krajowe w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ostatecznym zużyciu energii w 2020 (Dyrektywa RES [8])

Wartości docelowe udziału energii odnawialnej dla poszczególnych państw członkowskich zostały wyznaczone w [8] według następującej procedury, obejmującej pięciostopniowe podejście: z uwzględnieniem poziomu wyjściowego (udziału energii odnawialnej w 2005 r.), różnych poziomów zasobności państw członkowskich oraz ważonego poziomu docelowego (20% udziału energii ze źródeł odnawialnych). Rezultat prac podsumowano ustalając docelowe poziomy udziału energii ze źródeł odnawialnych poszczególnym krajom unijnym (rys. 4).

W Decyzji [11] przedstawiono propozycję zasad określania wkładu państw członkowskich w realizację w latach 2013 – 2020 wspólnotowego zobowiązania do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych ze źródeł, które nie zostały objęte Dyrektywą 2003/87/WE, ale zapisy dotyczą także całkowitych emisji krajowych gazów cieplarnianych. W treści dokumentu operuje się definicjami zaczerpniętymi z Dyrektywy 2003/87/WE.



Rys. 5. Zmiana procentowa emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z poziomem z roku 2005, ze źródeł nie objętych EU ETS

Zgodnie z zapisami [11] państwom członkowskim należy zapewnić równy wkład w wykonanie niezależnego zobowiązania wspólnoty. Proponuje się, by żadne z państw nie zostało zmuszone do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. o więcej niż 20% w porównaniu z poziomem emisji z 2005 r., jednocześnie jednak żadnemu z państw nie można pozwolić na zwiększenie emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. o więcej niż 20% w porównaniu z poziomem z 2005 r. W tym samym dokumencie, podobnie jak w pozostałych, zapisana została deklaracja, że wysiłki państw członkowskich powinny opierać się na zasadzie

solidarności między nimi oraz potrzebie zrównoważonego rozwoju gospodarczego we Wspólnocie, z uwzględnieniem odpowiedniego dla każdego z państw członkowskich PKB na mieszkańca. Rezultat związanych z [11] analiz skutkuje, w przypadku Polski, przyznaniem prawa do wzrostu emisji ze źródeł nieobjętych EU ETS o 14% w stosunku do roku 2005 (rys. 5). Nie uwzględnione na rysunku 4 Bułgaria oraz Rumunia mają przyznane prawo wzrostu odpowiednio o 20 i 19%.

Podsumowanie

W najbliższych latach Polska pozostanie krajem z produkcją energii elektrycznej w warunkach monokultury węglowej (patrz tab. 1). Dziś już można uznać za praktycznie pewne, że przedstawiony w [3] program wprowadzania do Polski energetyki jądrowej ulegnie opóźnieniu.

Średni wiek krajowych bloków energetycznych oscyluje w granicach 30 lat. Praktycznie wszystkie jednostki klasy 200 MW eksploatowane są lat ponad 30, kilka przekroczyło barierę 40 lat pracy. Konieczność podjęcia znaczących inwestycji w instalacje ochrony powietrza atmosferycznego będzie jednym z istotnych czynników warunkujących decyzję o ewentualnym przedłużeniu ich eksploatacji do granicy wieku rzędu 50 – 60 lat.

Działania modernizacyjne instalacji energetycznych wymuszone przez regulacje unijne to przede wszystkim:

- dostosowanie do wymogów Dyrektywy LCP (80/2001) dużych kotłów (emisja NO_x, graniczny rok 2016);
- dostosowanie do wymogów Dyrektywy IED dużych i mniejszych kotłów w związku z zastrzeżeniem standardów emisji oraz ze zmianą definicji źródła emisji, lata 2016 – 2023 (możliwość wejścia w system derogacji – z ograniczeniem czasu pracy);
- podjęcie konkurencji w staraniach o zakup uprawnień emisyjnych na aukcjach o zasięgu europejskim w okresie od 2013 roku (możliwość pozyskania części uprawnień darmowych, jeśli Polska będzie korzystać z derogacji, prace nad przygotowaniem stosownego wniosku są w trakcie realizacji) – wobec relatywnie wysokiej emisyjności istotny wzrost kosztów produkcji;
- skorzystanie z Krajowego Planu Inwestycyjnego w zamian za przyznane uprawnienia bezpłatne (jeśli plan wejdzie w życie, prace nad jego przygotowaniem są w trakcie realizacji).

Wyzwaniami dla polskiej energetyki są również:

- wypełnianie zobowiązań, przede wszystkim emisyjnych, wynikających z regulacji przyjętych przed i w trakcie akcesji (Traktat Akcesyjny, wcześniejsze Dyrektywy Unii Europejskiej) jak i wprowadzonych ostatnio;
- bardzo radykalne są oczekiwane zmiany dotyczące zasad działania Europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Polska jest szczególnie wrażliwa na te zmiany z uwagi na emisyjność technologii węglowych w zakresie CO₂ wyższą niż dla innych paliw;
- obecny okres rozliczeniowy (2008-2012) może przebiegać w warunkach niedoboru uprawnień emisyjnych dla polskich uczestników EU ETS, następny zapewne w warunkach konieczności włączenia zakupu uprawnień jako sposobu do zapewnienia jednego z surowców produkcyjnych.

Największym przedsięwzięciem, po dokończeniu programu budowy instalacji odsiarczania spalin w energetyce zawodowej, będzie inwestowanie w ograniczanie emisji tlenków azotu. Ponieważ zmianie ulegnie stosowana obecnie w Polsce definicja źródła emisji, poważne, a nawet bardziej trudne do realizacji zmiany uwarunkowań emisyjnych czekają energetykę przemysłową i ciepłownictwo. W tym przypadku jedynym racjonalnym rozwiązaniem może okazać się w wielu wypadkach wymiana majątku produkcyjnego połączona z konwersją paliw (na przykład [7] zastąpienie węgla gazem, ewentualnie biopaliwami).

LITERATURA

- [1] Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants. *Official Journal of the European Communities* 27.11.2001
- [2] Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on industrial emissions (integrated pollution prevention and control). Brussels, 26 June 2009. (Propozycja Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)). 2007/0286 (COD)
- [3] Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Ministerstwo Gospodarki, 2010
- [4] Strategia rozwoju w Polsce wysokosprawnej kogeneracji – główne kierunki, Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska oraz ITC Politechniki Śląskiej (nie publikowane), Warszawa, czerwiec 2007
- [5] Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants. European Commission, July 2006
- [6] Badyda K., Lewandowski J.: Uwarunkowania rozwoju w Polsce energetyki wykorzystującej węgiel. *Energetyka* 2008, nr 3, s. 167-175
- [7] Badyda K., Lewandowski J.: Uwarunkowania wzrostu zapotrzebowania na gaz dla energetyki i ciepłownictwa. *Rynek Energii* 2009, nr 5
- [8] Rozporządzenie Rady Ministrów (projekt z dnia 12.02.2008 ze zmianami na dzień 15.05.2008) w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008 – 2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji
- [9] 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. *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 140/63 z dnia 5.06.2009
- [10] 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. *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 140/63 z dnia 5.06.2009
- [11] 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. *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 140/63 z dnia 5.06.2009
- [12] 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. *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 140/63 z dnia 5.06.2009