

Justyna WOŹNIAK\*, Leszek JURDZIAK\*\*

## Wpływ kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na wzrost ryzyka poniesienia straty przy eksploatacji studialnego złoża węgla brunatnego

**STRESZCZENIE.** Artykuł prezentuje wybrane wyniki rozprawy doktorskiej (Woźniak 2010), w której opracowano metodę analizy ryzyka opłacalności produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego. Zaproponowana metodyka umożliwia m.in. skwantyfikowanie ryzyka poniesienia straty i obliczenia prawdopodobieństwa maksymalizacji zysku przy eksploatacji optymalnych wyrobisk docelowych (optymalne wyrobisko docelowe to takie, które dla danych wartości ekonomicznych obliczonych dla komórek modelu blokowego złoża ma największą niedyskontowaną wartość spośród wszystkich możliwych wyrobisk, spełniających ograniczenia dotyczące kąta nachylenia skarp; identyfikuje ono zasoby opłacalne do wydobywania). W przeprowadzonych badaniach wykazano m.in. wpływ wzrostu kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> (6 poziomów w zakresie 0–300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>) na redukcję wielkości zasobów węgla opłacalnych do wydobywania, tzn. znajdujących się w obszarze optymalnych wyrobisk docelowych (uzyskanych z algorytmu Lerchsa-Grossmanna) maksymalizujących łączne zyski układu kopalni i elektrowni. Podstawą analiz były grupy 12 optymalnych wyrobisk docelowych wygenerowanych dla różnych poziomów cen węgla dla każdego z 20 równie prawdopodobnych wariantów studialnego złoża węgla brunatnego Legnica Wschód (otrzymanych w wyniku symulacji warunkowej) oraz model ekonomiczny funkcjonowania bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni. Procedurę analizy ryzyka przeprowadzono zarówno w programie Crystal Ball jak i @Risk. Niepewne parametry (jakościowe, kosztowe i cenowe) potraktowano jako zmienne losowe, dla których dobrano rozkłady prawdopodobieństwa. Posłużyły one do wygenerowania wielu wariantów przebiegu przedsięwzięcia w procesie

---

\* Dr inż. – Instytut Górnictwa Politechniki Wrocławskiej; e-mail: justyna.wozniak@pwr.wroc.pl

\*\* Dr hab. inż. – Instytut Górnictwa Politechniki Wrocławskiej; e-mail: leszek.jurdziak@pwr.wroc.pl

symulacji Monte Carlo. Uzyskane wyniki potwierdzają negatywny wpływ dodatkowych kosztów związanych z wykupem pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na poziom osiąganych zysków i wielkość zasobów opłacalnych do eksploatacji oraz wzrost ryzyka poniesienia straty przez analizowane podmioty, czyli kopalnię, elektrownię i zintegrowany pionowo koncern energetyczny.

SŁOWA KLUCZOWE: górnictwo węgla brunatnego, energetyka, bilateralny monopol, ryzyko

## Wprowadzenie

Surowce energetyczne – w tym węgiel brunatny – są i będą ważnymi atutami Polski w XXI wieku. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia całego kraju z uwagi na rosnące potrzeby energetyczne. Rozpoczęcie eksploatacji złoża węgla brunatnego w Legnicy i produkcji z niego energii elektrycznej jest ryzykowną inwestycją, gdyż rosnące i trudne do przewidzenia ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> oraz zbliżający się moment konieczności ich wykupu na aukcjach dla pełnej produkcji sprawiają, że to najtańsze źródło energii może przestać być rentowne, a jego przyszłość staje się coraz bardziej niewiadoma. Unia Europejska prowadzi restrykcyjną politykę klimatyczną, czego wyrazem są m.in. dyrektywy w sprawie krajowych limitów emisji do atmosfery niektórych zanieczyszczeń oraz utworzony do realizacji zapisów protokołu z Kioto Europejski System Handlu Emisjami (ETS).

Wprowadzanie obowiązku posiadania praw do emisji CO<sub>2</sub> powoduje zmiany w opłacalności spalania różnych paliw, a ponadto pogarsza sytuację elektrowni węglowych, względem opartych na gazie, OZE bądź energetyki jądrowej. Przymus ponoszenia kosztów związanych z emisją zmienia zatem warunki rynkowe w sektorze produkcji energii, gdyż nakłada selektywnie dodatkowe obciążenia na wybrane podmioty tej branży faworyzując OZE poprzez certyfikaty (Krysa, Woźniak 2011). Bezpieczeństwa energetycznego nie da się zapewnić narzucając jednakowe wytyczne wszystkim krajom członkowskim. Należałoby uwzględnić fakt, że państwa, które dysponują rodzimymi zasobami węgla wykorzystują go do produkcji energii elektrycznej i zwiększają w ten sposób swoją niezależność energetyczną. Dobrym przykładem jest Polska.

### 1. Stopień przeniesienia kosztu emisji CO<sub>2</sub> na cenę energii elektrycznej

Zagadnienie dotyczące kosztów pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, z uwagi na wprowadzane ograniczenia i dyrektywy unijne, coraz częściej staje się tematem rozważań i sporów zwolenników i przeciwników tej formy „ochrony klimatu”. Słuszność wprowadzonego

