

Sławomir Jankiewicz*

Główne uwarunkowania wpływające na wartość przedsiębiorstw dystrybucji energii elektrycznej w Polsce

Wstęp

Problemy ekonomiczne wielu przedsiębiorstw (które uwidoczniły się na przełomie XX i XXI wieku) pokazały, że położenie nacisku na krótkookresowy cel, jakim jest zysk, ma katastrofalny wpływ na funkcjonowanie i rozwój firmy. Zarządy, maksymalizując własne korzyści uzyskiwane z kontraktu, który związany był z wynikiem finansowym, nie interesowały się długookresowym rozwojem spółki. Upadki banków (w tym Lehman Brothers, który ogłosił bankructwo we wrześniu 2008 roku, po 158-letnim okresie działalności) lub konieczność ich znacznego dofinansowania, by uchronić od likwidacji, z którymi mieliśmy do czynienia kilka lat temu, a wcześniej problemy przedsiębiorstw w USA (zapoczątkowane bankructwem w 2001 roku największego dostawcy energii elektrycznej i gazu na rynek amerykański, tj. firmy Enron, a które osiągnęły apogeum rok później, kiedy to wystąpiła największa fala bankructw od czasu wielkiego kryzysu z lat trzydziestych XX wieku), spowodowały zmianę perspektywy oceny z krótkookresowej na długookresową. Wyznacznikiem zamiast zysku stał się potencjał zysku [Jankiewicz, 2007]. Firmy zaczęły budować system, w którym każdy ma działać na zwiększenie wartości firmy, co pozwala osiągać lepsze przychody i rentowność oraz efektywniejsze lokowanie kapitału. W efekcie takie przedsiębiorstwo jest lepiej postrzegane na rynku (w tym kapitałowym).

Zwrócić należy uwagę, że nie wszystkie firmy zmieniły swoje postępowanie. Dotyczy to np. niektórych banków. Mimo że otrzymały one dużą pomoc państwa i obecnie mają pozytywne wyniki, nadal są obciążone dużym ryzykiem bankructwa. Dla krótkotrwałego zysku podjęły bowiem decyzję o wysokim zlewarowaniu wynoszącym nawet 78:1, a więc większym niż posiadał zlikwidowany Lehman Brothers (29:1).

W Polsce dużo firm wprowadziło zarządzanie wartością (*Value Based Management*). Próbuje to też robić przedsiębiorstwa energetyczne,

* Dr hab., prof. WSB, Instytut Nauk Ekonomicznych, Wydział Finansów i Bankowości, Wyższa Szkoła Bankowa w Poznaniu, al. Niepodległości 2, 61-874 Poznań, slawomir.jankiewicz@wsb.poznan.pl

w których większość udziałów ma państwo. Jednak kreowanie wartości w tego typu podmiotach utrudniają uwarunkowania (tak zewnętrzne, jak i wewnętrzne).

Celem artykułu jest zwrócenie uwagi na najważniejsze uwarunkowania majątkowo-właścicielskie wpływające na wartość największych krajowych przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej. Jest to istotne, ponieważ przed branżą stoją duże wyzwania. Wymagać one będą znacznego finansowania, co bez odpowiedniego wzrostu wartości przez te firmy nie będzie możliwe.

Pojęcie wartości przedsiębiorstwa w literaturze jest różnie rozumiane [Chomać, 2004; Copeland i inni, 1997; Dudycz, 2002; Jaki, 2012; Mączyńska, 2011]. Mamy przy tym do czynienia z wieloma metodami jej pomiaru oraz technikami szacowania poszczególnych elementów (np. ryzyka, kosztu kapitału) [Kaczmarek, 2010]. Niezależnie od sposobu liczenia wartość uzależniona jest od czynników, które długookresowo wpływają na firmę. Dlatego w niniejszym artykule skupiono się na syntetycznej analizie wybranych uwarunkowań i nie prezentowano zagadnień z zakresu wartości przedsiębiorstwa.

