

*Szymon Modrzejewski**

ENERGIA ELEKTRYCZNA Z WĘGLA BRUNATNEGO W ŚWIETLE PROGRAMÓW CZYSTYCH TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH I CEN ORAZ KOSZTÓW WYTWARZANIA W LATACH 1995–2006**

1. Wprowadzenie

Przywódcy grupy największych państw G8 spotykając się z szefami wielkich rozwijających się państw w Gleneagles w 2005 roku i w Petersburgu w roku 2006, powołali Międzynarodową Agencję Energii (IEA), aby opracowała alternatywny scenariusz energetyczny nakierowany na czystą i konkurencyjną energetyczną przyszłość. Odpowiedź zawarta jest w World Energy Outlook 2006 [1].

Agencja przedstawiła dwa scenariusze:

- 1) referencyjny,
- 2) alternatywny.

W obydwu scenariuszach energie kopalne pozostaną dominującym źródłem energii do 2030 roku. Węgiel osiągnie największy wzrost zużycia w wartości absolutnej. Jego zużycie podwoi się. Będzie zasilął głównie elektroenergetykę. Jego udział procentowy w globalnym popycie podniesie się jednak nieznacznie.

W scenariuszu alternatywnym popyt na energię w 2030 roku jest około 10% niższy niż w Referencyjnym. Globalny popyt na energię ma wzrastać w scenariuszu alternatywnym wolniej — tylko 1,2% rocznie zamiast 1,6%, jak w scenariuszu referencyjnym.

Emisje CO₂ mają być niższe o 5% (1,7 Gt) w 2015 roku i 16% (6,3 Gt) w 2030 roku.

* Instytut Górnictwa Odkrywkowego, Poltegor-Instytut, Wrocław

** Publikacja powstała dzięki wykorzystaniu opracowań wykonanych w ramach projektu Foresight „Scenariusze rozwoju technologicznego przemysłu wydobywania i przetwórstwa węgla brunatnego”

2. Zarys unijnego programu i działań zmierzających do realizacji czystej i konkurencyjnej energetyki

Znacznie dalej idący jest przedstawiony na początku stycznia 2007 Plan Wspólnej Polityki Energetycznej Unii Europejskiej, określany mianem trzech dwudziestek [2]. Przewiduje on poprawienie o 20% efektywności energetycznej, redukcję o 20% emisji CO₂ i 20% udział energii ze źródeł odnawialnych do 2020 roku.

Pakiet energetyczny jest uzasadniony wyczerpywaniem się zasobów naturalnych, rosnącą zależnością od zewnętrznych źródeł zasilania, politycznym wymiarem zaopatrzenia w energię, zagrożeniem globalnym ociepleniem, przeprowadzeniem ogromnych inwestycji odtworzeniowych, utrzymaniem konkurencyjności europejskiej gospodarki. Większość ekspertów i polityków słusznie podkreśla nierealność tych przedsięwzięć w tym okresie. Należy wziąć pod uwagę fakt, że Polska ograniczyła już emisję CO₂ w stosunku do roku bazowego (1989) o 30%, podczas gdy kraje UE o około 0,9%.

Komisja Europejska w 2007 roku ma rozpocząć prace nad opracowaniem mechanizmu do wybudowania i uruchomienia przed 2015 rokiem maksymalnie 12 dużych instalacji w celu zademonstrowania, jakie należy stosować czyste technologie z paliw kopalnych. Komisja będzie prawdopodobnie żądać, aby nowe elektrownie opalane węglem miały znacznie większą sprawność i były wyposażone w systemy wychwytywania i składowania CO₂.

3. Działalność przemysłu węgla brunatnego w świetle wspólnej polityki energetycznej Unii Europejskiej

Polska znajduje się w fazie rozwoju gospodarczego i ściśle z nim związany jest wzrost zapotrzebowania na energię, powodowany większym zużyciem materiałów budowlanych do budowy infrastruktury transportowej, mieszkań i obiektów przemysłowych. Podstawowym elementem tych procesów jest energia elektryczna, a głównym surowcem do produkcji energii elektrycznej jest węgiel. Opracowanie i wdrożenie czystych technologii do jego przetworzenia wymaga wielu lat działalności i nie sposób ten proces zrealizować w pełnym cyklu i w dużym stopniu do 2020 roku. Wprowadzenie daleko idących ograniczeń emisji CO₂ dla Polski jest nierealne, spowodowałoby stagnację gospodarki.