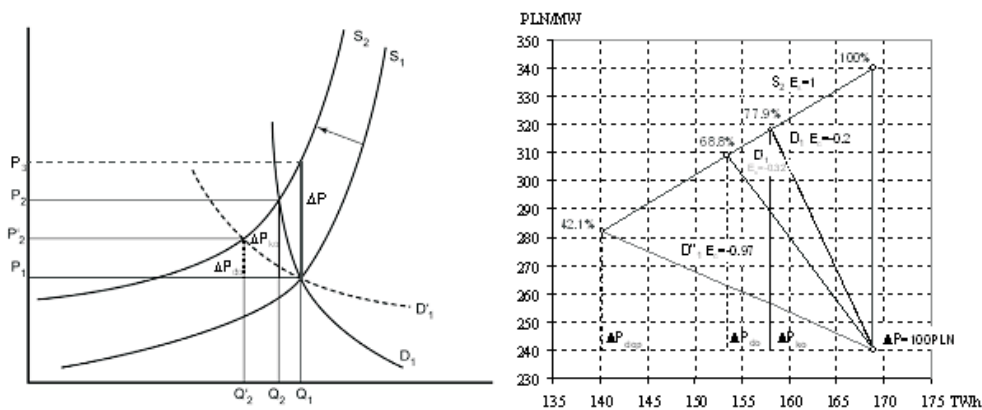
przez EU handlu pozwoleniami na emisję CO<sub>2</sub> (ETS) i konieczność ponoszenia kosztów emisji CO<sub>2</sub> przy spalaniu węgla coraz częściej poddawana jest krytyce. Polskie elektrownie na węgiel brunatny osiągnęły istotny postęp w ograniczaniu emisji zanieczyszczeń. Od 1998 do 2005 r. odnotowano zmniejszenie emisji SO<sub>2</sub> w spalinach o około 36% (z 1,776 do 1,138 g/Nm<sup>3</sup>). Obniżono też poziom emisji tlenków azotu tzw. NO<sub>x</sub> (Bednarczyk 2007). Postęp można zauważyć również w ograniczaniu emisji CO<sub>2</sub> (m.in. dzięki wzrostowi sprawności nowych bloków) (Jurdziak, Kawalec 2010). Konieczność wykupu pozwoleń na aukcjach w niedalekiej przyszłości stanie się źródłem znacznych dodatkowych kosztów elektrowni. Niepełne zrekompensowanie tych kosztów poprzez wzrost cen energii będzie zapewne miało negatywny wpływ na poziom osiągniętych zysków i wielkość zasobów opłacalnych do eksploatacji.

Maksymalny zakres wzrostu ceny energii można oszacować zakładając pełne przeniesienie kosztów pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub>. Do wyznaczenia tzw. stopnia przeniesienia niezbędne jest oszacowanie średniej emisyjności energii elektrycznej produkowanej w Polsce. Można ją obliczyć jako średnią ważoną z emisji poszczególnych paliw wykorzystywanych w naszej energetyce, z wagami odpowiadającymi udziałom tych paliw w krajowej produkcji energii elektrycznej. Największą emisyjność ma węgiel brunatny (ok. 1,08 Mg CO<sub>2</sub>/MWh), a najmniejszą źródła odnawialne tzw. OZE – można przyjąć, że ich emisyjność jest zerowa. Emisyjność węgla kamiennego to około 0,8 Mg CO<sub>2</sub>/MWh, a gazu 0,5 Mg CO<sub>2</sub>/MWh. Biorąc pod uwagę obecne udziały poszczególnych paliw w produkcji energii średnia emisyjność wynosi około 0,86 Mg CO<sub>2</sub>/MWh, a zatem maksymalny stopień przeniesienia ceny pozwoleń na cenę energii elektrycznej może wynieść około 86% (jeśli struktura udziałów do 2020 r., planowanego terminu uruchomienia elektrowni Legnica, nie ulegnie zmianie). Do momentu pełnego aukcjoningu stopień przeniesienia może jednak ulec zmniejszeniu np. do 72% z uwagi na planowany wzrost udziału OZE w bilansie krajowej energetyki do 17% i gazu do 8%. Wartość ta została potwierdzona przez Ministerstwo Gospodarki w projekcie „Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku” (2009), w którym przyjęto stopień przeniesienia na cenę energii na poziomie 70%. Możliwe zróżnicowanie stopnia przeniesienia kosztu wykupu pozwoleń na cenę hurtową energii uwzględniono poprzez potraktowanie go jako zmiennej losowej o jednostajnym rozkładzie prawdopodobieństwa pomiędzy tymi wartościami (tab. 1).

Wzrost ceny hurtowej energii nie będzie tylko skutkiem wzrostu kosztów z tytułu wykupu pozwoleń. Stosunkowo wolny przyrost nowych mocy przy konieczności likwidacji najstarszych bloków będzie powodował, że w najbliższym czasie podaż energii będzie rosła nieznacznie przy szybciej rosnącym popycie spowodowanym wzrostem gospodarczym (o ile kryzys w UE i strefie euro nie rozwinie się). Doprowadzi to do wzrostu cen nawet i bez konieczności wykupu pozwoleń. Wzrost udziału OZE to wzrost kosztów, bo produkcja energii ze źródeł odnawialnych jest znacznie droższa niż z węgla. Nie wspomina tu energetyki jądrowej; nawet jeśli elektrownie w całości zbudują nam firmy zagraniczne, to do jej wybudowania i włączenia do sieci po zakończeniu prac konieczne są własne inwestycje infrastrukturalne: drogowe i sieciowe. Oczywiście 100% przeniesienie wzrostu kosztów produkcji energii elektrycznej na cenę energii nie jest możliwe. Konieczność wykupu pozwoleń można potraktować jak nałożenie odpowiednio wysokiego

podatku obrotowego lub akcyzy, bo możliwości importu tańszej energii są ograniczone, a substytucja węgla gazem do poziomu 60 EUR za pozwolenie na emisję 1 Mg CO<sub>2</sub> jest nieopłacalna. Wzrost ceny o pełną kwotę kosztów wykupu pozwoleń na emisję 1 Mg CO<sub>2</sub> byłby możliwy tylko w przypadku doskonale nieelastycznej krzywej popytu ( $E_c = 0$ ). W rzeczywistości, jak wykazały liczne badania (np. Bernstein, Griffin 2005), popyt na energię elektryczną jest wysoce nieelastyczny. Dla gospodarstw domowych elastyczność cenowa popytu w USA wyniosła:  $-0,2$  w krótkim okresie i  $-0,32$  w długim okresie, a dla przedsiębiorstw:  $-0,21$  w krótkim i  $-0,97$  w długim okresie. Dodatkowo, co jest bardzo ważne dla wiarygodności prognoz, wskaźniki te są stabilne w czasie (dla ostatnich 10–20 lat) niezależnie od zmieniających się warunków funkcjonowania rynku, rosnącej efektywności energetycznej i wzrostu zapotrzebowania na energię/liczby użytkowanych urządzeń elektrycznych oraz poziomu dochodów ludności.

