

*Kazimierz Czopek**

KOSZTOWA OCENA OPŁACALNOŚCI EKSPLOATACJI WĘGLA BRUNATNEGO ZE ZŁOŻA „LEGNICA ZACHÓD”**

1. Wprowadzenie

Uwzględniając tylko prosty bilans energii elektrycznej, można byłoby stwierdzić, że mamy w kraju niewielki nadmiar mocy w stosunku do zapotrzebowania [10]. Są to jednak złudne rozumowania, bowiem już w niedługim czasie może się okazać, że w Polsce znacznie brakować energii elektrycznej. Przykładem tego były trudności energetyczne latem ubiegłego roku. Jeżeli dodać do tego, że zdecydowana większość bloków energetycznych pracuje już kilkadziesiąt lat, to oznacza, że inwestycje w sektorze elektroenergetycznym są potrzebne w zasadzie od zaraz. Tym bardziej, że nawet przy niewielkim wzroście gospodarczym, zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wzrastać w tempie od 1 do 2,5% rocznie [3, 6]. W 2006 roku Produkt Krajowy Brutto wyniósł 5,8%, na 2007 rok prognozy zakładają wzrost PKB o 6,3%, co oznacza, że zapotrzebowanie na energię będzie większe od przeciętnego, nawet jeżeli tak wysokie tempo wzrostu gospodarczego nie utrzyma się w dłuższej perspektywie.

Sytuacja elektroenergetyki opartej na węglu brunatnym też nie daje na razie powodu do zmartwień, bowiem produkcja energii elektrycznej z tego paliwa nieznacznie rośnie z roku na rok i stanowi ponad 35% całkowitej produkcji. Jest to w chwili obecnej, a także będzie w przyszłości, najtańsze źródło energii elektrycznej. Bardzo prawdopodobne, że pod koniec 2007 roku zostanie oddany do użytku blok Pątnów II o mocy 464 MW, natomiast w 2010 roku blok Elektrowni Bełchatów o mocy 833 MW, wówczas łączna moc zainstalowana na węglu brunatnym będzie wynosić 10181 MW, a udział energii z węgla brunatnego powiększy się.

Niestety, ten pozytywny obraz zacznie się pogarszać zaraz po roku 2010 z dwu głównych powodów: wypadania bardzo starych bloków energetycznych oraz wyczerpywania się

* Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków

** Pracę wykonano w ramach projektu badawczego 4T12A01929

zasobów węgla brunatnego we wszystkich czterech kopalniach, uwzględniając nawet planowane do zagospodarowania złoża satelitarne. Drastyczny ubytek mocy nastąpi po roku 2026, bowiem w przeciągu pięciu lat nastąpi likwidacja ponad 5000 MW. Pozostałe około 3000 MW mocy na węglu brunatnym będzie zmniejszać się aż do całkowitej likwidacji energetyki na węglu brunatnym w roku 2050.

Aby tak się nie stało, należałoby w bardzo krótkim czasie podjąć decyzję o zagospodarowaniu nowych, udokumentowanych złóż węgla brunatnego. Wiadomo jednak, że cykl budowy kopalni o wydobywaniu rekompensującym planowaną likwidację wydobywania w istniejących kopalniach zajmie około 15 do 20 lat, nim osiągnięta zostanie pełna zdolność wydobywcza.

Panuje dosyć powszechna opinia [1, 2, 8], że najkorzystniej byłoby brać pod uwagę bogate złoża rejonu Legnicy, zwłaszcza złożo Legnica Zachód jako najbardziej korzystne do zagospodarowania w pierwszej kolejności [1, 9]. Przemawia za tym duża ilość zasobów geologicznych (864 mln Mg), w miarę dobre rozpoznanie geologiczne (kategoria B + C₁ + C₂), bardzo dobra jakość węgla (kaloryczność 9936 kJ/kg, zawartość popiołu 14,8%, zawartość siarki 0,96%), niezbyt wysoki współczynnik N:W = 6,42:1. Przy rozważaniu opłacalności wydobywania węgla brunatnego, zarówno w przypadku omawianego złoża Legnica Zachód, jak i w każdym innym przypadku, należy uwzględnić fakt nierynkowego charakteru węgla brunatnego. Dlatego w koncepcji zagospodarowania złoża Legnica Zachód należy przyjąć równoczesną budowę skojarzonej elektrowni i ich wspólne funkcjonowanie w jednej jednostce organizacyjno-prawnej, zespole górnictwo-energetycznym. Wówczas miarą opłacalności będzie produkt końcowy, czyli cena 1 MWh w warunkach wolnego rynku energii. Nie oznacza to, że kopalnia może być w takim zestawieniu nierentowna. Ponieważ w elektrowni przy produkcji energii elektrycznej około 50% kosztów to spalany węgiel, wobec tego w ocenie opłacalności należałoby wykazać, że cena sprzedaży węgla do elektrowni będzie opłacalna dla kopalni, a równocześnie umożliwi elektrowni utrzymanie kosztów produkcji poniżej ceny rynkowej energii.

