

WOJCIECH SUWAŁA*

Racjonalny poziom rynkowych cen węgla kamiennego w warunkach Polski

Słowa kluczowe

Ceny węgla, rynek, mikroekonomia

Streszczenie

Pomimo dziesięciu lat przemian ekonomicznych w Polsce procesy kształtowania rynkowych cen węgla wydają się być niezrozumiane. W związku z tym potrzebne są dalsze wyjaśnienia zasad formowania cen oraz występujących tam zależności.

W pierwszej części artykułu dokonano identyfikacji struktur polskiego rynku węgla. Pierwsza, składająca się z drobnych odbiorców, podobna jest do konkurencji doskonałej, gdzie występuje wielu sprzedających, nie ma ograniczeń w dostępie do rynku, a informacje o cenach dostępne są dla każdego uczestnika rynku. Druga struktura, dużych odbiorców, podobna jest do rynku oligopolistycznego z kilkoma sprzedawcami, barierami wejścia i ograniczeniami w dostępie do informacji o cenach. Ponieważ teoria mikroekonomii pozwala określić ceny jedynie w określonych przypadkach, zarówno sprzedający, jak i kupujący używają różnych metod do określenia cen i ich racjonalnych granic. Przyjęto, iż długoterminowy koszt marginalny stanowi podstawę tworzenia cen węgla dla producenta. Kupujący do oszacowania maksymalnej możliwej do zapłaty ceny używają metody *netback*. Dodatkowo rozważane są parytetowe i dwupoziomowe zasady tworzenia cen. Wszystkie wspomniane powyżej metody mogą być używane zarówno przez regulatorów, jak i uczestników rynku.

W podsumowaniu przedstawiono rozważania na temat ograniczeń w cenach węgla, z którymi możemy się spotkać w polskich warunkach ekonomicznych. Górne ograniczenia to przede wszystkim parytet importowy i ceny *netback*. Z kolei dolną granicę wyznaczają parytet eksportowy i długoterminowe koszty krańcowe. Podkreślić należy, że ceny substytutów mogą także wpływać na tworzenie cen węgla, choć ich znaczenie nie jest łatwe do określenia. Tak więc ograniczenia, o których była mowa tworzą podstawowy przedział racjonalnych cen węgla na rynku krajowym.

* Doc. dr hab. inż., Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków.

Wprowadzenie

Mimo prawie dziesięciu lat działania systemu rynkowego w Polsce wiele procesów gospodarczych nie funkcjonuje w sposób właściwy systemom nieregulowanym. Jednym z nich są procesy kształtowania cen węgla kamiennego. Co więcej, istnieje wiele nieporozumień świadczących o niepełnym uświadamianiu cech rynków.

Teoria funkcjonowania rynków nie dla wszystkich struktur podaje podstawy formowania cen. Racjonalna cena węgla wynika przy tym z podstawowych warunków ekonomicznych sprzedającego i kupującego, tworzących obszar racjonalnych cen. W artykule podjęto zatem problem określania granicznych wartości racjonalnych cen węgla dla warunków rynkowych, szczególnie długoterminowych. Podkreślono znaczenie długoterminowych kosztów krańcowych i parytetów. Określają one przedział w jakim, najczęściej drogą negocjacji powinna znaleźć się racjonalna cena węgla. Rozważono typowe dla Polski przypadki granic poziomu racjonalnych cen węgla kamiennego.

1. Rynek węgla i jego struktury

Pojęcie rynku należy do tych kategorii, które trudno poddają się definiowaniu przez to, że obejmują szeroki zakres związków gospodarczych. Istnieje wiele definicji rynku, tutaj posłużymy się definicją, która wydaje się ujmować najważniejsze aspekty rynku, którym jest „...ogół stosunków zachodzących między podmiotami uczestniczącymi w procesach wymiany. Tymi podmiotami są sprzedawcy i nabywcy, którzy kształtują podaż i popyt, a także wzajemne relacje między nimi.” (Wrzosek 1994). Procesy wymiany to zgłaszanie chęci kupna lub sprzedaży, negocjacje i wreszcie akt kupna–sprzedaży. Szersza dyskusja definicji (Tordjman 1998) prowadzi do wniosku, że dla rynku ważne jest to, że dochodzi tu do powtarzalnych aktów kupna–sprzedaży, jest on zatem pewnym procesem ciągłym. W tym rozumieniu pojedyncza unikatowa transakcja nie tworzy rynku, ale rynek tworzą na przykład powtarzane i powtarzalne kontrakty między kopalniami a elektrowniami na dostawy węgla. Należy zauważyć, że podana definicja nazywa rynkiem także te procesy, w których dochodzi do wymiany dóbr, a zatem i te procesy, gdzie wymienia się towar za towar (*barter*). Ponadto nie mówi ona o tym, czy rynek jest w jakimkolwiek stopniu kontrolowany, czy to poprzez administrowaną dystrybucję czy też regulowane ceny. Spotyka się opinie, że obecnie rynek węgla w Polsce nie funkcjonuje, używając jako argumentu administracyjnie regulowane ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, do której wytwarzania zużywa się niemal wyłącznie węgiel. W świetle powyższej definicji rynek węgla istnieje niezależnie od form regulacji. Również inne definicje rynku nie traktują regulacji procesów wymiany pewnych dóbr jako czynnika zaprzeczającego istnieniu rynku. Pewnym wyjaśnieniem takich opinii jest powszechne pojmowanie pojęcia „rynek” jako rynku „wolnego”, to jest bez żadnych regulacji.

Rynki węgla w Polsce można klasyfikować według wielu kryteriów, niemniej z punktu widzenia kształtowania cen interesujące są struktury rynku. Ich określenie, a zatem i ogólnych zasad funkcjonowania i mechanizmu kształtowania cen, wymaga kombinacji realizmu i podejścia analitycznego. Realnie istniejące rynki rzadko odpowiadają wszystkim warunkom wyma-

ganym przez teoretycznie zdefiniowane struktury. Przede wszystkim rynek w ujęciu teoretycznym odnosi się do dóbr jednorodnych, nie ma zatem jednego rynku węgla, a wiele rynków węgla energetycznych lub koksowych, o różnych parametrach jakościowych.

Najczęściej wymienia się następujące kryteria wyróżniania struktur rynku:

- liczba podmiotów gospodarczych na rynku,
- dostępność informacji o transakcjach, zwłaszcza cenach,
- bariery wejścia i wyjścia z rynku.

Liczba podmiotów rynku, bariery wejścia i dostępność informacji każą wyróżnić co najmniej dwie grupy rynków węgla w Polsce. Pierwsza to rynki węgla dla drobnych odbiorców, głównie gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw. Liczba sprzedających jest bardzo duża, choć może się zdarzyć, że w pewnym regionie jest ich kilku czy nawet jeden. Nie ma wysokich barier wejścia na rynek, bo niemal każdy może zakupić węgiel w kopalni, przewieźć i sprzedać. Nawet brak środka transportu czy składowiska nie jest przeszkodą, konieczne jest jedynie zainwestowanie w zakup węgla i znalezienie odbiorców. Informacja o cenach jest dostępna, można ją uzyskać w punktach sprzedaży czy u konkretnego sprzedawcy. Rynki takie będą bliskie typowi konkurencji doskonałej¹. Cechą tego typu rynków jest to, że pojedynczy sprzedawca lub kupujący nie mają wpływu na cenę. Jest ona ustalana poprzez równowagę rynku, w punkcie przecięcia krzywych podaży i popytu. Nie oznacza to jednak, że ustalona zostanie jedna cena dla wszystkich, pewne odchylenia są możliwe. Wynikają one z specyficznych warunków transakcji, wielkości sprzedaży, właściwości węgla itp.