Wzrost kosztów produkcji energii (nałożenie akcyzy) prowadzi do obniżenia podaży, a w konsekwencji do nieuchronnego wzrostu cen i spadku konsumpcji. Znając cenę hurtową energii ( $P_1$ ) i poziom konsumpcji ( $Q_1$ ) można oszacować przyszły poziom cen, gdy znamy elastyczność cenową popytu i podaży (rys. 1 lewa strona). Okazuje się, że gdyby z uwagi na konieczność wykupu pozwoleń nastąpił wzrost kosztów o  $\Delta P = P_3 - P_1$ , to doprowadziłoby to do spadku podaży z  $S_1$  do  $S_2$  i wzrostu cen do poziomu  $P_2$  (wzrost o  $\Delta P_{ko}$ ) i spadku konsumpcji do  $Q_2$  (przy popycie bardziej sztywnym np. w krótkim okresie lub dla gospodarstw domowych) lub do poziomu  $P'_2$  (wzrost o  $\Delta P_{do}$ ) i spadku konsumpcji energii do  $Q'_2$  (dla przedsiębiorstw lub w długim okresie).



Rys. 1. Zmiany cen energii po wzroście kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> o  $\Delta P$  (spadku podaży z  $S_1$  do  $S_2$ ) przy popycie w krótkim ( $D_1$ ) i długim okresie ( $D'_1$ ) (lewa strona). Rzeczywiste prognozy (prawa strona)

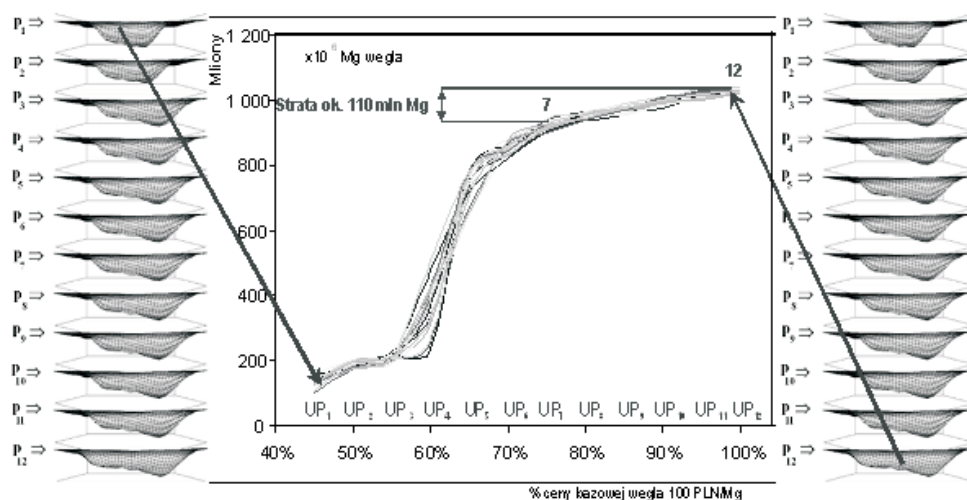
Fig. 1. Changes in electricity prices after an increase in costs of CO<sub>2</sub> allowances purchase by  $\Delta P$  (decrease of supply from  $S_1$  to  $S_2$ ) for demand in a short ( $D_1$ ) and a long run ( $D'_1$ ) (left side). Real forecasts (right side)

Do przeniesienia tych teoretycznych rozważań na grunt praktyczny potrzebne jest przyjęcie pewnych założeń. Po pierwsze założono, że w 2020 r. cena hurtowa energii elektrycznej nie będzie odbiegać od obecnej (prognozę sporządzono w cenach realnych – bez uwzględnienia inflacji) i będzie wynosić 240 zł/MWh. Według prognoz rządowych oraz

m.in. (Maciejewski 2011) w tym czasie poziom rocznej konsumpcji energii elektrycznej ma wynosić 169 TWh. Założono, że koszty wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> wzrosną o 100 zł/MWh. Wtedy dla neutralnej cenowej elastyczności podaży energii ( $E_s = 1$ ) i elastyczności cenowej popytu na energię z danych amerykańskich otrzymano następujące wzrosty cen i spadki zużycia energii: 317,9 zł/MWh ( $E_c = -0,2$ ,  $Q_1 = 158$  TWh, wsk. przeniesienia = 77,9%), 308,8 zł/MWh ( $E_c = -0,32$ ,  $Q_1' = 153$  TWh, w.p. = 68,8%), 282,1 zł/MWh ( $E_c = -0,97$ ,  $Q_1'' = 140$  TWh, w.p. = 42,1%). Wskaźniki przeniesienia są mniejsze niż przyjęte, ale trzeba pamiętać, że prognoza ta nie uwzględnia innych procesów kosztotwórczych, poza koniecznością wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, prowadzących do wzrostu cen energii w 2020 r. Jak wspominaliśmy przedtem wzrost udziałów OZE i gazu w bilansie oraz czekające nas inwestycje sieciowe i odtworzeniowe zwiększą koszty niezależnie od funkcjonowania ETS. Wtedy poziom wyjściowy w 2020 r. byłby wyższy niż 240 zł/MWh i wskaźniki przeniesienia w stosunku do składnika ETS powinny oscylować w przyjętych w pracy (Woźniak 2010) w granicach 0,72–0,86. Dokładne prognozy i analizy możliwych wariantów rozwoju sytuacji wymagałyby jednak osobnego opracowania. Niepokojące są jednak stosunkowo duże spadki zużycia energii (o 11 TWh, 13 TWh i 29 TWh odpowiednio) co oznaczałoby, że przez 10 lat nie uległaby ona prawie wcale zmianie i po 2020 r. mielibyśmy obecny poziom konsumpcji. Zamiast 0,8% wzrostu, który obserwowany był w ostatniej dekadzie, w przyszłej mielibyśmy wzrost zerowy i zamiast budowy nowych mocy wystarczyłaby nam substytucja najstarszych bloków, wycofywanych z uwagi na przekraczanie norm emisji zanieczyszczeń, nowymi. W raporcie Sterna (raport na temat wpływu zmian klimatycznych i globalnego ocieplenia na światową ekonomię) oszacowano, że potrzeba około 1% światowego PKB dla powstrzymania skutków globalnego ocieplenia. Z uwagi na to, że redukcją emisji zajmuje się głównie UE to rozkład tych kosztów nie będzie równomierny na świecie. Nie będzie też równomierny w samej UE. Polska jak widać poniesie koszty znacznie wyższe niż 1% PKB z uwagi na energetykę opartą na węglu i konieczność wykupu coraz większej ilości, coraz droższych pozwoleń. Substytucja węgla innymi paliwami – gazem lub OZE też nie rozwiąże problemu, bo jak dotąd są to znacznie droższe źródła energii (2–3 razy).

