

Kazimierz CZOPEK*, Beata TRZASKUS-ŻAK**

Koszty i ceny węgla brunatnego w warunkach rynkowych

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono problem kosztów i cen węgla brunatnego w kontekście powiązania kopalni i elektrowni w warunkach rynkowych. Kopalnia nie ma wyboru odbiorcy swojego węgla bowiem jest nim skojarzona elektrownia zawodowa. Omówiono najważniejsze czynniki wpływające na koszty i ceny węgla. W przypadku kosztu wydobycia węgla największy wpływ na jego wartość ma współczynnik nadkładu do węgla. Przedstawiono ilustracyjny przykład tego wpływu oraz faktyczne wartości kosztu wydobycia węgla w polskich kopalniach. Zwrócono uwagę, że pozostałe czynniki geologiczne także wpływają na koszt wydobycia, podobnie jak przyjęte rozwiązania technologiczne oraz organizacyjno-zarządcze. Podkreślono, że cena energii elektrycznej ma również pośredni wpływ na cenę węgla brunatnego, bowiem wyższa cena energii elektrycznej to możliwość wyższej ceny za węgiel. Zwrócono szczególną uwagę na wpływ emisji CO₂ na koszty energii elektrycznej, a pośrednio na ceny węgla brunatnego. Wobec znacznie mniejszych limitów od faktycznych potrzeb, elektrownie będą zmuszone dokupywać brakujące limity emisji CO₂. Omówiono najważniejsze zamierzenia konieczne do zrealizowania zarówno w kopalni jak i elektrowni, aby łączny efekt był konkurencyjny na rynku. W przypadku kopalni chodzi głównie o zmniejszenie kosztu jednostkowego wydobycia masy, znacznie większego w Polsce w porównaniu z kopalniami niemieckimi. W przypadku elektrowni jest to możliwe przez modernizację bloków energetycznych, w wyniku czego obniżone zostaną koszty produkcji 1 MW·h. Modernizacja bloków doprowadzi do wzrostu ich sprawności, a zatem wspomniana poprawa efektywności ekonomicznej oraz bardzo liczące się ekologicznie obniżenie emisji CO₂. W podsumowaniu artykułu podano przykład efektu końcowego wymienionych zamierzeń w kopalni i elektrowni, czyli jak mogą się kształtować ceny energii elektrycznej. Okazuje się, że będzie to energia konkurencyjna na aktualnym rynku energii.

* Prof. zw. dr hab. inż., ** Dr inż. — Katedra Ekonomiki i Zarządzania w Przemysle, Wydział Górnictwa i Geinżynierii, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie; e-mail: kczopek@agh.edu.pl

SŁOWA KLUCZOWE: koszty i ceny węgla brunatnego, warunki rynkowe dla węgla brunatnego, koszty wydobycia węgla brunatnego, regulacje cenowe w węglu brunatnym

Wprowadzenie

Od wielu lat, praktycznie całość wydobycia węgla brunatnego w Polsce zużywana jest w skojarzonych z poszczególnymi kopalniami elektrowniach zawodowych, w 2007 roku stanowiło to 99,62%, w 2008 roku – 98,33%. W chwili obecnej nie widać realnej możliwości zmiany tego stanu, wobec czego z punktu widzenia warunków rynkowych mamy do czynienia z klasycznym monopsonem, jednym odbiorcą węgla (elektrownią) oraz dostawcami nierynkowego produktu (kopalniami).

Tak też należy rozpatrywać funkcjonowanie powiązanego ze sobą zespołu górniczo-energetycznego (kopalnia–elektrownia) w warunkach rynkowych, w których:

- ✧ wspólnym produktem rynkowym jest energia elektryczna,
- ✧ kopalnia węgla brunatnego powiązana jest z gospodarką rynkową wszelkimi więzami z wyjątkiem możliwości sprzedaży węgla na zasadach prawa podaży i popytu, natomiast cena zależy od jednostronnej decyzji elektrowni,
- ✧ elektrownia, co prawda posiada produkt rynkowy, ale szczegółowe rozwiązania na rynku energii nie są jeszcze w pełni rynkowe głównie dlatego, że taryfikatory dalej obowiązują dla odbiorców indywidualnych, rynek hurtowy energii jest słabo rozwinięty bowiem zdecydowanie przeważają umowy dwustronne.

Rozpatrując więc koszty i ceny węgla brunatnego należy je oceniać w kontekście wspólnego z elektrownią produktu rynkowego, czyli energii elektrycznej. Można w sposób syntetyczny powiedzieć, że na cenę 1 MW·h energii z węgla brunatnego mają wpływ trzy główne czynniki, warunki geologiczne eksploatowanego złoża węgla brunatnego, rozwiązania górnicze przyjęte w określonych warunkach geologicznych, rozwiązania energetyczne.

