

Zbigniew GRUDZIŃSKI*

Konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego

STRESZCZENIE. Na ceny węgla brunatnego ma wpływ wiele czynników wynikających z jego specyfiki oraz uwarunkowań występujących na rynku energii elektrycznej jak również z uwarunkowań makroekonomicznych. Z węgla brunatnego w ostatnich latach produkowane jest w Polsce około 33—35% energii elektrycznej. Zarówno w roku 2004, jak i w 2005 średnie ceny energii elektrycznej z węgla brunatnego były niższe średnio o około 24% od cen energii z węgla kamiennego ale na rynku konkurencyjnym ceny energii wytwarzanej z tych dwóch paliw są zbliżone. Na sytuację układu-kopalnia elektrownia oddziałuje zarówno popyt i podaż energii elektrycznej oraz ogólna sytuacja gospodarcza w Polsce i Unii Europejskiej wyrażana m.in. poziomem PKB, poziomem inflacji, itp. Bazując na cenach węgla kamiennego obliczono współczynnik przeliczeniowy cen węgla kamiennego na ekwiwalentną cenę węgla brunatnego na takim poziomie by koszt produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego nie była wyższa niż koszt energii elektrycznej z węgla kamiennego.

SŁOWA KLUCZOWE: ceny węgla brunatnego, ceny energii elektrycznej, węgiel ekwiwalentny

* Dr inż. — Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Zakład Ekonomiki i Badań Rynku Paliwowo-Energetycznego, Kraków.

Recenzent: dr inż. Jacek KAMIŃSKI

Wprowadzenie

W warunkach polskich, w produkcji energii elektrycznej dominują dwa paliwa: węgiel kamienny i węgiel brunatny. Z tych paliw produkuje się ponad 95% energii elektrycznej. Węgiel brunatny nie jest tak jak węgiel kamienny towarem rynkowym, gdyż jego ceny nie są ustalane przez rynek. Liczba potencjalnych odbiorców węgla z danej kopalni jest ograniczona do jednej, a co najwyżej dwu elektrowni. Kopalnia sprzedając węgiel określonemu odbiorcy musi być zainteresowana jego pozycją na rynku energii. Poziom cen węgla powinien z jednej strony gwarantować możliwość konkurowania elektrowni na rynku energii, lecz z drugiej strony musi zapewniać efektywne ekonomicznie funkcjonowanie kopalni (spółki), czyli pokryć wszystkie uzasadnione koszty produkcji węgla (koszty producenta).

Na ceny węgla brunatnego w układzie kopalnia-elektrownia oddziałuje szereg czynników, z których do najważniejszych należy zaliczyć te wynikające z uwarunkowań związanych:

- ✧ ze specyfiką węgla brunatnego,
- ✧ z rynkiem energii elektrycznej,
- ✧ z otoczeniem makroekonomicznym.

Można także wymienić następujące czynniki, wpływające na sytuację ekonomiczną kopalni i elektrowni, pamiętając, że każda w zasadzie zmiana kosztów u jednej ze stron silnie wpływa na drugą stronę:

- ✧ kopalnia węgla brunatnego ma bardzo mały wpływ na poziom parametrów jakościowych (w formułach cenowych za cenotwórcze parametry przyjęto: wartość opałową, zawartość popiołu, zawartość siarki) — inaczej niż kopalnie węgla kamiennego, które mogą w dużym zakresie (dzięki procesom wzbogacania) wpływać na jakość produktu końcowego. Kopalnia węgla brunatnego może w rzeczywistości dbać tylko o jak najlepszą stabilność parametrów (homogenizacja urobku). Stabilność parametrów węgla ma z kolei wpływ na poziom kosztów w elektrowni. Koszt wydobycia węgla brunatnego w małym stopniu jest uzależniony od poziomu parametrów jakościowych, natomiast jednostkowy koszt produkcji bardzo silnie zależy od poziomu wydobycia;
- ✧ zmiana cen energii elektrycznej w wyniku konkurencji poszczególnych wytwórców wpływa wprost na wyniki ekonomiczne elektrowni, związane ze sprzedażą określonej ilości energii elektrycznej, a co za tym idzie — ilości spalane go węgla. Dla kopalni w której jest duży udział kosztów stałych, ilość produkowanego węgla może decydować o efektywności ekonomicznej;
- ✧ zmiany warunków działania, wynikające z ciągłych zmian uwarunkowań ekologicznych, przekładających się na opłaty środowiskowe, koszty redukcji emisji, zarówno w kopalni jak i w elektrowni;
- ✧ zmiana kosztów prowadzenia działalności związana z inflacją.

Czynniki rynkowe to głównie te związane z rynkiem energii elektrycznej i z otoczeniem makroekonomicznym.