## 2. Metodyka badań

Na podstawie wyników symulacji warunkowej i optymalizacji wyrobiska docelowego według algorytmu Lerchs'a-Grossmann'a (LG) przeprowadzonej na złożu węgla brunatnego Legnica Wschód przeanalizowano wpływ niepewnych parametrów na ryzyko poniesienia straty przy eksploatacji złoża i szacowaną ilość produkowanej energii elektrycznej (wielkość zasobów opłacalnych do wydobycia). W wyniku optymalizacji LG uzyskuje się serię zagnieżdżonych wyrobisk wraz z wyrobiskiem docelowym (rys. 2). Maksymalizując wartość niezdyskontowanych przepływów pieniężnych z jego eksploatacji przy zadanych warunkach geotechnicznych i ekonomicznych, zagnieżdżone wyrobiska odzwierciedlają



Rys. 2. Podaż węgla z kopalni do elektrowni w długim okresie – relacja pomiędzy ceną węgla a optymalnym wyrobiskiem docelowym maksymalizującym niezdykontowane przepływy finansowe dla 12 zagnieżdżonych wyrobisk dla każdego z 20 wariantów złoża Legnica Wschód (Woźniak 2010)

Fig. 2. The supply of lignite from a mine to a power plant in the long run – relationship between lignite price and the optimal pit maximizing undiscounted cash flows for the 12 nested pits for each of 20 variants of the Legnica East deposit (Woźniak 2010)

wpływ jaki ma wzrost ceny kopaliny na zmianę wielkości i kształtu optymalnego wyrobiska docelowego. Dla ceny bazowej węgla i obniżonych jej wartości o zadany krok procentowy generowane są zagnieżdżone wyrobiska, które są optymalne dla tego poziomu ceny. Analizy przeprowadzono oddzielnie dla kopalni, elektrowni oraz zintegrowanego pionowo koncernu energetycznego z wykorzystaniem modelu bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni – struktury rynku, w którym kopalnia jest jedynym dostawcą węgla brunatnego, a elektrownia jego jedynym nabywcą (Jurdziak 2007). Zastosowana metoda optymalizacji wyrobiska docelowego według algorytmu Lerchs'a-Grossmann'a doprowadziła do uzyskania 12 grup optymalnych wyrobisk w zakresie zmian cen węgla od 45% do 100% ceny bazowej (100 PLN/Mg). Każde z zagnieżdżonych optymalnych wyrobisk miało największą niezdykontowaną wartość dla rozpatrywanej ceny węgla. Wielowariantowe analizy przeprowadzono dla każdego z 240 wyrobisk docelowych (12 grup wyrobisk optymalnych dla 20 równie prawdopodobnych wariantów złoża uzyskanych w trakcie symulacji warunkowej zagregowanego wskaźnika jakości) wykorzystując m.in. dane o ilości węgla i nadkładu oraz uśrednionej wartości wskaźnika jakościowego dla węgla zawartego we wszystkich wygenerowanych optymalnych wyrobiskach docelowych. Wyrobiskiem z największą optymalną ilością zasobów węgla opłacalnych do wydobywania przez kopalnię i zintegrowanego pionowo producenta energii we wszystkich wariantach złoża było wyrobisko 12. (największe) odpowiadające cenie bazowej (100 PLN/Mg). Różnica w zasobach pomiędzy wyrobiskiem 12. a 7., którego eksploatacja maksymalizowałaby zyski elektrowni, wyniosła około 110 mln Mg węgla (rys. 2). Można ją zinterpretować jako potencjalną stratę zasobów, która groziłaby, gdyby kopalnia i elektrownia należałyby do dwóch różnych właścicieli, a cena węgla

byłaby negocjowana (wariant ZE PAK S.A. oraz KWB Konin i KWB Adamów). Elektrownia byłaby wtedy zainteresowana obniżaniem ceny węgla do poziomu 75 PLN/Mg, bo wtedy jej zyski były największe, a kopalnia – zachowując się racjonalnie – wolałaby eksploatować wyrobisko 7., bo dla tej ceny jej zyski z eksploatacji tego wyrobiska byłyby wyższe niż przy eksploatacji 12. wyrobiska.

