

**Igor Styn**

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

## **ZEWNĘTRZNE BARIERY WZROSTU WARTOŚCI ELEKTROWNI ZAWODOWYCH W POLSCE**

### **1. Wstęp**

Przedmiotem niniejszego artykułu jest wskazanie i próba charakterystyki aktualnie występujących zewnętrznych barier wzrostu wartości elektrowni zawodowych (systemowych)<sup>1</sup> w Polsce. Zewnętrzna bariera wzrostu to zjawisko lub proces hamujący wzrost, na powstanie którego podmiot gospodarczy narażony na jego oddziaływanie nie ma wpływu lub ma wpływ niewielki. To, że podmiot nie ma wpływu na powstanie bariery, nie oznacza, że nie może przewidzieć jej powstania i w miarę możliwości próbować się zabezpieczyć przed jej wpływem lub dostosować do jej oddziaływania.

W literaturze przedmiotu występuje wiele definicji wartości przedsiębiorstwa (najpełniejsze ich ujęcie zob. [Zarzecki 1999, s. 25-38]). Na potrzeby niniejszego artykułu wartość przedsiębiorstwa będzie definiowana jako suma „wartości obecnej przyszłych przepływów pieniężnych, które mogą wygenerować aktywa przedsiębiorstwa i z których rezygnuje w danym momencie dotychczasowy właściciel spółki na rzecz nowego inwestora” [Szczepankowski 2007, s. 44-45]. Takie ujęcie jest zgodne ze standardem wartości fundamentalnej (wewnętrznej) przedsiębiorstwa (zob. [Zarzecki 1999, s. 52-54; Michalski 2001, s. 9-15]) i dominuje w literaturze przedmiotu (por. np. [Copeland, Koller, Murrin 1997, s. 21; Suszyński 2007, s. 115]), kładąc nacisk na oczekiwania inwestorów dotyczące maksymalizacji stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału (ROIC) i różnicy pomiędzy ROIC a średnim ważonym kosztem kapitału użytego do sfinansowania przedsięwzięcia (WACC), zwanej różnicą ekonomiczną [Suszyński 2007, s. 148].

„Inwestycja tworzy wartość, jeżeli stopa zwrotu z niej jest wyższa od stopy zwrotu możliwej do uzyskania z inwestycji o podobnym ryzyku” [Copeland, Koller, Murrin 1997, s. 68]. Tak ujęta zasada maksymalizacji wartości dla inwestorów

<sup>1</sup> Tzn. produkujących energię elektryczną dostarczaną do systemu elektroenergetycznego kraju.

oznacza dwie istotne kwestie dla przedsiębiorstw z każdej branży potrzebujących pozyskać kapitał na nowe inwestycje:

1) konieczność uzyskiwania wyższych oczekiwanych stóp zwrotu z inwestycji w akcje przedsiębiorstwa niż u konkurencji krajowej i relatywnie wyższych niż u konkurencji zagranicznej<sup>2</sup>, oraz

2) konieczność uzyskiwania średnich stóp zwrotu z inwestycji w danej branży wyższych niż w branżach o podobnym ryzyku.

Osiągnięcie tych celów może być trudne, szczególnie gdy, używając terminologii M.E. Portera, w analizowanej branży mamy do czynienia ze znacznym poziomem natężenia sił konkurencyjnych [Porter 1992, s. 21-49]. Taka sytuacja ma obecnie miejsce w sektorze elektroenergetycznym w Polsce, w którym w II połowie 2007 r. przy kontrakcji energii elektrycznej na 2008 r. pomiędzy wytwórcami wystąpiły przejawy konkurencji cenowej, a przede wszystkim mamy do czynienia z dużą siłą przetargową dostawców paliw.

