

Michał DUDEK*, Leszek JURDZIAK**, Witold KAWALEC***

Produkcja energii elektrycznej z nowych złóż węgla brunatnego jako potencjalne źródło wzrostu zamożności społeczeństwa i reindustrializacji

STRESZCZENIE. Warunkiem rozwoju gospodarczego kraju jest utrzymywanie cen energii na poziomie, który umożliwi przemysłowi skuteczne konkutowanie na rynku międzynarodowym oraz zapobiega ubóstwu energetycznemu społeczeństwa, co jest niezbędne dla stabilnego wewnętrznego popytu na produkowane dobra i usługi. Dla polskiej energetyki oznacza to konieczność utrzymywania dużego udziału węgla brunatnego w krajowym miksie energetycznym. Wobec szczywania się złóż w obecnie eksploatowanych zagłębach niezbędne jest udostępnianie nowych złóż na terenach, które dotychczas nie były objęte eksploatacją górnictw. Plany nowych inwestycji górnictw, jak również polityka ochrony złóż, czyli utrudnienia zagospodarowania terenu niezgodnie z ewentualną eksploatacją górnictw, generują poważne konflikty społeczne, których skutkiem może być trwale uniemożliwienie strategicznych inwestycji górnictw. Autorzy proponują zastąpić stosowane dotychczas środki administracyjne (planowa ochrona złóż, przymusowy wykup terenów dla potrzeb inwestycji górnictw) narzędziami ekonomicznymi, które dobrze funkcjonują w krajach, w których właściciel terenu jest równocześnie właścicielem złoża zalegającego poniżej. Otóż oprócz kwoty wykupu terenu dla potrzeb eksploatacji górnictw, właścicielowi tego terenu kompania górnictw mogłaby zaoferować rentę eksploatacyjną, czyli udział w zyskach z tytułu eksploatacji złoża. Właściciel terenu byłby zatem zainteresowany eksploatacją złoża oraz uzyskiwałby przychód ze swojego terenu również po jego sprzedaży. Skala udziału w zyskach i terminarz wypłat dla właścicieli terenów mają istotny wpływ na wynik finansowy

* Mgr inż., doktorant PWr, ** Dr hab. inż., prof. ndzw. PWr, *** Dr inż. – Politechnika Wrocławska, Wrocław; e-mail: michal.dudek@pwr.edu.pl; leszek.jurdziak@pwr.edu.pl; witold.kawalec@pwr.edu.pl

przedsięwzięcia górniczego (tu: górniczo-energetycznego), toteż potrzebne jest wnikliwe przeanalizowanie różnych wariantów renty. W artykule przedstawiono symulację wyniku finansowego docelowego planu rozwoju kopalni węgla brunatnego z uwzględnieniem renty eksploatacyjnej na podstawie studialnego zestawu danych. Obliczenia, modelowanie i symulacje wykonano w środowisku programu geologiczno-górniczego oraz specjalistycznego oprogramowania optymalizacji kopalń odkrywkowych.

SŁOWA KLUCZOWE: górnictwo odkrywkowe węgla brunatnego, docelowy plan rozwoju, udział w zysku dla właścicieli zajętych terenów

1. Rozwój nowych mocy wytwórczych na węglu brunatnym

W *Programie polskiej energetyki jądrowej* (PPEJ 2014), zatwierdzonym przez rząd 28.01.2014, uśrednione, zdyskontowane łączne koszty generacji energii elektrycznej (LCOE – *levelised cost of energy*) z paliwa jądrowego w całym okresie życia oszacowano na poziomie 86,1 EUR/MWh przy współczynniku wykorzystania mocy 0,8 i 71,1 EUR/MWh dla wykorzystania mocy na poziomie 1 (PPEJ, 2014). Nakłady inwestycyjne oszacowano na poziomie 4,0 mln EUR/MW, czyli około 2,6 razy więcej niż nowe moce na węglu kamiennym (1,55 mln EUR/MW). Dla bloków spalających węgiel brunatny koszty LCOE w 2025 r. oszacowano na poziomie 92,1 EUR/MWh, z czego 29,8 EUR/MWh to koszty wykupu pozwoleń na emisję CO₂. Realne koszty dla tego paliwa są więc najniższe i wynoszą 62,3 EUR/MWh. Obecny techniczny koszt wytworzenia energii w elektrowniach na węglu brunatnym wynosi 143 zł/MWh, czyli zaledwie 33,1 EUR/MWh (Mikołajuk 2013). Składnik kosztów kapitałowych w koszcie LCOE dla energetyki jądrowej jest dwukrotnie wyższy niż dla węgla brunatnego (o 101%) i wynosi 58,1 EUR/MWh (28,9 EUR/MWh dla węgla brunatnego – WB) a składnik kosztów operacyjnych i obsługi o 45% i ma według szacunków wynosić 14,5 EUR/MWh (10 EUR/MWh dla WB). Jedynie koszty paliwa jądrowego mają być niższe (9,3 EUR/MWh wobec 23,4 EUR/MWh dla WB). Paliwo jądrowe trzeba jednak importować, co zmniejsza bezpieczeństwo energetyczne, a węgiel brunatny eksploatowany jest z własnych, zasobnych złóż i możemy kontrolować koszty jego wydobycia (23,4 EUR/Mg = około 100 zł/Mg, to dużo więcej niż obecne koszty wydobycia). Rekultywacja wyrobisk powęglowych nastęrcza mniej problemów i pozwala w pełni przywrócić środowisku tereny pogórnice (nieraz podnosząc ich wartość), podczas gdy kontrola i utrzymanie składowisk odpadów nuklearnych obciążą kosztami przyszłe pokolenia i stworzy dla nich zagrożenie. Każda złotówka wydana na wydobycie węgla brunatnego zostaje w kraju i generuje miejsca pracy, tworząc popyt wewnętrzny (łańcuch kolejnych wydatków – efekt mnożnikowy). Import paliwa (uranu czy gazu) tworzy zaś miejsca pracy za granicą – korzyści z łańcucha wydatków osiąga kraj dostawcy paliwa. W przypadku paliwa jądrowego jego zakup stanowiłby tylko niewielki procent łącznego kosztu (około 11,4%), podczas gdy dla energetyki gazowej koszty importu stanowiłoby aż 64,5%, co powinno dyskwalifikować takie rozwiązanie.

W obecnej sytuacji, gdy nie korzystamy jeszcze z własnych zasobów gazu z łup- ków, rozwój energetyki gazowej osłabia naszą niezależność energetyczną i wzmacnia gos- podarczo Rosję.

Dlaczego węgiel brunatny, a nie paliwo jądrowe jest paliwem, na którym Polska powinna budować najbliższą przyszłość energetyczną?

