

Janusz SOWIŃSKI*

Niepewność cen i kosztów technologii wytwarzania energii elektrycznej w analizach projektów inwestycyjnych

STRESZCZENIE. Celem artykułu jest analiza problemu uwzględniania niepewności w decyzyjnych modelach inwestycji w elektroenergetyce, wykorzystujących metodykę *real options approach*. Miarą niepewności w modelach jest odchylenie standardowe względnych zmian przychodów. Przychody zależą od wielu czynników, a najistotniejszymi są: cena energii elektrycznej na hurtowym rynku energii, koszt wytwarzania oraz wolumen sprzedawanej energii elektrycznej. Założono, że czas wykorzystania mocy zainstalowanej przykładowych technologii wytwarzania energii elektrycznej jest wielkością zdeterminowaną. Szczegółowo opisano kształtowanie się ceny energii elektrycznej i kosztów jej wytwarzania. Dodatkowo przeanalizowano wpływ cen paliw na koszt wytwarzania energii elektrycznej. Zbudowano bazę danych cen paliw i cen energii elektrycznej w przedziale od czerwca 2007 do stycznia 2011 na podstawie danych World Bank, International Monetary Fund, NYMEX – CME Group, globalCOAL i ARE S.A. Zaprezentowane wielkości to cena energii elektrycznej na hurtowym rynku energii w Polsce, cena uranu (U_3O_8) na rynku światowym, średnia cena ropy naftowej na rynku światowym, cena rosyjskiego gazu na rynku niemieckim oraz cena australijskiego węgla energetycznego na rynku europejskim. Na tej podstawie wyznaczono wartości odchylenia standardowego przychodów dla przykładowych technologii wytwarzania energii elektrycznej: konwencjonalnej elektrowni spalającej węgiel kamienny, elektrowni jądrowej, elektrowni gazowo-parowej i spalającej ciężki olej opałowy. W dotychczasowych publikacjach brak było wskazówek, w jaki sposób interpretować miarę niepewności, jaką jest wartość odchylenia standardowego względnych zmian przychodu. Na podstawie

* Dr hab. inż., Profesor PCz – Instytut Elektroenergetyki, Wydział Elektryczny, Politechnika Częstochowska; e-mail: jansow@el.pcz.czyst.pl

obliczeń sformułowano wnioski dotyczące przyjmowania miary niepewności dla scenariuszy prognozowania długoterminowego, niezbędnego w analizie inwestycji w elektroenergetyce.

SŁOWA KLUCZOWE: elektrownia, technologie energetyczne, inwestycje, niepewność, cena energii elektrycznej, koszt wytwarzania energii elektrycznej

Wprowadzenie

Wśród znanych metodyk rachunku decyzyjnego, uwzględniających niepewność jest tzw. *real options approach* (Dixit, Pindyck 1994; Sowiński 2008). Metodyka umożliwia śledzenie losowo zmieniających się przychodów. Powyższe podejście można wykorzystać szczególnie w przypadku tych inwestycji, które mają charakter nieodwracalnych, a inwestorzy mogą czekać z podjęciem inwestycji na informacje, które zmniejszają niepewność inwestowania. Powyższymi cechami charakteryzują się inwestycje w elektroenergetyce.

Podjęcie decyzji o inwestowaniu lub odłożenie jej w czasie należy rozważać jako proces ciągły, gdyż firma podejmuje decyzję, wdraża ją, a czasem wycofuje się z inwestowania w sposób ciągły w czasie. Natomiast planując inwestycje, należy uwzględnić niepewność dotyczącą cen, kosztów i stopy dyskonta. W dalszych rozważaniach przeanalizowano niepewność dotyczącą kształtowania się przyszłych przychodów w modelach decyzyjnych. Przeanalizowano sposób wyznaczania miary niepewności na przykładach inwestycji w zakresie budowy elektrowni, biorąc pod uwagę różne technologie wytwarzania energii elektrycznej.

Klasyczne kryterium efektywności ekonomicznej inwestowania można sprowadzić do badania, czy wskaźnik *NPV* (*Net Present Value*) jest większy od zera, a więc czy zachodzi nierówność $NPV > 0$. Równoznaczne jest to badaniu, czy wartość zaktualizowana projektu V przewyższa wartość nakładu inwestycyjnego $V > I$. Z powyższej nierówności wynika definicja wartości progowej (krytycznej) projektu V^* , powyżej której należy zrealizować inwestycję. W klasycznym rachunku finansowym wartość progowa wynosi $V^* = I$.