Dla potrzeb niniejszego artykułu wartość przedsiębiorstwa opisuje się przez czynniki ją tworzące (tzw. nośniki wartości). W literaturze przedmiotu dużo miejsca poświęcono ich określeniu i systematyzacji (por. [Szczepankowski 2007, s. 50-62 i cytowana tam literatura]). Podstawowe znaczenie dla scharakteryzowania zewnętrznych barier wzrostu wartości przedsiębiorstwa ma podział na nośniki o charakterze makroekonomicznym i mikroekonomicznym. Wśród czynników o charakterze makroekonomicznym można wymienić [Szczepankowski 2007, s. 54-55]:

- 1) specyfikę sektora, w którym funkcjonuje analizowane przedsiębiorstwo,
- 2) poziom i trendy zmian inflacji,
- 3) system i politykę podatkową kraju siedziby przedsiębiorstwa,
- 4) politykę gospodarczą rządu.

Czynniki mikroekonomiczne w większości pozycji literatury przedmiotu są definiowane lub rozwijane na bazie propozycji A. Rappaporta i obejmują operacyjne, inwestycyjne i finansowe nośniki wartości oraz okres przewagi konkurencyjnej [Rappaport 1999, s. 37, 78-80]. Typologia zaproponowana przez A. Rappaporta jest wystarczająca dla potrzeb niniejszego artykułu.

## **2. Zewnętrzne bariery wzrostu wartości elektrowni zawodowych**

Zewnętrzne bariery wzrostu wartości elektrowni zawodowych w Polsce wynikają ze specyfiki sektora elektroenergetycznego oraz są efektem polityki gospodarczej

---

<sup>2</sup> W uproszczeniu oczekiwana stopa zwrotu z inwestycji w akcje polskiego przedsiębiorstwa z danej branży będzie „relatywnie wyższa” niż stopa zwrotu z inwestycji w akcje konkurenta z zagranicy wtedy, gdy będzie oferowała wyższą premię ponad stopę zwrotu z tzw. aktywów wolnych od ryzyka w Polsce w porównaniu z premią oferowaną przez akcje konkurenta (mierzoną w odniesieniu do stopy zwrotu z aktywów wolnych od ryzyka w kraju jego siedziby; obie premie powinny być kalkulowane w jednej walucie). Za „aktywa wolne od ryzyka” w praktyce często przyjmuje się stopę zwrotu ze skarbowych papierów wartościowych o podobnym czasowym horyzoncie inwestycji (w stosunku do inwestycji analizowanej).

i podatkowej rządu wobec branży. Mają one wpływ głównie na takie mikroekonomiczne nośniki wartości, jak wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, marża zysku operacyjnego na sprzedaży (nośniki operacyjne) oraz inwestycje w aktywa trwałe (nośnik inwestycyjny).

Najważniejsze bariery wzrostu kreowane przez specyfikę sektora to:

1) dominująca pozycja węgla kamiennego i brunatnego jako paliwa podstawowego dla energetyki powodująca *de facto* monokulturę paliwową w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej,

2) brak mechanizmów regulujących poziom cen i wielkość dostaw węgla kamiennego dla energetyki wraz z ograniczeniami w jego transporcie,

3) wzrost cen środków produkcji energii elektrycznej i usług związanych z ich instalowaniem.

Za najważniejsze bariery wzrostu, za które odpowiada polityka gospodarcza i podatkowa państwa, uważa się z kolei:

1) niski poziom limitów emisji CO<sub>2</sub> przyznany elektrowniom zawodowym,

2) działalność regulatora rynku w zakresie cen detalicznych energii elektrycznej,

3) brak przejrzystej strategii i polityki rozwoju podsektora wytwarzania energii elektrycznej,

4) wysoki poziom akcyzy jako składnika ceny detalicznej energii elektrycznej.

Wskutek wieloletnich zapóźnień inwestycyjnych i decyzji politycznych energetyka polska oparta jest na węglu kamiennym i brunatnym. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w zależności od użytego paliwa podstawowego nie zmieniła się od ok. 10 lat. Jako paliwo ciągle dominuje węgiel kamienny (59,5% wytworzonej energii) i węgiel brunatny (35%) [*Informacja statystyczna...* 2005]<sup>3</sup>. Taka struktura wytwarzania powoduje wysoką emisyjność gazów cieplarnianych, głównie CO<sub>2</sub>, oraz uzależnienie wytwórców od wzrostu cen i liczby dostaw węgla kamiennego, szczególnie gdy podwyżki są znaczne i istnieje ryzyko dalszego wzrostu cen, a węgla zaczyna brakować wskutek nieprowadzenia przez kopalnie prac przygotowawczych do wydobywania<sup>4</sup>. Należy zaznaczyć, że siła przetargowa elektrowni i elektrociepłowni zawodowych używających jako paliwa węgla kamiennego wobec jego dostawców jest bardzo słaba, co wynika ze względów zarówno tech-

<sup>3</sup> Dane na koniec 2005 r. Dane na koniec 2007 r. powinny być porównywalne.

