

WIESŁAW JANIK

KAROLINA GAŁĄZKA

Politechnika Lubelska

DETERMINANTY WARTOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW WYTWARZAJĄCYCH ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

Streszczenie

Celem artykułu jest ocena dotychczasowej efektywności elektrowni zawodowych oraz wskazanie potencjalnych zagrożeń dla dalszego ich rozwoju. Do oceny wykorzystano miernik EVA. Część z analizowanych elektrowni generuje zyski ekonomiczne i dodatnie korzyści dla właścicieli. Sytuacja w tym sektorze może jednak ulec niekorzystnym zmianom z uwagi na duże problemy odtworzeniowo-modernizacyjne, wymogi pakietu klimatycznego UE oraz rozwój nowych technologii wspierających rozwój energetyki.

Słowa kluczowe: branża energetyczna, rentowność, potrzeby inwestycyjne

Wprowadzenie

Wraz z rozpoczęciem procesu transformacji polskiej gospodarki, z pewnym opóźnieniem, zaczęto reformować sektor elektroenergetyczny. Spośród wielu koncepcji zmian w tym sektorze zdecydowano się na tworzenie pionowo zintegrowanych koncernów energetycznych obejmujących producentów i dystrybutorów energii elektrycznej¹. Koncerny te skupiają wytwórców energii oraz przedsiębiorstwa zajmujące się dostarczaniem energii bezpośrednim użytkownikom.

¹ To jeden z możliwych modeli biznesowych w elektroenergetyce. Jego przeciwieństwem jest rozwiązanie, w którym za wytwarzanie i przesył energii odpowiadają dwie różne firmy (czyli model integracji poziomej). Problem, który z modeli jest bardziej efektywny, jest jeszcze daleki od rozstrzygnięcia (zob. F. Krawiec, *Energia*, Difin, Warszawa 2012, s. 183).

Przedmiotem zainteresowania w niniejszym opracowaniu są przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną. Energia elektryczna pochodzi z odpowiedniego przetworzenia źródeł pierwotnych, jakimi są paliwa kopalne (węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny, uran) i źródła odnawialne (woda, wiatr, biomasa itp.).

Polskie elektrownie wytwarzają energię elektryczną głównie na bazie spalania węgla kamiennego i brunatnego. W elektrowniach tych wytwarza się około 90% energii zużywanej w polskiej gospodarce (przez gospodarstwa domowe oraz przedsiębiorstwa, instytucje i inne podmioty życia gospodarczego i społecznego). Energia elektryczna wytwarzana jest w 19 elektrowniach zawodowych (systemowych), około 50 elektrociepłowniach zlokalizowanych w dużych aglomeracjach wytwarzających ciepło i energię elektryczną oraz w około 160 elektrociepłowniach przemysłowych funkcjonujących przy dużych przedsiębiorstwach. Te pierwsze wytwarzają około 75% energii elektrycznej zużywanej w kraju. Druga grupa firm wytwarza około 16%, zaś grupa trzecia około 5% energii elektrycznej.

Istotnym czynnikiem wpływającym na wartość spółek wytwarzających energię elektryczną jest polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej opierająca się na założeniu, że emisja CO₂ jest istotnym czynnikiem ocieplenia klimatu². Pakiet klimatyczno-energetyczny stawia polską gospodarkę, a w szczególności producentów energii elektrycznej, w bardzo trudnej sytuacji. Mają oni ponad sześćdziesięcioprocentowy udział w całości emisji CO₂ wytwarzanej przez polski przemysł³. Skutki wdrożenia tego pakietu będą więc bardzo dotkliwe pod względem ekonomicznym.

To sprawia, że przed polską energetyką stoją dwa podstawowe wyzwania: modernizacja i rozbudowa potencjału wytwórczego branży elektroenergetycznej. Nie pozostaną one bez wpływu na wartość przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną. Będą miały istotny wpływ na wydatki inwestycyjne oraz na bieżące koszty wytwarzania energii z uwagi na to, że produkcja energii elektrycznej w Polsce opiera się na węglu i nadal tak będzie. Prognozy w zakresie produkcji energii elektrycznej przewidują, że udział elektrowni węglowych w jej wytwarzaniu spadnie z obecnych 90% do 58% w roku 2030⁴, dlatego dalsze roz-

² Zob. J. Balcewicz, *Nadmierna redukcja CO₂ może rozwalić od środka unijne gospodarki*, „Energia Gigawat” 2011, nr 2.