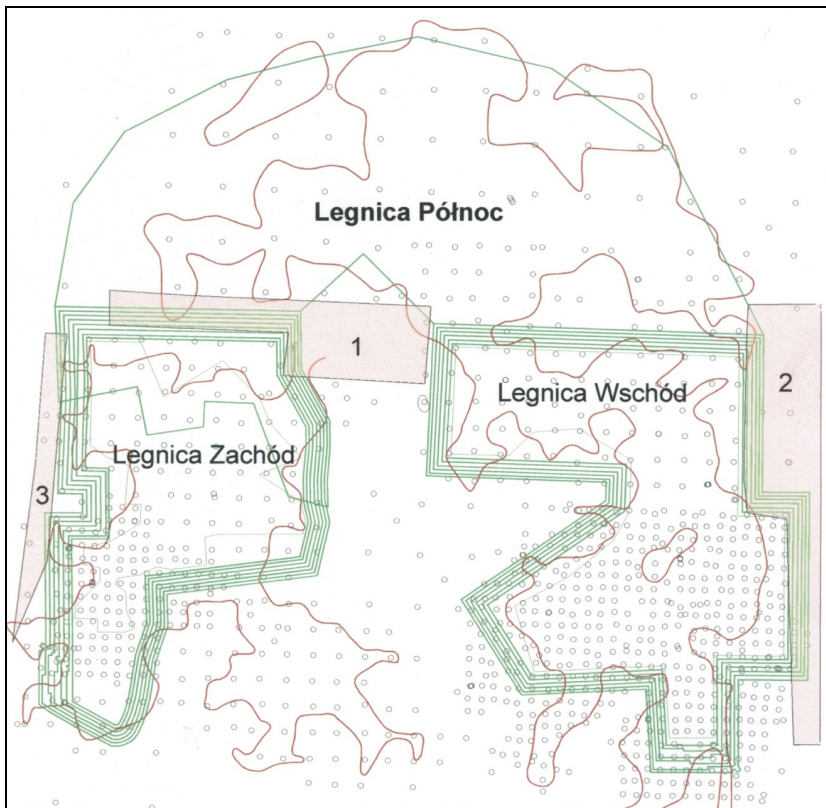
Poltegor-Institut opracowuje projekt Foresight „Scenariusze rozwoju technologicznego przemysłu wydobywania i przetwórstwa węgla brunatnego”, w którym (wspólnie z AGH, Politechniką Wrocławską, IASE, PIG, GIG, Cuprum i przemysłem) przedstawi rozwiązania zmierzające do zastosowania w perspektywie w przemyśle węgla brunatnego czystych technologii wydobywania i przetwórstwa. W ramach tego projektu została opracowana, na podstawie założeń wykonanych przez Poltegor-Institut, koncepcja zgazowania węgla i produkcji wodoru dla wykorzystania węgla ze złoża Legnica przez Instytut Przeróbki Chemicznej Węgla. Instalacja z technologią przepływową Shella do zgazowania 7 mln Mg węgla rocznie ma wytwarzać około 460 tys. Mg wodoru, bezodpadowego paliwa przyszłości o kaloryczności trzykrotnie wyższej od benzyny (ponad 33 kJ/kg). W pierwszym etapie wodór mógł-

by być mieszany z gazem ziemnym w udziale 17% i przesyłany do odbiorców. Rozpatrujemy też zastosowanie technologii zgazowania węgla brunatnego według technologii HTW opracowanej w Niemczech przez RWE z uwagi na możliwość zgazowania węgla o większej wilgotności. Głównym, jeszcze nie rozwiązaniem problemem jest pozbycie się CO₂ ze spalin elektrowni z uwagi na brak ekonomicznych metod wydzielenia CO₂.