Ceny i produkcja energii elektrycznej

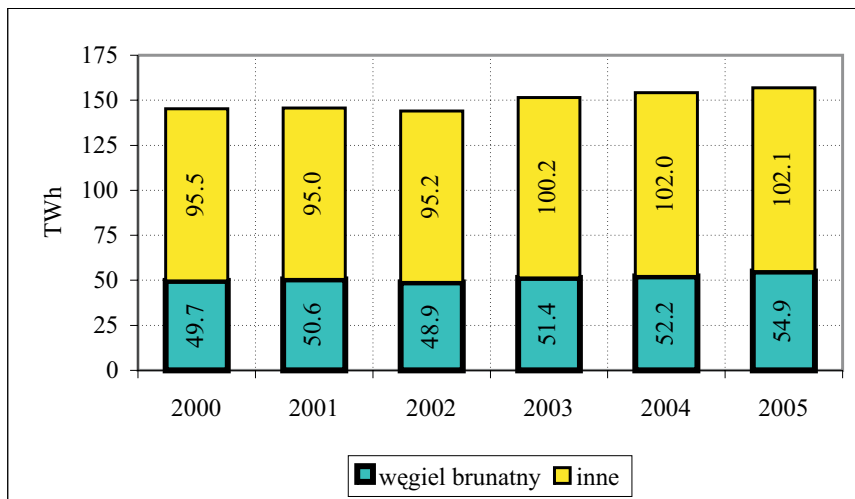
W Polsce energia elektryczna produkowana jest głównie z węgla kamiennego i brunatnego. W tabeli 1 oraz na rysunku 1 przedstawiono produkcję energii elektrycznej w podziale na węgiel kamienny i brunatny. Z węgla brunatnego w ostatnich latach produkowane było około 33—35% energii elektrycznej. W ostatnim roku nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej o około 1,8% i prawie cały ten wzrost pokryty był zwiększoną produkcją w elektrowniach na węgiel brunatny. Na węglu brunatnym wzrost produkcji energii elektrycznej wyniósł prawie 6% i był wyższy o ponad 4 TWh w stosunku do roku 2004. Udział tego paliwa w produkcji energii elektrycznej powrócił do sytuacji z 2001 roku. Od roku 2000 ilość energii elektrycznej produkowanej z węgla brunatnego wzrosła o 10%.

TABELA 1. Produkcja energii elektrycznej w podziale na węgiel kamienny i brunatny

TABLE 1. Electricity production from brown and hard coal

Wyszczególnienie	Jednostka	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produkcja ogółem	TWh	145,2	145,6	144,1	151,6	154,2	157,0
z tego elektrownie i elektrociepłownie zawodowe							
na węgiel kamienny	%	58,0	57,0	57,9	58,6	58,4	57,3
na węgiel brunatny	%	34,2	34,7	33,9	33,9	33,8	35,0

Źródło: [11]

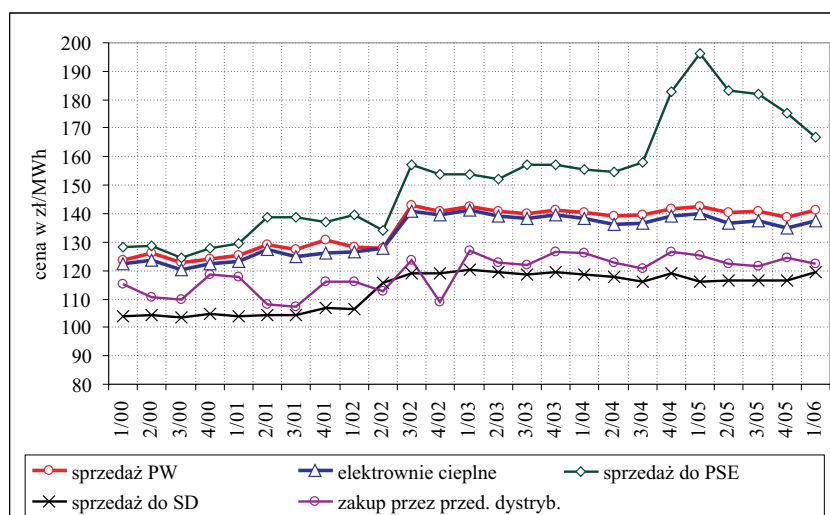


Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w latach 2000—2006

Źródło: [11]

W 2005 r. sytuacja cenowa była tylko trochę lepsza dla producentów energii elektrycznej niż w roku 2004. Poziom cen dla wybranych segmentów rynku (średnie ceny kwartalne) przedstawiono na rysunku 1. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez przedsiębiorstwa wytwórcze w 2005 r. nieznacznie wzrosły (o około 0,18%), pomimo wzrostu inflacji o 2,1%, a także wzrostu PKB na poziomie 3,2%. Można powiedzieć, że rezerwy w wytwarzaniu energii były na tyle duże, że wpływ czynników makro- ekonomicznych, a także niewielki wzrost produkcji energii, nie doprowadziły do bardziej znaczącego wzrostu cen. Średnie ceny roczne były niższe niż ceny uzyskane w 2003 roku. Ceny średnioroczne w 2005 roku najbardziej wzrosły w segmencie sprzedaż do PSE, ale jest to niemal wyłącznie sprzedaż w ramach KDT [2].