<sup>4</sup> Zakłada się następujące przeliczniki emisji CO<sub>2</sub>: wyprodukowanie 1 MWh energii elektrycznej przez elektrownie opalane węglem kamiennym powoduje emisję 0,95 Mg CO<sub>2</sub>, a przez elektrownie opalane węglem brunatnym 1,06 Mg CO<sub>2</sub>, co daje średnią dla elektrowni zawodowych równą 0,99 Mg CO<sub>2</sub> na 1MWh [*Krajowy Plan...* 2006, s. 39-40, 54-59]. Pod koniec 2007 r. miała miejsce podwyżka cen węgla dla energetyki o 12-17% w dostawach na 2008 r., w zależności od wytwórcy. Węgiel o niskiej zawartości siarki podrożał nawet o 25% [*Najważniejsze zagadnienia...* 2008, s. 12-13]. Wskutek braku prowadzenia robót przygotowawczych w IV kwartale 2007 r. braki węgla energetycznego w 2008 r. mogły przedłużyć się na II kwartał. Istnieje realne niebezpieczeństwo kolejnych podwyżek cen węgla dla energetyki.

nologicznych, jak i politycznych. Ponadto odczuwalny jest brak właściwych terminowych towarowych instrumentów pochodnych notowanych na rynku krajowym lub innych rynkach europejskich, które umożliwiałyby zastosowanie ich dla celów zabezpieczeń zgodnie z literą prawa bilansowego przy założeniu maksymalizacji poziomu zabezpieczenia otwartej pozycji<sup>5</sup>. Do tego dochodzi zwyczaj corocznych renegotjacji cen i liczby dostaw węgla pomimo zawierania przez elektrownie umów wieloletnich.

Co roku w IV kwartale ujawniają się problemy z terminowością usług przewozowych praktycznego monopolisty na rynku krajowym, czyli PKP Cargo SA. Powodem jest jesienno-zimowy szczyt przewozowy i brak wystarczającej liczby taboru. Ponadto PKP Cargo wykorzystuje swoją monopolistyczną pozycję na rynku przewozów na dłuższe odległości i narzuca wysokie stawki za swoje usługi [*Najważniejsze zagadnienia...* 2008, s. 14]<sup>6</sup>.

W efekcie gwałtownego wzrostu zamówień, głównie z Unii Europejskiej, Chin i Indii, i zbyt niskiego w stosunku do nich potencjału wytwórczego i usługowego oraz wysokiego stopnia koncentracji produkcji ceny środków produkcji energii elektrycznej wzrosły z poziomu 0,8-1,1 mln euro w 2005 r. do 1,4-1,6 mln euro w 2007 r. za 1 MW mocy odtworzonej (bez kosztów instalacji wychwytu i magazynowania CO<sub>2</sub>), a oczekiwanie na dostawę nowych urządzeń wytwórczych energii elektrycznej wydłużyło się do 2-7 lat, w zależności od typu i wielkości urządzenia, przy żądaniach przedpłat ze strony producentów dochodzących do 40% wartości urządzenia [*Najważniejsze zagadnienia...* 2008, s. 15]. Przy poziomie cen hurtowych energii elektrycznej z końca lutego 2008 r. inwestycja w nowe moce produkcyjne w energetyce opartej na węglu kamiennym i brunatnym nie jest opłacalna, tzn. stopa zwrotu z inwestycji spada poniżej 7,56%<sup>7</sup>. Inwestycja w nowe moce produkcyjne w energetyce opartej na węglu kamiennym staje się opłacalna przy wzroście ceny hurtowej energii elektrycznej o minimum 42-59% w stosunku do ich aktualnego poziomu i powinna wynieść od 206 do 230 zł za 1MWh, w zależności od położenia wytwórcy (różnica w koszcie transportu węgla) [Bil 2008, s. 2-3]<sup>8</sup>.