Jeśli jednak uwzględnić niepewność dotyczącą projektu inwestycyjnego, to proces wyznaczania wartości progowej projektu prowadzi do minimalizacji ryzyka inwestycyjnego. Wtedy wartość progowa znacznie różni się od wartości nakładu inwestycyjnego. Progowa wartość zaktualizowana projektu jest związana z progową wartością przychodu z projektu inwestycyjnego P^* , a zatem jednocześnie z progową wartością przychodu jednostkowego p^* . Powyższe wartości zależą zarówno od nakładu inwestycyjnego na elektrownię, jak i od ceny oraz kosztu wytwarzania energii elektrycznej i obciążenia elektrowni. Taka metodyka pozwala szeregować technologie wytwarzania energii elektrycznej pod względem efektywności ekonomicznej. W dalszej części artykułu szczegółowo omówiono jedynie zmienność ceny oraz kosztu wytwarzania energii elektrycznej, przyjmując że nakład inwestycyjny, podobnie jak i czas użytkowania mocy zainstalowanej są w modelu zmiennymi zdeterminowanymi. Analiza powyższych zmienności umożliwia estymację miary

niepewności. W rozdziale 1 w sposób bardzo ogólny przedstawiono metodykę *real options approach* w celu wyjaśnienia sposobu wykorzystania miary niepewności w modelach decyzyjnych inwestycji.

1. Syntetyczny opis metodyki *real options approach*

Analiza ekonomiczna nowych inwestycji musi uwzględniać ryzyko związane z niepewnością kształtowania się przyszłych przychodów elektrowni. W celu analizy efektywności inwestowania wykorzystano model decyzyjny inwestycji, opisany w (Dixit, Pindyck 1994). Aplikację modelu wykonano w (Sowiński 2008). Wykorzystując metodykę *real options approach* w modelu zdefiniowano wartość opcji inwestowania oznaczoną jako $F(V)$. Jest to wartość maksymalna z oczekiwanej wartości zaktualizowanej netto inwestycji:

$$F(V) = \max \varepsilon \left[(V_T - I) e^{-rT} \right] \quad (1)$$

gdzie: V – wartość zaktualizowana inwestycji,
 I – nakład inwestycyjny zdyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji inwestycji,
 ε – oznaczenie wartości oczekiwanej,
 T – czas, w którym inwestycja ma być oddana do użytkowania,
 V_T – wartość zaktualizowana inwestycji wyznaczona dla czasu T ,
 r – stopa dyskonta.

W zadaniu optymalizacji dynamicznej można poszukiwać takiej chwili czasowej T , dla której opcja inwestowania osiąga wartość maksymalną, lub progowej (krytycznej) wartości zaktualizowanej inwestycji, dla której natychmiastowe zrealizowanie inwestycji jest efektywne ekonomicznie.

Przed uruchomieniem eksploatacji inwestycja nie przynosi wpływów, stąd wynika postać równania Bellmana (Dixit, Pindyck 1994):

$$rFdt = \varepsilon(dF) \quad (2)$$

Wartość zaktualizowana inwestycji jest funkcją przychodu $V(P)$, toteż wartość opcji inwestowania również jest funkcją przychodu $F(P)$. Założono, że przychód P można zamodelować procesem Wienera (Dixit, Pindyck 1994) zgodnie z równaniem:

$$dP = \alpha Pdt + \sigma Pdz \quad (3)$$

gdzie: dz – inkrement procesu Wienera.

Przewidywany przychód z inwestycji zmienia się z trendem o współczynniku zmian równym α , a składnik losowy zależy od wartości współczynnika odchylenia standardowego σ względnych zmian przychodów, który jest zarazem miarą niepewności. Wykorzystując w przekształceniach lemat Ito (Dixit, Pindyck 1994) i równanie (3), otrzymuje się z równania Bellmana następujące równanie różniczkowe:

$$\frac{1}{2} \sigma^2 P^2 F''(P) + (r - \delta) P F'(P) - r F(P) = 0 \quad (4)$$

Rozwiązanie można wyznaczyć, gdy $\alpha < r$, czyli $\delta = r - \alpha > 0$. Równanie charakterystyczne dla (4) przyjmuje postać:

$$\frac{1}{2} \sigma^2 \beta(\beta - 1) + (r - \delta)\beta - r = 0 \quad (5)$$

Rozwiązanie można przewidywać jako kombinację liniową dwóch liniowo niezależnych rozwiązań:

$$F(P) = A_1 P^{\beta_1} + A_2 P^{\beta_2} \quad (6)$$

A_1, A_2 – współczynniki, których wartości należy wyznaczyć,
 β_1, β_2 – pierwiastki równania charakterystycznego ($\beta_1 > 1$).

Pierwiastki równania charakterystycznego zależą od miary niepewności σ .

Należy wyznaczyć wartość graniczną P^* , powyżej której opłaca się inwestować natychmiast. Z warunku:

$$F(0) = 0 \quad (7)$$

wynika wartość współczynnika $A_2 = 0$.