1. Realne koszty energetyki na węglu brunatnym są najniższe nawet w prognozach rządu i ARE przyjętych w PPEJ. Energetyka jądrowa staje się bardziej opłacalna dopiero po dodaniu wirtualnych kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ w wysokości prawie 35 EUR/Mg CO₂ (29,8 EUR/MWh dla elektrowni o sprawności 45% netto).
2. Prognozy rządowe dotyczące energetyki jądrowej są zbyt optymistyczne. Zakładają koszty na poziomie niskim lub średnim, podczas gdy w Polsce, będącej nowicjuszem w tej branży i zdanej całkowicie na import technologii, należy się spodziewać kosztów w górnych granicach LCOE. Agencja Bloomberg w opublikowanej w lutym tego roku pracy (Bloomberg 2014) na podstawie zebranych najnowszych danych z ostatniego kwartału 2013 r. górną granicę umieściła na poziomie około 195 USD/MWh, czyli około 147 EUR/MWh (619 zł/MWh) i taki koszt należałoby uznać za realny w Polsce.
3. Zbyt optymistyczne są też prognozy okresu bezproblemowego użytkowania elektrowni jądrowej. W dynamicznie zmieniającej się sytuacji na świecie nie można zagwarantować, że polska elektrownia jądrowa przepracuje bez kłopotów 50–60 lat z 80-procentowym stopniem wykorzystania. Czy w tym okresie nie stanie się obiektem protestów ekologów, przed którymi ugiął się nawet rząd w Niemczech? Czy nie stanie się celem ataków terrorystycznych lub prowokacji imperialnego sąsiada? Ukraina już poprosiła o zagraniczną pomoc w ochronie swoich elektrowni atomowych, bo nawet ograniczona wojna konwencjonalna może przynieść tragiczne skutki skażenia nuklearnego, gdy celem ataku (choćby incydentalnego i przypadkowego) staną się instalacje atomowe. Obecnie ten argument stał się jak najbardziej realny, choć jeszcze do niedawna wydawał się absurdalny. Skutki ataku na elektrownie węglowe są znikome w porównaniu do konsekwencji zniszczenia elektrowni jądrowej.

Warto przeanalizować obieg pieniądza przy realizacji inwestycji energetycznych. Jedyne nowe elektrownie spalające węgiel brunatny z pobliskich złóż zapewniają powtórne wprowadzenie zarówno nakładów inwestycyjnych, jak i przychodów operacyjnych do obiegu gospodarczego w Polsce (dzięki temu pobudzą popyt wewnętrzny) i wystąpienie istotnego efektu mnożnikowego – zarówno zaopatrzeniowego, jak i dochodowego (Wiedermann 2008). W przypadku tego paliwa i kopalń odkrywkowych jesteśmy w stanie całą inwestycję zrealizować własnymi siłami. Każda złotówka wydana na inwestycję, czy działalność operacyjną powrócą do obiegu gospodarczego w Polsce, także tworząc i utrzymując miejsca pracy, generując łańcuch kolejnych wydatków na terenie kraju. Przykładowo zaplanowana w programie Foresight elektrownia pod Legnicą o mocy 4×1150 MW (4600 MW) może kosztować około 30 mld zł, licząc po cenie 1,55 mln EUR/MW (PPEJ, 2014) + 7,5 mld zł budowa kopalni (Bednarczyk 2008). Taka elektrownia mogłaby rocznie produkować około 32 TWh energii. Zapewniłoby to przez co najmniej 40 lat roczny strumień przychodów rządu 6,4–12,8 mld zł/rok (dla ceny energii w przedziale 200–400 zł/MWh). Zarówno nakłady inwestycyjne, jak i strumień przychodów elektrowni, z uwagi na pełne wykorzystanie tych przepływów w krajowej gospodarce, uruchomiłyby efekt mnożnikowy (około $\times 3$) prowadzący do tworzenia miejsc pracy nie tylko w kopalni i elektrowni (ok. 4000 zatrudnionych), ale także w firmach dostawczych i obsługują-

cych kopalnię i elektrownię (łącznie około 16 000 miejsc pracy). Średnie zarobki brutto w górnictwie węglowym i energetyce w 2013 roku wyniosły odpowiednio: 6950 zł/mies. i 6192,52 zł/mies. (GUS, 2014). Daje to roczny strumień płac na poziomie 315 mln zł, a po uwzględnieniu ostrożnie przyjętego wskaźnika mnożnikowego ($\times 2$) około 630 mln zł rocznie. W pracy (Uberman i Naworyta 2013) dla kopalni Gubin oszacowano ten strumień na poziomie 280 mln zł, przyjmując jednak dane o płacach z 2010 r. Wykorzystując metodę szacowania wskaźnika wysokości opłat i podatków na rzecz gmin w branży górnictwa węgla brunatnego zaproponowaną w tej pracy, można przyjąć, że z każdej tony wydobytego węgla kopalnia powinna odprowadzić około 5 zł do budżetów gmin (według prognozy na 2013 r.), co przyniosłoby dochód około 120 mln zł rocznie z samej kopalni, na co składałyby się: partycypowanie gmin we wpływach z podatku od nieruchomości i środków transportowych (100%), opłaty eksploatacyjnej (OE) (60%), z podatku dochodowego od osób prawnych (6,71%) i z podatku dochodowego od osób fizycznych (36,49%) oraz z opłat za korzystanie ze środowiska (Uberman i Naworyta 2013). Ze sprawozdania finansowego ZE PAK SA za 2013 rok można oszacować, że ten zintegrowany pionowo koncern energetyczny przy produkcji energii na poziomie 10,53 TWh w 2013 r. wniósł opłatę za gospodarcze korzystanie ze środowiska (OŚr) w wysokości 58,5 mln zł, zatem kompleks energetyczny Legnica, przy produkcji 32 TWh energii rocznie wpłacałby około 178 mln zł rocznie na ten cel. Kompleks energetyczny Legnica wnosiłby również opłatę eksploatacyjną w wysokości 1,66 zł/Mg, co przy wydobyciu 24 mln MG/rok dałoby kwotę 40 mln zł/rok, z czego 60% (24 mln zł rocznie) pozostawałoby w gminach, na których terenie toczyłaby się eksploatacja przez ponad 40 lat.

Elektrownia atomowa o mocy 4600 MW kosztowałaby około 77 mld zł (przyjmując 4,0 mln EUR/MW), czyli 2,6 razy więcej i w Polsce z tej kwoty pozostałaby tylko niewielka część dla ostatniego ogniwa podwykonawców. Zyski z eksploatacji takiej elektrowni mogłyby się okazać iluzoryczne, gdyż strumień przychodów dla elektrowni Legnica obliczono dla ceny 200 zł/MWh, a dla elektrowni atomowej jednostkowe koszty LCOE według PPEJ oszacowano na poziomie 82 EUR/MWh (prawie 350 zł/MWh). By tak wysokie nakłady inwestycyjne się zwróciły, elektrownia potrzebuje takiej ceny przez kilkadziesiąt lat.

