

Sytuacja finansowa przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego w Polsce

Monografie – Politechnika Lubelska



Politechnika Lubelska
Wydział Zarządzania
ul. Nadbystrzycka 38
20-618 Lublin

Sytuacja finansowa przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego w Polsce

redakcja naukowa
Wiesław Janik



Politechnika Lubelska
Lublin 2013

Recenzenci:

prof. dr hab. Krzysztof Marecki

dr hab. Helena Żukowska, prof. KUL

Skład i redakcja techniczna: Tomasz Piech

Praca naukowa została sfinansowana ze środków projektu badawczego
Modele finansowania rozwoju źródeł wytwórczych w krajowym systemie energetycznym (nr projektu N N511 31 5440)

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2013

ISBN: 978-83-63569-25-9

Wydawca: Politechnika Lubelska

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin

Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej

Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej

ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59, email: wydawca@pollub.pl

www.biblioteka.pollub.pl

Druk: TOP Agencja Reklamowa Agnieszka Łuczak

www.agencjatop.pl

Elektroniczna wersja książki dostępna w Bibliotece Cyfrowej PL www.bc.pollub.pl

Nakład: 100 egz.

Spis treści

Wstęp	7
Rozdział 1. Podsektor elektroenergetyczny w Polsce	11
1.1. Rola podsektora elektroenergetycznego w gospodarce (<i>W. Janik</i>).....	11
1.2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce (<i>H. Kaproń, Z. Polecki</i>).....	15
1.3. Rynek energii elektrycznej i jego specyfika (<i>W. Janik</i>)	29
1.4. Rynek energii elektrycznej w Polsce (<i>W. Janik, H. Kaproń</i>)	32
Rozdział 2. Zakres i metodyka badań	39
2.1. Charakterystyka grup kapitałowych w polskim sektorze elektroenergetycznym (<i>W. Janik, K. Gałazka</i>).....	39
2.2. Stan wyposażenia technicznego elektrowni zawodowych (<i>H. Kaproń, Z. Polecki</i>)	48
2.3. Próba badawcza.....	53
2.4. Metodyka badań	56
Rozdział 3. Produktywność zasobów (<i>K. Gałazka, W. Janik</i>)	65
3.1. Przychody i ich struktura.....	65
3.2. Struktura i produktywność aktywów	71
3.2.1. Struktura aktywów	71
3.2.2. Produktywność aktywów	77
3.3. Produktywność zatrudnienia	82
3.4. Produktywność kosztów	87
Rozdział 4. Rentowność przedsiębiorstw (<i>K. Gałazka, W. Janik</i>)	93
4.1. Wynik finansowy i jego struktura.....	93
4.2. Rentowność sprzedaży	101
4.3. Rentowność aktywów	108
4.4. Rentowność kapitałów własnych	110
Rozdział 5. Ocena zadłużenia i płynności finansowej (<i>K. Gałazka, W. Janik</i>)	119
5.1. Struktura i dynamika zadłużenia.....	119
5.2. Koszty obsługi zadłużenia	125
5.3. Płynność finansowa	129
5.4. Aktywność gospodarcza spółek elektroenergetycznych	135
5.5. Struktura kapitałów i ryzyko finansowe	144
Rozdział 6. Analiza sektorowa i zagrożenia upadłością (<i>A. Paździor</i>)	153
6.1. Rentowność badanych spółek na tle sektora.....	153
6.2. Zadłużenie i ryzyko finansowe	156
6.3. Aktywność gospodarcza	158
6.4. Płynność finansowa	159
6.5. Zagrożenie upadłością	161
6.6. Podsumowanie	170
Zakończenie	173

Spis tabel.....	176
Spis rysunków.....	181
Literatura.....	183
ANEKS.....	189

Wstęp

Elektroenergetyka należy do tej dziedziny działalności, która ma strategiczne znaczenie dla rozwoju gospodarczego i cywilizacyjnego. Transformacja polskiej gospodarki w kierunku systemu rynkowego nie ominęła sektora energetycznego, w tym również podsektora elektroenergetycznego. Liberalizacja rynku energii elektrycznej i związane z nią zmiany organizacyjne i własnościowe doprowadziły do powstania nowych zasad funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Zmieniła się radykalnie struktura rynku. Nastąpiło rozdzielenie funkcji produkcyjnych, dystrybucyjnych i handlowych. Każda z nich realizowana jest przez odrębne, organizacyjnie wyodrębnione przedsiębiorstwa, funkcjonujące na zasadach spółek kapitałowych. Powstały duże grupy kapitałowe, skupiające producentów, dystrybutorów i sprzedawców energii, działające na określonym obszarze terytorialnym. Powstało wiele nowych jednostek biznesowych świadczących usługi dla odbiorców. Powstają nowe podmioty gospodarcze mające na celu produkcję energii elektrycznej na bazie źródeł odnawialnych. Rozwija się giełda energii, za pośrednictwem której dokonywanych jest coraz więcej transakcji sprzedaży-kupna energii elektrycznej.

Równocześnie elektroenergetyka w Polsce staje przed nowymi wyzwaniami wynikającymi z polityki energetycznej Unii Europejskiej, która podporządkowana jest idei ochrony klimatu. Kraje członkowskie zmuszane są do radykalnego ograniczania emisji CO₂ i rozwoju produkcji energii elektrycznej na bazie odnawialnych źródeł, takich jak wiatr, biomasa, biopaliwa itp. W Polsce prawie 90% energii elektrycznej wytwarzanej jest na bazie spalania węgla kamiennego i brunatnego. Stosowane technologie spalania są w większości przestarzałe. Charakteryzują się niską sprawnością i wysoką emisją CO₂. Radykalna zmiana struktury źródeł energii w Polsce, w dającej się przewidzieć przyszłości, nie jest możliwa. Polska ma niewielkie zasoby ropy naftowej i konwencjonalnego gazu ziemnego, żeby mogła rozwijać produkcję energii elektrycznej na ich bazie. Natomiast import zawsze wiąże się ze zwiększonym ryzykiem, nie tylko ekonomicznym. Możliwości pozyskiwania gazu

łupkowego są nadal mało rozpoznane. Nie można również zaspokoić krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w oparciu o źródła odnawialne. Wytwarzana na ich bazie energia elektryczna jest bardzo droga. Ponadto, niektóre z nich (np. elektrownie wiatrowe) nie gwarantują stabilności dostaw. Dotychczasowy ich rozwój jest możliwy dzięki dotacjom. Dlatego nawet kraje bogate (np. Wielka Brytania, Niemcy), które wspierają intensywnie rozwój energetyki odnawialnej, równocześnie rozwijają produkcję na bazie surowców konwencjonalnych.

Polska, przynajmniej przez najbliższych kilkadziesiąt lat, skazana jest na technologii węglowe. Jednakże powinny to być technologie nowoczesne, zapewniające wysoką sprawność energetyczną, jak i ograniczenie emisji dwutlenku węgla i innych substancji szkodliwych dla środowiska. Wdrożenie takich technologii wymaga wysokich nakładów inwestycyjnych. Duże potrzeby inwestycyjne wynikają również z konieczności wymiany urządzeń energetycznych o wysokim poziomie zużycia technicznego. Dotyczy to w równej mierze produkcji energii elektrycznej, jak i jej przesyłu oraz dystrybucji. Przeszarżałość sieci przesyłowo-dystrybucyjnej utrudnia m.in. włączenie do systemu producentów energii wykorzystujących źródła odnawialne.

Celem niniejszej pracy jest ocena efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych (producentów i dystrybutorów) i ich kondycji finansowej w świetle czekających je wyzwań inwestycyjnych. Analizą objęto największych producentów wytwarzających energię elektryczną na bazie technologii węglowych oraz największych operatorów systemów dystrybucji energii. Badaniami objęto lata 2006-2010. Okres ten obejmuje więc lata kryzysu finansowego. W pracy wykorzystano metody analizy finansowej i statystycznej.

Monografia podzielona została na sześć rozdziałów. Ocena sytuacji finansowej badanych przedsiębiorstw wymaga znajomości rynku energii i jego specyficznych cech. Dlatego rozdział pierwszy pracy poświęcono charakterystyce produkcji i zużycia energii elektrycznej w Polsce oraz specyficznym cechom i organizacji rynku energii. Rozwój podsektora elektroenergetycznego jest ściśle powiązany z rozwojem całej gospodarki. Zaspokaja on nie tylko potrzeby ludności, lecz w przeważającej mierze pracuje na potrzeby innych organizacji gospodarczych. Z jednej strony rozwój tych organizacji i ich efektywność w dużym stopniu jest uzależniony od zaspokojenia ich potrzeb energetycznych, z drugiej strony potrzeby te inspirują rozwój tego sektora. Charakter wzajemnych powiązań może pobudzać wzrost efektywności i przyspieszać wzrost gospodarczy, może jednak powodować (zwłaszcza ze strony przedsiębiorstw sektora) próby osiągania korzyści kosztem kontrahentów.

Rozdział drugi zawiera charakterystykę przedsiębiorstw elektroenergetycznych i stanu technicznego potencjału wytwórczego elektrowni zawodowych. Opisano próbę badawczą, ze szczególnym zwróceniem uwagi na udział analizowanych przedsiębiorstw w produkcji i dystrybucji energii elektrycznej w Polsce oraz zastosowane metody analizy.

W rozdziale trzecim przeprowadzono ocenę produktywności, jako jednego z istotnych mierników wykorzystania posiadanych zasobów. Badania skoncentrowano na ocenie produktywności aktywów, kosztów oraz wydajności pracy. Od relacji między efektami pracy, które znajdują odzwierciedlenie w sprzedaży a zużytymi zasobami zależy efektywność, a tym samym wartość przedsiębiorstw.

Efektywność funkcjonowania przedsiębiorstw znajduje bezpośrednie odzwierciedlenie we wskaźnikach rentowności. Ich ocena oraz identyfikacja bezpośrednich czynników wpływających na ich zmianę jest przedmiotem analizy w rozdziale czwartym. Skoncentrowano się w nim na rentowności sprzedaży i kapitałów. Rentowność sprzedaży wywiera bezpośredni wpływ na stopę zwrotu z kapitałów własnych. Ta z kolei jest źródłem korzyści dla właścicieli, którzy od poziomu tych korzyści uzależniają zaangażowanie własnych kapitałów w działalność konkretnych przedsiębiorstw.

Działalność przedsiębiorstw, oprócz oczekiwanych korzyści, wiąże się z określonym ryzykiem. Jednym z istotnych elementów ryzyka gospodarczego jest ryzyko finansowe, które związane jest z wykorzystywaniem kapitałów obcych. Ocena zadłużenia analizowanych przedsiębiorstw i związanego z nim ryzyka jest przedmiotem rozdziału piątego. Zwrócono tam uwagę na dwa istotne aspekty ryzyka finansowego, a mianowicie na trwałość struktury finansowania aktywów oraz płynność finansową. Autorom towarzyszyła świadomość, że przedsiębiorstwa upadają nie tyle z powodu niskiej rentowności, czy nawet krótkookresowej deficytowości, lecz na skutek utraty zdolności do obsługi zadłużenia.

Ostatni, szósty rozdział poświęcono ocenie pozycji badanych przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego oraz ewentualnym zagrożeniom upadłością. Do tego wykorzystano metody analizy sektorowej oraz wybrane modele dyskryminacyjne.

Niniejsza monografia mająca charakter studium poznawczego adresowana jest do menedżerów i specjalistów zajmujących się problemami funkcjonowania i rozwoju elektroenergetyki. Mamy nadzieję, że zainteresuje również pracowników naukowych i analityków, którzy prowadzą badania w zakresie efektywności polskich przedsiębiorstw w innych sektorach gospodarki.

Rozdział 1.

Podsektor elektroenergetyczny w Polsce

1.1. Rola podsektora elektroenergetycznego w gospodarce (W. Janik)

W literaturze oraz praktyce statystycznej brak jest jednoznacznej definicji sektora gospodarczego. Wg M.E. Portera sektor jest częścią przemysłu, do której należą przedsiębiorstwa wytwarzające podobne produkty i funkcjonujące na tych samych rynkach geograficznych¹. Podobną definicję podaje M. Romanowska pisząc, że „sektor to część przemysłu (branży), grupująca przedsiębiorstwa produkujące wyroby lub usługi o podobnym przeznaczeniu, sprzedawane na tym samym rynku geograficznym”². Jak podkreśla J. Rokita, między poszczególnymi sektorami istnieją zasadnicze różnice dotyczące zróżnicowania linii produktów, ich jakości, stosowanej polityki cenowej, stopnia integracji wertykalnej³.

W praktyce często pojęcia „sektor” używa się w szerszym znaczeniu⁴, tzn. określa się nim grupę przedsiębiorstw wyodrębnionych wg określonego kryterium. Kryteriami wyodrębniania sektorów mogą być: rodzaj prowadzonej działalności gospodarczej (produkcja, handel usługi itp.), przedmiot działalności (produkcja samochodów, żywności, energii, stali, wydobycie węgla itp.), wielkość podmiotów gospodarczych (mikroprzedsiębiorstwa, przedsiębiorstwa małe, średnie, duże), własność [sektor prywatny, sektor publiczny (komunalny, państwowy)] itp. W ramach poszczególnych sektorów wyodrębniać można podsektory (mniejsze grupy

¹ Por.: M.E. Porter, *Strategia konkurencji, metody analizy sektorów i konkurentów*, wyd. PWE, Warszawa 1992, s. 53.

² Por.: M. Romanowska, *Planowanie strategiczne w przedsiębiorstwie*, PWE, Warszawa 2009, s. 39.

³ Por.: J. Rokita, *Zarządzanie strategiczne. Tworzenie i utrzymywanie przewagi konkurencyjnej*, PWE, Warszawa 2005, s. 63.

⁴ Warto zauważyć, że często pojęcie sektora utożsamiane jest z pojęciem branży. Jest to o tyle nieścisłe, że zgodnie ze Słownikiem języka polskiego, branża jest gałęzią produkcji lub handlu obejmującą jednorodne produkty lub usługi (por: *Słownik języka polskiego*, wyd. PWN, Warszawa 1994, s. 196).

podmiotów gospodarczych o bardziej jednorodnych cechach)⁵. Niekiedy przy wyodrębnianiu sektorów i podsektorów wykorzystuje się kilka kryteriów równocześnie.

Przez sektor energetyczny rozumie się grupę przedsiębiorstw realizujących procesy pozyskiwania źródeł energii, wytwarzania energii elektrycznej oraz jej dostarczania do odbiorców końcowych. Podzielić go można na dwa podstawowe podsektory: podsektor paliw (procesy wydobywania, magazynowania, dystrybucji i obrotu węglem, ropą naftową, gazem ziemnym itp.) oraz podsektor elektroenergetyczny (produkcja, dystrybucja i obrót energią elektryczną). Poszczególne podsektory można dzielić na mniejsze (bardziej wyspecjalizowane) elementy, np. energetyka konwencjonalna, energetyka oparta na odnawialnych źródłach energii, energetyka jądrowa itp. Szczegółowość podziału zależy od celu i zakresu prowadzonej analizy. Między poszczególnymi podsektorami występują zazwyczaj mniej lub bardziej ścisłe powiązania.

Elektroenergetyka jest jednym z najbardziej kapitałochłonnych sektorów gospodarki narodowej. Jej rozwój związany jest wysokimi nakładami finansowymi i długim cyklem inwestycyjnym. Jest równocześnie sektorem o znaczeniu strategicznym dla rozwoju gospodarczego i poziomu życia ludności. Prywatyzacja oraz postępująca liberalizacja rynku energii sprawiają, że warunki i zasady funkcjonowania przedsiębiorstw tego sektora coraz bardziej upodabniają się do podmiotów gospodarczych innych sektorów. Mimo tego, między firmami tego sektora a innymi organizacjami gospodarczymi istnieje kilka podstawowych różnic. Do nich należą:

- 1) Charakter produktu jakim jest energia elektryczna i jej znaczenie dla gospodarki narodowej i ludności. Jest ona produktem specyficznym, trudnym do magazynowania, sprzedawanym łącznie z usługą przesyłu (transportu). Jest łatwo przetwarzana na inne postaci energii, dlatego znajduje powszechne zastosowanie w przedsiębiorstwach, organizacjach niebędących przedsiębiorstwami oraz gospodarstwach domowych. Bez niej nie mogłyby funkcjonować współczesne rozwinięte gospodarki. Ich znaczenie dla gospodarki ma charakter strategiczny.
- 2) Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne funkcjonują na rynku charakteryzującym się wysokim poziomem monopolizacji. Wytwarzanie energii elektrycznej w większości krajów skoncentrowane jest w dużych grupach kapitałowych. W Polsce funkcjonują obecnie cztery duże grupy kapitałowe; Polska Grupa Energetyczna PGE S.A., Energa S.A., Enea S.A i TAURON Polska Energia S.A. W ramach tych grup w r. 2011 wytworzono 64% energii elektrycznej⁶. Poza nimi funkcjonuje część elektrociepłowni wytwarzającej energię elektryczną

⁵ Notoria Serwis, która zajmuje się monitoringiem i analizą wyników finansowych spółek giełdowych używa pojęć: makrosektor i sektor. Makrosektor to określony dział gospodarki narodowej (np. przemysł, handel, finanse itp.), zaś sektor to część makrosektora (np. przemysł elektroenergetyczny, przemysł metalowy, przemysł chemiczny itp.).

⁶ Por.: A. Wicik, J. Kawałczewski, *Raport kredytowy Tauron Polska Energia S.A.*, FitchRatings, Warszawa, maj 2010, s. 3.

w kogeneracji oraz wiele małych wytwórni opartych na źródłach odnawialnych. W podobnym stopniu zmonopolizowana jest dystrybucja. Oprócz ww. grup kapitałowych dystrybucją energii elektrycznej zajmują się jeszcze PKP Energetyka S.A oraz RWE Stoen S.A. Przełamywanie tego monopolu następuje powoli, głównie ze względu na bariery finansowe. Rozwój energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii mógłby ten monopol ograniczyć. Jednakże postępuje on dość powoli, a ponadto poszczególne koncerny również inwestują w produkcję tej energii.

- 3) Duży wpływ na stan środowiska naturalnego. Polskie elektrownie pracują głównie na bazie węgla kamiennego i brunatnego. Z tych źródeł pochodzi ponad 80% wytwarzanej obecnie energii elektrycznej. Na elektrownie węglowe przypada np. 61% CO₂ emitowanego przez polski przemysł. Oprócz tego emitowanych jest również wiele innych substancji szkodliwych dla środowiska przyrodniczego (np. NO_x, SO₂ itp.). Wytwarzaniu energii elektrycznej towarzyszą więc wysokie koszty społeczne.
- 4) Inny na ogół, w porównaniu z innymi sektorami gospodarki narodowej, charakter i poziom ryzyka. Wynika on głównie z niskiej elastyczności popytu. Ponadto spadek zapotrzebowania na energię elektryczną wynikający z bardziej efektywnego jej wykorzystania (spadku energochłonności PKB) jest rekompensowany wzrostem zapotrzebowania z tytułu rosnącej produkcji, postępującej automatyzacji i informatyzacji gospodarki, wzrostu wyposażenia gospodarstw domowych w urządzenia zasilane energią elektryczną. W dłuższej perspektywie czasowej występuje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Spadki mogą mieć jedynie charakter przejściowy. W Polsce zużycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca jest dwukrotnie niższe w porównaniu ze średnim zużyciem w U.E. W związku z tym przewiduje się, że produkcja brutto energii elektrycznej wzrośnie ze 151,4 TWh w roku 2010 do 231 TWh w roku 2050 (zakładając wzrost efektywności energetycznej i średnioroczny wzrost zużycia energii na poziomie 1%)⁷.
- 5) Większe możliwości uzyskania wsparcia finansowego ze strony państwa niż w przypadku przedsiębiorstw z innych sektorów. W krajach U.E. dotuje się produkcję energii ze źródeł odnawialnych. Np. w Polsce średnia ceny sprzedaży energii wytwarzanej w elektrowniach konwencjonalnych waha się w granicach 190-200 zł/MWh, natomiast producenci energii w oparciu o źródła odnawialne otrzymują dodatkowo dopłatę z tytułu zielonych certyfikatów w wysokości 280 zł/MWh⁸. Bez tych dopłat pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych byłoby nieopłacalne.

⁷ Por.: W. Mielczarski, *Polska: Energy mix 2050*, www.I15.p.lodz.pl/~mielczarski/ (08.11.2012).

⁸ Por.: A. Strupczewski, *Czy odnawialne źródła energii są tańsze niż energetyka jądrowa*, w: „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2012, nr 10.

Przedstawione różnice powodują, że na przedsiębiorstwach sektora elektroenergetycznego ciąży szczególna odpowiedzialność społeczna. Nie zmienia ona jednak celów ekonomicznych tych przedsiębiorstw. Ich właściciele zaangażowali kapitał po to by osiągać określone korzyści finansowe. Wraz z postępującą prywatyzacją rola tych korzyści w definiowaniu celów przedsiębiorstw elektroenergetycznych będzie rosła. Cele te nie różnią się od tych, jakie są realizowane przez podmioty gospodarujące w innych sektorach gospodarki narodowej. Wynika to również z faktu, że zgodnie z polskim prawem przedsiębiorstwa funkcjonujące w sektorze energetycznym podlegają ogólnym przepisom prawa o prowadzeniu działalności gospodarczej przez wszelkiego rodzaju przedsiębiorców⁹. Przedsiębiorcy ci prowadzą działalność gospodarczą o charakterze zarobkowym, we własnym imieniu i na własne ryzyko. Przedsiębiorców funkcjonujących w sektorze energetycznym odróżnia od innych tylko przedmiot działalności, którym jest wytwarzanie, przetwarzanie, przesyłanie, magazynowanie, dystrybucja paliw albo energii lub obrotu nimi¹⁰. Prowadzą oni działalność o szczególnej wrażliwości społecznej i gospodarczej. Dlatego w przypadku tych przedsiębiorstw podstawowym problemem nie jest rozstrzygnięcie, czy ważniejszy jest interes właścicieli czy pozostałych interesariuszy, lecz jak zintegrować różne oczekiwania w zespół wspólnych wartości¹¹.

Biorąc pod uwagę specyficzną rolę tych przedsiębiorstw w gospodarce wydaje się w pełni uzasadnionym fakt, że zakres ingerencji państwa w tym sektorze powinien być większy. Dotyczy to w równej mierze regulacji prawnych w zakresie zabezpieczenia potrzeb odbiorców końcowych, jak i regulacji środowiskowych. W pierwszym przypadku chodzi o bezpieczeństwo energetyczne państwa i niedopuszczenie do sytuacji zwanej blackout (wymuszone wyłączenie energii elektrycznej na dużym obszarze), w drugiej zaś o ochronę środowiska przyrodniczego poprzez ograniczenie emisji substancji szkodliwych i ograniczenie szkód powstających z tytułu wydobywania surowców kopalnych, energetyki wiatrowej czy hydroenergetyki. Celem tych regulacji jest więc zabezpieczenie potrzeb energetycznych kraju po cenach sprzyjających rozwojowi gospodarczemu, a jednocześnie ograniczenie do niezbędnego minimum kosztów społecznych (negatywnych efektów zewnętrznych¹²), które nie są uwzględniane przez rynek. Koszty te w większym niż dotychczas stopniu powinny być uwzględniane w rachunku ekonomicznym przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

⁹ Por.: A. Walaszek-Pyziół, *Energia i prawo*, Warszawa 2002, s. 99.

¹⁰ Por.: J. Baehr, E. Stawicki, J. Antczak, *Prawo energetyczne. Komentarz*, Kraków 2003, s. 38.

¹¹ Por.: M. Mikołajek-Gocejna, *Interesariusze przedsiębiorstwa i ich cele*, w: I. Lichniak, *Nauka o przedsiębiorstwie. Wybrane zagadnienia*, wyd. SGH, Warszawa 2009, s. 130.

¹² Efektami zewnętrznymi nazywa się koszty lub korzyści osób trzecich, które nie podlegają rekompensacie. Mogą mieć charakter pozytywny lub negatywny. Negatywne efekty nazywa się kosztami społecznymi (por.: E. Czarny, *Mikroekonomia*, wyd. PWE, Warszawa 2006, s. 349, H.R. Varian, *Mikroekonomia*, wyd. PWN, Warszawa 2002, s. 612).

1.2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce (H. Kaproń, Z. Połecki)

Zużycie energii elektrycznej systematycznie rośnie. Jest ono rezultatem rozwoju gospodarczego i cywilizacyjnego i świadczy w dużej mierze o jakości życia. W ostatnich dwudziestu latach wzrost ten wykazywał zmienną tendencję. Było to spowodowane zachodzącymi zmianami w polskiej gospodarce. W pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku zapotrzebowanie na energię elektryczną spadło. Transformacja systemu gospodarczego spowodowała z jednej strony upadłość wielu przedsiębiorstw, z drugiej zaś wdrożenie nowoczesnych, energooszczędnych technologii. Równocześnie gospodarstwa domowe wyposażone zostały w wiele energooszczędnych urządzeń. Sytuacja ta miała różnokierunkowy wpływ na dynamikę zapotrzebowania na energię. Z jednej strony spadało zapotrzebowanie na energię ze strony przedsiębiorstw znikających z rynku oraz pod wpływem wzrostu efektywności energetycznej nowej generacji urządzeń produkcyjnych i sprzętu AGD, z drugiej zaś rosło zapotrzebowanie ze strony nowych podmiotów gospodarczych oraz wzrostu ilości sprzętu AGD instalowanego w gospodarstwach domowych. W rezultacie tych przeciwstawnych tendencji, od połowy lat dziewięćdziesiątych ubiegłego stulecia zapotrzebowanie na energię elektryczną zaczęło stopniowo wzrastać (por. tabela 1.1 oraz rys. 1.1 – 1.3).

W latach 1995-2010 zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o 14,37%, co oznacza średnioroczny wzrost na poziomie 1%. W tym samym okresie zapotrzebowanie ze strony gospodarstw domowych wzrosło o 70%, co oznacza, że średnio w roku zapotrzebowanie to rosło o 4,67%. Tempo tego wzrostu zmalało w latach 2005 – 2010 do poziomu 3,2% rocznie¹³. W tym samym okresie zużycie energii elektrycznej w przemyśle spadło o 6%, z 71.559 GWh (1995 r.) do 67.338 GWh (2010 r.). Tempo zmian było jednak nierównomierne. Największe zużycie miało miejsce w r. 1997, zaś najniższe w r. 2002. W okresie ostatniego kryzysu ekonomicznego zużycie energii elektrycznej przez przemysł spadło o ponad 6%. W latach 2000-2010 zużycie energii elektrycznej najszybciej rosło w sektorze usług (średnio o 5,1% w roku)¹⁴.

Zmieniała się również struktura tego zużycia. Jedna trzecia krajowego zużycia energii w 2009 roku przypadła na usługi, ok. 25% na gospodarstwa domowe, 18% na przemysł, ok. 24% na pozostałych odbiorców. Średnio na jednego mieszkańca Polski w r. 2009 przypadło 3.733 kWh zużytej energii. Było to znacząco mniej niż średnie zużycie w krajach OECD, które wynosiło 6.287 kWh¹⁵. Nastąpił również spadek strat w procesie przesyłania energii z 10% do 8%. Równocześnie zredu-

¹³ Por.: *Polityki energetyczne państw MAE. Polska 2011* (www.ptpiree.pl – 20.12.2011).

¹⁴ Tamże.

¹⁵ Por.: *Polityki energetyczne....op. cit.*

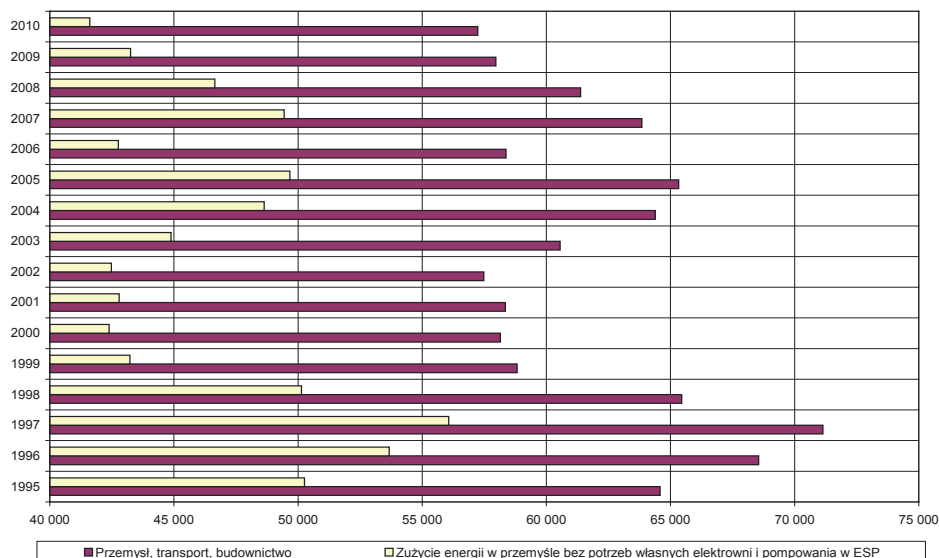
kwano zużycie energii elektrycznej na potrzeby wewnętrzne elektrowni. Wynosi ono obecnie ok. 15%. Jest jednak nadal wysokie (o połowę wyższe niż w krajach OECD).

Tabela 1.1. Zużycie energii elektrycznej w Polsce w latach 1995-2010 w GWh

Lp.	Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1.	Ogółem	143 361	147 975	148 147	147 397	145 619	148 473	149 921	148 594
2.	Zużycie ogółem z tego:	136 204	140 050	140 605	139 315	137 193	138 810	134 556	134 194
3.	zużycie w kraju z tego:	118 209	122 017	123 920	123 978	122 621	124 576	123 521	122 657
4.	przemysł w tym:	71 559	75 658	79 051	74 155	68 721	67 584	67 528	66 240
5.	potrzeby własne	11 565	12 130	12 481	12 510	12 630	12 969	12 951	12 752
6.	pompowanie wody w ESP	2 761	2 745	2 588	2 806	2 965	2 789	2 601	2 249
7.	budownictwo	854	991	793	659	563	552	694	650
8.	rolnictwo	5 517	5 493	5 374	5 211	5 033	4 750	4 610	4 409
9.	transport	6 497	6 774	6 363	5 955	5 131	5 769	5 678	5 592
10.	pozostali odbiorcy w tym:	33 782	33 101	32 339	37 998	43 173	45 921	45 011	45 766
11.	gospodarstwa domowe	18 075	19 224	19 771	20 314	20 800	21 037	21 376	21 659
12.	straty i różnice bilansowe	17 995	18 033	16 685	15 337	14 572	14 234	15 365	14 400
13.	Eksport	7 157	7 925	7 542	8 082	8 426	9 663	11 035	11 537

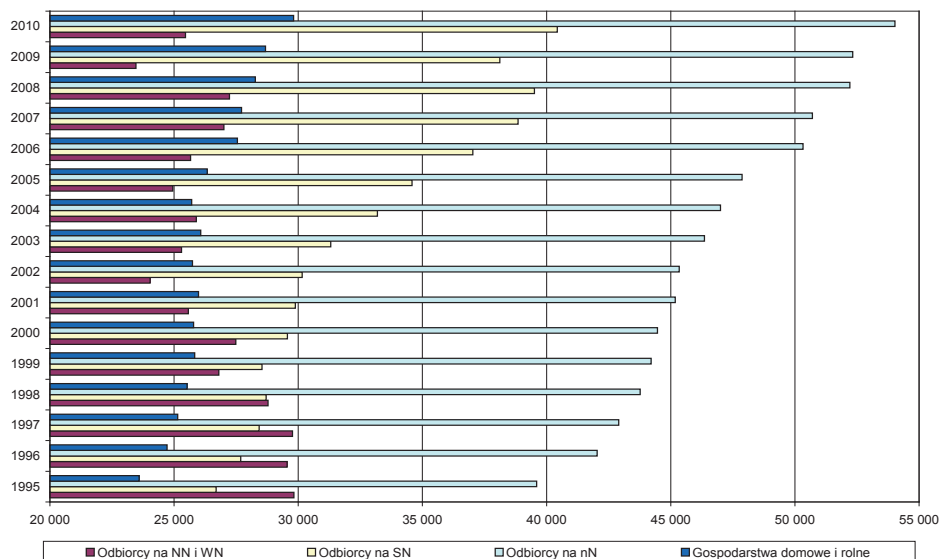
Lp.	Rok	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1.	Ogółem	156 615	159 472	161 937	166 531	167 109	164 339	159 123	163 968
2.	Zużycie ogółem z tego:	142 155	145 041	145 749	150 756	154 000	154 636	149 529	156 304
3.	zużycie w kraju z tego:	127 009	130 436	131 186	136 735	139 593	142 047	136 996	144 453
4.	przemysł w tym:	69 729	74 130	74 392	68 130	71 879	69 652	67 721	67 338
5.	potrzeby własne	13 388	13 487	13 449	14 213	13 517	13 842	13 828	14 804
6.	pompowanie wody w ESP	2 284	2 267	2 207	1 399	888	890	881	828
7.	budownictwo	666	510	523	573	781	674	748	770
8.	rolnictwo	4 292	4 133	417	418	389	451	460	456
9.	transport	5 835	5 500	6 069	5 285	5 593	5 786	4 204	4 764
10.	pozostali odbiorcy w tym:	46 487	46 163	49 785	62 329	60 951	65 484	65 544	71 125
11.	gospodarstwa domowe	22 052	22 804	26 336	27 549	27 486	29 828	30 160	30 740
12.	straty i różnice bilansowe	14 460	14 431	14 563	14 021	14 407	12 589	12 533	11 851
13.	Eksport	15 146	14 605	16 188	15 775	13 109	9 703	9 594	7 664

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.



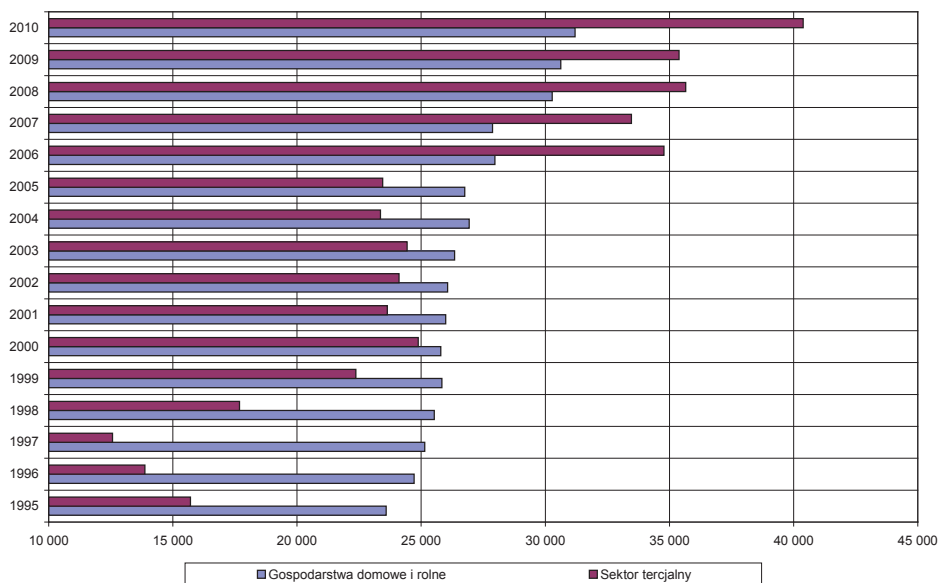
Rys. 1.1. Zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną w przemyśle, transporcie i budownictwie w latach 1995-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.



Rys. 1.2. Struktura zapotrzebowania na energię elektryczną w grupach taryfowych, w latach 1995-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.



Rys. 1.3. *Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych w GWh w latach 1995-2010*

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1995-2010 wzrosła o 13,4%, co oznacza, że średnio w roku rosła ona o ok. 0,9% (por. tabela.1.2). Część wytworzonej w Polsce energii elektrycznej jest eksportowana, przy równoczesnym jej imporcie. Przedmiotem obrotu zagranicznego są niewielkie ilości energii elektrycznej. W latach 2000-2010 eksport był ponad dwukrotnie wyższy od importu i stanowił niecałe 8% wyprodukowanej energii elektrycznej. W tym samym okresie import tej energii stanowił 4,23% wielkości jej zużycia¹⁶ (rys. 1.4).

¹⁶ Obliczenia własne na podstawie danych GUS.

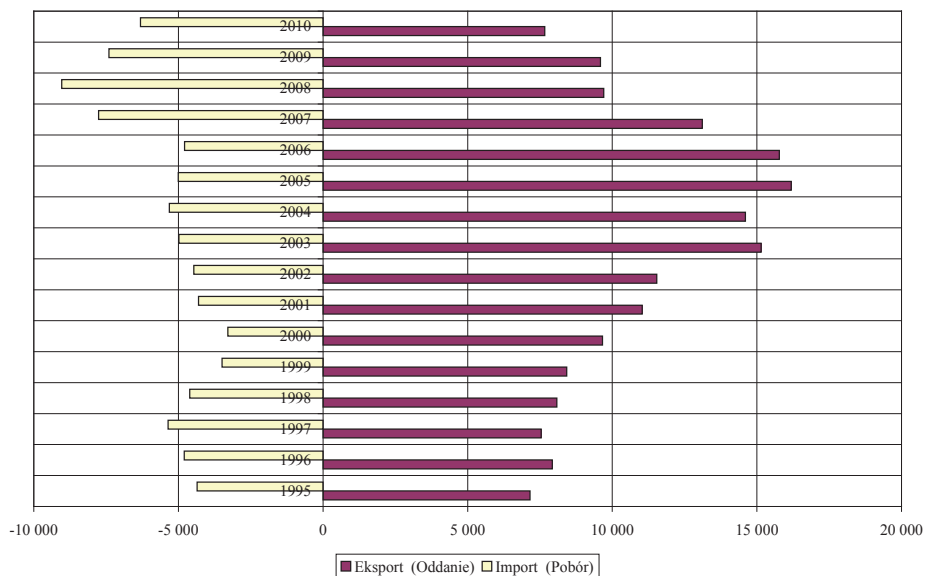
Tabela 1.2. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1995-2010 w GWh

Lp.	Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1.	Ogółem	143 361	147 975	148 147	147 397	145 619	148 473	149 921	148 594
2.	Produkcja	139 005	143 174	142 790	142 789	142 128	145 183	145 615	144 125
3.	zawodowe z tego	130 555	134 924	134 667	135 163	134 757	137 798	137 669	136 053
4.	cieplne	126 775	131 118	130 960	130 960	130 615	133 831	133 626	132 351
5.	wodne, w tym	3 780	3 806	3 707	4 203	4 142	3 967	4 043	3 702
6.	ESP	2 140	2 159	2 048	2 018	2 127	2 250	2 193	1 872
7.	przemysłowe ciepłne	8 363	8 131	8 006	7 484	7 203	7 201	7 714	7 760
8.	pozostałe elektrownie	87	119	117	142	168	184	232	312
9.	Import	4 356	4 801	5 357	4 608	3 491	3 290	4 306	4 469

Lp.	Rok	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1.	Ogółem	156 615	159 472	161 937	166 531	167 109	164 339	159 123	163 968
2.	Produkcja	151 631	154 159	156 935	161 742	159 348	155 305	151 720	157 658
3.	zawodowe z tego	143 328	145 613	148 426	153 015	150 667	147 447	143 460	147 696
4.	cieplne	140 218	142 151	144 899	150 245	148 024	144 982	140 788	144 541
5.	wodne, w tym	3 110	3 462	3 528	2 770	2 643	2 465	2 672	3 155
6.	ESP	1 777	1 865	1 843	1 228	854	842	859	920
7.	przemysłowe ciepłne	7 940	8 097	8 008	8 062	7 663	6 484	6 549	7 549
8.	pozostałe elektrownie	363	449	501	665	1 018	1 374	1 711	2 413
9.	Import	4 985	5 312	5 002	4 789	7 761	9 034	7 403	6 310

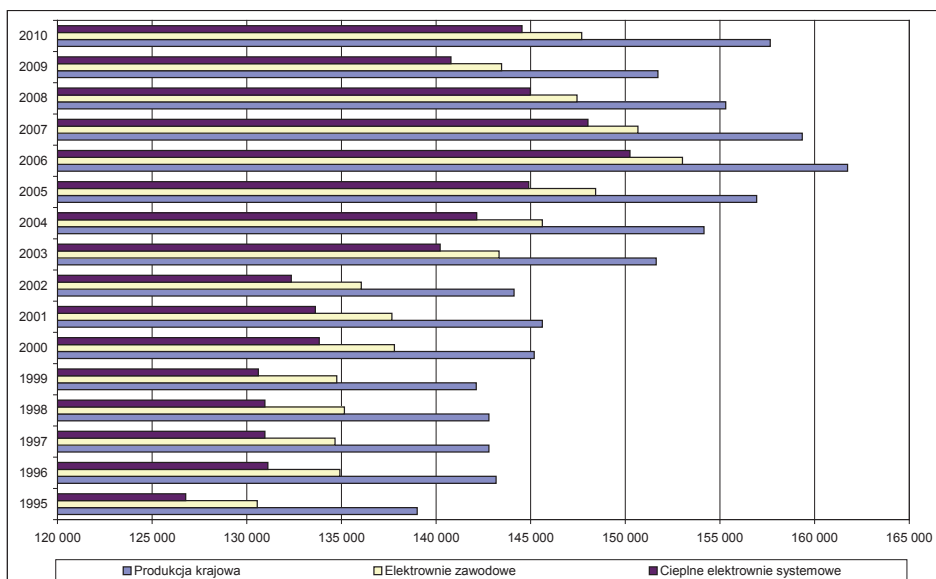
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

W Polsce energia elektryczna wytwarzana jest w trzech grupach podmiotów: elektrowniach systemowych (nazywanych inaczej zawodowymi), elektrociepłowniach oraz w firmach bazujących na źródłach odnawialnych. Elektrowni zawodowych jest 19 i wytwarzają łącznie ok. 75% energii elektrycznej. W elektrociepłowniach energia elektryczna wytwarzana jest w połączeniu z produkcją ciepła. W Polsce funkcjonuje 50 elektrociepłowni zlokalizowanych w dużych aglomeracjach miejskich oraz ponad 160 elektrociepłowni przemysłowych zlokalizowanych przy dużych zakładach produkcyjnych. Podmioty wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych (woda, wiatr i biomasa) są zazwyczaj niewielkimi jednostkami gospodarczymi, których udział w produkcji energii elektrycznej w Polsce w r. 2011 wynosił niewiele ponad 10%. Strukturę produkcji energii elektrycznej zilustrowano na rys. 1.5 i 1.6.



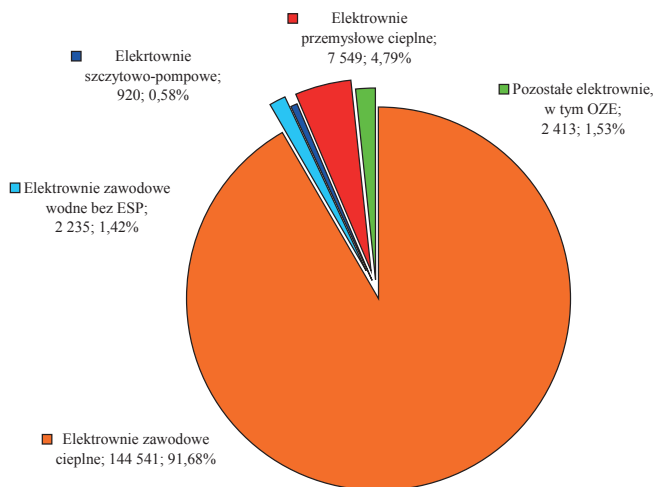
Rys. 1.4. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej w latach 1995-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.



Rys. 1.5. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1995-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.