1. Sytuacja w zakresie linii przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej w Polsce

W Polsce przesyłem energii elektrycznej zajmuje się państwowa spółka – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE) [ustawa, 1997, art. 9c ust. 2]. Przedsiębiorstwo to zobowiązane jest m.in. do zabezpieczenia pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (w tym jego bilansowania, rozbudowy i zapewnienia ekonomicznej pracy), dbanie o jego powiązania transgraniczne oraz zapewnienie infrastruktury dla krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej. Spółka obsługuje sieć wysokich napięć w całym kraju, którą tworzy 246 linii o łącznej długości 13 519 km, w tym:

- 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km,
- 77 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5383 km,
- 168 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 8022 km,
- podmorskie połączenie 450 kV łączące Polskę ze Szwecją o długości 254 km.

Liniami napięcia średniego i wysokiego (w zakresie 60–110 kV), będącymi sieciami dystrybucyjnymi, zarządzają operatorzy systemu przesyłowego (OSD). Długość linii średniego napięcia w kraju wynosi ok. 235 tys. km linii napowietrznych i ok. 70 tys. km linii kablowych oraz

ponad 470 tys. km niskiego napięcia [Energetyka, 2014; Niewiedział, Niewiedział, 2012].

W 2013 roku na terenie Polski działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wykonywało 158 podmiotów wyznaczonych decyzjami URE. Z tego 5 firm zostało wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych, a 153 to OSD niepodlegające obowiązkowi wydzielenia prawnego (przy czym część z nich pełnienie funkcji operatora rozpoczęła po 1 stycznia 2014 roku) [Raport, 2014]. Największe przedsiębiorstwa tego typu funkcjonują w ramach grup kapitałowych będących przedsiębiorstwami energetycznymi pionowo zintegrowanymi i są to:

- PGE Dystrybucja S.A.,
- Enea Operator Sp. z o.o.,
- Tauron Dystrybucja S.A.,
- Energa-Operator S.A.

Nadzór właścicielski nad tymi grupami sprawuje Skarb Państwa.

W przypadku RWE Stoen Operator Sp. z o.o. (jednego z ważniejszych OSD) głównymi akcjonariuszami są podmioty prywatne. Przedsiębiorstwo to prowadzi dystrybucję na terenie Warszawy.

Zasadniczym obowiązkiem OSD jest zapewnienie odbiorcom ciągłego dostępu do wysokiej jakości energii elektrycznej. Oznacza to, że są one zobligowane do dbania o sieć, tj.: eksploatację, konserwację, rozbudowę, jak najszybsze usuwanie awarii, zarządzanie przepływem energii.

W polskim systemie elektroenergetycznym dominują sieci napowietrzne. Zakopane w ziemi kable stosowane są tylko w dużych aglomeracjach miejskich, przy przesyłach prądu o niskim i średnim napięciu. Sieci przesyłowe o napięciu 400 i 220 kV są praktycznie w 100% napowietrzne, z wyjątkiem kablowego połączenia na dnie Bałtyku między Polską a Szwecją [URE].

Zgodnie z art. 9 ust. 1 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 roku dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE [dyrektywa, 2009] wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej działają w formule pełnego rozdziału właścicielskiego.

2. Majątek jako czynnik kreowania wartości OSD

W branży energii elektrycznej mamy do czynienia z dużą innowacyjnością. Powoduje ona z jednej strony systematyczny wzrost produkcji

energii z wykorzystaniem odnawialnych źródeł, co potwierdzają analizy Bloomberg New Energy Finance (wynika z nich, że w 2013 roku na świecie oddano do użytku 143 GW mocy elektrowni opartych o odnawialne źródła energii wobec 141 GW ze źródeł wykorzystujących paliwa kopalne [Bloomberg New Energy Finance]) oraz dane dotyczące Polski [Biuletyn URE, s. 14–15]. Z drugiej natomiast wpływa na powstawanie niewielkich elektrowni, na co zwracają uwagę m.in. eksperci PwC i ING Banku Śląskiego w raporcie „Koniec tradycyjnej energetyki? Jak wygrać w dobie zmian?” [2015]. Raport analizuje również wyniki z tego przeszacowanie wartości w wytwarzaniu, dystrybucji i sprzedaży energii.