Wartość opcji inwestowania musi się równać wartości zaktualizowanej inwestycji:

$$F(P^*) = V(P^*) - I \quad (8)$$

Wykresy $F(P)$ i $V(P) - I$ powinny być styczne w punkcie P^* , czyli:

$$F'(P^*) = V'(P^*) \quad (9)$$

Z powyższych warunków, biorąc pod uwagę równanie (6), można wyznaczyć:

$$P^* = \frac{\beta_1}{\beta_1 - 1} \delta I \quad (10)$$

oraz

$$A_1 = (\beta_1 - 1)^{\beta_1 - 1} \frac{I^{-(\beta_1 - 1)}}{(\delta\beta_1)^{\beta_1}} \quad (11)$$

Jeśli założy się wartość produkcji i oszacuje koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni, to na podstawie wartości P^* można wyznaczyć krytyczną (progową) cenę energii elektrycznej c_e^* , powyżej której opłaca się inwestować w budowę elektrowni.

2. Miara niepewności i ryzyka

W prezentowanej metodyce miarą niepewności jest współczynnik odchylenia standardowego σ względnych zmian przychodów, który opisuje ryzyko ceny energii elektrycznej, kosztu wytwarzania oraz wolumenu sprzedawanej energii elektrycznej.

W decyzyjnym modelu inwestycji uwzględniono ryzyko kształtowania się przyszłych przychodów elektrowni, zdefiniowanych jako różnica pomiędzy wpływami i wydatkami. Wpływy, podobnie jak i wydatki, zależą od wielu czynników, opisanych przez zmienne stanu. W modelu przyjęto założenia ograniczające liczbę zmiennych do uznanych za najistotniejsze. Uwzględniono, że wpływy zależą od ceny i wolumenu sprzedawanej energii elektrycznej, a wydatki od kosztów jej wytworzenia.

Zakłada się, że każdy typ elektrowni będzie pracować z określonym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej, stabilnym w okresie eksploatacji elektrowni. Założenie to jest równoznaczne z przyjęciem, że wolumen energii elektrycznej sprzedawanej przez elektrownię jest zmienną zdeterminowaną. Na zmienność przychodów wpływać więc będzie przede wszystkim różnica pomiędzy ceną energii elektrycznej a kosztem jej wytworzenia. Na zmienność kosztu wytworzenia wpływa z kolei w dużej mierze koszt paliwa.

Estymator odchylenia od wartości oczekiwanej przychodów musi być wyznaczony na podstawie odchylenia standardowego względnych zmian ceny energii elektrycznej oraz odchylenia standardowego względnych zmian kosztu jej wytworzenia z okresu historycznego. Tak wyznaczone oszacowanie parametru modelu musi być traktowane z dużą ostrożnością. Odchylenie standardowe jest szczególnie wrażliwe na wybór okresu historycznego do estymacji. Podobnie wybór interwału czasowego do mierzenia zmian z okresu przeszłego wpływa na wartości oszacowań.

Zmienna losowa p przychodu jednostkowego jest różnicą dwóch zmiennych: ceny energii elektrycznej c_e i kosztu jej wytworzenia k . Stąd wartość odchylenia standardowego przychodu jednostkowego wyraża się wzorem:

$$\sigma(p) = \sigma(w_e c_e + w_k k) = \sqrt{w_e^2 \sigma_e^2 + w_k^2 \sigma_k^2 + 2w_e w_k R \sigma_e \sigma_k} \quad (12)$$

gdzie: w_e, w_k – współczynniki (w tym przypadku $w_e = 1, w_k = -1$),
 σ_e, σ_k – odchylenia standardowe ceny i kosztu energii elektrycznej,
 R – współczynnik korelacji pomiędzy ceną i kosztem energii elektrycznej.

Można założyć, że na zmienność kosztu wytwarzania energii elektrycznej wpływa przede wszystkim cena paliwa przy zdeterminowanych pozostałych składnikach kosztu. Wykorzystując szeregi chronologiczne ceny energii elektrycznej na hurtowym rynku energii oraz cen paliwa można wyznaczyć oszacowania σ_e i σ_k dla względnych zmian powyższych wielkości. Na tej podstawie można oszacować odchylenie standardowe względnych zmian przychodu $\sigma(p)$. Wartość odchylenia standardowego jest miarą niepewności inwestycji i dla przyszłości można ją szacować na podstawie historycznego estymatora.

Zaprezentowana metodyka w swej istocie zbieżna jest z analizą kształtowania się spreadów na rynkach energii (Krysa 2010).