Na każdym etapie łańcucha tworzenia wartości przy produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego pojawia się kilka niepewnych parametrów, które stwarzają zagrożenie nieosiągnięcia wymaganego poziomu rentowności. W pracy (Woźniak 2010) zdefiniowano i opisano poszczególne obszary niepewności na każdym etapie rozwoju kopalni i elektrowni. Ryzyko geologiczne, związane z niedokładnością rozpoznania złoża, sposobem jego zalegania w przestrzeni oraz ilością i jakością surowca, zostało zidentyfikowane w procesie symulacji warunkowej, natomiast pozostałe niepewne parametry, tj. techniczne, finansowe, ekonomiczne, cen paliwa i ekologiczne potraktowano jako zmienne losowe, a potencjalną ich zmienność odtworzono i zbadano jej wpływ na opłacalność w procesie symulacji Monte Carlo (Woźniak 2010). Symulacja pozwala na zastosowanie zaawansowanych metod statystycznych do analizy wyników oraz zastosowanie wielowymiarowych miar ryzyka w dziedzinie finansów. Podstawą analizy był zbudowany model ekonomiczny, który oparto na danych numerycznych pochodzących z optymalizacji LG i wzbogacono o zidentyfikowane parametry wejściowe, które użyto w symulacji Monte Carlo. Niepewne parametry traktowane jako zmienne losowe opisano w tabeli 1 wraz z dobranymi dla nich rozkładami prawdopodobieństwa i zakresami zmian (Jurdziak, Wiktorowicz 2008). W modelu ekonomicznym przyjęto roczne wydobycie węgla w kopalni na poziomie 24 mln Mg, przy średnim wskaźniku N:W około 6 oraz mocy elektrowni 4 600 MW. Przeanalizowano wiele scenariuszy obejmujących różne poziomy cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> w przedziale od 0 (wariant bazowy) do 300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>. Uwzględniono wpływ kosztów wykupu pozwoleń na emisję na wzrost ceny energii elektrycznej poprzez wprowadzenie stopnia przeniesienia ceny pozwolenia na cenę energii – wskaźnik wiążący wzrost ceny energii w Polsce ze wzrostem cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> (por. rozdz. 2).

Zgodnie z procedurą symulacji Monte Carlo w pierwszym kroku generowano liczby losowe dla każdego parametru wejściowego z dobrego dla niego rozkładu prawdopodobieństwa (tab. 1). Zastosowano wiele podejść w doborze rozkładów prawdopodobieństwa bazując na szerokim przeglądzie literaturowym (rozkłady jednostajne, trójkątne), natomiast rozkłady normalne (dotyczące cen), w których zmienność wyrażono odchyleniem standardowym, oszacowano na podstawie dostępnych raportów TGE, notowań EUA. W analizowanym modelu komórkami wynikowymi były: całkowity zysk kopalni, elektrowni i zintegrowanego pionowo koncernu energetycznego (łącznie działania kopalni i elektrowni) w pełnym okresie ich działalności od jej rozpoczęcia po likwidację (wraz z kosztami rekultywacji) dla 12. grup optymalnych wyrobisk docelowych wygenerowanych dla każdego z 20. równie prawdopodobnych wariantów modelu złoża z symulacji warunkowej.

W modelu ekonomicznym zdefiniowano następujące funkcje służące do obliczeń zysku kopalni, elektrowni oraz pionowo zintegrowanego koncernu energetycznego. Zysk obliczany był jako różnica przychodów oraz kosztów i nakładów inwestycyjnych.

TABELA 1. Zakres zmienności niepewnych parametrów w modelu ekonomicznym

TABLE 1. The variability range of uncertain parameters in the economic model

Parametr modelu	Typ rozkładu	Parametry rozkładu
Nakłady inwestycyjne kopalni [PLN]	jednostajny	minimum: 2 713 700 000 maksimum: 3 834 909 000
Nakłady inwestycyjne elektrowni [PLN]	jednostajny	minimum: 18 216 000 000 maksimum: 29 407 800 000
Koszt górniczy [PLN/m <sup>3</sup> , PLN/Mg]	trójkątny	minimum: 7,21 wartość najbardziej prawdopodobna: 7,40 maksimum: 7,59
Koszt wytworzenia energii elektrycznej bez zakupu paliwa [PLN/MWh]	trójkątny	minimum: 38,01 wartość najbardziej prawdopodobna: 42,00 maksimum: 45,99
Sprawność bloków netto [%]	trójkątny	minimum: 44,50 wartość najbardziej prawdopodobna: 46,50 maksimum: 48,50
Cena energii elektrycznej [PLN/MWh]	normalny	wartość średnia: 240,00 odchylenie standardowe: 27,74
Cena pozwolenia na emisję CO <sub>2</sub> [PLN/Mg]	normalny	wartość średnia: 60,00 odchylenie standardowe: 6,52
Stopień przeniesienia kosztu emisji na cenę energii [Mg CO <sub>2</sub> /MWh]	jednostajny	minimum: 0,72 maksimum: 0,86
Emisyjności węgla [Mg CO <sub>2</sub> /MWh]	trójkątny	minimum 0,88 wartość najbardziej prawdopodobna: 0,94 maksimum: 0,98

Źródło: (Woźniak, Jurdziak 2011) na podstawie (Kasztelewicz 2008, Woźniak 2010)

Przychód kopalni wyznaczono ze wzoru:

$$P_k = c_{baz} \cdot pc_{baz} \cdot M_{wb} \cdot QI \quad (1)$$

- gdzie:  $c_{baz}$  – cena bazowa węgla brunatnego [PLN/Mg],  
 $pc_{baz}$  – procentowe obniżenie ceny odniesienia – z algorytmu LG (od 100% do 45% ze spadkiem co 5%),  
 $M_{wb}$  – masa węgla brunatnego w wyrobisku optymalnym dla ceny  $c_{baz}pc_{baz}$  (Mg),  
 $QI$  – uśredniony wskaźnik jakości węgla w danym wyrobisku docelowym (uwzględnia parametry jakościowe węgla, obliczony dla wszystkich próbek z pokładu głównego kompleksu węglowego) [-].



Koszt kopalni:

$$K_k = k_g \cdot (M_{wb} + M_n) \quad (2)$$

gdzie:  $k_g$  – całkowity koszt górniczy [PLN/m<sup>3</sup> lub PLN/Mg węgla],  
 $M_{wb}$  – masa węgla brunatnego [Mg],  
 $M_n$  – ilość nadkładu [m<sup>3</sup>].

Cena energii elektrycznej stanowiła podstawę szacowania przychodów elektrowni oraz przychodów łącznych zintegrowanej pionowo kopalni i elektrowni. Ponadto przychód elektrowni uwzględniał wprowadzony stopień przeniesienia kosztu pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub> na cenę energii. Przychód ten wyznaczono jako iloczyn:

$$P_e = (c_r + s_p \cdot c_{CO_2}) \cdot E_e \cdot k \quad (3)$$

$c_r$  – rynkowa cena energii elektrycznej bez wpływu kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> [PLN/MWh],  
 $s_p$  – stopień przeniesienia kosztu pozwolenia na emisję na cenę energii [%],  
 $c_{CO_2}$  – cena pozwoleń na emisję [PLN/Mg],  
 $E_e$  – ilość wyprodukowanej energii elektrycznej [MWh],  
 $k$  – wskaźnik korygujący zużycie energii na potrzeby własne elektrowni (przyjęto 92%).