Aby uwiarygodnić takie porównanie, przyjęto do dalszych rozważań jedną z kilku propozycji co do wielkości wydobywania planowanej kopalni, jak również zainstalowanej mocy w elektrowni [12]. Przyjęto zatem, że po uzyskaniu pełnej zdolności wydobywczej kopalnia będzie wydobywać:

- 24 mln Mg węgla w roku,
- 154 mln m³ nadkładu w roku,
- 174 mln m³ masy w roku.

Wydobywanie będzie prowadzone sześcioma poziomami, przy użyciu maszyn najwyższej generacji, gwarantujących dużą koncentrację, a tym samym w miarę niskie koszty jednostkowe urabiania, transportu i zawałowania.

W elektrowni planuje się zainstalować trzy bloki energetyczne o mocy 1100 MW każdy, o bardzo wysokiej sprawności energetycznej około 46% i niskim zużyciu paliwa poniżej 0,30 tpu/MWh [5, 7].

2. Kosztowe kryterium opłacalności

Przy ocenie opłacalności każdego przedsięwzięcia inwestycyjnego, również w przypadku budowy kopalni i elektrowni, stosuje się powszechnie kryteria dyskontowe, w tym kryterium wartości bieżącej netto NPV oraz kryterium wewnętrznej stopy zwrotu IRR .

Zaktualizowaną wartość bieżącą netto oblicza się według wzoru

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

gdzie:

NPV — zdyskontowana na dany moment (początek cyklu budowy kopalni) wartość przepływów pieniężnych, które uzyska kopalnia w okresie operacyjnej działalności;

CF_t — przepływy pieniężne (bez wydatków inwestycyjnych) w kolejnych okresach;

$$CF_t = P_t - K_t \quad (2)$$

gdzie:

P_t — wpływy kopalni w okresach t ,

K_t — wydatki kopalni w okresach t ;

i — stopa procentowa (koszt kapitału);

I_t — nakłady inwestycyjne w kolejnych latach t .

Wewnętrzną stopę zwrotu wyznacza się przy założeniu, że jest to taka wartość stopy procentowej, przy której $NPV = 0$, czyli z równania

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+IRR)^t} \quad (3)$$

Wewnętrzna stopa zwrotu określa rentowność zaangażowanego kapitału w daną inwestycję i musi spełnić poniższą nierówność

$$IRR > i \quad (4)$$

co oznacza, że dochód z inwestycji będzie większy od zainwestowanego kapitału.

Bez względu na to, czy powyższe wskaźniki kryterialne NPV oraz IRR będziemy liczyć dla całego zespołu górnictwo-energetycznego, czy oddzielnie dla kopalni i elektrowni, znaczącym elementem tych wyliczeń będą koszty.

Przyjmując do oceny opłacalności eksploatacji złoża Legnica Zachód kryterium kosztowe, uwzględniono sytuację kopalni po uzyskaniu pełnej zdolności wydobywczej. Wówczas o efektywności kopalni będzie informować wynik finansowy netto, czyli rachunek zysków i strat według rysunku 1 [11]:

	Przychody netto ze sprzedaży	
–	Koszty działalności operacyjnej	
I	Zysk ze sprzedaży	
	Pozostałe przychody operacyjne	
–	Pozostałe koszty operacyjne	
II	Zysk z pozostałej działalności operacyjnej	
	Przychody finansowe	
–	Koszty finansowe	
III	Zysk z działalności finansowej	
	Zyski nadzwyczajne	
–	Straty nadzwyczajne	
IV	Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	
	Suma zysków (I + II + III + IV)	
–	Podatek dochodowy, pozostałe zmniejszenie zysków	
V	Zysk netto	

Rys. 1. Rachunek zysków i strat [11]

Porównanie efektywności działania kopalni i elektrowni będzie wiarygodne jedynie na poziomie zysku ze sprzedaży. Wykonując rachunek zysków i strat według wariantu porównawczego, podstawą w takim przypadku są koszty działalności operacyjnej (rodzajowe), które przyjęto do dalszej analizy. Przy prognozowaniu kosztów wydobycia w kopalni Legnica Zachód punktem wyjścia powinna być ocena aktualnej struktury kosztów polskich kopalń.