Rys. 1.6. *Struktura produkcji energii elektrycznej w roku 2010*

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

W zależności od nośników (surowców) pozyskiwanej energii elektrycznej, jej producentów podzielić można na tych, które bazują na:

- surowcach konwencjonalnych (węglu kamiennym i brunatnym),
- innych źródłach kopalnych (gazie, ropie naftowej, paliwie jądrowym)
- źródłach odnawialnych, takich jak: wiatr (farmy wiatrowe), woda (elektrownie wodne) i biomasa (drewno, roślin specjalnie uprawianych do spalania na potrzeby produkcji energii elektrycznej), baterie słoneczne (źródła fotowoltaiczne, które z uwagi na wysokie koszty, wykorzystywane są bardzo rzadko, głównie bezpośrednio przez indywidualnych użytkowników)¹⁷.

Całkowicie zainstalowana moc w polskiej energetyce w roku 2010 wynosiła 37,3 GW, z czego 30,5 GW zainstalowanych było w elektrowniach węglowych, 2,2 GW w elektrowniach wodnych, 0,98 GW w elektrowniach gazowych, 0,6 GW elektrowniach opartych na biomasie, 0,5 GW w elektrowniach opartych na ropie

¹⁷ Obecnie jest to najdroższe źródło energii. Koszty generowania energii z tego źródła obecnie są 10 krotnie wyższe w porównaniu z energią wiatrową i prawie 12 krotnie wyższe w porównaniu z energią uzyskiwaną z węgla (por: E. Klugmann, E. Klugmann-Radziemska, *Ogniwa i moduły fotowoltaiczne oraz inne niekonwencjonalne źródła energii*, Białystok 2005. W Polsce nie ma korzystnych warunków do powstawania elektrowni opartych na energii słonecznej. Mimo to, planowana jest budowa elektrowni słonecznej o mocy 1 MW w Gryźlinach pod Olsztynem. Jej koszt ma wynieść 7 mln zł. Ma ona wytwarzać ok. 900 MWh energii elektrycznej rocznie. Ma to być inwestycja samorządowa sfinansowana głównie ze środków unijnych i pożyczki z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony środowiska (serwis informacyjny CIRE z dnia 6.09.2012 r.).

naftowej, zaś 1,6 GW w farmach wiatrowych¹⁸. Zmiany w wielkości i strukturze zainstalowanej i osiągalnej mocy zaprezentowano w tabelach 1.3 i 1.4.

W latach 2000-2010 moce cieplnych elektrowni bazujących na węglu kamiennym i brunatnym praktycznie pozostawały niezmiennie, a przyrost mocy elektrowni zawodowych wynikał jedynie z zainstalowania jednostek gazowych o łącznej mocy 895 MW. Dopiero w 2011 roku w Elektrowni Bełchatów oddany został nowy blok energetyczny o mocy 858 MW. Tym samym łączna moc zainstalowana w Elektrowni Bełchatów na koniec 2011 roku wyniosła 5.298 MW, a moc osiągalna 5.342 MW, przez co wartość ta przekroczyła 50% mocy wszystkich elektrowni pracujących na węglu brunatnym.

W rozpatrywanym okresie wycofano z eksploatacji ponad 1.100 MW mocy w elektrowniach przemysłowych. Ubytek mocy w systemie skompensowany został wzrostem mocy w odnawialnych źródłach o prawie 1.300 MW, a udział ich w mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) wyniósł w roku 2010 3,60%. Przyrost mocy w tej grupie źródeł nie jest równoznaczny z przyrostem produkcji. Produkcja energii elektrycznej oparta na źródłach odnawialnych w 2010 roku wyniosła 2.413 GWh. Stanowiła ona 1,53% całej produkcji tego roku. W latach 1995 – 2010 w elektrowniach przemysłowych, których udział w mocy zainstalowanej systemu spadł (z tytułu likwidacji jednostek) z 9,37% w roku 1995 do 7,65% w roku 2000 i do 5,57% w roku 2010. Ich udział w produkcji energii elektrycznej wynosił odpowiednio: 6,02%, 5,30% i 4,79%.

¹⁸ Por.: *Sytuacja w elektroenergetyce*, ARE, Warszawa 2011, nr 2.

Tabela 1.3. Moc zainstalowana w elektrowniach zawodowych, przemysłowych i odnawialnych źródłach energii

Rok	Ogółem kraj	Elektrownie ciepłe zawodowe					Elektrownie wodne zawodowe		Elektrownie zawodowe razem	Elektrownie przemysłowe powyżej 0,5 MW	Źródła odnawialne
		ogółem	w tym		na gazie	ogółem	ESP				
			na węglu:								
			kamiennym	brunatnym							
			MW								
1995	33 142	28 027	18 969	9 058	.	2 008	1 546	30 035	3 107	.	
2000	34 595	29 779	20 465	9 178	136	2 116	1 638	31 895	2 647	53	
2005	35 404	30 477	20 414	9 216	847	2 179	1 704	32 656	2 522	227	
2006	35 715	30 713	20 629	9 216	847	2 184	1 706	32 897	2 535	283	
2007	35 820	30 811	20 701	9 216	872	2 184	1 706	32 995	2 402	423	
2008	35 599	30 820	20 875	9 040	883	2 185	1 706	33 005	1 911	683	
2009	35 762	30 810	20 920	8 985	883	2 186	1 706	32 995	1 890	877	
2010	36 058	30 566	20 843	8 796	895	2 187	1 706	32 753	2 010	1 296	

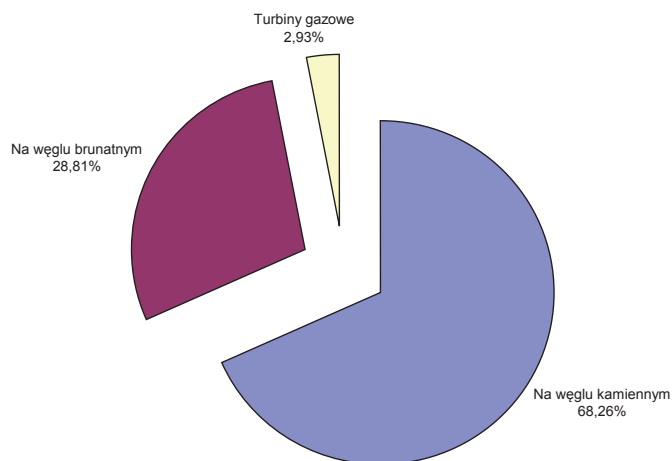
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Tabela 1.4. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej oraz produkcji elektrycznej w elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach zawodowych

Lp.	Wyszczególnienie		1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1.	Moc zainstalowana ogółem w tym elektrownie i elektrociepłownie:	MW	28 027	29 779	30 476	30 713	30 811	30 820	30 809	30 566
2.	na węgla kamiennym	MW	18 948	20 465	20 413	20 629	20 701	20 875	20 920	20 843
3.	na węgla brunatnym	MW	9 058	9 178	9 216	9 216	9 216	9 040	8 985	8 796
4.	gazowe ¹⁾	MW	21	136	847	847	872	883	883	895
5.	Moc osiągalna ogółem w tym elektrownie i elektrociepłownie:	MW	27 270	28 874	30 148	30 246	30 362	30 722	30 873	30 668
6.	na węgla kamiennym	MW	18 609	20 355	20 501	20 595	20 692	20 790	20 980	20 955
7.	na węgla brunatnym	MW	8 640	8 396	8 819	8 819	8 819	9 053	9 013	8 817
8.	gazowe ¹⁾	MW	21	123	828	828	847	876	876	888
9.	Produkcja energii elektrycznej w tym elektrownie i elektrociepłownie:	GWh	126 775	133 831	144 899	150 245	148 024	144 982	140 788	144 541
10.	na węgla kamiennym	GWh	76 029	83 671	84 983	92 144	92 336	86 600	85 162	90 282
11.	na węgla brunatnym	GWh	50 737	49 677	54 912	53 559	51 278	53 795	50 953	49 671
12.	gazowe ¹⁾	GWh	9	483	5 004	4 543	4 411	4 588	4 673	4 586

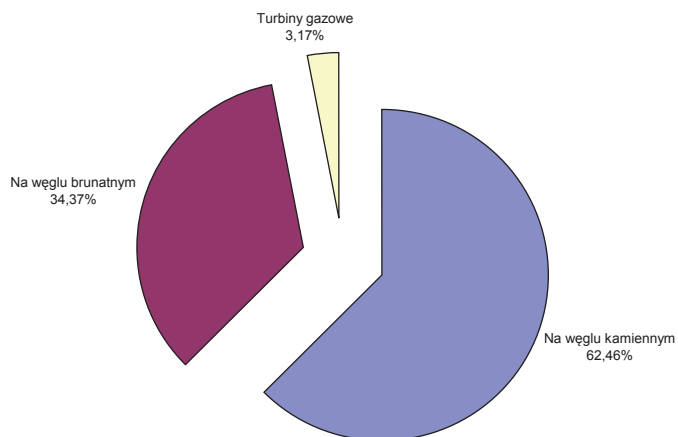
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Struktura zainstalowanej mocy oraz produkcji energii elektrycznej elektrowni ciepłych opalanych węglem kamiennym, brunatnym i gazem w roku 2010 została przedstawiona na rysunkach 1.7 i 1.8. Produkcja energii elektrycznej w oparciu o węgiel kamienny, pomimo znacznie wyższej sprawności i niższym zużyciu energii elektrycznej na potrzeby własne, nie jest proporcjonalna do udziału mocy tych elektrowni.



Rys. 1.7. *Struktura mocy zainstalowanych wg rodzaju paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w roku 2010*

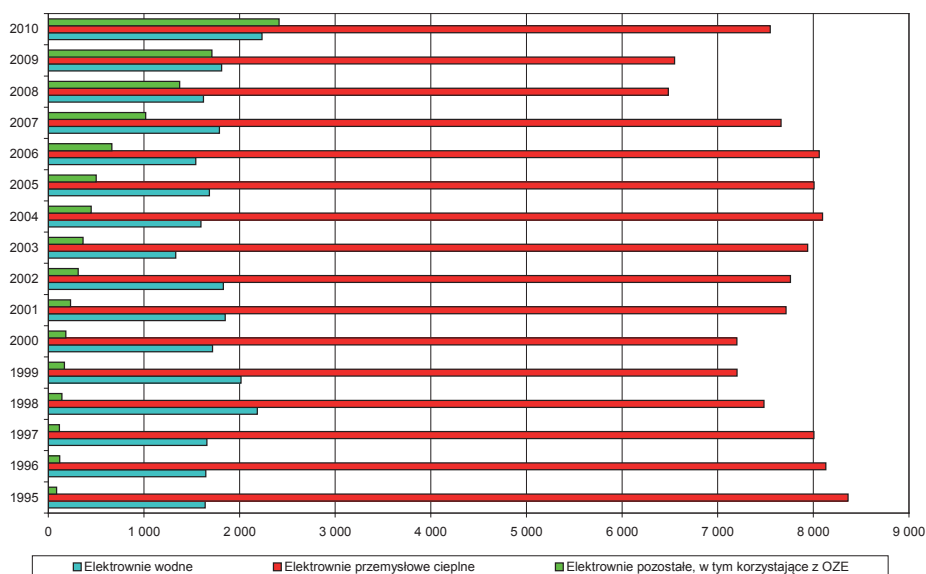
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.



Rys. 1.8. *Struktura produkcji energii elektrycznej wg rodzaju paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w roku 2010*

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

W Polsce energię elektryczną pozyskuje się głównie ze źródeł konwencjonalnych. W r. 2010 65% energii wytworzonej zostało na bazie węgla kamiennego, 17% z węgla brunatnego, 5% w oparciu o gaz ziemny, 2% przy wykorzystaniu ropy naftowej, zaś 11% energii pozyskano ze źródeł odnawialnych (OZE)¹⁹. Strukturę produkcji energii elektrycznej wg źródeł jej pozyskiwania w latach 1995-2010 przedstawiono na rys. 1.9.



Rys. 1.9. *Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wodnych (bez ESP), przemysłowych oraz pozostałych, w tym OZE w latach 1995-2010*

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Struktura ta znacznie odbiega od źródeł energii w największych krajach UE (por. tabela.1.5). W Polsce nie ma elektrowni jądrowych. Niewielki jest również udział energii elektrycznej pozyskiwanej z gazu. Być może sytuacja ta ulegnie zmianie, gdy prognozy dotyczące zasobów gazu łupkowego sprawdzą się a jego wydobycie będzie opłacalne. We wszystkich znanych scenariuszach rozwoju produkcji energii elektrycznej zakłada się znaczny wzrost udziału technologii gazowych. W skali światowej przewiduje się, że w r. 2030 udział gazu produkcji tej energii wyniesie 31,4%²⁰.

¹⁹ Por.: *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2009, 2010*, GUS, Warszawa 2011.

²⁰ Por.: J. Kotowicz, *Elektrownie gazowo-parowe*, wyd. Kaprint, Lublin 2008, s. 5.

Tabela. 1.5. *Struktura źródeł pozyskiwania energii elektrycznej w wybranych krajach UE w 2009 r. w %*

Lp.	Źródła energii	Niemcy	Hiszpania	Francja	Wielka Brytania
1.	Konwencjonalne	43,85	12,77	5,34	28,50
2.	Woda	3,18	9,05	10,63	1,41
3.	Paliwo nuklearne	23,01	18,13	76,24	18,58
4.	Ropa naftowa	1,64	6,52	1,15	1,17
5.	Gaz ziemny	13,45	36,92	3,91	44,49
6.	Odnawialne	14,81	16,61	2,77	5,85

Źródło: Energy Balances of OECD Countries, IEA.

W Polsce systematycznie rośnie produkcja energii ze źródeł odnawialnych. W roku 2007 wytworzono z tych źródeł 5,2 TWh, w roku 2008 – 6,5 TWh, w roku 2009 8,6 TWh, a w roku 2010 10,9 TWh. Średnioroczne tempo wzrostu tej energii w tych latach wynosiło 27,4%. Energia elektryczna wytworzona na bazie tych źródeł w roku 2010 pochodziła w 53% z biomasy (głównie wskutek współspalania z węglem), w 27% z elektrowni wodnych, w 17% z farm wiatrowych, zaś w 3% z biogazowni²¹. Mimo znaczącej dynamiki wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych jest ona nadal niska w porównaniu z wieloma innymi krajami U.E. Jednak udział tej energii w 2012 r. w ogólnej ilości energii wyprodukowanej w Polsce osiągnął 10,4%²². Jedną z istotnych przyczyn hamujących rozwój tego segmentu produkcji energii elektrycznej jest przestarzała infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna²³.

Znaczący wpływ na efektywność produkcji energii elektrycznej ma sprawność przemiany źródeł pierwotnych w energię elektryczną. Sprawność tę w elektrowniach zawodowych przedstawiono w tabeli 1.6.

²¹ Por.: B. Derski, *Polska miała 7 procentowy udział energii odnawialnej w 2010 r.*, www.cire.pl (19.12.2011).

²² Jest to udział zgodny z ustaleniami z UE.

²³ Por.: *Polityki energetyczne..* op. cit., s. 77.

Tabela 1.6. *Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych zawodowych*

Lp.	Wyszczególnienie	Rok	Sprawność przemiany w elektrowniach ciepłych zawodowych		Jednostkowe zużycie energii na produkcję energii elektrycznej	
			brutto	netto	ogółem	netto
			%		kJ/kWh	
1.	Razem elektrownie	2005	37,85	33,75	9508	10305
		2006	37,80	31,41	9516	10326
		2007	37,56	31,63	9582	10415
		2008	37,76	34,64	9532	10459
		2009	37,66	34,46	9559	10503
		2010	37,82	34,60	9519	10462
2.	Elektrownie na węglu brunatnym	2000	35,80	32,90	10062	10913
		2005	37,39	33,43	9627	10451
		2006	36,97	33,06	9728	10574
		2007	37,07	32,87	9709	10573
		2008	37,60	34,50	9575	10567
		2009	37,41	34,16	9623	10659
		2010	37,59	34,30	9577	10624
3.	Elektrownie na węglu kamiennym	2000	37,50	34,50	9592	10420
		2005	38,25	34,11	9406	10182
		2006	38,43	31,04	9358	10142
		2007	37,91	31,31	9492	10302
		2008	37,90	34,76	9497	10372
		2009	37,86	34,69	9509	10385
		2010	37,98	34,81	9478	10348
4.	Elektrownie gazowe i gazowo-parowe	2005	59,61	57,70	6036	6161
		2006	60,85	58,89	5911	6032
		2007	60,86	58,84	5909	6034
		2008	62,10	60,72	5794	5925
		2009	61,40	60,01	5864	5998
		2010	62,07	60,69	5800	5931

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Wysoką sprawnością charakteryzują się elektrownie gazowe i gazowo-pa-
rowe. Znacząco niższą sprawność mają elektrownie węglowe. Mimo stopniowej
poprawy sprawności polskich elektrowni jest ona nadal dość niska. Nowoczesne
technologie spalania węgla umożliwiają wzrost sprawności powyżej 40%. Wzrost
sprawności oznacza nie tylko lepsze wykorzystanie paliwa i spadek bezpośrednich
kosztów jednostkowych, lecz również ograniczenie emisji substancji szkodliwych
dla środowiska.

1.3. Rynek energii elektrycznej i jego specyfika (W. Janik)

Rynek energii elektrycznej jest rynkiem specyficznym. Wpływają na to z jed-
nej strony fizyczne cechy produktu, jakim jest energia elektryczna, z drugiej zaś
uwarunkowania ekonomiczne procesów jej wytwarzania i dystrybucji²⁴. Energia
elektryczna jest wygodnym i szeroko rozpowszechnionym nośnikiem energii,
który można łatwo przetworzyć na inne postacie (mechaniczną, cieplną). Jest
równocześnie towarem specyficznym, gdyż możliwości jej magazynowania są
bardzo ograniczone. Jej specyfika polega również na tym, że sprzedaż połączona
jest z usługą dostawy do odbiorcy²⁵. Nie można nabyć energii bez usługi transpor-
towej poprzez sieć elektroenergetyczną: przesyłową i dystrybucyjną. Odbiorcami
energii elektrycznej są nie tylko konsumenci indywidualni, lecz wszystkie działy
gospodarki narodowej. Stąd też rynek energii elektrycznej jest wyjątkowo duży
i nadal wykazuje tendencję wzrostową.

O specyficznym charakterze rynku energii elektrycznej, oprócz cech samego
produktu, jakim jest energia, przesądzają również inne czynniki. Zapotrzebowanie
na energię elektryczną charakteryzuje się wysoką zmiennością w czasie. Dotyczy
to w równej mierze zapotrzebowania dobowego (w różnych godzinach zapotrze-
bowanie znacznie się różni), jak i zapotrzebowania rocznego (zmiany pogodowe
i związana z tym sezonowość). Dla zabezpieczenia potrzeb odbiorców w okresie
szczytowego zapotrzebowania musi być utrzymywana odpowiednia rezerwa
mocy, określona przez różnicę między szczytowym zapotrzebowaniem na energię
elektryczną a zużyciem minimalnym. Zmienność zapotrzebowania i związana
z nią zmienność obciążeń systemu elektroenergetycznego wymaga takiego składu

²⁴ Por.: A. T. Szablewski, *Liberalizacja a bezpieczeństwo dostaw energii*, wyd. Key Text,
Warszawa 2012, s. 88.

²⁵ Usługi związane z dostarczaniem energii do odbiorców końcowych obejmują: prze-
sył, dystrybucję, utrzymywanie rezerw eksploatacyjnych mocy wytwórczych oraz inne
usługi systemowe typu: regulacja napięcia, praca w przeciążeniu lub zaniżeniu, gotowość
do obrony i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, rozruch bez zasi-
lania z zewnątrz itp. (por: P. Zaleski, *Zmiany na rynku energii elektrycznej*), www.cire.pl
(19.12.2011 r.).

jednostek wytwórczych, które charakteryzują się odpowiednią elastycznością, zapewniającą dopasowanie pracujących bloków do aktualnego zapotrzebowania. Wynika to z faktu, że w systemie elektroenergetycznym w każdej chwili pobór energii elektrycznej musi być zrównoważony przez jej wytwarzanie.

Wytwórcy energii elektrycznej nie mają pełnej swobody dysponowania swoim potencjałem wytwórczym. Wprowadzają oni wytworzoną energię do systemu elektroenergetycznego, z którego jest natychmiast pobierana przez odbiorców końcowych. Nie ma możliwości szczegółowej identyfikacji wytwórcy, którego energia została zużyta przez konkretnego odbiorcę. Zapewnienie bezpieczeństwa odbiorcom wymaga zatem dostosowywania się wytwórców do warunków określonych przez centralnego regulatora, który wymusza na nich utrzymywanie odpowiedniej rezerwy mocy produkcyjnej. Jest to sytuacja odmienna od tej, jaka występuje w innych rodzajach działalności produkcyjnej. Jest również jedną z przesłanek, dla których liberalizacja rynku energii elektrycznej połączona jest z elementami administracyjnej regulacji²⁶.

Mimo, że energia elektryczna wykorzystywana jest od ponad 100 lat, to jej dystrybucja na zasadach rynkowych rozwija się od niespełna kilkunastu lat. Wcześniej (przez ok. osiem dekad) energetyka była zmonopolizowanym działem gospodarki narodowej. Wynikało to zarówno z wysokich nakładów inwestycyjnych (wysokiej kapitałochłonności) niezbędnych do uruchomienia produkcji na skalę przemysłową²⁷, jak i ze specyfiki technologii jej wytwarzania, która ogranicza elastyczność produkcji²⁸. Monopolizacji towarzyszyły procesy poziomej i pionowej integracji w energetyce. Były one w dużej mierze inspirowane korzyściami skali.

Omówione wyżej uwarunkowania rozwoju podsektora elektroenergetycznego powoli tracą na znaczeniu. Z biegiem czasu, korzyści skali, które były głównym motorem rozwoju energetyki konwencjonalnej zaczęły stopniowo się zmniejszać. Pojawiły się nowe technologie wytwarzania energii elektrycznej, oparte na

²⁶ Por.: A. Szablewski, I. Wesołowski, *Liberalizacja rynku energii – pierwsze doświadczenia*, w: „*Ekonomista*” 2003, nr 1.

²⁷ Produkcja i dystrybucja energii elektrycznej należą do najbardziej kapitałochłonnych segmentów gospodarki narodowej. Rozwój mocy wytwórczych i sieci przesyłowych wymaga wysokich nakładów inwestycyjnych. Cykl inwestycyjny związany z rozwojem elektroenergetyki konwencjonalnej jest długi, przez co koszty zamrożenia kapitału dodatkowo podwyższają koszty inwestycyjne i zwiększają ryzyko inwestycyjne. Powyższe okoliczności mają wpływ na oczekiwania inwestorów w zakresie stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału.

²⁸ Por.: Chochowski A., Krawiec F. (red.), *Zarządzanie w energetyce. Koncepcje, zasoby, strategie, struktury, procesy i technologie energetyki odnawialnej*, wyd. Difin, Warszawa 2008, s. 49-51.

niekonwencjonalnych źródeł (gazie²⁹, uranie, źródłach odnawialnych). Koszt wytwarzania energii w małych generatorach zaczął być niższy niż w dużych³⁰. Zaczęło zanikać ekonomiczne uzasadnienie dla procesów integracyjnych w energetyce. Powstały warunki do demonopolizacji i wprowadzenia zasad rynkowych w obrocie energią elektryczną.

Liberalizacja rynku energii obejmuje następujące procesy³¹:

- komercjalizację polegającą na przekształceniu przedsiębiorstw tego sektora w przedsiębiorstwa spółki, które zaczynają funkcjonować na zasadach rynkowych,
- prywatyzację spółek, które wcześniej zostały przekształcone w przedsiębiorstwa państwowe,
- stopniowe ograniczenie bezpośredniej kontroli państwa nad przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi,
- wprowadzenie konkurencji między przedsiębiorstwami sektora poprzez umożliwienie wyboru dostawcy energii elektrycznej.

Liberalizacja rynku wpływa na wzrost jego przejrzystości, która przejawia się w³²:

- zmuszaniu wytwórców energii do poszukiwania źródeł obniżania kosztów, by zapewnić konkurencyjność swojej oferty,
- w tym, że rynek staje się nie tylko miejscem ustalania cen, lecz również zarządzania ryzykiem,
- umożliwieniu klientom zakupu energii na takich warunkach, które najlepiej zaspokajają ich potrzeby,
- przedsiębiorstwa elektroenergetyczne mogą przysyłać klientom energię elektryczną według wcześniej znanych cen, określonych w taryfach.

Rynek energii jest zespołem zasad wg których dokonuje się aktów kupna i sprzedaży energii elektrycznej. Nadrzędnym jego celem jest zapewnienie racjonalnych cen, niezawodnych dostaw energii o wysokich parametrach jakościowych oraz zagwarantowanie rentowności podmiotów funkcjonujących w elektroenergetyce. Rozgraniczenie produktu od usługi jest podstawową cechą rynku energii elektrycznej. Umożliwia ono oddzielne ustalanie cen produktu i cen usług oraz

²⁹ Szczególnie obiecującym źródłem energii, również elektrycznej, wydaje się być gaz ziemny. Jego zużycie obecnie wzrasta średnio o 3% rocznie. Nie wyklucza się, że w ciągu 20 – 30 lat zastąpi ropę naftową (H. Kaproń, A. Wasilewski, *Gaz ziemny paliwem XXI wieku*, wyd. Kaprint, Lublin 2012, s. 6).

³⁰ Por.: F. Krawiec (red), *Odnawialne źródła energii w świetle globalnego kryzysu energetycznego*, wyd. Difin, Warszawa 2010, s. 18.

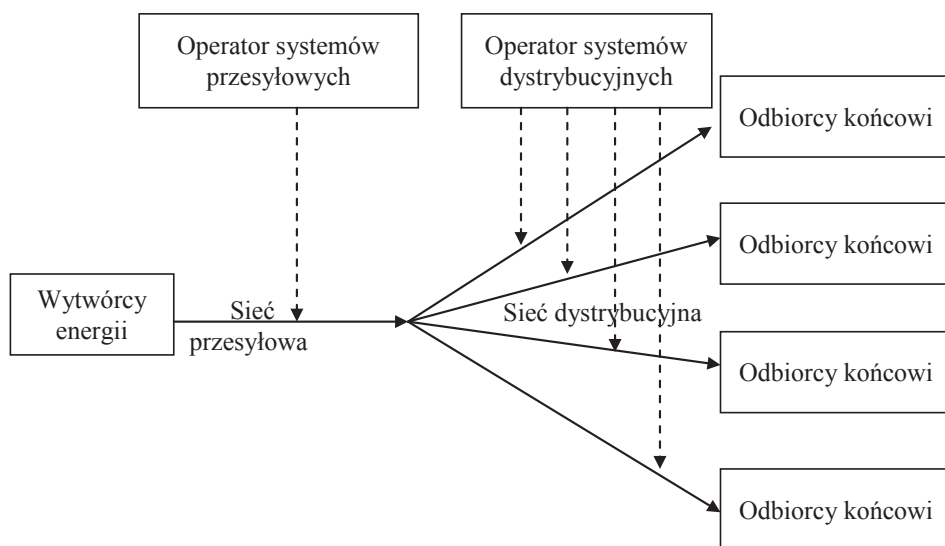
³¹ Por.: M. Kwiatkowski, *Liberalizacja sektora elektroenergetycznego*, w: A. Chochowski, F. Krawiec (red), *Zarządzanie w energetyce ... op. cit.*, s. 19.

³² Por.: D. Michalski, *Specyfika funkcjonowania rynku energii elektrycznej*, w: G. Wojtkowska-Łodej, D. Michalski, P. Hawranek, *Zmiany uwarunkowań funkcjonowania przedsiębiorstw na rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej*, wyd. SGH, Warszawa 2012, s. 39.

wprowadzenie konkurencyjnych zasad obrotu energią elektryczną. Jest to konieczne z uwagi na uniemożliwienie przenoszenia dochodów i kosztów między poszczególnymi rodzajami działalności, szczególnie wtedy, kiedy podlegają one różnemu zakresowi regulacji. Tym samym każdy rodzaj działalności staje się wyodrębnionym centrum wynikowym. Stwarza to warunki do prowadzenia rachunku ekonomicznego w odniesieniu do poszczególnych produktów i usług sektora oraz wzrostu odpowiedzialności za podejmowane decyzje i wyniki finansowe w poszczególnych obszarach elektroenergetyki.

1.4. Rynek energii elektrycznej w Polsce (W. Janik, H. Kaproń)

Uruchomienie rynku energii elektrycznej w Polsce związane jest wejściem w życie ustawy Prawo Energetyczne w kwietniu 1997 r. Pierwszym krokiem w tym kierunku w Polsce było przekształcenie producentów energii w JSSP, z jednoczesnym ich podziałem na przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną (system wytwórczy), przedsiębiorstwa przesyłu (system przesyłowy) oraz przedsiębiorstwa dystrybucji i obrotu energią elektryczną (system dystrybucyjno-dostawczy). Proces zaopatrzenia w energię elektryczną końcowych odbiorców (konsumentów) zilustrowano na rys. 1.10.



Rys. 1.10. Schemat przepływu energii elektrycznej od wytwórców do odbiorców końcowych

Źródło: Opracowanie własne.

Transport energii elektrycznej od jej wytwórców do odbiorców końcowych odbywa się przy wykorzystaniu dwu rodzajów sieci elektroenergetycznych, którymi są: sieci przesyłowe i sieci dystrybucyjne. Sieci przesyłowe zarządzane są przez przedsiębiorstwo pod nazwą Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Sieciami tymi transportuje się energię elektryczną bezpośrednio od jej wytwórców do tzw. Głównych Punktów Zasilających (GPZ). Sieć ta obejmuje linie przesyłowe o długości 13.053 km oraz 106 stacji najwyższych napięć (NN). Stąd energia jest rozprowadzana sieciami dystrybucyjnymi o napięciu od 220 V do 110 kV do odbiorców końcowych (rys. 1.10). Do zadań Operatora Sieci Przesyłowych (PSE Operator) należy zarządzanie bieżącym funkcjonowaniem sieci, utrzymanie ich w odpowiednim stanie technicznym (konserwacja i remonty), ich rozwój, zarządzanie wymianą energii elektrycznej pomiędzy systemem elektroenergetycznym Polski i krajów współpracujących oraz zarządzanie rynkiem bilansującym.

Produkcją, dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej zajmuje się kilkadziesiąt samodzielnych podmiotów gospodarczych, mających najczęściej formę spółek kapitałowych³³. Dzieli się ich na cztery grupy, którymi są:

- wytwórcy energii (elektrownie, elektrociepłownie, producenci energii ze źródeł odnawialnych),
- przedsiębiorstwa zajmujące się dostarczaniem energii elektrycznej z GPZ do odbiorców. Nazywani są oni operatorami sieci dystrybucyjnych (OSD),
- przedsiębiorstwa-spółki obrotu energią (podmioty gospodarcze sprzedające energię elektryczną końcowym odbiorcom),
- odbiorcy energii (przedsiębiorstwa, instytucje, gospodarstwa domowe itp.).

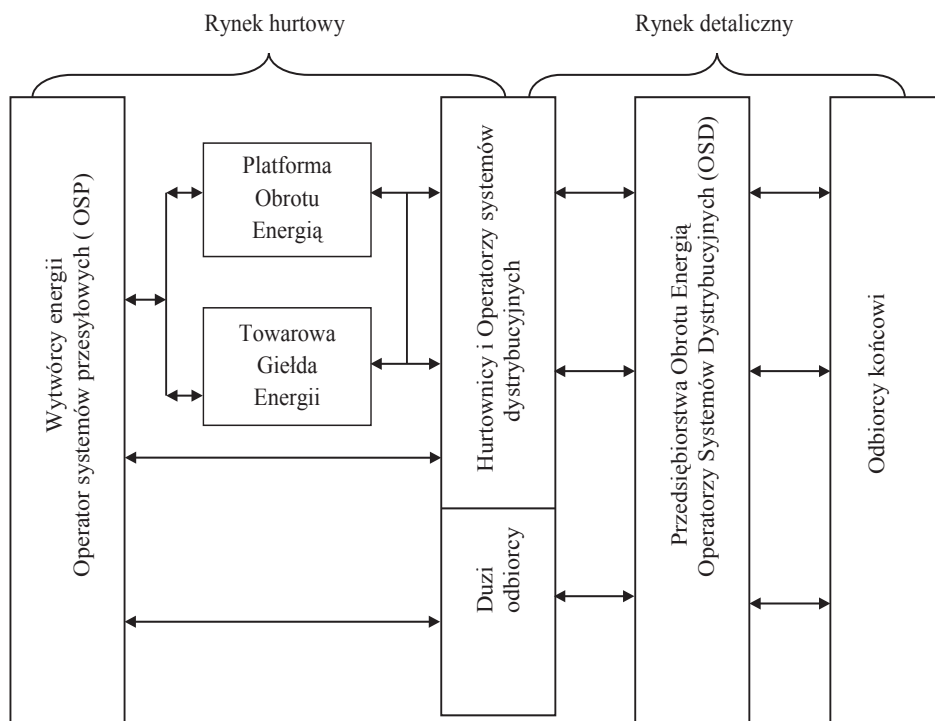
Sieciami dystrybucyjnymi zarządzają OSD. Do ich zadań należy zarządzanie bieżącym funkcjonowaniem sieci, utrzymaniem ich w odpowiednim stanie technicznym oraz ich rozwój. Przedsiębiorstwa zajmujące się bezpośrednią sprzedażą energii klientom, tzw., spółki obrotu, których znaczna część powstała na bazie, funkcjonujących wcześniej, zakładów energetycznych³⁴. Spółki te sprzedają energię elektryczną na warunkach określonych w umowie zawartej z odbiorcami końcowymi.

Handel energią elektryczną obejmuje dwa poziomy rynku: rynek hurtowy i rynek detaliczny (rys. 1.11). Pierwszy z nich (rynek hurtowy) dotyczy sprzedaży i zakupu energii elektrycznej i usług przesyłowych od wytwórców i Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Uczestniczą w nim elektrownie (wytwórcy energii elektrycznej), przedsiębiorstwa (spółki) dystrybucyjne (OSD), przedsiębiorstwa obrotu (pośrednicy w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorcy końcowego),

³³ Por.: Niedziółka D., *Rynek energii w Polsce*, wyd. Difin, Warszawa 2010, s. 44.

³⁴ Charakterystykę organizacji przemysłu elektroenergetycznego przed 1989 rokiem w Polsce zawiera praca J. Paska (J. Pasek, *Ekonomika e elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007, ss. 110-12).

Operator Systemu Przesyłowego (OSP) oraz wielcy odbiorcy końcowi (duże przedsiębiorstwa). Rynek ten składa się z trzech segmentów: rynku kontraktowego, rynku giełdowego oraz rynku bilansującego³⁵. Na rynku kontraktowym zawierane są dwustronne kontrakty między wytwórcami energii elektrycznej a przedsiębiorstwami zajmującymi się jej obrotem i niektórymi dużymi przedsiębiorstwami.



Rys. 1.11. *Uproszczony model rynku energii.*

Źródło: Opracowanie własne.

Na rynku giełdowym procesy sprzedaży-zakupu energii elektrycznej odbywają się za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii (TGE). W jej ramach funkcjonuje: rynek dnia następnego (RDN), rynek dnia bieżącego (RDB), rynek terminowy towarowy (RTT), rynek praw majątkowych dla OZE i kogeneracji energii (RPM) oraz rynek uprawnień do emisji CO₂. Na rynku dnia podstawowym okresem handlowym jest jedna godzina, stąd inna nazwa tego rynku: dobowo-godzinowy rynek energii. W transakcjach tych określa się m.in. ilość energii, miejsce i czas jej dostarczania oraz cenę. Na rynku transakcji terminowych towarowych zawie-

³⁵ Por.: P. Zaleski, *Zmiany na rynku...* op. cit.

rane są kontrakty na rok, kwartał, a czasem miesiąc lub tydzień przed terminem dostawy. Cena na giełdzie jest ceną równowagi rynkowej. Jej wysokość jest rezultatem zderzenia podaży i popytu. Jest ona równa ofercie ostatniego wytwórcy, którego produkcja jest niezbędna do zaspokojenia zgłoszonego zapotrzebowania. W okresach niskiego zapotrzebowania ceny energii wyznaczane są w warunkach konkurencji doskonałej. Natomiast w okresach wysokiego zapotrzebowania (w szczególności zapotrzebowania szczytowego) ceny są znacząco wyższe, gdyż do produkcji włączane są również elektrownie (bloki energetyczne) o wysokich kosztach zmiennych. Oprócz tego funkcjonuje Platforma Obrotu Energią Elektryczną (POEE) w ramach której dokonuje się zakupu i sprzedaży energii elektrycznej za pośrednictwem internetowej tabeli ofert. Poszczególni uczestnicy rynku zamieszczają swoje oferty kupna lub sprzedaży energii. Handel odbywa się tu na tych samych zasadach jak na TGE.

Rynek bilansujący jest rynkiem o charakterze technicznym. Uczestniczą w nim obowiązkowo wszystkie podmioty, które kupują energię na rynku hurtowym. Jego istnienie jest konieczne dla zapewnienia ciągłości dostaw odbiorcom końcowym. Służy on do niwelowania różnic między energią zakupioną a energią pobraną. W przypadku nadmiaru zakupionej energii w stosunku do faktycznego zużycia jest ona odsprzedawana na rynku bilansującym, natomiast w sytuacji odwrotnej jest ona dokupowana na tymże rynku. Wszystkie transakcje muszą być jednak zgłoszone do Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), który zestawia bilans między obszarami rynku hurtowego i detalicznego oraz produkcją energii elektrycznej w ramach krajowego systemu elektrotechnicznego. Ceny na tym rynku są wynikiem kontraktu zawieranego między PSE a wytwórcami energii. Są one zazwyczaj wyższe lub niższe od średnich cen rynkowych. Zależą bowiem od relacji między rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną a wielkością energii zakupionej na rynku hurtowym.

Drugim poziomem rynku energii jest rynek detaliczny. Jego uczestnikami są pośrednicy w sprzedaży energii elektrycznej (przedsiębiorstwa sprzedaży energii elektrycznej), operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz odbiorcy końcowi (przedsiębiorstwa, które nie są uczestnikami rynku hurtowego, instytucje, organizacje, gospodarstwa domowe itp.). Składa się on z dwóch segmentów: konkurencyjnego i regulowanego. W ramach segmentu konkurencyjnego, odbiorca, który nabył prawo do usługi przesyłowej może zakupić energię elektryczną bezpośrednio u dowolnego wytwórcy, dowolnego przedsiębiorstwa zajmującego się sprzedażą detaliczną lub na rynku giełdowym. Na rynku regulowanym energia zakupowana jest od lokalnych przedsiębiorstw-spółek obrotu energią po cenach zatwierdzonych przez Urząd Regulacji Energetyki (URE).

Rynek energii w Polsce jest w fazie rozwoju. W r. 2009 ponad 90% wytworzonej energii sprzedano do firm handlowych w ramach kontraktów dwustronnych, przy czym 58% sprzedaży hurtowej miało miejsce w ramach grup zintegrowanych piono-

wo. Na rynku bilansującym sprzedano 6,6% wygenerowanej energii elektrycznej, na Towarowej Giełdzie Energii sprzedano 2,0% energii, zaś na Internetowej Platformie Obrotu Energią Elektryczną 2,93%³⁶. Wynikało to w dużej mierze z faktu, że produkcja oraz hurtowy rynek energii są silnie skoncentrowane. Na trzech głównych uczestników rynku energii (Polska Grupa Energetyczna, Tauron i Energa) przypadało ponad połowę zainstalowanej mocy i ponad 75% obrotów energią na rynku hurtowym. Tylko PGE dysponuje 36% mocy wytwórczej i ma prawie połowę udziału w hurtowym rynku energii elektrycznej. Sytuacja ta zaczęła ulegać zmianie od sierpnia 2010 roku, od kiedy obowiązują przepisy, z których wynika, że conajmniej 15% wytworzonej energii producenci powinni sprzedawać za pośrednictwem giełdy lub umów zawieranych bezpośrednio z odbiorcami końcowymi przy wykorzystaniu platform handlowych. Wpłynęło to korzystnie na płynność rynku energii i jego przejrzystość.

Nie lepiej wygląda sytuacja na rynku detalicznym. Liczba odbiorców końcowych kształtuje się na poziomie 16,7 mln, z czego 85% to gospodarstwa domowe. Na ogół nie korzystają oni z możliwości zmiany bezpośredniego sprzedawcy. Na rynku tym funkcjonuje 310 podmiotów posiadających zezwolenia na obrót energią elektryczną, przy czym 20 największych spośród nich jest powiązanych kapitałowo z OSD. Wśród odbiorców będących podmiotami gospodarczymi lub różnego rodzaju instytucjami niewielu z nich zmieniło sprzedawcę. W r. 2009 udział energii sprzedanej w ramach przełączeń dla dużych przemysłowych odbiorców wyniósł 22,38%, dla średnich odbiorów przemysłowych i handlowych 1,15%, zaś dla odbiorców małych i indywidualnych zaledwie 0,03%³⁷. Główną przyczyną takiego stanu są liczne utrudnienia natury administracyjnej (długotrwałe procedury) oraz niekorzystne modyfikacje dotyczące świadczenia usług po skorzystaniu przez odbiorcę z prawa zmiany dostawcy.

Ta sytuacja jest przyczyną małej transparentności rynku. Odbiorcy (szczególnie indywidualni) nie dysponują wystarczającą wiedzą o możliwościach zmiany sprzedawcy. Przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną nie są zainteresowani informowaniem klientów o możliwościach zmiany jej dostawców. Ponadto, procedury zmiany dostawcy są dość złożone i zniechęcają klientów do korzystania z prawa wolnego wyboru. Sami dostawcy nie dążą do wejścia na nowe obszary geograficzne rynku. Tworzy się więc monopol geograficzny w obszarze dostaw energii do odbiorców końcowych. W tych warunkach regulowanie cen energii dla gospodarstw domowych przez prezesa URE jest uzasadnione. Ich uwolnienie wymaga wzrostu płynności obrotu energią elektryczną na rynku hurtowym oraz doprowadzenia do obiektywnej, rynkowej wyceny energii elektrycznej oraz zabezpieczenia odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen. Ceny energii dla pozostałych odbiorców zostały uwolnione w r. 2007.

³⁶ Por.: *Polityki energetyczne..* op. cit., s.

³⁷ Tamże, s. 81.

Wprowadzając rynek energii elektrycznej, podzielono odbiorców na dwie główne kategorie: pozataryfowych i taryfowych. Pierwsza z nich ma prawo wyboru dostawcy energii lub korzysta z zakupów taryfowych. Druga kupuje energię od lokalnych spółek obrotu energią, płacąc zgodnie z taryfami zatwierdzonymi przez Prezesa URE. Prawidłowe kształtowanie i kalkulacja taryf są jednym z najważniejszych, a zarazem najbardziej skomplikowanych narzędzi regulacji warunkujących w znacznym stopniu skuteczne działanie rynku energii elektrycznej i pobudzających rozwój różnorodnych transakcji na tym rynku, oraz promujących konkurencję. Przy ich stanowieniu powinno stosować się obiektywne, proste, przejrzyste i stabilne kryteria tworzenia, a obowiązek publikacji taryf pozwala uruchomić skuteczny mechanizm konkurencji na rynku.

Równowagę pomiędzy odbiorcami a sektorem wytwarzania może zapewnić otwarty, dobrze działający rynek energii, który gwarantuje przejrzystość zawieranych transakcji. Płynność i transparentność handlu energią elektryczną w Polsce zdecydowanie wzrosła w ostatnim roku. Wśród głównych uwarunkowań mających wpływ na ten fakt wymienić można zmianę strategii kontraktacji polegającą na zdecydowanym wzroście transakcji giełdowych oraz zmniejszającym udziale kontraktów bilateralnych, w szczególności tych w grupach kapitałowych. Rynek ten ulega więc ciągłym zmianom, zarówno pod wpływem zmian w obowiązujących przepisach prawa, jak i rozwijającej się konkurencji.

Rozdział 2.