³ Zob. A. Łakoma, *Bolesne skutki ochrony klimatu*, „Ekonomia & Rynek”, dodatek do „Rzeczypospolitej” z 17.03.2011.

⁴ Zob. m.in. raport Banku Światowego z lutego 2011 r. *Transition to a Low-Emissions Economy in Poland* oraz *Raport Polska 2030. Wyzwania Rozwojowe*, KPRM, Warszawa 2009.

ważania ograniczone zostaną do wytwórców bazujących na węglu kamiennym i brunatnym.

Celem artykułu jest ocena dotychczasowej efektywności elektrowni zawodowych oraz wskazanie potencjalnych zagrożeń dla dalszego ich rozwoju. Do tej oceny wykorzystano miernik EVA.

1. Rentowność elektrowni zawodowych w Polsce

Do analizy wybrano dziesięć spółek zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej⁵, których udział aktywów w wartości majątku wszystkich elektrowni zawodowych wynosił prawie 66%, a udział kapitałów własnych 36%, zaś udział w zysku ze sprzedaży stanowił 56% zysku osiągniętego przez wszystkie elektrownie zawodowe w Polsce w roku 2010. Wskaźnik ROE ukształtował się na średnim poziomie 13,02%. Była to rentowność znacząco wyższa od stopy zwrotu z inwestycji o najniższym ryzyku (obligacji skarbowych). Zapewniała właścicielom średnią premię za ryzyko w wysokości 5,80% w roku 2010. Jeżeli porównamy ten poziom ze średnią rentownością kapitałów w gospodarce (np. średnia wartość ROE w grupie przedsiębiorstw), to stwierdzimy, że polskie elektrownie wygenerowały dodatkową wartość dla właścicieli. Sytuacja w poszczególnych elektrowniach była zróżnicowana (tabela 1).

Najwyższą rentowność kapitałów własnych w roku 2010 osiągnęła Elektrownia Rybnik. Stopa zwrotu z kapitału własnego wynosiła 26,12%. Majątek tej elektrowni został sfinansowany w prawie 68% kapitałem własnym, który wynosił 1245,95 mln zł. Zysk ze sprzedaży za rok 2010 ukształtował się na poziomie 395,52 mln zł, zaś zysk netto wyniósł 325,47 mln zł. Wysoki poziom zysku netto i wysoką rentowność kapitałów własnych osiągnęła również Elektrownia Połaniec. W obu tych elektrowniach wskaźnik ROE ukształtował się na poziomie powyżej 20%. Najniższą stopę zwrotu z kapitałów własnych osiągnęło Przedsiębiorstwo Energetyczne Megawat i wynosiła ona 3,09%. Była to stopa zwrotu niższa od stopy korzyści z 5-letnich obligacji skarbu państwa.

⁵ Są to spółki, których pełne sprawozdania finansowe za lata 2006–2010, były dostępne.

Tabela 1

Aktywa, kapitały własne, zysk netto i wskaźniki rentowności w 2010 roku
w polskich elektrowniach

Lp	Wyszczególnienie	Aktywa (mln zł)	Kapitały własne (mln zł)	Zysk netto (mln zł)	ROE (%)
1	Elektrownia Pątnów, Adamów, Konin	2 988,33	2 001,45	232,93	11,64
2	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna	26 795,15	13 597,75	2 140,02	15,74
3	Energa	6 754,13	5 480,37	347,94	6,35
4	Przedsiębiorstwo Energetyczne Megawat	57,91	17,78	0,55	3,09
5	Turon Wytwarzanie	7 170,03	4 336,96	460,62	10,62
6	Elektrownia Rybnik	1 822,88	1 245,95	325,47	26,12
7	Elektrownia Kozienice	3 723,37	2 784,51	238,03	8,55
8	Elektrownia Połaniec	2 548,18	1 343,71	316,16	23,53
9	Elektrownia Skawina	781,79	538,26	41,84	7,77
10	Elektrownia Stalowa Wola	421,29	288,85	16,47	5,70
	Średnia	5 306,31	3 163,56	412,00	13,02

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych elektrowni zawodowych w Polsce za rok 2010.