Energetyka brunatno-węglowa w 2013 r. poradziła sobie przy cenie 180 zł/MWh. Według Pulsu Biznesu (2014) energetyka w Polsce, jako branża przemysłowa, jest największym płatnikiem podatku CIT. Wśród 100 największych płatników 22 spółki energetyczne wpłaciły 2,3 mld złotych, co stanowi 10% wpływów do budżetu z tego tytułu (23 mld zł podatków CIT to 8,3% dochodów budżetu). PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. znalazła się na piątym miejscu listy największych płatników z kwotą 364,6 mln zł (rok wcześniej 564,45 zł – Puls Biznesu, 2013 i 2014). ZE PAK SA wpłacił w 2013 r. 68 mln zł (Elektrownia Pałnów II 54,9 mln zł), a rok wcześniej 94 mln zł. Łącznie energetyka brunatno-węglowa odprowadziła do budżetu w 2013 r. 432,6 mln zł, a w 2012 r. 658,5 mln zł. Energetyka kamiennie-węglowa w 2013 r. niestety poniosła stratę w wysokości 569,1 mln zł (Gabryś 2014), co nie oznacza, że nie zasilila budżetu różnymi opłatami (Grudziński 2011 i 2012). Na podstawie wielkości zapłaconych podatków można oszacować, że wielkość podatku CIT odprowadzanego przez kompleks energetyczny Legnica wynosiłby około 160–243 mln zł rocznie, z czego od 11–16 mln zł (6,71% CIT) trafiłoby do lokalnych samorządów z podatku CIT i dodatkowo około 16–32 mln zł z podatku PIT (= 315 mln zł rocznych płac \times 0,76 część stanowiąca dochód netto \times 18% podatku

PIT \times 36,49% część PIT dla gminy \times 1–2 efektu mnożnikowego). Efekt mnożnikowy dla wydatków państwowych, cechujących się dużo mniejszą efektywnością niż wydatki prywatne dla okresu 2006–2008, oszacowano, przyjmując wskaźnik mnożnikowy na poziomie 1,62–1,86 (Łaski i in. 2010). Dla wydatków prywatnych realizowanych przez najbardziej rentowny dział energetyki opartej na węglu brunatnym z pewnością jest on wyższy i przekracza 2. W literaturze trudno jest jednak znaleźć najnowsze szacunki. Pozytywny wpływ eksploatacji węgla brunatnego na wzrost gospodarczy w Polsce został wykazany w pracy Gurgula i Lacha (2011), choć nie obejmuje on ostatniego okresu, który jest szczególnie pozytywny dla energetyki brunatno-węglowej na tle innych paliw pod względem wzrostu wydobycia i osiągniętych zysków (Grudziński 2013).

Przyjęte w PPEJ plany rządowe praktycznie prowadzą do wygaszania energetyki brunatno-węglowej. Do 2030 r. rząd nie przewiduje budowy nowych bloków w Gubinie ani w Legnicy. Kilka starych bloków ma zostać zlikwidowanych i w 2030 r. łączna moc na węglu brunatnym ma być o około 20% mniejsza niż obecnie, produkcja energii ma być niższa aż o 25% (42,3 TWh wobec 56,95 TWh w 2013 r.) a jej udział w miksie energetycznym ma zmniejszyć się z obecnych 33 do 23% z uwagi na wzrost udziału energetyki jądrowej do 12–19%. Czy jest to rozsądne? Odsuwanie w czasie budowy kompleksów energetycznych na węglu brunatnym może spowodować, że przestaną być one opłacalne. W tym samym czasie bogate Niemcy w pełni wykorzystują potencjał tego paliwa (162 TWh w 2013 r.). Przez odkładanie decyzji inwestycyjnych Polska staje się konsumentem importowanej i drogiej technologii i nie rozwija własnej. Za kilkadziesiąt lat zapewne pojawią się tańsze technologie produkcji energii i wtedy bez żalu będzie można zrezygnować z węgla brunatnego. Kontynuacja obecnej polityki sprawi, że Polacy będą płacili za energię z droższych źródeł, co dodatkowo zubaża i tak jednych z najuboższych obywateli UE (Jurdziak 2012).

2. Renta eksploatacyjna dla właścicieli terenu nad złożem (w obrębie granic wyrobiska docelowego)

Protesty mieszkańców w rejonach potencjalnej eksploatacji górniczej mogą skutecznie blokować przyszłe inwestycje związane z wydobyciem węgla brunatnego i produkcją energii elektrycznej. Mieszkańcy okolic Legnicy (akcja „STOP ODKRYWCE”) protestują zawczasu, bo obawiają się, że w sprawie realizacji budowy kompleksów energetycznych może dojść do uchwalenia tzw. specustawy pozwalającej na ich wywłaszczenie bez godziwego poziomu rekompensaty. Z drugiej strony mogą obawiać się wprowadzenia ustawowej „ochrony złoża” zakazującej realizacji nowych inwestycji nad terenem złoża. Takie rozwiązanie pozbawia właścicieli terenu praw do swobodnego dysponowania ich własnością. Cóż w takiej sytuacji powinni zrobić inwestor oraz branża zainteresowana swoim dalszym rozwojem? Można doskonalic prawo o przymusowych wywłaszczeniach, tak by właściciele zmuszeni do opuszczenia swojej własności uzyskali godziwą rekompensatę. Wymuszenie takich rekompensat tylko od

inwestorów prywatnych może być jednak zakwestionowane, gdyż tylko na potrzeby rozwoju energetyki poziom rekompensat będzie właściwy, a na potrzeby budowy dróg gminnych czy powiatowych – już nie.

Autorzy proponują inne rozwiązanie. Oprócz rekompensat za przejęte nieruchomości i grunty przyszły inwestor z własnej woli mógłby podzielić się zyskiem z właścicielami terenów w obrębie granic wyrobiska docelowego. Jeśli te swoiste renty eksploatacyjne wypłacane z zysku przed opodatkowaniem trafiłyby do właścicieli terenu, to można byłoby takie działanie zakwalifikować jako częściowe ich uwłaszczenie na danym złożu. Inwestor przyznałby im część zysku z eksploatacji tego fragmentu złoża, które znajduje się dokładnie pod ich terenem i renta ta wypłacana byłaby po przejściu frontu eksploatacji i obliczeniu zysku operacyjnego przed opodatkowaniem ale po odjęciu kosztów finansowych.

Dla państwa takie rozwiązanie byłoby neutralne i nie stanowiło dodatkowego obciążenia. Po pierwsze, w żaden sposób nie wpłynęłoby to na zmianę wielkości zasobów opłacalnych do wydobywania, a zatem i na wysokość należnej opłaty eksploatacyjnej. Rentę dla właścicieli nieruchomości wyznaczałoby się po dokonaniu wszelkich rozliczeń i wpływałaby ona jedynie na zmniejszenie zysku inwestora (operatora kompleksu energetycznego). Nie uszczuplałaby dochodów państwa z opłaty eksploatacyjnej, gdyż ta naliczana jest od wydobytej kopaliny, a wysokość zysku lub jego podział nie mają wpływu na wielkość zasobów przemysłowych. Wpływ taki ma jednak poziom opłaty eksploatacyjnej, dlatego nie może być zbyt wysoka – wykazano to w pracy (Dudek i in. 2014). Po drugie, państwo nie utraciłoby też wpływów z podatków dochodowych, a nawet poziom zebranych podatków byłby wyższy, gdyż indywidualne osoby otrzymujące rentę musiałyby zapłacić od niej podatek PIT, a ten, po przekroczeniu stosunkowo niskich progów dochodowych, jest wyższy od podatku CIT.