Analizuje się informacje o produkcji energii elektrycznej z węgla z zastosowaniem w jego spalaniu tlenu zamiast powietrza i lokowaniu CO₂ w podziemnych strukturach.

Wszystkie istniejące elektrownie są zlokalizowane w rejonach występowania utworów triasowych, które stwarzają potencjalne możliwości lokowania CO₂.

W opracowaniu jest koncepcja przeróbki gazu z węgla na mocznik i metanol oraz koncepcja produkcji paliw płynnych z węgla brunatnego. Te technologie pozwoliłyby wykorzystać CO₂ powstały w procesie przetwarzania węgla. Na rysunku 1 przedstawiono udostępnienie alternatywne złoża Legnica od Pola Zachodniego lub Pola Wschodniego z wydobywaniem docelowym 24 mln Mg węgla w roku. Po 20–25 latach istnieje możliwość otwarcia drugiego frontu w Polu Północnym dla podwojenia wydobywania.



Rys. 1. Wariantowe udostępnienie węgla brunatnego złoża Legnica (Pole Zachodnie lub Pole Wschodnie) [5]

W ramach wymienionego projektu Foresight opracowuje się dokumentację elektroniczną wszystkich większych złóż perspektywicznych oraz koncepcje ich otwarcia w celu przekazania tych danych dla władz lokalnych i rządowych w celu zabezpieczenia zasobów węgla przed zabudową infrastrukturą. W świetle zarysowujących się możliwości podziemnego zgazowania węgla przedstawiliśmy w oddzielnym referacie niezbędne do podjęcia prace badawczo-rozwojowe. Sygnalizując kierunki prac nad czystymi technologiami przetwórstwa węgla brunatnego stwierdziliśmy, że w świecie funkcjonuje obecnie pięć przemysłowych instalacji naziemnych zgazowania tego węgla, dwie w Czechach i po jednej w USA, Indiach i byłej Jugosławii oraz jedna podziemna w Angresie w Uzbekistanie. Czas zatem podjąć prace w tej dziedzinie również w Polsce.

4. Wzrost produkcji i kosztów energii elektrycznej w Unii Europejskiej w latach 2005–2006

Unia Europejska zmierza do utworzenia jednolitego rynku energii z konkurencyjnymi cenami. Proces ten rozpoczął się od rynków regionalnych, które jednak znacznie różnią się cenami. W miarę rozwijanej integracji i uwalniania cen energii różnice te powinny się stopniowo wyrównywać.

Komisja Europejska publikuje na stronie internetowej zmiany dotyczące cen energii elektrycznej w poszczególnych grupach krajów.

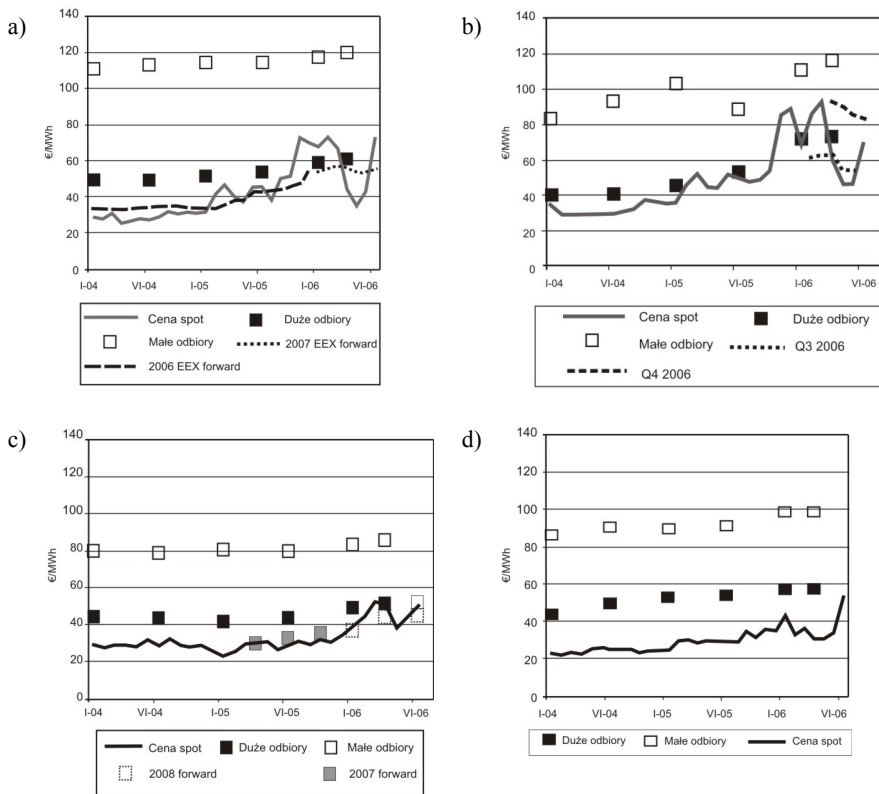
Na rysunku 2 przedstawiono zmiany cen energii elektrycznej bez podatków w półrocznych okresach w latach 2004–2006 w grupie i pojedynczych krajach UE.