Inaczej wygląda rynek dla dużych odbiorców, przede wszystkim elektrowni i koksowni. Tutaj, wobec ograniczenia handlu do spółek węglowych, liczba sprzedających wynosi kilka–kilkanaście (tyle ile spółek i pojedynczych kopalń). Liczba kupujących też jest ograniczona, szczególnie w przypadku koksowni. Istnieją bariery wejścia na rynek, nie każdy może zainwestować w zakup dużych partii węgla, nie każdy może stać się pośrednikiem². Ponieważ ceny ustalane są w drodze negocjacji i stanowią zazwyczaj tajemnicę handlową, informacje o nich nie są powszechnie dostępne. Rynki te będą zatem miały strukturę bliską oligopolistycznej. W przypadku takiego rynku cena wynika z popytu oraz charakterystyk ekonomicznych sprzedającego i jego konkurentów. Teoria mikroekonomii czy funkcjonowania rynków nie daje jednoznacznych podstaw teoretycznych formowania cen na tego typu rynkach. Ważne jest to, że na cenę może wpływać zarówno kupujący, jak i sprzedający. Warunki ekonomiczne wyznaczają pewne przedziały, w których powinna znaleźć się cena transakcji. W świecie, krajowe rynki węgla są najczęściej właśnie typu oligopolistycznego, jedynie w USA i Wenezueli mamy do czynienia z rynkami konkurencyjnymi. Również rynek międzynarodowy jest uważany za bliski oligopolistycznemu (Kolstadt 1989; Graham i in. 1999).

Dalsza część artykułu poświęcona jest określeniu granic przedziałów w jakich powinna znaleźć się racjonalna cena węgla. Jak wspomniano, tylko w specyficznej sytuacji modelowego rynku konkurencji doskonałej cena nie zależy od stron transakcji, w rzeczywistości cena dla każdej dużej transakcji będzie wynikiem negocjacji. Jej strony dysponują pewnym zasobem informacji, najczęściej sprowadzających się do określenia pewnych przedziałów cen.

¹ Dokładniejszy opis struktur rynku można znaleźć w podręcznikach mikroekonomii, np. Begg i in. 1993, Laidler, Estrin 1991, Varian 1995.

² Ministerstwo Gospodarki wprowadziło swego czasu nakaz sprzedaży węgla do elektrowni bez pośredników.

2. Podstawy ustalania rynkowego poziomu cen węgla

Przedsiębiorca sprzedający węgiel czy regulator mający ustalić ich poziom musi wziąć pod uwagę wiele czynników, które determinują wybór racjonalnego poziomu cen węgla. Ich cele są jednak różne. Regulator będzie preferował ceny efektywne z punktu widzenia całej gospodarki, ochrony producentów lub konsumentów. Przedsiębiorca będzie wybierał ceny dające największe korzyści jego firmie (zyski krótko- lub długoterminowe, udział w rynku itp.). Wiele z tych przesłanek przekłada się na metody ustalania poziomu cen. Poniżej analizowane będą przesłanki ekonomiczne, którymi kierować się będzie regulator lub przedsiębiorca. Inne problemy wynikające z zagadnień zarządzania, a także ceny jako instrumentu marketingu, nie są specyficzne dla węgla kamiennego i są przedmiotem opracowań z dziedziny zarządzania i marketingu³. Ograniczono się także do ogólnie rozumianego poziomu cen, nie wchodząc w zależności cen od jakości węgla.

2.1. Koszty jako podstawa określania poziomu cen

Systemy określania cen opierają się generalnie na poziomie kosztów. Cena odpowiadająca poziomowi kosztów gwarantuje producentowi funkcjonowanie, a jednocześnie daje sygnały dla racjonalnych decyzji kupujących. Wybierają oni produkt najtańszy, zatem i ich produkty będą miały niskie ceny. Jeśli ceny węgla nie odpowiadałyby kosztom, producenci ponosiliby straty dla cen niższych niż koszty. W przypadku cen węgla wyższych od kosztów, kupujący wybieraliby produkty substytucyjne, często o kosztach wyższych niż węgiel, ale niższych cenach. Podejmowane decyzje nie byłyby racjonalne z punktu widzenia gospodarki kraju.

Oczywistym pytaniem jest, jakie koszty powinny być podstawą wyznaczania cen. Powszechnie używa się pojęcia „koszty uzasadnione”, przy czym nie jest ono używane w mikroekonomii i niełatwo je wyznaczyć. Tu posługiwac się będziemy pojęciem kosztu ekonomicznego, który według definicji jest sumą kosztów zużytych środków produkcji liczonych według ich kosztów alternatywnych — miary wartości środka produkcji dla gospodarki⁴. Można tu jeszcze dodać, że zużycie tych środków produkcji powinno również odpowiadać ilościom wynikającym z reżimów stosowanych technologii. Ma to znaczenie dla kosztów węgla kamiennego w Polsce, którego produkcja nie wymaga tak dużego zatrudnienia. Takie podejście wyklucza również ujęcie w kosztach zwykłego marnotrawstwa.

Koszt alternatywny kapitału obejmuje zyski, jakie można osiągnąć inwestując w inne przedsięwzięcia. Konsekwencją jest włączenie do kosztu ekonomicznego zysku z kapitału, zazwyczaj na średnim poziomie osiąganym w danej branży lub gospodarce.

Kategoria kosztów ekonomicznych w dalszym ciągu pozostanie jednak pewnym pojęciem teoretycznym, ich oszacowanie jest zajęciem pracochłonnym, wymagającym wyznaczania kosztów alternatywnych dóbr, ustalania szeregu norm technicznych, organizacyjnych itp. Są one trudne dla ustalenia szczególnie w przypadku górnictwa, tak silnie zależnego od warunków naturalnych.

Koszty bieżące (operacyjne) nie powinny być podstawą dla ustalania cen dla tych przemysłów, gdzie wymagane są okresowe inwestycje o znacznych nakładach. Tak jest w przemyśle

³ Patrz na przykład Simon 1996.

⁴ Omówienie kosztów ekonomicznych znaleźć można w pracy Begga (1993), szacowanie kosztów alternatywnych — dualnych (*shadow prices*) opisano między innymi w pracy Squire, Tak (1975).

mineralnych, gdzie w pewnych odstępach czasu dokonuje się uruchamiania nowych poziomów, nowych odkrywek, budowy szybów itp. W okresie inwestowania kopalnia ponosi duże nakłady, które, gdyby zostały przeniesione bezpośrednio na cenę i w tym samym czasie co inwestycja, spowodowałyby duży wzrost cen. Odbiorcy zmuszeni byłiby je akceptować, wybrać innego dostawcę lub zmieniać technologię na taką, które nie wymaga danego surowca. Po okresie inwestowania cena spadałaby do poziomu zbliżonego do tego sprzed inwestycji. Konsumenci raz płaciliby wysokie ceny, raz niskie, właściwie bez żadnej widocznej (z ich strony) przyczyny. Decyzje odbiorców w okresie inwestowania byłyby zatem nieracjonalne, bo praktycznie cena surowca w długim okresie zmienia się nieznacznie. Dlatego ceny surowców mineralnych powinny pokrywać koszt liczony dla długiego okresu, a z teorii ekonomii wiadomo, że powinien to być tzw. długookresowy koszt krańcowy. Koszt ten według teorii ekonomii równa się kosztowi średniemu odniesionemu do długich okresów. Dla firm obciążonych relatywnie dużym majątkiem trwałym i dużymi nakładami inwestycyjnymi postuluje się stosowanie tzw. średnich kosztów przyrostu (*average incremental cost*) jako miary długookresowego kosztu krańcowego. Jest on uzasadniony dla takich firm, jak przedsiębiorstwa eksploatujące surowce mineralne, elektrownie, systemy wodociągowe.

2.2. Metody określania poziomu cen węgla kamiennego

Dla węgla kamiennego rekomenduje się kilka podstawowych metod ustalania cen:

- ceny według kosztu średniego,
- ceny według kosztu krańcowego długoterminowego,
- ceny parytetowe⁵,
- ceny wyznaczone według zasady efektywności kupującego (*netback*).

Powyższa lista nie wyczerpuje wszystkich możliwych metod ustalania cen, niemniej daje pewien obraz najważniejszych i najczęściej stosowanych. Zasady te — należy to podkreślić — mogą być stosowane zarówno przez regulatora, jak i przedsiębiorstwa sprzedające i kupujące węgiel.