Wpływa to zasadniczo na sieci średnich i niskich napięć, przed którymi stają wyzwania dostosowania do podłączenia generacji rozproszonej oraz zbilansowania jej nierównomiernej pracy. Konieczne są inwestycje w tzw. inteligentne sieci elektroenergetyczne, czyli takie, które „są w stanie efektywnie integrować zachowanie i działanie wszystkich podłączonych do nich użytkowników – wytwórców, konsumentów i użytkowników będących zarówno wytwórcami, jak i konsumentami” oraz pozwalające na stworzenie „oszczędnego pod względem gospodarczym i zgodnego z zasadami zrównoważonego rozwoju systemu energetycznego, charakteryzującego się niskim poziomem strat oraz wysoką jakością i bezpieczeństwem dostaw” [*Energy Roadmap 2050*, 2011].

Inwestycje w inteligentne systemy dystrybucji wymagają znacznych nakładów finansowych. Stworzenie nowoczesnej infrastruktury sieci elektrycznych oraz rurociągów gazowych w całej Wspólnocie związane jest z inwestycjami na poziomie ok. 200 mld euro w tej dekadzie [Komisja europejska]. Komisja europejska zwraca też uwagę, że potencjał przedsiębiorstw z tej branży pozwoli tylko na zapewnienie połowy niezbędnych inwestycji oraz że nie wszystkie one będą opłacalne [Komisja europejska].

W Polsce tylko jeden element systemu inteligentnych sieci – wprowadzenie inteligentnych liczników – może kosztować ponad 9 mld zł i dotyczyć ok. 13 mln urządzeń [*Finansowanie czystej energii*, 2013]. Pozwoli jednak spełnić wymogi unijnej dyrektywy, która zobowiązuje kraje członkowskie do zamontowania inteligentnych liczników minimalnie u 80% odbiorców do 2020 roku [Ernst&Young, 2010].

Ponadto postępująca urbanizacja oraz zmiana głównych czynników wzrostu gospodarczego wymagać będzie dalszego rozwoju sieci dystrybucji energii elektrycznej [*Finansowanie czystej energii*, 2013]. Obecnie

zagęszczenie jest bowiem niewystarczające (41 km sieci na 1000 km²) i kilkakrotnie niższe od krajów wysoko rozwiniętych, bazujących na innowacyjności (np. w Szwajcarii wynosi ono 160 km, Niemczech – 100 km, a Francji 90 km) [Stankowska, 2009; Raport, 2009].

Przyrost PKB, jaki obserwowaliśmy w kraju od momentu przemian gospodarczych, był przede wszystkim efektem wykorzystania prostych czynników wzrostu (w tym relatywnie niskich płac). Konkurencyjność zapewniały więc niskie koszty pracy, a nie innowacyjność. Przy takiej strukturze gospodarki jakość infrastruktury energetycznej ma mniejsze znaczenie. Przejście do gospodarki opartej na wiedzy (co musi nastąpić, jeżeli chcemy osiągnąć wysokie tempo rozwoju gospodarczego) spowoduje wzrost znaczenia energii elektrycznej o stabilnych parametrach [Jankiewicz, 2014]. Nie ma bowiem możliwości stworzenia nowoczesnej gospodarki z napięciem, którego wartość ulega dużym wahaniom (z czym mamy do czynienia na niektórych obszarach), czy częstymi awariami (np. w roku 2013 średni wskaźnik liczby dłuższych wyłączeń w roku wyniósł ok. 4, przy 0,5 w Niemczech i Danii) i wskaźnikiem przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy w dostawie prądu wynoszącym ponad 400 minut [Fundacja].

Konieczność rozbudowy sieci dystrybucji związana będzie też ze spodziewanym wzrostem zużycia energii elektrycznej, który musi nastąpić wraz z bogaceniem się społeczeństwa. Prognozuje się, że do 2030 roku w kraju zużycie energii elektrycznej *per capita* wzrośnie do ok. 7000–7500 kWh (czyli osiągnie poziom krajów wysoko rozwiniętych, jak np. Niemcy, gdzie zużycie energii to ok. 6700 kWh *per capita* na rok), a więc o ok. 3500–4000 kWh. Uwzględniając nawet wzrost efektywności, i tak będziemy mieli do czynienia ze wzrostem zużycia energii elektrycznej.

Wszystkie te zmiany gospodarcze wymagały będą kolejnych znacznych nakładów na infrastrukturę w OSD.