3. Cena i koszt wytwarzania energii elektrycznej

Cena energii elektrycznej, jaką uzyskują elektrownie i elektrociepłownie, ustalana jest na hurtowym rynku energii, mającym w Polsce charakter rynku konkurencyjnego. W skład rynku energii elektrycznej wchodzi następujące segmenty: rynek kontraktowy, rynek giełdowy i rynek bilansujący. W roku 2011 dokonała się znacząca zmiana w obrocie na rynku hurtowym. Prawo energetyczne wymusiło sprzedaż energii na giełdzie dla większości producentów (Grudziński 2011), co skutkowało wzrostem sprzedaży na giełdzie do około 87 TWh w 2011 roku. Stanowi to około 60% udziału w obrocie (Mikołajuk 2012). Cena na giełdzie zaczyna odgrywać decydujący wpływ na średnią cenę energii elektrycznej. Dodatkowo istotny wpływ na cenę ma obrót prawami majątkowymi do świadectw pochodzenia dla energii odnawialnej, energii produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji oraz energii produkowanej z gazu z odmetanowania kopalń i biogazu. Elektrownie i elektrociepłownie uzyskują przychód z produkcji energii elektrycznej w procesie współspalania węgla z biomasą lub z produkcji w jednostkach kogeneracyjnych. Ponadto wytwórcy włączają do przychodów wpływy uzyskane ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla (system ETS). W 2011 roku producenci wykazali przychody z tytułu sprzedaży uprawnień w wysokości około 580 mln zł, podczas gdy koszty zakupu w tym czasie wyniosły około 830 mln zł (Mikołajuk 2012). Dodatkowymi przychodami w elektrowniach i elektrociepłowniach jest sprzedaż usług systemowych.

W związku z powyższymi przesłankami w modelu, w celu wyznaczenia wpływów pieniężnych za energię elektryczną na hurtowym rynku, wykorzystano przychody w elektrowniach i elektrociepłowniach (w PLN/MWh) podane w rocznikach statystycznych elektroenergetyki w Polsce (Statystyka... 2007–2011) i zaprezentowane w tabeli 1.

Koszty wytwarzania energii elektrycznej w modelu są utożsamiane z kosztami dostarczania energii elektrycznej. Jednostkowe koszty mogą być rozumiane jako bezpośrednie

TABELA 1. Przychody i koszty w elektrowniach i elektrociepłowniach

TABLE 1. Revenue and cost of power plants and cogeneration

Lata	–	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ogółem elektrownie i elektrociepłownie									
Przychody	PLN/MWh	149,0	146,4	145,7	149,7	151,8	180,5	209,3	212,8
Koszty	PLN/MWh	133,7	132,7	131,4	135,2	137,3	152,2	184,1	166,4
w tym zawodowe									
Przychody	PLN/MWh	147,3	145,8	145,3	147,8	150,1	183,4	208,7	205,9
Koszty	PLN/MWh	131,8	132,3	131,1	133,3	136,3	151,8	163,3	164,9

Źródło: Statystyka... 2007–2011

koszty wytwarzania, zwane też technicznymi kosztami wytwarzania, lub też jako koszty jednostkowe w odniesieniu do MWh energii sprzedawanej (inaczej koszty dostarczania energii elektrycznej). Koszty jednostkowe zależą od technologii wytwarzania energii elektrycznej. Obecnie dla elektrowni systemowych i elektrociepłowni w średnim koszcie jednostkowym (Mikołajuk 2012) paliwo produkcyjne stanowi 58,7%, pozostałe koszty zmienne 5,2%, koszty stałe 25,5%, koszty finansowe 2,7%, koszty sprzedaży 0,9%, koszty zarządu i pozostałe 6,9%. Najbardziej istotna dla wzrostu kosztów jest zmiana cen paliw produkcyjnych (dla istniejących w polskim systemie elektrowni i elektrociepłowni to węgiel kamienny i gaz). Dla obecnej struktury wytwarzania najwyższe koszty jednostkowe techniczne są dla technologii gazowej – 260,1 PLN/MWh. Kolejnymi technologiami są: wiatrowa (o mocy powyżej 10 MW) 209,5 PLN/MWh, węglowa (węgiel kamienny) 182,8 PLN/MWh, wodna 173,4 PLN/MWh i węglowa (węgiel brunatny) 133,8 PLN/MWh. Natomiast koszt energii sprzedanej kształtował się w 2011 roku następująco: wiatrowa 399,7 PLN/MWh, gazowa 276,9 PLN/MWh, węglowa (wk) 207,5 PLN/MWh, wodna 194,2 PLN/MWh i węglowa (wb) 156,2 PLN/MWh (Mikołajuk 2012). Powyższa struktura wynika z czasu wykorzystania mocy zainstalowanej, z udziału kosztów finansowych oraz z systemu wsparcia (opłata zastępcza dla energii z OZE wynosiła w 2011 roku 286,74 PLN/MW, a dla elektrociepłowni gazowych 128,80 PLN/MW).

W referacie (Tarjanne, Rissanen 2000) wykonano analizę porównawczą technologii wytwarzania energii elektrycznej dla rynku fińskiego. Podano strukturę kosztu wytwarzania energii elektrycznej przy założeniu czasu pracy poszczególnych elektrowni 8000 h/a. Rezultaty analizy (Tarjanne, Rissanen 2000) przytoczono w tabeli 2.