Warunki geologiczne w przypadku węgla brunatnego w sposób bezpośredni wpływają na koszt wydobycia węgla, którego wartość zależy przede wszystkim od wskaźnika nadkładu do węgla (N:W). Poprzez parametry jakościowe węgla wpływają także na ceny węgla brunatnego oraz na ostateczną cenę energii elektrycznej. Na koszt wydobycia węgla liczący się wpływ mają rozwiązania górnicze, zwłaszcza przyjęty model kopalni ale także ogólna sprawność organizacji i zarządzania, nie tylko samym procesem wydobywczym ale także całą kopalnią.

Rozwiązania energetyczne to przede wszystkim sprawność bloków energetycznych oraz koszty produkcji energii elektrycznej, w ramach których dominują koszty zużywanego węgla brunatnego. Podstawowe wskaźniki techniczno-ekonomiczne kopalń węgla brunatnego uzyskane w latach 2007 i 2008, zestawiono w tabeli 1.

Wzrost kosztu jednostkowego wydobycia węgla w KWB Adamów wynika prawdopodobnie z faktu udostępniania nowej odkrywki, zatem wzrostu kosztu usuwania tylko nadkładu. Po udostępnieniu węgla, koszt jednostkowy wydobycia powinien ulec zmniejszeniu.

TABELA 1. Podstawowe wskaźniki kopalni węgla brunatnego w latach 2007–2008

TABLE 1. The main factors of lignite mine in years 2007–2008

| Lp. | Wyszczególnienie | KWB | | | | | | | | | | Razem kopalnie | |
|-----|--|--------|--------|-----------|---------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|----------------|------|
| | | Adamów | | Bełchatów | | Konin | | Turów | | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 |
| | | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | | | | |
| 1. | Wydobycie węgla [tys. Mg] | 4 970 | 4 432 | 30 923 | 32 907 | 10 223 | 9 926 | 11 356 | 12 172 | 57 472 | 59 437 | | |
| 2. | Dostawy do elektrowni [tys. Mg] | 4 963 | 4 422 | 30 955 | 32 156 | 10 131 | 9 926 | 11 206 | 11 939 | 57 255 | 58 443 | | |
| 3. | Wydobycie nadkładu [tys. m ³] | 29 312 | 31 598 | 132 202 | 114 289 | 67 211 | 62 227 | 32 364 | 32 023 | 261 089 | 240 137 | | |
| 4. | Wydobycie masy [tys. m ³] | 33 454 | 35 291 | 157 971 | 141 712 | 75 730 | 70 499 | 41 827 | 42 166 | 308 982 | 289 668 | | |
| 5. | Wskaźnik N:W [m ³ /Mg] | 5,9 | 7,1 | 4,3 | 3,5 | 6,6 | 6,3 | 2,8 | 2,6 | 4,54 | 4,04 | | |
| 6. | Koszt jednostkowy wydobycia węgla [zł/Mg] | 46,44 | 55,04 | 45,97 | 48,21 | 56,13 | 59,06 | 53,64 | 54,91 | 49,33 | 51,90 | | |
| 7. | Koszt jednostkowy wydobycia masy [zł/tm ³] | 6,90 | 6,91 | 9,0 | 11,19 | 7,58 | 8,32 | 14,56 | 15,85 | 9,17 | 10,65 | | |
| 8. | Cena zakupu energii [zł/MW·h] | 201,0 | 251,3 | 205,1 | 227,5 | 194,2 | 233,2 | 212,9 | 269,7 | 203,3 | 245,4 | | |
| 9. | Wydajność w masie [tys. m ³ /1 pracownik/rok] | 18,710 | 20,317 | 19,670 | 18,366 | 17,575 | 17,472 | 10,197 | 10,801 | 16,950 | 16,655 | | |

Źródło: tabelę opracowano na podstawie materiałów statystycznych z kopalń

1. Koszty wydobycia węgla brunatnego

Analiza kosztów wydobycia w przypadku węgla brunatnego ma swoją specyfikę, różną nie tylko od innych branż górniczych ale także różną od każdej innej działalności. Chodzi o to, że w węglu brunatnym koszty wydobycia w małym stopniu zależą od skali wydobycia węgla bowiem o wielkości kosztów decyduje skala wydobycia nadkładu, a w zasadzie skala wydobycia masy (nadkład + węgiel). Z tego też względu w węglu brunatnym najkorzystniej jest analizować nie koszty łączne, a koszt jednostkowy wydobycia węgla – k_{jw} , którego wartość wzrasta wprost proporcjonalnie do wzrostu wskaźnika $N:W$. Na ostateczną wartość kosztu jednostkowego węgla, oprócz wskaźnika $N:W$, mają oczywiście wpływ wszystkie pozostałe czynniki geologiczne, a także wymienione już rozwiązania górniczo-technologiczne oraz organizacyjno-zarządcze. Wpływ wszystkich z nich na koszty wydobycia węgla brunatnego odzwierciedla tak zwany koszt jednostkowy wydobycia masy – k_{jM} , wówczas możemy powiedzieć, że koszt jednostkowy wydobycia węgla jest funkcją dwu czynników, wskaźnika $N:W$ oraz kosztu jednostkowego wydobycia masy:

$$k_{jw} = f(N:W, k_{jM})$$

gdzie: k_{jw} – koszt jednostkowy wydobycia węgla [zł/Mg],
 $N:W$ – wskaźnik nadkładu do węgla [m³/Mg],
 k_{jM} – koszt jednostkowy wydobycia masy [zł/m³].

Dla ilustracji powyższej zależności przyjęto dwa zakresy możliwych zmian:

✧ $N:W$; od 2,0 – 9,0,

✧ k_{jM} ; od 6,0 zł/m³ – 9,0 zł/m³,

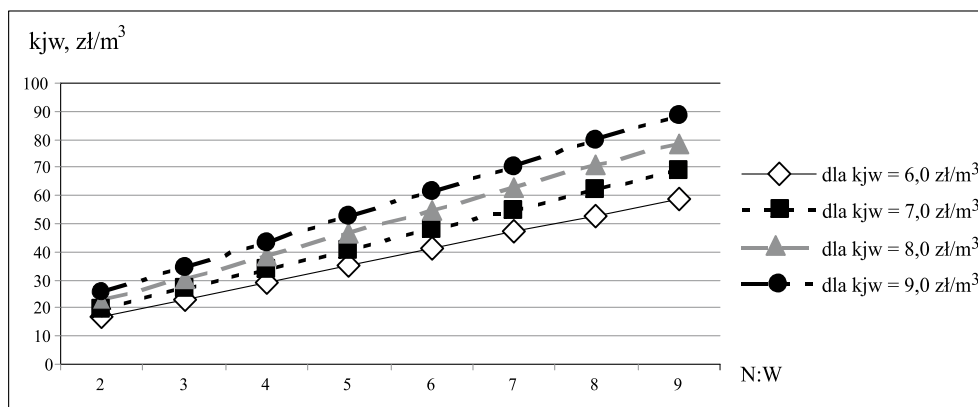
wówczas obliczony na ich podstawie teoretyczny koszt jednostkowy wydobycia węgla miałby wartości jak w tabeli 2, natomiast wykres zależności (1) przedstawia rysunek 1.

TABELA 2. Koszt jednostkowy wydobycia węgla [zł/Mg]

TABLE 2. The unit cost of exploitation of lignite [PLN/Mg]

| Koszt jednostkowy wydobycia masy k_{jM} [zł/m ³] | Współczynnik $N:W$ [m ³ /Mg] | | | | | | | |
|--|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 6,00 | 17,000 | 23,000 | 29,000 | 35,000 | 41,000 | 47,000 | 53,000 | 59,000 |
| 7,00 | 19,831 | 26,831 | 33,831 | 40,831 | 47,831 | 54,831 | 61,831 | 68,831 |
| 8,00 | 22,664 | 30,664 | 38,664 | 46,664 | 54,664 | 62,664 | 70,664 | 78,664 |
| 9,00 | 25,500 | 34,500 | 43,500 | 52,500 | 61,500 | 70,500 | 79,500 | 88,500 |

Źródło: opracowanie własne



Rys. 1. Zależność kosztu wydobycia 1 Mg węgla od wskaźnika $N:W$ oraz kosztu wydobycia 1 m³ masy
Źródło: opracowanie własne

Fig. 1. The relation between exploitation cost 1 Mg of lignite and the factor $N:W$ as well as exploitation cost of 1 m³ mass

Oczywiście jest to obraz wyidealizowany zależności, natomiast w każdej kopalni mamy do czynienia z różnymi warunkami geologicznymi i z różnymi rozwiązaniami. Wobec tego bez względu na to z jaką kopalnią mamy do czynienia, przy określonym wskaźniku $N:W$ w tej kopalni, faktyczny koszt jednostkowy wydobycia węgla będzie się zmieniał według linii pionowej, czyli w zależności od faktycznej wartości wskaźnika kosztu jednostkowego wydobycia masy.

2. Ceny węgla brunatnego

Z uwagi na wspomniany wcześniej nierynkowy charakter węgla brunatnego oraz uzależnienie kopalni od skojarzonej z nią elektrowni, cena węgla brunatnego musi być rozpatrywana w kontekście pięciu wymienionych poniżej czynników:

- ✧ kosztów jednostkowych wydobycia węgla, k_{jw} ,
- ✧ parametrów jakościowych węgla; wartości opałowej Q , zawartości siarki S , zawartości popiołu A ,
- ✧ struktury kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowni,
- ✧ emisji CO_2 ,
- ✧ rynku energii elektrycznej.