2.2.1. Koszt średni jako podstawa wyznaczania cen

Koszt średni pozyskania węgla jest tą metodą ustalania cen węgla, która ma najwięcej zwolenników. Cena jest wyznaczona jako koszt średni plus pewien zysk, który ma zapewnić utrzymanie zdolności produkcyjnych firm. W PRL ceny węgla, przynajmniej w deklaracjach, były ustalane właśnie na poziomie cen średnich branży. System „przekrojowy”, to jest średnia z branży, bywa uzupełniany lub zastępowany systemem „średniej czasowej” ustalonej na bazie danych historycznych. Oba systemy mają wiele wad. Przede wszystkim w tych firmach, które mają koszty odbiegające od średniej nie stwarzają zachęt do obniżania kosztów. Przedsiębiorstwa o kosztach wyższych mają straty „usprawiedliwione” cenami niższymi od kosztów, te o kosztach niższych nie mają zachęt do obniżki kosztów, cena gwarantuje im zyski. Wręcz

⁵ W pracy Domestic... (1985) nazwano je *border pricing*, co w zasadzie należałoby rozumieć jako parytet importowy, ponieważ jednak ceny węgla mogą być również odnoszone do cen innych produktów, przyjęto tu rozszerzającą interpretację tej grupy metod szacowania cen.

istnieje zachęta do wzrostu kosztów, bo ten przekłada się na cenę i wyższy zysk (ustalany zazwyczaj w stosunku do kosztów średnich). Systemy takie regulują ceny loco kopalnia (ceny producentów) albo ustalają ceny dostaw. Te ostatnie bywają takie same w całym kraju i przez to nie stwarzają zachęt do lokowania odbiorców blisko źródeł węgla⁶. Systemy takie można uzupełniać o badanie norm, wyznaczanie standardów efektywności, lecz wymaga to ich ciągłej kontroli i aktualizacji. Oczywiście można stosować pewne wyrafinowane systemy, regulujące ceny każdego z przedsiębiorstw (loco kopalnia) tak, aby zwrócić poniesione koszty i włączając ustalony zwrot kapitału, jednak i te mają wady. Nie stwarzają zachęt do rozwoju tych firm, które mają niskie koszty, a także nie powstrzymują przed nieefektywnymi inwestycjami. Jeśli można zainwestować w nową kopalnię lub zwiększenie mocy produkcyjnych mając gwarancję zwrotu kapitału, to inwestycje takie będą prowadzone nawet jeśli alternatywne źródła (import) będą tańsze.

Ceny średnie, jeśli będą ustalone niezależnie od charakterystyk popytu, doprowadzają do silnej nierównowagi rynkowej. Zbyt niskie ceny zwiększają popyt (typowy przykład ceny węgla w PRL), powodują nieracjonalne wykorzystanie surowca i brak substytuowania bardziej efektywnymi paliwami. Ceny zbyt wysokie (co jest raczej niespotykane) spowodują obniżenie popytu i stosowanie paliw mniej efektywnych. W pewnym uproszczeniu mechanizm powstawania strat polega na tym, że konsument wybiera paliwo o niższej cenie, które *de facto* ma koszty ekonomiczne wyższe niż paliwo o cenie odpowiadającej kosztom ekonomicznym. W długim terminie prowadzi to do obniżenia popytu na to ostanie paliwo i zwiększenia kosztów ekonomicznych (cen) produktów uzyskiwanych z paliw o cenach nie odpowiadających kosztom ekonomicznym.

System oparty na cenach średnich ma niewątpliwie tę zaletę, że jest prosty i zapewnia przetrwanie rodzimych producentów.

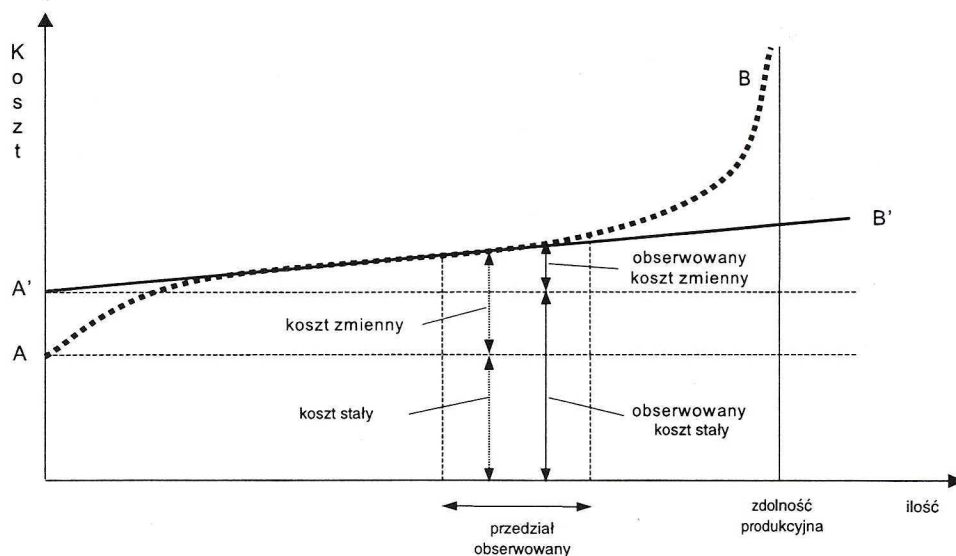
2.2.2. Ceny według kosztu krańcowego długookresowego

W ujęciu teorii mikroekonomii przedsiębiorstwo maksymalizujące zysk ustala taki poziom produkcji, przy którym koszt krańcowy jest równy krańcowym przychodom (cenie w przypadku rynku konkurencji doskonałej). Przy tym jednostkowy koszt średni musi być niższy od ceny, co ma miejsce przy odpowiednio dużym poziomie produkcji, a koszt krańcowy rośnie wraz ze wzrostem poziomu produkcji. Jeśli ten warunek nie zachodzi dla przedsiębiorstw danej branży, wymaga ona restrukturyzacji (obniżenia kosztów), tak jak to miało miejsce w przypadku górnictwa węgla kamiennego.

Koszt krańcowy jest równy przyrostowi kosztów całkowitych przy wzroście produkcji o jednostkę (pochodna funkcji kosztu całkowitego). Tę definicję należy jeszcze odnieść do rozważanego okresu. Dla warunków krótkoterminowych i przy spełnieniu wyżej wspomnianych warunków, koszt krańcowy jest praktycznie równy kosztom zmiennym, tylko one zmieniają się przy wzroście produkcji i innych warunkach stałych. Należy jednak zaznaczyć, że nie chodzi tu o tę część kosztów, która zmienia się przy wzroście lub spadku poziomu produkcji, jak by to wynikało z definicji pojęcia, lecz raczej tę część kosztów, która powinna się zmieniać. Prak-

⁶ Taki system obowiązywał w PRL, lecz przy tym około 30% węgla zużywał region Górnego Śląska.

tycznie są to koszty bieżące (operacyjne). Koszty zmienne szacowane na podstawie danych statystycznych, mogą być znacznie mniejsze niż rzeczywiste koszty zmienne. Pokazano to na rysunku 1. Krzywa kosztów całkowitych AB jest zgodnie z założeniami przyjmowanymi w teorii mikroekonomii opisana wielomianem trzeciego stopnia⁷. W rzeczywistości poziom produkcji zmienia się w stosunkowo niewielkim zakresie, a zależność wydaje się być liniowa (prosta A'B'). Obserwowane koszty zmienne są zatem znacznie mniejsze niż rzeczywiste koszty zmienne.



Rys. 1. Rzeczywiste i obserwowane koszty stałe i zmienne

Fig. 1. Actual and observed fixed and variable costs

Dla warunków długoterminowych konieczne jest pokrycie wszystkich kosztów, a koszt krańcowy jest równy kosztowi średniemu⁸. W długookresowych kosztach krańcowych można wyróżnić dwa składniki: krótkookresowy koszt krańcowy oraz koszty rozbudowy i utrzymania zdolności produkcyjnych. Razem dają one właśnie koszt średni długoterminowy. Nakłady inwestycyjne należy rozłożyć na długi okres, do czasu przewidywanej następnej inwestycji lub do końca funkcjonowania przedsiębiorstwa górniczego. Takie podejście daje stabilizację poziomu cen i przychodów, co jest istotne zarówno dla konsumentów, jak i producentów. Ceny oparte na takim odwzorowaniu kosztów dają właściwe sygnały dotyczące użytkowania, produkcji i inwestowania. Jednak dla celów ustalania cen konieczne jest wyznaczenie wartości tych kosztów (ekonomicznych). Można oprzeć się na danych historycznych, ale jak wcześniej zaznaczono, konieczne jest pewne spojrzenie w przyszłość. Wówczas koszt krańcowy musi uwzględniać przyszłe nakłady inwestycyjne.