Widoczny jest trend wzrostowy cen w grupie krajów zachodnich (rys. 2a), a zwłaszcza w Wielkiej Brytanii (rys. 2b). Niższy przyrost cen energii elektrycznej zarejestrowano w krajach nordyckich i centralnej Europie, w której umieszczono Polskę.

Zmieniają się stosunki występujące między cenami energii elektrycznej dla dużych i małych przedsiębiorstw. W krajach Zachodniej Europy (rys. 2a) średnia cena energii w 2006 roku ukształtowała się na poziomie około 60 €/MWh dla dużych odbiorców i 120 €/MWh dla odbiorców małych. Wyżej w Wielkiej Brytanii i niżej w krajach nordyckich i Centralnej Europie (tab. 1).

Ceny dla dużych firm są znacznie niższe niż dla małych. W regionie obejmującym pięć krajów zachodnich (rys. 2a) występujące różnice są największe, zwłaszcza w roku 2005. Mniejsze różnice między małymi i dużymi odbiorcami energii elektrycznej występują w krajach i grupach krajów wymienionych w tabeli 1 w pozycjach 2, 3 i 4.

Zestawione w tabeli 1 dane wskazują na wzrost cen energii elektrycznej w roku 2006 w stosunku do 2005 określony wskaźnikiem od 1,2 dla Wielkiej Brytanii do 1,37 w Europie Zachodniej, 1,57 w krajach nordyckich i 1,52 w krajach Centralnej Europy. Dynamika wzrostu cen dla odbiorców małych jest zróżnicowana i nieco niższa i mieści się w przedziale 1,02 (odbiorcy w Zachodniej Europie) do 1,43 (odbiorcy w krajach nordyckich). Dla dużych odbiorców wskaźniki wzrostu mieszczą się w przedziale od 1,02 do 1,44.



Rys. 2. Ceny energii elektrycznej w półrocznych okresach w latach 2004–2006 [3]:
 a) kraje zachodniej Europy (BE, NL, FR, DE, AT); b) Wielka Brytania (UK);
 c) kraje nordyckie; d) kraje centralnej Europy (PL, CZ, SL, HU)

TABELA 1

Średnie ceny energii elektrycznej w wybranych grupach krajów i poszczególnych krajach w latach 2005–2006 dla dużych i małych odbiorców [□/MWh] [3]

Grupy i poszczególne kraje	2005			2006			Dynamika $\frac{2006}{2005}$		
	odbiorcy			odbiorcy			odbiorcy		
	duże	małe	giełda	duże	małe	giełda	duże	małe	giełda
Zachodnia Europa	40	118	40	53	120	55	1,32	1,02	1,37
Wielka Brytania	52	90	50	75	118	60	1,44	1,31	1,20
Kraje nordyckie	42	60	37	48	86	58	1,14	1,43	1,57
Kraje Centralnej Europy	58	90	29	59	98	44	1,02	1,09	1,52

W Unii Europejskiej według statystyk Eurostatu średnie ceny zakupu energii elektrycznej w poszczególnych krajach są zróżnicowane. Zależą od wielkości zużywanej energii i zamówionej mocy (tab. 2).