Powyżej zaprezentowane kwestie dotyczyły potrzeb inwestycyjnych związanych z rozwojem. W Polsce problemem jest nie tylko przyszłość sieci, ale również jej obecna znaczna dekapitalizacja [Jankiewicz, 2013, s. 27–38; Żmijewski, Sokołowski, 2010, s. 87–94]. Od momentu przemian systemowych skupiano się głównie na wypracowaniu strategii funkcjonowania tego typu przedsiębiorstw niż potrzebach inwestycyjnych. Zanedbano potrzebne modernizacje, które wynikały z cyklu życia majątku, oraz spowodowano, że średni wiek linii energetycznych jest wysoki i bliski technicznemu zużyciu (nie mówiąc już o zużyciu moralnym).

Negatywnie wpłynęło to na wartość OSD, ale z punktu widzenia właściciela, zarządów oraz pracowników było elementem pożądanym i pozytywnym. Mniejsze od potrzeb inwestycje przekładały się na zwiększoną płynność i wyniki finansowe. Pozwalało to Skarbowi Państwa na pobieranie relatywnie wysokiej dywidendy, co było (i jest) szczególnie ważne w kontekście deficytu budżetowego. Pracownicy mieli podstawę do żądania większych podwyżek – „bo są dobre wyniki” (podejście to częściowo zahamowało nieujmowanie przez Urząd Regulacji Energetyki w dopuszczalnej cenie za dystrybucję nadmiernego wzrostu płac), a zarządy ograniczały ryzyko związane z prowadzonymi inwestycjami (wystarczy przywołać m.in. problem z uzyskaniem zgody właścicieli gruntów na przeprowadzenie linii oraz postawienie słupów, także przy ich wymianie, uzyskaniem pozwoleń na budowę oraz czasem, przez jaki w ciągu roku można prowadzić inwestycje, np. z powodu sezonu letniego ptaków) i zarzuty o zbyt długie ich prowadzenie, obecnie bowiem budowa jednego kompleksowego odcinka sieci może trwać 25 i więcej lat (zwrócił na to uwagę prezes ENEA Operator Michał Jarczyński na konferencji „Ekonomia i Zarządzanie Energią a Rozwój Gospodarczy”).

Obecnie odtworzenie majątku dystrybucyjnego wymaga znacznych nakładów finansowych i związane jest z długim okresem. OSD planują, że w latach 2013–2017 na sieć dystrybucyjną wydadzą ponad 9,9 mld zł. Dla poprawy sytuacji należy do 2030 roku zainwestować w elektroenergetykę co najmniej 200 mld zł. Minister Karpiński na Europejskim Kongresie Gospodarczym w Katowicach, który odbył się w tym roku, poinformował, że nakłady inwestycyjne polskich firm energetycznych, w których Skarb Państwa posiada udziały, powinny wynieść ok. 25 mld euro do 2020 roku [zob. też Raport, 2008]. Przy czym minimum niezbędne to 60 mld zł do 2020 roku [Program, 2014; *Finansowanie inwestycji energetycznych*, 2011].

Z uwagi na standing ekonomiczno-finansowy OSD mogą mieć trudności ze sfinansowaniem potrzebnych inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych. Nie są bowiem w stanie wygospodarować dodatkowych środków własnych, a URE prawdopodobnie nie wyrazi zgody na przerwienie ich na społeczeństwo, bo wymagałoby to znacznego wzrostu ceny przesyłu (co negatywnie wpłynęłoby na gospodarstwa domowe i konkurencyjność przedsiębiorstw). Trudno też będzie pozyskać tak duże finansowanie zewnętrzne po akceptowalnej cenie. Prawdopodobnie

możemy oczekiwać również problemów administracyjnych przy realizacji tak wielu inwestycji jednocześnie.

Ryzyko finansowe i administracyjne związane z inwestycjami w sieć dystrybucji energii elektrycznej oraz obecny jej stan wpływają negatywnie na wartość OSD i niską ich wycenę. W przyszłości, gdy uda się im opracować realną strategię oraz doprowadzić do jej konsekwentnego wdrożenia, można oczekiwać wzrostu wartości tego typu firm. Szczególnie gdy URE pozwoli na przerzucenie tych inwestycji na społeczeństwo.