Przedstawione ceny — rysunek 2 dotyczyły całego rynku energii elektrycznej, natomiast jak sytuacja cenowa i struktura sprzedaży kształtowała się na poszczególnych segmentach rynku w podziale na węgiel brunatny i kamienny przedstawiono w tabelach 2 i 3. W tych tabelach przedstawiono szczegółowo, za dwa ostatnie lata, ceny i strukturę sprzedaży energii elektrycznej, wytwarzanej na bazie dwóch najważniejszych i konkurujących między sobą w krajowym systemie wytwórczym paliw: węgla kamiennego i węgla brunatnego.



Rys. 2. Ceny energii elektrycznej w wybranych segmentach rynku
Źródło: [5,11]

Fig. 2. Electricity prices in chosen market segments

W 2005 r., w porównaniu do roku poprzedniego, średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez elektrownie na węgiel brunatny i kamienny, zmniejszyły się o 0,3—0,2%. Na tę średnią zmianę wpłynął spadek cen sprzedaży do spółek dystrybucyjnych oraz do przedsiębiorstw obrotu w przypadku węgla brunatnego oraz spadek cen do PSE i spółek dystrybucyjnych dla węgla kamiennego.

W grupie elektrowni na węgiel brunatny największą dynamikę wzrostu cen energii elektrycznej można zaobserwować w sprzedaży do PSE w ramach kontraktów długo-

TABELA 2. Porównanie średnich cen energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego

TABLE 2. Comparison of average prices of electricity from brown and hard coal

Wyszczególnienie		Ceny w latach [zł/MWh]		Dynamika
		2004	2005	%
Elektrownie na węglu brunatnym				
Razem		121,55	121,19	99,7
PSE SA		124,48	157,46	126,5
w tym:	KDT	126,19	157,46	124,8
Spółki dystrybucyjne		116,57	114,73	98,4
Odbiorcy końcowi	korzyst. zas. TPA	114,98	118,57	103,1
	pozostali odbiorcy	145,93	152,95	104,8
Przedsiębiorstwa obrotu		112,95	108,11	95,7
Rynek giełdowy		116,49	117,47	100,8
Elektrownie na węglu kamiennym				
Razem		150,95	150,61	99,8
PSE SA		206,34	195,66	94,8
w tym:	KDT	208,99	195,69	93,6
Spółki dystrybucyjne		119,91	119,15	99,4
Odbiorcy końcowi	korzyst. zas. TPA	118,45	120,30	101,6
	pozostali odbiorcy	173,98	175,66	101,0
Przedsiębiorstwa obrotu		113,95	115,90	101,7
Rynek giełdowy		112,70	117,32	104,1

Źródło: [10]

terminowych. Należy podkreślić, że nie jest to wynik faktycznego wzrostu cen dla tego kierunku. Od listopada 2004 roku sprzedaż energii elektrycznej z El. Bełchatów do PSE jest realizowana przez Holding BOT GiE S.A. w ramach działalności obrotowej. Sytuacja ta znajduje odzwierciedlenie w zmianie struktury sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni na węglu brunatnym — tabela 3 (zmniejszenie udziału sprzedaży w ramach KDT i zwiększenie do przedsiębiorstw obrotu) [4].

W 2005 roku kontraktami długoterminowymi (KDT) wciąż objęte było ponad 51% energii sprzedanej przez wytwórców (wraz z częścią energii elektrycznej sprzedanej w ramach KDT przez przedsiębiorstwa obrotu). W przypadku węgla brunatnego było to aż 66%, a na węglu kamiennym ponad 38%. Sprzedaż na giełdzie energii w 2005 roku stanowiła zaledwie 0,71% wolumenu zakupu energii elektrycznej w przypadku węgla brunatnego i 0,95% dla węgla kamiennego.

Tabela 3. Porównanie struktury sprzedaży energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego

Table 3. Comparison of structure of electricity from brown and hard coal sales

Wyszczególnienie		Struktura sprzedaży [%]		Dynamika
		2004	2005	%
Elektrownie na węglu brunatnym				
Produkcja [TWh]		52,57	54,68	104,0
PSE SA		68,29	23,24	34,0
w tym:	KDT	66,01	23,24	35,2
Spółki dystrybucyjne		19,27	15,91	82,6
Odbiorcy końcowi	korzyst, zas, TPA	5,66	3,89	68,7
	pozostali odbiorcy	0,09	0,08	88,9
Przedsiębiorstwa. obrotu		4,69	54,10	1153,5
Rynek giełdowy				
Elektrownie na węglu kamiennym				
Produkcja [TWh]		68,72	69,77	101,5
PSE SA		34,96	38,34	109,7
w tym:	KDT	33,81	38,33	113,4
Spółki dystrybucyjne		19,70	12,86	65,3
Odbiorcy końcowi	korzyst, zas, TPA	4,03	3,05	75,7
	pozostali odbiorcy	0,08	0,09	112,5
Przedsiębiorstwa. obrotu		24,94	29,13	116,8
Rynek giełdowy		1,30	0,95	73,1

Źródło: [10]

W latach 2004 i w 2005 średnie ceny energii elektrycznej z węgla brunatnego były niższe o około 24% od cen energii z węgla kamiennego. Takie relacje cen średnich wynikają z cen energii elektrycznej w ramach kontraktów KDT, albowiem na rynkach konkurencyjnych ceny energii wytwarzanej z tych dwóch paliw są zbliżone.