Zakres i metodyka badań

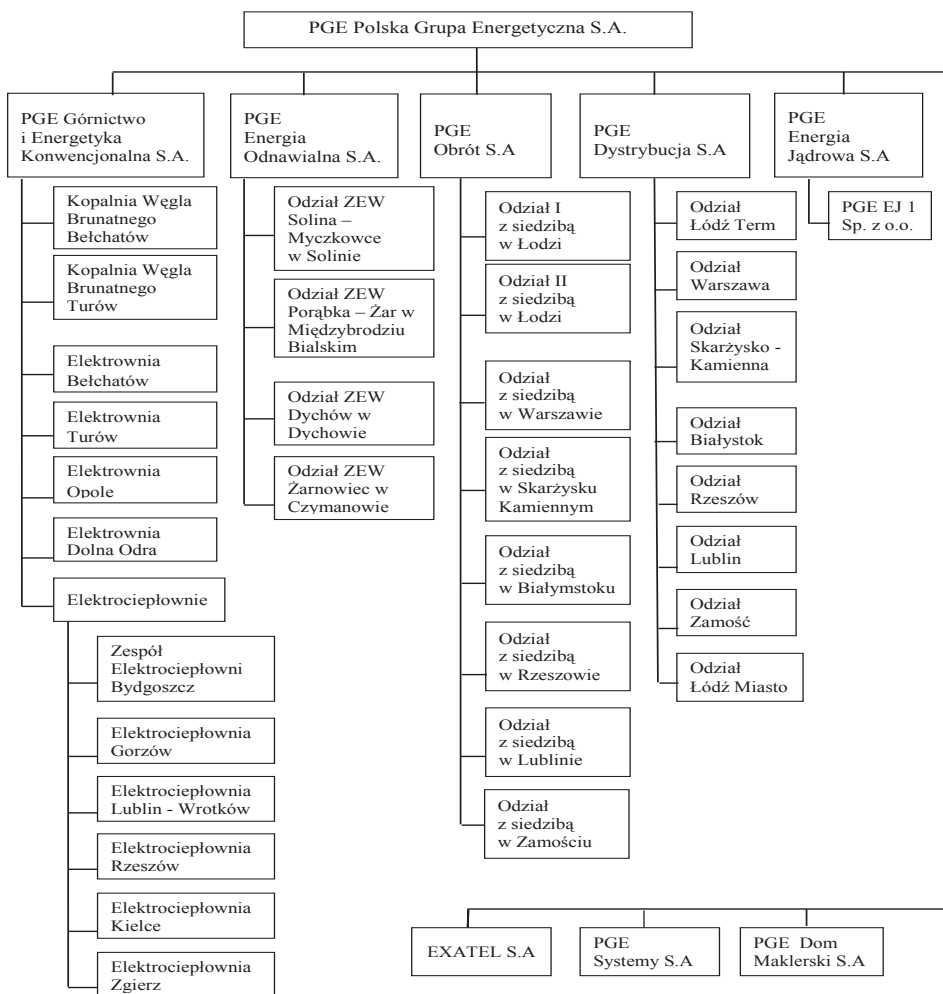
2.1. Charakterystyka grup kapitałowych w polskim sektorze elektroenergetycznym (W. Janik, K. Gałązka)

Grupy kapitałowe w elektroenergetyce mają zróżnicowaną strukturę wewnętrzną, mniej lub bardziej skonsolidowaną. Każda z nich skupia producentów, dystrybutorów, sprzedawców energii elektrycznej oraz różne spółki o charakterze usługowym, mniej lub bardziej powiązane z produkcją i sprzedażą energii. Najwięcej energii sprzedaje PGE (29% w r. 2009) oraz Tauron (26% w r. 2009)¹. Ponadto sprzedażą zajmują się również inne podmioty spoza wymienionych grup kapitałowych, które uzyskały koncesję na obrót energią².

Największą grupą energetyczną w Polsce jest Polska Grupa Energetyczna PGE S.A. Jest to równocześnie podmiot posiadający najbardziej skonsolidowaną strukturę. W skład PGE wchodzi: PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., PGE Energia Odnawialna S.A., PGE Dystrybucja S.A., PGE Obrót S.A., PGE EJ1 sp. z o.o. Grupa ma prawie 38% udział w produkcji energii elektrycznej oraz 25% udział w rynku dystrybucyjnym (por. rys. 2.1).

¹ Towarowa Giełda Energii.

² W Polsce obecnie 317 podmiotów gospodarczych posiada uprawnienia do handlu energią elektryczną. Uprawnienia takie wydaje Urząd Regulacji Energetyki.



Rys. 2.1. Schemat organizacyjny grupy kapitałowej Polska Grupa Energetyczna PGE

Źródło: Opracowanie własne na podstawie <http://www.gkpgge.pl/relacje-inwestorskie/grupa/kim-jestesmy>.

W ramach spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. funkcjonują dwie kopalnie węgla brunatnego (Bełchatów i Turów), cztery elektrownie zawodowe (Bełchatów, Turów, Dolna Odra i Opole)³ oraz sześć elektrociepłowni (Lublin-Wrotków, Kielce, Rzeszów, Gorzów, Bydgoszcz, Zgierz).

³ Od 2010 r. elektrownie Bełchatów, Turów i Dolna Odra połączone zostały w jeden podmiot gospodarczy.

PGE Energia Odnawialna S.A. zarządza 29 elektrowniami wodnymi oraz jedną farmą wiatrową. Udział energii elektrycznej wytwarzanej na bazie źródeł niekonwencjonalnych (wody, wiatru) w ramach PGE wyniósł w 2010 r. 11%.

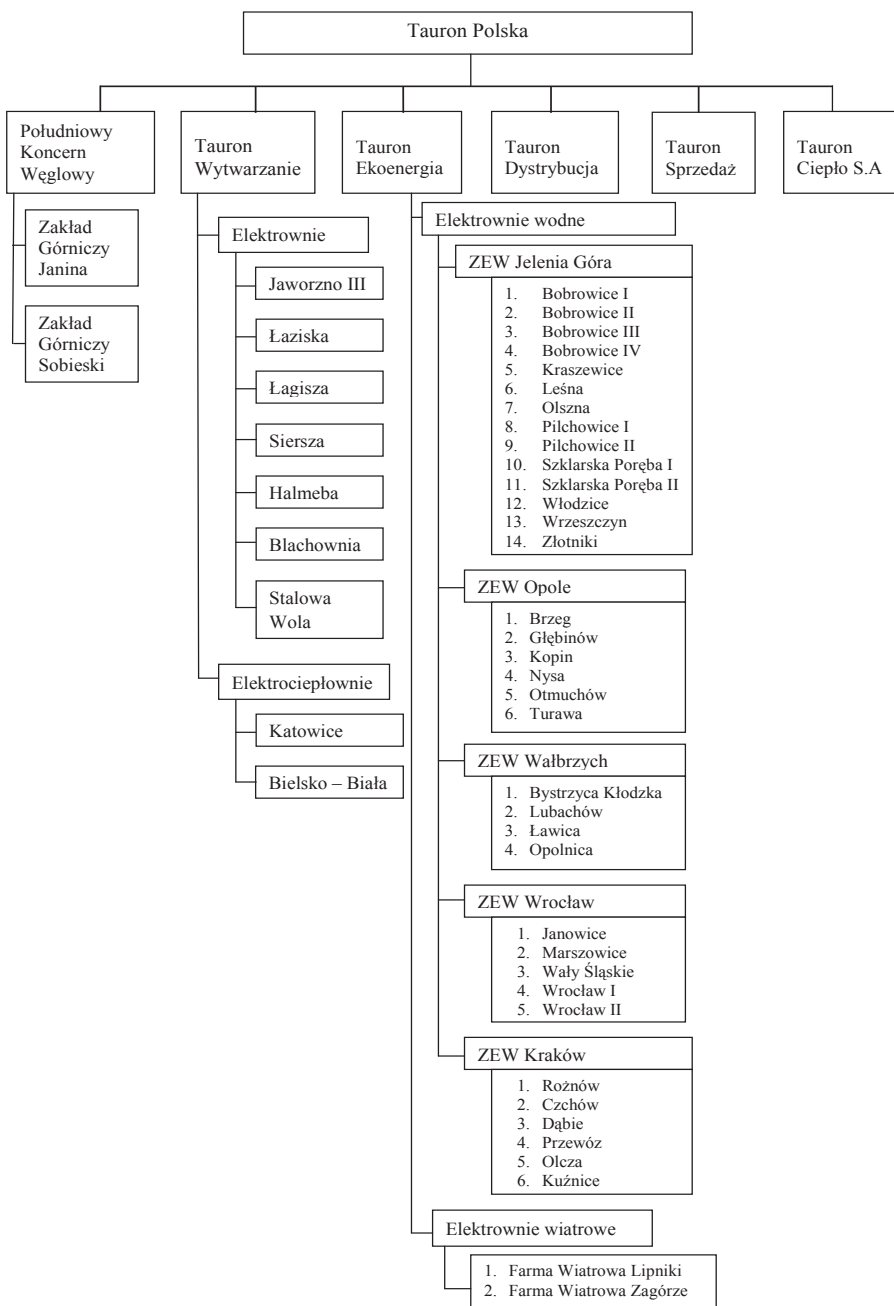
Dystrybucją energii zajmują się spółka PGE Dystrybucja S. A. Jej zadaniem jest dostawa energii elektrycznej do odbiorców końcowych, przyłączanie do sieci nowych odbiorców oraz podejmowanie działań mających na celu ograniczanie strat sieciowych. Działa ona na obszarze 122,4 tys. km² (ok. 38% terytorium Polski). Posiada osiem oddziałów (Lublin, Białystok, Łódź – Miasto, Łódź – Teren, Rzeszów, Warszawa, Zamość i Skarżysko-Kamienna).

Sprzedaż detaliczna prowadzona jest przez spółkę PGE Obrót S.A. Obsługuje ona ponad 5 mln klientów. Posiada siedem oddziałów (po jednym oddziale w Lublinie, Zamościu, Warszawie, Białymstoku, Skarżysku-Kamiennej oraz dwa oddziały w Łodzi). Obrotem hurtowym zajmuje się spółka matka.

W związku z planami budowy elektrowni jądrowej powołano spółkę celową EJ1 sp. z o.o. Jej zadaniem jest bezpośrednie przygotowanie procesu inwestycyjnego, związanego z budową elektrowni jądrowej w Polsce.

Ponadto w ramach grupy funkcjonują jeszcze trzy spółki akcyjne, których działalność nie jest bezpośrednio związana z produkcją i dystrybucją energii elektrycznej. Spółki Exatel i PGE Systemy S.A. świadczą usługi informatyczne, zaś PGE Dom Maklerski S.A. zajmuje się sprzedażą hurtową energii elektrycznej.

Drugą pod względem wielkości grupę kapitałową polskiej energetyki stanowi spółka Tauron Polska Energia S.A. W ramach grupy funkcjonuje siedem dużych spółek, takich jak: Południowy Koncern Węglowy S.A., Tauron Wytwarzanie S.A., Tauron Ekoenergia sp. z o.o., Tauron Dystrybucja S.A., Tauron Sprzedaż S.A., Tauron Obsługa Klienta sp. z o.o., Tauron Ciepło S.A. Oprócz tego w grupie funkcjonuje również kilka spółek o mniejszej skali działalności (rys. 2.2).



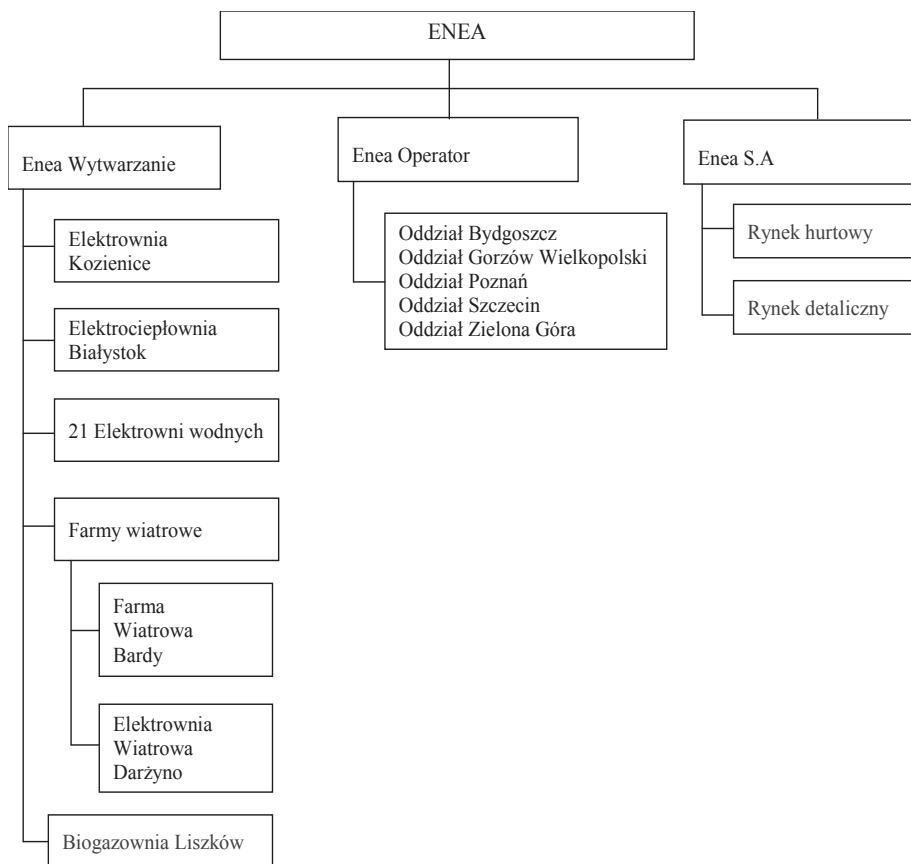
Rys. 2.2. Schemat grupy kapitałowej Tauron Polska

Źródło: Opracowanie własne na podstawie <http://www.tauron-pe.pl/tauron/grupa-tauron/spolki-grupy/Strony/spolki-grupy.aspx>.

Południowy Koncern Węglowy S.A. kontroluje 20% polskich zasobów węgla kamiennego i ma 5% udział w krajowym jego wydobyciu. Tauron Wytwarzanie S.A. produkujący energię elektryczną na bazie źródeł konwencjonalnych i współspalania biomasy. W jego skład wchodzi siedem elektrowni (Jaworzno III, Łaziska, Siersza, Halemba, Blachownia, Stalowa Wola) oraz Elektrociepłownia Katowice i Zespół Elektrociepłowni Bielsko-Biała. Wytwarzaniem energii zajmuje się również spółka Tauron Ekoenergia sp. z o.o. Do produkcji energii elektrycznej wykorzystuje się wodę (35 elektrowni wodnych o mocy 125,909 MW) i wiatr (farma wiatrowa o mocy 30,75 MW. Producenci tej energii zlokalizowani są na terenie województw: małopolskiego, opolskiego i dolnośląskiego.

Dystrybucją energii zajmuje się Tauron Dystrybucja S.A. Długość linii energetycznych wynosi 223,7 tys. km. Sieć dystrybucyjna zlokalizowana jest na terenie 57 tys. km², co stanowi 18,3% powierzchni kraju. Sprzedają energii zajmuje się spółka Tauron Sprzedaż S.A. Liczba klientów indywidualnych i instytucjonalnych liczy ponad 5,2 mln. W ramach grupy funkcjonuje sieć punktów obsługi klientów, zlokalizowanych na terenie województw południowych Polski. Punkty te funkcjonują w ramach spółki Tauron Obsługa Klienta sp. z o.o. W ramach grupy funkcjonuje również spółka Tauron Ciepło S.A. Świadczy ona usługi związane z dystrybucją ciepła.

Kolejną grupą kapitałową w energetyce jest spółka Enea S.A. W jej skład wchodzi dwadzieścia spółek zależnych, zajmujących się produkcją, dystrybucją, sprzedażą energii elektrycznej oraz działalnością usługową. Największą spółką jest Enea Wytwarzanie, która powstała w 2012 roku na bazie elektrowni Kozienice. Produkuje ona najwięcej energii elektrycznej w ramach grupy kapitałowej Enea. Pracuje na węglu kamiennym. Ma ok. 8% udział w produkcji energii elektrycznej w Polsce. Wytwarzaniem energii zajmują się również elektrociepłownie w Opolu, Obornikach, Białymstoku. Oprócz tego, energia elektryczna pozyskiwana jest ze źródeł odnawialnych takich jak: woda (21 elektrowni wodnych o łącznej mocy 60,14 MW), wiatr (Elektrownia wiatrowa Darżyno o mocy 6 MW i Farma Wiatrowa Bardy o mocy 50 MW) oraz biogazu (biogazownia w Liszkowie o mocy 2,13 MW) (rys. 2.3).



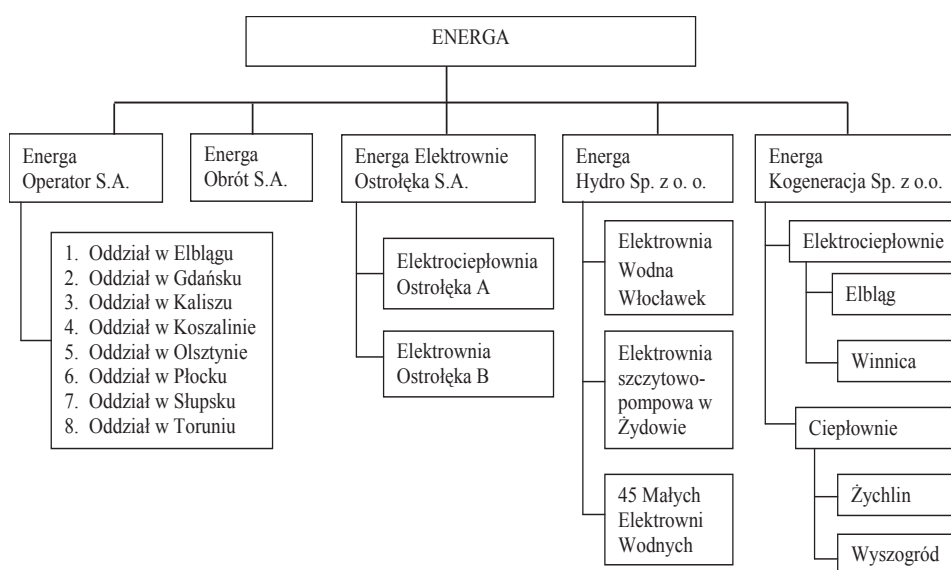
Rys. 2.3. Schemat grupy kapitałowej Enea

Źródło: Opracowanie własne na podstawie http://www.ir.enea.pl/pl/informacja_o_grupie_kapitalowej_enea/profil_dzialalnosci/.

Dystrybucją zajmuje się Enea Operator sp. z o.o. Dysponuje ona liniami energetycznymi o długości ponad 129.000 km na terenie północno-zachodniej Polski. Obsługiwany teren zajmuje ok. 20% powierzchni kraju. Sprzedaż hurtowa i detaliczna prowadzona jest przez spółkę matkę. Pozostałe (11 spółek) zajmują się działalnością obsługową i usługową taką jak: projektowanie i wykonawstwo inwestycji energetycznych i budowlanych, usługi informatyczne i telekomunikacyjne, handel urządzeniami i materiałami, usługi motoryzacyjne, hotelowe, wypoczynkowe i zdrowotne.

Energia S.A. jest spółką zarządzającą w grupie kapitałowej Energa. W grupie znajdują się spółki wytwarzające, dystrybuujące oraz sprzedające energię elektryczną i ciepłą oraz świadczące usługi. W sumie grupa liczy 53 spółek bezpośrednio lub pośrednio zależnych. Wytwarzaniem energii elektrycznej zajmują

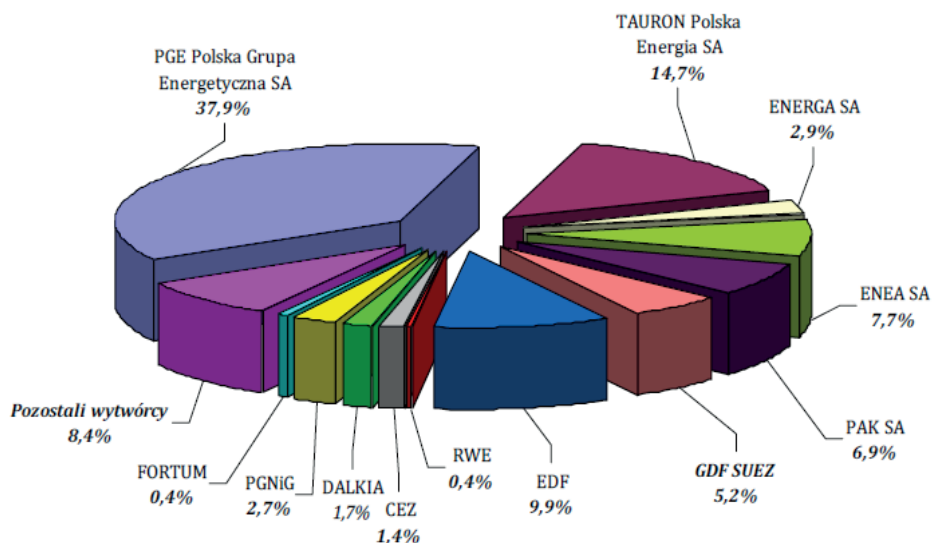
się spółki: Energa Elektrownie Ostrołęka, Energa Hydro sp. z o.o. oraz Energa Kogeneracja sp. z o.o. Większość energii elektrycznej wytwarzanej jest na bazie węgla kamiennego (72,4% w r. 2011). Z elektrowni wodnych pozyskano 21,5% energii wytworzonej w grupie kapitałowej, zaś z biomasy pochodziło 6,1% energii. Dystrybucją energii zajmuje się Energa Operator S.A., posiadająca 8 oddziałów (Elbląg, Gdańsk, Kalisz, Koszalin, Olsztyn, Płock, Słupsk i Toruń). Spółka ma ok. 17% udział w rynku dystrybucji. Posiada ok. 2,9 mln odbiorców na terenie północnej i środkowej Polski. Posiada 189,35 tys. km linii przesyłowych wysokiego, średniego i niskiego napięcia. Działa na terenie obejmującym 75 tys. km². Sprzedażą hurtową i detaliczną zajmuje się Energa Obrót S.A. (rys. 2.4).



Rys. 2.4. Schemat grupy kapitałowej Energa

Źródło: Opracowanie własne na podstawie http://www.grupaenerga.pl/grupa_energa.xml.

Ponad 60% energii elektrycznej wytwarzanej jest w ramach czterech podstawowych grup kapitałowych (por. rys. 2.5).



Rys 2.5. Udział grup kapitałowych w krajowej produkcji energii elektrycznej w 2011r.

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Energia ta wytwarzana jest w oparciu o różne źródła. Strukturę źródeł pochodzenia energii w poszczególnych grupach podano w tabeli 2.1.

Tabela. 2.1. Struktura źródeł pochodzenia energii wytwarzanej w poszczególnych grupach kapitałowych (%)

Lp.	Wyszczególnienie	PGE S.A.	ENEA S.A.	ENERGA S.A.	TAURON
1.	Węgiel kamienny	25,60	96,28	53,37	54,72
2.	Węgiel brunatny	67,35		24,83	30,22
3.	Gaz ziemny	3,85		2,92	3,09
4.	Źródła odnawialne	3,20	3,72	16,39	8,14
5.	Pozostałe*			2,99	3,78
6.	Razem	100,00	100,00	100,00	100,00

*Pozostałe źródła obejmują oleje opałowe i napędowe i gaz ciekły.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ww. grup kapitałowych.

Sytuacja własnościowa poszczególnych kapitałowych grup elektroenergetycznych jest dość zróżnicowana. Dominujący lub duży udział (bezpośredni lub pośredni) w każdej z nich ma Skarb Państwa. Sytuację własnościową tych grup scharakteryzowano w tabeli 2.2.

Tabela. 2.2. *Struktura własnościowa koncernów energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w Polsce (na 31.08.2012 r.)*

Lp.	Wyszczególnienie	PGE S.A.	ENEA S.A.	ENERGA S.A.	TAURON
1.	Liczba akcji ogółem	1.869.760.820	441.440.578	4.968.805.368	1.752.549.394
2.	Udział akcjonariuszy (%)				
	a) Skarb Państwa	61,89	51,45	84,18	30,06
	b) KGHM				10,39
	c) Vattenfall AB		18,67		
	d) ING OFE				5,06
	e) Pozostali*	38,11	29,88	15,82	54,49

Legenda* Grupa pozostałych akcjonariuszy obejmuje akcjonariuszy indywidualnych i instytucjonalnych, z których każdy posiada mniej niż 5% akcji.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ww. koncernów.

Wartość kapitałów własnych tych czterech grup na koniec 2011 r. wynosiła 63.679 mld zł, zaś księgowa wartość udziałów Skarbu Państwa wynosiła 35.784 mld zł, czyli 56,20%. Są one w dużym stopniu własnością publiczną (państwową). W trzech grupach kapitałowych, mających największy udział w produkcji i obrocie energią elektryczną w Polsce największym udziałowcem jest Skarb Państwa. Jego udział w kapitałach własnych tych grup waha się od 51,45% (ENEA S.A) do 84,18% (ENERGA S.A.). Jedynie w TAURON Polska Energia S.A. udział ten wynosi ok. 30%. Warto jednak zauważyć, że nieco ponad 10% kapitału w tej grupie należy do KGHM, w którym Skarb Państwa ma znaczący udział.

Oprócz wyżej omówionych dużych grup kapitałowych na polskim rynku energii funkcjonują również podmioty mniejsze. Należy do nich m.in. spółka PKP Energetyka S.A. Zajmuje się ona dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej oraz świadczeniem usług elektroenergetycznych. Oprócz tego do jej zadań należy zasilanie trakcji elektrycznej PKP. Posiada sieć dystrybucyjną na terenie całego kraju. W jej skład wchodzi 19 jednostek organizacyjnych. Dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej zajmują się dwa oddziały w Warszawie (Obrót Energią Elektryczną i Dystrybucja Energii Elektrycznej). Pozostałe jednostki to 14 zakładów świadczących usługi elektroenergetyczne, oddział w Warszawie prowadzący obrót paliwami płynnymi i centrala zarządzająca.

Kolejnym małym podmiotem jest RWE Stoen. Głównym przedmiotem jego działalności jest dystrybucja i obrót energią elektryczną w aglomeracji warszawskiej. Oprócz tego skupia jednostki produkujące energię elektryczną ze źródeł odnawialnych. Są nimi Park Wiatrowy Suwałki, składający się z 18 turbin o mocy 2,3 MW, Farma Wiatrowa Piecki składająca się z 16 turbin o mocy 2 MW każda i Farma Wiatrowa w Tychowie posiadająca 15 turbin o mocy 2,3 MW. Kolejna farma wiatrowa jest w budowie. Składać się będzie z 19 turbin o mocy 2,05 MW każda.

2.2. Stan wyposażenia technicznego elektrowni zawodowych (H. Kaproń, Z. Połecki)

Jednym z zasadniczych kryteriów oceny stanu technicznego elektrowni ciepłych i elektrociepłowni pracujących w KSE jest wiek zainstalowanych urządzeń. Podstawowymi urządzeniami, których wiek ma wpływ na kondycję elektrowni są kotły parowe oraz turbozespoły. W tabeli 2.3 przedstawiono postępujący (w latach 1995-2010) proces zmiany struktury wieku pracujących kotłów. Podczas gdy w roku 1995 wydajność kotłów pracujących od ponad 30 lat stanowiła 25,9% wydajności wszystkich urządzeń, to w roku 2000 stanowiła ona 30,1%, w 2005 – 47,5% a w 2010 – 61,5%.

Tabela 2.3. *Zmiany struktury (wg czasu pracy) wydajności kotłów w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010*

Rok	Do 5 lat	Od 6 do 10 lat	Od 11 do 15 lat	Od 16 do 20 lat	Od 21 do 25 lat	Od 26 do 30 lat	Ponad 30 lat
1995	4,10	10,00	11,13	18,86	19,10	10,91	25,90
1996	4,79	6,56	13,39	17,16	19,88	11,96	26,27
1997	5,93	5,51	16,09	17,77	10,81	14,77	29,12
1998	5,38	3,52	13,78	14,10	18,42	15,51	29,29
1999	5,48	2,40	13,92	8,83	20,60	18,55	30,23
2000	5,58	2,40	13,92	8,83	20,60	18,55	30,12
2001	3,87	3,84	4,98	14,54	15,97	18,34	38,46
2002	2,61	5,68	3,61	13,77	14,35	17,73	42,25
2003	6,08	5,60	2,35	13,08	9,86	20,46	42,57
2004	4,98	5,58	3,73	9,80	11,07	18,82	46,02
2005	4,95	7,02	3,11	6,71	13,37	17,32	47,52
2006	4,13	6,75	3,79	4,76	14,66	16,73	49,18
2007	3,42	5,52	5,67	3,23	13,74	14,89	53,53
2008	2,84	5,44	6,05	2,61	13,51	9,78	59,77
2009	3,24	5,39	5,66	3,96	10,27	10,79	60,68
2010	2,87	4,74	7,15	3,39	7,32	13,06	61,47

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

W odniesieniu do mocy zainstalowanych, w elektrowniach, struktura wiekowa turbozespołów została przedstawiona w tabeli 2.4, zaś w tabeli 2.5 zaprezentowano tę strukturę z uwzględnieniem zainstalowanej mocy. W roku 1995 moc turbozespołów, które pracowały ponad 30 lat wynosiła 5.411 MW, co stanowiło 19,3%

mocy KSE. W roku 2000 moc ta wynosiła 8.892 MW (29,9%), w roku 2005 – 13.545 MW (44,5%), a w 2010 – 16.938 MW (55,4%). Dane te wskazują na szybko postępujący proces starzenia się infrastruktury technicznej elektrowni. Proces ten został dodatkowo zilustrowany na rysunkach 2.6 i 2.7.

Tabela 2.4. *Struktura turbozespołów w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010 wg ich wieku*

Rok	Do 5 lat	Od 6 do 10 lat	Od 11 do 15 lat	Od 16 do 20 lat	Od 21 do 25 lat	Od 26 do 30 lat	Ponad 30 lat
1995	4,12	11,41	12,35	20,24	20,84	11,73	19,31
1996	5,78	7,07	14,78	18,33	21,37	12,92	19,76
1997	6,48	4,86	16,57	17,28	20,65	13,63	20,54
1998	7,00	3,21	15,08	15,94	19,81	16,22	22,74
1999	6,00	2,30	15,31	10,08	22,22	20,15	23,94
2000	6,01	3,93	6,78	14,23	17,88	21,30	29,87
2001	4,15	4,84	4,72	16,17	17,20	20,26	32,66
2002	2,93	6,33	3,16	14,68	15,74	19,46	37,70
2003	5,94	6,78	2,30	14,10	10,46	21,76	38,66
2004	5,95	6,21	3,73	10,64	11,49	19,44	42,54
2005	4,66	7,91	4,15	6,81	14,04	17,96	44,47
2006	6,25	7,08	4,84	4,71	15,68	17,15	44,29
2007	4,98	6,98	5,89	3,48	14,33	15,45	48,89
2008	5,17	6,75	7,14	2,55	13,73	10,55	54,12
2009	5,42	8,08	5,75	4,16	10,52	11,58	54,49
2010	4,39	7,16	7,96	4,19	6,81	14,07	55,42

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

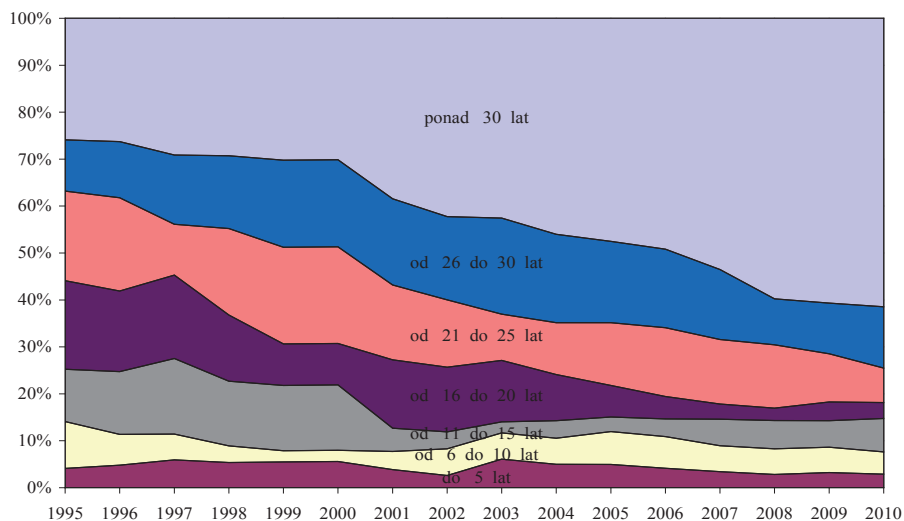
Miernikiem poziomu zużycia ekonomicznego obiektów przemysłowych jest stopień umorzenia majątku trwałego. Obecnie wartość ewidencyjna aparatu wytwórczego elektrowni ciepłych wynosi ponad 82 mld zł. Stopień umorzenia tej wartości kształtuje się na poziomie aż 62,3% (por. tabela 2.6). W ostatnim dziesięcioleciu wskaźnik umorzenia powoli się zwiększał (rys. 2.8), aczkolwiek w poszczególnych grupach rodzajowych był nieco zróżnicowany (por. tabela. 2.6). Wynika to: po pierwsze z nierównomiernego odtwarzania poszczególnych grup majątku trwałego, po drugie z przeznaczania znaczącej części nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji związanych z ochroną środowiska oraz inwestycji we współspalanie biomasy.

Tabela 2.5. *Moc turbozespołów w MW (wg czasu pracy) w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010 wg ich wieku*

Rok	Do 5 lat	Od 6 do 10 lat	Od 11 do 15 lat	Od 16 do 20 lat	Od 21 do 25 lat	Od 26 do 30 lat	Ponad 30 lat
1995	1155,00	3198,00	3462,00	5674,00	5842,00	3287,00	5411,00
1996	1642,00	2008,00	4197,00	5204,00	6066,00	3667,00	5610,00
1997	1863,00	1397,00	4763,00	4968,00	5936,00	3918,00	5906,00
1998	2024,00	930,00	4360,00	4608,00	5729,00	4690,00	6574,00
1999	1760,00	675,00	4490,00	2955,00	6515,00	5910,00	7020,00
2000	1788,00	1171,00	2018,00	4237,00	5324,00	6341,00	8892,00
2001	1237,00	1444,00	1407,00	4823,00	5128,00	6041,00	9738,00
2002	881,00	1907,00	950,00	4420,00	4738,00	5859,00	11348,00
2003	1811,00	2067,00	701,00	4300,00	3190,00	6640,00	13321,00
2004	1813,00	1893,00	1135,00	3241,00	3500,00	5924,00	12960,00
2005	1418,00	2409,00	1265,00	2075,00	4275,00	5469,00	13545,00
2006	1917,00	2174,00	1487,00	1446,00	4811,00	5265,00	13592,00
2007	1534,00	2149,00	1813,00	1070,00	4411,00	4756,20	15053,00
2008	1609,46	2104,40	2223,80	794,10	4276,60	3287,00	16863,70
2009	1668,86	2490,50	1771,40	1282,10	3241,60	3568,00	16787,30
2010	1340,90	2189,50	2432,60	1280,10	2082,60	4302,00	16938,18

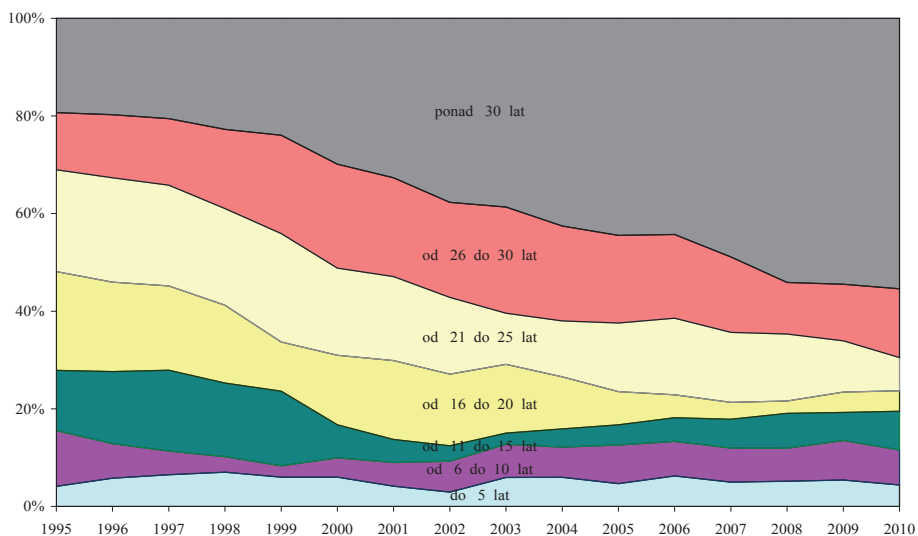
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Niekorzystna struktura wiekowa urządzeń wytwórczych w elektrowniach zawodowych wpływa na wzrost kosztów utrzymania ich w gotowości produkcyjnej oraz powoduje spadek ich sprawności. Wiąże się z tym również wzrost emisji szkodliwych dla środowiska substancji, w tym CO₂. Uwzględniając politykę klimatyczną U.E. i wynikające z niej wymogi w zakresie ograniczenia emisji należy stwierdzić, że sytuacja ta może mieć, w najbliższych latach, szczególnie niekorzystny wpływ na kondycję finansową tych elektrowni. Zagrożenie to wynika z wprowadzenia odpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Stopień wpływu tej odpłatności zależeć będzie od ceny uprawnień. Przy wysokich cenach znacząco wzrosną zmienne koszty produkcji energii elektrycznej. Przy wysokim poziomie monopolizacji sektora elektroenergetycznego mogą być one przerzucone na odbiorców. Wzrost cen energii spowoduje więc wzrost kosztów działalności we wszystkich sektorach gospodarki narodowej i spadek konkurencyjności wytwarzanych w Polsce produktów i usług.



Rys. 2.6. Zmiany struktury wydajności kotłów w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.



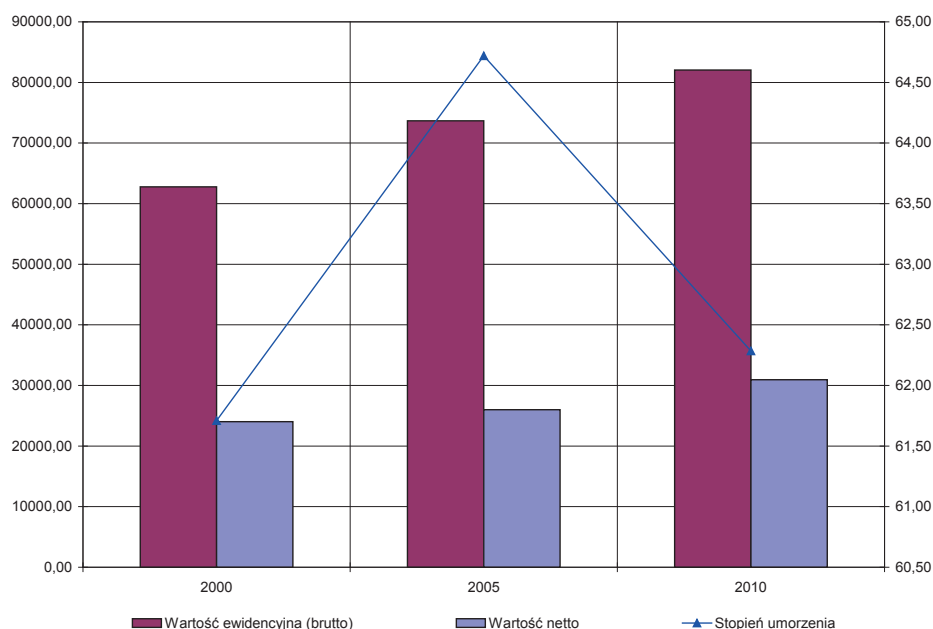
Rys. 2.7. Zmiany struktury mocy turbozespołów w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Tabela 2.6. Środki trwałe wg rodzaju w elektrowniach ciepłych

Lp.	Nazwa grupy	Wartość ewidencyjna (brutto)						Wartość netto						Stopień umorzenia		
		2000		2005		2010		2000		2005		2010		2000	2005	2010
		mln zł	%	mln zł	%	mln zł	%	mln zł	%	mln zł	%	mln zł	%			
1	Budynki i lokale	7835,30	12,48	8882,00	12,05	10445,49	12,73	4945,00	20,58	5045,40	19,41	5400,54	17,45	36,89	43,20	48,30
2	Obiekty inżynierii ładowej i wodnej (budynki)	7615,30	12,13	10412,50	14,13	11958,47	14,57	3599,90	14,98	3787,70	14,57	4657,12	15,05	52,73	63,62	61,06
3	Kotły i maszyny energetyczne, w tym:	30913,70	49,25	36124,80	49,03	38123,29	46,46	9696,70	40,35	11610,00	44,67	13050,46	42,17	68,63	67,86	65,77
	Kotły parowe	18090,80	28,82	20545,50	27,88	21662,78	26,40	5526,50	22,99	5978,40	23,00	5540,96	17,90	69,45	70,90	74,42
	Turbozespoły i zespoły elektroenergetyczne	12494,00	19,91	15222,50	20,66	15973,36	19,47	4082,90	16,99	5438,50	20,92	5663,54	18,30	67,32	64,27	64,54
4	Urządzenia techniczne	12809,80	20,41	13187,90	17,90	15021,87	18,31	4530,20	18,85	3677,00	14,15	5231,48	16,90	64,63	72,12	65,17
5	Środki trwałe ogółem	62764,30		73683,50		82057,89		24033,70		25992,70		30948,48		61,71	64,72	62,28

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.



Rys. 2.8. *Wartość księgową brutto i netto oraz stopień umorzenia środków trwałych w elektrowniach ciepłych*

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Przestarzałość techniczna polskiej elektroenergetyki powoduje nie tylko zagrożenie wzrostem cen energii. Stwarza również niebezpieczeństwo niezaspokojenia potrzeb odbiorców (np. na skutek zwiększonej awaryjności itp.). Obie sytuacje wpływają na duże potrzeby inwestycyjne w podsektorze elektroenergetycznym. Inwestycje dotyczyć muszą nie tylko wymiany przestarzałego aparatu wytwórczego, lecz również rozwoju produkcji energii elektrycznej na bazie źródeł odnawialnych, jak również instalacji związanych z ograniczaniem emisji CO₂, w przypadku elektrowni pracujących na węglu (brunatnym i kamiennym).

2.3. Próba badawcza

Badaniami objęto 11 dużych producentów energii elektrycznej pracujących na węglu kamiennym i brunatnym (por. tabela 2.7). Sześciu producentów to elektrownie na węgiel brunatny, których łączny udział w krajowej produkcji energii w 2010 r. wynosił 31,5%. Największym producentem energii elektrycznej, wykorzystującym węgiel brunatny jest Elektrownia Bełchatów z 17,4% udziałem w krajowej produkcji. Siedmiu analizowanych wytwórców energii to elektrownie na

węgiel kamienny, mające 22,3% udział w krajowej produkcji energii elektrycznej. Największym producentem energii na węglu kamiennym w badanej grupie jest Elektrownia Kozienice. Jej udział w produkcji krajowej w r. 2010 wyniósł 7,8%. Wszystkie analizowane elektrownie wytwarzają ponad 50% krajowej energii elektrycznej. Większość energii w badanej grupie produkowana jest z węgla brunatnego (59%).