Dla inwestora przekazanie części zysków zmniejszyłoby opłacalność inwestycji mierzoną np. wskaźnikiem NPV. Z chwilą rozpoczęcia wydobywania węgla 10% zysku przed opodatkowaniem (taką część zysku wstępnie proponują autorzy dla właścicieli terenu), ale po uwzględnieniu kosztów finansowych przekazywana byłaby właścicielom nieruchomości nad wybranym już złożem. Dodatkowo przepływy finansowe w kolejnych latach byłyby odpowiednio niższe, co zmniejszyłoby wartość NPV inwestycji. Wypłata taka następowałaby jedynie wtedy, gdy osiągnęte byłyby zyski w momencie pojawienia się dodatnich przepływów ze spalania wydobytego węgla i sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej. Ich wpływ byłby więc, w sensie NPV, mniejszy niż koszty rekompensat za przejęte grunty, które byłyby ponoszone na początku inwestycji i zapewne finansowane przez instytucje finansowe, co dodatkowo zwiększałoby koszty.

3. Docelowy plan rozwoju wyrobiska odkrywkowego węgla brunatnego z uwzględnieniem kosztów nabycia terenu

Studium przypadku opracowano dla archiwalnych danych wyeksploatowanego już złoża węgla brunatnego. Na podstawie danych 2558 odwiertów w środowisku modelowania geologicznego i projektowania *CAE Mining Studio* (dawniej: *Datamine*) zbudowano model strukturalny i jakościowy złoża węgla. Przyjęto wymiary komórki bazowej modelu blokowego $50 \times 50 \times 5$ m (z podziałem w obszarze pokładu węgla do $25 \times 25 \times 1$ m).

Dla analizowania wartości złoża wykorzystano wskaźnik jakościowy *FRAC*, który był stosowany w formułach cenowych dla rozliczania dostaw węgla z kopalni do elektrowni.

$$FRAC = \frac{Q_R}{Q_B} - \frac{A_R - A_B}{100} - \frac{S_R - S_B}{100} \quad (1)$$

gdzie: Q_R i Q_B – rzeczywista i bazowa wartość opałowa węgla brunatnego [kJ/kg],
 A_R i A_B – rzeczywista i bazowa zawartość popiołu w węglu brunatnym [%],
 S_R i S_B – rzeczywista i bazowa zawartość siarki w węglu brunatnym [%],
parametry węgla bazowego: $Q_B = 8850$ kJ/kg, $A_B = 12$ %, $S_B = 0,6$ %.

Dla studium wypłaty renty eksploatacyjnej opracowano docelowy plan rozwoju kopalni, zgodnie z metodą bazującą na cyfrowym modelu ekonomicznym złoża, koncepcji wyrobiska docelowego według algorytmu Lerchsa-Grossmanna oraz optymalizacji długoterminowego harmonogramu zbudowanego dla przyjętego wariantu udostępnienia złoża i kierunku postępu wyrobiska (Jurdziak i Kawalec 2011a).

W Polsce kopalnie węgla brunatnego nie są samodzielnymi przedsiębiorstwami i ewentualne decyzje inwestycyjne będą podejmowane przez kompanie energetyczne albo szukające nowego złoża węgla dla przedłużenia produkcji energii w istniejącej elektrowni, albo planujące inwestycję typu *greenfield*. Z tego względu posłużono się prezentowaną od kilku lat koncepcją zintegrowanego modelu kopalni i elektrowni (Jurdziak i Kawalec 2011b). Budowę modelu ekonomicznego oparto na założeniu, że produktem eksploatacji górniczej złoża węgla brunatnego jest energia elektryczna. Uwzględniając wartość ekwiwalentu energii elektrycznej w energii spalania węgla, założoną sprawność elektrowni, względną jakość węgla (reprezentowaną przez wskaźnik jakościowy) oraz cenę bazową energii, każdej tonie węgla przypisano indywidualną cenę przeliczoną z ceny energii elektrycznej. Koszty przetworzenia węgla na energię w elektrowni zostały potraktowane jako koszty przeróbki produktu zaś koszty uprawnień do emisji CO₂, po przeliczeniu emisyjności na podstawie jakości węgla i sprawności elektrowni (Galetakis i Vamvuka 2009) wprowadzono jako koszty sprzedaży produktu – energii. Koszty te odnoszą się do węgla, natomiast uśredniony koszt eksploatacji jest przypisany do jednostki objętości urabianego materiału (nadkładu lub węgla). Przyjęto następujące parametry ekonomiczne:

- ✧ cena energii: 400 zł/MWh,
- ✧ jednostkowy koszt produkcji energii w elektrowni (bez kosztów paliwa): 40 zł/MWh,
- ✧ sprawność elektrowni: 45%,
- ✧ przewidywany koszt uprawnień do emisji CO₂: 30 EUR/Mg CO₂,
- ✧ jednostkowy koszt wydobycia: 7 zł/m³.

Model ekonomiczny złoża energii elektrycznej zawartej w węglu został wygenerowany w programie *CAE NPV Scheduler* po wczytaniu blokowego modelu jakościowego złoża węgla. Utworzony model zawierał 59,5 mln Mg węgla o średniej wartości wskaźnika jakości $FRAC = 1,1195$ (czyli 62,3 mln Mg węgla przeliczeniowego) o łącznej wartości zawartej w nim energii za 18 937 mln zł. Pokład węgla zalega poziomo, geologiczny wskaźnik N:W wynosi około 9,5:1 i jest mało zmienny w obszarze złoża.

W artykule (Dudek i in. 2014a), autorzy przedstawili symulacje wyniku finansowego wariantowego wyrobiska docelowego, zbudowanego na podstawie tego modelu ekonomicznego złoża węgla brunatnego z uwzględnieniem wariantowych kosztów nabycia działek na podstawie przygotowanej w środowisku GIS wektorowej mapy wartości nieruchomości (ponad 5100 parcel) z podziałem na trzy główne warstwy: budynki, nieruchomości rolne, nieruchomości rolne zabudowane (tab. 1). Dla przetwarzania wybrano model ze średnim poziomem cen nieruchomości.

TABELA 1. Przyjęte średnie ceny nieruchomości

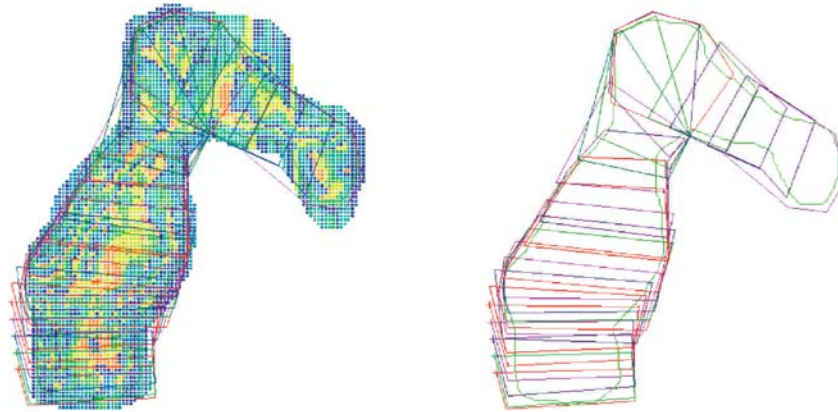
TABLE 1. Land prices used for processing

Budynki mieszkalne	Nieruchomości rolne zabud.	Nieruchomości rolne
1981 zł/m ²	22,32 zł/m ²	2,43 zł/m ²