Uwarunkowania makroekonomiczne

Na sytuację na rynku energii elektrycznej, która jest istotna nie tylko dla elektrowni — wytwórcy energii, ale także dla kopalni — dostawcy węgla, oddziaływać będzie zarówno popyt i podaż energii elektrycznej jak i ogólna sytuacja gospodarcza w Polsce i Unii Europejskiej (wyrażana m.in. poziomem PKB, stopniem inflacji, itp.). W wielu analizach

gospodarczych przyjmuje się, że wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jest o 2% do 3% mniejszy od wzrostu PKB.

W ocenie ekspertów sytuacja makroekonomiczna w Polsce jest korzystna i będzie ulegała dalszej poprawie. Po prawie dwóch latach od wejścia do UE można powiedzieć, że umacniają się fundamenty makroekonomiczne: maleje presja inflacyjna, spada deficyt na rachunku bieżącym w bilansie płatniczym, spada (choć wciąż zbyt wolno) bezrobocie. W rezultacie wskaźniki są stosunkowo stabilne z tendencją wzrostową.

W tabeli 4 przedstawiono poziomy niektórych wskaźników makroekonomicznych. Dane obejmują okres za lata 2000—2005.

TABELA 4. Wskaźniki makroekonomiczne

TABLE 4. Macroeconomic indicators

Wyszczególnienie	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
Inflacja roczna CPI [%]	10,1	5,5	1,9	0,8	3,5	2,1	1,5
Wzrost PKB [%]	4,0	1,0	1,4	3,8	5,4	3,2	5,2
Kurs zł/USD**	4,35	4,09	4,08	3,89	3,65	3,24	3,12
Kurs zł/EUR**	4,01	3,67	3,86	4,40	4,53	4,02	3,94

* Prognoza MF.

** Kursy średnioroczne.

Źródło: GUS, MF (strony internetowe)

Według danych GUS poziom inflacji (wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych — CPI) w 2005 roku liczony w stosunku do roku 2004 wyniósł 2,1% (wobec odpowiednio 3,5% w 2004 r.); na początku roku 2006 zakładano w ustawie budżetowej 3%, czyli wykonanie było niższe o 0,9%. Na tak niską inflację miały przede wszystkim wpływ wyniki gospodarcze w końcówce roku: po 11 miesiącach 2005 r. wskaźnik CPI spadł do 1,0%, a w listopadzie i w grudniu zanotowano deflację na poziomie 0,2%, podczas gdy w poprzednich latach pod koniec roku inflacja często osiągała najwyższy poziom. Inflacja liczona stosunkiem grudzień 2005 r. do grudnia 2004 r. wyniosła 0,7%. Te wyniki były dużym zaskoczeniem w stosunku do wcześniejszych prognoz [7, 8, 9].

Poziom inflacji oddziałuje na wszystkie podmioty gospodarcze. Szczególnie silnie wpływ inflacji odczuwają podmioty o wysokim udziale kosztów stałych, a do takich należą zarówno kopalnie, jak i elektrownie.

Inflacja w średnioterminowym horyzoncie zależy głównie od dwóch czynników: cen paliw i żywności. NBP uważa, że obniżenie się rocznego wskaźnika inflacji pod koniec roku spowodowane zostało przejściowymi głębszymi spadkami cen żywności i niższym wzrostem cen paliw. Spadek inflacji do poziomu 2,1 z 3,5% w roku 2004 wynikał po części także z wygaśnięcia wpływu wzrostu cen w okresie poprzedzającym akcesję oraz w pierwszych miesiącach członkostwa Polski w UE. Jak się ocenia w 2006 roku, inflacja średnioroczna nie powinna przekroczyć poziomu 1,5%. Jednak ostatnia sytuacja na rynku paliw, a zwłaszcza

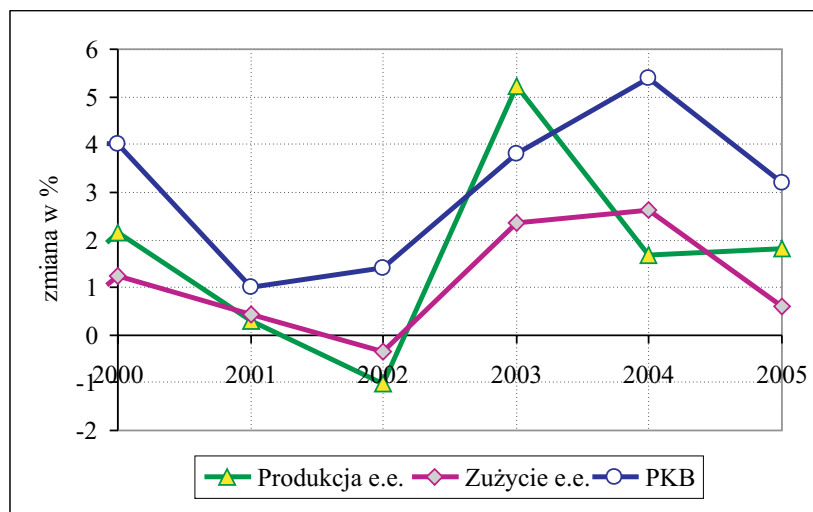
ropy naftowej, może zmienić te prognozy. Ceny ropy naftowej mogą nawet — pod koniec roku — wzrosnąć do ponad 100 USD/baryłkę, a to z kolei może spowodować osłabienie koniunktury światowej. Jednak jeśli nawet te przewidywania się nie spełnią, to i tak sytuacja cenowa w obszarze paliw będzie znacząco wpływać na wzrost gospodarczy i inflację [6, 7, 8].