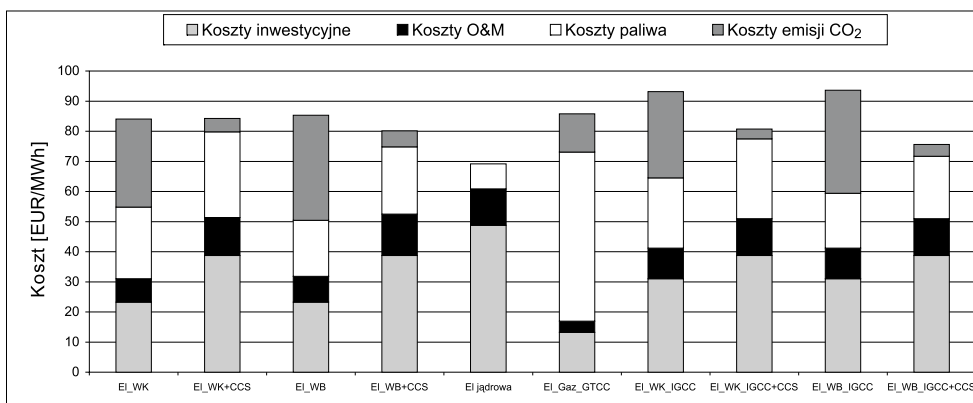
Prognozę struktury kosztu wytwarzania energii elektrycznej do roku 2030 dla przyszłościowych technologii wykonano w opracowaniu ARE S.A. (Aktualizacja... 2011). Obliczenia wykonano dla stopnia obciążenia każdej elektrowni 0,7 (tylko dla elektrowni jądrowej 0,8) wykorzystując parametry techniczne elektrowni przewidzianych do wprowadzenia do eksploatacji po roku 2025. Uśrednione koszty energii elektrycznej przedstawiono na rysunku 1.

TABELA 2. Struktura kosztu wytwarzania energii elektrycznej

TABLE 2. Cost structure of electricity generation

Technologia wytwarzania energii elektrycznej	Udziały w strukturze [%]			
	elektrownia jądrowa	elektrownia węglowa kondensacyjna	elektrownia gazowo-parowa	elektrownia kondensacyjna spalająca torf
Koszty paliwowe	13	42	76	49
Zmienne koszty eksploatacji i napraw	15	20	1	10
Roczne koszty stałe	15	8	4	10
Koszty inwestycyjne	57	30	19	31
Razem	100	100	100	100

Źródło: Tarjanne, Rissanen 2000



Rys. 1. Struktura uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach
Źródło: (Aktualizacja... 2011)

Fig. 1. Structure of levelized cost of electricity in typical power plants

Ciekawą analizę struktury wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem metod analizy portfelowej zaprezentowano w (Kryzia 2010). W jednostkowych uśrednionych kosztach produkcji energii elektrycznej dla okresu 2005–2009 wyodrębniono koszty paliwa, koszty CO₂ i koszty pozostałe (tab. 3).

Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej dla polskiego rynku hurtowego wyznaczono również w (Zaporowski 2008). Wyniki tych obliczeń przytoczono w tabeli 4. W obliczeniach (Zaporowski 2008) założono okres eksploatacji elektrowni opalanych

TABELA 3. Struktura jednostkowych uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w PLN/MWh dla poszczególnych technologii

TABLE 3. Levelized costs structure of electricity generation in PLN/MWh for selected technologies

Wyszczególnienie	Bloki opalane węglem brunatnym	Bloki opalane węglem kamiennym	Elektrownie gazowo-parowe	Bloki opalane ciężkim olejem opałowym	Elektrownie jądrowe	Elektrownie wodne	Elektrownie wiatrowe
Koszty CO ₂	79,2 (30%)	74,1 (26%)	45,1 (11%)	53,0 (13%)	–	–	–
Koszty paliwa	54,9 (20%)	79,8 (28%)	271,6 (67%)	225,7 (54%)	15,5 (5%)	–	–
Koszty pozostałe	132,2 (50%)	132,2 (46%)	89,2 (22%)	140,7 (33%)	275,5 (95%)	–	–
Koszt całkowity	266,3	286,1	405,9	419,4	291,0	264,7	422,6

Źródło: Kryzia 2010

TABELA 4. Wyniki obliczeń jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych

TABLE 4. Results of calculation of electricity generation cost in system power plants