3. Uwarunkowania właścicielskie i prawne a wartość przedsiębiorstw dystrybucji energii elektrycznej

OSD działają w warunkach monopolu naturalnego i braku konkurencji na rynku, którą trudno jest jednak zapewnić. Istnienie kilku linii przesyłowych, różnych podmiotów na tym samym terenie oznaczałoby wyższe koszty przypadające na jednostkę z uwagi na ich dublowanie i wzrost cen, co byłoby sprzeczne z efektywnością. Ponadto doprowadzenie do takiej sytuacji wcale nie musi długookresowo doprowadzić do wzrostu konkurencji (np. z uwagi na wojnę cenową, która pozostawiłaby na rynku znowu tylko jeden podmiot zarządzający siecią na danym terenie). Nie mogąc doprowadzić do konkurencji na rynku opanowanym przez monopol naturalny, państwo stara się regulować cenę. Dlatego we wszystkich krajach Wspólnoty taryfy przesyłowe zatwierdzane są przez organ administracyjny. Kalkulacja opłaty obejmuje podstawowe koszty infrastruktury sieciowej, koszty zarządzania systemem oraz koszty usług dodatkowych. Odbiorcy pokrywają również koszty strat sieciowych oraz zarządzania obciążeniami systemu. W tym przypadku istnieją różne sposoby ich ujmowania: od bezpośredniego w taryfie przesyłowej, poprzez opłaty dodatkowe, do rozliczania ich w cenie za energię elektryczną.

W przypadku Polski organem administracji rządowej zobowiązanym do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji jest Urząd Regulacji Energetyki (URE). Zasady kształtowania ceny reguluje natomiast Prawo energetyczne [ustawa, 1997] oraz rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (dalej zwane rozporządzeniem) [rozporządzenie, 2011].

Generalnie prawo pozwala tak kształtować opłaty za dystrybucję, by zapewnić pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej

wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w działalność [ustawa, 1997, art. 44]. Przy czym udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie może być większy niż ustalony przez URE [ustawa, 1997, art. 45 pkt 5].

Zakres kosztów uzasadnionych wliczanych do kosztów stałych określa art. 18 ust. 1 rozporządzenia. Należą do nich zarówno koszty ponoszone przez operatora danego systemu dystrybucyjnego (koszty eksploatacji sieci, koszty wynikające z nakładów na odtworzenie, modernizację i rozwój sieci, część kosztów wynikających z nakładów na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia nowych podmiotów), jak i koszty usług przesyłowych zakupionych u innych operatorów.

W celu ochrony odbiorców przed nadmiernym wzrostem kosztów, które jako monopolista może narzucić OSD, wprowadzono w Polsce wskaźnik dopuszczalnych zmian cen i stawek opłat w kolejnych latach. Opiera się on na zmianach podstawowych parametrów ekonomicznych, tj.: inflacja oraz wzrost poziomu wybranych cen i stawek. Jednak restrykcyjność tego wskaźnika była ograniczona, a więc nie zmuszał on OSD do szybkiego przyrostu efektywności, jak to robiono np. w Wielkiej Brytanii, gdzie w przypadku monopolisty (British Telecom) z innej branży (komunikacyjnej) regulator – Office of Telecommunications – pozwalał na wyznaczenie maksymalnej ceny równej stopie inflacji pomniejszonej o ustalany raz na kilka lat parametr, który początkowo wynosił 3.

URE więc nie spełniał dobrze swojej roli. Wynikało to z wielu czynników, m.in. silnych związków zawodowych, które wymuszały odejście od restrukturyzacji i obniżki kosztów, tzw. kapitalizmu politycznego powodującego, że w wielu przypadkach ważniejsze były interesy monopolisty niż społeczeństwa. Wprawdzie URE, regulując cenę za dystrybucję energii elektrycznej, nie zgadzał się na znaczny wzrost płac, ale nie wymuszał wzrostu efektywności. Pozwalał na utrzymywanie przerostu zatrudnienia oraz nie wpływał na wzrost efektywności inwestycji. Podejście takie było korzystne dla OSD, ponieważ gwarantowało im wysoką rentowność bez potrzeby zmian. Wpływało też pozytywnie na wartość przedsiębiorstw.