Do kalkulacji kosztu kapitału własnego, jako stopę rentowności inwestycji wolnych od ryzyka, przyjęto stopę zwrotu z 5-letnich obligacji skarbowych. W roku 2006 stopa ta kształtowała się na średnim poziomie 5,30%. W latach 2007 i 2008 również wynosiła ponad 5%, natomiast w roku 2009 wzrosła do 6,30%. W roku 2010 ukształtowała się na poziomie 5,30%.

Koszt kapitału obcego został oszacowany na podstawie średniej stopy oprocentowania kredytów bankowych na cele inwestycyjne w dwudziestu największych bankach. Przy szacowaniu tego kosztu uwzględniono osłonę podatkową. W latach 2006–2008 oraz w roku 2010 średnia stopa oprocentowania kredytów na cele gospodarcze ukształtowała się na średnim poziomie powyżej 12%. W roku 2009 nastąpił mały spadek do poziomu 11,82%.

Na podstawie powyższych informacji uzyskano koszt kapitału całkowitego w latach 2006–2010, który w wybranych elektrowniach kształtował się na dość zróżnicowanym poziomie.

Najwyższy poziom kosztu kapitału oszacowano w Przedsiębiorstwie Energetycznym Megawat – 7,09%, gdzie udział kapitału własnego w finansowaniu majątku przedsiębiorstwa w latach 2006–2010 ukształtował się na średnim poziomie 63,92%, zaś średni udział zobowiązań długoterminowych 36,08%. Natomiast

najniższy koszt kapitału oszacowano w Elektrowni Połaniec i Stalowa Wola – 5,32% (tabela 2).

Tabela 2

Kalkulacja stopy dyskontowej w latach 2006–2010 (%)

Lp.	Wyszczególnienie	2006	2007	2008	2009	2010	Średnia
1	Elektrownia Pątnów, Adamów, Konin	7,11	6,89	6,62	6,23	5,83	6,54
2	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna	5,99	6,46	6,87	6,65	6,56	6,51
3	Energa	5,30	5,30	5,30	5,31	6,08	5,46
4	Przedsiębiorstwo Energetyczne Megawat	5,30	5,30	8,00	8,54	8,29	7,09
5	Turon Wytwarzanie	6,58	6,73	6,76	6,31	6,17	6,51
6	Elektrownia Rybnik	5,30	5,53	5,64	5,57	5,53	5,51
7	Elektrownia Kozienice	6,69	5,94	5,59	5,50	5,42	5,83
8	Elektrownia Połaniec	5,30	5,30	5,30	5,42	5,30	5,32
9	Elektrownia Skawina	6,33	6,21	6,13	6,09	5,56	6,06
10	Elektrownia Stalowa Wola	5,38	5,30	5,30	5,30	5,30	5,32
Średnia w latach		6,01					

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych elektrowni zawodowych w Polsce w latach 2006–2010.

Podstawowym celem przedsiębiorstwa jest zachowanie zdolności do osiągnięcia zysku ekonomicznego rozumianego, jako nadwyżka zysku operacyjnego nad kosztem kapitału zainwestowanego w przedsiębiorstwo. Wysokość tego zysku obliczono wzorem:

$$\text{Zysk ekonomiczny (EVA)} = \text{NOPAT} - \text{WACC} \times \text{TC},$$

gdzie:

- NOPAT – zysk na działalności operacyjnej po opodatkowaniu,
- WACC – średnioważony koszt kapitału,
- TC – kapitał przedsiębiorstwa.

W latach 2006–2010 średnia wartość zysku ekonomicznego w dziesięciu wybranych elektrowniach zawodowych wyniosła 418,47 mln zł. Oczywiście sytuacja w poszczególnych elektrowniach była zróżnicowana (tabela 3).