Wysokie ceny ropy coraz mocniej uderzają w światową gospodarkę. Szacowany na rok 2006 wzrost gospodarczy w 26 krajach najbardziej uprzemysłowionych ma wynieść 4,7%, natomiast w przyszłym roku już tylko 4,2%. Co więcej, zdaniem Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) nawet taki wzrost (w 2007 r.) może być trudny do osiągnięcia, ponieważ nie wiadomo, jak będzie z podażą ropy. Według IEA podaż surowca z krajów OPEC zmniejszy się o około 2%. Tymczasem zapotrzebowanie świata na ten surowiec ciągle będzie rosło. Popyt na ropę naftową generowany jest zwłaszcza przez gospodarki Chin i Indii, a na podaż wpływają nieprzewidywalne konflikty polityczne. Oba te czynniki wywołują wzrosty cen. Z cenami ropy ściśle jest skorelowana cena gazu, a to z kolei może osłabić konkurencję tego paliwa w produkcji energii elektrycznej. W perspektywie długookresowej należy się liczyć, że ceny innych surowców energetycznych będą podążały za cenami ropy.

Poziom wzrostu PKB jest w sposób ciągły korygowany przez Resort Finansów, który analizuje na bieżąco informacje napływające z GUS. Od II połowy 2005 roku gospodarka weszła w fazę stopniowego ożywienia, dlatego też prognozowany wzrost gospodarczy w 2006 roku może wynieść około 5,2—5,5%. Polska gospodarka powinna się rozwijać na poziomie minimum 5% rocznie, aby móc zbliżyć się do poziomu średnich gospodarek UE.

Trzeba też zaznaczyć, że wskaźniki makroekonomiczne w roku 2005 są poniżej wartości prognozowanych przez Radę Polityki Pieniężnej.

Głównym czynnikiem powodującym wzrost zużycia energii elektrycznej jest wzrost PKB. Na rysunku 3 przedstawiono zmiany zużycia i produkcji energii elektrycznej w Polsce



Rys. 3. Zmiany produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian przyrostu PKB w Polsce [%]

Źródło: opracowanie własne na podstawie: [11,12]

Fig. 3. Changes of production and use of electricity in Poland on the background of GDP increases [%]

na tle zmian przyrostu PKB. Tendencje zmian są na ogół zgodne. Dla lat 2001—2002 obserwujemy spadek wzrostu PKB oraz spadek produkcji i zużycia energii elektrycznej (netto). Po wzroście w latach 2002—2004, rok 2005 był okresem spadkowym PKB, co odbiło się na wielkości zużycia energii. Rok 2006 przyniesie prawdopodobnie zmianę tej tendencji, nastąpi silniejszy wzrost PKB, a co za tym idzie bardziej znaczący wzrost produkcji i zużycia energii elektrycznej. Analiza trendów zmian zużycia energii elektrycznej względem wzrostu PKB pozwala na opracowanie wskaźników elastyczności informujących o wzroście zużycie energii przy określonym wzroście PKB.

Przystawione czynniki makroekonomiczne będą miały wpływ także na ceny węgla brunatnego.

Ekwiwalentna cena węgla brunatnego

Jak już wspomniano w warunkach polskich, w sektorze wytwarzania energii konkurują ze sobą dwa paliwa: węgiel kamienny i węgiel brunatny. Jest to oczywiście konkurencja pośrednia, poprzez koszty wytwarzania energii elektrycznej, a dalej — poprzez jej ceny. Jak wynika z analiz, ceny energii elektrycznej z elektrowni na węglu brunatnym i kamiennym różnią się znacznie w tych segmentach rynku, w których dużą rolę odgrywają ceny sprzedaży ustalone w kontraktach długoterminowych (KDT), natomiast na rynku konkurencyjnym są bardzo zbliżone.

Węgiel brunatny nie jest klasycznym towarem rynkowym, gdyż ze względu na swe właściwości (relatywnie niska wartość opałowa i wysoka zawartość wilgoci) i nieopłacalny transport na większe odległości, praktycznie musi być zużywany blisko miejsca wydobycia, a przez to liczba jego odbiorców jest ograniczona — najczęściej do jednej elektrowni.