Uwzględniając pierwszy czynnik z pozycji podstawowych zasad rentowności można byłoby stwierdzić, że cena węgla brunatnego powinna być większa od kosztu jednostkowego wydobycia. W niedalekiej przeszłości, według obowiązujących wówczas zapisów prawa energetycznego i stosowego w tym zakresie rozporządzenia ministra gospodarki,

cena węgla brunatnego pokrywała uzasadnione koszty działalności górniczej oraz marżę zysku, nie wyższą niż 10%, czyli:

$$c_w = k_{jw} + (0,10k_{jw})$$

gdzie: c_w – cena bazowa węgla wskaźnikowego [zł/Mg],
przy czym węgiel wskaźnikowy oznaczał następujące parametry jakościowe:
– wartość opałowa $Q = 8850$ kJ/kg,
– zawartość popiołu $A = 12\%$
– zawartość siarki $S = 0,6\%$.

Po wprowadzeniu wolnego rynku energii, gwarantujący powyższe warunki artykuł 48 Prawa energetycznego przestał obowiązywać (został wykreślony), wobec czego kopalnia musi dostosować koszty wydobycia do realiów elektrowni. Przeglądając wyniki kopalń za 2008 rok można stwierdzić, że na szczęście we wszystkich kopalniach koszt jednostkowy wydobycia jest niższy od ceny sprzedaży węgla, w związku z tym kopalnie działają rentownie. Należy również dodać, że corocznie podpisywane umowy pomiędzy kopalnią a elektrownią o wielkości dostaw oraz wysokości ceny za dostawy węgla wymagają akceptacji obu stron, w związku z tym elektrownie stawiają trudne warunki, łącznie z sugestią obniżenia kosztów. Będzie to trudne w przypadku wzrostu wskaźnika N:W, niemniej jednak bez zagłębiania się w szczegóły, taką możliwość widać jeżeli porówna się uzyskiwane wydajności w kopalniach polskich i niemieckich, w tych ostatnich trzy razy wyższe niż w Polsce. Właściwym wskaźnikiem w tym zakresie jest ilość masy wydobytej w ciągu roku przypadająca na jednego pracownika (w Polsce średnio $16\,950\text{ m}^3$, w Niemczech $47\,670\text{ m}^3$), pomimo znacznego obniżenia zatrudnienia w polskich kopalniach, udział kosztów pracy w dalszym ciągu wynosi ponad 40% łącznych kosztów. Dla ścisłości należy jednak dodać, że kopalnie węgla brunatnego w Niemczech od wielu lat nie mają w swoich strukturach organizacyjnych wielu jednostek usługowych, natomiast w polskich warunkach podobne jednostki funkcjonują w ramach kopalń.

Jakość węgla znacząco wpływa na cenę węgla, przy czym najistotniejsze parametry w tym przypadku to kaloryczność węgla, zawartość siarki, zawartość popiołu, zawartość wilgoci. Nie obowiązujące zapisy wspomnianego wcześniej rozporządzenia określały między innymi ogólną formułę na wyznaczenie ceny węgla:

$$c_{wb} = c_w \cdot \left\{ \frac{Q_R}{8850} - \frac{A_R - 12,0}{K} - \frac{S_R - 0,6}{L} \right\}$$

gdzie: c_{wb} – cena węgla rzeczywistego [zł/Mg],
 Q_R – rzeczywista wartość opałowa węgla [kJ/kg],
 A_R – rzeczywista zawartość popiołu w węglu [%],
 K, L – wskaźnika liczbowe ustalone w umowie.

Porozumienia cenowe kopalni z elektrownią w dalszym ciągu wykorzystują powyższy wzór, zmodyfikowany do warunków konkretnego złoża.

Niska wartość opałowa węgla brunatnego spowodowana jest znaczną ilością wody (średnio ponad 50%). Dla przykładowego surowego węgla brunatnego, jego skład procentowy przedstawia się następująco [4]:

- ✧ wilgoć całkowita – 52,6%
- ✧ popiół – 12,2%
- ✧ masa palna – 35,2%, w tym:
 - ✧ węgiel C – 23,09%
 - ✧ wodór H – 1,79%
 - ✧ siarka palna S – 0,60%
 - ✧ tlen O – 7,96%
 - ✧ azot N – 1,76%.

Istnieją techniczne możliwości wstępnego suszenia węgla brunatnego przed spalaniem przewidziane do stosowania w elektrowniach RWE po roku 2014. RWE Power AG prowadzi aktualnie w elektrowni Niederassem doświadczalną instalację suszenia węgla brunatnego o przepustowości 210 Mg/h w wyniku czego uzyskuje 110 Mg/h suchego węgla, wówczas sprawność bloku 1100 MW wzrasta o 4–6%.