TABELA 2

Średni koszt zakupu energii elektrycznej w poszczególnych krajach Unii w 2005 roku uzależniony od wielkości firm i w gospodarstwach domowych [€/MWh] [4]

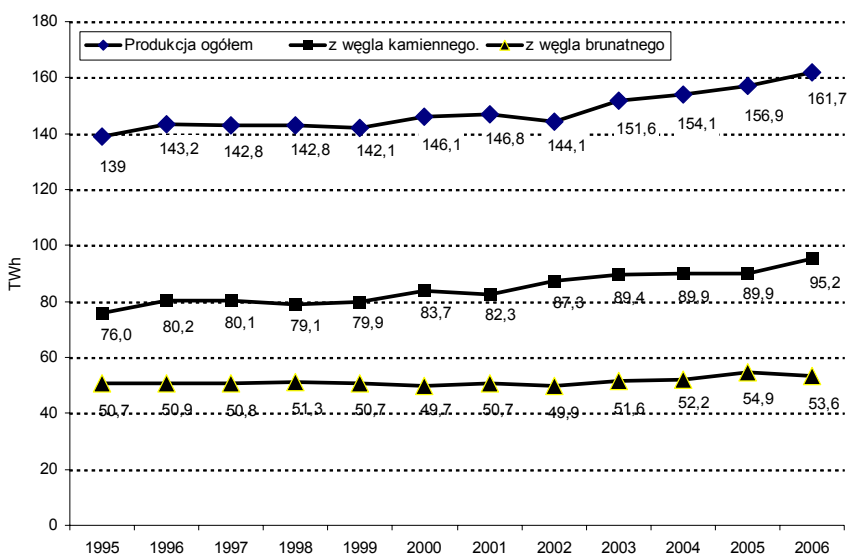
Kraje	Wielkie firmy	Duże firmy	Średnie firmy	Małe firmy	Gospodarstwa domowe
	roczne zużycie 70 GWh; moc zamówiona 10 MW	roczne zużycie 24 GWh; moc zamówiona 4 MW	roczne zużycie 1,25 GWh; moc zamówiona 500 kW	roczne zużycie 30 MWh; moc zamówiona 30 kW	roczne zużycie 3500 kWh
	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	Eurocenty/kWh
Bułgaria	35,3	38,3	45,0	48,6	6,54
Czechy	43,4	50,0	66,3	81,2	8,71
Grecja	44,5	54,1	70,4	95,2	6,94
Szwecja	45,5	47,0	60,9	71,0	13,33
Polska	46,0	48,7	59,0	84,9	9,35
Wielka Brytania	48,9	53,4	72,2	83,3	9,26
Hiszpania	49,3	51,6	62,2	104,3	10,97
Litwa	49,3	48,3	52,2	73,8	7,18
Belgia	59,3	71,1	95,2	127,0	14,29
Rumunia	63,8	68,0	122,1	90,0	8,44
Austria	64,1	67,4	85,6	115,2	13,91
Irlandia	70,9	79,8	109,1	159,9	14,36
Niemcy	82,1	83,6	106,4	180,3	18,01
Włochy	82,4	91,6	116,2	139,6	20,10

Zestawienie (tab. 2) wskazuje, że energia elektryczna jest najtańsza w Bułgarii, a najdroższa w Irlandii, Niemczech i Włoszech. Ceny w Polsce są niewiele niższe od średnich. Na ogół ceny dla gospodarstw są zbliżone albo niższe od cen dla małych firm. Stosunek cen najwyższych do najniższych mieści się w granicach 2 do 3.

5. Produkcja energii elektrycznej w Polsce, jej struktura paliwowa, ceny i koszty

W latach 1996–2006 produkcja energii brutto w Polsce wzrosła ze 139,0 do 161,7 TWh, czyli o 16,33%, w tym z węgla kamiennego o 25,26%, a z węgla brunatnego o 2,9%.

W roku 2006 w stosunku do roku 2005 produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego wzrosła o 5,89%, a z węgla brunatnego zmniejszyła się o 2,37% przy wzroście w skali kraju wynoszącym o 3,05%. Zmiany udziału energii z węgla kamiennego i brunatnego w latach 1995–2006 przedstawiono na rysunku 3 i w tabeli 3.