Tabela 2.7. *Produkcja brutto energii elektrycznej w badanych elektrowniach w 2010 r.*

		Moc zainsta- lowana	Moc osią- galna	Produkcja brutto	Udział w łącznej produkcji ener- gii w Polsce
Lp.	Nazwa elektrowni	MW	MW	GWh	
PRODUCENCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ					
w tym: Elektrownie na węglu brunatnym:					
1.	Elektrownia Bełchatów	4 440,0	4 460,0	27 395,0	32%
2.	Elektrownia Turów	1 898,8	1 900,0	11 261,0	13%
3.	Elektrownia Pątnów	1 200,0	1 200,0	4 480,0	5%
4.	Elektrownia Adamów	600,0	600,0	3 449,0	4%
5.	Elektrownia Pątnów II sp. z o.o.	464,0	464,0	2 512,0	3%
6.	Elektrownia Konin	193,0	193,0	574,0	1%
Razem elektrownie na węglu brunatnym:		8 795,8	8 817,0	49 671,0	59%
w tym: Elektrownie na węglu kamiennym:					
7.	Elektrownia Kozienice	2 820,0	2 880,0	12 318,0	15%
8.	Elektrownia Połaniec	1 600,0	1 800,0	8 740,0	10%
9.	Elektrownia Rybnik	1 775,0	1 775,0	10 067,0	12%
10.	Elektrownia Dolna Odra	1 772,0	1 772,0	6 425,0	8%
11.	Elektrownia Opole	1 492,0	1 532,0	7 626,0	9%
12.	Elektrownia Skawina	490,0	490,0	1 150,0	1%
13.	Elektrownia Stalowa Wola	330,0	341,0	1 185,0	1%
Razem elektrownie na węglu kamiennym:		7 459,0	7 710,0	35 193,0	41%
Razem producenci energii:		16 254,8	16 527,0	84 864,0	100%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2010, Warszawa, 2011, s. 77-80.

Badaniu poddano również pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce. Operatorzy ci odpowiadają za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym oraz za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania systemu, w tym za eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędny rozwój sieci dystrybucyjnej i połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Operatorem systemu energii, który ma największy obszar działania (prawie 40% powierzchni kraju) jest PGE Dystrybucja S.A., posiada 8 oddziałów na terenie głównie wschodniej części Polski (por. tabela 2.8). Obsługuje on jednocześnie największą liczbę klientów (ponad 5 mln). Kolejnym operatorem systemu pod względem udziału w krajowym rynku dystrybucji jest Tauron Polska Energia S.A., który jeszcze do września 2011 funkcjonował jako dwa niezależne systemy dystrybucyjne – Energia Pro S.A. oraz Enion S.A. Dalszą pozycję w rankingu operatorów systemu zajmuje Energa Operator Sp z o.o. i Enea Operator Sp z o.o., które razem wzięte obsługują obszar niewiele mniejszy od PGE Dystrybucja. Obsługują natomiast większą liczbę klientów (ok. 5,2 mln) (por. tabela 2.9). Mniejszy udział w rynku, zarówno pod względem obszaru jak i liczby klientów ma RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Tabela 2.8. Obszar działania krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych

Lp.	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych w Polsce	Oddziały	
		Liczba	Miasto
1.	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	-	Siedziba: Warszawa
2.	PGE Dystrybucja S.A.	8	Warszawa, Łódź Miasto, Łódź Term, Białystok, Lublin, Zamość Rzeszów, Skarżysko Kamienna
3.	Tauron Polska Energia S.A.	10	Jelenia Góra, Legnica, Opole, Wałbrzych, Wrocław, Bielsko Biała, Będzin, Częstochowa, Kraków, Tarnów
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	4	Zielona Góra, Gorzów Wielkopolski, Szczecin, Bydgoszcz
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	7	Koszalin, Słupsk, Elbląg, Olsztyn, Toruń, Płock, Kalisz

Źródło: Opracowanie własne na podstawie <http://www.cire.pl/rynekenergii/ze.php?smid=201>.

Tabela 2.9. Charakterystyka operatorów sieci dystrybucyjnych w Polsce

Lp.	Operatorzy systemów dystrybucyjnych w Polsce	Obszar		Liczba odbiorców		Udział w rynku dystrybucji energii
		tys. km ²	%	tys. odb.	%	%
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	0,5	0,2%	910,7	6%	5,20%
2.	PGE Dystrybucja S.A.:	122,4	39,1%	5094,7	31%	39,00%
3.	Tauron Polska Energia S.A.	52,9	16,9%	4114,8	25%	19,00%
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	58,2	18,6%	2372,6	14%	15,7%
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	74,6	23,8%	2863,4	17%	16,3%
Razem:		308,6	98,6%	15356,92	93%	95,20%

Źródło: opracowanie własne na podstawie Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2010, Warszawa, 2011, s.112-113.

Za pośrednictwem badanych dystrybutorów w roku 2010 dostarczano ponad 95% energii elektrycznej zużytej w Polsce. Niewielka część energii (ok. 3%) dystrybuowana jest przez PKP Energia oraz inne spółki (m.in. Vattenfall⁴). Moc zainstalowana u badanych wytwórców energii elektrycznej wynosiła 53% ogółem zainstalowanej mocy na koniec 2010 r. Analizowane podmioty można więc uznać za wystarczające reprezentatywne dla badanego sektora gospodarki narodowej.

2.4. Metodyka badań

Informacje o stanie technicznym elektrowni i sieci dystrybucyjnej pochodzą z zasobów Agencji Rynku Energii S.A. Natomiast informacje o sytuacji ekonomicznej i finansowej pochodzą ze sprawozdań finansowych badanych spółek elektroenergetycznych. Badaniami objęto pełne sprawozdania finansowe od 11 producentów⁵ i 5 dystrybutorów energii. Sprawozdania pochodziły bezpośrednio od analizowanych jednostek. W celu uzupełnienia niektórych potrzebnych danych

⁴ Pod koniec 2011 r. Vattenfall ograniczył swoją działalność na polskim rynku. Jego klientów przejął Tauron Polska Energia S.A. Niewielkie ilości energii sprzedawane są jeszcze przez Vattenfall Heat Poland.

⁵ W r. 2010 Elektrownie Bełchatów, Turów oraz Dolna Odra zostały połączone w jeden podmiot gospodarczy, pod szyldem Elektrowni Bełchatów. Dlatego w latach 2010 i 2011 brak jest odrębnych danych dla Elektrowni Turów i Dolna Odra. Natomiast do chwili zakończenia pracy nie opublikowano sprawozdań finansowych za 2011 r. dla Elektrowni Skawina, Stalowa Wola oraz Zespołu Elektrowni Pątnów, Adamów, Konin.

finansowych w poszczególnych okresach, skorzystano z informacji zawartej w Monitorze Polskim, seria B. Informacje dotyczące sektora jako całości zaczerpnięto z opracowań statystycznych Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii S.A.

Do analizy danych wykorzystano metody analizy strukturalnej (udział wartości danego składnika w określonej całości, np. udział aktywów trwałych w aktywach ogółem) i porównawczej w czasie (wskaźniki dynamiki) i w przestrzeni (porównywanie tych samych wielkości i wskaźników między badanymi spółkami oraz ze średnimi wielkościami w całym sektorze). Przy ocenie sytuacji finansowej spółek posłużono się zestawem wskaźników finansowych. W ich doborze kierowano się tym, by: odzwierciedlały możliwie najwierniej rzeczywistą kondycję finansową badanych przedsiębiorstw i umożliwiały jej syntetyczną ocenę, oraz stanowiły niezbyt liczny zbiór. Poszczególne wskaźniki charakteryzują się zróżnicowaną treścią ekonomiczną, a przez to mają różną wartość informacyjną i analityczną. Zbyt duża liczba wskaźników zazwyczaj utrudnia ocenę, dlatego ograniczono się do tych wskaźników, których pojemność informacyjna jest największa⁶. W literaturze przedmiotu używa się niekiedy różnych nazw dla tych samych wskaźników. W celu uniknięcia ewentualnych nieporozumień w tabeli 2.10 podano wykaz i szczegółową charakterystykę wykorzystanych wskaźników.

Tabela 2.10. Wskaźniki wykorzystane w analizie sytuacji finansowej badanych spółek

Lp.	Nazwa wskaźnika	Symbol wskaźnika	Konstrukcja wskaźnika
1.	Produktywność zasobów		
2.	Produktywność aktywów	PA	Przychody ze sprzedaży netto/ średni stan aktywów ogółem
3.	Produktywność kosztów	PK	Przychody ze sprzedaży netto/ koszty działalności operacyjnej
4.	Wydajność pracy	WP	Przychody ze sprzedaży netto/ średnią liczbę zatrudnionych
5.	Struktura majątkowo-kapitałowa		
6.	Kapitały stałe	KS	Kapitały własne + rezerwy + zobowiązania długoterminowe

⁶ Przyjęte zasady doboru wskaźników są zgodne z zasadami proponowanymi w literaturze. (por.: R. Borowiecki, *Podstawy systemu oceny przedsiębiorstwa restrukturyzacyjnego*, w: „Przegląd Organizacji” 1996, nr 12, S. Kasiewicz, *Klasyfikacja wskaźników oceny zarządzania współczesnym przedsiębiorstwem* w: „Przegląd Organizacji” 1999, nr 3, E. Nowak (red.), *Controlling w przedsiębiorstwie. Koncepcje i instrumenty*, wyd. ODDK, Gdańsk 2003, s. 92, R. Borowiecki, E. Wysłocka, *Analiza ekonomiczna i ocena ekspercka w procesie restrukturyzacji przedsiębiorstw*, wyd. Difin, Warszawa 2012, ss. 97-101).

Lp.	Nazwa wskaźnika	Symbol wskaźnika	Konstrukcja wskaźnika
7.	Wskaźnik złotej reguły finansowej (wskaźnik trwałości struktury finansowania)	WZRF	Kapitały stałe/aktywa trwałe
8.	Wskaźnik zadłużenia ogółem	WZO	Zobowiązania ogółem/pasywa ogółem
9.	Wskaźnik zadłużenia kapitałów własnych	D/Cw	(Rezerwy + zobowiązania długoterminowe)/kapitały własne
10.	Kapitał pracujący	KP	Kapitały stałe – aktywa trwałe
11.	Aktywność gospodarcza		
12.	Cykl rotacyjny zapasów	CRZ	(Średni stan zapasów materiałowych/Przychody ze sprzedaży netto)*Liczba dni
13.	Cykl rotacyjny należności	CRN	(Średni stan należności/Przychody ze sprzedaży netto)*Liczba dni
14.	Cykl rotacyjny zobowiązań bieżących	CRZb	(Średni stan zobowiązań bieżących/Przychody ze sprzedaży netto)*Liczba dni
15.	Cykl operacyjny	COP	CRZ + CRN
16.	Cykl konwersji gotówki	CKG	CKG = COP – CRZb
17.	Płynność finansowa		
18.	Wskaźnik płynności bieżący (płynność I stopnia)	QR _I	Aktywa obrotowe/(zobowiązania krótkoterminowe + rozliczenia międzyokresowe)
20.	Wskaźnik płynności szybki (płynność II stopnia)	QR _{II}	(Aktywa obrotowe – zapasy)/(zobowiązania krótkoterminowe + rozliczenia międzyokresowe)
21.	Wskaźnik płynności błyskawiczny (płynność III stopnia)	QR _{III}	Inwestycje krótkoterminowe/(zobowiązania krótkoterminowe + rozliczenia międzyokresowe)
22.	Rentowność		
23.	Rentowność sprzedaży mierzona zyskiem na sprzedaży	RO _{zs}	Zysk ze sprzedaży/ Przychody ze sprzedaży netto
24.	Rentowność sprzedaży mierzona zyskiem netto	RO _{ZN}	Zysk netto/ Przychody ze sprzedaży netto
25.	Rentowność aktywów (kapitałów ogółem)	ROA	Zysk ze sprzedaży*(1-stopa podatku dochodowego)/średni stan aktywów
26.	Rentowność kapitałów własnych	ROE	Zysk netto/ średni stan kapitałów własnych
27.	Efekt dźwigni finansowej	EDF	ROE - ROA
28.	Mnożnik kapitałowy	SC	Średni stan aktywów/ średni stan kapitałów własnych

Źródło: Opracowanie własne na podstawie; W. Janik, A. Paździor, *Zarządzanie kapitałami spółki kapitałowej*, wyd. PWE, Warszawa 2010, s. 99-132.

Do oceny sytuacji finansowej badanych przedsiębiorstw zbadano dynamikę poszczególnych składników, dokonano porównania ich wartości między poszczególnymi przedsiębiorstwami oraz wykorzystano wzorcowe układy nierówności dynamiki podstawowych wskaźników ekonomicznych. Umożliwiły one tylko identyfikację różnic w wynikach badanych przedsiębiorstw. Nie pozwoliły natomiast na określenie przyczyn zaistniałej sytuacji⁷. W celu ich zidentyfikowania wykorzystano metody analizy rozliczeniowej (metodę kolejnych podstawień oraz metodę logarymiczną⁸). Analiza ta pozwoliła nie tylko na ocenę kondycji finansowej poszczególnych przedsiębiorstw, lecz również na wskazanie ich mocnych i słabych stron wynikających z tej kondycji.

Przy ocenie pozycji poszczególnych spółek na tle sektora posłużono się metodami statystycznymi. Wykorzystano do tego celu takie wskaźniki jak: rentowność kapitałów, rentowność sprzedaży, wskaźniki płynności finansowej, wskaźniki rotacji kapitału obrotowego (zapasów, należności, zobowiązań krótkoterminowych, wskaźników złotej reguły finansowej). Dla każdego z nich obliczono średnią arytmetyczną, odchylenia standardowe oraz współczynniki zmienności. Następnie określono medianę (wartość środkową powyżej i poniżej której znajduje się 50% obserwacji), kwartyle oraz skośność⁹, która jest miarą asymetrii wyników obserwacji. Skośność tę scharakteryzowano przy pomocy takich miar jak: pudełko góra, pudełko dół, wąsy góra, wąsy dół. Pudełko góra określa szerokość przedziału w jakim znajduje się 25% wyników bezpośrednio nad medianą. Pudełko dół mierzy szerokość przedziału obejmującego 25% wyników bezpośrednio poniżej mediany. Wąsy góra to szerokość przedziału obejmującego 25% wyników znajdujących się bezpośrednio pod wartością maksymalną¹⁰. Wąsy dół określają szerokość przedziału obejmującego 25% wyników znajdujących się bezpośrednio nad wartością minimalną. Graficzną prezentację omawianej sytuacji lustruje rys. 2.9.

⁷ Wg niektórych autorów „wskaźniki finansowe należy traktować jako drogi dostępu do informacji, a nie jako źródła informacji” (J.J. Glynn, J. Perrin i M.P. Murphy, *Rachunkowość dla menedżerów*, wyd. PWN, Warszawa 2003, s. 190).

⁸ Metody te zostały opisane w pracach poświęconych analizie ekonomicznej i finansowej (por: L. Bednarski, R. Borowiecki, E. Kurtys, T. Waśniewski, B. Wersty, *Analiza ekonomiczna przedsiębiorstwa*, wyd. A.E. we Wrocławiu, Wrocław 2003, ss. 42-53, Z. Leszczyński, A. Skowronek-Mielczarek, *Analiza ekonomiczno-finansowa firmy*, wyd. Difin, Warszawa 2000, s. 41-45, W. Janik, M. Paździor, *Rachunkowość zarządcza i controlling*, wyd. P.L., Lublin 2012, ss. 200-203).

⁹ Por.: T. Dudycz, *Wykorzystanie wskaźników sektorowych w analizie sprawozdawczości finansowej*, w: W. Skoczylas (red.), *Analiza sprawozdawczości finansowej przedsiębiorstw*, wyd. SKWP, Warszawa 2009, ss. 411-414.

¹⁰ Wartość maksymalna jest najwyższą wartością wskaźnika w badanej grupie spółek (w sektorze). Wartość minimalna jest z kolei najniższą wartością analizowanego wskaźnika w danej grupie spółek (w sektorze).

Liczba badanych przedsiębiorstw ogółem = 100%			
Wąsy dół 25% wyników	Pudełko dół 25% wyników	Pudełko góra 25% wyników	Wąsy góra 25% wyników
Wartość minimalna	Mediana		Wartość maksymalna

Rys. 2.9. Graficzna ilustracja miar skośności w analizie sektorowej

Źródło: Opracowanie własne.

Wykorzystując omówione wyżej miary sektorowe sporządzono mapę wskaźników dla sektora elektroenergetycznego oraz określono pozycję poszczególnych spółek w tym sektorze. Jest ona korzystniejsza wówczas, gdy wartości poszczególnych wskaźników na tle sektora są lepsze.

Do oceny zagrożenia poszczególnych spółek wykorzystano modele analizy dyskryminacyjnej. Bazują one na zbiorze odpowiednio wyselekcjonowanych, niezależnych od siebie wskaźników. Na podstawie tych wskaźników, skorygowanych o odpowiednie wagi, określono funkcję dyskryminacyjną, której wynikiem jest stała, obrazująca możliwość wystąpienia zagrożenia bankructwem.

Modele te spełniają rolę systemów wczesnego ostrzegania przed groźbą upadłości, w przypadku pogarszającej się sytuacji finansowej przedsiębiorstw¹¹. W przypadku analizy grupy przedsiębiorstw (np. należących do jednego sektora) modele te służą do wydzielenia tych firm, których słaba kondycja finansowa może uzasadniać konieczność opracowania i wdrożenia odpowiedniego programu naprawczego.

Dotychczas nie opracowano uniwersalnej metody identyfikacji zagrożeń upadłością. Znanych jest natomiast wiele modeli w różnym stopniu dostosowanych do warunków polskiej gospodarki. W pracy wykorzystano pięć modeli. Dwa z nich (modele E.I. Altmana, J. Fulmera) zostały opracowane na podstawie doświadczeń gospodarki amerykańskiej, zaś trzy (modele Gajdki i Stosa, E. Mączyńskiej i A. Hołdy) opracowano na podstawie badań przeprowadzonych w polskich przedsiębiorstwach.

Najbardziej znanym modelem wielowymiarowym, często wykorzystywanym do wstępnego przewidywania upadłości przedsiębiorstwa lub jego problemów finansowych, jest model Altmana. Ma on postać:

$$Z = 1,2X_1 + 1,4X_2 + 3,3X_3 + 0,6X_4 + 1,0X_5$$

¹¹ Por.: M. Zaleska, *Ocena kondycji finansowej przedsiębiorstwa przez analityka bankowego*, wyd. SGH, Warszawa 2012, s. 123.

gdzie:

X_1 – relacja kapitału obrotowego netto do aktywów ogółem,

X_2 - relacja zysku zatrzymanego (za lata poprzednie i rok ostatni) do aktywów ogółem,

X_3 - relacja zysku brutto powiększonego o zapłacone odsetki (EBIT) do aktywów ogółem,

X_4 - relacja rynkowej wartości kapitału własnego do całości zadłużenia;

X_5 - relacja przychodów ze sprzedaży netto do aktywów ogółem.

Altman określił graniczną wartość dla „Z” na poziomie 2,675. Przedsiębiorstwa, dla których wskaźnik Z kształtuje się poniżej tej wartości można uznać za zagrożone upadłością. W miarę wzrostu wartości „Z” powyżej wartości granicznej maleje zagrożenie upadłością. Po dokładniejszym przeanalizowaniu modelu, Altman uściślił interpretację wartości wskaźnika Z. Interpretację tę podano w tabeli 2.11.

Tabela 2.11. Interpretacja wskaźnika Z w modelu Altmana

Wartość wskaźnika Z	Zagrożenie upadłością
powyżej 1,81	duże
od 1,81 do 2,99	trudno jednoznacznie określić
3 i więcej	brak

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: B. Wieczerzyńska, *Kryzys w przedsiębiorstwie*, CeDeWu, Warszawa 2009, s. 67.

Model ten został opracowany dla warunków gospodarki amerykańskiej i w przypadku przedsiębiorstw działających w Polsce ma ograniczone zastosowanie. Ponadto, sama jego konstrukcja charakteryzuje się pewnymi niedoskonałościami. Dotyczą one w szczególności założenia o niezmienności relacji między wskaźnikami, wartości rynkowej kapitałów własnych, skumulowanej wartości zysku zatrzymanego¹². Mimo tych wad, wykorzystano go w niniejszej analizie dlatego, że jest oparty na założeniu o wpływie niedostatecznego wykorzystania majątku przedsiębiorstwa na pogorszenie jego sytuacji finansowej¹³. Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne dysponują dużym majątkiem. Ich kondycja finansowa w dużej mierze zależy od stopnia jego wykorzystania. Niski poziom wykorzystania zainstalowanej mocy ma duży negatywny wpływ na wyniki finansowe producentów energii elektrycznej.

¹² Por.: F. Bławat, *O syntetycznej ocenie kondycji finansowej przedsiębiorstwa*, w: „Gospodarka w praktyce i teorii” 1999, nr 1, T. Stasiewski, Z-score – indeks przewidywanego upadku przedsiębiorstwa, w: „Rachunkowość” 1996, nr 12,

¹³ Por.: E.I. Altman, E. Hotchikiss, *Trudności finansowe a upadłość firm*, wyd. CeDeWu, Warszawa 2007, s. 296.

Do najbardziej znanych modeli dyskryminacyjnych zalicza się również model opracowany w 1984 r. przez Fulmera, który przyjmuje postać¹⁴:

$$H = 5,528V_1 + 0,212V_2 + 0,073V_3 + 1,270V_4 + 1,120V_5 + 2,335V_6 + 0,575V_7 + 1,083V_8 + 0,894V_9 - 6,075$$

gdzie:

- V_1 – relacja zysku zatrzymanego do aktywów,
- V_2 – relacja przychodów do aktywów,
- V_3 – relacja zysku brutto do kapitału własnego,
- V_4 – przepływy pieniężne ogółem przez zobowiązania ogółem,
- V_5 – zobowiązania ogółem przez aktywa,
- V_6 – zobowiązania krótkoterminowe przez aktywa,
- V_7 – logarytm dziesiętny z aktywów materialnych,
- V_8 – kapitał obrotowy przez zobowiązania ogółem,
- V_9 – logarytm dziesiętny z zysku EBIT podzielony przez odsetki.

Wartością graniczną dla tego modelu jest 0. Przedsiębiorstwa odznaczające się ujemnym wskaźnikiem H kwalifikowane są jako potencjalni bankruci, zaś te w których wskaźnik ma wartość dodatnią, traktuje się jako niezagrożone upadłością. Model ten był również opracowany na podstawie wyników przedsiębiorstw z rynku amerykańskiego. W warunkach polskiej gospodarki, która coraz szybciej przyswaja reguły nowoczesnego zarządzania finansami oraz standaryzuje przepisy w zakresie rachunkowości finansowej, wykorzystanie tego modelu nie jest pozbawione wartości poznawczych.

Model opracowany przez J. Gajdkę i D. Stosa uwzględnia warunki funkcjonowania przedsiębiorstw w Polsce. Zawiera 5 wskaźników finansowych, które skorygowane w odpowiedni sposób, mają, zdaniem autorów, dać obraz sytuacji finansowej i możliwości przetrwania przedsiębiorstwa. Model ten ma następującą postać¹⁵:

$$Z = 0,773206 - 0,085642X_1 + 0,000775X_2 + 0,922098X_3 + 0,653599X_4 - 0,59469X_5$$

gdzie:

- X_1 – produktywność aktywów ogółem,
- X_2 – rotacja zobowiązań krótkoterminowych w dniach mierzona relacją średniego stanu tych zobowiązań do kosztów wytworzenia produkcji sprzedanej,
- X_3 – rentowność aktywów ogółem mierzona wynikiem finansowym netto,
- X_4 – rentowność sprzedaży mierzona wynikiem finansowym brutto,
- X_5 – udział zobowiązań ogółem w kapitałach (wskaźnik zadłużenia ogółem).

¹⁴ Por.: M. Nowak, *Praktyczna ocena kondycji finansowej przedsiębiorstwa. Metody i ograniczenia*, FRRwP, Warszawa 1998, s. 243, za: B. Wieczerzyńska, *Kryzys w przedsiębiorstwie*, wyd. CeDeWu, Warszawa 2009, s. 69.

¹⁵ Por.: W. Janik, *Zarządzanie...* op. cit., s. 85.

Wartością graniczną dla tego modelu jest poziom 0,45. Przedsiębiorstwa o wskaźniku Z nie niższym niż 0,45 uznawane są za niezagrożone bankructwem, zaś te o wskaźniku niższym od tego poziomu traktowane są jako potencjalni bankruci.

Modelem pięcioczynnikowym jest również model A. Hołdy. Ma on postać¹⁶:

$$Z_H = 0,605 + 0,681 \cdot X_1 - 0,0196 \cdot X_2 + 0,00969 \cdot X_3 + 0,000672 \cdot X_4 + 0,157 \cdot X_5$$

gdzie:

X_1 – relacja aktywów obrotowych do zobowiązań krótkoterminowych,

X_2 – relacja zobowiązań ogółem do aktywów ogółem,

X_3 – relacja wyniku finansowego netto do średniego stanu aktywów ogółem,

X_4 – relacja przeciętnego stanu zobowiązań bieżących do kosztów działalności operacyjnej pomniejszonych o pozostałe koszty operacyjne,

X_5 – relacja przychodów ogółem do średniego stanu aktywów ogółem.

Wartość funkcji Z_H niższa od zera wskazuje na zagrożenie upadłością danego przedsiębiorstwa. Podmiotom gospodarczym, dla których funkcja Z_H przyjmuje wartości wyższe od zera, nie zagraża upadłość.

Innym modelem skonstruowanym w Polsce jest model E. Mączyńskiej, w którym wartość wskaźnika W oblicza się według następującej formuły¹⁷:

$$W = 1,5X_1 + 0,08X_2 + 10,0X_3 + 5,0X_4 + 0,3X_5 + 0,1X_6$$

gdzie:

X_1 – wynik brutto + amortyzacja/zobowiązania ogółem,

X_2 – aktywa ogółem/zobowiązania ogółem,

X_3 – wynik brutto/aktywa ogółem,

X_4 – wynik brutto/przychody ze sprzedaży,

X_5 – zapasy/przychody ze sprzedaży,

X_6 – przychody ze sprzedaży/aktywa ogółem.

Interpretacja otrzymanej wartości wskaźnika W z modelu E. Mączyńskiej jest bardziej złożona. Zamieszczono ją w tabeli 2.12.

¹⁶ Por.: A. Hołda, *Prognozowanie bankructwa jednostki w warunkach gospodarki polskiej z wykorzystaniem funkcji dyskryminacyjnej Z_H* , w: „Rachunkowość” 2001, nr5.

¹⁷ Por. B. Wieczerzyńska, *Kryzys w przedsiębiorstwie ...op. cit.*, s. 72.

Tabela 2.12. Interpretacja wskaźnika „W” w modelu E. Mączyńskiej

Wartość wskaźnika W	Interpretacja
$W=0$	wartość graniczna
$W<0$	przedsiębiorstwo zagrożone upadłością
$0<W<1$	przedsiębiorstwo o słabej kondycji, ale niezagrożone upadłością
$1\leq W<2$	przedsiębiorstw o dosyć dobrej kondycji
$W\geq 2$	przedsiębiorstwo o bardzo dobrej kondycji

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: B. Wieczerzyńska, Kryzys w przedsiębiorstwie, CeDeWu, Warszawa 2009, s. 73.

Celem analizy sektorowej oraz dyskryminacyjnej było wskazanie miejsca (pozycji) poszczególnych badanych przedsiębiorstw w podsektorze elektroenergetycznym i zagrożeń dla dalszego kontynuowania działalności. Ocenę tę przeprowadzono w oparciu o takie kryteria jak: zużycie rzeczowego majątku trwałego mierzonego współczynnikiem umorzenia, rentowność sprzedaży, rentowność kapitałów, płynność finansowa. Pozwoliło to na określenie pozycji konkurencyjnej poszczególnych przedsiębiorstw oraz wskazanie przedsiębiorstw o najwyższej i najniższej zdolności do samofinansowania rozwoju i atrakcyjności inwestycyjnej.

Szczegółową analizę sytuacji finansowej wybranych przedsiębiorstw elektroenergetycznych poprzedzono oceną ogólnej sytuacji w sektorze energetycznym, do którego zgodnie z przyjętą klasyfikacją GUS zalicza się podmioty gospodarcze zajmujące się wytwarzaniem i zaopatrzeniem w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę. Sytuację tego sektora przedstawiono na tle średniego stanu kondycji finansowej przedsiębiorstw przemysłowych i wszystkich przedsiębiorstw w Polsce.

Rozdział 3.

Produktywność zasobów (K. Gałązka, W. Janik)

3.1. Przychody i ich struktura

Głównym źródłem przychodów każdego przedsiębiorstwa jest działalność podstawowa. Do jej prowadzenia przedsiębiorstwo jest powoływane. Dzięki niej tworzy wartość dla klientów i właścicieli i w oparciu o nią tworzy strategię rozwoju. Sprzedaż produktów, usług i towarów znajduje odzwierciedlenie w przychodach ze sprzedaży netto. W przypadku przedsiębiorstw elektroenergetycznych przychody te zależą bezpośrednio od stopnia wykorzystania posiadanego potencjału gospodarczego. Energii elektrycznej nie można magazynować, czyli wytwarzać na zapas. Dlatego istnieje bezpośredni związek między produkcją a przychodami.

Przychody ze sprzedaży są głównym składnikiem przychodów ogółem, które obejmują również pozostałe przychody operacyjne oraz przychody finansowe. Pozostałe przychody operacyjne nie mają żadnego związku z produkcją i bieżącą sprzedażą. Są związane z zarządzaniem ogólnym ryzykiem prowadzenia działalności gospodarczej¹. Nie mają charakteru systematycznego. Często nie są związane z bieżącym przepływem gotówki. Należą do nich takie pozycje jak: przychody ze sprzedaży rzeczowych aktywów i wartości niematerialnych i prawnych, rozwiązanie wcześniej (w okresach poprzednich) utworzonych rezerw, odpisem ujemnej wartości firmy itp. Pojawiają się one na ogół okresowo i charakteryzują się dużą zmiennością w czasie. Stanowią swego rodzaju księgową korektę wyniku finansowego osiągniętego z tytułu sprzedaży produktów i usług (ewentualnie towarów).

W przedsiębiorstwach niefinansowych (wszystkich z wyjątkiem banków, ubezpieczycieli, funduszy emerytalnych, funduszy inwestycyjnych itp.) przychody finansowe są rezultatem działań o charakterze ubocznym. Ich źródłem są odsetki od lokat bankowych, odsetki od udzielonych pożyczek i przeterminowanych należności, dywidendy z tytułu udziałów w obcych spółkach itp.². Uzupełniają one przychody z działalności podstawowej i w przypadku większości przedsiębiorstw niefinansowych mają znaczenie marginalne.

¹ Por.: J. Pfaff, Z. Messner (red), *Rachunkowość finansowa z uwzględnieniem MSSF*, wyd. PWN, Warszawa 2011, s. 426.

² Por.: T. Cebrowska (red), *Rachunkowość finansowa i podatkowa*, wyd. PWN, Warszawa 2005, s. 438.

Dokonując analizy przychodów u producentów energii, można zauważyć że w grupie tej średni udział przychodów z podstawowej działalności w przychodach ogółem systematycznie wzrastał. (por. tabela 3.3). Z roku na rok przychody ze sprzedaży netto przedsiębiorstw elektroenergetycznych wzrastały, z wyjątkiem roku 2010, kiedy przychody nominalne producentów energii elektrycznej były niższe o 1% w stosunku do roku poprzedniego. Przyrost ten spowodowany był wzrostem wolumenu sprzedaży oraz wzrostem cen zbytu.

Ze względu na przyczyny zmian przychodów ze sprzedaży badany okres podzielić można na dwa podokresy: lata 2006-2008 oraz lata 2009-2010. W pierwszym podokresie (2006-2008) przyrost tych przychodów był wolniejszy. Duży wpływ na ich dynamikę miał wolumen sprzedaży, mniejszy natomiast wzrost cen. Sytuacja się zmieniła w następnym podokresie. W latach 2009-2010 sprzedaż energii elektrycznej wzrosła o 3,3% (w porównaniu z rokiem 2008), zaś ceny wzrosły o 19,5%, przy czym w roku 2008 wzrost ten wyniósł 22,45% w stosunku do roku 2007, natomiast w r. 2010 ceny te spadły o 3,4% w stosunku do roku poprzedniego. Równocześnie średnie koszty całkowite związane z produkcją i sprzedażą energii przez wytwórców wzrosły o 9,28%, przy czym w roku 2009 koszty te były wyższe o 7,8% w porównaniu z 2008 r., zaś w r. 2010 zwiększyły się o 1,38% w stosunku do roku 2009. W tym samym okresie przychody ze sprzedaży netto wzrosły o 23,5%. Przyrost ten w 14% wynikał ze wzrostu fizycznych rozmiarów sprzedaży, zaś w 86% ze wzrostu cen³.

Zmiany cen i kosztów wpłynęły znacząco na wynik finansowy wytwórców energii elektrycznej. W roku 2009 był wyższy o 287,5% w stosunku do 2008 r., zaś w roku 2010 był niższy o 19,6% w porównaniu z rokiem 2009 (por. tabela 3.1).

Wynik finansowy na sprzedaży energii elektrycznej u jej producentów w roku 2009 był niemalże 4-krotnie wyższy niż w roku 2008. Z tytułu wzrostu ilości sprzedanej energii elektrycznej wynik ten wzrósł zaledwie o 1,2%, natomiast z tytułu wzrostu cen wynik ten wzrósł o 326,3%. Na skutek wzrostu kosztów wytwarzania wynik ten obniżył się o 140% (por. tabela 3.1). W roku 2010 o zmianie wyniku finansowego przesądziły (podobnie jak w roku poprzednim) dwa czynniki: spadek średnich cen sprzedaży, który spowodował obniżenie zysku na sprzedaży o 14,5% oraz wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej, którego rezultatem był spadek zysku o 7,2%. Wzrost wolumenu sprzedaży przyczynił się do wzrostu tego wyniku o 2,1%.

Wysoka dynamika cen, szczególnie w ostatnich latach badanego okresu w istotnym stopniu wpłynęła na dynamikę przychodów w cenach bieżących. Dynamika ta nie odzwierciedla więc dobrze zmian fizycznych rozmiarów produkcji i sprzedaży. Dlatego oprócz analizy zmian przychodów ze sprzedaży w cenach bieżących zbadano zmiany wielkości sprzedaży, wykorzystując ceny stałe. Za ceny stałe przyjęto średnie ceny sprzedaży energii 2006 r. Wyniki analizy przedstawiono w tabelach 3.2. i 3.3.

³ Obliczenia własne na podstawie danych statystycznych URE (Por.: *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej*, wyd. URE, Warszawa 2009 i 2010, tabl. 8.11 i 8.12).

Tabela 3.1. Wpływ zmiany wielkości sprzedaży, ceny i kosztów jednostkowych na zmianę wyniku finansowego w elektrowniach zawodowych oraz elektrociepłowniach zawodowych i niezależnych w latach 2008-2010 (%)

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008
1.	Wielkość sprzedaży (MWh)	141.280	138.410	136.743
2.	Średnia cena sprzedaży (zł/MWh)	192,2	196,9	160,8
3.	Średni koszt jednostkowy (zł/MWh)	166,4	164,1	152,2
4.	Wynik na sprzedaży w zł	3.652.088	4.541.232	1.171.888
5.	Dynamika wyniku finansowego (%)	80,40	387,50	100,00
6.	Zmiana wyniku (%)	-19,60	287,50	100,00
7.	Zmiana wyniku z tytułu wzrostu sprzedaży	2,10	1,20	-
8.	Zmiana wyniku z tytułu wzrostu cen	-14,50	326,30	-
9.	Zmiana wyniku z tytułu wzrostu kosztów	-7,20	-140,00	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych statystycznych zaczerpniętych z Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, wyd. ARE, Warszawa 2010 i 2011.

Tabela 3.2. Dynamika przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w latach 2006 – 2010 w cenach bieżących (%). Rok poprzedni = 100%.

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007
1.	Elektrownia Bełchatów	-*	127,14	121,39	105,16
2.	Elektrownia Turów	-*	114,31	106,53	102,50
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	86,66	118,62	108,89	98,63
4.	Elektrownia Pątnów II	99,75	176,16	100,00	-
5.	Elektrownia Kozienice	104,16	137,00	91,42	91,07
6.	Elektrownia Połaniec	100,04	152,19	117,76	100,68
7.	Elektrownia Rybnik	109,61	131,82	116,95	108,98
8.	Elektrownia Dolna Odra	-*	93,40	124,56	114,06
9.	Elektrownia Opole	-*	119,81	103,79	103,12
10.	Elektrownia Skawina	126,33	97,78	94,51	84,54
11.	Elektrownia Stalowa Wola	102,00	1021,16	128,52	101,32

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych spółek i informacji ARE o cenach sprzedaży energii elektrycznej przez producentów.

Legenda: *Z uwagi na konsolidację tych elektrowni na początek 2010 dane sprawozdawcze utraciły porównywalność z poprzednimi latami.

Tabela 3.3. *Dynamika przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w latach 2006-2010 w cenach stałych (%). Rok 2006 = 100%.*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007
1.	Elektrownia Bełchatów	-*	103,83	111,98	101,12
2.	Elektrownia Turów	-*	93,35	98,28	98,56
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	88,77	96,88	100,45	94,84
4.	Elektrownia Pątnów II	102,19	143,86	100,00	-
5.	Elektrownia Kozienice	106,70	111,88	84,33	87,57
6.	Elektrownia Połaniec	102,49	124,29	108,63	96,81
7.	Elektrownia Rybnik	112,29	107,65	107,89	104,79
8.	Elektrownia Dolna Odra	-*	76,27	114,91	109,67
9.	Elektrownia Opole	-*	97,85	95,75	99,15
10.	Elektrownia Skawina	129,42	79,86	87,19	81,29
11.	Elektrownia Stalowa Wola	104,50	98,95	118,56	97,42

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych spółek i informacji ARE o cenach sprzedaży energii elektrycznej przez producentów.

Legenda: *Z uwagi na konsolidację tych elektrowni na początek 2010 dane sprawozdawcze utraciły porównywalność z poprzednimi latami.

Z porównania dynamiki przychodów w cenach bieżących i stałych wynika, że w kilku badanych elektrowniach produkcja i sprzedaż energii wykazywały tendencję malejącą. Dotyczyło to w szczególności takich elektrowni jak: Opole, Turów, ZE Pątnów, Adamów, Konin oraz Elektrowni Skawina (z wyjątkiem roku 2010). Elektrownie te nie należały do tych, które wytwarzały energię elektryczną po najwyższych kosztach (por. tabela 3.20). Współczynnik korelacji między dynamiką sprzedaży w cenach stałych a produktywnością kosztów lub kosztochłonności produkcji energii wynosił zaledwie 0,15. Może to świadczyć o tym, że przy zakupie energii od producentów koszty jej wytworzenia nie są czynnikiem istotnym.

W badanej grupie producentów energii elektrycznej i jej dystrybutorów udział przychodów ze sprzedaży netto w przychodach ogółem, w zależności od przedsiębiorstwa oraz badanego roku, wahał się od 80% (PGE Dystrybucja w 2010 r.) do 100% (Elektrownia Skawina w latach 2007 i 2008). Średni udział tych przychodów w przychodach ogółem w badanych przedsiębiorstwach oscylował wokół 96% i był zbliżony do średniego udziału wszystkich producentów i dystrybutorów. Wysoki, aczkolwiek zmienny w czasie, udział przychodów z działalności podstawowej (por. tabela 3.4) jest potwierdzeniem niesystematyczności pozostałych przychodów.

Tabela 3.4. *Udziały przychodów ze sprzedaży w przychodach ogółem w polskich elektrowniach w latach 2006-2010 (%)*

L.p.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	90,71	87,37	79,36	83,59	-
2	Elektrownia Pątnów Adamów, Konin	94,41	93,83	95,67	95,82	96,12
3	PGE Elektrownia Opole	-	98,52	97,88	98,73	98,38
4	Elektrownia Bełchatów	95,57	99,41	99,57	99,16	99,45
5	Elektrownia Turów	-	97,27	97,19	90,35	94,86
6.	Elektrownia Rybnik	98,47	99,05	98,17	98,40	98,24
7	Elektrownia Kozienice	98,75	98,15	97,99	96,58	95,56
8	Elektrownia Połaniec	98,68	98,90	97,36	80,75	76,96
9	Elektrownia Skawina	98,93	97,84	99,82	100,00	89,87
10	Elektrownia Stalowa Wola	99,01	99,26	97,65	91,30	90,51
11	Elektrownia Dolna Odra	-	96,71	97,05	97,98	99,09
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	94,99	96,79	97,29	100,00	-
2	Energa Operator	93,90	91,76	92,61	95,40	-
3	PGE Dystrybucja	80,25	87,28	92,24	-	-
4	RWE Stoen Operator	99,01	97,70	98,91	98,35	-
5	Tauron Dystrybucja	98,47	97,18	97,37	96,42	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010. Legenda: Znak „-” w zestawieniach tabelarycznych oznacza poziom badanej wartości równy lub bliski zeru, a także niekiedy brak dostępu do danych finansowych w analizowanym okresie.

Jedyną spółką o względnie wysokim udziale innych przychodów (poza działalnością podstawową) w przychodach ogółem była PGE Dystrybucja (por. tabela 3.5). Były to przychody finansowe, których udział od r. 2008 systematycznie wzrastał, by w r. 2010 osiągnąć poziom 20%. Źródłem tych przychodów były głównie dywidendy i udziały w zyskach, w tym od jednostek powiązanych. Z kolei w Elektrowni Połaniec w latach 2006 i 2007 odnotowano wysoki udział pozostałych przychodów operacyjnych. Były to przychody z tytułu dotacji i innych pozostałych przychodów operacyjnych.

Tabela 3.5. Udziały pozostałych przychodów operacyjnych i przychodów finansowych w przychodach ogółem w polskich elektrowniach w latach 2006-2010 (%)

Lp.	Wyszczególnienie	Pozostałe przychody operacyjne					Przychody finansowe				
		2010	2009	2008	2007	2006	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI											
1	Elektrownia Pątnów II	3,93	12,28	19,45	0,00	-	5,36	0,35	1,19	16,41	-
2	ZE Pątnów, Adamów, Konin	2,90	3,73	0,28	1,28	0,51	2,69	2,45	4,05	2,90	3,37
3	Elektrownia Opole	-	0,36	0,63	0,27	0,75	-	1,12	1,49	1,00	0,87
4	Elektrownia Bełchatów	2,79	0,33	0,19	0,21	0,38	1,64	0,26	0,24	0,63	0,17
5	Elektrownia Turów	-	0,07	0,32	0,55	0,21	-	2,66	2,49	9,09	4,93
6	Elektrownia Rybnik	1,00	1,00	1,00	2,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	2,00
7	Elektrownia Kozienice	0,65	0,96	0,48	1,16	3,19	0,60	0,88	1,53	2,26	1,24
8	Elektrownia Połaniec	0,70	0,40	0,50	17,50	22,16	0,62	0,70	2,14	1,75	0,88
9	Elektrownia Skawina	0,00	0,00	0,00	0,00	10,07	1,07	2,16	0,18	0,00	0,06
10	Elektrownia Stalowa Wola	0,88	0,62%	1,28	7,18	8,05	0,12	0,12	1,07	1,52	1,44
11	Elektrownia Dolna Odra	-	2,90%	2,81	1,62	0,87	-	0,38	0,14	0,40	0,03
DYSTRYBUTORZY											
1	Enea Operator	0,43	0,36	0,58	0,00	-	4,58	2,85	2,13	0,00	-
2	Energia Operator	3,88	5,97	6,49	3,39	-	2,23	2,28	0,90	1,21	-
3	PGE Dystrybucja	0,09	0,06	1,20	-	-	19,66	12,66	6,56	-	-
4	RWE Stoen Operator.	0,75	1,78	0,55	1,60	-	0,25	0,52	0,54	0,05	-
5	Tauron Polska Energia	1,16	2,17	1,71	2,16	-	0,37	0,65	0,92	1,41	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Z przeprowadzonej analizy wynikają następujące wnioski:

- 1) W badanym okresie wolumen sprzedaży energii elektrycznej systematycznie wzrastał, aczkolwiek wzrost ten nie był równomierny. Wpływ na to miały, tak jak podkreślono wyżej, warunki klimatyczne (wyraźny wzrost sprzedaży w roku 2010, kiedy była ostra zima) oraz stan gospodarki (przy szybszym wzroście produkcji i usług w gospodarce szybciej rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną, mimo spadku energochłonności produkcji).
- 2) Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (zarówno producenci energii, jak i jej dystrybutorzy) osiągają przychody przede wszystkim ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych. Pozostałe przychody mają charakter marginalny, dlatego przychody te można uznać za jedną z istotnych miar efektywności ekonomicznej.
- 3) Wysoka dynamika cen energii elektrycznej w badanym okresie uzasadnia wykorzystanie, przy badaniu produktywności, sprzedaży w cenach bieżących i stałych.