Jeżeli chcemy budować innowacyjną gospodarkę, musimy wymóc zwiększenie efektywności spółek dystrybucyjnych. Wymaga to zmiany podejścia. Należy tak ustalić parametr, by uwzględnił on optymalizację kosztów, co może oznaczać stabilizację lub nawet spadek ceny za dys-

trybucję. W tym przypadku będzie to mieć negatywny wpływ na wartość OSD. W pierwszym okresie ulegnie ona spadkowi, jednak – co należy podkreślić – po pozytywnym procesie restrukturyzacji wartość powinna wzrosnąć.

W państwie praworządnym wszelkie działanie gospodarcze musi mieć podstawy prawne. Od ich jakości zależy to, czy osiągniemy cele. Jeśli normy będą źle sformułowane, to podmioty nie wiedzą, jak postępować, albo układy gospodarcze zachowują się zupełnie inaczej niż zostało to założone [Jankiewicz, 2006]. W przypadku OSD regulacje prawne dotyczące prowadzonych inwestycji negatywnie wpływają na wartość przedsiębiorstwa. Po pierwsze, związane to jest z ogólnie złą jakością prawa w Polsce [*Bariery rozwoju przedsiębiorstw...*, 2013]. Mało przejrzyste prawo oraz częste zmiany komplikują system, który powoduje podwyższenie kosztów działalności firm i uniemożliwia planowanie w dłuższej perspektywie działalności gospodarczej. Dopełnieniem negatywnych cech tego systemu jest jego uznaniowość.

Po drugie, dotyczy to szczegółowych rozwiązań prawnych w zakresie inwestycji w sieci dystrybucji energii elektrycznej. Obecnie uzyskiwanie pozwoleń na budowę może trwać nawet 12 lat. Równie trudne i czasochłonne jest uzyskanie uwarunkowań środowiskowych. Dochodzą do tego problemy z procesami planistycznymi i respektowaniem ustawy o zamówieniach publicznych, która negatywnie wpływa na efektywność. Z tego powodu średni czas kompleksowej budowy linii przesyłowej wynosi 7–15 lat.

Prawo, utrudniając działalność OSD i wpływając na wzrost kosztów oraz ryzyka prowadzonych inwestycji, powoduje obniżenie wartości tych firm. Jego zmiana (w tym wprowadzenie tzw. ustawy korytarzowej, która ureguluje proces ustanawiania służebności przesyłu oraz wprowadzi parametryczny system wynagrodzeń dla właścicieli nieruchomości, przez które przebiegają korytarze przemysłowe) spowoduje wzrost wartości. Ważę problemu dostrzegła też Najwyższa Izba Kontroli, która w raporcie „Funkcjonowanie i bezpieczeństwo elektroenergetycznych sieci przesyłowych” z dnia 31 marca 2014 roku podkreślała konieczność wprowadzenia ustawy o korytarzach przesyłowych oraz zgłosiła w czerwcu 2014 roku wniosek do Prezesa Rady Ministrów o przyspieszenie prac nad tą ustawą.

Na spadek wartości wpływ mają też wymagania właściciela (Skarbu Państwa), który przy podejmowaniu decyzji kieruje się potrzebami finansów publicznych, a nie spółek. Dlatego też maksymalizuje dywidendę

kosztem kapitałów (przykładowo w ubiegłym roku na wypłatę dywidendy PGE przeznaczyło ponad 2 mld zł z zysku netto wynoszącego 2,3 mld zł). Ponadto systematycznie zmienia koncepcję funkcjonowania OSD. Skupiają się one na opracowaniu nowych strategii działania i wstrzymują inwestycje do minimum, co również negatywnie oddziałuje na wartość.