Tabela 3

Zyski ekonomiczne w polskich elektrowniach zawodowych
w latach 2006 – 2010 w mln zł

Lp.	ZYSK EKONOMICZNY (EVA)						Suma
	Wyszczególnienie	2006	2007	2008	2009	2010	
1	Elektrownia Pątnów, Adamów, Konin	-100,15	-57,07	14,75	297,08	47,64	202,25
2	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna	-126,57	-115,28	74,81	1 040,17	841,62	1 714,75
3	Energa	-0,033	-271,08	-279,96	-298,22	-423,89	-1 273,18
4	Przedsiębiorstwo Energetyczne Megawat	-9,16	-5,54	-6,74	-3,47	-2,67	-27,58
5	Turon Wytwarzanie	93,02	-154,23	-220,87	320,47	218,67	257,06
6	Elektrownia Rybnik	12,80	54,62	48,82	296,26	248,18	660,67
7	Elektrownia Kozienice	-38,84	53,77	-91,59	116,98	99,74	140,07
8	Elektrownia Połaniec	-82,90	-47,96	54,31	340,94	251,30	515,70
9	Elektrownia Skawina	-13,99	-15,76	-20,76	0,33	13,49	-36,68
10	Elektrownia Stalowa Wola	-26,45	-29,06	-8,75	1,16	2,42	-60,68

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych elektrowni zawodowych w Polsce w latach 2006–2010.

Sytuacja w poszczególnych elektrowniach była znacząco inna (tabela 3). Spośród dziesięciu analizowanych jednostek sześć elektrowni osiągnęło zyski ekonomiczne (60%), natomiast pozostałe jednostki wykazały straty. Na uwagę zasługuje fakt, że tylko jedna elektrownia – Elektrownia Rybnik – w całym analizowanym okresie wykazała dodatni wynik ekonomiczny, osiągając łączną wartość EVA 660,67 mln zł. Najwyższy zysk ekonomiczny oszacowano w roku 2009 na poziomie 296,26 mln zł. Jednocześnie również ta elektrownia wykazała dosyć wysoki poziom rentowności kapitałów własnych oraz koszt kapitału najbliższy średniej jego wartości w latach 2006–2010. Udział jej osiągniętego zysku ekonomicznego w łącznej wartości kapitałów własnych w analizowanym okresie wyniósł 50,49% przy wcześniej analizowanej wysokiej rentowności kapitałów własnych na poziomie prawie 31%.

2. Potrzeby odtworzeniowo-modernizacyjne

Obecnie w elektrowniach zawodowych funkcjonują bloki energetyczne o mocy od 120 do 500 MW. Ponad połowę mocy zainstalowanej jest w blokach o mocy 200 MW. W 2010 roku tylko 4 bloki miały moc 460–500 MW. Wiele z funkcjonujących bloków energetycznych jest przestarzałych. Około 37% zainstalowanych mocy wytwórczych pochodzi sprzed 20–30 lat, 43% elektrowni zawodowych ma ponad 30 lat. Średnia wieku bloku energetycznego w Polsce wynosi około 30 lat⁶. Stopień ich dekapitalizacji szacuje się na 73%⁷. Charakteryzują się niską sprawnością (na poziomie ok. 35%), tymczasem nowoczesne bloki osiągają sprawność na poziomie 45%. Wzrost sprawności wiąże się ze spadkiem emisyjności CO₂. Obecnie w Polsce funkcjonują tylko dwa nowoczesne bloki energetyczne. Kolejne są dopiero w trakcie budowy lub dopiero na etapie planowania. Bardziej szczegółowe dane o strukturze rzeczowego majątku trwałego i stopniu jego dekapitalizacji podano w tabeli 4.