Jako koszt elektrowni przyjęto sumę kosztów własnych elektrowni związanych z przetworzeniem węgla brunatnego na energię elektryczną oraz kosztów związanych z emisją zanieczyszczeń bez kosztów zakupu paliwa, które odejmowano osobno przy obliczeniach zysku elektrowni. Przy obliczeniach ilości energii uzyskanej z legnickiego węgla i jego emisyjności uwzględniono rozkład możliwej sprawności bloków elektrowni według wzoru:

$$K_e = E_e \cdot \left( \frac{k_{se}}{QI} + c_{CO_2} \cdot e_w \right) \quad (4)$$

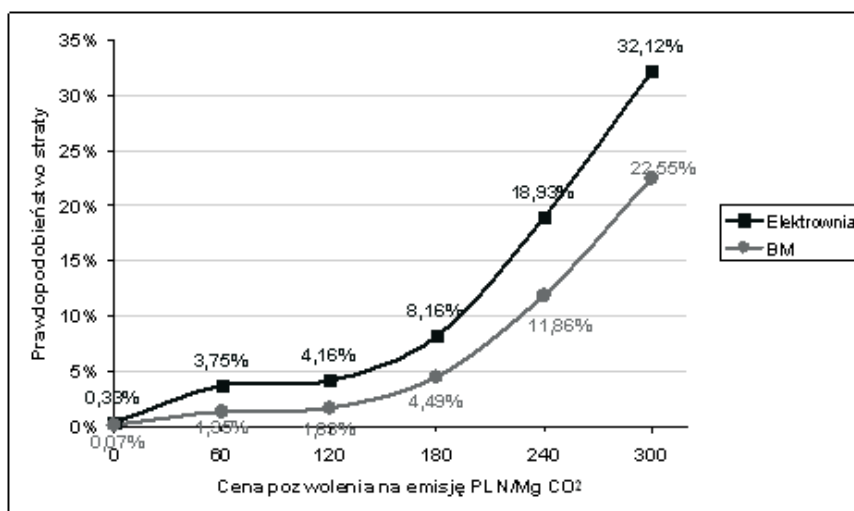
gdzie:  $E_e$  – ilość wyprodukowanej energii elektrycznej [MWh],  
 $k_{se}$  – jednostkowy koszt całkowity wytworzenia energii elektrycznej bez uwzględnienia kosztów zakupu paliwa [PLN/MWh],  
 $c_{CO_2}$  – cena pozwolenia na emisję 1 Mg CO<sub>2</sub> [PLN/Mg CO<sub>2</sub>],  
 $e_w$  – emisyjność węgla w danej elektrowni.

Zysk elektrowni oszacowano jako różnicę przychodu elektrowni, kosztu elektrowni (bez zakupu paliwa), przychodu kopalni identyfikowanego z kosztem zakupu paliwa oraz nakładów inwestycyjnych elektrowni. Zysk pionowo zintegrowanego koncernu energetycznego złożonego z kopalni i elektrowni (zintegrowanego bilateralnego monopolu) potraktowano jako sumę zysku kopalni i elektrowni. Łącznie przeprowadzono symulacje Monte

Carlo dla 720 modeli i 6 scenariuszy cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> (4320 = 12 wyrobisk optymalnych dla różnych cen x 20 wariantów modeli złoża x 3 podmioty x 6 poziomów cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>) dla których, dla każdego z osobna w procesie cyklicznych powtórzeń wygenerowano 10 000 zestawów parametrów wejściowych reprezentujących zmienność warunków działania (Woźniak 2010).

### 3. Szacowanie ryzyka poniesienia strat

Wyniki z przeprowadzonych licznych symulacji Monte Carlo dla 720 modeli poddano wnikliwej interpretacji. Zgodnie z zaproponowanym podejściem kopalnia była jedynym podmiotem, który nie był bezpośrednio obciążony kosztami wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Swoje zyski kopalnia zawsze maksymalizowała, eksploatując największe wyrobiska (12.), podobnie jak zintegrowany pionowo koncern energetyczny. Natomiast, jak pokazały symulacje, elektrownia byłaby zainteresowana spalaniem węgla z wyrobiska mniejszego 7. i 6. odpowiednio do rosnącego obciążenia kosztami emisji. Potwierdzają to szacunki prawdopodobieństwa poniesienia straty (zysku < 0) dla różnych poziomów cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Na rysunku 3 zestawiono te wartości wyznaczone dla elektrowni oraz zintegrowanego pionowo koncernu. Okazało się, że wraz ze wzrostem cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> prawdopodobieństwo poniesienia straty wzrasta dla obu podmiotów (elektrowni i zintegrowanego koncernu), przy czym dla elektrowni prawdopodobieństwo wzrasta od 0,33%



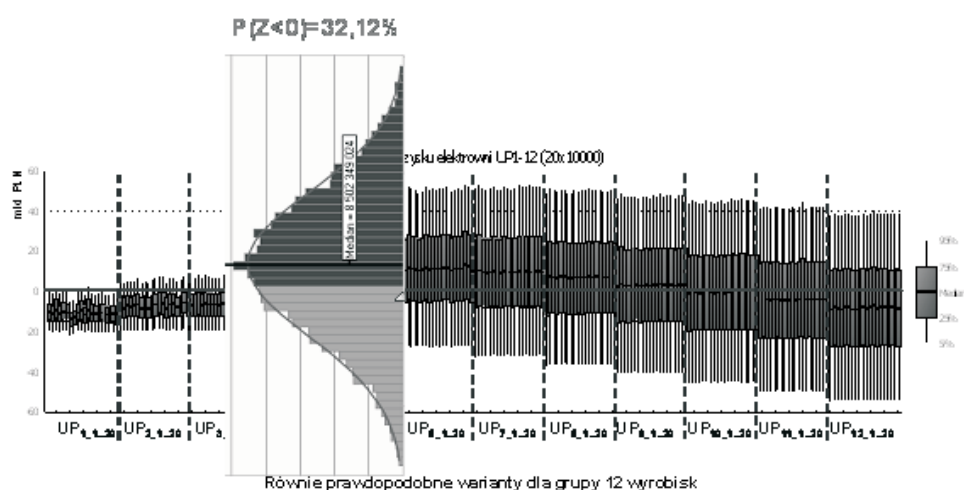
Rys. 3. Ryzyko poniesienia straty przez elektrownię i pionowo zintegrowany koncern energetyczny (BM) dla różnych poziomów cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> (Woźniak 2010)