<sup>5</sup> Węgiel dla celów energetycznych jest węglem niskokalorycznym, małowartościowym, w zasadzie nieznanym nabywców poza energetyką. Powszechnie znany i stosowany w Europie indeks cen ARA dotyczy węgla o wyższych parametrach użytkowych. Do konstrukcji ceny węgla energetycznego w Polsce w niektórych umowach indeks ARA jest stosowany jako część indeksu ceny odpowiedzialnego za 20-25% całości ceny hurtowej.

<sup>6</sup> Dla odbiorców w północnej Polsce udział kosztów transportu w koszcie paliwa może sięgnąć nawet 30% [*Najważniejsze zagadnienia...* 2008, s. 11].

<sup>7</sup> Według szacunków PricewaterhouseCoopers tyle wynosił minimalny oczekiwany przez rynek zwrot z inwestycji w sektorze elektroenergetycznym na koniec 2006 r. (na podstawie danych z rynków europejskich). Aktualnie ze względu na zwiększone ryzyko inwestycyjne na rynkach kapitałowych na świecie należałoby przyjąć odpowiednio wyższe oczekiwane stopy zwrotu z inwestycji w sektorze, np. 10%.

<sup>8</sup> Przy założeniu, że minimalny oczekiwany przez rynek zwrot z inwestycji w sektorze energetycznym wynosi 10%, okres zwrotu 25 lat, a koszt zainstalowania 1 MW mocy 1,5 mln euro. Cena z ak-

Obecnie realizowane inwestycje odtworzeniowe w energetyce dadzą łącznie ok. 1880 MW nowej mocy w systemie w latach 2008-2009 (1324 MW na podstawie węgla brunatnego, 460 MW na bazie węgla kamiennego, 100 MW na energii wiatru), w tym 1420 MW netto. Producenci energii elektrycznej zapowiadają nowe inwestycje, m.in. w bloki energetyczne o niewielkiej mocy, gdzie paliwem będzie wyłącznie biomasa, lub w farmy wiatrowe. Brak jest konkretnych zapowiedzi inwestycyjnych dotyczących kolejnych inwestycji o dużej mocy, co nie jest zjawiskiem pozytywnym przy konieczności zamykania starych bloków ze względu na niespełnianie przez nie norm ochrony środowiska. Szacuje się, że moce zainstalowane w blokach, w wypadku których produkcja będzie systematycznie wygaszana do 2015 r., wynoszą ok. 3300-4200 MW, co stanowi ok. 9-12% mocy wytwórczych w Polsce<sup>9</sup>. Aby zaspokoić rosnący popyt na energię elektryczną i w odpowiedzi na spadek mocy w systemie spowodowany odstawianiem starych bloków, szacuje się, że nowo zainstalowane moce powinny przyrastać o 1000 MW rocznie [*Najważniejsze zagadnienia...* 2008, s. 18], co nie wydaje się aktualnie planem realistycznym. Brak nowych inwestycji wynika głównie z niskiej ich opłacalności, na co przede wszystkim rzutuje polityka utrzymywania administracyjnie narzucanych niskich cen detalicznych energii elektrycznej prowadzona przez regulatora rynku.

Najistotniejszą barierą zewnętrzną z punktu widzenia nie tylko wytwórców energii elektrycznej, lecz także całej gospodarki, oprócz niewielkiego poziomu inwestycji w odnawianie mocy w stosunku do potrzeb, jest konieczność ograniczenia produkcji w celu spełnienia limitów emisji CO<sub>2</sub>, które mają być przyznane energetyce w II okresie rozliczeniowym (lata 2008-2012). Przekroczenie poziomu produkcji powodującej emisję CO<sub>2</sub> w wysokości przyznanego limitu skutkuje koniecznością zakupu przez elektrownię dodatkowych pozwoleń. W kontraktach terminowych na rynkach europejskich cena 1 Mg CO<sub>2</sub> wynosiła pod koniec 2007 r. w zależności od terminu dostawy od 20,80 do 23,50 euro. Aby skompensować koszt zakupu, wytwórca musi wliczyć to w cenę 1 MWh sprzedawanej energii elektrycznej. Na początku 2008 r. rynek hurtowy nie był przygotowany na taki drastyczny wzrost ceny (m.in. w związku z administracyjnie ustaloną przez regulatora maksymalną ceną dla gospodarstw domowych). W związku z tym najlepszym rozwiązaniem opty-