⁷ Patrz na przykład Chiang (1994).

⁸ Szczegółowe wyjaśnienie tych warunków można znaleźć w wielu podręcznikach mikroekonomii, np. Laidler, Estrin (1991), Varian (1995).

Do wyznaczenia kosztu krańcowego można posłużyć się kilkoma formułami, które zostały opracowane na potrzeby regulacji monopolii naturalnych⁹. Samo obliczenie długoterminowych kosztów krańcowych nie jest łatwe. Należy znać przyszłe koszty (alternatywne), nakłady inwestycyjne oraz produkcję. Odpowiednie formuły pozwalają wyznaczyć średni zdyskontowany koszt jednostkowy lub średni jednostkowy koszt przyrostu zdolności produkcyjnej. Na potrzeby przemysłu węglowego preferowane są metody oparte na rachunku dyskonta obecnych i przyszłych kosztów bieżących i inwestycyjnych.

Koszt średni długookresowy można wyznaczyć z formuły:

$$\text{LMRC}^A = \frac{\sum_{t=1}^T (K_t^o + I_t) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^T Q_t \cdot (1+r)^{-t}}$$

gdzie:

- LMRC^A — długookresowy koszt krańcowy wyznaczony jako długookresowy koszt średni,
- t — indeks jednostki czasu (roku),
- T — liczba analizowanych lat lub okres funkcjonowania przedsiębiorstwa,
- K_t^o — całkowite koszty operacyjne (bieżące) w roku t,
- I_t — nakłady inwestycyjne w roku t,
- r — stopa dyskonta,
- Q_t — wielkość produkcji w roku t.

Jak widać, jest to stosunek zdyskontowanych kosztów bieżących oraz nakładów inwestycyjnych do zdyskontowanej produkcji. Stopa dyskonta jest tu wyznaczana na podstawie zwrotu z alternatywnych inwestycji lub przyjmowana jako tzw. socjalna stopa dyskonta odzwierciedlająca wartość konsumpcji dóbr (przyrody) w stosunku do pozostawienia ich dla późniejszego wykorzystania.

Należy tu przypomnieć, że taka formuła była na przełomie lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych stosowana w Polsce do szacowania społecznych kosztów pozyskania paliw i energii (Soliński i in. 1981).

W obliczeniach bazujących na kosztach przyrostu stosować można kilka formuł odnoszących koszty do stosunkowo krótkich okresów. W pracy Saundersa (1977) podano kilka metod różniących je pod względem metodologicznym na „książkowe” koszty krańcowe (LRMC^E), „książkowe” koszty przyrostu (IC^E), wartość bieżącą kosztów przyrostu (PVIC) i średnie koszty przyrostu (AIC).

Koszty krańcowe według podręczników ekonomii powinny być obliczane jako:

$$\text{LRMC}_t^E = \frac{K_{t+1}^o - K_t^o}{Q_{t+1} - Q_t} + \frac{rI_t}{Q_{t+1} - Q_t}$$

⁹ Obszerny przegląd i dyskusję tych metod można znaleźć w pracy Saundersa i in. (1977).

gdzie:

- r — stopa zwrotu kapitału (*capital recovery factor*) równa zwrotowi wymaganemu do spłacenia jednostkowego (1 zł, 1 USD...) kredytu w okresie eksploatacji inwestycji (czyli do końca jej „życia”) przy zastosowaniu procentu składanego:

$$r = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

- I — nakłady inwestycyjne,
 i — oprocentowanie kapitału (alternatywnych inwestycji),
 n — okres eksploatacji inwestycji, długość „życia”.

Jak widać, jest to formuła obliczająca (średni) przyrost kosztów całkowitych (na jednostkę przyrostu zdolności produkcyjnych), przy czym pierwszy składnik jest kosztem krańcowym krótkookresowym, a drugi kosztem przyrostu zdolności produkcyjnej.

Przy obliczaniu kosztów przyrostu (IC^E) według przyjętych „książkowych” metod stosuje się wzór analogiczny do poprzedniego z tą zmianą, że uwzględniane są tylko „duże” nakłady inwestycyjne, zwiększające (istotnie) zdolności produkcyjne, agregując z nimi pozostałe. W ten sposób tworzy się szereg okresowo ponoszonych nakładów, a koszty krańcowe oblicza się dla danego roku, uwzględniając te zagregowane nakłady inwestycyjne (pakiet), które należy do danego roku przypisać. Jeśli dany pakiet dotyczy lat $t_1 - t_2$, to koszty krańcowe dla tego okresu oblicza się ze wzoru:

$$IC^E = \frac{K_{t+1}^0 - K_t^0}{Q_{t+1} - Q_t} + \frac{rI_m}{Q_{t_2} - Q_{t_1}}, \quad \forall t_1 \leq t \leq t_2$$

gdzie:

- m — indeks (kolejny numer) pakietu inwestycyjnego.

Dla lat przypisanych m -temu pakietowi inwestycji koszt zdolności produkcyjnej pozostaje stały, zmieniać się mogą koszty bieżące. Zazwyczaj inwestycja wiodąca w danym pakiecie będzie realizowana w pierwszych latach przypisanego jej okresowi. W pozostałych latach okresu będzie „spłacana”, aż do jego końca. Kolejny pakiet rozpocznie się następną „dużą” inwestycją. Częstość tych inwestycji będzie zależna od potrzeb i możliwości finansowych przedsiębiorstwa.

Kolejna formuła to obliczenie wartości bieżącej kosztów przyrostu (PVIC). Podobnie jak w poprzedniej definicji, uwzględniają one nakłady inwestycyjne poniesione w pewnym ograniczonym okresie, to jest w roku m . Zakłada się, że taka inwestycja ma okres spłacania (eksploatacji) 30 lat, a przedsiębiorstwo wymaga potem kolejnych nakładów:

$$PVIC_t = \frac{(K_{t+1}^0 - K_t^0) + \left[\frac{I_m}{(1+i)^{m-t}} - \frac{I_m}{(1+i)^{m+1-t}} \right] + \left[\frac{I_{m+29}}{(1+i)^{m+29-t}} - \frac{I_{m+29}}{(1+i)^{m+30-t}} \right]}{Q_{t+1} - Q_t}$$

gdzie:

- I_m — nakłady inwestycyjne w roku m .

Wreszcie ostania z przytoczonych definicji to średni koszt przyrostu (*AIC* — *average incremental cost*) obliczany dla pewnej liczby lat począwszy od roku, dla którego szacujemy ten koszt:

$$AIC_t = \frac{\sum_{i=1}^t \left[\frac{(K_{t+i}^0 - K_t^0) + I_{t+i-1}}{(1+i)^{i-1}} \right]}{\sum_{i=1}^T \left[\frac{(Q_{t+i} - Q_t)}{(1+i)^{i-1}} \right]}$$

gdzie:

- \hat{t} — indeks lat przyjętych do szacowania kosztu,
- T — liczba lat przyjętych do szacowania kosztu.

Definicja ta jest polecana przez ekonomistów Banku Światowego jako najlepsza dla szacowania kosztu krańcowego długookresowego, między innymi dla producentów węgla (Domestic... 1985).

Liczba lat przyjęta do obliczania cen jest zależna od sytuacji konkretnego producenta. Najmniejsza będzie obejmowała okres do kolejnej większej inwestycji, największa — oczekiwaną liczbę lat funkcjonowania przedsiębiorstwa. Należy przy tym pamiętać, że czynnik $(1+i)^{-n}$ ma wartość około 0,1 dla stopy (i) 10% i 25 lat. Zatem nakłady ponoszone w latach odległych od roku t mają coraz mniejszy wpływ na wynik obliczeń.