Technologia	Jednostkowe nakłady inwestycyjne	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	Koszty wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh] przy opłacie za emisję CO ₂	
	zł/kW	h/a	0 zł/MgCO ₂ 0 Euro/MgCO ₂	74 zł/MgCO ₂ 20 Euro/MgCO ₂
Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	4 400	6 400	171	233
Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	4 300	6 400	196	258
Blok IGCC opalany węglem brunatnym	5 200	6 400	185	240
Blok IGCC opalany węglem kamiennym	5 100	6 400	208	258
Blok CCGT opalany gazem ziemnym	1 900	6 400	231	247
Blok jądrowy z reaktorem EPR	7 800	6 400	234	234
Elektrownia wiatrowa	4 800	1 520	368	368

Źródło: Zaporowski 2008

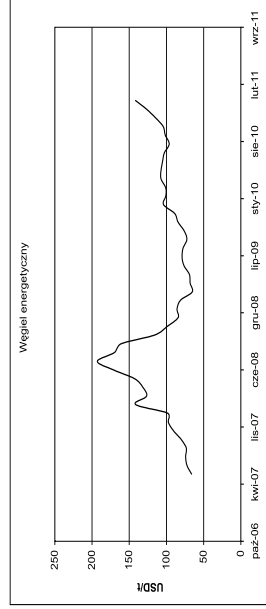
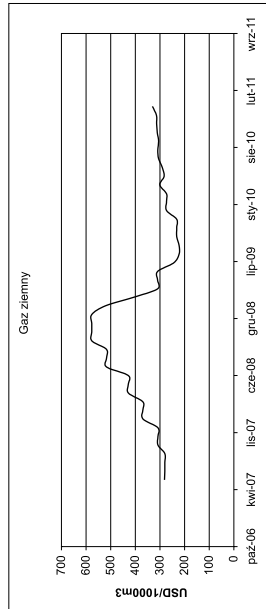
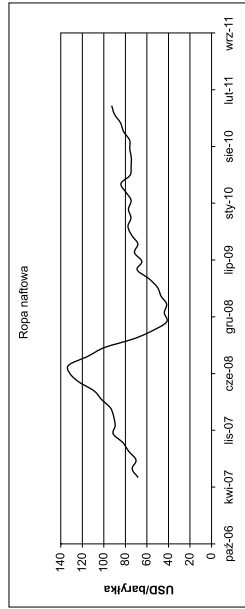
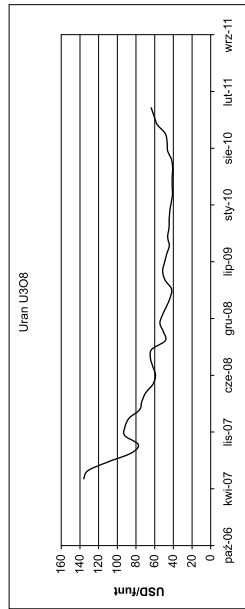
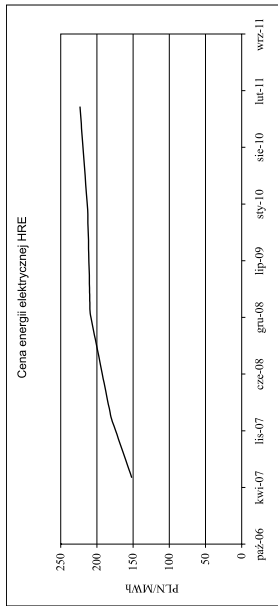
węglem i jądrowych na 30 lat, a opalanych gazem ziemnym na 25 lat, czas budowy elektrowni opalanych węglem 4 lata, jądrowych 6 lat, a opalanych gazem ziemnym 2 lata, stopę dyskonta dla elektrowni 8%, a dla elektrowni wiatrowych 7% oraz udział kapitału własnego w nakładach inwestycyjnych 20%.

4. Estymacja miary niepewności dla wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej

Na koszt wytwarzania energii duży wpływ mają ceny paliw. Zbudowano bazę danych cen paliw i cen energii elektrycznej z okresu od czerwca 2007 r. do stycznia 2011 r. na podstawie danych zaprezentowanych na stronach internetowych następujących instytucji: World Bank, International Monetary Fund, NYMEX – CME Group i globalCOAL, oraz w rocznikach statystycznych ARE S.A. (Statystyka 2007–2011). Historyczne chronologiczne przebiegi czasowe ceny energii elektrycznej i paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej przedstawiono na rysunku 2. Zaprezentowane wielkości to cena energii elektrycznej na hurtowym rynku energii w Polsce, cena uranu (U_3O_8) na rynku światowym, średnia cena ropy naftowej na rynku światowym, cena rosyjskiego gazu na rynku niemieckim oraz cena australijskiego węgla energetycznego na rynku europejskim.