Źródło: Dudek i in. 2014a

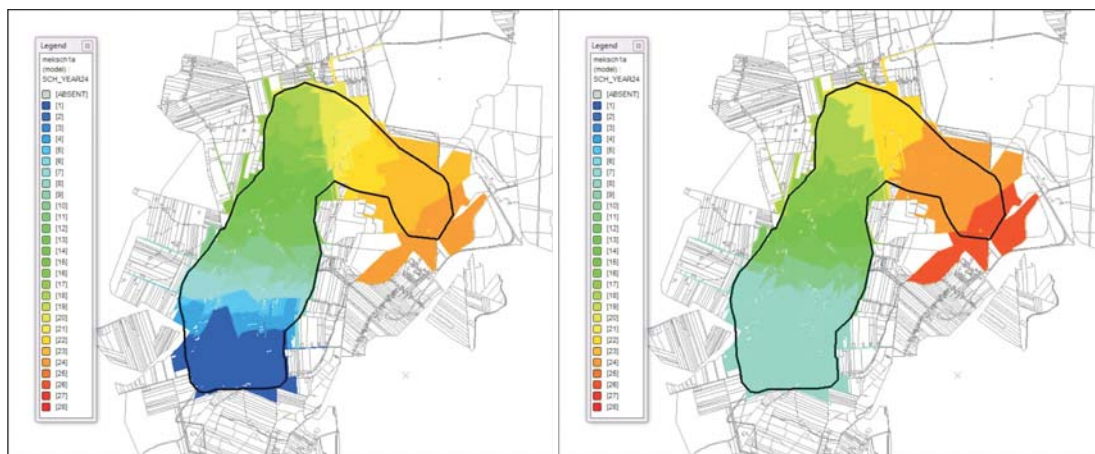
Dla scenariusza średnich kosztów nabycia terenu wygenerowano wyrobisko docelowe. Założono wydobycie roczne około 2 mln ton węgla, ustalono lokalizację wkopu udostępniającego na południu i postęp równoległy w kierunku północnym, obrót frontów w kierunku wschodnim i kontynuację postępu równoległego na wschód (rys.1). Skonstruowane obwiednie graniczne kroków postępu reprezentują ograniczenia geometrii postępu kopalni odkrywkowej z systemem KTZ i są podstawą do zbudowania realistycznego harmonogramu docelowego postępu kopalni.

Docelowy plan rozwoju wyrobiska zbudowano, przyjmując jako zmienne celu stabilizację N:W (wartość optymalna 9,7) i jakości (wartość optymalna wskaźnika $FRAC = 1,05$) oraz uwzględniając trzyletni okres dochodzenia do docelowej zdolności produkcyjnej. Koszty nabycia terenu przypisano kolejnym krokom postępu, z których budowany jest harmonogram (rys. 2). Przyjęto, że rozpatrywana inwestycja jest typu *greenfield* i przed rozpoczęciem eksploatacji górniczej konieczny jest również zakup terenów pod zwałowisko zewnętrzne, elektrownię i obiekty towarzyszące (obszar o powierzchni około 70% powierzchni wyrobiska docelowego), któremu przypisano uśredniony koszt nabycia, ponoszony przed rozpoczęciem eksploatacji. W tabeli 2 przedstawiono finansowe wyniki docelowego planu eksploatacji.



Rys. 1. Obwiednie kroków postępu na tle modelu złoża i bez tego tła (*NPV Scheduler*)

Fig. 1. Pushbacks limits with switched on and off blocks of the quality model (*NPV Scheduler*)



Rys. 2. Harmonogram nabywania działek (z lewej) i wypłaty renty (z prawej) (*CAE Mining Studio*)

Fig. 2. The schedule of land purchasing (left) and mining profit sharing payments (right)

Po rozważeniu różnych zasad i scenariuszy wypłat udziału w zysku dla właścicieli terenów przekazanych pod eksploatację, autorzy zaproponowali następujące założenia:

- ✧ wypłaty są realizowane w rytmie dwuletnim, na podstawie skumulowanego zysku z ostatnich 2 lat; wypłata dla obszaru wkopu jest dokonana po uzyskaniu przez kompleks energetyczny stabilnego, dodatniego bilansu i obejmuje początkowy okres eksploatacji,
- ✧ wypłaty te są przekazywane właścicielom terenów, na których w poprzednich 2 latach (w obszarze wkopu – w pierwszych 7 latach) zakończyła się eksploatacja,
- ✧ fundusz udziału w zysku jest dzielony proporcjonalnie do obszaru działki zajętej przez obszar kopalni, niezależnie od kosztu nabycia działki,
- ✧ wypłaty nie obejmują terenów zajętych na zwałowisko, elektrownię itd., gdyż ich lokalizacja nie jest zdeterminowana.

TABELA 2. Wyniki docelowego planu rozwoju kopalni
(bez wypłat dla właścicieli działek, *NPV Scheduler*)

TABLE 2. Results of the Life-of-Mine plan
(without payments for landowners, source: *NPV Scheduler*)

Rok	Przychód	Koszty produkcji energii	Koszty eksploatacji	Koszty nabycia terenu	NPV skumulowany	Wydobycie węgla	Zbieranie nadkładu	N:W	Zysk (przed wypłatą)	Zysk skumulowany
	mln zł	mln zł	mln zł	mln zł	mln zł	mln Mg	mln m ³		mln zł	mln zł
1.	7	1	164	245	-402	0,02	23,4	-	-403	-403
2.	157	22	125	0	-393	0,51	17,4	34,4	10	-393
3.	489	68	124	0	-148	1,60	16,4	10,2	296	-97
4.	612	86	142	14	134	2,00	18,6	9,3	370	273
5.	624	87	141	9	406	2,00	18,4	9,2	387	661
6.	634	89	140	0	668	2,01	18,4	9,2	405	1 066
7.	633	89	158	12	892	2,01	20,9	10,4	374	1 440
8.	636	89	140	7	1 113	1,99	18,3	9,2	400	1 840
9.	643	90	146	9	1 317	2,00	19,2	9,6	397	2 238
10.	647	91	148	15	1 502	2,01	19,5	9,7	393	2 631
11.	647	91	146	2	1 680	1,99	19,2	9,6	408	3 039
12.	654	92	152	17	1 838	2,00	20,1	10,1	393	3 432
13.	664	93	148	0	1 995	2,00	19,5	9,7	423	3 855
14.	661	93	143	21	2 134	2,01	18,8	9,4	404	4 259
15.	660	92	139	0	2 270	1,99	18,2	9,1	429	4 687
16.	655	92	148	13	2 387	2,00	19,4	9,7	402	5 090
17.	657	92	145	13	2 497	2,01	19,1	9,5	407	5 496
18.	646	90	148	8	2 596	1,99	19,4	9,7	400	5 896
19.	632	89	151	0	2 686	2,00	19,9	10,0	393	6 289
20.	616	86	135	12	2 768	2,00	17,6	8,8	383	6 672
21.	615	86	134	11	2 843	2,00	17,5	8,7	384	7 056
22.	624	87	141	14	2 912	2,01	18,5	9,2	382	7 438
23.	620	87	141	38	2 971	2,00	18,5	9,2	354	7 792
24.	630	88	138	29	3 029	1,99	18,0	9,0	376	8 168
25.	630	88	147	0	3 085	2,01	19,3	9,6	395	8 563
26.	632	88	151	0	3 136	1,99	19,9	10,0	392	8 955
27.	645	90	133	0	3 187	2,00	17,3	8,6	422	9 377
28.	140	20	8	0	3 199	0,44	0,8	1,8	113	9 490
Suma	16 110	2 256	3 875	490		50,57	511,4	10,1	9 490	

Zestawione w tabeli 3 zsumowane koszty nabycia działek i proponowane wypłaty renty wraz z przykładowymi transakcjami (tab. 4) wskazują, że renta eksploatacyjna może znacząco przewyższać kwotę wykupu samej działki, co odzwierciedla jej dodatkową wartość dla eksploatacji górniczej. Ponieważ ta wartość jest „pod ziemią” wysokość jednostkowej renty nie jest związana z ceną działki z tytułu jej zagospodarowania na powierzchni – najlepszą sytuację mają właściciele działek niezainwestowanych.