---

cyzą została oszacowana przy założeniu produkcji na poziomie przyznanego uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (bez konieczności dokupienia uprawnień dla nowej jednostki wytwórczej) i braku dalszych podwyżek cen węgla. Poziom odniesienia to cena hurtowa z II połowy lutego 2008 r. (ok. 145 zł za 1 MWh). Minimalny poziom wzrostu cen oznacza, że wytwórca przy ww. założeniach pokryje jedynie łączny koszt wytworzenia 1 MWh w nowej jednostce wytwórczej. W przypadku poziomu produkcji w starej jednostce o średnim poziomie sprawności, który zaspokajałby wzrost popytu na energię elektryczną bez potrzeby importu wraz z koniecznością zakupu dodatkowych praw do emisji CO<sub>2</sub>, ceny powinny wzrosnąć o 34-51% w stosunku do aktualnego poziomu cen hurtowych [Bil 2008, s. 2-3].

<sup>9</sup> Szacunki PricewaterhouseCoopers. W Polsce ok. 40% mocy wytwórczych stanowią urządzenia liczące powyżej 30 lat, a ok. 34% urządzenia mieszczące się w przedziale 20-30 lat. Jednostki wytwórcze starsze niż 40-letnie nie są opłacalne w eksploatacji, głównie ze względu na małą sprawność oraz coraz wyższe normy ekologiczne [*Najważniejsze zagadnienia...* 2008, s. 18].

malizującym marżę na produkcji energii elektrycznej było ograniczenie produkcji i dopasowanie jej do poziomu w przedziale pomiędzy tym, który wynika z minimum technicznego funkcjonowania elektrowni, a tym, który wynika z przyznaných limitów emisji CO<sub>2</sub>, w zależności od poziomu ceny hurtowej. W skali kraju poziom wynikający z limitów emisji CO<sub>2</sub> szacuje się od ok. 127 TWh w roku 2008 do ok. 129,7 TWh w roku 2012. W stosunku do szacunków popytu na energię elektryczną luka pomiędzy optymalnym poziomem podaży a szacowanym poziomem popytu rośnie od 28,4 TWh w 2008 r. do 41,8 TWh w 2012 r., co stanowi odpowiednio 17,7 i 23,6% przewidywanego popytu w tych latach<sup>10</sup>. Oznacza to, że jeżeli wszystkie elektrownie zawodowe zakontraktowały maksymalny poziom sprzedaży energii elektrycznej na 2008 r. odpowiadający limitom emisji CO<sub>2</sub>, które mają im być przydzielone, to znacznie wzrosło prawdopodobieństwo, że będą one musiały pracować w tzw. wymuszeniach (na polecenie operatora systemu przesyłowego – OSP, lub w wyniku ograniczeń sieciowych), by OSP zbilansował energię elektryczną dostarczaną do systemu i z niego pobieraną. Taka produkcja jest opłacalna wtedy, gdy operator pokryje wytwórcy wszystkie tzw. koszty uzasadnione, w tym koszty zakupu dodatkowych praw do emisji CO<sub>2</sub><sup>11</sup>. Ceny za takie usługi zawarte są w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wytwórcą a OSP, który zgodził się częściowo pokryć koszty zakupu praw do emisji CO<sub>2</sub> przy produkcji w wymuszeniach.

Projekt przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla elektrowni i elektrociepłowni zawodowych z lutego 2008 r. [*Projekt rozporządzenia...* 2008] redukuje o ok. 20% limity przydziałów określone w poprzednim projekcie z maja 2007 r. dla elektrowni zawodowych, co wynika z:

1) decyzji Komisji Europejskiej z 26 marca 2007 r. obniżającej przydział uprawnień dla Polski z 284 mln Mg do 208,5 mln Mg wskutek m.in. błędnych danych makroekonomicznych dostarczonych przez polski rząd, oraz

2) planowanej przez ministra środowiska redukcji uprawnień dla energetyki kosztem innych branż (gdzie przyznane limity w niektórych przypadkach przekraczają poziom emisji planowanej przez daną branżę).