W tabeli 1 zestawiono strukturę kosztów w kopalniach polskich w latach 2001–2005.

Łatwo zauważyć, że w strukturze kosztów zdecydowanie dominują koszty pracy, stanowiące ponad 40% kosztów łącznych, a w przypadku kopalni Adamów w 2004 roku wynosiły aż 51,8%. Warto przy tym dodać, że na przestrzeni ostatnich 10 lat we wszystkich kopalniach można było zaobserwować pewną tendencję w strukturze kosztów. Otóż nieznacznie, ale systematycznie zmniejszał się udział amortyzacji, wzrastał udział kosztów energii, zwiększał się udział kosztów wynagrodzeń i pochodnych.

TABELA 1

Struktura rodzajowa kosztów polskich kopalń węgla brunatnego w latach 2001–2005, %

Koszty	Kopalnia			
	„Adamów”	„Bełchatów”	„Konin”	„Turów”
Amortyzacja	7,80÷10,10	6,84÷12,20	5,30÷6,90	7,02÷14,00
Materiały	11,80÷13,70	9,29÷17,30	10,30÷14,90	14,00÷16,30
Energia	10,30÷13,56	11,10÷13,50	7,90÷11,00	8,10÷8,50
Usługi obce	1,80÷2,10	5,50÷31,62	10,20÷11,70	6,17÷12,50
Podatki i opłaty	9,30÷12,87	5,70÷9,09	10,70÷11,90	7,00÷8,51
Wynagrodzenia	38,10÷42,00	22,81÷34,90	32,60÷35,40	31,10÷36,50
Świadczenia na rzecz pracownika	10,10÷12,10	7,20÷10,20	9,70÷10,60	8,00÷12,00
Pozostałe koszty	1,30÷2,50	0,70÷2,05	4,40÷6,20	1,70÷7,88
Koszty rodzajowe razem	100,00	100,00	100,00	100,00

Powyższe uwagi należy uwzględnić w prognozie kosztów wydobycia kopalni Legnica Zachód. Eksploatacja tego złoża będzie opłacalna pod warunkiem, że rozwiązania tam przyjęte pozwolą uzyskać podobne wskaźniki jak to ma miejsce w kopalniach niemieckich. Wystarczy porównać tak podstawowe wskaźniki jak liczba zatrudnionych, wydobycie węgla, wskaźnik wydajności w masie (tab. 2) aby stwierdzić, że parametry te w polskich kopalniach są znacznie gorsze od niemieckich.

TABELA 2

Wybrane parametry kopalń w 2005 roku

Wyszczególnienie	Niemcy	Polska
Wydobycie węgla, mln Mg/rok	177,907	61,950
Zatrudnienie, osób	23 299	20 608
Wydajność w masie, tys. m ³ /1 pracownika	47,68	16,3

Przy porównywalnym zatrudnieniu wydobycie węgla w Niemczech było praktycznie trzy razy większe niż w Polsce. Ponieważ współczynnik N:W tylko nieznacznie się różnił (4,54 w Polsce i 5,4 w Niemczech), to oczywiście, że wskaźnik wydajności w masie w Niemczech był prawie trzykrotnie wyższy niż w Polsce. Oznacza to, że w kopalni Legnica Zachód zatrudnienie musi być znacznie mniejsze niż obecnie.

W prognozie przyjęto zmniejszenie zatrudnienia o 40% w stosunku do aktualnego, wówczas składniki kosztów pracy wyniosą:

— wynagrodzenie	20,88%
— <u>świadczenia</u>	5,64%
razem	26,52%

O wielkości kosztów w kopalni, a także o ich strukturze, decyduje kilka czynników, z których najważniejszymi są:

- warunki geologiczno-górnice, decydujące o utrudnieniach w procesie wybierania;
- współczynnik N:W, im większy tym koszty wydobywania wzrastają proporcjonalnie;
- zastosowane maszyny i urządzenia w układzie KTZ, bowiem czym większa koncentracja wydobywania tym koszty jednostkowe maleją z uwagi na wysokie koszty stałe kopalni;
- stopień ogólnego zorganizowania procesu wydobywczego, wpływającego na poszczególne składniki rodzajowe kosztów.