Zakończenie

Obecnie dystrybutorzy energii przestają być już tylko spółkami sieciowymi. Klienci zaczynają oczekiwać od nich partnerskiej postawy: bezawaryjnych dostaw czy powstrzymania wzrostu kosztów obsługi. Jak zwracają uwagę PwC i ING Bank Śląski, presja kosztowa pojawia się też ze strony regulatora [Raport, 2015]. Ponadto muszą one poradzić sobie z odtworzeniem majątku oraz dalszym rozwojem. Wymagało to będzie zwiększenia ilościowego i wartościowego prowadzonych inwestycji. Ryzyka finansowe i prawne z tym związane oraz problem częstej zmiany koncepcji funkcjonowania narzucanej przez właściciela (tj. państwo) i jego zorientowanie na bieżące dochody powodują, że wartość OSD może ulegać obniżeniu lub będzie na tym samym poziomie przez kilka najbliższych lat. Jednak w przyszłości, gdy uda się im poradzić z tymi problemami, możemy oczekiwać znacznego wzrostu wartości spółek dystrybucyjnych.

Literatura

1. *Bariery rozwoju przedsiębiorstw, czyli co najbardziej hamuje wzrost polskich firm. Raport z wyników ankiety przeprowadzonej podczas II Forum Przedsiębiorców Grant Thornton* (2013), Krajowa Izba Gospodarcza, Warszawa.
2. „Biuletyn URE” (2014), nr 2 (88).
3. Bloomberg New Energy Finance, <http://about.bnef.com/>, dostęp dnia 29.04.2015.
4. Chomać E. (2004), *Kreowanie wartości przedsiębiorstwa celem jego funkcjonowania*, w: *Strategie wzrostu wartości przedsiębiorstwa. Teoria i praktyka gospodarcza*, Urbańczyk E. (red.), „Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego”, nr 378, Szczecin.
5. Copeland T., Koller T., Murrin J. (1997), *Wycena: mierzenie i kształtowanie wartości firm*, WIG PRESS, Warszawa.

6. Dudycz T. (2002), *Finansowe narzędzia zarządzania wartością przedsiębiorstwa*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu, Wrocław.
7. Dudycz T. (2001), *Wartość dla akcjonariuszy a wartość wszystkich interesariuszy*, w: *Zarządzanie wartością przedsiębiorstwa w warunkach globalizacji*, Urbańczyk E. (red.), Uniwersytet Szczeciński, Szczecin.
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 roku dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U, UE L z 2009 r. Nr 211, poz. 55.
9. *Energetyka. Fakty i liczby 2013* (2014), PTPiREE, Poznań.
10. *Energy Roadmap 2050* (2011), European Commission, Brussels, http://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carriedout/docs/ia_2011/sec_2011_1565_en.pdf, dostęp dnia 10.04.2015.
11. *Finansowanie czystej energii: rozwiązania dla Polski* (2013), Cambridge Programme for Sustainability Leadership, Centre for Energy Policy Research, Uniwersytet Korwina w Budapeszcie, marzec.
12. *Finansowanie inwestycji energetycznych w Polsce* (2011), PwC i ING Bank Śląski, Warszawa.
13. Fundacja im. Lesława A. Pagi, <http://www.paga.org.pl/>, dostęp dnia 7.05.2015.
14. *Funkcjonowanie i bezpieczeństwo elektroenergetycznych sieci przesyłowych* (2014), NIK, 31.03, Warszawa.
15. <http://www.indexmundi.com/g/r.aspx?v=81000>, dostęp dnia 4.05.2015.
16. Jaki A. (2012), *Mechanizmy procesu zarządzania wartością przedsiębiorstwa*, „Zeszyty Naukowe UEK”, Seria specjalna: Monografie, nr 215, Wydawnictwo UEK, Kraków.
17. Jankiewicz S. (2006), *Podstawy polityki gospodarczej*, AE w Poznaniu, Poznań.
18. Jankiewicz S. (2013), *Wpływ budowy elektrowni atomowej w Polsce na rynek energii elektrycznej*, w: *Ekonomia i zarządzanie energią a rozwój gospodarczy*, Pająk K., Ziomek A., Zwierzchlewski S. (red.), Toruń.
19. Jankiewicz S. (2007), *Podstawy wyceny przedsiębiorstw. Metody majątkowe i dochodowe, sposoby wyznaczania stopy dyskontowej*, AE w Poznaniu, Poznań.
20. Jankiewicz S. (2014), *Budżet państwa a wybrane bariery rozwoju gospodarczego Polski*, „Zeszyty Naukowe WSB w Poznaniu”, nr 53.