Takie zachowanie organów administracji centralnej spowoduje drastyczny spadek marży operacyjnej u wytwórców, bowiem podpisując umowy o sprzedaży energii na rok 2008, planowali oni jej produkcję na poziomie z poprzedniego projektu

<sup>10</sup> Dane dotyczące popytu na podstawie: [*Ścieżki cenowe...* 2006]. Przez pojęcie popytu rozumie się konsumpcję brutto energii elektrycznej, czyli sumę jej produkcji na rynek i dla potrzeb własnych wytwórców plus import minus eksport.

<sup>11</sup> Definicję kosztów uzasadnionych podaje art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne. W przypadku pracy w wymuszeniu są to koszty niezbędne do wykonania zobowiązań przedsiębiorstwa energetycznego w związku z działalnością w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Powinny być kalkulowane „w sposób ekonomicznie uzasadniony”. Można zatem domniemywać, że koszty zakupu CO<sub>2</sub> przy pracy w wymuszeniu to koszty uzasadnione w rozumieniu ustawy. Koszty te na koniec grudnia 2007 r. wynosiły ok. 75 zł za 1 MWh dla elektrowni opalanych węglem kamiennym i ok. 84 zł za 1 MWh dla elektrowni opalanych węglem brunatnym.

przydZIAŁU. Dane z projektu z maja 2007 r. zostały także użyte przez wytwórców do prognoz wieloletnich, w tym optymalizacji produkcji i sprzedaży energii elektrycznej, wymaganych przez wierzycieli w procesie rozwiązywania KDT.

Regulatorem rynku energii elektrycznej w Polsce jest Urząd Regulacji Energetyki (URE), organ administracji państwowej, na który bezpośredni wpływ ma Prezes Rady Ministrów<sup>12</sup>. Polityka URE nastawiona była w przeszłości na utrzymywanie niskich cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Jeżeli następowały realne wzrosty cen dla tego typu odbiorców w okresie 1999-2007, to z punktu widzenia wytwórców zostały one skutecznie skompensowane głównie przez wprowadzenie przez producenta w 2002 r. akcyzy płatnej<sup>13</sup>. Pomimo odpowiednich zapisów w ustawie Prawo energetyczne Prezes URE nie uwolnił cen energii elektrycznej od 1 stycznia 2008 r., utrzymując taryfikację dla gospodarstw domowych. Ponadto 18 stycznia 2008 r. określił przewidywaną na rok 2008 średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców systemowych w kontraktach dwustronnych (zawieranych głównie ze spółkami obrotu) na 142 zł za 1 MWh [*Informacja w sprawie... 2008*]<sup>14</sup>. W efekcie uniemożliwił wytwórcom opłacalność produkcji energii elektrycznej powyżej przyznanego im limitu CO<sub>2</sub>.

W Polsce w energetyce skarb państwa zajmuje uprzywilejowaną pozycję jako właściciel kontrolnych pakietów akcji czterech holdingów energetycznych oraz jedyny właściciel (z mocy prawa) OSP<sup>15</sup>. Tym bardziej dziwi brak jasnej, spójnej

---

<sup>12</sup> Prezes Rady Ministrów powołuje i odwołuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 21 ust. 2a ustawy Prawo energetyczne, przy czym ustawa nie przewiduje ograniczeń w jego odwoływaniu (np. w postaci podania zamkniętej listy powodów odwołania czy kadencyjności wraz z zasadą nieusuwania podczas trwania kadencji). Jeżeli np. Prezes URE podejmie decyzję zgodną z literą ustawy Prawo energetyczne, mającą na celu całkowite urynkowienie cen detalicznych energii elektrycznej, lecz niezgodną z tzw. wolą polityczną Prezesa Rady Ministrów, to ten ostatni może odwołać Prezesa URE w każdej chwili bez podania przyczyny. Zdarzenie takie miało miejsce w październiku 2007 r.