W warunkach polskich, z uwagi na brak doświadczenia w tym zakresie a także nieuniknioną konsekwencję zwiększenia kosztów, suszenie nie jest stosowane dotychczas w praktyce.

Z przeprowadzonych natomiast rozważań teoretycznych na ten temat wynika, że zmniejszenie zawartości wilgoci w węglu o połowę do około 25% powoduje [3,4]:

- ✧ wzrost zawartości węgla w masie paliwa,
- ✧ wzrost wartości opałowej węgla podsuszonego,
- ✧ spadek zużycia węgla w elektrowni,
- ✧ wzrost sprawności bloków,
- ✧ zmniejszenie emisji szkodliwych spalin, w tym CO₂.

Zarówno w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jak i węglem kamiennym w koszcie produkcji 1 MW·h, koszt paliwa stanowi około 50%. Nie należy się zatem dziwić, że elektrownia działająca w warunkach rynkowych będzie dążyć do obniżania ceny kupowanego węgla. Oznacza to, że w warunkach rynkowych zmniejszenie kosztu produkcji 1 MW·h wymuszać będzie oszczędności zarówno w kopalni, jak i elektrowni. O najbardziej liczącym się sposobie obniżenia kosztu jednostkowego wydobycia węgla już wspomniano.

Natomiast w przypadku elektrowni, zmniejszenie kosztów produkcji można osiągnąć poprzez:

- ✧ poprawę całego procesu produkcyjnego,
- ✧ wzrost sprawności bloków,
- ✧ poprawę jakości węgla przez jego podsuszenie,
- ✧ wykorzystanie nowoczesnych bloków o dużej mocy.

Według prowadzonych od wielu lat badań przez Koncern RWE Power AG [3] można stwierdzić, że poprawę sprawności bloków gwarantuje:

- ✧ wszechstronna modernizacja bloków mniejszej mocy, umożliwiająca poprawę sprawności o 7%,
- ✧ budowa nowych bloków o mocy powyżej 1000 MW, osiągających sprawność znacznie powyżej 40%, zwłaszcza pracujących już bloków BOA (Braunkole Kraftwerk mit

optimierten Anlagetechnik) o mocy 1100 MW, sprawności powyżej 43%, w perspektywie istnieje realna możliwość uzyskania sprawności bloków około 50%.

W warunkach polskich w minionych latach przeprowadzono wiele prac modernizacyjnych, zwłaszcza w elektrowni Bełchatów i Turów, w efekcie czego wyraźnie wzrosła sprawność pracujących tam bloków, ale nie przekracza jednak 40%.

Perspektywa polskiej energetyki na węglu brunatnym to zatem budowa nie tylko nowoczesnych, ale także bloków o dużej mocy. Przykładem tego jest pracujący blok 464 MW w elektrowni Pątnów, którego sprawność netto oceniana jest na około 42%. Podobną sprawność osiągnie planowany do uruchomienia w 2010 roku blok 13 w elektrowni Bełchatów o mocy 833 MW (planowana do osiągnięcia 858 MW).

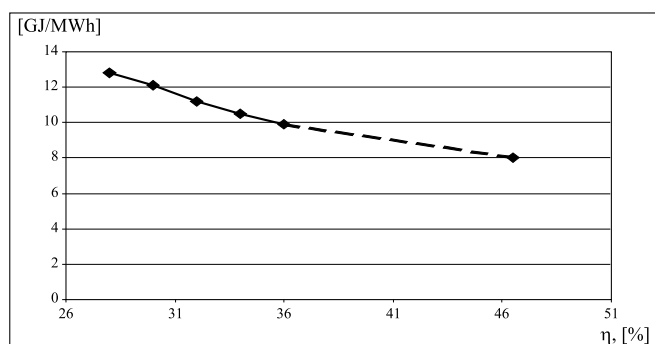
W rozważaniach nad zagospodarowaniem nowych złóż, przykładowo rejonu Legnicy, Gubina, Złoczewa, Rogóżna i innych, przyjmuje się elektrownie wyposażone w bloki nowoczesne, dużej mocy i wysokiej sprawności. Takie rozwiązania powodują nie tylko wzrost parametrów technicznych oraz wyraźne zmniejszenie skutków ekologicznych, ale także poprawę efektów ekonomicznych elektrowni dzięki wyraźnemu zmniejszeniu zużycia węgla na wyprodukowanie 1 MW·h (rys. 2).

Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego wiąże się niestety z koniecznością emisji CO₂, nieco większą niż w przypadku węgla kamiennego. Przyjmuje się ogólnie, że stanowi to około 1,2 Mg CO₂ przy produkcji 1 MW·h energii elektrycznej z węgla brunatnego.