Tabela 4

Struktura środków trwałych i wskaźniki umorzenia ich wartości w elektrowni zawodowych

Lp.	Wyszczególnienie	Udział w wartości brutto (%)		Wskaźnik umorzenia (%)	
		2005 rok	2010 rok	2005 rok	2010 rok
1	Maszyny i kotły energetyczne	49,03	46,46	67,86	65,77
2	Kotły grzejne	27,88	26,40	70,90	74,42
3	Turbozespoły i zespoły elektroenergetyczne	20,66	19,47	64,27	64,54
4	Urządzenia techniczne	17,90	18,31	72,12	65,17
5	Środki trwałe ogółem	100,00	100,00	64,72	62,28

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych URE.

Dalsze funkcjonowanie i rozwój wytwórców energii elektrycznej w Polsce wiąże się z koniecznością poniesienia wysokich wydatków inwestycyjnych na modernizację i rozbudowę elektrowni zawodowych opartych na węglu oraz na rozwój produkcji energii elektrycznej wykorzystujących źródła odnawialne

⁶ Zob. *Raport Polska 2030...*

⁷ Zob. C.T. Szyjo, *Ku globalnemu zarządzaniu środowiskiem: wojna czy pokój?*, „Energia Gigawat” 2012, nr 3.

i ewentualnie elektrowni jądrowych. Wielkość niezbędnych nakładów inwestycyjnych na rozwój tego sektora do 2030 roku szacuje się nawet na kwotę 500 mld zł⁸. Stan techniczny polskiej energetyki należy rozpatrywać w powiązaniu z pakietem klimatycznym UE.

3. Polityka klimatyczno-energetyczna jako czynnik kosztotwórczy

Pakiet jest bezpośrednio powiązany z polityką klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej, opierającej się na założeniu, że emisja CO₂ jest istotnym czynnikiem ocieplenia klimatu⁹. W związku z powyższym poszczególnym członkom UE wyznaczono określone zadania w zakresie ograniczenia emisji CO₂. W obecnie obowiązującym pakiecie Polska powinna ograniczyć emisję CO₂ o 20% do 2020 roku¹⁰. Od 2013 roku zostanie wprowadzony w Polsce handel pozwoleniami na emisję tego gazu. W pierwszych latach część pozwoleń będzie bezpłatna, zaś w miarę upływu czasu pula bezpłatnych pozwoleń będzie stopniowo zmniejszana, aż do całkowitego ich zaniku.

Skutki wdrożenia tego pakietu będą więc bardzo dotkliwe pod względem ekonomicznym. Według Banku Światowego z tego tytułu przyrost PKB w Polsce może być niższy o około 1,4% rocznie, zaś ceny energii elektrycznej wzrosną co najmniej o 26%¹¹. Inne prognozy są bardziej pesymistyczne i przewidują nawet dwukrotny wzrost cen energii elektrycznej w Polsce do roku 2030 (ze 194 zł/MWh w 2009 do 380 zł/MWh w 2030 roku). Największy wpływ na ceny będą miały koszty zakupu pozwoleń do emisji gazów cieplarnianych oraz nakłady inwestycyjne na odtworzenie i unowocześnienie aparatu wytwórczego. Przewiduje się, że w latach

⁸ Zob. P. Jeżowski, *Koszty polityki klimatycznej UE dla polskich przedsiębiorstw energetycznych*, referat wygłoszony na międzynarodowej konferencji naukowej nt. *Przedsiębiorstwa wobec zmian klimatu*, SGH, Warszawa, kwiecień 2011.

⁹ Wśród specjalistów, w tym również klimatologów, nie ma jednoznacznego przekonania, że za ocieplenie klimatu odpowiada działalność człowieka i związana z nią emisja CO₂. Zob. m.in. Z. Kasztelewicz, *Brunatna przyszłość*, „Nowa Energia” 2012, nr 1; F. Krawiec, *Rola odnawialnych źródeł energii w rozwiązywaniu globalnego kryzysu energetycznego*, w: F. Krawiec (red.), *Odnawialne źródła energii w świetle globalnego kryzysu energetycznego. Wybrane problemy*, Difin, Warszawa 2010, s. 27.

¹⁰ Trzeba zauważyć, że w ostatnim czasie KE chce zmienić pakiet klimatyczno-energetyczny, proponując zwiększenie redukcji CO₂ do 30% w latach 2013–2020 oraz o 80% do roku 2050.