21. Kaczmarek T. (2010), *Zarządzanie ryzykiem. Ujęcie interdyscyplinarne*, Difin, Warszawa.
22. Komisja europejska, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure>, dostęp dnia 1.05.2015.
23. *Koniec tradycyjnej energetyki? Jak wygrać w dobie zmian?* (2015), PwC, ING Bank Śląski, Warszawa.
24. Mączyńska E. (2011), *Gdy sługa staje się panem, czyli dysfunkcje pomiaru wartości biznesu i wyników działalności gospodarczej*, „Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego”, nr 639, Szczecin.
25. *Natural Gas Market Centers and Hubs: A 2003 Update*, Energy Information Administration, <http://www.eia.gov>, dostęp dnia 25.04.2015.
26. Niewiedział E., Niewiedział R. (2012), *Sieć elektroenergetyczna na terenach wiejskich. Potrzeby rozwojowe i modernizacyjne*, Energia elektryczna, PTPiREE, Poznań.
27. Panfil M., Szablewski A. (red.) (2011), *Wycena przedsiębiorstwa. Od teorii do praktyki*, Poltext, Warszawa.
28. *Polska 2030. Trzecia fala nowoczesności. Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju* (2013), Warszawa, 11.01.
29. *Program Gospodarki Niskoemisyjnej na terenach wiejskich* (2014), Żmijewski K. (red.), Fundacja Europejski Fundusz Rozwoju Wsi Polskiej, Stowarzyszenie na Rzecz Efektywności – ETA, Warszawa.
30. *Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki* (2014), URE, Warszawa.
31. *Raport na temat stanu polskiej elektroenergetyki i zagrożeń dla działalności przedsiębiorstw* (2008), Rakowski J., Skowroński P., Pazdan R., Choroński M. (red.), BCC, Warszawa.
32. *Raport o wpływie uregulowań prawnych na warunki eksploatacji i rozwoju infrastruktury technicznej liniowej sektora paliwowo-energetycznego decydującej o bezpieczeństwie energetycznym kraju* (2009), Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Izba Gospodarcza Gazownictwa, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii, PSE Operator S.A., Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury ProLinea Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, PERN „Przyjaźń” S.A., Warszawa.
33. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, t.j. Dz.U. z 2013 r. poz. 1200 z późn. zm.
34. Stankowska A. (2009), *Realizacja elektroenergetycznych inwestycji liniowych – wyzwania i bariery inwestycyjne*, „Elektroenergetyka”, nr 1.

35. The Economist, <http://economist.com/node/940091>, dostęp dnia 10.04.2015.
36. Ustawa – Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku, t.j. Dz.U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.
37. PSE, www.pse.pl, dostęp dnia 15.04.2015.
38. URE, <http://www.ure.gov.pl>, dostęp dnia 25.04.2015.
39. *Wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce* (2010), Ernst&Young, Warszawa.
40. Wikipedia http://en.wikipedia.org/wiki/Enron_scandal, dostęp dnia 10.04.2015.
41. Żmijewski K., Sokołowski M. (2010), *Rozwój sieci energetycznych w Polsce w kontekście uregulowań pakietu klimatyczno-energetycznego*, „Acta Energetica”, nr 3.

Streszczenie

Obecnie ważnym elementem oceny przedsiębiorstwa jest wycena jego wartości. Pokazuje ona bowiem potencjał zysku, a więc długookresową zdolność do generowania dodatnich przepływów pieniężnych. Dlatego firmy posiadające system zarządzania wartością lepiej postrzegane są na rynku kapitałowym (tak przez kapitał udziałowy, jak i pożyczkowy). Artykuł analizuje najważniejsze uwarunkowania majątkowo-właścicielskie wpływające na wartość przedsiębiorstw dystrybucji energii elektrycznej w Polsce.

Słowa kluczowe

operator systemu przesyłowego, wartości przedsiębiorstwa

The main determinants of asset-ownership affecting the value of electricity distribution companies in Poland (Summary)

Currently, an important part of assessing a company is the valuation of its value. This is because it shows the profit potential that is long-term ability to generate positive cash flow. Therefore, companies with value management system, better are seen on the capital market (both by equity capital and loan capital). The article analyzes the most important determinants of asset-ownership, affecting the value of electricity distribution companies in Poland.

Keywords

transmission system operator, the company's value