TABELA 3. Scenariusz wypłat renty eksploatacyjnej dla właścicieli działek

TABLE 3. The scenario of mining profit sharing payments for property owners

Rok	NPV skumulowany (przed wypłatą)	Zysk skumulowany (przed wypłatą)	10% zysku (do wypłaty) renta eksploatacyjna	Obszar objęty wypłatą	Renta jednostkowa	Koszt nabycia obszaru objętego wypłatą	Jednostkowy koszt nabycia
	mln zł	mln zł	mln zł	ha	tys. zł/ha	mln zł	tys. zł/ha
8	1 113,459	1 840,198	184,02	359,52	512	80,05	223
10	1 502,418	2 630,875	79,07	71,51	1 106	15,93	223
12	1 838,12	3 431,895	80,10	79,81	1 004	17,71	222
14	2 133,686	4 258,593	82,67	78,07	1 059	17,29	221
16	2 386,599	5 089,59	83,10	95,96	866	21,42	223
18	2 595,839	5 896,098	80,65	119,94	672	26,67	222
20	2 767,593	6 671,698	77,56	36,07	2 150	8,05	223
22	2 911,772	7 438,192	76,65	100,26	765	22,38	223
24	3 029,036	8 167,858	72,97	230,87	316	51,53	223
26	3 135,949	8 955,038	78,72	124,90	630	28,61	229
27	3 186,602	9 376,963					
28	3 199,465	9 489,516					

Zróznicowanie wypłat renty w kolejnych latach (tab. 3) może się pozornie wydawać niesprawiedliwe, ale jest właśnie uzasadnione różnicowaniem wartości działki dla eksploatacji górniczej.

Należy podkreślić, że opóźnienie wypłaty renty w stosunku do nabycia działki (por. rys. 2) poprawia zdyskontowany wynik inwestycji, przesuując te wypłaty na okres, gdy przynosi już ona dochody. Można też oczekiwać, że właściciele działek, mając w perspektywie spodziewane (tj. zagwarantowane odpowiednimi umowami) wypłaty renty eksploatacyjnej będą słabiej negocjować kwoty wykupu, gdyż szybkie uruchomienie wydobywania przybliży moment tej wypłaty. Na rysunkach 3 i 4 można porównać kwoty wykupu działek z wypłatami renty (zachowano wspólną legendę wartości transakcji z progami: 0,5; 1,3 i 5 mln zł).

TABELA 4. Przykładowe wypłaty dla właścicieli niektórych działek w wybranym (12) roku eksploatacji

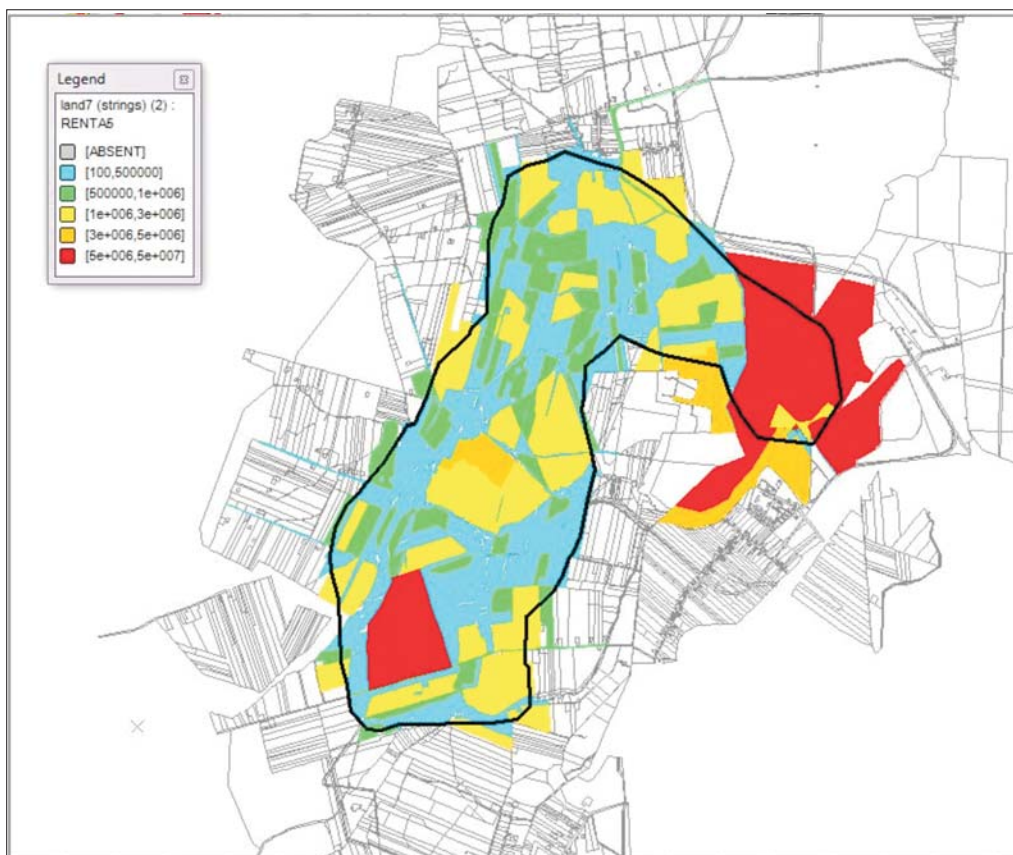
TABLE 4. Sample payments for several property owners for the given (12th) year of mining

Nr działki	Obszar	Koszt nabycia	Renta	Uśredniona cena nabycia
	ha	tys.zł	tys. zł	zł/m ²
2 770	0,43	96	431	22,32
2 807	0,22	49	221	22,32
2 961	0,03	6	26	22,32
2 979	0,60	133	597	22,32
3 032	1,04	231	1040	22,32
3 162	6,36	1 419	6 381	22,32
3 190	8,47	1 890	8 498	22,32
3 221	11,65	2 601	11 695	22,32
3 254	1,81	403	1 814	22,32
3 288	15,87	3 543	15 932	22,32
3 342	2,99	668	3 003	22,32
10 129	0,20	5	196	2,43
10 132	0,17	4	168	2,43
10 134	0,09	2	92	2,43

Podsumowanie i wnioski

W Polsce bezsprzecznie najtańszym źródłem energii jest węgiel brunatny. Opierając się na taniej energii, najlepiej nieobciążonej akcyzą i koniecznością wykupu kolorowych certyfikatów i pozwoleń na emisję CO₂, można pobudzić kraj do przyspieszonego rozwoju. Polska potrzebuje szybkiego wzrostu PKB i wzrostu zużycia energii elektrycznej na mieszkańca, by obywatele osiągnęli standard życia zbliżony do krajów UE15. Prawdziwy impuls rozwojowy może Polsce zapewnić budowa kilku nowych kompleksów górniczo-energetycznych na złożach węgla brunatnego (Legnica, Gubin oraz Poniec-Krobia, Ścinawa, Ruja) oraz maksymalne wykorzystanie już udostępnionych złóż oraz złóż satelickich.