Inaczej jest z węglem kamiennym energetycznym: każda z kopalń sprzedaje węgiel do wielu odbiorców, a każda z elektrowni zaopatruje się przynajmniej u kilku producentów. Węgiel kamienny jest również przedmiotem handlu międzynarodowego, a jego ceny są notowane na wielu rynkach.

Biorąc powyższe pod uwagę można oszacować taki poziom maksymalnej ceny węgla brunatnego, by koszt produkcji energii elektrycznej z tego paliwa nie był wyższy, niż koszt energii elektrycznej produkowanej z węgla kamiennego (będzie to ekwiwalentna cena węgla brunatnego, konkurencyjna w stosunku do węgla kamiennego). Można więc wyliczyć współczynnik przeliczeniowy cen węgla kamiennego na ekwiwalentną cenę węgla brunatnego.

Oszacowanie przeprowadzono w oparciu o warunek równości kosztów produkcji energii elektrycznej z elektrowni na węglu kamiennym z kosztami produkcji energii elektrycznej na węglu brunatnym. Wyniki obliczeń zaprezentowano w tabeli 5. Znając jednostkowe zużycie (energii chemicznej węgla potrzebnej do wytworzenia jednostki energii elektrycznej) oraz parametry jakościowe węgla, określono także koszty korzystania ze środowiska przy spalaniu węgla kamiennego i brunatnego.

TABELA 5. Oszacowanie ekwiwalentnej ceny węgla brunatnego

TABLE 5. Evaluation of equivalent price of brown coal

Węgiel	Jednostkowe zużycie ciepła	Wartość opałowa	Wskaźnik efektywności produkcji	Koszty				Jednostkowy koszt zmienny produkcji
				korzystania ze śródowniska	transportu	węgla	razem	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	kJ/kW·h	kJ/kg	kW·h/t	zł/t	zł/t	zł/t	zł/t	zł/MW·h
rok 2002								
Kamienny	10 159	21 648	2 131	13,13	10,20	132,46	155,79	73,11
Brunatny	10 702	8 525	797	6,72	–	51,51	58,23	73,11
Współczynnik przeliczeniowy relacji cen węgla brunatnego do kamiennego w 2002 r. 0,3889								
rok 2003								
Kamienny	10 210	21 692	2 125	13,80	10,72	127,17	151,69	71,40
Brunatny	10 851	8 571	790	6,99	–	49,40	56,40	71,40
Współczynnik przeliczeniowy relacji cen węgla brunatnego do kamiennego w 2003 r. 0,3885								
rok 2004								
Kamienny	10 151	21 584	2 126	14,21	12,06	133,03	159,30	74,92
Brunatny	10 719	8 516	794	7,20	–	52,32	59,52	74,92
Współczynnik przeliczeniowy relacji cen węgla brunatnego do kamiennego w 2004 r. 0,3933								

Znając ceny węgla kamiennego (wartości statystyczne dla cen w dostawach do energetyki zawodowej) oszacowano, jaka może być maksymalna cena węgla brunatnego, by koszt zmienny produkcji 1 MW·h był taki sam, jak w elektrowni na węglu kamiennym (tab. 5. kol. 9). W kol. 8 podano sumę kosztów związanych ze spalaniem węgla, pozwalających na spełnienie warunku równości kosztów produkcji 1 MW·h. W kol. 7 natomiast podana jest ekwiwalentna cena węgla brunatnego.

Wyniki tych obliczeń pozwalają też na określenie współczynnika przeliczeniowego relacji cen węgla brunatnego do cen węgla kamiennego (wielkości współczynników w poszczególnych latach podano w tabeli); średnio za 3 lata współczynnik ten wyniósł około **0,39**.

Przedstawione wyżej obliczenia przeprowadzono na podstawie informacji ze wszystkich elektrowni na węglu brunatnym i siedmiu dużych elektrowni na węglu kamiennym.

Na tak wyliczoną wielkość współczynnika relacji cen (węgla brunatnego do kamiennego) główny wpływ ma wskaźnik zużycia węgla na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej. Wskaźnik ten jest odwrotnością podanego w kol. 4 tab. 5 wskaźnika efektywności produkcji i określa, ile ton węgla potrzeba na wyprodukowanie 1 MW·h.

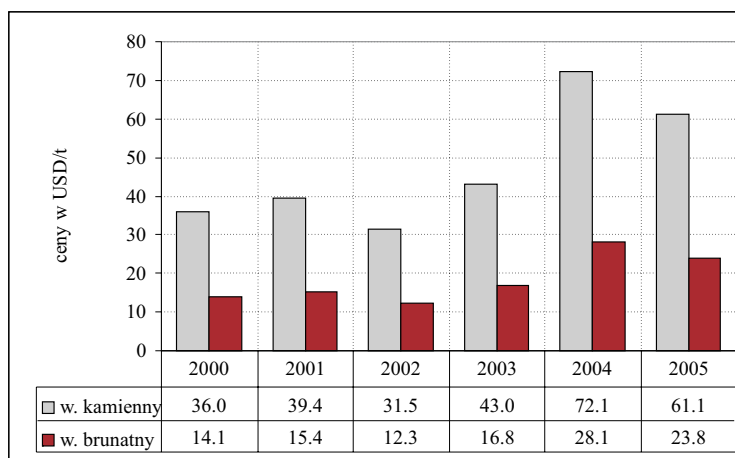
W przypadku elektrowni na węglu brunatnym zróżnicowanie tego wskaźnika jest duże. W roku 2004 wskaźnik średni wyniósł 1,259 t/MWh (zużycie węgla na produkcję energii elektrycznej netto). Przy czym rozpiętość tego wskaźnika dla poszczególnych elektrowni wahała się w granicach od 1,001 do 1,574 t/MWh. Dla węgla kamiennego wartość średnia była na poziomie 0,470 t/MWh (w zakresie od 0,438 do 0,523 t/MWh).