Dla względnych zmian rocznych ceny energii elektrycznej i względnych zmian rocznych cen paliw wyznaczono wartości odchyłeń standardowych i współczynników korelacji pomiędzy ceną energii elektrycznej i ceną paliwa (tab. 5). Analiza na podstawie różnych źródeł (Aktualizacja... 2011; Kryzia 2010; Tarjanne, Rissanen 2000; Zaporowski 2008) kosztów wytwarzania energii elektrycznej skłania do przyjęcia następujących oszacowań udziału kosztu paliwa w strukturze kosztu wytwarzania (bez uwzględnienia kosztu inwestycyjnego): elektrownie kondensacyjne na węglu kamiennym 60%, elektrownie gazowe 94%, elektrownie opalane olejem opałowym 90% i elektrownie jądrowe 30%. Na tej podstawie wykorzystując wzór (12) oszacowano wartość odchylenia standardowego względnych zmian przychodu σ dla przykładowych technologii (tab. 5). Wartości powyższe są miarą niepewności w prezentowanej metodyce (wartość σ w równaniu (3)). W tabeli 5 wartości nieobciążonych estymatorów odchylenia standardowego podano w jednostkach względnych.

Zaprezentowane w tabeli 5 wartości współczynników korelacji liniowej Pearsona przyjmują zarówno dodatnie, jak i ujemne wartości, oznaczając silną dodatnią lub ujemną zależność liniową.



Rys. 2. Cena energii elektrycznej i ceny paliw produkcyjnych
 Źródło: World Bank 2012, International Monetary Fund 2012, NYMEX-CME Group 2012, globalCOAL 2012, Statystyka... 2007–2011)

Fig. 2. Electricity and fuel prices

TABELA 5. Wyniki obliczeń wartości odchylenia standardowego, współczynnika korelacji i estymatora odchylenia standardowego względnych zmian przychodu

Wielkość	Estymator odchylenia standardowego względnych zmian rocznych	Współczynnik korelacji pomiędzy względnymi zmianami ceny paliwa a względnymi zmianami ceny energii elektrycznej	Technologia wytwarzania energii elektrycznej	Estymator odchylenia standardowego względnych zmian przychodu
Cena energii elektrycznej	0,075	-	-	-
Cena uranu U ₃ O ₈	0,446	-0,564	elektrownie jądrowe LWR	0,19
Cena ropy naftowej (średnia)	0,638	-0,975	bloki opalane ciężkim olejem opałowym	0,57
Cena gazu ziemnego (rosyjski w Niemczech)	0,694	0,674	elektrownie gazowo-parowe	0,52
Cena węgla energetycznego (australijski w Newcastle)	0,253	-0,861	bloki opalane węglem kamiennym	0,15

TABLE 5. Results of calculation of standard deviation, correlation coefficient, and estimation of standard deviation of relative variability of revenue

Podsumowanie

Prognozowanie rozwoju energetyki w Polsce jest przedmiotem wielu analiz. W przypadku nowych inwestycji decyzje o wyborze technologii wytwarzania, podejmowane w ciągu najbliższych kilku lat, a mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, będą wpływać na konkurencyjność i stan gospodarki przez kilkadziesiąt lat. Decyzje będą podejmowane w sposób ciągły, dążąc do minimalizacji ryzyka inwestowania. Prezentowana metodyka *real options approach* umożliwia uwzględnienie niepewności w modelach decyzyjnych inwestycji.

W dotychczasowych publikacjach (np. Sowiński 2008) brak było wskazówek, w jaki sposób interpretować miarę niepewności, jaką jest wartość odchylenia standardowego względnych zmian przychodu. Niniejsza publikacja podejmuje próbę wypełnienia tej luki. Dla przykładowych technologii wytwarzania energii elektrycznej wyznaczono estymatory odchylenia standardowego względnych zmian przychodu i zaprezentowano w tabeli 5. Zgodnie z intuicyjnymi oczekiwaniami najmniejszą niepewnością charakteryzuje się technologia węglowa i jądrowa, dużą niepewnością technologia gazowa i oparta na ropie naftowej. Do obliczeń świadomie wybrano szeregi chronologiczne cen paliw na rynkach światowych, bo wobec globalizacji gospodarki w przyszłości tendencje światowe coraz mocniej będą wpływać na procesy gospodarcze w Polsce.

Duże wartości miary niepewności dla technologii gazowej i opartej na ropie naftowej wynikają zarówno z dużej zmienności cen gazu ziemnego i ropy naftowej, jak i dużego udziału kosztu paliwa (odpowiednio ok. 94% i 90%) w kosztach wytwarzania energii elektrycznej. Natomiast dla technologii jądrowej stosunkowo duża wartość odchylenia standardowego ceny uranu (0,446), charakteryzująca rozrzut zmienności ceny, nie wpływa tak istotnie na miarę niepewności z uwagi na niewielki udział kosztu paliwa uranowego (ok. 30%) w koszcie wytwarzania energii elektrycznej.