Rys. 3. Wielkość produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 1995–2006

W rozpatrywanym okresie wielkość produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego ustabilizowała się na poziomie około 50 TWh w roku, ale z tendencją wzrostową z 50,7 TWh w roku 1995 do 53,6 TWh w 2006 roku.

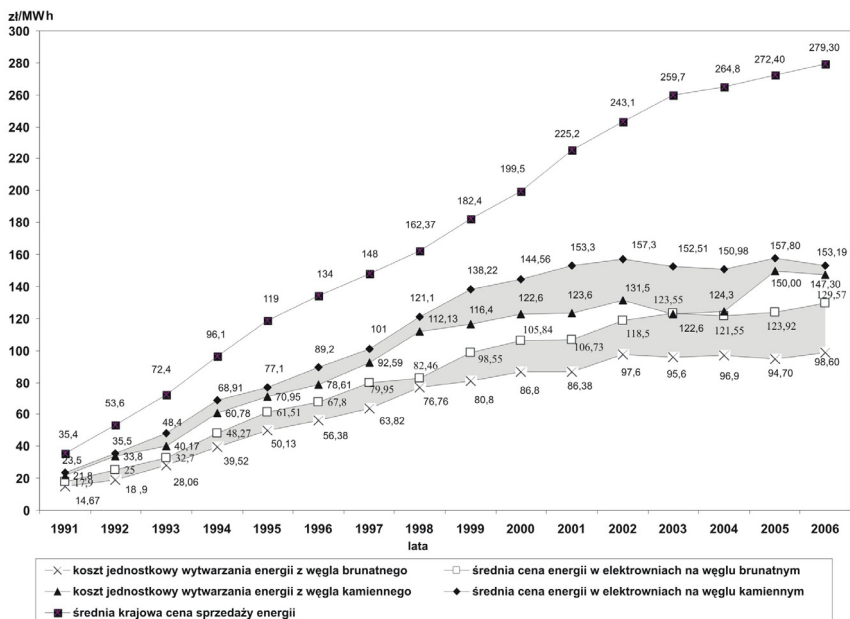
W roku 2006 Dochód Krajowy Brutto wzrósł o 5,8%, zatem na 1% przyrostu PKB przypadł wzrost zużycia energii elektrycznej o 0,5%. Taki współczynnik korelacyjny był dobry dla lat ubiegłych. Przy obecnych programach oszczędnościowych UE należy do niekorzystnych.

Na rysunkach 4 i 5 przedstawiono średnie ceny energii elektrycznej w kraju i ceny w elektrowniach pracujących na węglu kamiennym i brunatnym. Widoczne jest rozwieranie tzw. nożyc między cenami energii dostarczanej do odbiorców i cenami w elektrowniach.

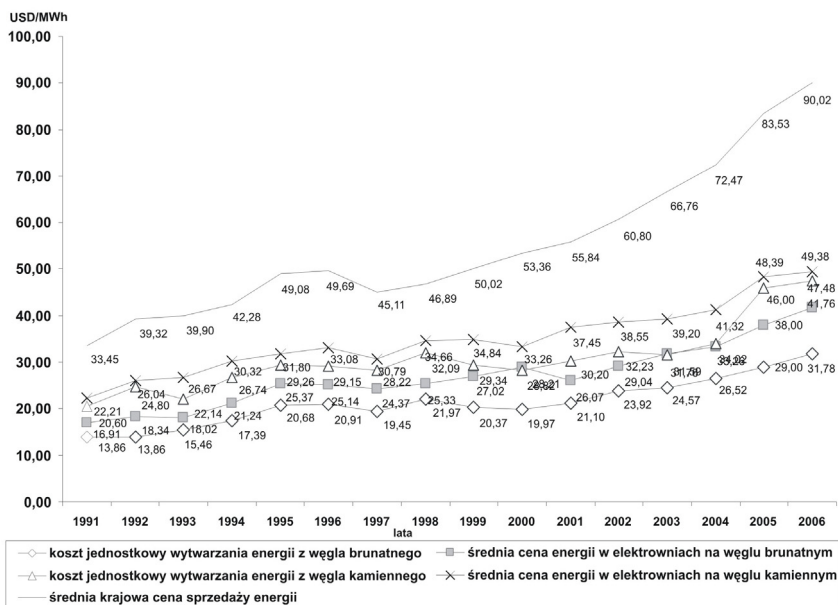
Ceny w elektrowniach stabilizują się już od 2001 roku, a ceny krajowe nadal rosną. Istotne różnice odpowiadające cenom energii i kosztom występują w przebiegach odzwierciedlających wartość w złotych (rys. 4) i wartość w USD (rys. 5).