Ustalenie zależności pomiędzy średnimi cenami węgla kamiennego i brunatnego przy wzajemnej konkurencji tych dwóch paliw pozwala traktować wyliczone ekwiwalentne ceny węgla brunatnego jako maksymalne (powyżej tego poziomu elektrownie spalające ten węgiel nie mogłyby już konkurować z elektrowniami spalającymi węgiel kamienny).

Obecnie w Polsce coraz częściej ceny węgla kamiennego energetycznego dostarczanego do energetyki oparte są o referencyjne ceny węgla na rynkach międzynarodowych. Elektrownie podpisując z kopalniami umowy wieloletnie na dostawy węgla formułują zapisy, które między innymi pozwalają indeksować zmiany cen w zależności od sytuacji cenowej na międzynarodowych rynkach węglowych. Taka tendencja będzie się umacniać w przyszłości, a związki cen paliw na rynku krajowym z cenami na rynkach międzynarodowych będą coraz wyraźniejsze. Takimi referencyjnymi cenami dla rynku, Europejskiego są ceny notowane w portach ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anwerpia). W przedstawionych w tabeli 6 obliczeniach oraz na rysunku 4. ceny CIF ARA są średnimi cenami z indeksów ICR, CIF ARA Steam coal marker price oraz MCIS — CIF ARA — McCloskey steam coal marker. Indeksy odnoszą się do węgla o wartości opałowej 6000 kcal/kg i zawartości siarki poniżej 1% (parametry w stanie roboczym).

W tabeli 6 przedstawiono porównanie cen węgla kamiennego na poziomie cen CIF ARA oraz cen węgla krajowego dostarczanego do elektrowni zawodowych w okresie ostatnich 6 lat. Stosunek ten określono dzieląc ceny przeliczone na USD/GJ.

Jak wynika z tego porównania tendencje zmian cen węgla na tych dwóch rynkach nie były zbyt zbieżne. Ceny w handlu międzynarodowym podlegały ówczesnym spadkom i wzrostom, natomiast ceny na rynku krajowym miały cały czas tendencję rosnącą w tempie najczęściej (za wyjątkiem dwóch pierwszych lat) nieco niższym niż inflacja. W latach 1998,



Rys. 4. Średnie ceny węgla energetycznego CIF ARA i odpowiadające im ceny ekwiwalentne węgla brunatnego

Fig. 4. Average prices of CIF ARA steam coal and equivalent prices of brown coal

TABELA 6. Stosunek ceny węgla kamiennego energetycznego CIF ARA do cen węgla krajowego w dostawach do energetyki

TABLE 6. Proportion of the price of CIF ARA steam coal to the domestic prices of coal in deliveries to power plants

Rok	Stosunek cen krajowych do cen CIF ARA
2000	0,92
2001	0,96
2002	1,22

Rok	Stosunek cen krajowych do cen CIF ARA
2003	0,89
2004	0,59
2005	0,83

Źródło: opracowanie własne na podstawie: [1, 3, 7]

1999 i 2002 ceny krajowe były nawet wyższe od cen CIF ARA. To jednak skutkowało takim poziomem cen w umowach na rok 2003, że choć w tym czasie ceny węgla na rynkach międzynarodowych zaczęły bardzo szybko rosnąć, to na rynku krajowym spadły. W następnym roku (2004), gdy średnie ceny CIF ARA zaczęły rosnąć do poziomu ponad 72 USD za tonę, w Polsce średnie ceny dostaw do energetyki były na poziomie 60% tych cen. W 2005 roku średnie ceny węgla energetycznego w dostawach do energetyki w porównaniu do cen na rynkach międzynarodowych były niższe o około 17%. Wspomnieć należy że ceny CIF ARA są około 10—15% niższe od faktycznych kosztów sprowadzenia węgla do portów polskich.

Na rysunku 4 przedstawiono porównanie cen węgla energetycznego CIF ARA i odpowiadające im ceny ekwiwalentne węgla brunatnego. Można powiedzieć że gdyby ceny węgla energetycznego osiągnęły poziom cen CIF ARA wówczas maksymalna cena węgla brunatnego byłaby taka jak na rysunku i wówczas koszty produkcji energii elektrycznej byłyby jeszcze konkurencyjne w stosunku do produkcji z węgla kamiennego.