Jest to poważny problem ekologiczny, techniczny i ekonomiczny. Jesteśmy zobligowani do zaostrożenia wymogów ekologicznych sformułowanych między innymi w pakiecie energetycznym 320, czyli:

- ❖ redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 20% w odniesieniu do poziomu z 1990 r.,
- ❖ osiągnięcia 20% udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii,
- ❖ zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20% w stosunku do poziomu zużycia bez działań oszczędnościowych.

W przypadku emisji CO₂, według Dyrektywy 2003/87/WE dotyczącej handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Polska zgłosiła zapotrzebowanie na emisję CO₂



Rys. 2. Zależność zużycia energii węgla od sprawności elektrowni
Źródło: opracowanie własne

Fig. 2. Relation between energy from lignite consumption and efficiency of electric power-station

w ilości 284 mln ton CO₂ średniorocznie w latach 2008–2012, tymczasem przyznane uprawnienia wynoszą 208,5 mln Mg CO₂ średniorocznie, znacznie poniżej faktycznej emisji. Oznacza to konieczność dokupienia brakujących ilości, co w efekcie spowoduje wzrost cen energii. Dla Grupy PGE S.A., tylko w latach 2010–2012 planuje się emisję CO₂ w ilości około 60 mln Mg rocznie, natomiast przydział uprawnień na te lata to około 48 mln Mg CO₂ rocznie.

Najważniejszy problem techniczny związany z ograniczeniem emisji CO₂ to perspektywa wychwywania i magazynowania CO₂ (CCS – Carbon Capture and Storage) z równoczesną modernizacją zużytych technicznie i ekonomicznie urządzeń wytwórczych w polskich elektrowniach. Zamierzenia te wymagać będą znacznych nakładów inwestycyjnych, które także spowodują wzrost cen energii. Przykładem realizacji tych zamierzeń w przypadku węgla brunatnego jest będąca na ukończeniu budowa bloku 13 w elektrowni Bełchatów o mocy 833 MW (planowana do osiągnięcia 858 MW), o przewidywanej emisji CO₂ w ilości 0,75 Mg/MW·h. Podobne parametry posiada blok Pątnów II w grupie ZE PAK S.A. w Koninie. Należy dodać, że zgodnie z wytycznymi IPCC [7], dla elektrowni zawodowych opalanych węglem brunatnym przyjęto:

- ✧ wartość opałową WO = 8,74 MJ/kg,
- ✧ wskaźnik emisji WE = 107,83 kg/GJ.

Wspomniana już poprawa sprawności bloków energetycznych dużej mocy powyżej 1000 MW skutkuje obniżeniem emisji CO₂ o 30% w porównaniu z pracą bloków małych o identycznej mocy sumarycznej.

Formalne uwolnienie cen sztywnych węgla brunatnego nastąpiło w dniu 1 stycznia 2003r., od kiedy prawo energetyczne odesłało kopalnie i elektrownie z problemem umów na cenę węgla do ustawy o cenach.

Oznacza to, że ceny rynkowe energii elektrycznej z węgla brunatnego zależą od następujących czynników:

- ✧ faktycznych mechanizmów rynkowych, po zlikwidowaniu systemu taryfowego dla odbiorców indywidualnych, zwiększenie udziału rynku hurtowego i bilansującego,
- ✧ faktycznych cen za emisję CO₂ w elektrowniach,
- ✧ technicznych i ekonomicznych możliwości modernizacji elektrowni do ograniczenia emisji CO₂.

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej z węgla brunatnego w ostatnich dwu latach przedstawiały się następująco; w 2007r. – 136,65 zł/MW·h, w 2008r. – 142,54 zł/MW·h. W najbliższych latach prognozowany jest wzrost cen energii, w dużej mierze zależny od cen za emisję CO₂. W związku z nie do końca wyjaśnionymi limitami, różne źródła oceniają, że cena ta może się wahać od 10 €/1Mg CO₂ nawet do 80 €/1Mg CO₂. Najczęściej podaje się, że średnia cena powinna kształtować się w wysokości 15 €/1Mg CO₂. Wymienia się także dwa scenariusze. W pierwszym, kiedy przyznane limity emisji CO₂ będą zbliżone do faktycznych potrzeb, wówczas cena emisji wyniesie średnio 15 €/1Mg CO₂. W drugim, przy dużo mniejszych limitach niż potrzeby, ceny wzrosną do 35 €/1Mg CO₂.