3.2. Struktura i produktywność aktywów

3.2.1. Struktura aktywów

Sektor elektroenergetyczny charakteryzuje się wysoką kapitałochłonnością produkcji, co znajduje wyraz w strukturze aktywów. Analizując tę strukturę u producentów energii elektrycznej zauważa się, że w większości badanych elektrowni udział majątku trwałego w aktywach ogółem oscyluje około 80%. (por. tabela 3.6). Struktura ta nie była stabilna. Na przestrzeni badanego okresu ulegała mniejszym lub większym zmianom (w zależności od elektrowni). W pięciu analizowanych elektrowniach (Bełchatów, Turów, Zespół Pątnów, Adamów, Konin, Pątnów II, Dolna Odra i Opole) udział aktywów trwałych systematycznie spadał. W pozostałych elektrowniach wystąpiła tendencja odwrotna, czyli wzrost udziału majątku trwałego.

W aktywach majątek trwały wykazywany jest wg wartości netto (wartość początkowa majątku pomniejszona o jego dotychczasowe umorzenie). W przedsiębiorstwach, w których średni okres użytkowania rzeczowego majątku trwałego jest długi, wartość księgowa tego majątku jest niska. Z kolei tam, gdzie majątek ten ulega systematycznemu odtwarzaniu wartość tego majątku jest odpowiednio wyższa. Problem ten dobrze ilustruje wskaźnik korelacji między udziałem wartości majątku trwałego netto w aktywach a wysokością nakładów inwestycyjnych. W latach 2007-2010 kształtował się on na poziomie od 0,49 do 0,94. Im więcej inwestowano w odtworzenie i rozwój rzeczowego majątku trwałego, tym udział aktywów trwałych w aktywach ogółem był wyższy.

W przedsiębiorstwach, w których ma miejsce niski udział wartości majątku trwałego w aktywach ogółem, występuje wysoki poziom umorzenia środków trwałych. W elektrowniach tych ponoszono stosunkowo niskie nakłady na odtworzenie majątku trwałego. Najwyższą średnią wartość majątku trwałego w latach 2006-2010, pośród badanych wytwórców energii ma Elektrownia Pątnów II (89,94%), natomiast w Elektrowni Połaniec badany wskaźnik ukształtował się na najniższym poziomie, średnio prawie 49% (48,67%).

Tabela 3.6. *Udział aktywów trwałych w majątku ogółem w polskich elektrowniach w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006
1.	Elektrownia Bełchatów	86,18	87,27	92,64	89,63	89,90
2.	Elektrownia Turów	-	83,63	87,31	89,81	89,93
3.	ZE. Pątnów, Adamów, Konin	72,06	79,01	85,85	87,66	88,86
4.	Elektrownia Pątnów II	86,23	86,02	91,90	95,60	-
5.	Elektrownia Kozienice	76,52	76,64	77,45	61,69	58,14
6.	Elektrownia Połaniec	53,83	51,49	53,53	41,97	42,51
7.	Elektrownia Rybnik	52,49	57,64	71,03	70,46	65,10
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	69,81	73,14	85,69	87,32
9.	Elektrownia Opole	-	70,68	76,43	81,87	83,80
10.	Elektrownia Skawina	83,27	83,86	82,77	87,26	77,51
11.	Elektrownia Stalowa Wola	74,88	72,30	71,99	72,06	68,87

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

We wszystkich badanych jednostkach na wysoki poziom aktywów trwałych składają się przede wszystkim rzeczowe aktywa trwałe. Biorąc pod uwagę charakter branży w której funkcjonują analizowane podmioty, są to w szczególności budynki i lokale, obiekty inżynierii lądowej i wodnej (budynki) oraz kotły i maszyny energetyczne (kotły parowe, turbozespoły i zespoły elektroenergetyczne).

Wśród producentów energii najwyższy średni udział rzeczowego majątku trwałego netto odnotowano w Elektrowni Pątnów II (88,96%), natomiast najniższy w Zespole Elektrowni Pątnów, Adamów, Konin (24,65%). Tak duże zróżnicowanie spowodowane jest rezultatem wysokich różnic w wieku i wartości netto eksploatowanego wyposażenia technicznego. Warto podkreślić, że w badanym okresie niewielkim zmianom ulegała struktura aktywów u analizowanych producentów energii elektrycznej (por. tabela 3.7). Świadczy to o tym, że poziom nakładów inwestycyjnych niewiele się różnił od kwoty amortyzacji. Wydatki inwestycyjne miały głównie charakter odtworzeniowy i miały na celu utrzymanie potencjału wytwórczego na w miarę stabilnym poziomie.

Tabela 3.7. *Udział rzeczowych aktywów trwałych w majątku ogółem w badanych elektrowniach w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006
1.	Elektrownia Bełchatów	82,62	84,59	89,34	85,73	85,50
2.	Elektrownia Turów	-	80,11	83,62	86,89	86,16
3.	ZE. Pątnów, Adamów, Konin	25,64	23,35	24,73	25,03	24,47
4.	Elektrownia Pątnów II	85,19	85,93	90,33	94,41	-
5.	Elektrownia Kozienice	70,47	74,51	76,61	58,73	54,83
6.	Elektrownia Połaniec	48,97	45,38	47,50	39,40	40,20
7.	Elektrownia Rybnik	51,09	55,92	68,89	67,76	62,34
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	69,81	73,14	85,69	87,32
9.	Elektrownia Opole	-	68,91	75,11	81,30	83,06
10.	Elektrownia Skawina	82,45	80,89	82,67	87,25	75,18
11.	Elektrownia Stalowa Wola	66,58	65,36	66,66	63,45	60,30

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Tabela 3.8. *Zestawienie nakładów na wartości niematerialne i prawne oraz rzeczowe aktywa trwałe w polskich elektrowniach w tys. zł w latach 2006-2010*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006
1.	Elektrownia Bełchatów	3 478 801*	1 437 760	1 731 748	859 188	4 389 693
2.	Elektrownia Turów	-	87 683	77 088	54 990	80 226
3.	ZE. Pątnów, Adamów, Konin	114 930	81 967	61 642	36 219	26 371
4.	Elektrownia Pątnów II	51 444	97 121	336 028	-	-
5.	Elektrownia Kozienice	748 673	283 357	1 733 488	257 573	713 994
6.	Elektrownia Połaniec	382 215	148 142	139 842	51 226	26 036
7.	Elektrownia Rybnik	121 148	105 111	244 885	157 740	952 262
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	77 617	40 164	100 526	183 588
9.	Elektrownia Opole	-	77 978	29 525	28 470	16 720
10.	Elektrownia Skawina	21 607	11 162	28 981	352 076	28 331
11.	Elektrownia Stalowa Wola	23 912	19 113	36 099	35 203	19 426

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

*Legenda. Łączne nakłady w elektrowniach Bełchatów, Turów, Dolna Odra i Opole po konsolidacji jak miała miejsce na początek 2010 r. w ramach PGE.

Z danych sprawozdawczych wynika, że w latach 2006-2010 wydatki inwestycyjne analizowanych producentów energii elektrycznej były dość zróżnicowane (tabela 3.8). W okresie tym suma wydatków inwestycyjnych na odtwarzanie i modernizację rzeczowego majątku trwałego u analizowanych wytwórców wynosiła 20,2 mld zł. Najwyższe nakłady poniesiono w 2006 r (prawie 6,5 mld zł), zaś najniższe w r. 2007 (niecałe 2 mld zł) (tabela 3.8).

Nakłady te pozostawały w różnej relacji do wartości netto rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych i prawnych. W dwóch elektrowniach (Rybnik i Bełchatów) w r. 2006 odnotowano wysoki ich poziom. W Elektrowni Bełchatów wysokość tych nakładów była równa wartości księgowej majątku rzeczowego, zaś w Elektrowni Rybnik stanowiła aż 152% tej wartości. Dość duże wydatki inwestycyjne w relacji do wartości rzeczowego majątku trwałego ponoszono w Elektrowni Koźienice oraz w ostatnich trzech latach badanego okresu w Elektrowni Połaniec. Najniższy poziom wydatków odnotowano w Elektrowni Stalowa Wola (por. tabela 3.9).

Tabela 3.9. *Relacja wydatków inwestycyjnych do wartości netto rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych i prawnych*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006
1.	Elektrownia Bełchatów	15,69	17,49	25,13	16,36	99,89
2.	Elektrownia Turów		1,86	1,61	1,11	1,59
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	12,63	12,53	10,79	6,71	5,03
4.	Elektrownia Pątnów II	2,31	4,30	14,57		-
5.	Elektrownia Koźienice	27,32	10,73	66,78	23,69	65,19
6.	Elektrownia Połaniec	30,62	15,84	16,44	7,82	4,02
7.	Elektrownia Rybnik	13,01	11,40	27,05	21,42	152,15
8.	Elektrownia Dolna Odra		4,87	2,65	6,46	10,70
9.	Elektrownia Opole		2,87	1,04	0,95	0,52
10.	Elektrownia Skawina	3,35	1,64	4,27	54,30	9,56
11.	Elektrownia Stalowa Wola	8,52	7,73	14,91	17,09	9,86

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Duże zróżnicowanie wydatków inwestycyjnych w poszczególnych latach, jak również w poszczególnych elektrowniach wynika zarówno ze stopnia fizycznego i ekonomicznego zużycia aparatu wytwórczego, jak również z różnego tempa przekształceń strukturalnych i własnościowych, jakie zachodziły w poszczególnych grupach kapitałowych. Wysoki średni wiek urządzeń energetycznych w zestawieniu z realizowanymi inwestycjami pozwala na stwierdzenie, że większość polskich elektrowni zawodowych nie jest dostatecznie przystosowana do funk-

cjonowania w warunkach rosnących wymogów w zakresie ochrony środowiska oraz rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Przystosowanie to wymaga znacznie wyższych niż dotychczas nakładów inwestycyjnych o charakterze odtworzeniowo-modernizacyjnym.

W grupie operatorów systemów dystrybucyjnych występowała nieco odmienna sytuacja. W poszczególnych latach następowało sukcesywne obniżanie wartości majątku trwałego (por. tabela 3.10). W roku 2007 średni udział aktywów trwałych u wszystkich dystrybutorów wynosił 85,35% natomiast w 2010 roku był już o prawie 9 punktów procentowych niższy i wynosił 76,53%.

Tabela 3.10. *Udział aktywów trwałych w majątku ogółem u operatorów systemów dystrybucyjnych w latach 2006-2010 (%)*

Lp.		2010	2009	2008	2007
1.	RWE Stoen Operator	94,42	93,20	92,38	96,21
2.	PGE Dystrybucja	72,56	80,98	93,83	84,79
3.	Tauron Polska Energia	86,86	90,29	89,65	86,77
4.	Enea Operator	73,60	74,15	72,55	88,40
5.	Energa Operator	86,93	91,55	91,82	90,48

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010.

Z analizy udziałów rzeczowych aktywów trwałych w majątku ogółem u dystrybutorów wynika, że w r. 2007 nastąpił duży spadek ich księgowej wartości (o 59,05%). W kolejnych latach średni udział rzeczowego majątku kształtował się na względnie stałym poziomie wynoszącym około 45% (por. tabela 3.11). Zmiana ta wynika, z dokonania dużych odpisów amortyzacyjnych w roku 2007, przy stosunkowo niskich nakładach inwestycyjnych.

Zmiany w wartości netto środków trwałych u poszczególnych dystrybutorów były zróżnicowane. Na uwagę zasługuje wartość netto rzeczowego majątku trwałego w Polskiej Grupie Energetycznej. Podmiot mający największy udział w krajowej dystrybucji energii (40%) od roku 2008 wykazuje bardzo niskie udziały majątku trwałego w aktywach ogółem. Świadczy to o wysokim poziomie zużycia sieci dystrybucyjnej, którą dysponuje ten dystrybutor. Ponoszone w tym okresie wydatki inwestycyjne nie były wystarczająco duże w stosunku do rzeczywistych potrzeb. Średnie wydatki inwestycyjne przeliczone na 1 km sieci jaką dysponowali poszczególni dystrybutorzy w PGE były najniższe i wynosiły 3,3 mln zł. Wydatki te w roku 2007 w PGE Dystrybucja S.A. wyniosły prawie 407 mln zł (406.644.847 zł), natomiast w RWE Stoen Operator były prawie 7 krotnie wyższe (6,81). Podobna sytuacja miała miejsce w Enea Operator. Warto podkreślić, że właścicielem strategicznym tych dwóch operatorów jest państwo. RWE Stoen Operator jest

własnością koncernu niemieckiego RWE, Tauron Polska Energia natomiast jest spółką dominującą w Grupie Tauron.

Tabela 3.11. *Udział rzeczowych aktywów trwałych w majątku ogółem u operatorów systemów dystrybucyjnych w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007
1.	RWE Stoen Operator	82,24	91,04	91,15	94,99
2.	PGE Dystrybucja	0,27	0,29	0,35	80,08
3.	Tauron Polska Energia	83,66	87,22	86,75	79,89
4.	Enea Operator	1,89	1,96	1,91	2,32
5.	Energa Operator	84,85	89,85	84,45	80,79

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010.

W badanym okresie wysokość wydatków inwestycyjnych była zróżnicowana nie tylko w odniesieniu do poszczególnych dystrybutorów, lecz również w poszczególnych latach (por. tabela 3.12). Najwyższe wydatki poniesiono w r. 2007. W pozostałych latach były one znacząco niższe.

Tabela 3.12. *Wydatki inwestycyjne dystrybutorów w latach 200-2010 w tys. zł.*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007
1.	RWE Stoen Operator	171.356	192.318	136.386	2.766.355
2.	PGE Dystrybucja	12.079	1.517	4.834	424.325
3.	Tauron Polska Energia	342.273	380.535	734.177	789.0481
4.	Enea Operator	12.581	15.355	25.537	406.105
5.	Energa Operator	348.836	697.266	574.589	618.349

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010.

Przeprowadzona analiza pozwala na stwierdzenie, że:

- 1) Średni poziom zużycia rzeczowego majątku trwałego, zarówno w elektrowniach zawodowych, jak i u dystrybutorów energii elektrycznej jest bardzo wysoki. Wydatki inwestycyjne ponoszone w badanym okresie były niewspółmiernie niskie w stosunku do potrzeb odtworzeniowo-modernizacyjnych.
- 2) Zauważa się pewną zależność między formą własności a wydatkami inwestycyjnymi. W przedsiębiorstwach, w których dominującym właścicielem jest państwo wydatki inwestycyjne były relatywnie niższe niż w pozostałych spółkach.

3.2.2. Produktywność aktywów

Produktywność zasobów, zdaniem A. Rappaporta należy do wiodących wskaźników wartości⁴. Tylko dzięki lepszemu ich wykorzystaniu można poprawiać efektywność i tworzyć wartość dodaną. Poprawa produktywności prowadzi nie tylko do wzrostu wartości przedsiębiorstw, lecz również jest źródłem dobrobytu materialnego społeczeństw. Jak zauważa W.W. Levis, niemal wszystkie przedsiębiorstwa, niezależnie od sektora gospodarki, w krajach biednych są nieproduktywne⁵.

Jedną z miar produktywności posiadanych zasobów są przychody ze sprzedaży netto. Produktywność jest relacją strumienia (przychodów ze sprzedaży produktów) do zasobu (majątku przedsiębiorstwa). Dla lepszego zbadania problemu produktywności, w niniejszym opracowaniu, wykorzystano dwa mierniki: przychody w cenach bieżących do średniej wartości aktywów w okresie oraz przychody w cenach stałych do mocy dyspozycyjnej wytwórców energii. Wskaźniki te informują o intensywności wykorzystania posiadanego majątku. W przypadku pierwszego z tych wskaźników znaczący wpływ na jego poziom wywiera poziom umorzenia środków trwałych. Jeżeli nie jest on rekompensowany nakładami na ich odtwarzanie, wówczas wzrost tego wskaźnika nie musi świadczyć o poprawie efektywności gospodarowania aktywami trwałymi⁶. Drugi wskaźnik pozbawiony jest wady pierwszego. Zainstalowana moc lepiej odzwierciedla potencjał produkcyjny elektrowni. Jego wykorzystanie zależy od sprzedanej energii. Rozmiary tej sprzedaży odzwierciedlają przychody w cenach stałych.

W literaturze często podkreśla się, że produktywność ma kluczowe znaczenie dla konkurencyjności przedsiębiorstw i ich przetrwania na rynku⁷. Celem rachunku produktywności jest ocena zagospodarowania czynników wytwórczych, zespolonych w określonego rodzaju działalności. Rachunek produktywności spełnia przede wszystkim funkcję diagnostyczną. Jego istotą jest bowiem analiza ekonomiczności działania, w związku z poszukiwaniem odpowiedzi na kluczowe pytanie: Czy w przedsiębiorstwie występuje efekt synergiczny (o charakterze gospodarczym), czy też występują przypadki niegospodarności, wywołujące skutki negatywne?⁸.

⁴ Por.: A. Rappaport, *Wartość dla akcjonariuszy*, wyd. WIG-Press, Warszawa 1999, s. 144.

⁵ Por.: W.W. Levis, *Potęga wydajności*, wyd. CeDeWu, Warszawa 2004, ss. 310 – 311.

⁶ Por.: Gołębiowski G., Tłaczała A., „Analiza finansowa w teorii i praktyce”, wyd. Difin, Warszawa 2009, s. 197.

⁷ Por.: Porter M.E., *The Competitive Advantage of Nations*, The Free Press, A Division of Macmillan, New York, 1990. s. 1-5.

⁸ Por.: A. Stabryła, *Metodologiczne aspekty rachunku produktywności*, w: A. Stabryła, *Strategie wzrostu produktywności firmy*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Krakowie, Kraków 2000, s. 560.

Przedmiotem analizy jest produktywność rzeczowych aktywów trwałych. Ograniczenie badania produktywności tylko do tej grupy majątku przedsiębiorstw elektroenergetycznych wynika z faktu, że w wielu analizowanych podmiotach występował wysoki udział długoterminowych inwestycji i należności. Np. w ZE Pątnów, Adamów, Konin udział tych inwestycji w majątku trwałym wynosił 57%, a w majątku ogółem 41%. Z kolei w PGE Dystrybucja udział tych inwestycji w majątku trwałym wynosił 99%, zaś w aktywach ogółem 75%. Te dwie pozycje mają charakter inwestycji finansowych i nie są związane z produkcją, sprzedażą, świadczeniem usług czy też działalnością administracyjną na rzecz produkcji czy sprzedaży. Związane są one z wnoszeniem udziałów do obcych spółek, nabyciem instrumentów skarbowych, udzielonych pożyczek innym przedsiębiorstwom itp.

Wartość wskaźnika produktywności rzeczowego majątku trwałego w badanym okresie w grupie producentów energii kształtowała się średnio na poziomie 0,76. Z każdej złotówki kapitału zaangażowanego w rzeczowy majątek trwały elektrowni otrzymywano w okresie 2006 – 2010 76 groszy przychodów ze sprzedaży netto. Wskaźnik ten informuje również o tym, że kapitał finansujący majątek badanych przedsiębiorstw wykonał zatem średnio 0,76 obrotu.

Produktywność tego majątku w poszczególnych elektrowniach była bardzo zróżnicowana. Najwyższa była w ZE Pątnów, Adamów, Konin i wynosiła 3,10, zaś najniższa w Elektrowni Pątnów II 0,21. Pomijając Elektrownię Pątnów II, w której przed kilku laty przeprowadzono modernizację związaną ze zmianą paliwa (mazut zamieniono na węgiel brunatny), co spowodowało przejściowe zakłócenia w jej produkcji i wynikach ekonomicznych, najniższą produktywność odnotowano w Elektrowni Turów, która w 2006 r. wynosiła 0,40. Rozpiętość w produktywności była bardzo wysoka i wahała się od 0,40 (Elektrownia Turów w r. 2006) do 3,47 (ZE Pątnów, Adamów, Konin w r. 2009) (por. tabela 3.13). Różnica była 8,6-krotna. W poszczególnych elektrowniach w kolejnych latach badanego okresu występowały pewne zmiany wartości tego wskaźnika. Największe zmiany odnotowano w Elektrowni Kozienice i Elektrowni Skawina. Różnica między najwyższą a najniższą produktywnością w Kozienicach była ponad dwukrotna, zaś w Elektrowni Skawina była jeszcze wyższa, czyli prawie 3-krotna (2,86). Najniższe wahania miały miejsce w elektrowniach Bełchatów, Turów i Stalowa Wola. Różnica między najwyższą a najniższą produktywnością w tych elektrowniach wynosiła 7%-28%.

Od roku 2006 można zaobserwować w badanych elektrowniach niewielkie zmiany średniej produktywności rzeczowego majątku trwałego. Różnica między najwyższą średnią produktywnością w roku 2009 a najniższym jej poziomem w roku 2010 wynosiła ok. 12%. Uwzględniając fakt, że wartość netto środków trwałych w badanym okresie ulegała niewielkim zmianom (z wyjątkiem Elektrowni Bełchatów) oraz wzrost cen sprzedaży energii, można postawić hipotezę o spadającej efektywności gospodarowania posiadanymi zasobami rzeczowych

aktywów trwałych. Potwierdzają to badania dotyczące produktywności aktywów trwałych oraz produktywności zainstalowanej mocy⁹.

Tabela 3.13. *Produktywność rzeczowego majątku trwałego w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w latach 2006-2010*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia w latach 2006-2010
1.	Elektrownia Bełchatów	0,69	0,69	0,68	0,70	0,73	0,70
2.	Elektrownia Turów	-	0,54	0,46	0,42	0,40	0,40
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	2,59	3,47	3,23	3,10	3,20	3,10
4.	Elektrownia Pątnów II	0,28	0,28	0,16	0,01	-	0,21
5.	Elektrownia Kozienice	0,94	0,91	0,95	1,76	1,92	1,14
6.	Elektrownia Połaniec	1,96	2,40	1,87	1,83	1,83	2,00
7.	Elektrownia Rybnik	2,41	2,24	1,89	1,95	1,96	2,11
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	1,10	1,19	0,90	0,75	0,87
9.	Elektrownia Opole	-	0,82	0,65	0,59	0,55	0,58
10.	Elektrownia Skawina	0,58	0,45	0,46	0,69	1,29	0,69
11.	Elektrownia Stalowa Wola	1,21	1,28	1,15	1,00	1,01	1,14
Średnia		0,73	0,87	0,78	0,80	0,85	0,76

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Wynika z nich, że średnie przychody ze sprzedaży netto w cenach stałych przypadające na jednostkę zainstalowanej mocy najwyższe były w 2009 roku, natomiast najniższe w roku 2010 (por. tabela 3.14). Badając produktywność zainstalowanej mocy zauważa się znacznie niższe jej zróżnicowanie niż w przypadku badania relacji przychodów ze sprzedaży netto w cenach bieżących do wartości netto rzeczowego majątku trwałego. W badanym okresie najwyższa sprzedaż na jednostkę mocy miała miejsce w Elektrowni Opole w r. 2008, zaś najniższa w Elektrowni Skawina w r. 2009. Rozpiętość była 2,8-krotna. Różnice w produktywności badanej przy pomocy różnych mierników są wynikiem dwóch czynników, a mianowicie: cen bieżących sprzedaży energii, które w latach 2008-2010 wzrosły o 19,5% oraz wartości netto rzeczowych aktywów trwałych, na którą wpływają z jednej strony procesy umarzania ich wartości, z drugiej zaś nowe inwestycje

⁹ Z uwagi na dość duże zróżnicowanie księgowej wartości rzeczowych aktywów trwałych w poszczególnych przedsiębiorstwach elektroenergetycznych, do badania produktywności tego majątku w spółkach dystrybucyjnych wykorzystano liczbę klientów, zaś w elektrowniach moc zainstalowaną.

w rzeczowy majątek trwały. Różnice w wynikach badań najbardziej widoczne są w przypadku Elektrowni Pątnów II. Produktywność rzeczowego majątku trwałego była najniższa w badanej grupie, natomiast produktywność mocy latach 2009 i 2010 była najwyższa.

Tabela 3.14. Przychody ze sprzedaży w cenach stałych na jednostkę zainstalowanej mocy w latach 2006-2010

Lp.	Producenci	Moc zainstalowana w latach 2010-2008 [MW]	Produktywność mocy		
			2010	2009	2008
1.	Elektrownia Bełchatów	4 440,0	857,44*	962,85	927,36
2.	Elektrownia Turów	1 898,8	-	1 095,35	1 173,35
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	1 993,0	770,21	867,60	895,659
4.	Elektrownia Pątnów II	464,0	1 145,86	1 121,35	779,46
5.	Elektrownia Kozienice	2 820,0	732,52	686,49	613,60
6.	Elektrownia Połaniec	1 600,0	1 119,50	1 092,32	878,85
7.	Elektrownia Rybnik	1 775,0	1 050,87	935,83	869,32
8.	Elektrownia Dolna Odra	1 772,0	-	785,89	1 030,34
9.	Elektrownia Opole	1 492,0	-	1 241,38	1 268,72
10.	Elektrownia Skawina	490,0	646,42	449,46	625,45
11.	Elektrownia Stalowa Wola	330,0	810,12	775,24	783,48
Średnia			689,52	710,03	700,44

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2008-2010, danych ARE o zainstalowanej mocy i cenach energii.

Legenda:* Uwzględniono skutki konsolidacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych jaka miała miejsce w PGE na początek roku 2010.

Produktywność rzeczowego majątku u operatorów systemów dystrybucyjnych jest jeszcze bardziej zróżnicowana niż w przypadku elektrowni (por. tabela 3.15). Przyczynami tego zróżnicowania jest w dużej mierze różny poziom umorzenia wartości tego majątku. Dlatego ocenę tej produktywności przeprowadzono w odniesieniu do liczby klientów.

Tabela 3.15. Przychody ze sprzedaży energii na 1 zł rzeczowego majątku trwałego w latach 2007-2010

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007
1.	RWE Stoen Operator.	0,31	0,31	0,32	0,15
2.	PGE Dystrybucja	134,83	146,86	127,79	-
3.	Tauron Polska Energia	0,54	0,51	0,54	0,84
4.	Enea Operator	30,08	33,94	27,98	24,30
5.	Energa Operator	0,42	0,41	0,46	0,67

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

W przypadku dystrybutorów ważnym zasobem, oprócz sieci dystrybucyjnej, jest liczba obsługiwanych klientów. Klienci w warunkach gospodarki rynkowej są równie ważnym zasobem jak aktywa materialne. R.C. Blattbergo, G. Getz i J.S. Thomas piszą „klienci stanowią aktywa finansowe, toteż firmy i inne organizacje powinny je mierzyć, maksymalizować i zarządzać nimi jak wszystkimi innymi aktywami”¹⁰. Sprzedaż i związane z nią przychody ze sprzedaży zależą od liczby klientów, zużycia energii przez jednego klienta oraz cen jej sprzedaży. Produktowność klientów (przychody ze sprzedaży netto na jednego klienta) poszczególnych spółek dystrybucyjnych przedstawiono w tabeli 3.16.

Tabela 3.16. Przychody ze sprzedaży netto w zł na jednego klienta w latach 2007-2010

Lp.	Producenci	Liczba klientów	2010	2009	2008	2007
1.	RWE Stoen Operator	910,70	968,06	946,36	969,96	455,06
2.	PGE Dystrybucja	5 094,70	2 289,31	2 145,34	1 904,80	-
3.	Tauron Polska Energia	4 114,80	468,90	428,08	442,10	655,88
4.	Enea Operator	2 372,60	2 657,14	3 067,86	2 504,42	2 085,43
5.	Energa Operator	2 863,40	1 052,66	996,93	1 060,54	1 531,88
Średnia		x	1 549,40	1 542,48	1 392,64	810,58

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2008-2010, danych ARE o liczbie klientów poszczególnych dystrybutorów.

Produktowność ta była dość zróżnicowana. Duży wpływ na nią miało średnie zużycie energii przez jednego klienta. Dystrybutorzy, którzy obsługują większą liczbę dużych klientów mają wyższe wskaźniki sprzedaży dla jednego klienta.

¹⁰ Por.: R.C. Blattberg, G. Getz i J.S. Thomas, Klient jako kapitał. Budowa cennego majątku relacji z klientem i zarządzanie nim, wyd. MT Biznes, Konstancin-Jeziorna 2004, s. 25.

Z danych tabeli 3.16 wynika, że w najkorzystniejszej sytuacji była Enea Operator, zaś w najmniej korzystnej Tauron Polska Energia. Koszty ponoszone przez dystrybutorów zależą również od długości sieci, a ta z kolei zależy od terytorialnego rozproszenia odbiorców¹¹. Sytuację tą dobrze ilustruje liczba klientów na km² powierzchni. Największe zagęszczenie klientów występuje w RWE Stoen Operator (1.821). Na kolejnym miejscu plasuje się Tauron Polska Energia (78), zaś u pozostałych operatorów zagęszczenie klientów jest podobne (waha się od 38 w Energa Operator do 42 w PGE Dystrybucja). Uwzględniając charakter klientów (zapotrzebowanie przez nich zgłaszane) oraz ich terytorialne rozproszenie najkorzystniejsza sytuacja występuje w Enea Operator oraz w PGE Dystrybucja.

Wyniki analizy wskazują, że:

- 1) Lepszymi miernikami produktywności w badanych przedsiębiorstwach były przychody w cenach stałych odniesione do zainstalowanej mocy (elektrownie) lub liczby klientów (dystrybutorzy).
- 2) Występuje dość duże zróżnicowanie intensywności wykorzystania potencjału produkcyjnego i usługowego. W największym stopniu potencjał wytwórczy był wykorzystany w elektrowniach: Pątnów II, Połaniec i Rybnik. Najniższe wykorzystanie tego potencjału miało miejsce w elektrowniach: Skawina, Zespół Pątnów, Adamów, Konin i Kozienice. W przypadku dystrybutorów energii elektrycznej najkorzystniejsza sytuacja występowała w Enea Operator oraz w PGE Dystrybucja.

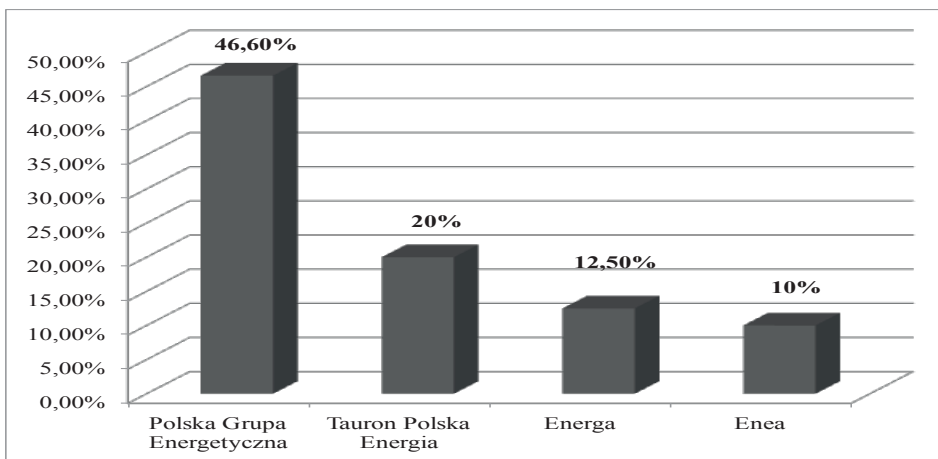
3.3. Produktywność zatrudnienia

Aktualnie w energetyce jest zatrudnionych ok. 293,5 tys. ludzi, z czego blisko połowa pracuje w spółkach energetycznych z udziałem kapitału Skarbu Państwa¹². Liczba ta uwzględnia również pracowników zatrudnionych w spółkach-córkach holdingów energetycznych, które prowadzą działalność nie związaną bezpośrednio z produkcją, dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej, a zajmujących się świadczeniem usług turystycznych, transportowych, informatycznych itp. Spośród pracowników sektora, niecałe 125 tys. osób zajmuje się wydobywaniem węgla a prawie 150 tys. osób zajmuje się wytwarzaniem i zaopatrywaniem w energię elektryczną i gaz.

W spółkach tych trwa proces restrukturyzacji i prywatyzacji. W rezultacie mówi się nawet o „energetyce dwóch prędkości”, aby podkreślić różnice w zarządzaniu i strategii realizowanej przez państwo oraz inwestorów prywatnych. (rys. 3.1.)

¹¹ Ze względu na charakter dobra, jakim jest energia elektryczna, dystrybutorzy mają obowiązek umożliwić każdemu odbiorcy indywidualnemu i instytucjonalnemu jej przesył.

¹² Por.: *Wyniki finansowe sektora paliwowo-energetycznego*, wyd. ARE, Warszawa 2011, nr 1.



Rys. 3.1. *Zatrudnienie w państwowych spółkach energetycznych*

Źródło: „Rzeczpospolita” nr 62 z dnia 15.03.2010.

Zatrudnienie w energetyce ulega ciągłej restrukturyzacji. Zgodnie z danymi GUS, na podstawie Badania Aktywności Ekonomicznej Ludności, między rokiem 1995 a 2007 zatrudnienie w tej branży spadło o około 20%. Dynamika zatrudnienia w energetyce wydaje się zmieniać w sposób acykliczny, a przynajmniej nie do końca zgodny z ogólnym trendem, bowiem najwyższą dynamikę zatrudnienia obserwowano w okresie 2000-2001 oraz w 2005 roku. Z kolei w czasach dobrej koniunktury z 1997 roku i na przestrzeni ostatnich dwóch lat dynamika ta wyraźnie osłabła.

Zmiany w zatrudnieniu w energetyce są w mniejszym stopniu powiązane ze zmianami w produkcji, natomiast w większym stopniu zależą od zmian w potencjale wytwórczym. Modernizacja i rozwój bazy wytwórczej powoduje zwykle relatywny spadek zapotrzebowania na nowych pracowników, gdyż nowe obiekty energetyczne, zwykle wymagają mniejszych jednostkowych nakładów pracy.

Proces restrukturyzacji to kolejna przyczyna zmian w poziomie zatrudnienia. Jednym z jej celów jest optymalizacja zatrudnienia niezbędna do wzrostu konkurencyjności spółek energetycznych.

Zatrudnienie jest dość zróżnicowane w poszczególnych spółkach (por. tabela 3.17). W przypadku elektrowni powinno być ono ściśle skorelowane z wielkością produkcji i zainstalowaną mocą. Współczynniki korelacji dla zatrudnienia i produkcji w badanym okresie kształtowały się na poziomie 0,88, zaś dla zatrudnienia i zainstalowanej mocy 0,89. Jest to zależność dość wysoka. Jednakże zróżnicowanie między poszczególnymi elektrowniami jest duże, o czym świadczy współczynnik zmienności wynoszący 74%.

Tabela 3.17. *Zatrudnienie i wydajność pracy w badanych elektrowniach w 2010 r.*

Lp.	Elektrownie	Przeciętne zatrudnienie	Produkcja brutto	Wydajność pracy
		osoby	GWh	GWh / os
1.	Elektrownia Bełchatów	4 179	27 395	6,56
2.	Elektrownia Turów	1 800	11 261	6,26
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	1 162	8 503	7,32
4.	Elektrownia Pątnów II	1 173	2 512	2,14
5.	Elektrownia Kozienice	2 372	12 318	5,19
6.	Elektrownia Połaniec	494	8 740	17,69
7.	Elektrownia Rybnik	777	10 067	12,96
8.	Elektrownia Dolna Odra	1 800	6 425	3,57
9.	Elektrownia Opole	1 200	7 626	6,36
10.	Elektrownia Skawina	439	1 150	2,62
11.	Elektrownia Stalowa Wola	542	1 185	2,19

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Najkorzystniejsza relacja zatrudnienia do zainstalowanej mocy występowała w Połancu (0,31 pracownika na 1 MW), zaś najmniej korzystna miała miejsce w Elektrowni Stalowa Wola (1,6 pracownika na 1 MW). Różnica między Elektrownią Połaniec a Elektrownią Stalowa Wola była ponad pięciokrotna. To zróżnicowanie tylko częściowo można wytłumaczyć różnicami w poziomie technicznym poszczególnych elektrowni. Obsługa starych bloków wymaga większej załogi. Warto jednak zaznaczyć, że bloki, największej brytyjskiej elektrowni, Drax oddane zostały w latach 70. i 80. a liczba zatrudnionych tam pracowników na 1 MW mocy wynosi 0,28, W elektrowni Bełchatów relacja ta wynosi 0,95 i jest ponad trzykrotnie wyższa (por. tabela 3.18). Jeszcze większa różnica występuje w przypadku należącej do RWE, elektrowni Niederaussem koło Kolonii, w której 100 pracowników obsługuje 1000 MW zainstalowanej mocy. Jest to elektrownia pracująca na węglu brunatnym¹³. Tymczasem, w elektrowni Turów zatrudnienie jest dziewięciokrotnie wyższe i wynosi 95 osób na 100 MW mocy.

¹³ <http://www.cire.pl/item,52711,2,0,0,0,0,0,raport-cire-zarobki-i-praca-w-energetyce.html>

Tabela 3.18. *Zatrudnienie i zainstalowana moc w wybranych zagranicznych elektrowniach węglowych*

Lp.	Elektrownie	Kraj	Moc [MW]	Zatrudnienie	[os./MW]
1.	Niederaussem	Niemcy	965	100	0,10
2.	Schwarze Pumpe	Niemcy	1 600	300	0,19
3.	Elektrownia Drax	Anglia	3960	760	0,19

Źródło: B. Derski, *Zarobki i praca w energetyce*. Raport CIRE, Warszawa, 2011.

Z powyższych porównań wynika, że polska elektroenergetyka ma duże rezerwy w zatrudnieniu. W spółkach produkcyjnych zatrudnionych jest znacznie więcej pracowników, w przeliczeniu na 1 MW w porównaniu z elektrowniami zachodnioeuropejskimi. W dużej mierze jest to rezultatem organizacji pracy i struktury własności. Wszystkie elektrownie w Polsce były własnością Skarbu Państwa. Proces ich prywatyzacji następuje stopniowo. Tam gdzie jest on najbardziej zaawansowany, tam również bardziej zaawansowane są procesy restrukturyzacyjne, tam również występują najkorzystniejsze relacje między zatrudnieniem a zainstalowaną mocą. W warunkach gospodarki rynkowej najlepszymi właścicielami są ci inwestorzy, którzy są zdolni do sprawowania efektywnej kontroli nad sposobami wykorzystania majątku, którym dysponują podmioty gospodarcze¹⁴. Skarb Państwa, reprezentowany przez urzędników, nie jest w stanie takiej kontroli zapewnić. Zakres tego nadzoru określony jest warunkami kodeksowymi (KSH). Jednakże, jak podkreśla M. Trocki, jest on niedostosowany do współczesnych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, złożoności powiązań biznesowych i ciągle zachodzących zmian w otoczeniu przedsiębiorstw¹⁵. Nadzór ten ma charakter bardzo sformalizowany, nie zwraca uwagi na wiele ważnych szczegółów, a przez to jego skuteczność jest ograniczona. Ponadto zarządy przedsiębiorstw-spółek mogą wykorzystywać swoją przewagę kompetencyjną i informacyjną do podejmowania działań, nie zawsze zgodnych z interesami właścicieli.

W tym kontekście warto zauważyć, że elektrownia w Połańcu należy do grupy kapitałowej GDF SUEZ Energia Polska, zaś elektrownia w Rybniku należy do grupy kapitałowej EDF. Są to grupy z kapitałem prywatnym. Elektrownia Stalowa Wola została wniesiona w r. 2007 aportem przez Skarb Państwa do grupy kapitałowej Tauron Polska Energia. Z analizy wynika, że proces restrukturyzacji przebiega tam wolniej.

¹⁴ Por. E. Mączyńska, L. Pietrewicz, *Zarządzanie wartością przedsiębiorstwa – aspekty własnościowe (wyniki badań)*, w: *Zarządzanie wartością przedsiębiorstwa a struktura akcjonariatu*, wyd. CeDeWu, Warszawa 2001, ss. 19 – 31.

¹⁵ Por.: M. Trocki, *Grupy kapitałowe. Tworzenie i funkcjonowanie*, wyd. PWN, Warszawa 2004, s. 302.

Niekorzystne relacje w zatrudnieniu znajdują wyraz w wydajności pracy. Była ona bardziej zróżnicowana niż relacja zatrudnienia do zainstalowanej mocy. Świadczy o tym współczynnik zmienności, który wynosił 75%. Najwyższą wydajność w 2010 r. odnotowano w elektrowniach w Połańcu i w Rybniku, najniższą zaś w elektrowni w Stalowej Woli. Różnica w poziomie wydajności była ośmiokrotna w przypadku Połańca i Stalowej Woli, zaś prawie 6-krotna w porównaniu z Elektrownią Rybnik (por. tabela 3.18).

Mniejsze zróżnicowanie wystąpiło w przypadku zatrudnienia w spółkach dystrybucyjnych a liczbą obsługiwanych przez nich klientów. Współczynnik korelacji między tymi wielkościami kształtował się na poziomie 0,96, zaś współczynnik zmienności wyniósł 49%. Znacznie większe zróżnicowanie występuje w przypadku wydajności pracy mierzonej przychodami ze sprzedaży netto (por. tabela 3.19). Różnice w wydajności pracy u poszczególnych dystrybutorów były wielokrotne.

Tabela 3.19. *Zatrudnienie i wydajność pracy u krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych w 2010 r.*

Lp.	Dystrybutorzy	Przeciętne zatrudnienie	Przychody ze sprzedaży netto	Wydajność pracy
		osoby	mln zł	zł / osoby
1.	RWE Stoen Operator	610,00	881 611,2	1 445,26
2.	PGE Dystrybucja	44 317,00	11 663 346,3	263,18
3.	Tauron Polska Energia	26 410,00	1 929 423,7	73,06
4.	Enea Operator	10 265,00	6 304 332,0	614,16
5.	Energia Operator	12 350,00	3 014 193,0	244,06

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów, danych ARE o liczbie zatrudnionych pracowników.

Najwyższe przychody na jednego zatrudnionego osiągnięto w RWE Stoen Operator, zaś najniższe w Tauron Polska Energia. Tak dużą różnicę trudno wytłumaczyć tylko zróżnicowaniem klientów pod względem ilości zużywanej przez nich energii. W roku 2010 średni klient w RWE Stoen kupował energię elektryczną za 968 zł, zaś w Enea Operator za 2.657 zł (tabela 3.16). Na to zróżnicowanie może mieć wpływ również obsługiwany teren. Duże rozproszenie odbiorców wymaga chociażby większej liczby osób do konserwacji i naprawy sieci dystrybucyjnych. RWE Stoen obsługuje klientów na niewielkim obszarze (0,5 km²), natomiast PGE Dystrybucja ma klientów zlokalizowanych na obszarze 122,4 km². Mimo tego, podobnie jak w przypadku producentów energii elektrycznej różnice te świadczą również o pewnych rezerwach w zatrudnieniu.

Przeprowadzona analiza wydajności pracy wskazuje na duże zróżnicowanie między poszczególnymi elektrowniami i dystrybutorami. Nie dają się one uzasad-

nić tylko różnicami w stanie technicznym urządzeń energetycznych oraz terytorialnym rozproszeniem odbiorców. W polskich elektrowniach w zestawieniu z podobnymi elektrowniami zachodnioeuropejskimi zauważa się kilkakrotne różnice w wydajności pracy. Przyczyn tego zróżnicowania można upatrywać w kulturze organizacyjnej oraz dużym udziałem własności państwowej w polskiej energetyce. Czynniki te spowalniają konieczne procesy restrukturyzacyjne.