<sup>13</sup> Od 22 marca 2002 r. producenci energii elektrycznej naliczają i płacą podatek akcyzowy od wyprodukowanej przez siebie energii elektrycznej w wysokości 20 zł za 1 MWh. W okresie 1999-2007 cena za energię elektryczną dla gospodarstw domowych w Warszawie wzrosła realnie o 11,88%, lecz wytwórcy tego nie odczuli w wyniku wprowadzenia akcyzy i wzrostu cen paliw [Bil 2008, s. 3]. Obciążenia fiskalne ceny finalnej energii elektrycznej w Polsce (akcyza, podatek VAT i od nieruchomości) stanowią ok. 27-32% ceny energii dla gospodarstw domowych i ok. 29-35% ceny energii dla odbiorców przemysłowych [*Najważniejsze zagadnienia... 2008*, s. 11]. Jest to dużo w porównaniu z krajami członkowskimi UE o podobnym potencjale gospodarczym.

<sup>14</sup> Jest to tzw. cena wskaźnikowa istotna dla procesu kształtowania taryf, ustalana przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 16 ustawy Prawo energetyczne, która jednocześnie jest ceną maksymalną energii elektrycznej wytwarzanej w tzw. wymuszeniu.

<sup>15</sup> Skarb państwa jest wyłącznym lub dominującym akcjonariuszem czterech holdingów energetycznych: Polskiej Grupy Energetycznej SA, w której skład wchodzi największy wytwórca energii elektrycznej w kraju holding BOT SA, grupy Tauron Polska Energia SA, w skład której wchodzi drugi co do wielkości producent energii elektrycznej koncern PKE SA, oraz dwóch mniejszych holdingów: Enea SA (wraz z Elektrownią Kozienice) oraz Energa SA (wraz z Elektrownią Ostrołęka). Skarb państwa jest także jedynym akcjonariuszem operatora systemu przesyłowego na mocy art. 9k ustawy Prawo energetyczne.

strategii i polityki wobec podsektora wytwarzania energii elektrycznej. W ostatnich latach (do końca marca 2008 r.) najistotniejszymi i najbardziej spektakularnymi błędami w polityce wobec podsektora wytwarzania były:

1) brak zorganizowanego udziału zaplecza naukowo-badawczego w opracowywaniu polityki energetycznej,

2) przekazanie organom Unii Europejskiej niewiarygodnych prognoz dotyczących emisji gazów cieplarnianych przez polską gospodarkę (efekt: bardzo niski przydział uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w II okresie rozliczeniowym, niespójności w przydziałach emisji SO<sub>2</sub> dla Polski od 2008 r. w różnych dokumentach unijnych),

3) brak krajowego planu redukcji SO<sub>2</sub> (do końca 2007 r. miał być przedstawiony Komisji Europejskiej),

4) brak przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na II okres rozliczeniowy (pomimo że się już rozpoczął) i redukcja przydziału dla energetyki o ok. 20% w ostatniej propozycji z lutego 2008 r. stosunku do poprzedniej wersji planu,

5) brak wiarygodnych szacunków dotyczących wielkości tzw. kosztów osieroconych do zwrotu wytwórcom, którzy zawarli w przeszłości długoterminowe umowy sprzedaży energii elektrycznej i mocy (tzw. kontrakty długoterminowe – KDT) z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA, tytułem przedterminowego ich rozwiązania (efekt: zaniżenie tych kosztów w stosunku do ich faktycznego poziomu oraz niejasne przepisy w ustawie, powodujące niepewność co do obranego sposobu kalkulacji przyszłego poziomu kosztów osieroconych, potrzebnej do prognoz finansowych) [Ustawa z 29 czerwca 2007 r. ...],

6) brak akceptacji pełnego urynkowania cen energii elektrycznej dla wszystkich kategorii odbiorców końcowych od początku 2008 r.