Oprócz składnika kosztów pracy, istotne zmiany w stosunku do sytuacji aktualnej nastąpią w koszcie amortyzacji, materiałów i energii.

Udział amortyzacji w kosztach operacyjnych wzrośnie, bowiem wszystkie maszyny i urządzenia będą po pierwsze nowe, a także droższe. Założono w prognozie wzrost kosztów amortyzacji do 17,50%. Wzrośnie również udział kosztów materiałów, głównie za przyczyną dosyć trudnych warunków zalegania złoża i znacznej głębokości. Ich udział w strukturze wyniesie 19,90%. Z tych samych powodów wzrośnie udział kosztów energii do 18,28%. Pozostałe składniki rodzajowe kosztów nie powinny zmienić się radykalnie, chociażby ze względu na prognozowany wysoki stopień zorganizowania procesu wydobywania, jego automatyzację i obsługę informatyczną.

Oprócz wewnętrznej struktury kosztów rodzajowych, jeszcze ważniejszym jest ustalenie wartości poszczególnych jej składników i w efekcie operacyjnego kosztu jednostkowego wydobywania 1 Mg węgla.

W ostatnich dwu latach koszty jednostkowe wydobywania węgla i masy przedstawiały się jak w tabeli 3.

TABELA 3
Koszty jednostkowe wydobywania

Parametr	KWB „Adamów”		KWB „Bełchatów”		KWB „Turów”	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005
Koszty wydobywania węgla, zł/Mg	49,80	48,61	39,63	36,22	53,37	52,55
Koszty wydobywania masy, zł/m ³	6,17	6,22	8,01	6,88	13,75	18,62

W kopalni Legnica Zachód aby wydobyć 1 tonę węgla (przy wskaźniku $N : W = 6,42$) należy wydobyć $7,25 \text{ m}^3$ masy. Przy wyznaczaniu kosztu jednostkowego urabiania masy należy uwzględnić wartości tego parametru otrzymane w kopalniach, zwłaszcza w Bełchatowie. Z tablicy 3 czytamy, że w latach 2004 i 2005 w kopalni Bełchatów koszt jednostkowy wydobycia 1 m^3 masy wynosił odpowiednio 8,01 i 6,99 zł/ m^3 masy. Uwzględniając te wyniki, jak również wspomniane warunki geologiczno-górnice kopalni Legnica Zachód, przyjęto w prognozie wartość tego wskaźnika na 7,59 zł/ m^3 masy. **Oznacza to, że prognozowany koszt jednostkowy wydobycia węgla będzie wynosił 55,0 zł/Mg.**

Przy ustalonych wcześniej zasadach procentowych udziałów poszczególnych składników rodzajowych ich struktura oraz wartości będą się kształtować jak w tabeli 4.

TABELA 4
Struktura kosztów rodzajowych kopalni Legnica Zachód

Rodzaj kosztu	tys. zł	%
Amortyzacja	231 000,0	17,50
Materiały	262 680,0	19,90
Energia	241 296,0	18,28
Usługi obce	89 760,0	6,80
Podatki i opłaty	110 880,0	8,40
Wynagrodzenia	275 616,0	20,88
Świadczenia na rzecz pracownika	74 448,0	5,64
Pozostałe koszty	35 640,0	2,70
Koszty rodzajowe razem	1 320 000,0	100,00
Koszty jednostkowe:		
— wydobycia węgla, zł/t	55,00	—
— wydobycia masy, zł/ m^3	7,59	—

Budowa kopalni Legnica Zachód będzie opłacalna, jeżeli cena sprzedawanego węgla do elektrowni zapewni spłatę kredytu bądź zainwestowanego kapitału, czyli przy rentowności 15%. Cena sprzedaży węgla wyniesie wówczas:

$$55,0 \cdot 1,15 = 63,25 \text{ zł/Mg.}$$

Przy 19-procentowym podatku dochodowym marża na sprzedaży węgla wyniesie wówczas:

$$(63,25 - 55,0) \cdot 0,81 = 6,68 \text{ zł/Mg.}$$

Przy kaloryczności węgla ze złoża Legnica Zachód równej 9,936 GJ/t, 1 tona wydobytego węgla stanowi 0,3391 tpu. Przy cenie zakupu węgla przez elektrownię, równej 63,25 zł/Mg cena 1 Mg paliwa umownego wyniesie 186,52 zł/tpu.