Przyjmując wymienione wcześniej sposoby poprawy funkcjonowania zespołu Kopalnia-Elektrownia, w szczególności następujące założenia:

- ✧ obniżenie kosztów jednostkowych wydobycia węgla o 10%,

- ✧ rentowność sprzedaży kopalni i elektrowni 15%,
- ✧ poprawa sprawności elektrowni do 41%,
- ✧ obniżenie kosztu zużycia węgla w elektrowni o 5%,
- ✧ emisja CO₂, 1Mg/MW·h,
- ✧ cena emisji CO₂, 15 €/1Mg CO₂

energia produkowana z węgla brunatnego będzie dalej rentowna w stosunku do innych źródeł, a szczegółowe wyniki przedstawia tabela 3.

Zachodzi pytanie, czy przyjęte do obliczeń założenia są realne. Po pierwsze w krótkim okresie sytuacja na rynku energii (wzrost cen) wymusi prawdopodobnie i przyspieszy takie zamierzenia, niezbyt wygórowane.

Obniżenie kosztów jednostkowych wydobycia o 10% będzie trudne, ale jest to możliwe, podobnie można skomentować koszt produkcji energii. Przyjęta rentowność na poziomie 15% nie jest wygórowana chociażby z tego względu, że zarówno kopalnie jak i elektrownie muszą przeznaczyć duże kwoty na ich modernizację. Ponieważ aktualnie niektóre elektrownie na węglu brunatnym emitują mniej niż 1 Mg CO₂ na 1MW·h, również i w tym przypadku jest to realne. Wątpliwości mogą się rodzić przy przyjętej cenie za emisję CO₂ w wysokości 15 €/1Mg CO₂.

Przyjmując jednak powyższe dane oraz oceniane koszty spalane go węgla na 50% całkowitych kosztów produkcji 1 MW·h, równocześnie uwzględniając kaloryczność węgla w poszczególnych kopalniach, a także założenie, że przy zwiększonej sprawności bloków do 41%, zużycie energii chemicznej węgla powinno wynieść średnio około 8 GJ/MW, faktyczne zużycie węgla z poszczególnych kopalni wynosiłoby:

- ✧ KWB Adamów – 0,941 Mg/MW·h,
- ✧ KWB Bełchatów – 1,021 Mg/MW·h,
- ✧ KWB Konin – 0,876 Mg/MW·h,
- ✧ KWB Turów – 0,833 Mg/MW·h.

TABELA 3. Koszty i ceny węgla oraz energii elektrycznej

TABLE 3. The costs and prices of lignite and electricity

| KWB | Obniżony o 10% koszt jednostkowy wydobycia | Cena sprzedaży węgla przy 15% rentowności kopalni | Obniżony o 5% koszt zużycia węgla w elektrowni | Cena energii elektrycznej przy rentowności elektrowni 15% | Cena energii elektrycznej z uwzględnieniem kosztów emisji CO ₂ |
|-----------|--|---|--|---|---|
| | [zł/Mg] | [zł/Mg] | [zł/MW·h] | [zł/MW·h] | [zł/MW·h] |
| Adamów | 49,536 | 56,966 | 50,92 | 117,12 | 181,63 |
| Bełchatów | 43,389 | 49,897 | 48,39 | 111,30 | 175,81 |
| Konin | 53,154 | 61,127 | 50,86 | 96,63 | 161,14 |
| Turów | 49,419 | 56,832 | 44,97 | 85,44 | 149,95 |

Źródło: opracowanie własne

Dane te pozwoliły wyliczyć cenę energii elektrycznej z uwzględnieniem 15% rentowności elektrowni, a dodając opłatę za emisję CO₂ w cenie 15 €/1Mg CO₂ uzyskujemy prawdopodobne ceny energii elektrycznej w poszczególnych elektrowniach. Jak widać z tabeli 3 ceny te wahają się w poszczególnych elektrowniach od 149,95 zł/MW·h w Turowie do 181,63 zł/MW·h w Adamowie. Uzyskane wyniki, pomimo iż mają charakter prognostyczny są realne do osiągnięcia i potwierdzają dotychczasową opinię o opłacalności ekonomicznej węgla brunatnego. Powyższe wyliczenia przeprowadzono wykorzystując dane za rok 2008 wobec czego warto podkreślić, że w wymienionym roku koszt zużytego węgla brunatnego wyniósł 5,81 zł/GJ. Również i ten rezultat potwierdza powyższe obliczenia. Wreszcie należy dodać, że zarówno specjaliści branży energoelektrycznej jak i zajmujący się prognozowaniem rynku energii na rok 2009 i 2010 sugerują, iż ceny energii elektrycznej będą się kształtować na poziomie 200–300 zł/MW·h.