### 3. Podsumowanie

Wymienione w artykule bariery wzrostu wartości elektrowni zawodowych w Polsce mają istotny wpływ przede wszystkim na obniżanie się opłacalności inwestycji w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej. Jeżeli nie będzie nowych inwestycji w moce wytwórcze, to Polskę najpóźniej od 2015 r. czeka scenariusz katastroficzny, czyli skokowy wzrost cen energii elektrycznej, którą trzeba będzie importować, oraz ryzyko wyłączeń systemowych w niektórych częściach kraju spowodowane brakiem mocy do zbilansowania popytu (tzw. black-outów). Dalsze utrzymywanie się opisanych w artykule barier spowoduje, że elektrownie zawodowe jako całe przedsiębiorstwa, szczególnie te starsze i niedokapitalizowane, bazujące na węglu kamiennym, szybko utracą wartość użyteczną dla inwestorów.

### Literatura

Bil J., *Czarne chmury nad energetyką*, marzec 2008, [www.cire.pl/pdf.php?plik=/pliki/2/czarnechmuryriad.pdf](http://www.cire.pl/pdf.php?plik=/pliki/2/czarnechmuryriad.pdf).



- Copeland T., Koller T., Murrin J., *Wycena: mierzenie i kształtowanie wartości firm*, WIG Press, Warszawa 1997.
- Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, Agencja Rynku Energii, Warszawa, październik 2005.
- Informacja w sprawie ceny wskaźnikowej istotnej dla procesu kształtowania taryf*, Informacja Prezesa URE z 18 stycznia 2008 r., [www.ure.gov.pl/porta1/pl/15/2509/Informacja.html](http://www.ure.gov.pl/porta1/pl/15/2509/Informacja.html).
- Krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2008-2012*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2006.
- Michalski M., *Zarządzanie przez wartość. Firma z perspektywy interesów właścicielskich*, WIG Press, Warszawa 2001.
- Najważniejsze zagadnienia dotyczące funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w Polsce*, opracowanie przygotowane przez zespół w składzie: S. Kasprzyk, K. Muszkat, H. Majchrzak, K. Szyłnoł, J. Kaczorowski, S. Poręba, H. Trojanowska, luty 2008, [www.cire.pl/pdf.php?plik=/pliki/2/najwaz\\_zagad.pdf](http://www.cire.pl/pdf.php?plik=/pliki/2/najwaz_zagad.pdf).
- Porter M.E., *Strategia konkurencji. Metody analizy sektorów i konkurentów*, PWE, Warszawa 1992.
- Projekt Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji z 12 lutego 2008 roku* (w posiadaniu autora).
- Rappaport A., *Wartość dla akcjonariuszy. Poradnik menedżera i inwestora*, WIG Press, Warszawa 1999.
- Suszyński C. (red.), *Przedsiębiorstwo, wartość, zarządzanie*, PWE, Warszawa 2007.
- Szczepankowski P., *Wycena i zarządzanie wartością przedsiębiorstwa*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2007.
- Ścieżki cenowe dla energii elektrycznej – prognoza do roku 2020*, Agencja Rynku Energii SA i Elmark, Warszawa 2006.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity: DzU 2006 nr 89, poz. 625 z późn. zm.).
- Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (DzU 2007 nr 130, poz. 905).
- Zarzecki D., *Metody wyceny przedsiębiorstw*, Fundacja Rozwoju Rachunkowości w Polsce, Warszawa 1999.

## EXTERNAL BARRIERS OF THE SYSTEMIC POWER STATIONS VALUE GROWTH IN POLAND

### Summary

In the article, the author tries to identify and describe key external barriers of growth of the enterprise value in the analyzed sector. External barriers are defined as not dependent on the enterprise but they must be taken into consideration by investors in decision making. The author has identified two groups of barriers: created by the sector specificity (dominant position of hard coal and brown coal as a basic fuel used by the sector, lack of mechanisms regulating prices and amount of hard coal deliveries to the stations, substantial cost increase in new capacities recovering) and effects of economic and tax policy of the state toward the branch (the necessity of generation reduction to the most optimal level due to lower CO<sub>2</sub> emission permits granted in 2<sup>nd</sup> settlement period (2008-2012), the regulator's final electricity price policymaking holding off the market liberalization, lack of clear and understandable strategy and policy on the generation sector development, high excise and tax burden on electricity retail price). Further existence of barriers mentioned can cause substantial decline of intrinsic value of Polish systemic power stations.