Elektrownia o mocy 4600 MW o sprawności około 45% będzie generować, co roku przez następne 40 lat przychód ze sprzedaży energii w wysokości 6,4–12,8 mld (przy cenie 200–400 zł/MWh). Pieniądze te prawie w całości pozostaną w kraju. Łączne dochody państwa z kompleksu Legnica oszacowane na bazie obecnych cen energii i wyników branży wyniosłyby



Rys. 3. Koszty nabycia działek w obszarze wyrobiska (CAE Mining Studio)

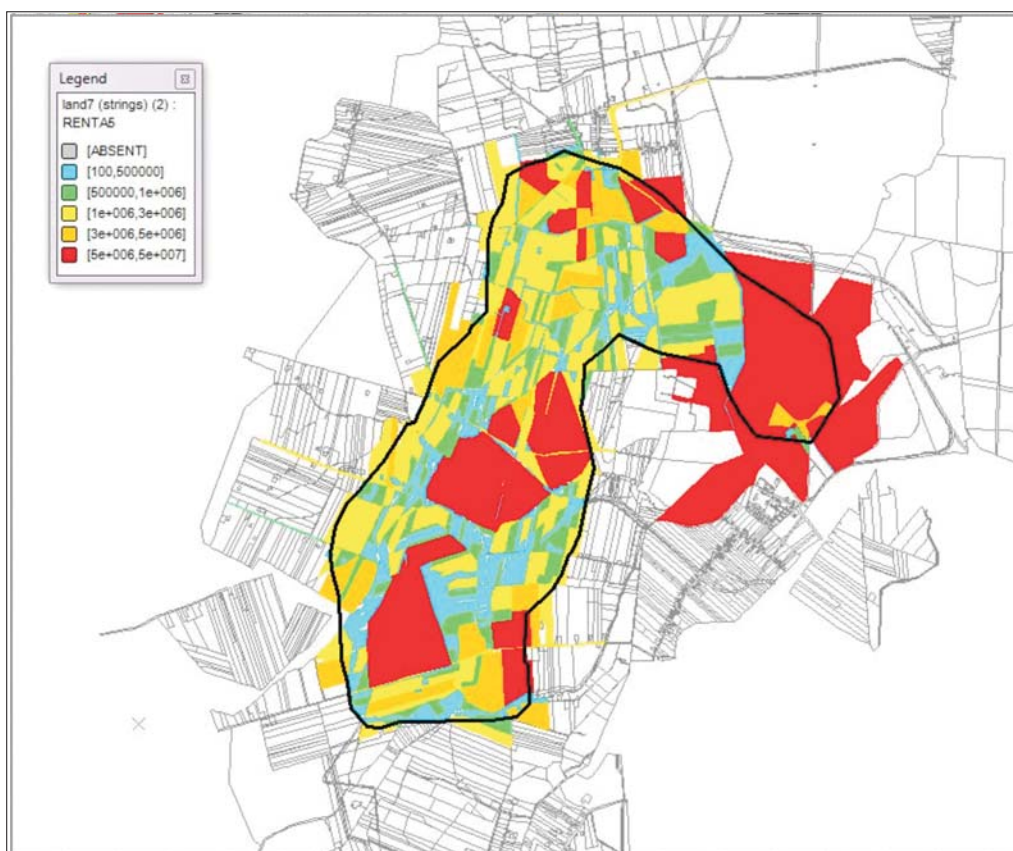
Fig. 3. Costs of purchases of properties within the pit (CAE Mining Studio)

około 0,7 mld zł rocznie przez 40 lat (= 40 mln zł/rok OE + 160–243 mln zł/rok CIT + + 86 mln zł/rok PIT + 152 mln zł/rok ZUS i ubezpie. + 178 mln zł OŚr), w tym szacunkowe dochody gmin to około 120 mln zł rocznie (= 24 mln zł/rok OE + 11–16 mln zł/rok CIT + 30 mln zł/rok PIT + część OŚr). Stworzone byłyby 4 tys. wysoko płatnych miejsc pracy w samym kompleksie energetycznym i 8–12 tys. miejsc wokół niego.

Alternatywne inwestycje w energetykę nuklearną oznaczają kosztowny import, jednocześnie ograniczając znacznie popyt wewnętrzny na wiele lat, co wywoła recesję i zadłuży przyszłe pokolenia Polaków nie dając gwarancji zwrotu, gdyż sytuacja geopolityczna nie sprzyja niepewnym inwestycjom z czterdziestoletnim okresem zwrotu.

Polisce potrzebna jest reindustrializacja własnej gospodarki na bazie taniej energetyki brunatno-węglowej. Taki scenariusz rozwoju energetyki jest realny (w przeciwieństwie do jądrowego), sprawdzony i rentowny nawet przy bardzo niskich cenach energii (180 zł/MWh).

Przedstawiona koncepcja wypłat części zysku (10%) kompanii energetyczno-górnictwa dla właścicieli terenów zajętych pod eksploatację odkrywkową może przełamać opór mieszkańców na terenach przyszłych kopalń. Nie zmniejsza zasobów węgla ani dochodów państwa z opłaty



Rys. 4. Wyплаты ренты эксплуатационной в области выробишка (CAE Mining Studio)

Fig. 4. Mining profit sharing payments for property owners within the pit

експлуатационной и податков. Истотне поправа ситуацию материалнэ влэсциелн нерухоности в обрбне выробишка доцелового, czynиэ з ннх wspólnobeneficjentów inwestycji. Wypлата ренты змniejsza wprowadzie opłacalność inwestycji energetycznej, ale może być warunkiem jej uruchomienia.

Na podstawie studialnego modelu optymalnego wyробишка доцелового, збудованого для прийятнх параметрów економичных производства и sprzedaży енергии завартей в вуглу oraz среднего poziomu цен затрат нерухоности, opracowano доцеловы план розвитку kopalni. Dla wynikowego harmonogramu производства zaproponowano scenariusz wypлат części (10%) zysku dla wлэсциелн terenów зайятнх под експлуатэцэ odkrywковэ, zgodnie ze змиennymi wynikami производнннми и wielkością obszaru зайятного в kolejnych latach. Uwzglédniono opóźnienie wypлат dla wлэсциелн terenów в obszarze wkopu.

Zastosowanie cyfrowych modeli umożliwia szybкэ, wzajemнэ identyfikэцэ postępu wyробишка wzglédem займowanych parcel и pozwala на przygotowanie и przeanalizowanie рóžnych scenariuszy wypлат и их wpływu на ostateczny wynik finansowy inwestycji.

Autorzy dziękują PAK KWB Konin S.A. za udostępnienie do celów badawczych archiwalnych danych. Były one przetworzone za pomocą użytkowanych na Wydziale Geoinżynierii, Górnictwa i Geologii Politechniki Wrocławskiej specjalistycznych programów CAE Mining Studio i NPV Scheduler.