Planowana wysoka sprawność przyszłej elektrowni Legnica, jak również wysoka kaloryczność spalane go węgla pozwalają przyjąć, że zużycie spalane go węgla przy produkcji 1 MWh nie powinno być wyższe niż 0,300 tpu. Oznacza to, że koszt spalane go węgla wyniesie:

$$0,300 \text{ tpu} \cdot 186,53 \text{ zł/tpu} = 55,96 \text{ zł/MWh.}$$

Przyjmując równocześnie, że koszt spalane go węgla wynosi około 50% całkowitych kosztów produkcji energii elektrycznej, wobec tego koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowni Legnica Zachód wyniesie:

$$2 \cdot 55,96 = 111,91 \text{ zł/MWh.}$$

Zakładając, podobnie jak w przypadku kopalni, rentowność elektrowni w wysokości 15%, wówczas cena sprzedaży energii elektrycznej wyniesie [4]:

$$111,91 \cdot 1,15 = 128,70 \text{ zł/MWh.}$$

3. Wnioski

Przedstawione powyżej ostrożne wyliczenia wskazują, że funkcjonowanie zespołu górnictwo-energetycznego wykorzystującego złożo węgla brunatne go Legnica Zachód będzie opłacalne. Aby się tak stało, konieczne jest wykorzystanie zarówno w kopalni, jak również w elektrowni maszyn i urządzeń najwyższej generacji, co prawda o wysokich kosztach nabywania, niemniej gwarantujących dużą koncentrację w przypadku kopalni oraz wysoką sprawność w elektrowni. Być może podane koszty będą nieco wyższe, głównie z powodu nieustalonych w tej chwili kosztów ochrony środowiska, ale i tak nie spowoduje to znaczącego wzrostu kosztów powyżej opłacalności. Tym bardziej, że prowadzone w tym zakresie badania wskazują, że ceny energii elektrycznej na pewno wzrosną w stosunku do stanu obecnego, nie ze względu na procesy inflacyjne, lecz z uwagi na aktualną nierentowność wielu elektrowni, których koszty przewyższają uzyskiwane ceny.

LITERATURA

- [1] *Bednarczyk J. i in.*: Badanie, modelowanie i sterowanie wydobywaniem, produkcją energii elektrycznej i aktywami w przemyśle węgla brunatne go. Poltegor-Instytut, Wrocław 2006
- [2] *Czopek K.*: Funkcjonowanie węgla brunatne go w systemie elektroenergetycznym. Szkoła Ekonomii i Zarządzania w Górnictwie 2006, AGH-PAN, Krynica 2006
- [3] *Ciepiela D.*: Za 5 lat zacznie w Polsce brakować energii (www.wnp.pl/energetyka)
- [4] Ceny energii elektrycznej w Polsce: sytuacja 2005–2006. Biuletyn URE, nr 1, 2007, Warszawa 2007

- [5] *Grudziński Z.*: Konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego. Polityka energetyczna, Zeszyt Specjalny, JGSMiE PAN, Kraków 2006
- [6] *Mielczarski W.*: Czy w elektroenergetyce może być normalnie. Wokół energetyki, X/2006, (www.elektroenergetyka.pl)
- [7] *Najwer M., Kołacz J.*: Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w Elektrowni. Energetyka VIII/2002, (www.elektroenergetyka.pl)
- [8] Polityka energetyczna państwa do 2025 r. MG, Warszawa 2005
- [9] Program dla elektroenergetyki. MG, Warszawa 2006
- [10] Raport z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 2005 roku. PSE-Operator SA, Warszawa 2006
- [11] Ustawa o rachunkowości. Dz.U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694 z późn. zm.
- [12] *Witt A., Tomaszewska H., Nowak A.*: Lokalizacja wyrobiska, wkopu udostępniającego i zwałowiska na polu Legnica Zachód. Poltegor-Institut, Wrocław 2006