Wnioski

1. W warunkach polskich produkcja energii elektrycznej opiera się na dwóch paliwach: węglu kamiennym i węglu brunatnym, z których produkuje się ponad 95% energii elektrycznej.

2. Na ceny węgla brunatnego oddziałują czynniki wynikające z uwarunkowań związanych ze jego specyfiką, rynkiem energii elektrycznej i wskaźnikami makroekonomicznymi.

3. Z węgla brunatnego w ostatnich latach produkowane było około 33—35% energii elektrycznej. W ostatnim roku nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej, który wyniósł prawie 6% i był wyższy o ponad 4 TWh w stosunku do roku 2004. Od roku 2000 produkcja wzrosła o 10%.

4. W 2005 r., w porównaniu do roku poprzedniego, średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez elektrownie na węglu brunatnym i kamiennym, zmniejszyły się o 0,3—0,2%. W 2005 r. średnie ceny energii elektrycznej z węgla brunatnego były niższe o około 24% od cen energii z węgla kamiennego. Takie relacje cen średnich wynikają z cen energii elektrycznej w ramach kontraktów KDT, albowiem na rynkach konkurencyjnych ceny energii wytwarzanej z tych dwóch paliw są zbliżone.

5. Na sytuację na rynku energii elektrycznej oddziaływać będzie zarówno popyt i podaż energii elektrycznej oraz jej ceny, jak i ogólna sytuacja gospodarcza w kraju i Unii Europejskiej. Sytuacja makroekonomiczna w Polsce jest korzystna będzie ulegała dalszej poprawie. Można się spodziewać ze wzrost gospodarczy zwiększy istotnie zapotrzebowanie na energię elektryczną.

6. W warunkach polskich, w sektorze wytwarzania energii konkurują ze sobą dwa paliwa: węgiel kamienny i węgiel brunatny. Jest to konkurencja pośrednia, poprzez koszty wytwarzania energii elektrycznej, a dalej — poprzez jej ceny. Biorąc pod uwagę że na ceny węgla kamiennego oddziałują zarówno konkurencja pomiędzy poszczególnymi kopalniami jak i ceny na rynkach międzynarodowych można wychodząc z cen węgla kamiennego określić cenę ekwiwalentną węgla brunatnego przy warunku równości kosztu produkcji 1 MWh z obu tych paliw. Na podstawie tego założenia obliczona współczynnik przeliczeniowy cen węgla kamiennego na ceny węgla brunatnego który wyniósł 0,39.

Temat realizowany w ramach grantu nr: 4 T12A 035 029

Literatura

- [1] GRUDZIŃSKI Z., 2005 — Wskaźniki cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych. *Polityka Energetyczna* tom 8, z. specjalny.
- [2] GRUDZIŃSKI Z., 2006 — Tendencje zmian cen energii elektrycznej w latach 2002—2005. *Polityka Energetyczna* tom 9, z. 1.

- [3] LORENZ U., GRUDZIŃSKI Z., 2006 — Krótkoterminowa prognoza cen węgla energetycznego. *Polityka Energetyczna* tom 9, z. 1.
- [4] *Biuletyny Urzędu Regulacji Energetyki*, numery z lat 2006 i 2005
- [5] *Informacja statystyczna o energii elektrycznej (miesięcznik)* — wyd. ARE, numery z lat 2002—2006.
- [6] *ICR — Coal Statistics Monthly*. Wyd. Platts — The McGraw Hill Companies, England.
- [7] *ICR — International Coal Report*. Wyd. Platts — The McGraw Hill Companies, England.
- [8] *Miesięczne przeglądy makroekonomiczne BRE Banku* nr 60—65.
- [9] *Sprawozdanie z wykonania założeń polityki pieniężnej na rok 2005*, NBP — Rada Polityki Pieniężnej.
- [10] *Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego (kwartalnik)* — wyd. ARE, numery z lat 2003—2006.
- [11] *Sytuacja w elektroenergetyce — biuletyn kwartalny* — wyd. ARE, numery z lat 2000—2006.
- [12] *Roczniki statystyczny GUS* z lat 2000—2005.

Zbigniew GRUDZIŃSKI

Competitiveness of electricity production from brown coal

Abstract

Prices of brown coal depend on many factors being the result of its specific properties, conditions on the electricity market as well as the macroeconomic conditions. In recent years about 33—35% of electricity is produced from brown coal in Poland. Both in 2004 and 2005 the prices of electricity from brown coal were in average about 24% lower than prices of electricity from hard coal, but in the segment of the competitive market the prices of electricity from both sources were very similar. The set of enterprises coal mine — power plant is influenced by electricity supply and demand as well as the overall economic condition of Poland and European Union that can be described by GDP, inflation and so on. Basing on the prices of hard coal the coefficient has been evaluated in the paper that recalculates the price of hard coal to the equivalent price of brown coal in such way that the cost of electricity production from brown coal remains at the level not higher than cost of electricity production from hard coal.

KEY WORDS: brown coal prices, electricity prices, equivalent coal