Stosowanie kosztu krańcowego długookresowego jako podstawy formowania cen (przez przedsiębiorstwo lub regulatora) jest najkorzystniejszym systemem ustalania cen na poziomie przedsiębiorstwa. Przedsiębiorcy mają zachętę do rozwoju, koszty (długoterminowe) będą pokryte przez dochody. Bazujące na nich ceny odzwierciedlają koszty pozyskania, odbiorcy mają właściwe sygnały dotyczące efektywności wykorzystania tego a nie innego surowca. Ewentualne substytuty staną się konkurencyjne, jeśli będą realnie tańsze.

Należy jednak zauważyć, że koszty i ceny są współzależne i mechanizm kreowania cen przez koszty nie jest jednokierunkowy. Relatywnie niskie ceny (w stosunku do kosztów) stwarzają zagrożenie dla zysków i wymuszają działania zmierzające do redukcji kosztów i poprawy efektywności produkcji. Odwrotnie, ceny wysokie powodują, że przedsiębiorcy nie zwracają uwagi na koszty, co może prowadzić do pewnego marnotrawstwa. Okres wysokich cen jest także okazją do „odzysku” kosztów kapitału, jeśli wcześniej nie było to możliwe z powodu niskich cen. Jednocześnie wysokie ceny węgla czynią inne paliwa bardziej konkurencyjnymi i w długim okresie zmniejszają popyt na węgiel.

Z omówionych metod szacowania kosztów krańcowych długookresowych w warunkach Polski należałoby wybrać metodę pierwszą, czyli koszt średni długookresowy. Pozostałe metody mają tę wadę, że przy braku znaczącego wzrostu zdolności wydobywczych wyliczony koszt będzie bardzo duży. W praktyce wiele inwestycji w kopalniach węgla kamiennego czy brunatnego nie służy wzrostowi zdolności produkcyjnej, a zaledwie jej utrzymaniu (odtworzeniu). Stąd metoda odnosząca koszty do poziomu produkcji wydaje się być bardziej racjonalna.

Powyżej podane formuły mówiły o wyznaczaniu poziomu cen z punktu widzenia producenta — sprzedającego. Wyznaczają one minimalną akceptowalną cenę, która gwarantuje funkcjonowanie producenta w długim okresie.

2.3. Wyznaczanie cen na podstawie efektywności kupującego (*netback*)

Tak jak dla sprzedającego, również dla kupującego występują ograniczenia, które wynikają z jego kosztów i uzyskiwanych dochodów. Wyznaczają one maksymalną wartość, jaką kupujący może zapłacić za kupowany węgiel. Poziom ten wylicza się z ogólnej formuły:

$$p_{w,t} = \frac{R_t - K_{b,t}}{Q_{w,t}}$$

gdzie:

- $p_{w,t}$ — maksymalna cena węgla w , jaką może zapłacić kupujący w okresie t ,
- R_t — całkowity dochód kupującego w okresie t ,
- $K_{b,t}$ — koszty całkowite (alternatywne) kupującego bez kosztów zakupu węgla,
- $Q_{w,t}$ — zużycie całkowite węgla w w okresie t .

Formuła ta w terminologii anglosaskiej nosi nazwę *netback*, i oznacza szacowanie wartości liczonej „wstecz”, netto określone koszty. Może być bardziej rozbudowana w przypadku przedsiębiorstwa produkującego więcej niż jeden wyrób lub zużywającego wiele produktów o koszcie zakupu istotnie wpływającym na koszty produkcji. Wreszcie może być wykorzystana dla szacowania akceptowalnych cen dla węgla różniących się jakością. Wówczas koszty wytwarzania i dochody muszą uwzględnić wpływ jakości węgla.

Zasada *netback* była stosowana do regulowania cen na ropę naftową dla rafinerii w połowie lat osiemdziesiątych (Mabro 1987). W przypadku ropy zastosowanie tej formuły napotykało na szereg trudności. Dla sprzedającego ropę nie są znane szczegółowe ceny uzyskiwane z jej przerobu. Istnieją pewne przesunięcia czasowe między sprzedażą ropy a sprzedażą produktów jej rafinacji, które wobec ciągle zmieniających się cen produktów przerobu utrudniają oszacowanie ich wartości. Wreszcie każda rafineria ma sobie właściwe zużycie ropy na jednostkę produktu finalnego, zazwyczaj nie znane sprzedającemu ropę. Generalnie, metoda ta nie sprawdziła się w przypadku ropy naftowej jako podstawowa metoda regulacji cen. Nie zmienia to faktu, że może służyć do oszacowania maksymalnej ceny pewnych dóbr o nieco prostszej zależności między surowcem a wytworzonymi produktami. Dla węgla kamiennego formuła taka została w Polsce opracowana na bazie cen energii elektrycznej i kosztów jej wytwarzania (Lorenz 1999). Wydaje się, że w warunkach stabilności cen energii elektrycznej oraz dość łatwego określania współczynników zużycia węgla takie formuły będą w użyciu. Autor przy wykonywaniu jednej z prac badawczych natrafił na tego rodzaju formułę stosowaną w elektrowni w przygotowaniach do negocjacji cen węgla. Jednak brak wiarygodnych prognoz cen energii elektrycznej sprawia, że metoda taka nie ma praktycznego znaczenia dla perspektywy długookresowej. Autor podjął próbę stosowania tej formuły dla analizy rozwoju górnictwa i ustalania poziomu cen węgla, nieudaną właśnie z powodu braku prognoz cen energii elektrycznej (Suwała 1995).

2.4. Ceny parytetowe

Niemal każde z dóbr będących przedmiotem wymiany na rynku może pochodzić z kilku źródeł, krajowych lub importowych. Każde może być sprzedane odbiorcom oferującym różne ceny (np. krajowi i zagraniczni). Większość posiada substytut, który w pewnych warunkach może je zastąpić. Wszystkie te czynniki tworzą pewne warunki ograniczające wymianę tego dobra, a poziomy cen wyznaczone na ich podstawie można nazwać cenami parytetowymi. Ceny substytutów lub dóbr importowanych wyznaczają górną granicę ceny krajowej¹⁰. Jej dolna granica może wynikać z ceny eksportowej, jeśli ceny krajowe będą od niej niższe, sprzedawcy skierują swoje produkty na rynki zagraniczne. Ceny parytetowe tworzą zatem pewne przedziały, w jakich mogą się zmieniać ceny dóbr krajowych, a ich przekroczenie spowoduje (w długim terminie) istotne zmiany na rynku.

Po przekroczeniu ceny parytetu importowego i przy braku innych regulacji administracyjnych (kontyngentów importowych) odbiorcy zaczną kupować tańsze dobra importowane. Należy tu jednak zwrócić uwagę, że niemal dla każdego odbiorcy cena parytetu importowego jest inna. Wynika to z położenia geograficznego odbiorcy (co ma wpływ na koszty transportu), wielkości zakupów, wymagań jakościowych — czyli czynników, które determinują ceny negocjowane w kontraktach. Zmiana dostawcy może tu być stosunkowo szybka, odbiorcy mogą stosunkowo szybko wypowiedzieć obowiązujące umowy i zawrzeć nowe z dostawcami zagranicznymi. Trzeba jednak pamiętać, że dostawca importowy może być mniej pewny, a kontrakt podatny na czynniki koniunkturalne.