3.4. Produktywność kosztów

Efektywność pracy przedsiębiorstw zależy od relacji między osiąganymi przychodami a ponoszonymi kosztami. Koszty są konsekwencją wykorzystywania i zużywania określonych zasobów w związku z prowadzoną działalnością gospodarczą. Zasobami są różnorakie składniki ekonomiczne, takie jak: zasoby pracy, zasoby fizyczne, zasoby finansowe i zasoby informacji¹⁶. Koszty są więc dość zróżnicowaną kategorią, zaś ich poszczególne pozycje w różnym stopniu związane są z osiąganymi przychodami ze sprzedaży. Dlatego przed analizą produktywności kosztów, przez którą rozumiemy relację przychodów ze sprzedaży netto do kosztów, badamy strukturę kosztów ogółem.

W tabeli 3.20. podano strukturę kosztów ogółem badanej grupy producentów i dystrybutorów energii elektrycznej. Najwyższy udział w tych kosztach mają koszty działalności operacyjnej (podstawowej). Zarówno u producentów jak i dystrybutorów energii elektrycznej stanowiły one średnio od 94%-95% wszystkich kosztów. Udział pozostałych kosztów operacyjnych w obydwu analizowanych grupach przedsiębiorstw był niewielki i utrzymywał się w granicach 1%-5%. Koszty te podobnie jak pozostałe przychody operacyjne mają różne przyczyny i nie są bezpośrednio powiązane z bieżącą działalnością podstawową. Pojawiają się tylko w określonych sytuacjach, którymi są: nieściągalne należności, rezerwy na niepewne zobowiązania, wartość przekazanych nieodpłatnie aktywów (darowizny) itp.¹⁷. Trochę wyższy poziom w porównaniu do pozostałych kosztów operacyjnych zaobserwowano w przypadku kosztów finansowych (3%-8%). Koszty te związane są z obsługą kapitałów obcych i obejmują odsetki od tych kapitałów, koszty prowizji i opłat dodatkowych (np. z tytułu leasingu finansowego) itp.¹⁸ Niski udział kosztów nie związanych bezpośrednio z działalnością podstawową uzasadnia ograniczenie analizy do kosztach operacyjnych.

¹⁶ Por.: K.G. Świdarska (red), *Controlling kosztów i rachunkowość zarządcza*, wyd. Difin, Warszawa 2010, s. 29.

¹⁷ Por.: K. Czubakowska, *Rachunkowość według prawa bilansowego*, wyd. C.H. Beck, Warszawa 2009, ss. 375-376.

¹⁸ Tamże, s. 377.

Tabela 3.20. *Struktura kosztów ogółem w badanych elektrowniach w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
1.	PRODUCENCI					
2.	Koszty działalności podstawowej w tym:	95	94	91	96	95
3.	Koszty wytworzenia sprzedanych produktów	88	97	90	87	86
4.	Koszty sprzedaży	0	1	8	10	12
5.	Koszty ogólnego zarządu	12	2	2	3	2
6.	Pozostałe koszty operacyjne	1	2	1	1	1
7.	Koszty finansowe	4	4	8	3	3
8.	DYSTRYBUTORZY					
9.	Koszty działalności podstawowej w tym:	95	93	94	95	-
10.	Koszty wytworzenia sprzedanych produktów	87	82	92	84	-
11.	Koszty sprzedaży	1	1	1	0	-
12.	Koszty ogólnego zarządu	12	17	7	15	-
13.	Pozostałe koszty operacyjne	2	3	2	5	-
14.	Koszty finansowe	3	5	4	1	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

W badanym okresie struktura kosztów ulegała mniejszym lub większym zmianom. Największe zmiany dotyczyły udziału w kosztach działalności operacyjnej kosztów sprzedaży oraz kosztów ogólnego zarządu. Koszty te są nakładami, których jednym z głównych celów jest zapewnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa jako sprawnego organizmu oraz realizacja celów w zakresie sprzedaży produktów. Poziom kosztów sprzedaży w grupie producentów energii ukształtował się na średnim poziomie 6%. Jednak w roku 2006 udział ten wynosił aż 12%, w 2007 – 10%, zaś w 2008 – 8%. Wysoki poziom kosztów sprzedaży w pierwszych latach badanego okresu był konsekwencją postępującej liberalizacji rynku energii. Wynikał z prowadzenia przez producentów energii elektrycznej dosyć intensywnej i kosztownej walki konkurencyjnej poprzez różne formy promocji i reklamy. Poziom kosztów sprzedaży w grupie dystrybutorów energii w całym analizowanym okresie utrzymywał się na stałym poziomie około 1%.

Obok kosztów sprzedaży, z kreowaniem wizerunku rynkowego przedsiębiorstw elektroenergetycznych powiązane są koszty ogólnego zarządu. Nie można jednak pomijać faktu, iż trudno jest jednoznacznie rozdzielić koszty związane ze sprzedażą produktów od tych które dotyczą zarządzania przedsiębiorstwem. W ujęciu rachunkowym bowiem pewna część kosztów związanych z promocją przedsiębiorstw czy kreowaniem wizerunku firmy ujmowana jest w kosztach ogólnego

zarządu (np. część kosztów związanych z udziałem członków zarządu w różnego rodzaju konferencjach, wystawach, targach itp.)¹⁹. W grupie producentów energii średni udział tych kosztów w latach 2006-2010 wynosił 4%. Na uwagę zasługuje jednak gwałtowny przyrost kosztów ogólnego zarządu w roku 2010, który spowodował wzrost ich udziału w kosztach operacyjnych do 12%. Tak wysoka zmiana tego udziału wiąże się ze zmianami organizacyjnymi, jakie miały miejsce w tym czasie. Chodzi o organizacyjne wyodrębnienie działalności handlowej. Została ona przekazana do utworzonych w tym celu spółek, które zajmują się wyłącznie obrotem energią. Kolejną zmianą była konsolidacja spółek wytwarzających energię elektryczną (np. w ramach PGE połączono elektrownie w Bełchatowie, Turowie i Opolu oraz elektrownię Dolna Odra). Zmiany te spowodowały gwałtowny spadek udziału kosztów sprzedaży u producentów i dystrybutorów oraz znaczący wzrost udziału kosztów ogólnego zarządu w kosztach ogółem. Koszty sprzedaży u producentów w r. 2010 były niższe o 73,5% w porównaniu z rokiem poprzednim, natomiast koszty ogólnego zarządu wzrosły o 50%. U dystrybutorów koszty sprzedaży w 2010 r. były niższe o 30% w stosunku do r. 2009, zaś koszty ogólnego zarządu spadły o 6,3%. Skutkiem tych zmian była zmiana struktury kosztów ogółem. W dobie nasilającej się konkurencji na rynku energetycznym coraz więcej środków zaczęto przeznaczać na kreowanie dobrego własnego wizerunku w otoczeniu.

Najwyższy udział w kosztach działalności podstawowej (86%-97%), co jest oczywiste, miały koszty wytworzenia sprzedanych produktów (usług). Jest to najważniejsza pozycja kosztów²⁰. Na podkreślenie zasługuje fakt, że w przeciwieństwie do innych sektorów, udział tych kosztów jest bardzo wysoki. Jest to jedna z cech wyróżniających sektor elektroenergetyczny.

Koszty wytworzenia energii elektrycznej w badanych elektrowniach były zróżnicowane. Rozpiętość między kosztami w elektrowniach najbardziej produktywnych w badanej grupie a tymi o najniższej produktywności wahała się od 43% (r. 2006) do 71% (r. 2009). W kolejnych latach były to zazwyczaj inne elektrownie (por. tabela 3.21). Zmiana ta dotyczyła elektrowni najbardziej produktywnych. W latach 2008-2010 była nią Elektrownia Pątnów II, zaś w latach 2006-2007 była to Elektrownia Opole. Wytwórcą o najniższej produktywności była elektrownia w Stalowej Woli.

¹⁹ Koszty te mogą być zarejestrowane jako koszty podróży służbowych, które zalicza się do kosztów ogólnego zarządu [por. B. Micherda (red), *Podstawy rachunkowości. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, wyd. PWN, Warszawa 2005, s.183].

²⁰ Por.: W. Gabrusewicz (red), *Audyt sprawozdań finansowych*, wyd. PWE, Warszawa 2010, s.123.

Tabela 3.21. *Produktywność kosztów w polskich przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w latach 2006-2010*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	1,61	1,84	1,56	0,87	-
2	Elektrownia Pątnów Adamów, Konin	1,14	1,34	1,10	1,05	1,02
3	Elektrownia Opole	-	1,39	1,38	1,36	1,34
4	Elektrownia Bełchatów	1,31	1,59	1,18	1,08	1,05
5	Elektrownia Turów	-	1,36	1,23	1,30	1,25
6	Elektrownia Rybnik	1,16	1,20	1,03	1,06	1,14
8	Elektrownia Kozienice	1,15	1,16	1,04	1,09	1,04
9	Elektrownia Połaniec	1,23	1,25	1,11	1,03	0,99
10	Elektrownia Skawina	1,17	1,18	1,06	1,08	1,01
11	Elektrownia Stalowa Wola	1,07	1,07	1,02	0,93	0,94
12	Elektrownia Dolna Odra	-	1,15	1,16	1,07	1,05
Średnia w roku		1,21	1,30	1,16	1,08	1,08
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	1,02	1,06	1,02	1,05	-
2	Energa Operator	1,09	0,98	1,10	1,04	-
3	PGE Dystrybucja	1,02	1,04	1,03	-	-
4	RWE Stoen Operator	1,09	1,11	1,17	1,03	-
5	Tauron Dystrybucja	1,12	1,04	1,07	1,03	-
Średnia w roku		1,05	0,94	1,02	0,92	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Przy produkcji energii elektrycznej istotne znaczenie mają stałe koszty wytwarzania. Związane są one z amortyzacją urządzeń produkcyjnych oraz utrzymaniem ich w gotowości produkcyjnej, kosztami zatrudnienia robotników itp. Nazywane są inaczej kosztami mocy²¹. Najistotniejszymi pozycjami kosztów zmiennych są natomiast koszty paliwa i ochrony środowiska. Koszty te z kolei zależą od rodzaju zużywanego paliwa oraz stosowanej technologii wytwarzania energii. Stosowanie w elektrowniach węglowych nowoczesnych kotłów energetycznych o wysokiej sprawności znacząco wpływa na spadek zmiennych kosztów wytwarzania energii. Jednakże wysokie nakłady kapitałowe jakie związane są z ich budową znacząco

²¹ Por.: J. Pasek, *Ekonomika w elektroenergetyce...* op. cit., s. 84.

wpływają na wzrost kosztów stałych. Wytwórcy, którzy wykorzystują stare, wyeksploatowane i uciążliwe dla środowiska urządzenia (stosują mało efektywne technologie produkcji) mogą mieć niższe jednostkowe koszty wytworzenia (z uwagi na wysoki poziom amortyzowania wyposażenia produkcyjnego). Producenci, którzy inwestują w nowoczesne, czyste technologie mogą mieć wyższe jednostkowe koszty wytworzenia. Trudniej im wtedy, w warunkach zliberalizowanego rynku energii elektrycznej, konkurować z tymi, którzy eksploatują przestarzałe instalacje²².

Znacząco mniejsze zróżnicowanie produktywności kosztów występowało w grupie dystrybutorów energii. Wahało się ono od 8,1% w r. 2006 do 8% w r. 2009. Najwyższą produktywność występowała w Tauron Dystrybucja oraz RWE Stoen Operator. U pozostałych dystrybutorów produktywność ta była w miarę wyrównana.

Podsumowując można stwierdzić, że zarówno u producentów jak i dystrybutorów energii koszty niezwiązane bezpośrednio z działalnością podstawową miały niewielkie znaczenie. Podstawową pozycją kosztów operacyjnych w badanych przedsiębiorstwach są koszty wytwarzania. Struktura tych kosztów w analizowanym okresie ulegała pewnym zmianom. W dużej mierze powodowane były one zmianami natury organizacyjnej. W sektorze badanych firm zachodzą, zachodziły i będą nadal zachodzić procesy prywatyzacji i konsolidacji, które nie są obojętne dla analizowanej struktury kosztów. Na podkreślenie zasługuje fakt wyższego udziału kosztów ogólnego zarządu w kosztach operacyjnych u dystrybutorów w porównaniu z producentami energii elektrycznej. U badanych producentów energii występuje znaczące zróżnicowanie efektywności (produktywności). Różnice te były znaczące, np. w roku 2009 przewyższały 70%. Niewielkie zróżnicowanie tego wskaźnika wystąpiło u dystrybutorów energii.

²² Analiza trendów rozwoju branży energetycznej, s. 26

Rozdział 4.

Rentowność przedsiębiorstw (K. Gałązka, W. Janik)

4.1. Wynik finansowy i jego struktura

Wynik finansowy przedsiębiorstw elektroenergetycznych w badanym okresie systematycznie wzrastał. Dotyczyło to w równej mierze zysku ze sprzedaży jak i zysku netto (por. tabele 4.1 – 4.4). Dynamika zysku u dystrybutorów i producentów była zróżnicowana. W badanym okresie zysk ze sprzedaży u analizowanych producentów energii elektrycznej wzrósł prawie 3,5 krotnie w stosunku do roku 2006, zaś u dystrybutorów wzrost był prawie dwukrotny w porównaniu z 2007 r. Zysk netto rósł szybciej niż zysk ze sprzedaży. Przyrost tego zysku u producentów wyniósł ok. 500%, zaś u dystrybutorów przyrost ten był ponad ośmiokrotny.

Tabela 4.1. *Dynamika zysku ze sprzedaży w elektrowniach (%).*

Rok 2006 = 100%

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007
1	Elektrownia Bełchatów	1.581	1.227	397	165
2	Elektrownia Turów	-	163	102	118
3	ZE Pątnów, Adamów, Konin	786	1.911	567	257
4	Elektrownia Pątnów II	83	100	-	-
5	Elektrownia Kozienice	434	452	90	227
6	Elektrownia Połaniec	1.287	1.389	448	100,
7	Elektrownia Rybnik	662	744	196	196
8	Elektrownia Dolna Odra	-	379	427	160
9	Elektrownia Opole	-	141	116	107
10	Elektrownia Skawina	1.787	1.439	525	750
11	Elektrownia Stalowa Wola	360	316	100,00	-
Średnia dynamika		341	456	201	141

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

Tabela 4.2. *Dynamika zysku netto w elektrowniach (%.) Rok 2006 = 100%*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007
1	Elektrownia Bełchatów	1 729,47	1 259,23	376,62	174,56
2	Elektrownia Turów	-	220,69	44,63	115,00
3	ZE Pątnów, Adamów, Konin	1 085,83	2 380,85	559,11	203,30
4	Elektrownia Pątnów II	76,55	100,00	-	-
5	Elektrownia Kozienice	2 475,95	37,93	50,71	176,14
6	Elektrownia Połaniec	118,00	125,33	42,82	94,42%
7	Elektrownia Rybnik	646,19	714,22	189,14	148,58
8	Elektrownia Dolna Odra	-	1843,81	2294,91	423,80
9	Elektrownia Opole	-	111,97	145,20	118,50
10	Elektrownia Skawina	152,17	124,75	25,75	69,00
11	Elektrownia Stalowa Wola	410,23	355,0	140,20	33,78
Średnia dynamika		500,29	388,16	140,43	126,94

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

Tabela 4.3. *Dynamika zysku ze sprzedaży u dystrybutorów (%). Rok 2007 = 100%*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008
1.	RWE Stoen Operator	544,63	672,73	1009,15
2.	PGE Dystrybucja	71,33	127,57	100,00
3.	Tauron Polska Energia	252,10	71,12	147,63
4.	Enea Operator	57,90	180,59	44,67
5.	Energa Operator	149,36	-28,53	169,85
Średnia dynamika		179,18	184,023	191,90

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

Tabela 4.4. *Dynamika zysku netto u dystrybutorów (%). Rok 2007 = 100%*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008
1.	RWE Stoen Operator	342,07	563,34	639,16
2.	PGE Dystrybucja	527,66	260,27	100,00
3.	Tauron Polska Energia	193,02	42,20	84,06
4.	Enea Operator	196,09	164,35	101,35
5.	Energa Operator	117,99	75,31	188,93
Średnia		827,39	442,52	268,38

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

Różnicę między dynamiką zmian zysku na sprzedaży i zysku netto można wyjaśnić badając strukturę wyniku finansowego poszczególnych przedsiębiorstw. Zysk ze sprzedaży korygowany jest o wynik z pozostałej działalności operacyjnej, wynik z działalności finansowej oraz wynik zdarzeń nadzwyczajnych. Po tych korektach otrzymuje się zysk brutto, który jest jednym z elementów dochodu podlegającego opodatkowaniu podatkiem dochodowym. Strukturę zysku brutto przedstawiono w tabelach 4.5 – 4.8. U producentów energii elektrycznej zysk ze sprzedaży stanowił główne źródło zysku brutto. W niektórych latach w niektórych elektrowniach był on kilkakrotnie wyższy od zysku brutto (np. Elektrownia Turów w roku 2008, Elektrownia Dolna Odra w latach 2006 i 2007). Tak wysokie różnice między tymi dwoma kategoriami wyniku finansowego pojawiają się wtedy, kiedy występuje wysoki wynik na pozostałej działalności operacyjnej lub na działalności finansowej.

Tabela 4.5. Relacja zysku ze sprzedaży do zysku brutto (%)

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1.	Elektrownia Bełchatów	100,91	101,42	108,25	99,34	103,73
2.	Elektrownia Turów	-	133,61	413,99	182,67	179,82
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	76,32	84,91	106,59	127,49	119,99
4.	Elektrownia Pątnów II	145,35	107,14	-	-	-
5.	Elektrownia Kozienice	104,74	97,58	132,37	89,10	76,30
6.	Elektrownia Połaniec	102,11	103,49	97,07	9,94	-2,73
7.	Elektrownia Rybnik	98,87	100,31	99,54	125,83	97,24
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	109,70	99,04	219,06	281,00
9.	Elektrownia Opole	-	181,23	121,31	138,52	155,40
10.	Elektrownia Skawina	106,37	106,45	195,86	100,00	9,06
11.	Elektrownia Stalowa Wola	106,39	105,70	129,42	-980,82	-267,32
Średnia		101,27	114,30	142,61	107,84	98,10
DYSTRYBUTORZY						
1.	RWE Stoen Operator	156,82	118,90	144,10	83,33	-
2.	PGE Dystrybucja	7,25	22,69	41,79		-
3.	Tauron Polska Energia	108,04	99,54	115,82	77,23	-
4.	Enea Operator	32,05	114,10	45,16	100,00	-
5.	Energa Operator	113,53	-36,86	74,86	72,39	-
Średnia		22,66	38,58	61,61	84,47	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

Wpływ wyniku na pozostałej działalności operacyjnej na wynik brutto, w zależności od roku oraz elektrowni wahał się od zera do kilkudziesięciu procent. Tylko w Elektrowni Stalowa Wola był wyjątkowo wysoki w latach 2006 i 2007. Jak podkreślano to w przypadku analizy przychodów, wynik ten jest często rezultatem restrukturyzacji aktywów. Ma to miejsce wówczas, gdy dokonuje się m.in. wyprzedaży i likwidacji zbędnego majątku, wyodrębnia się część majątku i wnosi go do nowo tworzonych podmiotów, urealniania wartości księgowej aktywów itp.¹.

Tabela 4.6. *Udział wyniku finansowego z pozostałej działalności operacyjnej w zysku brutto (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1.	Elektrownia Bełchatów	6,7	0,4	-0,4	-4,7	2,6
2.	Elektrownia Turów	-	-17,2	-12,6	-1,7	-5,4
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	16,5	11,6	-13,7	-32,0	-60,8
4.	Elektrownia Pątnów II	14,1	33,0	-46,9	0,0	-
5.	Elektrownia Kozienice	-4,0	0,5	-17,5	1,7	29,5
6.	Elektrownia Połaniec	-0,7	-2,4	-5,1	81,8	98,9
7.	Elektrownia Rybnik	-0,6	-2,9	-11,9	-34,9	-8,0
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	-1,8	15,9	-43,8	-19,9
9.	Elektrownia Opole	-	-60,7	1,0	-0,4	1,0
10.	Elektrownia Skawina	0,0	-21,1	0,0	0,0	97,4
11.	Elektrownia Stalowa Wola	4,8	3,6	-82,2	883,5	305,7
Średnia		5,4	-3,3	1,8	11,6	30,3
DYSTRYBUTORZY						
1.	RWE Stoen Operator	-55,22	-24,69	-49,26	16,95	-
2.	PGE Dystrybucja	-0,11	-2,53	-22,64	-	-
3.	Tauron Polska Energia	-2,54	14,80	-19,89	-1,78	-
4.	Enea Operator	-3,97	-71,06	-1,95	0,00	-
5.	Energa Operator	-20,39	101,06	30,79	24,48	-
Średnia		-2,41	-7,75	-7,92	9,68	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

Wpływ wyniku finansowego na wynik brutto badanych elektrowni był zróżnicowany, podobnie jak wyniku na pozostałej działalności operacyjnej. Szczególnie

¹ Procesy restrukturyzacyjne zachodzące w polskich przedsiębiorstwach szeroko omówił C. Suszyński w pracy *Restrukturyzacja, konsolidacja, globalizacja przedsiębiorstw*, wyd. PWE, Warszawa 2003, ss. 139 – 147.

widoczne to było w przypadku elektrowni Turów (r. 2008) oraz Elektrowni Pątnów II (r. 2008). W obu przypadkach był to skutek wysokich odsetek z tytułu angażowania kapitałów obcych (głównie kredytów). Były to głównie kredyty inwestycyjne związane z modernizacją potencjału wytwórczego. Np. w Elektrowni Pątnów II zmieniano technologię produkcji energii elektrycznej (mazut jako paliwo został zastąpiony węglem brunatnym).

Tabela 4.7. *Udział wyniku finansowego z działalności finansowej w zysku brutto (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1.	Elektrownia Bełchatów	-6,68	-1,77	-7,82	5,36	-6,35
2.	Elektrownia Turów	-	-16,45	-301,36	-81,01	-74,44
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	7,23	3,49	7,12	4,53	40,83
4.	Elektrownia Pątnów II	-59,44	-40,15	257,67	-	-
5.	Elektrownia Kozienice	-0,77	1,89	-14,85	9,17	-5,78
6.	Elektrownia Połaniec	-1,38	-1,07	8,03	8,27	3,85
7.	Elektrownia Rybnik	1,75	2,60	12,34	9,10	10,76
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	-7,93	-14,97	-75,22	-161,09
9.	Elektrownia Opole	-	-20,50	-22,27	-38,14	-56,36
10.	Elektrownia Skawina	-6,37	14,68	-95,86	0,00	-6,51
11.	Elektrownia Stalowa Wola	-11,22	-9,29	52,74	197,36	61,64
Średnia		-6,10	-5,61	-44,38	-19,40	-28,35
DYSTRYBUTORZY						
1.	RWE Stoen Operator	-1,60	5,79	5,15	-0,28	-
2.	PGE Dystrybucja	92,86	79,84	80,85	-	-
3.	Tauron Polska Energia	-5,50	-14,33	4,07	24,55	-
4.	Enea Operator	71,92	56,96	56,79	0,00	-
5.	Energa Operator	6,86	35,80	-5,65	3,13	-
Średnia		79,74	69,17	46,30	5,84	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

Zysk netto jest rezultatem opodatkowania przedsiębiorstw podatkiem dochodowym. Różnice w udziale tego zysku w zysku brutto są rezultatem zasad naliczania podatku dochodowego². Obowiązująca w badanym okresie stopa podatku do-

² Zasady te zostały szczegółowo omówione w pracy: I. Olchowicz, *Rachunkowość podatkowa*, wyd. Difin, Warszawa 2004, ss. 187 – 225.

chodowego wynosi 19%. Niemal we wszystkich badanych przedsiębiorstwach różnica między zyskiem brutto i netto jest inna niż 19%. Oznacza to, że niemal w każdym roku dochód do opodatkowania był inny niż zysk brutto. Występowały pewne kategorie przychodów lub kosztów, które podlegały opodatkowaniu lub też zmniejszano podstawę opodatkowania z przyczyn ustawowych (np. przeznaczania części zysku na cele charytatywne, naukowe lub oświatowe, rozliczania straty poniesionej w poprzednich okresach).

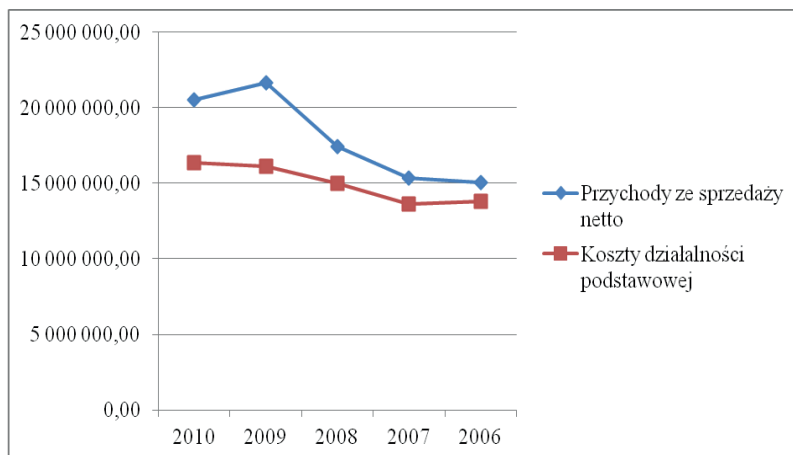
Tabela 4.8. *Udział zysku netto w zysku brutto (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1.	Elektrownia Bełchatów	85,86	81,00	79,83	81,83	80,71
2.	Elektrownia Turów	-	80,41	80,31	78,73	79,78
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	80,82	81,12	80,54	77,24	91,98
4.	Elektrownia Pątnów II	86,98	69,48	67,30	-	-
5.	Elektrownia Kozienice	79,37	86,20	73,62	68,08	74,99
6.	Elektrownia Połaniec	81,07	80,88	80,29	81,24	80,34
7.	Elektrownia Rybnik	81,36	81,21	80,92	80,34	81,99
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	81,05	80,76	88,04	42,67
9.	Elektrownia Opole	-	76,31	80,25	80,78	82,12
10.	Elektrownia Skawina	80,07	81,56	84,96	81,35	80,14
11.	Elektrownia Stalowa Wola	79,96	78,27	119,60	85,80	86,76
Średnia		84,08	88,22	81,09	79,33	79,97
DYSTRYBUTORZY						
1.	RWE Stoen Operator	82,08	82,97	76,06	69,44	-
2.	PGE Dystrybucja	97,01	83,78	75,64	-	-
3.	Tauron Polska Energia	80,26	57,31	63,98	74,93	-
4.	Enea Operator	88,04	84,22	83,12	81,11	-
5.	Energa Operator	90,26	97,93	83,81	72,85	-
Średnia		94,65	83,91	77,94	76,41	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

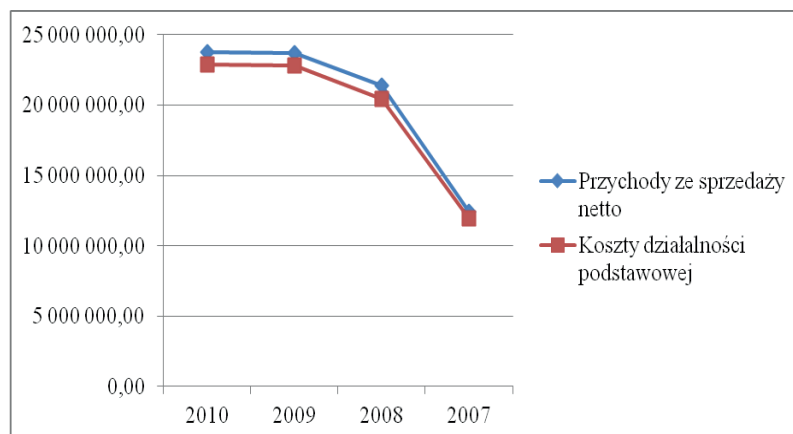
W badanym okresie branża elektroenergetyczna nie odczuwała skutków kryzysu finansowego. Mimo niewielkiego wzrostu zapotrzebowania na energię poprawiała się rentowność podmiotów gospodarczych. Największy wpływ na tę sytuację miały: zmiana cen oraz podjęte w wielu przedsiębiorstwach działania restrukturyzacyjne i usprawniające procesy gospodarcze. W rezultacie tych zmian

przychody ze sprzedaży netto rosły szybciej niż koszty własne sprzedanej produkcji (por. rys. 4.1 i 4.2), mimo, że wielkość sprzedaży zmieniała się bardzo wolno.



Rys. 4.1. *Dynamika przychodów i kosztów operacyjnych u producentów energii elektrycznej w latach 2006-2010*

Źródło: Opracowanie własne.



Rys. 4.2. *Dynamika przychodów i kosztów operacyjnych u dystrybutorów energii elektrycznej w latach 2007-2010*

Źródło: Opracowanie własne.

Wpłynęło to na wysoką dynamikę zmian w wynikach finansowych badanych podmiotów gospodarczych. Współczynnik zmienności tych wyników wynosił 132%, a w przypadku zysku netto był jeszcze wyższy i kształtował się na poziomie 192%. Tak wysokie zmiany miały miejsce głównie u producentów energii.

U dystrybutorów energii elektrycznej zmiany przychodów i kosztów następowały w podobnym tempie, co znalazło wyraz w niższej rentowności sprzedaży. W tej grupie przedsiębiorstw współczynnik zmienności zysku netto wynosił 37%.

Różna dynamika przychodów i kosztów miała wpływ na zmiany kwoty uzyskiwanego zysku ze sprzedaży. Dla wyjaśnienia przyczyn powodujących te zmiany przeprowadzono analizę zależności między tymi zmianami a czynnikami mającymi na nie bezpośredni wpływ. Wyniki tej analizy przedstawiono w tabelach 4.9 i 4.10. W przypadku producentów energii czynnikami tymi były zmiany produkcji, cen sprzedaży i koszty, zaś w przypadku dystrybutorów liczba klientów, przychody ze sprzedaży netto od jednego klienta i koszty.

Tabela 4.9. Procentowy wpływ czynników bezpośrednich na zmianę wyniku finansowego ze sprzedaży u badanych producentów energii elektrycznej w latach 2009-2010

Lp.	Producenci	ΔQ_p	Δc_j	Δk_j	ΔK_{oz}	ΔK_s
1.	Elektrownia Bełchatów	0,00	-0,63	-1,67	-122,27	124,52
2.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	4,82	-24,49	20,89	-104,42	3,19
3.	Elektrownia Pątnów II	-0,55	1,05	-0,91	-103,17	3,59
4.	Elektrownia Kozienice	38,64	458,23	-596,88	0,00	0,00
5.	Elektrownia Połaniec	-0,59	2,83	-0,04	-102,20	0,00
6.	Elektrownia Rybnik	103,82	-184,41	-19,41	0,00	0,00
7.	Elektrownia Skawina	8,69	-354,75	246,06	0,00	0,00
8.	Elektrownia Stalowa Wola	-0,30	1,50	17,67	-214,05	95,18

Źródło: Opracowanie własne. Legenda: ΔQ_p – zmiana produkcji brutto, Δc_j – zmiana ceny jednostkowej sprzedaży, Δk_j – zmiana jednostkowego kosztu wytworzenia, ΔK_{oz} – zmiana kosztów ogólnego zarządu, ΔK_s – zmiana kosztów sprzedaży.

Tabela 4.10. Procentowy wpływ czynników bezpośrednich na zmianę wyniku finansowego ze sprzedaży u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w latach 2009 - 2010

Lp.	Dystrybutorzy	ΔK	ΔP_j	Δk_j	ΔK_{oz}	ΔK_s
1.	RWE Stoen Operator	4,76	59,93	-164,69	0,00	0,00
2.	PGE Dystrybucja S.A.	1,37	378,37	-500,74	-16,46	37,46
3.	Tauron Polska Energia	-1,74	-101,60	-15,18	18,03	0,49
4.	Enea Operator	0,40	-365,46	265,06	0,00	0,00
5.	Energia Operator	-1,77	-44,32	-21,33	-28,67	-3,92

Źródło: Opracowanie własne. Legenda: ΔK – zmiana liczby klientów, ΔP_j – zmiana przychodu ze sprzedaży od jednego klienta, Δk_j – zmiana kosztu usługi dla jednego klienta, ΔK_{oz} – zmiana kosztów ogólnego zarządu, ΔK_s – zmiana kosztów sprzedaży.

W badanych latach największy wpływ na kwotę zysku ze sprzedaży miała zmiana cen. Siła i kierunek tego oddziaływania były w badanych firmach zróżnicowane. U producentów największy wpływ zmiany cen miał miejsce w elektrowniach Kozienice, Rybnik i Skawina. W Elektrowni Kozienice wpływ ten był dodatni. Z tytułu wzrostu cen sprzedaży wynik finansowy na sprzedaży znacząco wzrósł. W pozostałych dwóch elektrowniach wpływ zmiany cen był ujemny (ceny spadły), aczkolwiek siła tego wpływu była mniejsza. Drugim istotnym czynnikiem zmiany kwoty analizowanego zysku u producentów była zmiana kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Koszty te najbardziej wzrosły w Elektrowni Kozienice. Wzrost ten był na tyle wysoki, że spowodował znacznie wyższy spadek kwoty zysku niż jej wzrost uzyskany z tytułu wzrostu cen sprzedaży oraz ilości sprzedanej energii. Z kolei w Elektrowni Skawina wystąpił spadek kosztów wytworzenia, co przełożyło się na znaczący wpływ na wzrost kwoty zysku ze sprzedaży w tej elektrowni. Znaczący wpływ na spadek kwoty tego zysku miał wzrost kosztów ogólnego zarządu. Jego negatywny wpływ na kwotę zysku ze sprzedaży najbardziej był widoczny w Elektrowni Stalowa Wola.

U dystrybutorów energii istotnymi czynnikami kształtującymi wynik ze sprzedaży była średnia wartość sprzedaży dla jednego klienta oraz koszty wytworzenia usługi dystrybucyjnej. Siła i kierunek oddziaływania tych czynników były, podobnie jak u producentów, zróżnicowane. Średnia wartość sprzedaży na jednego klienta największy wpływ miała w PGE Dystrybucja i w Enea Operator. W PGE sprzedaż ta wzrosła i jej wpływ na wynik finansowy był dodatni, natomiast w Enea Operator średnia wartość sprzedaży spadła, co spowodowało spadek tego zysku. Wpływ zmiany kosztów wytworzenia był największy w PGE Dystrybucja (wzrost kosztów spowodował duży spadek wyniku finansowego), Enea Operator (spadek kosztów przyczynił się do wzrostu kwoty zysku) oraz w RWE Stoen (wzrost kosztów spowodował spadek wyniku finansowego na sprzedaży).

Zmiany w wyniku finansowym ze sprzedaży wpływały na zmiany we wskaźnikach rentowności sprzedaży. Analizę tych zmian przeprowadzono w następnym punkcie.

4.2. Rentowność sprzedaży

Wielkość sprzedaży oraz jej rentowność uważane są w literaturze za jedne z podstawowych, bezpośrednich czynników wpływających na sytuację finansową przedsiębiorstw oraz ich wartość. W. Skoczylas podkreśla, że we wskaźniku rentowności znajduje odzwierciedlenie realizowana przez podmiot gospodarczy strategia oraz warunki zewnętrzne w jakich jest ona realizowana (nasilenie kon-

kurencji, warunki zaopatrzenia i polityka podatkowa państwa)³. Przy wyższym poziomie rentowności sprzedaży szybciej i łatwiej można osiągnąć taki poziom zysku netto, który nie tylko zapewni pokrycie kosztu kapitału, lecz również będzie źródłem ekonomicznej wartości dodanej (EVA).

Do oceny rentowności sprzedaży wykorzystano wskaźniki rentowności sprzedaży oparte na wyniku finansowym ze sprzedaży i wyniku finansowym netto. Wynik finansowy ze sprzedaży określa zdolność przedsiębiorstwa do generowania zysków⁴. Analizując rentowność sprzedaży przyrównano do przychodów ze sprzedaży netto. Wynik finansowy netto jest rezultatem nie tylko działalności podstawowej, lecz również zależy od polityki finansowej przedsiębiorstwa oraz zdarzeń nadzwyczajnych, dlatego jego wielkość odniesiono do przychodów ogółem. Rentowność sprzedaży mierzona wynikiem na sprzedaży była bardzo zróżnicowana w poszczególnych przedsiębiorstwach (por. tabela 4.11). Najwyższa była w Elektrowni Pątnów II (r. 2009), najniższa zaś w Elektrowni Stalowa Wola (r. 2007). We wszystkich elektrowniach rentowność ta w latach 2006-2009 systematycznie rosła, aczkolwiek tempo tego wzrostu było najwyższe w latach 2008-2009. W r. 2010 rentowność ta we wszystkich elektrowniach (z wyjątkiem Stalowej Woli) spadła. Sytuacja ta dobrze koresponduje ze zmianami cen sprzedaży energii przez producentów. Najwyższy ich wzrost odnotowano w latach 2008 i 2009, zaś w r. 2010 ceny te spadły o 3,4%.

Główną przesłanką zmiany cen energii elektrycznej w dłuższym okresie jest wzrost cen surowców energetycznych oraz dążenie do zagwarantowania przedsiębiorstwom elektroenergetycznym odpowiedniego poziomu rentowności. Uwolnienie cen energii elektrycznej wiąże się z niebezpieczeństwem gwałtownego wzrostu ich poziomu. Dlatego ceny te na ogół uwalniane są stopniowo. Obecnie w Polsce regulacji podlegają tylko ceny dla odbiorców indywidualnych (gospodarstw domowych). Celem regulacji jest ochrona tej grupy klientów przed ich nadmiernym wzrostem. W latach 2006 – 2010 cena łączna dla gospodarstw domowych wzrosła o 37%, w tym cena energii elektrycznej wzrosła o 70%, zaś usługi dystrybucyjnej o 16%. W tym samym okresie cena dla wszystkich odbiorców wzrosła o 91%, w tym cena energii o 122,7% zaś usług przesyłu o 9,3%. Natomiast średnie ceny hurtowe energii elektrycznej wzrosły o 67%⁵. Z tego wynika, że wzrost ceny energii dla gospodarstw był dwukrotnie niższy niż dla pozostałych odbiorców i porównywalny ze wzrostem cen hurtowych. Uwolnienie cen dla pozostałych odbiorców zaowocowało ponad dwukrotnym wzrostem cen energii elektrycznej. Znacznie niższy był wzrost cen usług dystrybucyjnych, przy czym ceny tych usług wzrosły

³ Por.: W. Skoczylas (red), *Determinanty i modele wartości przedsiębiorstw*, wyd. PWE, Warszawa 2007, s. 145.

⁴ Por.: M. R. Tyran, *Wskaźniki finansowe*, wyd. ABC, Warszawa 1999, s. 40.

⁵ Obliczenia własne na podstawie informacji Agencji Rynku Energii (http://www.cire.pl/rynek_energii/podstawa.phd?smid#produkcja).

w większym stopniu dla gospodarstw domowych niż dla pozostałych odbiorców. Różnica ta wynika m.in. z lokalizacyjnego rozproszenia klientów indywidualnych.

Nieco inaczej rentowność ta kształtowała się u badanych dystrybutorów energii elektrycznej. Była ona znacząco niższa niż u jej wytwórców, co w dużym stopniu wytłumaczyć można znacząco niższym tempem wzrostu cen usług dystrybucyjnych. Najwyższy poziom tej rentowności miał miejsce w RWE Stoen Operator (prawie 15% w r. 2008). W tym samym roku rentowność sprzedaży w Elektrowni Pątnów II wyniosła ponad 36%, a więc była ponad dwukrotnie wyższa. Kierunek zmian badanego wskaźnika był bardziej zróżnicowany. Przemienność wzrostów i spadków była częstsza niż u producentów.

Tabela. 4.11. *Rentowność sprzedaży mierzona zyskiem na sprzedaży w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	37,93	45,61	36,05	-	-
2	ZE Pątnów Adamów, Konin	11,99	25,25	8,89	4,39	1,68
3	Elektrownia Opole	-	27,83	27,52	26,45	25,40
4	Elektrownia Bełchatów	23,88	37,27	15,35	7,73	4,93
5	Elektrownia Turów	-	26,30	18,86	23,30	20,18
6	Elektrownia Rybnik	17,74	21,84	7,59	8,88	4,83
7	Elektrownia Kozienice	12,72	13,80	3,75	8,66	3,48
8	Elektrownia Połaniec	18,60	20,08	9,86	2,59	-0,77
9	Elektrownia Skawina	14,68	14,94	5,32	7,19	0,81
10	Elektrownia Stalowa Wola	6,86	6,15	2,36	-7,71	-6,23
11	Elektrownia Dolna Odra	-	13,12	13,82	6,45	4,60
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	2,10	5,68	1,72	4,63	-
2	Energa Operator	8,15	-1,64	9,20	3,75	5,49
3	PGE Dystrybucja	1,87	3,57	3,15	-	-
4	RWE Stoen Operator	7,95	10,05	14,71	3,11	-
5	Tauron Dystrybucja	11,06	3,42	6,87	3,14	4,69

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

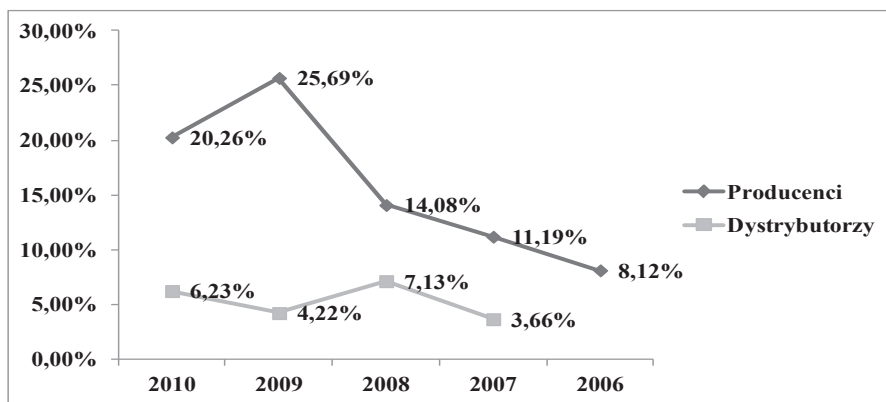
Im wyższy poziom wskaźników rentowności, tym wyższa opłacalność sprzedaży oferowanych usług. W grupie producentów energii średnie wskaźniki rentowności mierzone zyskiem na sprzedaży, w miarę upływu lat, przyjmowały coraz wyższe

wartości osiągając poziom maksymalny w roku 2009 prawie 26%. W kolejnym roku nastąpił spadek tej rentowności o prawie 5 punktów procentowych.

Najwyższy wskaźnik rentowności mierzony zyskiem na podstawowej działalności osiągnęła Pątnów II (45,61%), a najniższy poziom wykazała Elektrownia Stalowa Wola (6,15%). W tej elektrowni w początkowych latach wystąpiła wartość ujemna. Osiągnięte przychody z podstawowej działalności operacyjnej nie wystarczyły na pokrycie kosztów działalności operacyjnej.

W grupie dystrybutorów energii elektrycznej średni poziom analizowanego wskaźnika w roku 2007 znacząco się obniżył i osiągnął 3,66%. Na każdej złotówce przychodów ze sprzedaży firmy te średnio uzyskiwały prawie 7gr. W kolejnych latach wartość analizowanego wskaźnika z roku na rok przyjmowała coraz wyższą wartość. W roku 2010 grupa dystrybutorów energii średnio z każdej złotówki przychodów z podstawowej działalności operacyjnej osiągała nieco ponad 6 groszy zysku ze sprzedaży. Sytuacja u poszczególnych dystrybutorów energii była zróżnicowana. Najgorsza miała miejsce w Energa Operator S.A. Wartość analizowanego wskaźnika wynosiła (-1,64%). Natomiast najwyższą rentowność sprzedaży w tej grupie osiągnął Tauron Dystrybucja, uzyskując z 1 zł przychodów z podstawowej działalności nieco ponad 11 gr. zysku ze sprzedaży.