¹¹ J. Balcewicz, *Nadmierna redukcja CO₂ może rozwalić...*

2013–2020 koszt ten wzrosnie od 2 zł/MWh do 100 zł M/Wh¹². Gdyby redukcja emisji CO₂ miała być wyższa (30%, jak proponuje KE w nowej wersji pakietu), wówczas skutki dla polskiej gospodarki byłyby jeszcze bardziej dotkliwe¹³.

Znaczący wzrost negatywnych skutków dla polskiej gospodarki (w porównaniu z wymienionymi wyżej) miałoby przyjęcie propozycji KE nazwanej umownie „Mapą drogową 2050”. Zakłada ona ograniczenie emisji CO₂ do roku 2050 o 80% w porównaniu z rokiem 1990. W przypadku energetyki redukcja ta miałaby wynieść 93–99%¹⁴. Wstępne szacunki wskazują, że w przypadku polskiej gospodarki oznaczałoby to utratę PKB w latach 2030–2050 w wysokości około 10–11%. Równocześnie ceny energii po roku 2020 byłyby trzy- lub nawet czterokrotnie wyższe w porównaniu z rokiem 2005¹⁵. Sytuacja ta wpłynęłaby również negatywnie na liczbę miejsc pracy oraz realny poziom dochodów gospodarstw domowych. W marcu 2012 roku projekt ten został oprotestowany przez Polskę. Jednakże Komisja Europejska nie zrezygnowała z dalszych prac nad nim, wyrażając nadzieję, że uda się go przekształcić w obowiązujące prawo.

Obecnie ceny pozwoleń kształtują się na poziomie 15 euro/t, jednakże przewiduje się ich stopniowy wzrost. We wszystkich obecnych prognozach zakłada się, że docelowo ceny te mogą wzrosnąć co najmniej dwu- (prognoza Johna Pierponta Morgana) lub nawet trzykrotnie (prognoza Deutsche Banku)¹⁶. Wysokie ceny pozwoleń mają zachęcać emitentów do stosowania niskoemisyjnych technologii.

By spełnić wymagania zawarte w pakiecie klimatycznym, potencjał wytwórczy musi zostać poddany głębokiej restrukturyzacji i modernizacji. Zmiany będą zmierzały w kierunku zwiększenia udziału w produkcji energii elektrycznej tzw. źródeł odnawialnych (wiatru, słońca, wody, biomasy itp.). Do roku 2020 udział energii pochodzącej z tych źródeł powinien wynieść nie mniej niż 15%.

¹² M. Kulesa, *Rynek energii elektrycznej w Polsce w 2012 roku i latach późniejszych*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2012, nr 3.

¹³ Oczywiście nie są to wszystkie możliwe skutki. Wzrost cen energii elektrycznej spowoduje wzrost kosztów produkcji w innych przedsiębiorstwach, spadek ich konkurencyjności na rynku globalnym i tym samym spadek ich wartości. Może stać się również przyczyną migracji firm do krajów, gdzie ceny energii będą niższe.

¹⁴ C.T. Szyjo, *Ku globalnemu...*

¹⁵ Zob. S. Tokarski, J. Janikowski, *Energetyczne mapy drogowe i bezdroża. Podsumowanie wydarzeń z roku 2011*, „Polska Energia” 2012, nr 1.

¹⁶ A. Łakoma, *Bolesne skutki...*

Równocześnie musi być zmodernizowany potencjał wytwórczy elektrowni zawodowych.

Przestarzałość techniczna wyposażenia polskich elektrowni zawodowych powoduje, że ich dalsze funkcjonowanie jest związane z koniecznością ponoszenia wysokich kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ lub wdrażaniem technologii wychwytywania i magazynowania tego gazu. Są to technologie nowe, drogie, lecz również budzące wiele wątpliwości wśród specjalistów. Ich zdaniem, zastosowanie tych technologii wpłynie na obniżenie sprawności bloków energetycznych, zwiększy zużycie surowców i spowoduje konieczność sprężania i transportu CO₂ na znaczne odległości oraz jego składowania w górotworze. Rezultatem będzie wzrost kosztów produkcji energii oraz wzrost zapotrzebowania na nią¹⁷. Ocena kosztów inwestycji związanych z CCS i ich eksploatacji jest trudna do jednoznacznego oszacowania, gdyż nie istnieje jeszcze w praktyce pełnoskalowe zastosowanie tej technologii¹⁸.