Zwiększenie ceny ponad poziom ceny dobra substytucyjnego zachęci odbiorców do zmiany technologii wytwarzania dóbr lub usług, tak aby zużywać tańsze środki produkcji. Relacja ta jest jednak złożona, gdyż oddziałują tu i inne czynniki, jak preferencje konsumentów, komfort użytkowania, regulacje administracyjne itp. Dla węgla są one bardzo istotne. Limity emisji skłaniają do wyboru paliw niskoemisyjnych. Z powodu dużego komfortu użytkowania i stosunkowo niskiej ceny gaz ciekły wypiera węgiel z funkcji dostarczania ciepła dla przygotowania posiłków. Gaz ziemny lub olej opałowy często zastępują węgiel w ogrzewaniu pomieszczeń, mimo że ten ostatni daje najniższe koszty ogrzewania. Trudno zatem mówić o jednym parytecie substytucyjnym, jakakolwiek wyliczona wartość będzie tylko pewnym wskaźnikiem ekonomicznej efektywności wyboru tego lub innego paliwa. Ponadto inwestycja w nowe technologie często jest nieopłacalna, jeśli porówna się koszty użytkowania dla drogiego węgla (praktycznie tylko koszty zmienne) w istniejącej instalacji z kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi nowej technologii.

Warto zwrócić uwagę, że dla węgla brunatnego opracowano wersję cennika opartą na parytecie substytucyjnym (energetycznym) węgla kamiennego energetycznego (Grudziński 1999).

2.5. Ceny dwupoziomowe

Pewnym wynikiem funkcjonowania rynku węgla są ceny dwupoziomowe (ang. *two tier pricing*) (Domestic... 1985). Dla tego samego gatunku węgla występują wówczas dwie różniące się istotnie

¹⁰ Metodę szacowania parytetu importowego cen węgla można znaleźć w Blaschke, Gawlik (1997), Ozga-Blaschke (1997), Lorenz (2000).

ceny. Obie wynikają z innych przesłanek albo są kształtowane przez odrębne rynki lub ich segmenty. Przykładem są ceny krajowe i eksportowe węgla w Polsce, różnica sięgała niemal 100% około 70 zł/t węgla energetycznego eksportowanego *loco* kopalnie i około 130 zł/t węgla sprzedawanego na rynku krajowym. Powodem jest oczywiście wyznaczenie ceny węgla eksportowanego na zasadzie *netback*, wychodząc z ceny sprzedaży węgla u importera. Nie jest to wyjątek, takie same przypadki będą występowały dla krajów o istotnych zasobach krajowych i równocześnie eksportujących lub importujących węgiel. W RPA ceny węgla eksportowanego są dużo wyższe od krańcowych kosztów pozyskania (Domestic... 1985). Producenci węgla nie byłiby zainteresowani sprzedażą dla odbiorców krajowych po cenach niższych niż parytet eksportowy, ale jest on z kolei zbyt wysoki dla odbiorców krajowych. Dlatego polityka rządu RPA polegała na ustaleniu cen krajowych na poziomie kosztów krańcowych. Sprzedaż węgla na rynku krajowym jest dzięki temu efektywna, ale producenci nie uzyskują zysków nadzwyczajnych ze sprzedaży na rynku krajowym. Zazwyczaj regulacja taka jest połączona z kwotowaniem importu lub eksportu. W RFN (lata osiemdziesiąte) kwotowano import węgla w wysokości różnicy między popytem krajowym a produkcją krajową (Domestic... 1985). W ten sposób drogi węgiel krajowy miał zapewnionych odbiorców, oczywiście po cenie wyższej niż węgiel importowany.

Ceny eksportowe polskich węgla są zazwyczaj niższe od średnich kosztów pozyskania i cen krajowych. Jest to zatem przypadek systemu cen dwupoziomowych. Ceny eksportowe niższe od kosztów średnich nie muszą jednak oznaczać nieefektywnego eksportu. Wszystko zależy od przyrostu kosztów całkowitych. Gdy jest niewielki, a tak jest w przypadku większości polskich kopalń, to koszt produkcji eksportowanego węgla jest niższy niż dochody z tego tytułu¹¹. Sytuacja taka będzie się utrzymywać dotąd, dopóki kopalnie będą produkować znacząco poniżej zdolności produkcyjnej, nie mając możliwości szybkiego redukcji kosztów, głównie wynagrodzeń. Eksport węgla będzie dalej opłacalny i nie powinien być ograniczany, daje bowiem korzyści zarówno kopalniom, jak i sektorom świadczącym usługi na rzecz eksportu (pośrednictwo, transport).

2.6. Ceny gatunków węgla¹²

Ponieważ węgiel nie jest dobrem jednorodnym, różne jego klasy jakościowe muszą mieć różne ceny. Zróżnicowanie cen gatunków węgla wynika z różnych kosztów jego pozyskania oraz z ich różnej wartości użytkowej. Nie oznacza to jednak, że ta sama jakość to taka sama cena, oczywiście poza przypadkiem pełnej regulacji cen.

Gatunki węgla różnią się kosztami produkcji, przede wszystkim z powodu różnic w technologii przeróbki węgla. Można stosować różne metody określania tych kosztów. W Polsce proponuje się metodę opartą na rozdzieleniu kosztów według różnych wskaźników (Mokrzycki 1990). W świecie stosuje się metody oparte na „kluczu cenowym”, szacowaniu kosztów jako różnic między kosztami zakładu o technologii nie wytwarzającej danego wyrobu i zakładu produkującego dany wyrób. Inna metoda to szacowanie kosztów zakładu produkującego tylko jeden wyrób.

¹¹ Przykład takich obliczeń można znaleźć w pracy Suwała, Kudelko, Kwiccica (1996).

¹² Problem tych zależności jest od lat przedmiotem badań Zakładu Ekonomiki i Badań Rynku Paliw i Energii IGSMiE i był przedstawiony w szeregu publikacjach, pewne ich posumowanie można znaleźć w pracach Lorenz (1999), Ozga-Blaschke (1999), Blaschke (2000).

Metoda oparta na podziale kosztów wymaga szczegółowej znajomości kosztów poszczególnych stadiów przeróbki węgla. Poza tym jest stosunkowo prosta, choć subiektywna, gdyż dobór kluczy podziału kosztów wyróżnianych stadiów przeróbki nie jest oczywisty. Pozostaje problem, jakie mają być relacje między tak wyznaczonymi kosztami a cenami produktów. W pracy G. Mokrzyckiego (1990) wyliczono, że koszt węgla grubego to około 165% kosztu średniego, koszt miału niewzbogaconego 34%, a koszt węgla wzbogaconego może sięgać 690% kosztu średniego. Średnie ceny tych produktów mają proporcje 120 : 90 : 165. Widać, że nie można tu mówić o takich samych proporcjach między kosztami jak między cenami. Ceny węgla zależą także od jego wartości użytkowych, które poprzez wskazane wcześniej mechanizmy (*netback*) przenoszone są przez rynek.

Wreszcie trzeba zauważyć, że na koszt jednostkowy produktów zakładu wzbogacania największy wpływ ma wychód produktu końcowego. Wynika to z przeliczenia dużego kosztu wydobycia węgla surowego na produkty końcowe, których wychód w stosunku do węgla surowego jest znacznie niższy od 100%. Jeśli koszt wydobycia węgla surowego jest równy 100 zł/t, a wychód węgla wzbogaconego 70%, to jego koszt jednostkowy wyniesie $100/0,7$ czyli 142,8 zł/t, przy zerowych kosztach wzbogacania.

Każdy sprzedający powinien tak ustalać ceny swoich produktów, aby spełnić kryterium efektywności całego przedsiębiorstwa, a niekoniecznie pokryć koszty (w końcu szacowane) każdego z produktów. Ponadto producent może dywersyfikować ceny w zależności od segmentu rynku (Simon 1996), a jedynym kryterium właściwego poziomu cen będzie dla niego efektywność przedsiębiorstwa i skłonność konsumentów do zapłacenia określonej ceny.

Autor w wielu pracach dotyczących rynku węgla stosuje „klucz cenowy” jako podstawową metodę rozdziału kosztów na gatunki węgla¹³. Jest to sposób bardzo prosty, nie wymaga wielu danych ani złożonych obliczeń. Dla każdego przedsiębiorstwa uzyskuje się szacunki kosztów gatunków węgla w proporcjach odpowiadających ich cenom (rynkowym) lub wynikającym ze stosowanych formuł cenowych. Jeśli przyjąć je za miarę ich wartości użytkowej, to podstawa do określania racjonalnych cen (oszacowane koszty) ma takie właśnie proporcje.