TABELA 3
Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z węgla kamiennego oraz węgla brunatnego [6, 7]

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Wyszczególnienie												
Produkcja ogółem w branży, TWh	139,0	143,2	142,8	142,8	142,1	146,1	146,8	144,1	151,6	154,1	156,9	161,7
w tym:												
z węgla kamiennego, TWh	76,0	80,2	80,1	79,1	79,9	83,7	82,3	87,3	89,4	89,9	89,9	95,2
z węgla brunatnego, TWh	50,7	50,9	50,8	51,3	50,7	49,7	50,7	49,9	51,6	52,2	54,9	53,6



Rys. 4. Średnie ceny energii elektrycznej i jednostkowe koszty jej wytwarzania w elektrowniach zawodowych na węglu brunatnym i kamiennym, zł/MWh [6, 7]



Rys. 5. Średnie ceny energii elektrycznej i jednostkowe koszty jej wytwarzania w elektrowniach zawodowych na węglu brunatnym i kamiennym, USD/MWh [6, 7]

TABELA 4

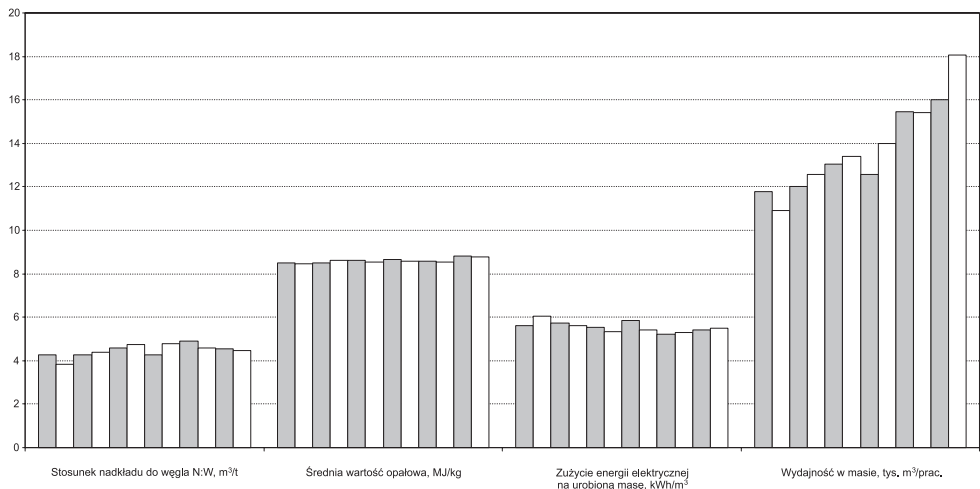
Dostawy i cena węgla brunatnego dostarczanego do elektrowni i jego wartość opałowa [6, 7]

Wyszczególnienie	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Dostawy węgla brunatnego do elektrowni, mln Mg	62,3	62,8	62,3	62,1	60,3	58,2	59,1	57,7	60,1	60,6	60,9	59,4
Średnie ceny węgla brunatnego dostarczanego do elektrowni, zł/Mg	24,63	28,16	31,62	35,03	38,54	42,20	42,99	44,30	44,12	43,46	45,47	50,42
USD/Mg	10,16	10,45	9,64	10,03	9,71	9,71	10,50	11,54	11,80	14,53	13,94	16,25
Średnie ceny węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej, zł/MWh	29,78	34,30	38,23	41,42	45,21	48,80	50,36	56,70	56,30	55,30	54,80	55,90
USD/MWh	12,29	12,72	11,65	11,85	11,40	11,23	12,30	14,77	15,05	18,49	16,80	18,02
Średnia wartość opałowa, MJ/Mg	8,49	8,47	8,5	8,61	8,63	8,52	8,65	8,56	8,57	8,53	8,8	8,77

W tabeli 4 można zauważyć, że dostawy węgla brunatnego do elektrowni ustabilizowały się wokół 60 mln Mg/rok z niewielką tendencją malejącą z 62,3 mln Mg w roku 1995 do 59,4 mln Mg w roku 2006.