Opisane wyżej przesłanki wskazują z jednej strony na wysokie zapotrzebowanie na środki finansowe (kapitał) niezbędne do modernizacji energetyki w Polsce, z drugiej zaś na znaczący wzrost bieżących kosztów produkcji energii elektrycznej spowodowanych polityką klimatyczną UE. Wzrost kosztów produkcji energii będzie wynikał zarówno z wysokich cen zakupu pozwoleń na emisję CO₂, jak i ze wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych, której wytwarzanie jest droższe niż w elektrowniach konwencjonalnych. Obecnie koszty wytworzenia energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych są dwukrotnie wyższe niż w elektrowniach węglowych, podobnie jest w innych elektrowniach opartych na źródłach odnawialnych. Rozwój tego podsektora nastąpił dzięki pomocy publicznej. W latach 2007–2013 na wsparcie finansowe rozwoju OZE przeznaczono ponad 3 mld zł funduszy pomocowych UE. W perspektywie finansowej 2014–2020 przewiduje się, że kwota ta będzie wyższa¹⁹.

¹⁷ Zob. M. Swora M., *Niebezpieczeństwo energetyczne – sieci elektroenergetyczne*, w: M. Swora (red.), *W kierunku nowoczesnej polityki energetycznej. Energia elektryczna*, Raport Instytutu Obywatelskiego, Warszawa 2011, s. 113 oraz *Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, ARE, Warszawa 2011.

¹⁸ J. Malko, *Technologie CCS na europejskim rynku energii*, „Rynek Energii” 2011, nr 5.

¹⁹ Zob. G. Wiśniewski, K. Michałowska-Knap, A. Arcipowska, P. Dziomski, *Energetyka odnawialna jako dźwignia społeczno-gospodarczego rozwoju województw do 2020 roku*, Instytut Energii Odnawialnej, Warszawa 2012.

Podsumowanie

Omówiona sytuacja stwarza nowe warunki do przyszłego funkcjonowania i rozwoju elektrowni zawodowych. Należy przewidywać, że rynek energii elektrycznej będzie ewaluować w kierunku wzrostu konkurencji. Pojawią się nowe produkty wytwarzające energię elektryczną ze źródeł niekonwencjonalnych. Nie można zatem zakładać, że rosnące ceny energii w pełni zrekompensują rosnące koszty wytwarzania w elektrowniach zawodowych. Oznaczałoby to obniżenie efektywności funkcjonowania tychże podmiotów i spadek ich wartości²⁰.

Przedstawiona wyżej sytuacja wskazuje, że czynniki wpływające na wartość przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną na bazie węgla mają nieco inny charakter w odróżnieniu od większości przedsiębiorstw produkcyjnych. Wartość tych spółek zależy nie tylko od przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, które stosunkowo łatwo jest oszacować, lecz także w dużej mierze od czynników o charakterze prawnym, takich jak ograniczenia w zakresie emisji CO₂, zasady obrotu energią itp. Czynniki te mają głównie charakter kosztotwórczy, wpływając bezpośrednio na poziom kosztów operacyjnych (opłaty za pozwolenie na emisję CO₂, wielkość koniecznych nakładów inwestycyjnych związanych z wdrożeniem czystych technologii węglowych). Dodatkowym czynnikiem jest wspieranie z budżetów publicznych produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Obecnie produkcja bez tego wsparcia byłaby nieopłacalna.

Wpływ czynników politycznych na wartość spółek wytwarzających energię elektryczną jest bardzo wysoki. Dotyczy to nie tylko elektrowni węglowych. Czynniki polityczne mają również duży wpływ na wartość elektrowni jądrowych. Wystarczy przytoczyć decyzje rządu Niemiec w sprawie zamykania tych elektrowni czy sprzeciw lokalnych społeczności w Polsce dotyczący lokalizacji takich elektrowni na ich terenie.