Fig. 3. The risk of loss for the power plant and the vertically integrated energy producer (BM) for different levels of prices of CO<sub>2</sub> emissions permits (Woźniak 2010)

(w wariancie zerowym bez kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>) do 32,12% (przy najwyższym rozpatrywanym koszcie pozwolenia na emisję), natomiast dla koncernu ryzyko jest mniejsze i rośnie od 0,07% do 22,55% odpowiednio. We wszystkich analizowanych przypadkach określono prawdopodobieństwo strat dla wyrobisk maksymalizujących zyski elektrowni i zintegrowanego pionowo koncernu.

Widać więc, że pionowa integracja istotnie redukuje prawdopodobieństwo poniesienia straty dla każdego rozważanego poziomu cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Elektrownia działając samodzielnie ponosi znacznie wyższe ryzyko straty niż działając na niepewnym rynku energetycznym wspólnie z kopalnią. Integracja pionowa jest więc opłacalna.

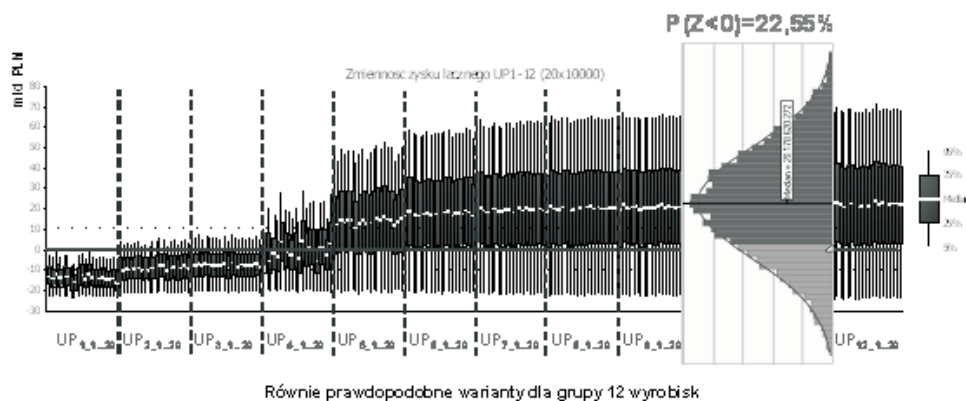
Zestawiając oddzielnie prawdopodobieństwo straty elektrowni przy najwyższym poziomie kosztu emisji 300 PLN/Mg CO<sub>2</sub> na tle zmienności zysku dla 20 wariantów danych symulacyjnych i 12 grup optymalnych wyrobisk, wyraźnie widać, że wyrobisko 6. maksymalizuje wyniki finansowe elektrowni, a prawdopodobieństwo poniesienia straty wynosi 32,12% (rys. 4).



Rys. 4. Ryzyko poniesienia straty przez elektrownię (300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>) na tle zmienności jej zysków dla 20 wariantów symulowanego złoża i 12 grup wygenerowanych optymalnych wyrobisk docelowych (Woźniak 2010)

Fig. 4. The risk of loss for the power plant (300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>) against the volatility of its profits for 20 variants of simulated deposits and 12 groups of generated optimal ultimate pits (Woźniak 2010)

Prawdopodobieństwo poniesienia straty przez zintegrowany pionowo koncern energetyczny przy najwyższej cenie emisji CO<sub>2</sub> jest o około 10% niższe niż dla elektrowni i wynosi 22,55% (rys. 5). W przypadku wspólnych działań obu podmiotów eksploatacji 12. optymalnego wyrobiska maksymalizuje łączne zyski dla każdego z 20 wariantów złoża. Wzrost cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> (od 0 do 300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>) ma bezpośredni wpływ na obniżanie poziomu ceny węgla (tożsamego z wyborem coraz mniejszego wyrobiska docelowego optymalnego dla tej ceny), dla którego elektrownia maksymalizowałaby swoje zyski.



Rys. 5. Ryzyko poniesienia straty dla pionowo zintegrowanego koncernu energetycznego (300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>) na tle zmienności zysku dla 20 wariantów złoża i 12 grup wygenerowanych optymalnych wyrobisk docelowych (Woźniak 2010)

Fig. 5. The risk of loss for the vertically integrated energy company (300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>) against the volatility of profits for 20 variants of simulated deposits and 12 groups of generated optimal ultimate pits (Woźniak 2010)

## Podsumowanie

Przeanalizowano ryzyko poniesienia strat przez elektrownię i zintegrowanego pionowo producenta energii oraz wiele scenariuszy rozwoju sytuacji, począwszy od najbardziej optymistycznego (bazowego), nie uwzględniającego wpływu kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, po warianty z rosnącymi cenami pozwoleń na emisję w szerokim zakresie od 60 do 300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>. Uwzględnienie konieczności wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> w przeprowadzonych analizach potwierdziło przypuszczenie, że dodatkowy koszt obciążający elektrownię wpłynie na wzrost ryzyka poniesienia straty przy eksploatacji legnickiego złoża węgla brunatnego.

Istotnym wnioskiem z przeprowadzonych badań jest osiągnięcie znacznej redukcji ryzyka poniesienia straty przez elektrownię poprzez jej pionową integrację z kopalnią w jednym koncernie energetycznym. Nie tylko zmniejszyła to prawdopodobieństwo poniesienia straty o około 10% (z 32,12% do 22,55%, rys. 3), ale zapewnia również możliwość eksploatacji dużo większych wyrobisk (o ok. 110 · 10<sup>6</sup> Mg, rys. 1), które nie zostałyby wybrane w przypadku dwóch różnych właścicieli kopalni i elektrowni.