Różnice w poziomie rentowności sprzedaży mierzonej wynikiem finansowym na sprzedaży zilustrowano na rys. 4.3. Wynika z niego, że sytuacja finansowa przedsiębiorstw dystrybucyjnych w badanym okresie była wyraźnie gorsza niż u producentów energii elektrycznej. Największe różnice były w latach 2009-2010.



Rys. 4.3 Średnie wartości rentowności obrotu mierzone zyskiem na sprzedaży w polskich elektrowniach w latach 2006-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Warto podkreślić, że dość duże zróżnicowanie w poziomie rentowności sprzedaży występowało również w przedsiębiorstwach amerykańskich (tabela 4.12). Różnice te w latach 2007 i 2008 były ponad dwukrotne. Zróżnicowanie to było niższe niż w przypadku badanych polskich przedsiębiorstw. W większości badanych lat w spółkach produkcyjnych rentowność ta kształtowała się na poziomie zbliżonym do przedsiębiorstw amerykańskich. Zdecydowanie niższy poziom rentowności sprzedaży miał miejsce w całym badanym okresie w Elektrowni Stalowa Wola oraz w latach 2006 – 2007, m. in. w elektrowniach: Połaniec i Skawina oraz ZE Pątnów, Adamów, Konin. Zdecydowanie wyższą rentowność sprzedaży odnotowano natomiast w Elektrowni Pątnów II. Jak podkreślono wcześniej w tej elektrowni w ostatnich latach wymieniono kotły, które były przystosowane do spalania mazutu na kotły opalane węglem brunatnym. Węgiel ten jest zdecydowanie tańszym paliwem.

Tabela 4.12. *Rentowność sprzedaży mierzona zyskiem na sprzedaży w niektórych przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w USA*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007
1.	American Elektronic Power	13,51	15,22	15,12	13,74
2.	Calpine Corporation		17,24	10,76	11,23
3.	Nextra Energy	21,17	16,58	17,22	13,14
4.	Southern Company	25,70	24,56	21,74	26,32

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych ww. firm.

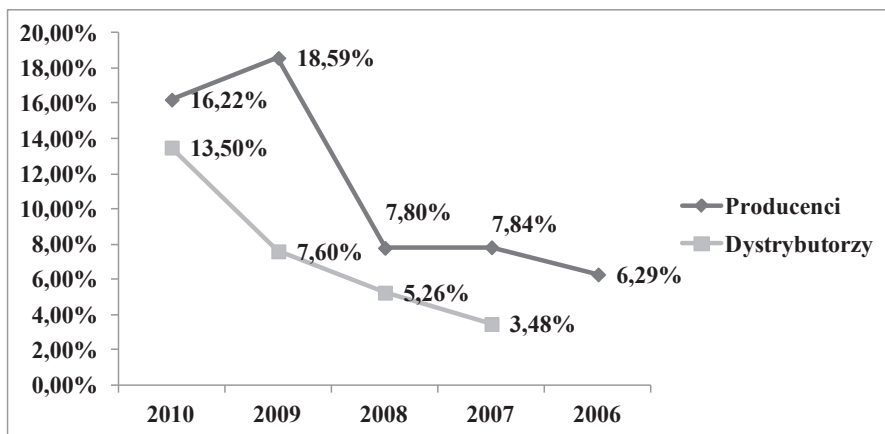
Kolejnym z analizowanych wskaźników była rentowność sprzedaży mierzona wynikiem netto. Wynik ten we wszystkich badanych przedsiębiorstwach był dodatni. Oznacza to, że duży wpływ na jego poziom miały czynniki niezwiązane bezpośrednio z działalnością podstawową (szerzej o tym pisano w punkcie 4.1). W rezultacie wskaźniki rentowności sprzedaży mierzone tym wynikiem są nieujemne (z wyjątkiem Elektrowni Pątnów II w 2008 r.) (por. tabela 4.13). W grupie producentów energii średnie wartości tych wskaźników w latach 2006-2009 z roku na rok rosły, osiągając poziom maksymalny w roku 2009 (prawie 19%). W roku 2010 rentowność ta spadła o ponad 2 punkty procentowe, i był to głównie skutek spadku średnich cen sprzedaży energii elektrycznej przez producentów. Najwyższy wskaźnik rentowności osiągnęła Elektrownia Bełchatów (prawie 30% w r. 2009), a najniższy Elektrownia Stalowa Wola (0,62% w r. 2007). Współczynnik zmienności tych wskaźników, w badanym okresie wyniósł 34% i był dwukrotnie niższy w porównaniu z tymi, które mierzone były wynikiem finansowym na sprzedaży.

Tabela. 4.13. *Rentowność sprzedaży mierzona zyskiem netto w badanych elektrowniach w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	20,59	25,84	-17,39	8,80	-
2	Elektrownia Pątnów Adamów, Konin	11,99	22,63	6,43	2,55	1,24
3	PGE Elektrownia Opole	-	11,55	17,82	15,23	13,20
4	Elektrownia Bełchatów	19,42	29,59	11,27	6,31	3,82
5	Elektrownia Turów	-	15,40	3,56	9,07	8,49
6	Elektrownia Rybnik	9,43	11,74	1,27	3,64	6,86
7	Elektrownia Kozienice	9,52	11,96	2,04	6,39	3,27
8	Elektrownia Połaniec	14,57	15,52	7,94	17,11	17,39
9	Elektrownia Skawina	10,93	11,20	2,31	5,85	6,44
10	Elektrownia Stalowa Wola	5,10	4,52	2,13	0,62	1,83
11	PGE Elektrownia Dolna Odra	-	9,38	10,94	2,54	0,69
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	5,49	4,06	3,08	3,76	-
2	Energia Operator	6,09	4,01	9,54	3,60	3,85
3	PGE Dystrybucja	20,09	11,50	5,26	-	-
4	RWE Stoen Operator	4,12	6,85	7,68	2,55	-
5	Tauron Dystrybucja	8,09	1,91	3,69	2,93	2,31

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

W grupie dystrybutorów energii średni poziom analizowanego wskaźnika w badanym okresie był dość zróżnicowany. Wykazywał duże wahania zarówno w poszczególnych latach jak i w poszczególnych spółkach. W latach 2006-2008 najwyższy poziom osiągnął w Enea Operator (9,54% w r. 2008), zaś najniższy w Tauron Dystrybucja (2,31% w r. 2006). W kolejnych dwóch latach sytuacja była bardziej zróżnicowana. Najwyższy poziom wskaźnika rentowności sprzedaży osiągnięto w PGE Dystrybucja (20,09% w r. 2010), zaś najniższy w Tauron Dystrybucja (1,91% w r. 2009). Współczynnik zmienności tych wskaźników wyniósł 46% i był niższy w porównaniu ze zmiennością rentowności sprzedaży mierzonej zyskiem ze sprzedaży, który kształtował się na poziomie 86%. Kierunek zmiany tych wskaźników był podobny niż u producentów energii elektrycznej, natomiast skala tych zmian była głębsza (rys. 4.4).



Rys. 4.4. Średnia rentowność sprzedaży mierzona zyskiem netto w badanych przedsiębiorstwach w latach 2006-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Przeprowadzona analiza wykazała dużą zmienność wyników finansowych i rentowności sprzedaży nie tylko w poszczególnych badanych przedsiębiorstwach, lecz również w poszczególnych latach badanego okresu. Dynamika tych zmian była większa u dystrybutorów niż u producentów energii. W większości badanych przedsiębiorstw zmiana wyniku finansowego powodowana była zmianami cen i kosztów wytworzenia energii elektrycznej, natomiast u dystrybutorów była to średnia wielkość sprzedaży dla jednego klienta oraz zmiana kosztów usługi dystrybucyjnej. U producentów energii elektrycznej odnotowano również znaczący wpływ zmiany kosztów ogólnego zarządu. Na wynik finansowy brutto i netto u producentów energii miał wpływ przede wszystkim wynik ze sprzedaży, podczas gdy u dystrybutorów, w większym stopniu na te wielkości wpływały wyniki pośrednio związane z działalnością podstawową, czyli wynik na pozostałej działalności operacyjnej i wynik na działalności finansowej. Wahania wyniku finansowego powodowały zmiany wskaźników rentowności sprzedaży. Średnie wartości wskaźników rentowności sprzedaży u producentów przyjmowały wartości dodatnie i wykazywały w badanym okresie systematyczny wzrost, natomiast u dystrybutorów występowały dość duże zmiany tych wartości w kolejnych latach. Rentowność sprzedaży mierzona wynikiem na sprzedaży w większości lat w badanych przedsiębiorstwach była zbliżona do poziomu w przedsiębiorstwach USA.

4.3. Rentowność aktywów

Rentowność sprzedaży jest jednym z najistotniejszych czynników bezpośrednio wpływających na rentowność aktywów organizacji gospodarczych. Aktywa kumulują kapitał, którego skupienie i natężenie decyduje o realnej wartości obiektów⁶. Poziom i struktura aktywów (zasobów) stanowią podstawę do budowania kompetencji, które określają umiejętność trwałego ich koordynowania i wykorzystywania w sposób umożliwiający osiągnięcie celów⁷. Są one w dużej mierze zdeterminowane charakterem prowadzonej działalności gospodarczej oraz jej zróżnicowaniem. Energetyka należy do najbardziej kapitałochłonnych dziedzin gospodarki. Dlatego duży udział w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych mają rzeczowe aktywa trwałe. Ten udział w dużej mierze determinuje strukturę źródeł finansowania majątku.

Przedsiębiorstwa, które dbają o zachowanie równowagi między efektywnością a ryzykiem finansowym przestrzegają złotej reguły finansowej. Zgodnie z nią, co najmniej, aktywa trwałe powinny być finansowane kapitałami stałymi (sumą kapitałów własnych i długoterminowych kapitałów obcych). Ważne jest również utrzymywanie tzw. rezerwowej zdolności kredytowej, która oznacza możliwość zaciągnięcia dodatkowych kredytów w sytuacji, gdy pojawiają się szanse na realizację korzystnych inwestycji⁸.

Dlatego dużo przedsiębiorstw wykorzystuje kapitały obce nie tylko z powodu niedoboru środków własnych, ale przede wszystkim po to, by osiągnąć korzyści z tytułu korzystnego zaangażowania obcych źródeł finansowania. Kapitały obce o charakterze odsetkowym, pomimo konieczności systematycznej ich spłaty, mogą korzystnie oddziaływać na rentowność kapitału własnego. Odsetki, przez to, że zaliczane są do kosztów uzyskania przychodów, zmniejszają podstawę opodatkowania podatkiem dochodowym. Tworzą one w ten sposób tzw. tarczę (osłonę) podatkową, która sprawia, że realne wydatki z tytułu płatności podatkowych są niższe. Dlatego, przy szacowaniu stopy zwrotu z aktywów ogółem (kapitałów ogółem) uwzględnia się również skutki tarczy podatkowej⁹.

W grupie producentów jak i dystrybutorów energii wskaźnik rentowności kapitałów ogółem był bardzo różnicowany podobnie jak poziom zysku i rentowność sprzedaży (por. tabela 4.14). Współczynnik zmienności wskaźnika rentowności kapitałów ogółem w grupie producentów wynosił 40%, zaś w grupie dystrybutorów był wyższy i wynosił 48%. Rentowność ta w grupie producentów była średnio dwukrotnie wyższa niż u dystrybutorów. W grupie producentów za cały badany okres wyniosła 8,63%, zaś w grupie dystrybutorów 4,32%.

⁶ Por.: M. Dojła, *Teoria pomiaru kapitału i zysku*, wyd. U.E. w Krakowie, Kraków 2010, s. 48.

⁷ Por.: G. Urbanek, *Kompetencje a wartość przedsiębiorstwa*, wyd. a Wolters Kluwer business, Warszawa 2011, s.24.

⁸ Por.: K. Janasz, *Kapitał w finansowaniu działalności innowacyjnej przedsiębiorstw w Polsce*, wyd. Difin, Warszawa 2010, s. 42.

⁹ Por.: W. Janik, A. Paździor, *Zarządzanie finansowe...* op. cit., s. 100

W grupie producentów rentowność kapitałów ogółem w poszczególnych elektrowniach była dość zróżnicowana. Najwyższą wartość wskaźnika odnotowano w Bełchatowie w roku 2009 (18,27%), zaś najniższą (pomijając elektrownię Pątnów II, w której w latach 2006 – 2008 przeprowadzana była modernizacja) zaobserwowano w Elektrowni Stalowa Wola w r. 2007 (0,47%). We wszystkich badanych elektrowniach wyraźna poprawa wartości analizowanego wskaźnika wystąpiła w 2009 r. U dystrybutorów energii elektrycznej najwyższy poziom rentowności kapitałów ogółem odnotowano w RWE Stoen Operator w r. 2008 (14,71%), zaś najniższy w Energa Operator (1,64%) w r. 2009. O ile u dystrybutorów średni poziom tej rentowności z roku na rok był wyższy, o tyle u producentów naprzemiennie wzrastał i spadał.

Tabela. 4.14. *Rentowności kapitałów ogółem w badanych przedsiębiorstwach w latach 2006-2010 w %*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	7,32	9,92	-1,56	0,04	-
2	ZE Pątnów Adamów, Konin	8,67	20,97	6,73	3,41	2,80
3	Elektrownia Opole	-	8,94	11,99	10,76	9,71
4	Elektrownia Bełchatów	12,83	18,27	7,07	3,91	2,64
5	Elektrownia Turów	-	8,78	3,88	6,63	6,28
6	Elektrownia Rybnik	12,34	15,53	5,04	4,49	3,15
7	Elektrownia Kozienice	6,57	9,00	2,37	8,37	5,38
8	Elektrownia Połaniec	13,73	17,46	6,65	15,46	16,63
9	Elektrownia Skawina	5,77	4,18	1,71	2,55	7,49
10	Elektrownia Stalowa Wola	4,17	3,95	1,67	0,47	1,31
11	Elektrownia Dolna Odra	-	8,97	10,59	3,45	2,97
Średnia w roku		10,80	12,98	5,84	6,00	5,86
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	2,10	5,68	1,72	4,63	-
2	Energa Operator	8,15	-1,64	9,20	3,75	-
3	PGE Dystrybucja	10,09	6,52	2,83	-	-
4	RWE Stoen Operator	7,95	10,05	14,71	3,11	-
5	Tauron Dystrybucja	4,18	1,20	1,83	2,10	-
Średnia w roku		6,71	4,25	2,75	1,94	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Porównując wartości tych wskaźników z oprocentowaniem 10-letnich obligacji skarbowych (por. tabela 4.15) zauważa się, że średnio we wszystkich elektrowniach rentowność kapitałów ogółem we wszystkich latach była wyższa od stopy zwrotu z inwestycji o najniższym ryzyku. Oznacza to, że ich właściciele uzyskali premię za dodatkowe ryzyko związane z inwestowaniem w produkcję energii elektrycznej. W grupie dystrybutorów średnia rentowność kapitałów ogółem w latach 2007-2009 była niższa od oprocentowania obligacji skarbowych. Ich właściciele nie otrzymywali premii za ryzyko. Jedynie w roku 2010 taka premia mogła mieć miejsce.

Tabela 4.15. *Oprocentowanie 10-letnich obligacji Skarbu Państwa oraz kredytów gospodarczych w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
1.	Obligacje 10-letnie	5,80	6,30	5,70	5,50	5,30
2.	Kredyty gospodarcze	12,23	11,82	12,80	12,14	12,65
3.	Kredyty z uwzględnieniem tarczy podatkowej	9,90	9,57	10,40	9,83	10,25

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych statystycznych (www.rynek.bizzone.pl).

Warto jednak zauważyć, że sytuacja w poszczególnych badanych spółkach była zróżnicowana. W przypadku dystrybutorów najmniej korzystna sytuacja wystąpiła w Enea Operator oraz w Tauron Dystrybucja. U badanych producentów energii taka sytuacja miała miejsce w Elektrowni Stalowa Wola i Elektrowni Skawina (z wyjątkiem roku 2006). W pozostałych elektrowniach zdarzały się lata, w których stopa zwrotu z kapitałów ogółem była niższa od oprocentowania 10-letnich obligacji skarbowych.

Porównując rentowność aktywów (kapitałów ogółem) ze średnią ceną kredytów zauważa się, że tylko w przypadku dwóch ostatnich lat (2009-2010) u producentów energii elektrycznej rentowność ta była wyższa od oprocentowania kredytów po uwzględnieniu osłony podatkowej (zmniejszenie oprocentowania o stopę podatku dochodowego). Z tych porównań wynika, że w badanym okresie korzystanie przez badane przedsiębiorstwa z kredytów bankowych nie było opłacalne.

4.4. Rentowność kapitałów własnych

Celem spółek kapitałowych jest pomnażanie kapitału właścicielskiego (tworzenie wartości dodanej). O możliwościach tego pomnażania informuje stopa zwrotu z kapitałów własnych. W badanych przedsiębiorstwach kształtowały się one tak jak podano w tabeli 4.16.

Tabela. 4.16. *Stopy zwrotu z kapitałów własnych w badanych spółkach w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Wyszczególnieni	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	15,18	24,10	-10,69	0,11	-
2	Elektrownia Pątnów Adamów, Konin	12,35	33,73	10,00	3,90	1,96
3	Elektrownia Opole	-	15,52	24,48	25,49	27,64
4	Elektrownia Bełchatów	21,95	30,44	11,34	5,73	3,37
5	Elektrownia Turów	-	17,30	3,83	10,53	10,21
6	Elektrownia Rybnik	27,77	39,03	13,06	10,94	7,50
7	Elektrownia Kozienice	8,87	11,54	2,01	11,37	6,79
8	Elektrownia Połaniec	24,15	28,35	9,28	18,26	19,24
9	Elektrownia Skawina	8,09	7,16	1,54	5,73	13,30
10	Elektrownia Stalowa Wola	5,87	5,37	2,19	0,53	1,56
11	Elektrownia Dolna Odra	-	16,58	25,29	4,95	1,09
Średnia w roku		18,11	23,16	9,40	9,49	8,43
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	3,67	3,13	2,19	2,49	-
2	Energa Operator	5,14	3,21	7,61	4,04	-
3	PGE Dystrybucja	11,08	6,86	3,10	-	-
4	RWE Stoen Operator	1,35	2,19	2,74	0,48	-
5	Tauron Dystrybucja	5,49	1,23	2,39	2,77	-
Średnia w roku		8,04	4,89	3,32	2,65	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Średni poziom stopy zwrotu w badanych latach u analizowanych producentów energii elektrycznej wyniósł 14,62%, zaś u dystrybutorów 4,32%. Dla porównania warto przytoczyć rentowność kapitałów własnych jaką osiągnęły niektóre amerykańskie spółki (tabela 4.17). Była ona również dość zróżnicowana.

W grupie producentów stopa ta była znacząco wyższa od wskaźnika rentowności kapitałów ogółem, zaś w grupie dystrybutorów różnica między tymi stopami była niższa. Wobec powyższego u producentów, w większości przypadków wystąpił wyższy dodatni efekt dźwigni finansowej niż u dystrybutorów.

Sytuacja w poszczególnych przedsiębiorstwach była dość zróżnicowana. Informują o tym współczynniki zmienności, które w obu grupach kształtowały się na poziomie 44%. Z efektu dźwigni finansowej w największym stopniu korzystały

takie przedsiębiorstwa jak: Elektrownia Opole, Elektrownia Rybnik i Elektrownia Połaniec. W niektórych latach wysoki dodatni efekt tej dźwigni wystąpił w Elektrowni Pątnów II (r. 2009), Elektrowni Bełchatów (r. 2009) i Elektrowni Dola Odra (r. 2008). U dystrybutorów efekt dźwigni finansowej był dodatni, lecz niewielki (por. tabela 4.16). Zadłużenie było nieopłacalne tylko w niektórych elektrowniach i tylko w niektórych latach. Dotyczy to Elektrowni Pątnów II (r. 2008), ZE PAK (r. 2006), Elektrowni Turów, Elektrowni Koźienice i Elektrowni Skawina (r. 2008) oraz Elektrowni Dolna Odra (r. 2006). We wszystkich wymienionych przypadkach stwierdzono ujemny wpływ niekorzystnego zadłużenia na rentowność kapitałów własnych który, był niewielki.

Tabela. 4.17. *Efekt dźwigni finansowej w badanych spółkach w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	7,86	14,18	-9,13	0,07	
2	Elektrownia Pątnów, Adamów, Konin	3,68	12,76	3,27	0,49	-0,84
3	Elektrownia Opole		6,58	12,49	14,73	17,93
4	Elektrownia Bełchatów	9,13	12,17	4,27	1,82	0,73
5	Elektrownia Turów		8,51	-0,05	3,90	3,93
6	Elektrownia Rybnik	15,64	23,49	8,02	6,46	4,36
7	Elektrownia Koźienice	2,30	2,55	-0,35	3,00	1,41
8	Elektrownia Połaniec	10,42	10,88	2,63	2,81	2,62
9	Elektrownia Skawina	2,32	2,98	-0,20	2,40	6,32
10	Elektrownia Stalowa Wola	1,70	1,42	0,52	0,06	0,25
11	Elektrownia Dolna Odra		7,61	14,70	1,50	-1,88
Średnia w roku		7,31	10,18	3,56	3,49	2,57
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	0,35	0,36	0,30	0,36	-
2	Energa Operator	2,38	1,41	3,39	1,82	-
3	PGE Dystrybucja	0,99	0,35	0,28	-	-
4	RWE Stoen Operator	0,22	0,21	0,41	0,10	-
5	Tauron Dystrybucja	1,32	0,03	0,56	0,67	-
Średnia w roku		1,34	0,64	0,57	0,71	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Zaskoczeniem może być fakt, niekiedy nawet wysokiego, dodatniego efektu dźwigni finansowej w wielu badanych spółkach w sytuacji, gdy wcześniej stwier-

dzono znaczącą różnicę między oprocentowaniem kredytów na cele gospodarcze a stopą zwrotu z kapitałów ogółem na niekorzyść tej ostatniej. Zjawisko to znajduje uzasadnienie w strukturze zadłużenia. Bliższa jego analiza została przeprowadzona w następnym rozdziale. Tutaj należy stwierdzić, że dominowały nieoprocentowane zobowiązania krótkoterminowe, głównie o charakterze kredytu kupieckiego. Wysoki udział zadłużenia nieoprocentowanego wpłynął na dodatni efekt dźwigni finansowej.

Istotnym czynnikiem wpływającym na zmianę rentowności kapitałów własnych była rentowność sprzedaży. Zarówno u producentów, jak i u dystrybutorów zmiana tego wskaźnika w największym stopniu powodowała zmianę stopy zwrotu z kapitałów własnych (por. tabele 4.18 – 4.24). Z wcześniejszej analizy wynika, że rentowność sprzedaży w spółkach elektroenergetycznych była w dużym stopniu zdeterminowana poziomem cen. Stąd można wnioskować, że ceny energii (u producentów) i ceny usług dystrybucyjnych (u dystrybutorów) mają zasadnicze znaczenie dla korzyści osiąganych przez inwestorów w sektorze energetycznym.

Tabela 4.18. Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u producentów energii elektrycznej w roku 2010 (%)

Lp.	Producenci	2010 / 2009		
		ΔROE_{ROS}	ΔROE_{TAT}	ΔROE_{SC}
1.	Elektrownia Bełchatów	-123,28	-0,32	23,59
2.	Elektrownia Turów	-	-	-
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	-74,23	-20,15	-5,63
4.	Elektrownia Pątnów II	-54,89	-9,83	-35,28
5.	Elektrownia Kozienice	-88,23	-5,53	-6,24
6.	Elektrownia Połaniec	-41,20	-103,38	44,58
7.	Elektrownia Rybnik	-63,35	-8,00	-28,65
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	-	-
9.	Elektrownia Opole	-	-	-
10.	Elektrownia Skawina	18,15	-209,08	90,93
11.	Elektrownia Stalowa Wola	-140,88	63,70	-22,82

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych sprawozdawczych. Legenda: ΔROE_{ROS} – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian rentowności obrotu mierzonej zyskiem netto ΔROE_{SC} – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian struktury kapitałów ΔROE_{TAT} – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian produktywności majątku.

Tabela 4.19. Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u producentów energii elektrycznej w roku 2009 (%)

Lp.	Producenci	2009 / 2008		
		Δ ROE ROS	Δ ROE TAT	Δ ROE SC
1.	Elektrownia Bełchatów	96,54	1,72	1,74
2.	Elektrownia Turów	94,62	14,93	-9,55
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	106,30	8,45	-14,7%
4.	Elektrownia Pątnów II	76,41	22,00	1,59
5.	Elektrownia Kozienice	102,65	3,76	-6,41
6.	Elektrownia Połaniec	46,43	32,68	20,90
7.	Elektrownia Rybnik	95,09	12,20	-7,30
8.	Elektrownia Dolna Odra	-41,46	-40,62	-17,91
9.	Elektrownia Opole	-96,23	26,08	-29,85
10.	Elektrownia Skawina	106,08	-6,85	0,77
11.	Elektrownia Stalowa Wola	77,37	15,49	7,15

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych sprawozdawczych. Legenda: Δ ROE ROS – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian rentowności obrotu mierzonej zyskiem netto Δ ROE SC – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian struktury kapitałów Δ ROE TAT – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian produktywności majątku.

Tabela 4.20. Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u producentów energii elektrycznej w roku 2008 (%)

Lp.	Producenci	2008 / 2007		
		Δ ROE ROS	Δ ROE TAT	Δ ROE SC
1.	Elektrownia Bełchatów	80,02	-2,96	22,95
2.	Elektrownia Turów	95,54	-0,05	4,51
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	97,37	7,47	-4,84
4.	Elektrownia Pątnów II	-2,93	-84,76	-12,31
5.	Elektrownia Kozienice	-82,71	-13,19	-4,10
6.	Elektrownia Połaniec	-108,90	-6,91	15,81
7.	Elektrownia Rybnik	44,38	10,16	45,46
8.	Elektrownia Dolna Odra	80,48	23,35	-3,84
9.	Elektrownia Opole	430,57	171,41	-701,98
10.	Elektrownia Skawina	-82,92	-16,76	-0,32
11.	Elektrownia Stalowa Wola	78,06	15,18	6,76

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych sprawozdawczych. Legenda: Δ ROE ROS – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian rentowności obrotu mierzonej zyskiem netto Δ ROE SC – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian struktury kapitałów Δ ROE TAT – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian produktywności majątku.

Tabela 4.21. Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u producentów energii elektrycznej w roku 2007 (%)

Lp.	Producenci	2007 / 2006		
		Δ ROE ROS	Δ ROE TAT	Δ ROE SC
1.	Elektrownia Bełchatów	94,02	-8,99	14,98
2.	Elektrownia Turów	221,49	334,20	-455,69
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	106,20	-3,45	-2,75
4.	Elektrownia Pątnów II	-	-	-
5.	Elektrownia Kozienice	141,55	-17,98	-23,57
6.	Elektrownia Połaniec	-31,55	-107,10	38,65
7.	Elektrownia Rybnik	79,68	12,57	7,74
8.	Elektrownia Dolna Odra	75,54	20,43	4,03
9.	Elektrownia Opole	196,44	112,74	-409,18
10.	Elektrownia Skawina	-16,13	-75,58	-8,29
11.	Elektrownia Stalowa Wola	-100,37	0,39	-0,02

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych sprawozdawczych. Legenda: Δ ROE ROS – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian rentowności obrotu mierzonej zyskiem netto Δ ROE SC – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian struktury kapitałów Δ ROE TAT – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian produktywności majątku.

Tabela 4.22. Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u dystrybutorów energii elektrycznej w roku 2010 (%)

Lp.	Dystrybutorzy	2010 / 2009		
		Δ ROE ROS	Δ ROE TAT	Δ ROE SC
1.	RWE Stoen Operator	-104,50	-8,38	12,88
2.	PGE Dystrybucja	121,46	-12,65	-8,81
3.	Tauron Dystrybucja	93,23	3,74	3,03
4.	Enea Operator	204,07	-90,53	-13,54
5.	Energa Operator	86,14	-3,54	17,40

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych sprawozdawczych. Legenda: Δ ROE ROS – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian rentowności obrotu mierzonej zyskiem netto Δ ROE SC – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian struktury kapitałów Δ ROE TAT – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian produktywności majątku.

Tabela 4.23. Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u dystrybutorów energii elektrycznej w roku 2009 (%)

Lp.	Dystrybutorzy	2009 / 2008		
		Δ ROE ROS	Δ ROE TAT	Δ ROE SC
1.	RWE Stoen Operator	-53,61	-21,35	-25,04
2.	PGE Dystrybucja	98,09	15,90	-13,99
3.	Tauron Dystrybucja	-99,53	-2,42	1,95
4.	Enea Operator	74,58	34,89	-9,48
5.	Energia Operator	-100,23	-2,02	2,25

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych sprawozdawczych. Legenda: Δ ROE ROS – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian rentowności obrotu mierzonej zyskiem netto Δ ROE SC – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian struktury kapitałów Δ ROE TAT – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian produktywności majątku.

Tabela 4.24. Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u dystrybutorów energii elektrycznej w roku 2008 (%)

Lp.	Dystrybutorzy	2008 / 2007		
		Δ ROE ROS	Δ ROE TAT	Δ ROE SC
1.	RWE Stoen Operator	42,70	67,43	-10,13
2.	PGE Dystrybucja	-	-	-
3.	Tauron Dystrybucja	187,98	-288,44	0,46
4.	Enea Operator	-150,92	61,99	-11,07
5.	Energia Operator	-187,00	-87,53	0,54

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych sprawozdawczych. Legenda: Δ ROE ROS – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian rentowności obrotu mierzonej zyskiem netto Δ ROE SC – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian struktury kapitałów Δ ROE TAT – zmiana rentowności kapitałów własnych na skutek zmian produktywności majątku.

Wpływ ten był w poszczególnych latach, jak również w poszczególnych spółkach zróżnicowany. Kierunek zmiany cen koresponduje z kierunkiem zmiany stopy zwrotu z kapitałów własnych. Świadczy o tym współczynnik korelacji, który w przypadku badanych producentów wyniósł 0,77.

W niektórych latach, w niektórych badanych przedsiębiorstwach silniejszy wpływ na rentowność kapitałów własnych wywarła zmiana szybkości krążenia kapitałów (obrotowość kapitałów). Największy wpływ produktywności aktywów (obrotowości kapitałów) na zmianę korzyści z zaangażowanych kapitałów własnych wystąpił w r. 2010 (Elektrownie Połaniec i Skawina), w r. 2008 (Elektrownia Pątnów II i RWE

Stoen Operator oraz Tauron Dystrybucja) oraz w r. 2007 w Elektrowni Połaniec. W mniejszej liczbie przypadków odnotowano najsilniejszy wpływ zmiany mnożnika kapitałowego. Taka sytuacja wystąpiła tylko w r. 2008 w Elektrowni Pątnów II oraz w roku 2007 w Elektrowni Turów i Elektrowni Opole.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że rentowność kapitałów własnych była wyższa u producentów energii elektrycznej niż u jej dystrybutorów. Różnice były wielokrotne. Średnia stopa zwrotu u producentów była znacząco wyższa od oprocentowania 10-letnich obligacji skarbowych, co zapewniało inwestorom wysoką premię za ryzyko. Wysokość tej premii wahała się od ok. 4% w roku 2007 do prawie 17% w roku 2009. U dystrybutorów energii średni poziom stopy zwrotu z kapitałów własnych jedynie w r. 2010 zapewnił inwestorom premie za ryzyko w wysokości 2,24%. W pozostałych latach rentowność kapitałów własnych była niższa od oprocentowania obligacji skarbowych. Głównym czynnikiem zmian w poziomie stóp zwrotu z kapitałów była zmiana rentowności sprzedaży, na którą z kolei największy wpływ miały ceny sprzedaży energii elektrycznej przez producentów i usług dystrybucyjnych przez dystrybutorów. W mniejszym stopniu rentowność kapitałów właścicielskich zależała od produktywności aktywów oraz mnożnika kapitałowego.

Rozdział 5.

Ocena zadłużenia i płynności finansowej (K.Gałązka, W. Janik)

5.1. Struktura i dynamika zadłużenia

Istotnym źródłem finansowania przedsiębiorstw są zobowiązania. Uzupełniają one źródła wewnętrzne jakimi są kapitał podstawowy, zyski zatrzymane (kapitały rezerwowe tworzone z zysku i zysk niepodzielony), amortyzacja oraz zmniejszenia stanu aktywów. Dzięki zobowiązaniom, firmy mogą prowadzić działalność gospodarczą w szerszym zakresie niż pozwalają na to źródła wewnętrzne. Ich istotą jest to, że finansują one aktywa przedsiębiorstw tylko przez ściśle określony czas, po upływie którego powinny być bezwzględnie uregulowane. Brak możliwości terminowego ich uregulowania naraża jednostkę gospodarczą na dodatkowe koszty i może zagrozić dalszemu jej istnieniu. Zobowiązania są więc źródłem dodatkowego ryzyka, nazywanego ryzykiem finansowym. Ryzyko to wynika z prawdopodobieństwa niekorzystnych zmian stóp procentowych, kursów walutowych, cen na rynkach towarowych, zmiany warunków spłaty zobowiązań itp. Wymienione czynniki mogą wpływać na wzrost poziomu zobowiązań z tytułu wzrostu stóp procentowych, niekorzystnej zmiany kursów walutowych. Mogą również ograniczać możliwości spłaty zobowiązań na skutek spadku cen sprzedaży produktów, towarów, usług¹, zmiany terminów wymagalności (np. zerwanie umowy kredytowej przez bank) itp.

Zobowiązania są kategorią dość zróżnicowaną. W zależności od terminu płatności dzieli się je na długoterminowe, czyli takie, które będą regulowane nie wcześniej niż po upływie jednego roku oraz krótkoterminowe, czyli te, które należy spłacić przed upływem jednego roku. Nazywane są one często zobowiązaniami bieżącymi. Innym kryterium podziału jest przyczyna ich powstania. Zobowiązania mogą powstać na skutek decyzji wierzycieli o zaangażowaniu swoich kapitałów w działalność danego przedsiębiorstwa w celu osiągnięcia określonych korzyści. Są to zobowiązania, za które przedsiębiorstwo musi płacić umówioną ceną nazywaną

¹ Por.: C.W. Smithson, C.W. Smith, Jr, D.S. Wilford, *Zarządzanie ryzykiem finansowym*, wyd. Oficyna Ekonomiczna, Kraków 2000, s. 15.

stopą procentową (kredyty bankowe, pożyczki, obligacje własne, leasing finansowy). Tworzą one kapitały obce². Drugą przyczyną powstawania zobowiązań wiąże się z działalnością operacyjną przedsiębiorstw. Są to zazwyczaj zobowiązania krótkookresowe z tytułu rozliczeń z kontrahentami (odroczone terminy płatności faktur), pracownikami, ubezpieczycielami, urzędami skarbowymi itp. Te zobowiązania nie są oprocentowane³, dopóty, dopóki realizowane są w terminie. Tymi zobowiązaniami finansowane są aktywa obrotowe. Zobowiązania te nie są zaliczane do kapitałów obcych⁴.

Z powyższych uwag wynika, że nie należy utożsamiać zadłużenia przedsiębiorstw ze wskaźnikiem zaangażowania kapitałów obcych. Pierwszy z nich jest relacją zobowiązań ogółem do aktywów ogółem, drugi zaś może być określony przez relację kapitałów obcych do sumy kapitałów własnych i obcych (udział kapitałów obcych w kapitałach ogółem) lub poprzez relację kapitałów obcych do kapitałów własnych (wskaźnik zadłużenia kapitałów własnych). Zadłużenie badanych przedsiębiorstw oraz jego dynamikę podano w tabeli 5.1.

Zadłużenie poszczególnych przedsiębiorstw jest dość zróżnicowane. W przypadku elektrowni rozpiętość tego zadłużenia w badanym okresie wahała się od ponad 13% (Elektrownia Połaniec w r. 2006) do ponad 70% (Elektrownia Opole w r. 2006 i Elektrownia Pątnów II w r. 2007). Średni poziom zadłużenia u badanych producentów w okresie objętym analizą wynosił 48,34% (rys. 5.1). Zadłużenie dystrybutorów było znacznie niższe i kształtowało się na średnim poziomie równym nieco wyższemu od 21% (rys. 5.3). Poziom zadłużenia w poszczególnych spółkach był również zróżnicowany jak w elektrowniach i wahał się od ok. 9% (Enea Operator) do ponad 50% (Energa Operator).

Porównując poziom zadłużenia ogółem z niektórymi przedsiębiorstwami amerykańskimi zauważa się, że przedsiębiorstwa te, podobnie jak w Polsce, stosują zróżnicowane strategie finansowania. W trzech z czterech badanych przedsiębiorstw, średni poziom zadłużenia wynosił ponad 70%, zaś w jednym był niewiele wyższy od 25% (tabela 5.2). Zazwyczaj w tych przedsiębiorstwach, w których realizowane są lub niedawno były realizowane duże inwestycje, tam zadłużenie jest wyższe. Szczególnie w sektorach o wysokiej kapitałochłonności inwestycje w dużym zakresie finansuje się ze źródeł zewnętrznych.

² Por: A. Duliniec, *Finansowanie przedsiębiorstwa. Strategie i instrumenty*, wyd. PWE, Warszawa 2011, s. 37.

³ Nie oznacza to, że nie są one związane z żadnymi kosztami. Dotyczy to w szczególności kredytu kupieckiego (zobowiązań z tytułu odroczonego terminu płatności faktur). Jeżeli z tytułu zapłaty gotówką lub zapłaty w ciągu kilku dni przysługuje opust cenowy to wówczas takie zobowiązanie ma swoją cenę, która zależy od wysokości opustu cenowego. Zobowiązaniem darmowym jest takie, którego wartość się nie zmienia, jeżeli zapłata nastąpi we wcześniejszym terminie.

⁴ Por: A. Duliniec, *Finansowanie ... op. cit.*, s. 37.

Tabela 5.1. Wskaźniki zadłużenia badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010 (%)

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	60,30	66,75	72,95	64,71	
2	Elektrownia Pątnów, Adamów, Konin	33,02	36,56	45,32	46,96	48,36
3	Elektrownia Opole	-	53,25	58,00	66,29	74,71
4	Elektrownia Bełchatów	49,25	39,28	43,71	36,66	28,58
5	Elektrownia Turów	-	57,68	62,13	63,18	52,00
6	Elektrownia Rybnik	31,65	35,10	41,64	35,45	32,39
7	Elektrownia Koźienice	28,84	26,36	32,45	48,52	60,8
8	Elektrownia Połaniec	42,27	38,08	75,75	17,09	13,58
9	Elektrownia Skawina	29,57	38,13	43,23	37,80	47,55
10	Elektrownia Stalowa Wola	31,44	27,95	28,89	21,16	21,24
11	Elektrownia Dolna Odra	-	52,77	55,85	60,84	60,85
Średnia w roku		45,68	44,77	51,96	50,30	51,45
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	9,31	9,91	12,81	15,08	-
2	Energa Operator	54,38	51,92	48,00	48,69	-
3	PGE Dystrybucja	10,88	6,78	18,23	35,07	-
4	RWE Stoen Operator	22,51	10,45	8,82	21,54	-
5	Tauron Dystrybucja	30,93	29,04	27,62	26,40	-
Średnia w roku		18,98	16,10	27,65	29,21	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Tabela 5.2. Zadłużenie ogółem w niektórych przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w USA w %

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007
1.	American Electric Power	72,88	72,70	76,15	74,85
2.	Calpine Corporation	72,94	73,30	78,92	78,27
3.	Nextra Energy	25,69	26,29	25,92	30,78
4.	Southern Company	68,59	69,33	70,30	70,59

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych ww. firm.

W przedsiębiorstwach polskich na podkreślenie zasługuje fakt relatywnie niskiego udziału kredytów bankowych w zadłużeniu ogółem. Przy średnim poziomie zadłużenia producentów ok. 50%, średni udział tych kredytów w zo-

bowiązaniach wyniósł ok. 56% (rys. 5.2). Wysokie zadłużenie w bankach miały tylko dwie elektrownie: Pątnów II i Opole, które w badanym okresie realizowały duże inwestycje. W pozostałych elektrowniach udział kredytów bankowych w zadłużeniu ogółem był niski i wahał się od niemal zera (Elektrownia Połaniec) do ok. 32% (Elektrownia Dolna Odra). Jeszcze niższy udział kredytów bankowych odnotowano u dystrybutorów. Przy średnim poziomie zadłużenia ok. 21%, średni udział kredytów bankowych wyniósł zaledwie ok. 5% (rys. 5.4).

W zobowiązaniach dominowały długi krótkoterminowe (por. tabela 5.3). Średni ich udział w pasywach wynosił ok. 24%, zaś w zadłużeniu ogółem wahał się od 59% (w latach 2008-2010) do 70% (r. 2007). Struktura ta znacząco się różniła od średniej struktury zadłużenia spółek przemysłowych. Badania przeprowadzone w przedsiębiorstwach kilku sektorów przemysłowych wykazały, że średnie zadłużenie długoterminowe kształtowało się na poziomie nieco wyższym od 28%⁵. Tymczasem w badanej grupie przedsiębiorstw w żadnym roku badanego okresu nie przewyższało ono 10%.

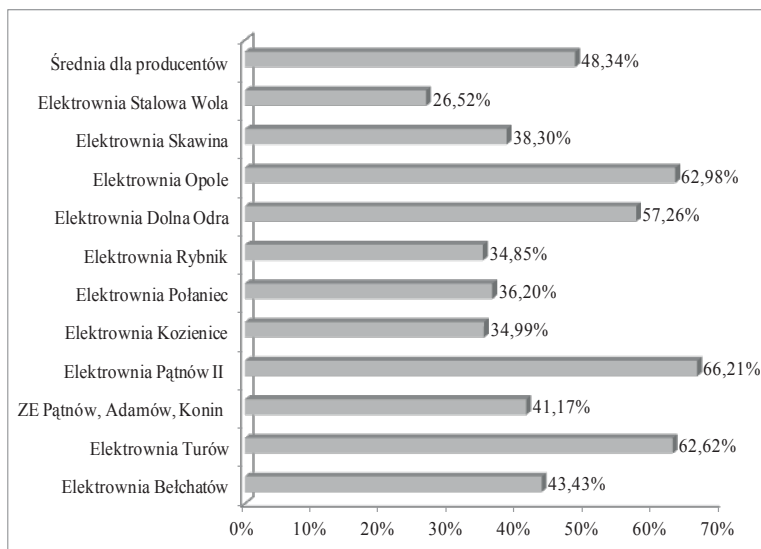
Tabela 5.3. *Struktura zadłużenia w badanych przedsiębiorstwach w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
	PASYWA OGÓŁEM	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
A.	Kapitał własny	59,36	60,40	60,04	60,31	64,14
B.	Zobowiązania	40,64	39,60	39,96	39,69	35,86
1.	Rezerwy na zobowiązania	5,21	5,01	6,17	6,36	7,86
2.	Zobowiązania długoterminowe	8,55	7,74	7,05	2,75	1,54
3.	Zobowiązania krótkoterminowe	23,80	23,64%	23,58%	27,93	23,07
4.	Rozliczenia międzyokresowe	3,09	3,22%	3,17%	2,65	3,39

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

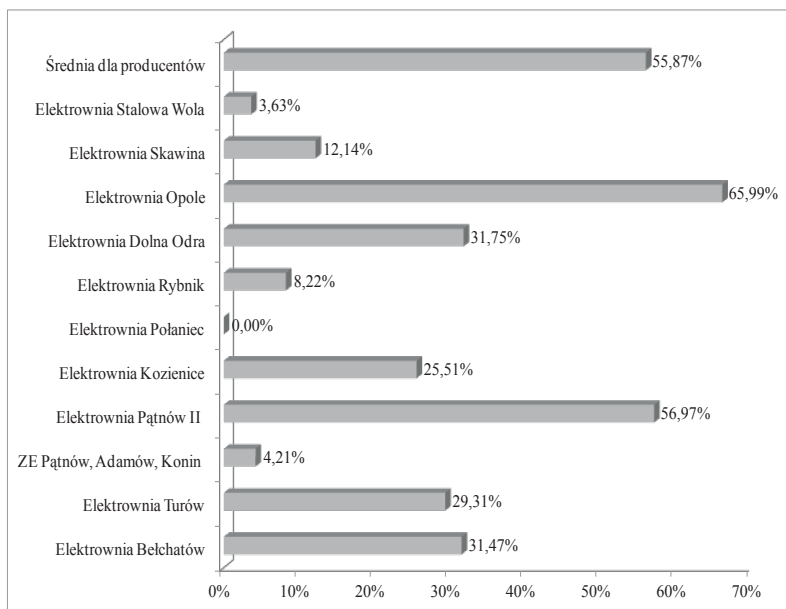
Znaczący udział w zobowiązaniach miały rezerwy i rozliczenia międzyokresowe bierne. Stanowiły one od 20% (r. 2010) do 31,4% (r. 2006) ogółu zobowiązań i rezerw. Wobec powyższego udział długookresowych zobowiązań, w których dominowały kredyty bankowe, w pasywach w badanych latach wynosił od 1,54% (r. 2006) do 8,55% (r. 2010). W analizowanym okresie wzrósł 5,5-krotnie. Przyczyną tych zmian są inwestycje modernizacyjne i rozwojowe mocy wytwórczych oraz sieci dystrybucyjnych, które realizowane są przy rosnącym zaangażowaniu kredytów bankowych.