Literatura

- [1] BEDNARCZYK, J. 2008. Perspektywiczne scenariusze rozwoju wydobycia i przetwarzania węgla brunatnego na energię elektryczną. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 11, z. 1, s. 73–88.
- [2] Bloomberg 2014. Sustainable Energy in America Factbook. Bloomberg New Energy finance.
- [3] DUDEK, M., JURDZIAK, L. i KAWALEC, W. 2014. Renta eksploatacyjna z zysku dla właścicieli nieruchomości w obszarze górniczym jako akcelerator strategicznych inwestycji górniczych. Referat na konferencję Szkoła Eksploatacji Odkrywkowej, wrzesień 18–19, Kraków. *Przegląd Górniczy* (przyjęty do druku).
- [4] DUDEK, M., JURDZIAK, L. i KAWALEC, W. 2014. Znaczenie kosztów nabycia terenu w projekcie kopalni odkrywkowej węgla brunatnego. Referat na konferencję Szkoła Eksploatacji Odkrywkowej, wrzesień 18–19, Kraków. *Przegląd Górniczy* (przyjęty do druku).
- [5] GABRYŚ H.L., 2014. Elektroenergetyka w Polsce 2014. Z wyników roku 2013 i nie tylko – osądy bardzo autorskie. *Energetyka* czerwiec, s. 321–323.
- [6] GALETAKIS, M. i VAMVUKA, D. 2009. Lignite Quality Uncertainty Estimation for the Assessment of CO₂ Emissions. *Energy & Fuels* 23.
- [7] GRUDZIŃSKI, Z. 2011. Wpływ opłat środowiskowych wynikających z parametrów jakościowych węgla na koszty produkcji energii elektrycznej. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* t. 27, z. 1, s. 115–127.
- [8] GRUDZIŃSKI, Z. 2012. Koszty środowiskowe wynikające z użytkowania węgla kamiennego w energetyce zawodowej. *Rocznik Ochrony Środowiska* t. 15, s. 2249–2266.
- [9] GRUDZIŃSKI, Z. 2013. Konkurencyjność paliw w wytwarzaniu energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 4, s. 8–105.
- [10] GURGUL, H. i LACH, Ł. 2011. The role of coal consumption in the economic growth of the Polish economy in transition. *Original Research Article Energy Policy* Vol. 39, Is. 4, April, Pages 2088–2099.
- [11] GUS 2014. Rocznik statystyczny przemysłu 2013. GUS. Zakład Wydawnictw Statystycznych, Warszawa.
- [12] JURDZIAK, L. 2012. Czy grozi nam ubóstwo? Skutki Analiza potencjalnych skutków unijnej polityki walki z globalnym ociepleniem dla gospodarstw domowych w Polsce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 15, z. 3, s. 23–50.
- [13] JURDZIAK, L. i KAWALEC, W. 2011a, Procesy i narzędzia przetwarzania danych przestrzennych przy optymalizacji rozwoju kopalni odkrywkowej na przykładzie złoża Legnica. *Wiadomości Górnicze* R. 62, nr 7/8.
- [14] JURDZIAK, L. i KAWALEC, W. 2011b, Elektrownia jako zakład przeróbki kopalni węgla brunatnego – nowe możliwości optymalizacji łącznych działań. *Górnictwo i Geoinżynieria* R., 35, z. 3.
- [15] ŁASKI, K., OSIATYŃSKI, J. i ZIĘBA, J. 2010. Mnożnik wydatków państwowych i szacunki jego wielkości dla Polski. *Materiały i studia* nr 246. NBP, Warszawa.

- [16] MIKOŁAJUK, H. 2013. Elektroenergetyka 2012 – wyniki finansowe. Prezentacja na konferencji naukowo-technicznej Rynek Energii Elektrycznej REE 2013, *Nowe Regulacje prawne a rzeczywistość*, Rynek Kazimierz Dolny, 7–9 maja 2013.
- [17] PB, 2013. Puls Biznesu 28/30-06-13 Dz./Nr 122. Państwo dostaje z podatku CIT 30 mld rocznie. 150 największych płatników zasila budżet blisko 16 mld zł. Najwięcej płacą sektory: finansowy, energetyczny, metalowy i paliwowy.
- [18] PB 2014. Puls Biznesu 30-06-14 Dz./Nr 122, s. 26–27. Najwięksi przelali do budżetu 9 mld. KGHM to największy płatnik CIT – w rok zapłacił 1,5 mld zł. Jednak wśród branż najbardziej dochodowa jest energetyka.
- [19] PPEJ 2014. Program polskiej energetyki jądrowej. Minister Gospodarki, Pełnomocnik Rządu do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej, 28 stycznia 2014.
- [20] UBERMAN, R. i NAWORYTA, W. 2012. Korzyści dla społeczności i gmin Gubin oraz Brody z zagospodarowania złoża węgla brunatnego „Gubin”. *Węgiel Brunatny* nr 3/80.
- [21] WIEDERMANN, K. 2008. *Koncepcja efektów mnożnikowych w wyznaczaniu wpływu przedsiębiorstw na otoczenie społeczno-gospodarcze*. Prace Komisji Geografii Przemysłu, nr 11, Warszawa–Kraków 2008.
- [22] ZE PAK 2014a. Zespół Elektrowni „Pątnów–Adamów–Konin” S.A. „Wyniki za 2013 r.” Prezentacja wyników za 2013 r.
http://ri.zepak.com.pl/upload/aggregate/ZEPAK_Prezentacja_2013_4Qpl.pdf
- [23] ZE PAK 2014b. Zespół Elektrowni Pątnów–Adamów–Konin S.A. Sprawozdanie Zarządu z działalności spółki w 2013. Marzec.

Michał DUDEK, Leszek JURDZIAK, Witold KAWALEC

Electricity production from new lignite deposits as a potential factor in re-industrialization and increasing the wealth of society

Abstract

The development of the national economy requires energy prices be kept low enough to allow domestic industry to successfully compete on an international market, as well as to prevent energy poverty among the people in order to maintain stable domestic demand for offered goods and services. For the Polish power generating industry, this means the necessity of keeping a high share of lignite in the energetic mix. As the currently exploited reserves are becoming depleted, the opening of new deposits in greenfields is compulsory. A lack of planning for new mining investments as well as policies protecting deposits – for example, the freezing of non-mining development in prospective mining areas – causes serious social conflicts that could eventually inhibit strategic mining investments. This analysis proposes to supersede the existing administrative approach to mining planning (planned protection of deposits, forced purchasing of terrain for the needs of mining activity) with economic incentives that work well in

other countries where landowners also own the rights to deposits lying beneath their land. Landowners would then support the exploitation of the deposit to gain profits from their property after selling it to a mining company. The scale of the share of the profits and the schedule of payments to the landowners significantly influence the financial results of a mining enterprise (in the examined case, mining and power generating); therefore, various mining profit sharing scenarios are considered. This paper presents a simulation of the financial results of the "Life-Of-Mine" analysis for a surface lignite mine, with regard to mining profit sharing on the basis of study data. Calculations, modelling, and simulations have been carried out with the use of the geological and mining package and specialised open pit optimisation software.

KEY WORDS: lignite surface mining, life-of-mine plan, profit sharing payments for landowners of acquired terrain