Integracja pionowa chroni więc zasoby, zapewniając opłacalną eksploatację pełnych zasobów nawet przy skrajnie niesprzyjających warunkach otoczenia ekonomicznego. Tego typu korzyści z pionowej integracji są znacznie ważniejsze niż redukcja kosztów transakcyjnych i obniżenie kosztów zarządzania. Pionowa integracja obu stron bilateralnego monopolu (np. prowadzona przez PGE GiK SA w Turowie i Bełchatowie) nie może się ograniczać do integracji instytucjonalnej, lecz powinna doprowadzić do optymalizacji współ-

nych działań (poprzez stosowanie optymalizacji geologiczno-górnicznej: Lerchsa-Grossmanna i optymalizacji rozwoju kopalni z uwzględnieniem kosztów elektrowni i rynku energii (Jurdziak, Kawalec 2011) oraz analizy łącznego ryzyka elektrowni i kopalni (poprzez zastosowanie symulacji warunkowej i symulacji Monte Carlo (Woźniak 2010)).

W przyszłości każda nowa inwestycja związana z produkcją energii elektrycznej z węgla brunatnego od razu powinna być prowadzona przez zintegrowanego pionowo producenta, gdyż tylko takie podejście zmniejszy ryzyko poniesienia straty i przyczyni się do zwiększenia zasobów węgla opłacalnych do eksploatacji (umożliwi eksploatację większych wyrobisk) zapewniając znacznie większy poziom łącznych zysków.

Artykuł powstał w ramach projektu „Młoda kadra 2015 plus. Wzbogacenie oferty dydaktycznej Politechniki Wrocławskiej w zakresie ogólnouczeniowych przedmiotów wybieralnych oraz wdrożenie nowych Interdyscyplinarnych Studiów Doktoranckich” PO KL 04.01.01-00-011/10-00

## Literatura

- BERNSTEIN M.A, GRIFFIN J., 2005 – Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand For Energy. Technical Report, RAND Corporation, (RAND URL: <http://www.rand.org>).
- JURDZIAK L., 2007 – Analiza ekonomiczna funkcjonowania kopalni węgla brunatnego i elektrowni z wykorzystaniem modelu bilateralnego monopolu, metod optymalizacji kopalń i teorii gier. Monografia. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, s. 307.
- JURDZIAK L., KAWALEC W., 2010 – Wpływ wzrostu sprawności elektrowni oraz polityki CCS na wielkość zasobów bilansowych węgla brunatnego w warunkach bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 2, s. 181–197.
- JURDZIAK L., KAWALEC W., 2011 – Elektrownia jako zakład przeróbki kopalni węgla brunatnego – nowe możliwości optymalizacji łącznych działań. *Górnictwo i Geoinżynieria* R. 35, z. 3, s. 95–101.
- JURDZIAK L., WIKTOROWICZ J., 2008 – Identyfikacja czynników ryzyka w bilateralnym monopolu kopalni i elektrowni. *Górnictwo i Geologia* X. Oficyna Wydawnicza Pol. Wroc., s. 99–113.
- KASZTELEWICZ Z., 2008 – Zasoby węgla brunatnego w Polsce i perspektywy ich wykorzystania. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 181–200.
- KRYSA Z., WOŹNIAK J., 2011 – Konsekwencje wprowadzenia europejskiego systemu handlu prawami do emisji CO<sub>2</sub> dla wybranych krajów Unii Europejskiej. *Interdyscyplinarne zagadnienia w górnictwie i geologii* pod redakcją Jana Drzymały i Wojciecha Ciężkowskiego. Oficyna Wydawnicza PWR Wrocław, s. 185–193.
- MACIEJEWSKI Z., 2011 – Stan krajowego systemu elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 2, s. 249–259.
- WOŹNIAK J., JURDZIAK L., 2011 – Metodyka analizy ryzyka opłacalności inwestycji górniczo-energetycznej w warunkach niepewności na przykładzie złoża Legnica Wschód. *Górnictwo i Geoinżynieria* R. 35, z. 3.
- WOŹNIAK J., 2010 – Analiza ryzyka w ocenie opłacalności produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego. Rozprawa doktorska. Politechnika Wroclawska (niepublikowana).

Justyna WOŹNIAK, Leszek JURDZIAK

## Influence of cost of CO<sub>2</sub> emission allowances purchase on increase of the risk of loss during exploitation of the studied lignite deposit

### Abstract

The paper presents selected results from the PhD thesis (Woźniak 2010) which developed a method of risk analysis during evaluation of profitability of energy production out of lignite. Proposed methodology allows among others on calculation of risk of loss and probability of profit maximization during excavation of optimal ultimate pits. In conducted research it has been shown the influence of rising costs of CO<sub>2</sub> emission allowances purchase (6 levels from the range 0 up to 300 PLN/Mg CO<sub>2</sub>) on reduction of the size of lignite reserves profitable for excavation e.g. included in the optimal ultimate pits (from Lerchs-Grossmann pit optimization) maximizing non-discounted net cash flows. The basis of the analysis was groups of 12 ultimate pits generated for each of 20 equally probable models of the Legnica East lignite deposit (obtained from conditional simulation) and the economic model of bilateral monopoly operation of a mine and a power plant. The procedure of risk analysis was carried out both in Crystal Ball and @ Risk. Uncertain parameters (quality, cost and price) were treated as random variables for which probability distributions were chosen. They were used to generate multiple variants of the course of the project in the Monte Carlo simulation. The obtained results confirmed the negative impact of additional costs associated with purchase of CO<sub>2</sub> emission permits to the level of profit achieved and size of lignite reserves profitable for excavation and increase of the risk of loss by the analyzed subjects, namely mine, power plant and a vertically integrated energy company.

KEY WORDS: lignite mining, energy market, bilateral monopoly, risk