3. Wybór racjonalnego poziomu cen węgla kamiennego w warunkach Polski

Powyższe wywody miały na celu pokazanie podstawowych warunków formowania rynkowych cen węgla kamiennego. Ich współdziałanie i współzależność są na tyle skomplikowane, że za wyjątkiem nielicznych szczególnych przypadków nie można wyznaczyć analitycznie racjonalnego poziomu cen, satysfakcjonującego sprzedającego i kupującego. Wydaje się przy tym, że w przypadku spółek węglowych sprzedających kilkanaście gatunków węgla kamiennego, kilkadziesiąt odbiorcom z kilkunastu gałęzi przemysłu, nawet tam gdzie teoria mikroekonomii dawałaby pewne przesłanki, nie byłoby celowe podejmowanie prób wyznaczenia cen na ich podstawie. Wzajemne oddziaływania i dynamika zmian rynkowych wymaga ciągłego dostosowywania cen do warunków konkretnych negocjacji. Jedna transakcja o dużej wartości lub mniejsza, ale o cenach znacznie odbiegających od innych, stwarza szczególne warunki dla

¹³ Patrz np. Suwała (1995).

innych transakcji. Obie strony wymiany prowadząc negocjacje, każda znając swe szczegółowe uwarunkowania, powinny dojść do ceny, która spełnia warunki racjonalności w danej sytuacji, która jest do pewnego stopnia unikatowa.

Sformułowane dotąd metody określania cen tworzą przedziały, w których powinna się znaleźć wynegocjowana cena. Cena węgla krajowego jest od góry ograniczana wartościami wynikającymi z dwu elementów: efektywności kupujących węgiel (*netback*) oraz konkurencyjności węgla z różnych źródeł lub paliw alternatywnych, przy czym praktyczne znaczenie będzie miał parytet importowy. Od dołu cenę ograniczają przede wszystkim długoterminowe koszty krańcowe oraz cena wynikająca z parytetu eksportowego. Ta ostatnia jest w Polsce znacznie poniżej kosztu krańcowego długookresowego. Odniesienie do paliw substytucyjnych wnosi szeroki przedział cen. W tym przedziale ceny węgla są konkurencyjne dla jednych paliw i absolutnie nie konkurencyjne w odniesieniu do innych. Ze względu na ich nieokreśloność zostaną pominięte w dalszej analizie. Ponadto substytucja jest istotnym czynnikiem dla drobnych odbiorców, gdzie cenę kształtuje równowaga rynkowa.

Na poziom racjonalnych cen znaczący wpływ będzie miało położenie odbiorcy, a właściwie relacja między kosztem długoterminowym (z uwzględnieniem kosztów dostaw), parytetem importowym a ceną *netback*. Są one konfrontowane w trakcie negocjacji i pozwalają ustalić racjonalną cenę. Można tu wyróżnić cztery przypadki:

a) cena *netback* niższa od parytetu importowego i wyższa od kosztu krańcowego długoterminowego (rys. 2a). Racjonalna cena węgla leży w obszarze pomiędzy ceną *netback* a kosztem marginalnym długookresowym;

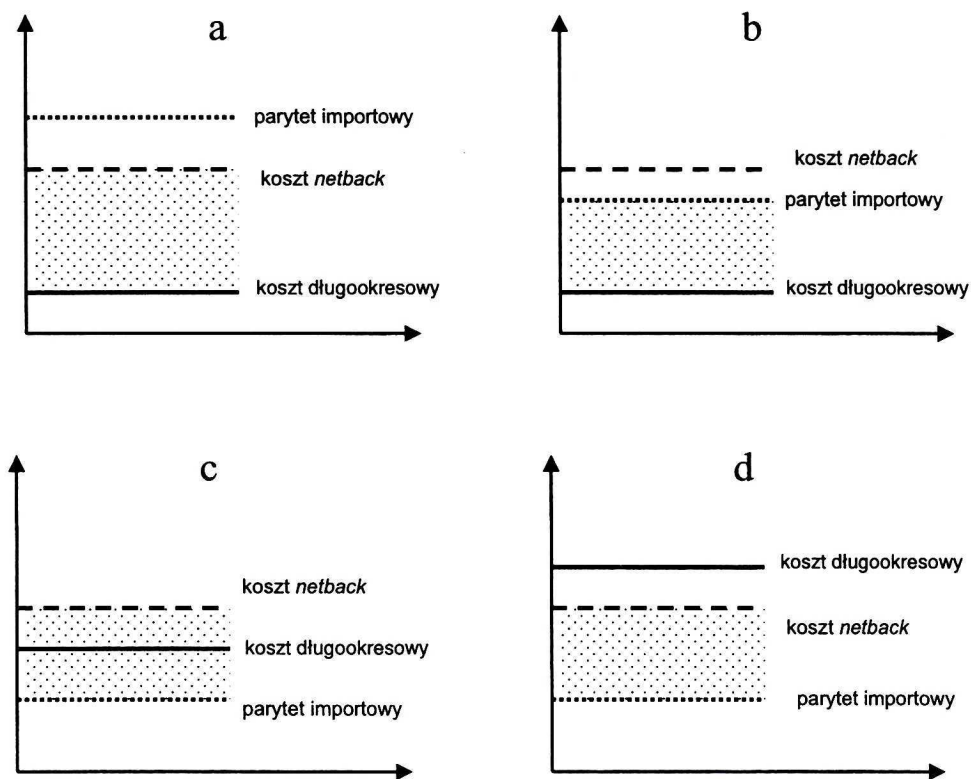
b) cena *netback* wyższa od parytetu importowego i wyższa od kosztu krańcowego długoterminowego (rys. 2b). Racjonalna cena węgla leży w obszarze pomiędzy ceną parytetową a kosztem marginalnym długookresowym. Oczywiście odbiorca może płacić cenę wyższą od parytetu importowego, ale powoduje to zmniejszenie jego zysków;

c) cena *netback* wyższa od parytetu importowego, a ten mniejszy niż koszt krańcowy długoterminowy (rys. 2c). Cena węgla powinna być ustalona w obszarze pomiędzy parytetem importowym a ceną *netback*. Bez wątpliwości dostawca importowy jest tu tańszy, niemniej i krajowy daje akceptowalne ceny. Wybór odbiorcy będzie uzależniony od preferencji odbiorcy;

d) koszt krańcowy wyższy od ceny *netback*, a ta z kolei wyższa od parytetu importowego (rys. 2d). Wówczas racjonalna cena węgla ma dolną granicę w postaci parytetu importowego, a górną będzie cena *netback*. Dostawcy krajowi są w tym przypadku niekonkurencyjni.

Pominięto przypadek, gdy cena *netback* jest niższa od długookresowego kosztu krańcowego i parytetu importowego, wówczas nie można określić ceny racjonalnej. Obie strony powinny podjąć wysiłki dla zmiany tej sytuacji, inaczej wymiana zaniknie (w długim okresie). Działania restrukturyzacyjne w górnictwie miały właśnie na celu obniżenie kosztów długoterminowych.

Poziom ceny parytetu importowego (dla Górnego Śląska) jest obecnie, dla większości kopalń, wyższy od kosztu krańcowego długookresowego. Ustalanie minimalnej ceny *loco* kopalnia (średniej dla wszystkich gatunków węgla) na poziomie kosztu krańcowego długookresowego daje zatem sprzedawcy (kopalni, spółce) możliwość funkcjonowania w długim okresie. Każda wyższa cena da pewne dodatkowe zyski. Sytuacja może być inna dla odbiorców położonych w pobliżu portów morskich, gdzie istnieje możliwość rozładunku dużych mas węgla. Cena węgla importowanego *loco* odbiorca może być niższa od ceny *netback* i dostaw węgla krajowego.



Rys. 2. Podstawowe przypadki kształtowania racjonalnego poziomu cen

Fig. 2. Basic cases for rational coal price formation

Stosowanie jako podstawy wyznaczania cen długoterminowego kosztu krańcowego jest zatem uzasadnione ekonomicznie tam, gdzie cena importowa jest wyższa od kosztów dostaw ze źródeł krajowych, co odpowiada większości terytorium Polski.