Przewidywane dalsze zmiany w prawie energetycznym UE oraz w technologiach wspierających rozwój energetyki prawdopodobnie spowodują istotne zmiany na rynku energii elektrycznej. Zakłada się dalszą deregulację tego rynku. Wzrośnie rola klientów (ostatecznych odbiorców tej energii). W tych warunkach wartość przedsiębiorstw wytwarzających energię w coraz większym stopniu zale-

²⁰ Opublikowany przez European Technology Platform (ETP) w marcu 2012 r. dokument nt. rozwoju technologii wspierających energię przewiduje do 2035 r. wzrost znaczenia rozproszonych wytwarzania energii elektrycznej.

żeć będzie od zarządzania kosztami, a w szczególności od ich kontroli i dostosowania ich poziomu do cen rynkowych.

Literatura

- Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, ARE, Warszawa 2011.
- Balcewicz J., *Nadmierna redukcja CO₂ może rozwalić od środka unijne gospodarki*, „Energia Gigawat” 2011, nr 2.
- Jeżowski P., *Koszty polityki klimatycznej UE dla polskich przedsiębiorstw energetycznych*, referat wygłoszony na międzynarodowej konferencji naukowej nt. *Przedsiębiorstwa wobec zmian klimatu*, SGH, Warszawa, kwiecień 2011.
- Kasztelewicz Z., *Brunatna przyszłość*, „Nowa Energia” 2012, nr 1.
- Krawiec F., *Energia*, Difin, Warszawa 2012.
- Krawiec F., *Rola odnawialnych źródeł energii w rozwiązywaniu globalnego kryzysu energetycznego*, w: F. Krawiec (red.), *Odnawialne źródła energii w świetle globalnego kryzysu energetycznego. Wybrane problemy*, Difin, Warszawa 2010.
- Kulesa M., *Rynek energii elektrycznej w Polsce w 2012 roku i latach późniejszych*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2012, nr 3.
- Łakoma A., *Bolesne skutki ochrony klimatu*, „Ekonomia & Rynek”, dodatek do „Rzeczypospolitej” z 17.03.2011.
- Malko J., *Technologie CCS na europejskim rynku energii*, „Rynek Energii” 2011, nr 5.
- Raport Polska 2030. Wyzwania rozwojowe*, KPRM, Warszawa 2009.
- Swora M., *Niebezpieczeństwo energetyczne – sieci elektroenergetyczne*, w: Swora M. (red.), *W kierunku nowoczesnej polityki energetycznej. Energia elektryczna*, Raport Instytutu Obywatelskiego, Warszawa 2011.
- Szyjo C.T., *Ku globalnemu zarządzaniu środowiskiem: wojna czy pokój?*, „Energia Gigawat” 2012, nr 3.
- Tokarski S., Janikowski J., *Energetyczne mapy drogowe i bezdroża. Podsumowanie wydarzeń z roku 2011*, „Polska Energia” 2012, nr 1.
- Transition to a Low-Emissions Economy in Poland*, raport Banku Światowego, 2011.
- Wiśniewski G., Michałowska-Knap K., Arcipowska A., Dziomski P., *Energetyka odnawialna jako dźwignia społeczno-gospodarczego rozwoju województw do 2020 roku*, Instytut Energii Odnawialnej, Warszawa 2012.

DETERMINANTS OF THE COMPANIES PRODUCING ELECTRICITY

Summary

This article aims to evaluate the effectiveness of existing companies producing electricity and identify potential risks to further their development. For this evaluation used standard EVA. Some of the analyzed companies producing electricity generates economic benefits and positive benefits to the owners. The situation in this sector, however, can be unfavorable changes due to the reconstruction and big problems – and modernization, the requirements of the EU climate package and the development of better technology to support the development of energy.

Keywords: Energy industry, profitability, investment needs

Translated by Wiesław Janik, Karolina Gałqzka