Średnie ceny węgla brunatnego w latach 1995–2006 wzrosły w złotych o 104,7%, a w USD tylko o 59,4%. Niższy wzrost zarejestrowano w cenach węgla zużywanego w produkcji 1 MWh w złotych o 87,7%, a w USD o 46,6% (w okresie 11 lat). Ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w spółkach dystrybucyjnych w roku 2006 wzrosły w stosunku do 2005 roku o 2,5% przy inflacji 1%. W gospodarstwach domowych wzrosły o 4,3%, w grupie odbiorców taryfowych na wysokim napięciu wzrosły o 2,5%.

Na rysunku 6 przedstawiono podstawowe wskaźniki charakteryzujące wydobycie węgla brunatnego w krajowych kopalniach w latach 1995–2006. Widoczny jest niewielki wzrost wartości opałowej węgla, zmniejszające się jednostkowe zużycie energii elektrycznej na urobioną masę oraz znaczący wzrost wydajności pracy.



Rys. 6. Wskaźniki wydobycia węgla brunatnego w Polsce w latach 1995–2006 [6, 7]

6. Podsumowanie

- 1) Opracowany przez Międzynarodową Agencję Energii wariantowy perspektywiczny program rozwoju energetyki do 2030 roku przewiduje w obu scenariuszach, referencyjnym i alternatywnym, zwiększenie o 100% ilości węgla wykorzystywanego w produkcji energii. Przyrost ten w około 30% przypadnie na Chiny.
- 2) Plan Wspólnej Polityki Energetycznej Unii Europejskiej, zakładający 20% zmniejszenie emisji CO₂ w Polsce do 2020 roku, jest niemożliwy do zrealizowania.

- 3) W świetle zaostrzających się unijnych wymagań ochrony środowiska niezbędna jest intensyfikacja prac nad nowymi czystymi technologiami przetwórstwa węgla oraz zwiększenie udziału w ich realizacji i finansowaniu kopalń i elektrowni.
- 4) Od 2005 roku obserwuje się wzrost w krajach Unii Europejskiej nieopodatkowanych cen energii elektrycznej.
- 5) W Polsce od 2002 roku obserwowany jest wzrost produkcji energii elektrycznej na węglu kamiennym i węglu brunatnym.
- 6) Udział węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej zmniejszył się z 35% w 2005 roku do 33,1% w 2006 roku.
- 7) Utrzymywany od roku 1991 coroczny wzrost krajowych cen energii elektrycznej dla końcowych odbiorców nie jest skorelowany z cenami energii elektrycznej w elektrowniach, które w ostatnich latach są stabilne.

LITERATURA

- [1] Alternatywny Scenariusz Energetyczny do 2030 roku opracowany przez Międzynarodową Agencję Energii opublikowany w World Energy Outlook 2006
- [2] Plan Wspólnej Polityki Energetycznej UE z stycznia 2006 r.
- [3] Quarterly Review of European Electricity and Gas Prices, ISSUE 8, September 2006
- [4] Świat Energii, Raport: polska energetyka 2006, lipiec 2006
- [5] Foresight pt. „Scenariusze rozwoju technologicznego przemysłu wydobywania i przetwórstwa węgla brunatnego” Poltegor-Institut, Wrocław 2007
- [6] *Bednarczyk J. i in.*: Badania, modelowanie i sterowanie wydobywaniem, produkcją energii elektrycznej i aktywami w przemyśle węgla brunatnego. Wyd. Red. Górn. Odkr. Poltegor-Institut, Wrocław 2006
- [7] Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego IV kwartały 2006, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 2007