Wnioski

Ocenę kosztów wydobycia oraz cen sprzedaży węgla brunatnego należy rozważać z uwzględnieniem co najmniej trzech bardzo istotnych uwarunkowań, na które kopalnia nie ma żadnego wpływu:

- ✧ wartość kosztów wydobycia węgla zależy przede wszystkim od wskaźnika N:W, czyli stosunku objętości koniecznego do usunięcia nadkładu, aby wydobyć 1 Mg węgla,
- ✧ w chwili obecnej nie ma realnej możliwości poprawy jakości wydobywanego węgla od której bardzo istotnie zależy cena sprzedaży węgla,
- ✧ kopalnia nie ma rynkowego wyboru odbiorcy węgla, bowiem jest nim skojarzona z kopalnią elektrownia.

Pomimo tego energia elektryczna z węgla brunatnego jest w chwili obecnej najtańsza w Polsce. Uwzględniając nasze uwarunkowania gospodarcze można stwierdzić, że węgiel brunatny może i powinien również w przyszłości być obok węgla kamiennego, podstawowym źródłem produkcji energii elektrycznej. Wymagać to będzie wprowadzenia znaczących zmian zarówno w kopalniach jak również w elektrowniach, przede wszystkim:

- ✧ wzrostu wydajności i obniżenia kosztu jednostkowego wydobycia masy, a tym samym zmniejszenia kosztu jednostkowego wydobycia węgla,
- ✧ wzrostu sprawności bloków energetycznych,
- ✧ zmniejszenia zużycia jednostkowego paliwa w elektrowniach,
- ✧ zmniejszenia emisji gazów szkodliwych, w tym głównie CO₂.

Pracę zrealizowano w ramach badań statutowych nr 11.11.100.266

Literatura

- [1] BEDNARCZYK J., 2007 – Perspektywiczne strategie technologii wykorzystania energetycznego węgla brunatnego w warunkach dużego ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Wrocław, Poltegor-Instytut IGO.
- [2] CZOPEK K., 2008 – Studia wykonalności dla opracowanych technologii udostępnienia i eksploatacji dodatkowych zasobów i złóż perspektywicznych. Kraków 2006–2008. Projekt „Foresight”, AGH-WgiG.
- [3] HALAWA T., 2007 – Postęp w budowie bloków energetycznych dużej mocy opalanych węglem brunatnym. Energetyka, grudzień 2007.
- [4] KOTLICKI T., 2009 – Wpływ spalania podsuszonego węgla brunatnego na sprawność bloku energetycznego i emisję spalin. Bełchatów. VI Międzynarodowy Kongres Górnictwa Węgla Brunatnego, SITG.
- [5] Polityka energetyczna Polski do roku 2030. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2009.
- [6] STAWSKI P., 2009 – Wytwarzanie energii elektrycznej-uwarunkowania emisji CO₂. Warszawa. Instytut Automatyki Systemów Energetycznych.
- [7] Wartość opałow i wskaźnik emisji CO₂. Wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji. Warszawa 2008.
- [8] ŻUK S., 2009 – Analiza wyników produkcyjno-ekonomicznych branży węgla brunatnego w roku 2008. Kraków. Górnictwo i Geoinżynieria, z. 2, WN AGH.

Kazimierz CZOPEK, Beata TRZASKUŚ-ŻAK

Costs and prices of lignite minning in market conditions

Abstract

This paper presents the problem of costs and prices of lignite with reference to the connection between lignite mining and electrical power stations in market conditions. Lignite mines can't choose the recipient of its lignite, because this is an electrical power station, which is associated with lignite mines.

This article describes the main elements, which influence the costs and prices of lignite.

Concerning exploitation cost the deciding factor having influence on its value is cover to lignite deposit factor.

There is included the illustrated example of this influence and also the real value of exploitation cost in Polish lignite mines. The article discusses other geologic factors that influence the exploitation cost, as well as technological and organization-managerial solutions.

Attention is also paid to the electric energy price which has the indirect impact on lignite price, because the more expensive the electric power is, the bigger possibility of higher lignite price takes place.

This article is also concerned about the impact of CO₂ emissions on energy costs, and finally on lignite prices. Facing significantly smaller limits from real needs, electric power stations will be forced to buy needed limits CO₂ emission.

The most important future steps necessary in lignite mines as well as in electric power stations are described to achieve a competitive effect in market conditions.

In case of lignite mining it is needed to reduce the unit exploitation cost of mass, much more bigger in Poland than in German lignite mines.

Concerning electric power stations it is possible to modernize energetic blocks to reduce the production costs of 1 MW·h. Energetic blocks modernization brings to increase of their capacity and will follow the mentioned improvement of economic effectiveness and very important decrease in CO₂ emission.

In the remarks an example of final result of described changes in lignite mines and electric power stations is included, with reference to the future level of the electric power prices. It occurs that lignite based electricity will be competitive energy on actual energy market.

KEY WORDS: costs and prices of lignite, lignite market conditions, costs of lignite exploitation, lignite prices regulations