Wynikiem negocjacji będą ceny, które można odnieść do określonych gatunków jakościowych węgla. Dla jednego gatunku mogą być różne, choć powinny być zbliżone, gdyż wynikną nie tylko z kosztów pozyskania i wartości użytkowej, ale i specyficznych warunków sprzedającego i kupujących. Zagadnienie to znane jako dywersyfikacja cen jest szeroko opisywane w literaturze przedmiotu (Simon 1996).

Dodatkowo należy zwrócić uwagę na to, że wspomniane granice racjonalnych cen są zależne od czasu oraz ilości będącej przedmiotem negocjacji. Dynamika rynku powoduje, że warunki nie są stabilne, a w długim okresie ulegają systematycznym zmianom. Mogą się one zmieniać wraz ze wzrostem ilości węgla podlegającego wymianie oraz w czasie. Różne ilości oznaczają różne ceny, co wynika z krzywych podaży i popytu oraz szczególnych warunków kontraktów. Z kolei, zdaniem autora, w najbliższym czasie zajdą zmiany popytu krajowego (zmaleje), a także realnego parytetu importowego.

W miarę upływu czasu i szczypania zasobów węgla jego koszt krańcowy może, choć nie musi, systematycznie wzrastać. Dla zasobów nieodnawialnych, o zasobach bliskich szczypaniu

cena powinna włączyć również tak zwaną rentę szczypania¹⁴. Jest to rosnące w tempie równym stopie dyskonta „wynagrodzenie” dla właściciela za szczypanie zasobu. Nie należy się spodziewać, że proces ten uwidoczni się w Polsce w najbliższych latach. Jednak za lat kilkanaście–kilkadziesiąt, gdy zasoby zaczną być istotnym limitem dla wydobycia, cena węgla powinna wzrastać i dojść do poziomu ceny odpowiadającej węglowi importowanemu. Da to możliwość stopniowego przejścia na technologie zużywające inne paliwa pierwotne.

Podsumowanie

Celem artykułu było przedstawienie najważniejszych zagadnień formowania poziomu cen węgla. Złożoność warunków rynkowych powoduje, że tylko w niewielu wypadkach można na drodze teorii lub modeli analitycznych określić racjonalny poziom cen węgla kamiennego. Prawidła funkcjonowania najważniejszych rynków węgla sprawiają, że ceny węgla powinny być ustalane w toku negocjacji między sprzedającym a kupującym. Ustalanie poziomu cen rynkowych wymaga od negocjatorów szczegółowej znajomości ekonomiki swego przedsiębiorstwa, branży, rynku sprzedawanych produktów i trendów jego rozwoju. Ważne są tu granice przedziałów cen, które wynikają z zasad efektywności obu stron negocjacji oraz warunków konkurencji z węglem importowanym oraz innymi paliwami. Określają one przedziały cen racjonalnych, które są zależne od konfiguracji poszczególnych granic.

LITERATURA

- Begg D., Fischer S., Dornbush R., 1993 — *Ekonomia*. PWE, Warszawa.
- Blaschke W., Gawlik L., 1997 — *Metodyka wyznaczania parytetu importowego węgla energetycznego*. Biuletyn PARC WK SA nr 2(30).
- Blaschke W., 2000 — *System cen energetycznego węgla kamiennego*. IGSMiE PAN, Studia, Rozprawy, Monografie 77, Kraków.
- Chiang A., 1994 — *Podstawy ekonomii matematycznej*. PWE, Warszawa.
- Domestic coal pricing: Suggested principles and present policies in selected countries, 1985 — World Bank Energy Department, Energy Department Paper No. 23.
- Graham P., Thorpe S., Hogan L., 1999 — Non-competitive market behaviour in the international coking coal market. *Energy Economics* 21, s. 195–212.
- Grudziński Z., 1999 — *System cenowy w górnictwie węgla brunatnego*, IGSMiE PAN, Studia, Rozprawy, Monografie 63, Kraków.
- Kolstadt C.D., Abbey D.S., 1984 — The effect of market conduct on international steam coal trade. *European Economic Review* 24.
- Laidler D., Estrin S., 1991 — *Wstęp do mikroekonomii*. Gebethner i S-ka, Warszawa.
- Lorenz U., 1999 — *Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego*. IGSMiE PAN, Studia, Rozprawy, Monografie 64, Kraków.
- Lorenz U., 2000 — *Parytet importowy węgla kamiennego energetycznego*. IGSMiE PAN, Studia, Rozprawy, Monografie 82, Kraków.
- Mabro R., 1987 — *Netback pricing and the oil price collapse of 1986*. Oxford Institute for Energy Studies.

¹⁴ W nomenklaturze anglosaskiej jest to określane wieloma terminami: *resource rent*, *royalty of the depleting assets*, *user cost* albo *depletion premium*.

- Mokrzycki E., 1989 — Metoda obliczania kosztów pozyskania sortymentów handlowych węgla kamiennego. CPPGSMiE PAN, Studia i Rozprawy 3, Kraków.
- Ozga-Blaschke U., 1997 — Koncepcja wyznaczania cen parytetu importowego koksowego węgla kamiennego. *Przegląd Górniczy* 7.
- Ozga-Blaschke U., 1999 — Modyfikacja systemu cen krajowego węgla koksowego. *Przegląd Górniczy* 3.
- Saunders R.J., Warford J.J., Mann P.C., 1977 — Alternative concepts of marginal costs for public utility pricing: Problems of application in the water supply sector. World Bank Staff Working Paper No. 259.
- Simon H., 1996 — Zarządzanie cenami. PWN, Warszawa.
- Soliński I., Bojarski W., Adamczyk K., Suwała W., Piątek J., 1981 — Badania scenariuszowe społecznych kosztów paliw do roku 2000. [W:] *Metody modelowania i optymalizacji systemów energetycznych w warunkach niepewności*, Ossolineum, Wrocław.
- Squire L., van der Tak H.G., 1975 — Economic analysis of projects. The John Hopkins University Press, Baltimore and London.
- Suwała W., 1995 — Badania modelowe perspektyw górnictwa i rynku węgla kamiennego w Polsce. CPPGSMiE PAN, Studia, Rozprawy, Monografie 38, Kraków.
- Suwała W., Kudełko M., Kwiecień S., 1996 — Uwagi na temat opłacalności eksportu węgla kamiennego. X Konf. z cyklu: „Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej”, Zakopane 15—18 październik.
- Tordjman H., 1998 — Some General Questions About Markets. IIASA, Interim report IR-98-025/May.
- Varian H., 1995 — Mikroekonomia. Kurs Średni. Ujęcie nowoczesne, PWN, Warszawa.
- Wrzosek W., 1994 — Funkcjonowanie rynku. PWE, Warszawa.

WOJCIECH SUWAŁA

THE LEVEL OF DOMESTIC COAL MARKET PRICES IN POLAND

Key words

Coal price formation, coal market, Poland

Abstract

Despite the ten years of economy transformation the coal price formation processes do not seem to be understood and further explanation of their development and dependencies is required.

The paper starts with the identification of the Polish coal market structures. Two typical structures have been differentiated. The first one, which comprises small consumers, is similar to perfect competition as there are many sellers, there is no limit to enter the market and information on the price is available. The second structure, of large consumers market is similar to oligopolistic market with few sellers, barriers to entry and limited information on prices. Since the microeconomic theory gives rational prices only in specific cases, sellers and buyers use different methods to determine prices and their rational boundaries. It is proved that long-term marginal cost of production constitutes the base for the formation of coal prices. This cost could be estimated on the basis of the average long-term cost or incremental cost. The paper gives some formulas how to estimate the long-term marginal costs, and recommends the average long-term cost as the base for the coal price formation. Buyers use netback method to estimate the maximum of the price they can pay. Additionally parity and two-tier pricing rules are considered. All the above-mentioned methods could be used both by regulators and market agents.

The paper concludes with consideration on the limits for coal prices, which exist in the Polish economy conditions. The upper boundaries are import parity and netback prices whereas export parity and long term marginal cost form the lower boundary. Prices of substitutes could also intervene in coal price formation, but their impact is not easy to determine. These boundaries form ranges of rational domestic coal prices.