Oszacowane miary niepewności zastosowane w modelach decyzyjnych inwestycji, zbudowanych zgodnie z metodyką przedstawioną w rozdziale 1, w sposób zasadniczy wpływają na wyniki kryterium i wyznaczone wartości krytyczne (wzór 10). Większe oszacowania miary niepewności wpływają na większe wartości krytyczne (progowe).

Do oszacowań estymatorów odchylenia standardowego względnych zmian przychodu dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej należy podchodzić z pewną rezerwą, bo odchylenie standardowe silnie zależy od okresu, na podstawie którego jest wyznaczane. Ponadto w obliczeniach przyjęto uproszczenia, które w dokładniejszych analizach można uściślać, np. w podobny sposób jak zaprezentowano w artykule można analizować zmienność pozostałych składników kosztów, nie tylko kosztów paliwa (np. kosztów związanych z emisją gazów cieplarnianych). W prognozowaniu długoterminowym estymatory są wskazówką do tworzenia scenariuszy ich kształtowania się w przyszłości. W tym zakresie potrzebne są dalsze badania.

Literatura

- Aktualizacja... 2011 – Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030. Agencja Rynku Energii S.A., Umowa Ministerstwa Gospodarki nr IV/140/P/15004/4300/11/DEJ, wrzesień 2011 r.
- DIXIT A.K., PINDYCK R.S., 1994 – Investment under Uncertainty. Princeton University Press, Princeton, New Jersey, s. 135–199.
- GlobalCOAL, 2012 – Strona internetowa: <http://www.globalcoal.com/>
- GRUDZIŃSKI Z., 2011 – Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obligatoryjnego handlu na giełdzie energii. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2, s. 93–106.
- International Monetary Fund, 2012 – Strona internetowa: <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>
- KRYSA Z., 2010 – Obliczanie i kształtowanie się spreadów na rynkach energii. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 2, s. 281–292.
- KRYZIA D., 2010 – Analiza struktury wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem metod analizy portfelowej. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 2, s. 293–310.
- MIKOŁAJUK H., 2012 – Wyniki finansowe elektroenergetyki – kryzysowe? Mat. konf. Rynek Energii Elektrycznej, Kazimierz Dolny, 8–10 maja 2012.
- NYMEX – CME Group, 2012 – Strona internetowa: http://www.cmegroup.com/trading/metals/other/uranium_contract_specifications.html
- SOWIŃSKI J., 2008 – Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych. Monografie nr 148, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa.
- SOWIŃSKI J., 2008 – Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. *Rynek Energii* Nr I (II) – maj 2008, s. 81–87.
- SOWIŃSKI J., 2008 – Economic efficiency of power generation investments under uncertainty and risk – a review of models of options approach. *Przegląd Elektrotechniczny* Vol. 2008, Nr 9, Rok LXXXIV, s. 74–79.
- Statystyka... 2007–2011 – Statystyka Elektroenergetyki Polskiej. Agencja Rynku Energii S.A., roczniki 2007–2011
- TARJANNE R., RISSANEN S., 2000 – Nuclear Power: Least-Cost Option for Baseload Electricity in Finland. The Uranium Institute, Twenty Fifth Annual International Symposium 2000.
- World Bank, 2012 – Strona internetowa: <http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data>
- ZAPOROWSKI B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 531–542.

Janusz SOWIŃSKI

Uncertainty of price and cost of electricity in analyses of investment projects

Abstract

The purpose of this paper is an analysis of the uncertainty in decision-making models of investment. The models use the real options approach. The uncertainty measure in the models is the standard deviation of the relative variability of revenue. The revenue depends on many factors, but the most important are: electricity price on the energy market, cost of electricity, and quantity of electricity for sale per year. It is assumed that the capacity factor (the percentage of maximum output generated in an average year) is determined for selected technologies of electricity generation. The variability of price and cost of electricity is described in detail. Additionally, the influence of fuel prices on the cost of electricity is analyzed. The database of fuel and electricity prices is created using data from the World Bank, International Monetary Fund, NYMEX – CME Group, globalCOAL, and ARE S.A. The time series contain data from 2007 to 2011. Collected data include the following variables: electricity price in Poland, uranium (U_3O_8) monthly price in US dollars per pound, monthly price of crude oil (petroleum) in US dollars per barrel, Russian natural gas border price in Germany in US dollars per thousands of cubic meters, and Australian thermal coal in US dollars per metric tonne. Using the database, the values of the standard deviation of revenue for selected power plants, e.g. hard coal power plant, nuclear power plant, combined cycle gas turbine, and power plant with diesel engines, is estimated. In previous publications there were no hints as to how the uncertainty measure should be interpreted. On the basis of the calculation, certain conclusions are formulated. As a result, decision makers may gain some insight into how to estimate uncertainty measure values in long-term forecasting scenarios of power sector investment analysis.

KEY WORDS: power plant, technology of power generation, investment, uncertainty, electricity price, cost of electricity