⁵ Por.: J. Duraj, A. Sajnog, *Rentowność kapitału własnego giełdowych spółek przemysłowych*, wyd. UŁ., Łódź 2011, s. 131.



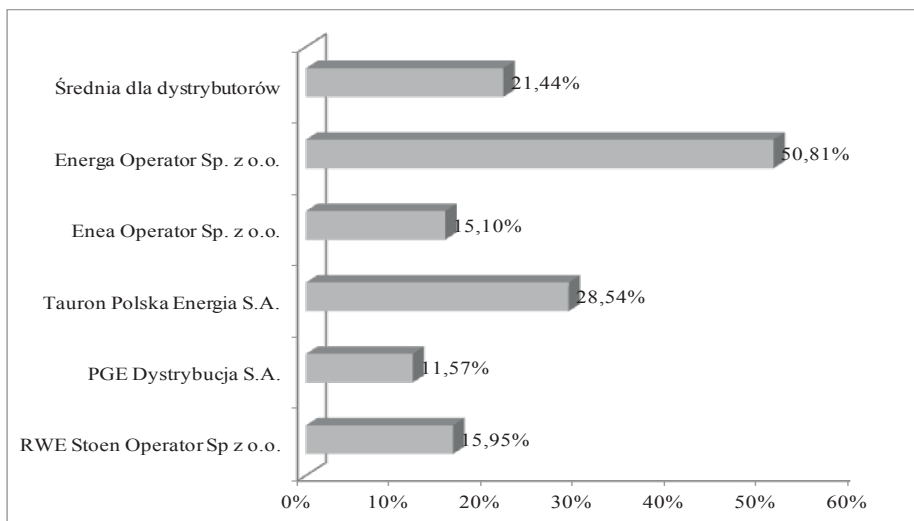
Rys. 5.1. Średni wskaźnik zadłużenia ogółem u producentów w latach 2006-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.



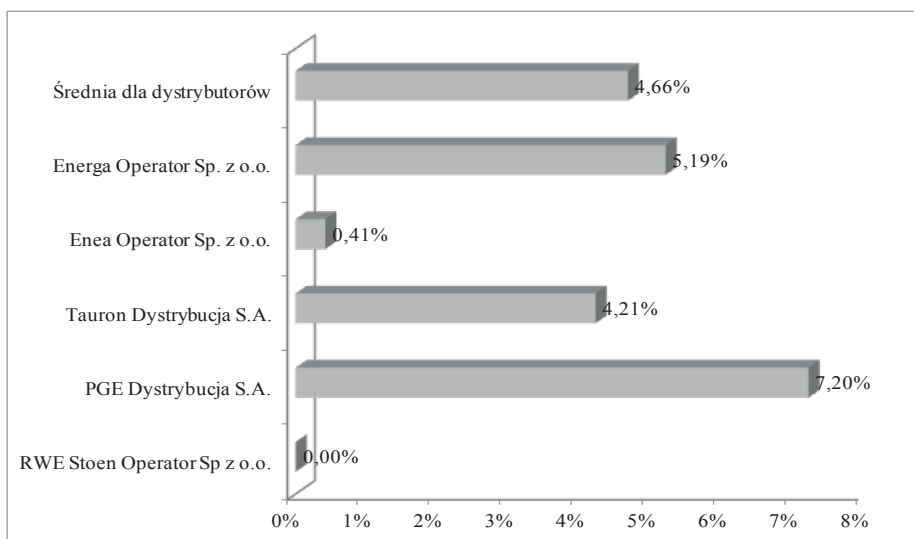
Rys. 5.2. Średni udział kredytów w kapitałach obcych u producentów w latach 2006-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.



Rys. 5.3. Średni wskaźnik zadłużenia ogółem u dystrybutorów w latach 2007-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich dystrybutorów energii za lata 2007-2010.



Rys. 5.4. Średni udział kredytów w kapitałach obcych u dystrybutorów w latach 2007-2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich dystrybutorów energii za lata 2007-2010.

Niewielki udział w finansowaniu modernizacji i rozwoju potencjału gospodarczego przedsiębiorstw elektroenergetycznych stanowiły obligacje. Kapitał

pozyskany w drodze emisji obligacji własnych był niewielki, przy czym z emisji korzystały tylko niektóre z badanych przedsiębiorstw. Należały do nich elektrownie: Bełchatów, Dolna Odra ZE PAK oraz dystrybutorzy: PGE Dystrybucja, Enea Operator oraz Energa Operator. Udział tych kapitałów w pasywach ogółem w elektrowniach wynosił od 1,6% (ZE PAK) do 4,5% (Elektrownia Dolna Odra), zaś u dystrybutorów wahał się od 0,2% (Energa Operator) do 7,5% (PGE Dystrybucja). Natomiast udziały te w zadłużeniu długoterminowym były znacznie wyższe i wynosiły u producentów energii elektrycznej od 11% (Elektrownia Bełchatów w 2006 r.) do 51% (ZE PAK w r. 2006), zaś u jej dystrybutorów od 2,7% (Energa Operator w r. 2007) do 78% (PGE Dystrybucja w r. 2008).

Z przeprowadzonej analizy wynika, że poziom zadłużenia ogółem w badanej grupie przedsiębiorstw był dość zróżnicowany. Średnio w elektrowniach nie przekraczał 50%, zaś u dystrybutorów energii elektrycznej był ponad dwukrotnie niższy i oscylował ok. 21%. W porównaniu z badanymi przedsiębiorstwami amerykańskimi średnie zadłużenie badanych przedsiębiorstw polskich było niższe. W zadłużeniu dominowały nieoprocenowane zobowiązania krótkoterminowe, których udział w zobowiązaniach ogółem wynosił od 60-70%. Znaczący udział w tych zobowiązaniach miały rezerwy na zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne (średnio we wszystkich analizowanych latach ponad 20%). Były to zobowiązania nieoprocenowane. Średni udział zobowiązań oprocentowanych był niewielki i w żadnym z badanych lat nie przekraczał 9%. W badanym okresie udział ten z roku na rok systematycznie wzrastał. W zobowiązaniach tych niewielką część stanowiły obligacje własne przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Jest to jednak instrument o charakterze przyszłościowym. Z informacji uzyskanych w badanych przedsiębiorstwach wynika, że w coraz większym stopniu są nim zainteresowane⁶.

5.2. Koszty obsługi zadłużenia

Niewielki udział zadłużenia oprocentowanego spowodował, że jego koszty w większości badanych przedsiębiorstw nie były dotychczas zbyt wysokie (por. tabela 5.4 – 5.5). Wysokie koszty miały miejsce w Elektrowniach Pątnów II i Opole. Są to elektrownie, które w badanym okresie realizowały duże inwestycje finansowane głównie z kredytów bankowych. W wielu elektrowniach koszty obsługi oprocentowanych zobowiązań były niewielkie i wynosiły poniżej 1 mln zł.

⁶ Z oceny ekspertów i analityków sektora elektroenergetycznego wynika, że w najbliższych latach grupy kapitałowe wyemitują obligacje o wartości kilkudziesięciu mld zł. Grupa Tauron Polska Energia po r. 2010 wyemitowała obligacje o wartości 4,3 mld zł, zaś Energa S.A. planuje emisję obligacji własnych na kwotę 4 mld. zł. Środki pochodzące z tych emisji przeznaczone są na finansowanie inwestycji.

Tabela 5.4. Koszty odsetek w badanych elektrowniach w mld zł w latach 2006-2010

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006
1.	Elektrownia Bełchatów	249,0	41,6	28,8	4,7	14,9
2.	Elektrownia Turów	-	132,2	172,5	212,3	229,9
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	21,7	28,5	36,8	36,1	46,8
4.	Elektrownia Pątnów	57,5	84,7	51,5	7,6	-
5.	Elektrownia Kozienice	0,0	25,7	31,3	41,8	43,6
6.	Elektrownia Połaniec	0,01	0,03	0,02	0,0	0,0
7.	Elektrownia Rybnik	1,5	3,7	2,9	0,8	0,4
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	36,9	0,00	33,5	60,7
9.	Elektrownia Opole	-	97,1	124,4	151,3	178,5
10.	Elektrownia Skawina	5,5	0,00	8,1	0,0	0,0
11.	Elektrownia Stalowa Wola	0,2	0,5	0,1	0,2	0,3

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Podobna sytuacja miała miejsce u dystrybutorów (tabela 5.5). Najniższe koszty obsługi zadłużenia wystąpiły w RWE Stoen Operator, najwyższe zaś w PGE Dystrybucja.

Tabela 5.5. Odsetki od kredytów i pożyczek u dystrybutorów w mld zł

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007
1.	RWE Stoen Operator	0,2	0,0	0,1	0,2
2.	PGE Dystrybucja	4,0	140,8	78,4	0,0
3.	Tauron Dystrybucja	16,9	15,2	4,2	3,6
4.	Enea Operator	35,5	18,4	28,5	13,0
5.	Energa Operator	33,2	2,4	0,0	0,0

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich dystrybutorów energii za lata 2007-2010.

Poziom kosztów odsetkowych lepiej ilustruje ich udział w kosztach ogółem (por. tabele 5.6 i 5.7). W niektórych elektrowniach i u niektórych dystrybutorów w niektórych badanych latach udział ten był bliski zero. Dotyczyło to w szczególności Elektrowni Połaniec, Stalowa Wola i Skawina oraz w RWE Stoen Operator. W wymienionych podmiotach gospodarczych koszty obsługi długów nie miały praktycznie żadnego znaczenia dla opłacalności prowadzonej działalności gospodarczej. Duży wpływ na koszty i rentowność tej działalności miał miejsce w elektrowniach,

które prowadziły inwestycje (Pątnów II, Turów i Opole). Średnio w całej grupie badanych spółek udział tych kosztów w kosztach ogółem był niewielki i wahał się u producentów energii elektrycznej średnio od ok. 2% w r. 2010 do ok. 4% w r. 2006, zaś u jej dystrybutorów wynosił poniżej 1%.

Tabela 5.6. *Udział odsetek od kredytów i pożyczek w kosztach ogółem w badanych elektrowniach (%)*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006
1.	Elektrownia Bełchatów	2,93	1,24	0,81	0,15	0,48
2.	Elektrownia Turów	-	6,24	7,87	10,37	11,96
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	1,31	1,75	2,14	2,18	2,75
4.	Elektrownia Pątnów	10,76	18,48	8,99	0,08	-
5.	Elektrownia Kozienice	0,00	1,24	1,82	2,35	2,10
6.	Elektrownia Połaniec	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.	Elektrownia Rybnik	0,08	0,23	0,20	0,06	0,04
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	2,37	0,00	2,31	4,76
9.	Elektrownia Opole	-	4,97	8,27	10,09	11,83
10.	Elektrownia Skawina	1,67	0,00	2,70	0,00	0,00
11.	Elektrownia Stalowa Wola	0,07	0,16	0,05	0,10	0,15
Średnia		1,95	2,64	2,82	3,31	3,95

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich dystrybutorów energii za lata 2007-2010.

Tabela 5.7. *Udział odsetek od kredytów i pożyczek w kosztach ogółem u dystrybutorów (%)*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007
1.	RWE Stoen Operator	0,02	0,00	0,01	0,06
2.	PGE Dystrybucja	0,04	1,30	0,80	-
3.	Tauron Dystrybucja	0,96	0,87	0,24	0,13
4.	Enea Operator	0,57	0,26	0,48	0,28
5.	Energa Operator	1,11	0,08	0,00	0,00
Średnia		0,39	0,75	0,53	0,14

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich dystrybutorów energii za lata 2007-2010.

Pełna ocena poziomu zadłużenia i związanych z nim kosztów wymaga uwzględnienia zdolności podmiotów gospodarczych do jego obsługi. Jednym ze wskaźników informujących o tej zdolności jest wskaźnik pokrycia odsetek zyskiem na sprzedaży. Wskaźniki te podano w tabelach 5.8 i 5.9.

Tabela 5.8. Wskaźniki pokrycia odsetek w elektrowniach w latach 2006-2010

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006
1.	Elektrownia Bełchatów	10,10	46,94	21,95	55,95	10,70
2.	Elektrownia Turów	-	5,07	2,44	2,30	1,79
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	10,16	18,74	4,32	2,00	0,60
4.	Elektrownia Pątnów II	4,19	3,43	2,53	-157,91	-
5.	Elektrownia Kozienice	-*	12,72	2,07	3,93	1,66
6.	Elektrownia Połaniec	-*	-*	-*	-*	-*
7.	Elektrownia Rybnik	262,07	118,49	39,77	145,55	142,66
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	6,06	-*	2,82	0,97
9.	Elektrownia Opole	-	6,50	4,19	3,19	2,52
10.	Elektrownia Skawina	10,08	-*	2,03	-*	-*
11.	Elektrownia Stalowa Wola	98,38	40,12	49,43	-68,69	-39,59
Średnia		12,41	12,35	5,38	3,57	2,12

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010. Legenda: * - kwota odsetek była znikoma.

Tabela 5.9. Wskaźniki pokrycia odsetek u dystrybutorów w latach 2006-2010

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007
1.	RWE Stoen Operator	376,49	2 970,82	1 141,62	55,99
2.	PGE Dystrybucja	53,59	2,77	3,90	-
3.	Tauron Polska Energia	12,63	3,95	29,97	23,47
4.	Enea Operator	3,73	22,44	3,59	17,58
5.	Energa Operator	7,39	-19,78	8 720,78	-*
Średnia		9,79	5,11	8,48	29,12

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich dystrybutorów energii za lata 2007-2010. Legenda: * - kwota odsetek była znikoma.

Wskaźniki te kształtowały się na bardzo wysokim poziomie. Średnio w badanych elektrowniach zysk ze sprzedaży przewyższał koszty odsetek w r. 2006 dwukrotnie, zaś w latach 2009-2010 ponad dwunastokrotnie⁷. Zdolność tych podmiotów do obsługi zadłużenia znacząco wzrosła w latach 2009-2010. Były to lata, kiedy

⁷ Poziom tych wskaźników był w większości badanych przypadków podobny do poziomu odnotowywanego w wielu europejskich firmach energetycznych (por: A. Wicik, J. Kawałczewski, *Tauron Polska Energia. Raport kredytowy*, FitchRatings, Warszawa, maj 2010, s. 17).

ceny sprzedaży energii elektrycznej były znacząco wyższe niż w latach 2006-2008. W przypadkach, kiedy w sprawozdaniu została wykazana strata na sprzedaży wskaźniki pokrycia przyjmują wartości ujemne i informują o wielokrotności straty na sprzedaży w stosunku do kwoty odsetek. Wskaźniki pokrycia odsetek u dystrybutorów były również wysokie. Kwota zysku ze sprzedaży przewyższała kwotę odsetek kilkakrotnie, z wyjątkiem roku 2007, kiedy wskaźnik pokrycia odsetek wynosił ok. 30. Za bezpieczny poziom tego wskaźnika uważa się wartość zbliżoną do 2 (kwota zysku netto powinna być ok. dwukrotnie wyższa od odsetek). Wobec powyższego można stwierdzić, że zdolność przedsiębiorstw elektroenergetycznych do obsługi zadłużenia jest bardzo wysoka. Wykazują one dużą zdolność do absorpcji kapitałów ze źródeł zewnętrznych. Jest to istotne, szczególnie w warunkach wysokich potrzeb inwestycyjnych w elektroenergetyce. Inwestycje te nie mogą być sfinansowane własnymi środkami tych przedsiębiorstw.

5.3. Płynność finansowa

Kondycja finansowa przedsiębiorstw zależy nie tylko od osiągniętej rentowności lecz w dużej mierze od ich zdolności do regulowania bieżących zobowiązań. Utrata płynności jest większym zagrożeniem dla przetrwania podmiotu gospodarczego niż strata. Może ona bowiem w krótkim okresie doprowadzić do niewypłacalności, czyli trwałej utraty możliwości uregulowania powstałych zobowiązań. W literaturze przedmiotu często zwraca się uwagę na to, że brak płynności nie jest równoznaczny z niewypłacalnością. Niewypłacalność oznacza bowiem brak możliwości uregulowania zobowiązań w dłuższym horyzoncie czasowym. Ma to zazwyczaj miejsce wtedy, kiedy zobowiązania przewyższają wartość aktywów podmiotu gospodarczego⁸. Płynność finansowa definiowana jest jako zdolność przedsiębiorstwa do terminowego regulowania bieżących zobowiązań. Utrata płynności może być krótkotrwała i oznaczać tylko przejściowe kłopoty płatnicze. Niewypłacalność może być konsekwencją długotrwałych kłopotów płatniczych, zwłaszcza wtedy, kiedy będą one skutkiem nierentownej (deficytowej) działalności podstawowej.

Ocena płynności finansowej w badanej grupie producentów i dystrybutorów energii dokonana została na podstawie statycznych wskaźników płynności, takich jak: wskaźnik bieżącej płynności, wskaźnik szybkiej płynności, wskaźnik błyskawicznej płynności. Są one relacją księgowej wartości majątku obrotowego lub jego części do zobowiązań krótkoterminowych.

⁸ Por. m.in. M. Dobija, *Rachunkowość zarządcza i controlling*, wyd. PWN, Warszawa 2001, ss. 320 – 322.

Wskaźniki bieżącej płynności finansowej w grupie producentów energii elektrycznej w badanym okresie były dość zróżnicowane. Średnie ich wartości zawierały się w przedziale 1,34 – 1,82 (por. tabela 5.10). Były to wartości, które powszechnie uznaje się za wzorcowe. Na ogół przyjmuje się, że pożądana wartość tego wskaźnika powinna kształtować się w przedziale 1,2 – 2,0, przy czym niektórzy autorzy wartość tego przedziału przyjmują w granicach 1,2 – 2,0,⁹ inni w granicach 1,5 – 2,0¹⁰. Oczekiwana wartość wskaźnika wyższa od jedności wynika z faktu, że część aktywów obrotowych stanowią składniki o ograniczonym stopniu płynności (zapasy). Przytoczone wartości zostały określone w oparciu o badania uwzględniające przedsiębiorstwa różnych sektorów (branż). Sytuacja w poszczególnych grupach przedsiębiorstw jest na ogół dość zróżnicowana, chociażby ze względu na strukturę majątku obrotowego. Np. w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych nie ma zapasów produktów, co wpływa korzystnie na poziom zapasów i tym samym powoduje, że płynność finansowa może być utrzymana przy niższej wartości wskaźnika. Ponadto, zachowanie płynności finansowej może być możliwe również wtedy, gdy terminarz spłaty zobowiązań i terminarz spływu należności będą ze sobą odpowiednio skoordynowane¹¹.

W grupie producentów zauważa się jednak duże zróżnicowanie poziomu tego wskaźnika, zarówno w odniesieniu do poszczególnych spółek, jak i w poszczególnych latach. Współczynnik zmienności był wysoki i wynosił 70%. Najwyższą wartość wskaźnika stwierdzono w Elektrowni Połaniec w 2006 r. (6,66), zaś najniższą w Elektrowni Dolna Odra w r. 2007 (0,37). W Elektrowni Połaniec miała miejsce nadpłynność, o czym świadczą nie tylko wysokie wartości wskaźnika płynności bieżącej, lecz również wysoki udział inwestycji krótkoterminowych (głównie gotówki) w aktywach obrotowych. Udział ten w badanych okresie wahał się od ok. 35% (r. 2010) do ok. 52% (r. 2007). Z kolei w Elektrowni Dolna Odra, zwłaszcza w latach 2006 i 2007, występowały kłopoty z bieżącą realizacją powstających zobowiązań. Wskaźnik płynności bieżącej przyjmował bardzo niskie wartości, a udział inwestycji krótkoterminowych w majątku obrotowym na koniec tych lat wynosił odpowiednio 6,1% (r. 2006) i 13,6% (r. 2007). Elektrowni zagrażała niewypłacalność. W kolejnych latach nastąpiła wyraźna poprawa.

⁹ Por.: J. Czekaj, Z. Dresler, *Zarządzanie finansami przedsiębiorstw. Podstawy teorii*, wyd. PWN, Warszawa 2002, s. 211, T. Waśniewski, W. Skoczylas, *Teoria i praktyka analizy finansowej w przedsiębiorstwie*, wyd. PWE, Warszawa 2002, s. 440, M. Sierpińska, T. Jachna, *Ocena przedsiębiorstwa według standardów światowych*, wyd. PWN, Warszawa 2004, s. 147.

¹⁰ Por.: L. Bednarski, *Analiza finansowa w przedsiębiorstwie*, wyd. PWE, Warszawa 2007, s. 79, W. Gabrusewicz, *Analiza finansowa przedsiębiorstwa*, wyd. PWE, Warszawa 2005, s. 84.

¹¹ Por.: W. Janik, A. Paździor, *Zarządzanie finansowe... op. .cit.*, s. 78-79

Tabela 5.10. Wskaźniki bieżącej płynności finansowej w badanych spółkach elektroenergetycznych w latach 2006-2010

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
1	Elektrownia Pątnów II	2,12	2,06	0,60	0,61	-
2	Elektrownia Pątnów Adamów, Konin	1,86	1,36	0,81	0,86	0,85
3	Elektrownia Opole	-	1,88	1,50	1,07	0,97
4	Elektrownia Bełchatów	0,81	1,35	0,69	0,84	0,83
5	Elektrownia Turów	-	1,74	1,29	1,01	0,80
6	Elektrownia Rybnik	1,56	1,05	0,89	1,12	1,32
7	Elektrownia Kozienice	1,80	2,14	2,00	2,29	2,41
8	Elektrownia Połaniec	3,25	3,60	3,09	5,06	6,66
9	Elektrownia Skawina	2,31	0,80	0,94	0,92	1,03
10	Elektrownia Stalowa Wola	1,84	2,55	2,53	2,54	2,58
11	Elektrownia Dolna Odra	-	1,02	0,94	0,37	0,55
Średnia w roku		1,82	1,71	1,34	1,50	1,75
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	3,21	2,94	2,35	0,85	-
2	Energa Operator	1,42	0,59	0,91	0,78	-
3	PGE Dystrybucja	2,88	3,65	0,37	0,46	-
4	RWE Stoen Operator	1,17	1,68	2,36	1,36	-
5	Tauron Dystrybucja	1,21	1,12	1,08	1,20	-
Średnia w roku		2,53	2,32	0,93	0,90	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

W grupie dystrybutorów energii średni poziom wskaźnika bieżącej płynności wahał się od 0,90 (r. 2007) do 2,53 (r. 2010). Z roku na rok wskaźnik ten ulegał poprawie, przy czym wysoki wzrost wartości tego wskaźnika miał miejsce w r. 2009. Wtedy znacząco wzrosły ceny usług dystrybucyjnych, o czym pisano wcześniej. Zróżnicowanie wartości tego wskaźnika było znacznie mniejsze niż u producentów. Współczynnik zmienności wynosił 32%. Najbardziej stabilna sytuacja miała miejsce w RWE Stoen Operator i Tauron Dystrybucja. W trzech pozostałych spółkach trudności płatnicze mogły wystąpić w latach 2007 i 2008, przy czym największe ich prawdopodobieństwo występowało w PGE Dystrybucja. W ostatnich dwóch badanych latach takie trudności były mało prawdopodobne, a nawet mogła wystąpić nadpłynność. Dotyczy to w szczególności Enea Operator i PGE Dystrybucja. Świadczą o tym dodatkowo bardzo wysokie udziały inwestycji krótkoterminowych

w majątku obrotowym. Kształtowały się one na poziomie ok. 70% w Enea Operator i ponad 80% w PGE Dystrybucja. Trzeba jednak podkreślić, że duży wpływ na tę sytuację ma charakter działalności dystrybucyjnej. Jest to działalność, która związana jest z utrzymywaniem w sprawności technicznej sieci dystrybucyjnej oraz przyłączaniem nowych odbiorców. Te ostatnie czynności zlecane są zazwyczaj wykonawcom zewnętrznym. Dlatego w spółkach dystrybucyjnych występuje bardzo niski udział zapasów (zazwyczaj nie więcej niż kilkuprocentowy), które ograniczają się do części zamiennych niezbędnych do konserwacji i napraw sieci dystrybucyjnych.

Tabela 5.11. Wskaźniki szybkiej płynności finansowej w badanych spółkach elektroenergetycznych w latach 2006-2010

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
1	Elektrownia Pątnów II	2,11	2,05	0,60	0,60	-
2	Z.E. Pątnów, Adamów, Konin	1,66	1,21	0,71	0,68	0,80
3	Elektrownia Opole	-	1,54	1,25	0,91	0,81
4	Elektrownia Bełchatów	0,64	1,27	0,60	0,73	0,71
5	Elektrownia Turów	-	1,58	1,19	0,92	0,74
6	Elektrownia Rybnik	1,21	0,64	0,52	0,91	1,06
7	Elektrownia Koźlenice	1,36	1,46	1,31	1,97	2,04
8	Elektrownia Połaniec	2,75	2,36	2,30	4,59	5,79
9	Elektrownia Skawina	1,22	0,35	0,42	0,50	0,67
10	Elektrownia Stalowa Wola	1,19	0,78	1,52	2,02	1,98
11	PGE Elektrownia Dolna Odra	-	0,74	0,66	0,29	0,38
Średnia w roku		1,44	1,24	0,99	1,29	1,48
DYSTRYBUTORZY						
1	Enea Operator	3,21	2,94	2,35	0,85	-
2	Energa Operator	1,41	0,58	0,90	0,66	-
3	PGE Dystrybucja	2,87	3,65	0,37	0,40	-
4	RWE Stoen Operator	1,15	1,66	2,33	1,33	-
5	Tauron Dystrybucja	1,20	1,10	1,03	1,17	-
Średnia w roku		2,52	2,31	1,40	0,88	-

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Dokładniejszych informacji o zdolności przedsiębiorstw do regulowania zobowiązań dostarcza wskaźnik szybkiej płynności, który jest relacją należności i inwestycji krótkoterminowych do zobowiązań krótkoterminowych. Wzorcowa

jego wartość powinna oscylować około 1. Średnia wartość tego wskaźnika w latach 2006-2010, zarówno w grupie producentów jak i dystrybutorów energii elektrycznej, była wyższa (tabela 5.11). Jednakże podobnie jak w przypadku poprzedniego wskaźnika różnice między poszczególnymi spółkami oraz w badanych latach były znaczące. Współczynnik zmienności dla producentów wynosił 68% (był niewiele niższy niż w przypadku wskaźnika płynności bieżącej), zaś dla dystrybutorów 33% (prawie taki sam jak przy bieżącym wskaźniku płynności). Oceny, jakie wynikają z analizy tego wskaźnika są bardzo podobne do tych, które zostały sformułowane wcześniej. Wynika to, z faktu niskiego udziału zapasów w majątku obrotowym analizowanych spółek.

Kolejnym wskaźnikiem oceny płynności finansowej jednostek gospodarczych jest wskaźnik płynności gotówkowej zwany również wskaźnikiem błyskawicznej płynności. Informuje on o tym, w jakim stopniu środki pieniężne i papiery wartościowe przeznaczone do sprzedaży pokrywają zobowiązania krótkoterminowe. Jego wartość świadczy o zdolności przedsiębiorstwa do natychmiastowej spłaty krótkoterminowych zobowiązań. Dla tego wskaźnika nie ma wartości wzorcowej. Zarządzanie płynnością finansową nie polega na tym by te zobowiązania miały zabezpieczenie w inwestycjach krótkoterminowych, lecz na tym by mieć odpowiednią gotówkę w odpowiednim czasie. Natomiast konieczne jest utrzymywanie pełnej minimalnej rezerwy gotówkowej, niezbędnej do zabezpieczenia nieprzewidzianych wydatków. W związku z tym niektórzy autorzy uważają, że wartość tego wskaźnika powinna zawierać się w przedziale 0,1-0,2¹². Są to jednak wartości orientacyjne, które mają raczej charakter bardziej informacyjny niż normatywny.

Średnia wartość wskaźnika błyskawicznego w grupie producentów energii elektrycznej była zmienna (por. tabela 5.12), aczkolwiek utrzymywała się na dość wysokim poziomie. Warto zauważyć, że w żadnym z analizowanych lat u żadnego z producentów nie stwierdzono zbyt niskiej wartości tego wskaźnika. Natomiast u kilku z nich wskaźniki te przyjmowały wartości bardzo wysokie i świadczyły nie tylko o możliwości natychmiastowego uregulowania wszystkich zobowiązań bieżących, lecz również o wysokiej nadwyżce inwestycji krótkoterminowych nad krótkoterminowymi zobowiązaniami. Taka sytuacja wystąpiła w Elektrowni Pątnów II w latach 2009 i 2010, w ZE PAK w roku 2010, w Elektrowni Kozienice i Elektrowni Stalowa Wola w latach 2006 i 2007 oraz w całym badanym okresie w Elektrowni Połaniec.

¹² Por. W. Dębski, *Teoretyczne i praktyczne aspekty zarządzania finansami przedsiębiorstwa*, wyd. PWN, Warszawa 2005, s. 81.

Tabela 5.12. Wskaźniki błyskawicznej płynności finansowej w badanych podmiotach gospodarczych w latach 2006-2010

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
PRODUCENCI						
1	Elektrownia Pątnów II	1,39	1,21	0,08	0,41	-
2	Elektrownia Pątnów Adamów, Konin	1,37	0,79	0,32	0,18	0,25
3	PGE Elektrownia Opole	-	0,63	0,62	0,67	0,58
4	Elektrownia Bełchatów	0,35	0,75	0,17	0,34	0,23
5	Elektrownia Turów	-	1,02	0,59	0,58	0,46
6	Elektrownia Rybnik	0,23	0,03	0,11	0,47	0,61
7	Elektrownia Kozienice	0,89	0,15	0,51	1,52	1,51
8	Elektrownia Połaniec	1,14	1,42	1,38	2,61	2,58
9	Elektrownia Skawina	0,09	0,03	0,03	0,06	0,25
10	Elektrownia Stalowa Wola	0,45	0,02	0,47	1,31	1,38
11	PGE Elektrownia Dolna Odra	-	0,14	0,06	0,05	0,03
Średnia w roku		0,69	0,54	0,38	0,70	0,75
DYSTRYBUTORZY						
4	Enea Operator	2,36	2,04	1,78	0,30	-
6	Energa Operator	0,28	0,01	0,02	0,02	-
8	PGE Dystrybucja	2,35	3,02	0,14	0,00	-
9	RWE Stoen Operator	0,37	0,61	1,06	0,00	-
10	Tauron Dystrybucja	0,53	0,35	0,18	0,42	-
Średnia w roku		1,83	1,60	0,50	0,21	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich elektrowni za lata 2006-2010.

Nieco inna sytuacja wystąpiła w grupie dystrybutorów. Odnotowano tam nie tylko niższe wartości średnie, lecz również wyższe zróżnicowanie wartości tego wskaźnika, zarówno w kolejnych latach, jak i u poszczególnych dystrybutorów. Np. na koniec roku 2007 W PGE Dystrybucja i RWE Stoen Operator oraz w Energa Operator na koniec lat 2007 – 2009 nie było niezbędnej rezerwy gotówkowej, albo była ona bardzo niska. Sytuacja uległa wyraźnej poprawie w latach 2009 i 2010. U niektórych dystrybutorów stwierdzono wyraźną nadpłynność (Enea Operator i PGE Dystrybucja).

Podsumowując ocenę płynności badanych przedsiębiorstw należy stwierdzić, że jej poziom był dość zróżnicowany, zarówno między badanymi podmiotami gospodarczymi, jak i w poszczególnych latach. Wartości wskaźników płynności świadczą o tym, że niektóre z nich mogły mieć przejściowe kłopoty płatnicze.

Sytuacja uległa wyraźnej poprawie w latach 2009-2010. Było to w głównej mierze skutkiem znaczącego wzrostu cen energii sprzedawanej przez producentów oraz cen usług dystrybucyjnych. W niektórych spółkach (zarówno producenckich jak i dystrybucyjnych) okresowo lub w całym badanym okresie występowała nadpłynność. Cechą charakterystyczną badanych przedsiębiorstw jest to, że nie posiadają one zapasów produktów, co nie tylko zmniejsza zapotrzebowanie na kapitał obrotowy, lecz również umożliwia szybszą rotację tego kapitału i utrzymanie płynności finansowej przy niższej wartości wskaźników. Rotacja kapitału obrotowego znajduje odzwierciedlenie w cyklach rotacyjnych majątku obrotowego i zobowiązań bieżących, które są przedmiotem oceny w następnym podrozdziale.

5.4. Aktywność gospodarcza spółek elektroenergetycznych

Płynność finansowa bezpośrednio powiązana jest z aktywnością gospodarczą przedsiębiorstw. O aktywności tej świadczą cykle rotacyjne aktywów obrotowych, które informują o średniej liczbie dni podczas, których kapitał był zamrożony w całości lub w części majątku obrotowego. Aktywność przedsiębiorstw rośnie w miarę skracania długości tych cykli i maleje w miarę jak się one wydłużają. Przedmiotem analizy są zapasy materiałowe, należności i zobowiązania krótkoterminowe.

Długości cykli rotacyjnych zapasów u producentów energii elektrycznej i jej dystrybutorów podano w tabelach 5.13 i 5.14. W przypadku producentów widać wyraźną różnicę między średnią długością cykli rotacyjnych zapasów w elektrowniach pracujących na węglu brunatnym (Bełchatów, Turów, ZE PAK, Pątnów II) a elektrowniami pracującymi na węglu kamiennym (pozostałe badane elektrownie). O ile w tej pierwszej grupie średni cykl wynosił poniżej 10 dni, to w drugiej grupie cykl rotacyjny zapasów kształtował się na poziomie powyżej 20 dnia, a niekiedy nawet powyżej 90 dni. Różnica ta wynika głównie z faktu, że elektrownie bazujące na węglu brunatnym pracują w pobliżu źródeł zaopatrzenia, w przeciwieństwie do tych, które spalają węgiel kamienny.

Oprócz różnicy między grupami elektrowni (bazującymi na węglu brunatnym lub węglu kamiennym) występuje duże zróżnicowanie między elektrowniami w poszczególnych grupach. Szczególnie duże różnice występowały w podgrupie elektrowni pracujących na węglu brunatnym. Świadczą o tym wskaźniki zmienności tych cykli. W przypadku elektrowni spalających węgiel brunatny współczynnik zmienności wynosi 145%, zaś w pozostałych elektrowniach kształtował się na poziomie 46%. To zróżnicowanie jest rezultatem mniej lub bardziej sprawnego zarządzania zapasami materiałowymi. Przy dłuższych cyklach zarządzanie to jest mniej efektywne. Warto również zwrócić uwagę na fakt, że w przypadku niektórych elektrowni średnia długość tego cyklu w badanym okresie wyraźnie się wydłużała. Wskazuje to na pogarszającą się gospodarkę zapasami materiałowymi.

Tabela 5.13. *Cykle rotacyjne zapasów u badanych producentów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	14,57	5,24	6,71	8,34	8,25	9,94
2.	Elektrownia Turów	-	10,40	9,07	8,41	8,13	9,08
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	15,63	9,01	9,52	7,40	2,48	8,96
4.	Elektrownia Pątnów II	1,02	0,77	1,29	-	-	1,33
5.	Elektrownia Kozienice	35,21	40,29	37,61	21,65	22,30	31,77
6.	Elektrownia Połaniec	44,72	47,64	39,23	32,02	37,21	41,55
7.	Elektrownia Rybnik	34,76	34,40	24,91	18,02	18,97	27,91
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	37,50	22,01	16,67	28,57	26,31
9.	Elektrownia Opole	-	28,59	23,46	20,60	24,15	24,44
10.	Elektrownia Skawina	65,85	93,61	72,62	41,85	29,43	59,14
11.	Elektrownia Stalowa Wola	62,99	66,15	42,02	38,66	43,72	52,80
Średnia		23,76	23,93	19,57	15,95	17,30	20,57

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Zupełnie inaczej kształtowała się ta gospodarka u dystrybutorów (tabela 5.14). Jak już wspomniano wcześniej wielkość zapasów jest tam bardzo niska, a niektórzy z nich w ogóle ich nie posiadają, ponieważ zabezpieczenie gotowości technicznej linii dystrybucyjnych oraz usługi związane z przyłączaniem nowych odbiorców zlecane są zazwyczaj na zewnątrz. Dlatego gospodarka zapasami praktycznie nie ma wpływu na sytuację finansową i płatniczą tych spółek.

Tabela 5.14. *Cykle rotacyjne zapasów u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator	1,08	1,05	1,06	2,09	1,20
2.	PGE Dystrybucja	0,49	0,01	0,04	-	0,19
3.	Tauron Polska Energia	1,39	2,73	3,53	1,92	2,33
4.	Enea Operator	-	-	-	-	-
5.	Energa Operator	1,33	1,57	7,94	5,66	4,32
Średnia		0,56	0,43	1,49	2,48	1,06

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych u krajowych operatorów energii za lata 2007-2010.

W większości przedsiębiorstw istotną grupę majątku obrotowego stanowią należności. W badanych podmiotach gospodarczych były to głównie należności za sprzedaną energię i usługi dystrybucyjne. Były one skutkiem odroczonej terminowości płatności faktur. Długość cykli rotacyjnych należności od odbiorców informuje o długości okresu ich kredytowania. Dla sprzedawcy oznacza to zwiększenie zapotrzebowania na kapitał obrotowy i wzrost kosztów jego zamrożenia. Średnie długości cykli rotacyjnych należności krótkoterminowych dla wszystkich producentów kształtowały się w przedziale od 30 do 37 dni (por. tabela 5.15). Cykle te były w poszczególnych elektrowniach dość zróżnicowane i wahały się średnio od 24 dni w Elektrowni Bełchatów do 79 dni w Elektrowni Pątnów II. Współczynnik zmienności wynosił 57%.

Większe zróżnicowanie wystąpiło w przypadku należności od odbiorców. Długość okresu kredytowania odbiorców przez elektrownie wahała się od 18 dni (Elektrownia Turów w r. 2009) do 115 dni (Elektrownia Opole w roku 2008). Współczynnik zmienności kształtował się na poziomie 72%, był więc wyższy niż w przypadku należności ogółem. W poszczególnych latach zmiany długości cykli należności krótkoterminowych ogółem i należności z tytułu dostaw w badanych elektrowniach były różnokierunkowe.

Tabela 5.15. *Cykle rotacyjne należności u badanych producentów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	22,93	23,31	23,44	25,89	27,23	23,99
2.	Elektrownia Turów	-	33,87	34,19	27,37	27,01	30,85
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	24,86	23,31	25,44	26,68	25,83	25,12
4.	Elektrownia Pątnów II	63,23	76,37	86,15	-	-	78,72
5.	Elektrownia Kozienice	29,27	35,35	38,10	24,90	25,72	30,60
6.	Elektrownia Połaniec	58,15	34,87	65,58	101,96	111,2	67,55
7.	Elektrownia Rybnik	28,54	33,03	37,65	40,84	44,45	35,58
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	62,63	40,55	30,97	32,22	42,60
9.	Elektrownia Opole	-	57,93	40,64	23,67	29,54	39,17
10.	Elektrownia Skawina	46,11	55,30	50,19	36,87	27,22	42,42
11.	Elektrownia Stalowa Wola	32,43	34,56	38,49	35,82	35,21	35,12
Średnia		29,97	36,81	36,77	34,43	35,65	34,63

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

W grupie dystrybutorów średnie długości cykli rotacyjnych należności ogółem i należności od odbiorców były podobnie zróżnicowane (por. tabela 5.16). Rozpiętość średniej długości tych cykli była nieco mniejsza, o czym świadczy niższy współczynnik zmienności (40%). Najdłużej na spływ należności oczekiwano w spółce Energa Operator (średnio ok. 60 dni), zaś najkrócej PGE Dystrybucja (ok. 25 dni). Średnio okres kredytowania odbiorców wahał się od 15,5 dnia w PGE Dystrybucja do ok. 52 dni w Energa Operator. Różnice te były wyższe, na co wskazuje współczynnik zmienności, który wynosił 65%. Należy jednak zauważyć, że duży wpływ na te różnice mogą mieć zasady współpracy spółek w ramach grup kapitałowych. Każdy z badanych dystrybutorów należy do innej grupy kapitałowej. W każdej grupie mogą obowiązywać inne zasady współpracy.

Tabela 5.16. Cykle rotacyjne należności u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator	43,70	43,98	38,60	75,63	46,7
2.	PGE Dystrybucja	29,24	21,91	23,77	-	25,1
3.	Tauron Polska Energia	43,02	47,82	52,32	43,76	46,4
4.	Enea Operator	38,54	32,49	34,84	39,75	36,1
5.	Energa Operator	73,99	63,95	60,13	47,56	59,9
Średnia		39,03	32,96	35,05	44,57	37,1

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych u krajowych operatorów energii za lata 2007-2010.

Przedsiębiorstwa nie tylko kredytują swoich odbiorców, lecz również korzystają z kredytu kupieckiego, jakim jest odroczony termin płatności faktur wystawionych przez ich dostawców. Ocena sprawności zarządzania kapitałem obrotowym wymaga więc uwzględnienia również cykli rotacyjnych zobowiązań bieżących. Długości tych cykli dla producentów zamieszczono w tabeli 5.17. Cykle te są znacząco dłuższe niż cykle należności. Średni cykl rotacyjny należności z całego badanego okresu we wszystkich elektrowniach był prawie dwukrotnie krótszy od analogicznego cyklu dla zobowiązań bieżących. Elektrownie kredytowały się różnymi rodzajami zobowiązań bieżących średnio przez 63 dni, podczas, gdy same kredytowały swoich dłużników tylko przez 35 dni. Jedynie w elektrowniach Połaniec i Pątnów II średni okres oczekiwania na spływ należności był dłuższy niż średni cykl rotacji zobowiązań bieżących. Natomiast u pozostałych producentów energii elektrycznej sytuacja była odwrotna. W niektórych z nich średni okres kredytowania odbiorców był nawet ponad trzykrotnie lub dwukrotnie krótszy od cyklu rotacyjnego zobowiązań bieżących (Elektrownia Bełchatów, Z.E. PAK i Elek-

rownia Dolna Odra). Taka sytuacja jest korzystna wówczas, jeżeli zobowiązania te nie są oprocentowane i są regulowane w terminie. Biorąc pod uwagę fakt, że z zobowiązań wyeliminowano kredyty i pożyczki krótkoterminowe stwierdzone różnice w cyklach rotacyjnych wskazują na korzystny wpływ tej sytuacji na efekty finansowe elektrowni. Wniosek ten znalazł potwierdzenie w dodatnim efekcie dźwigni finansowej (patrz punkt 4.4).

Tabela 5.17. *Cykle rotacyjne zobowiązań bieżących u badanych producentów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	123,83	49,97	56,48	58,16	54,21	81,90
2.	Elektrownia Turów	-	52,38	60,51	67,90	55,87	58,86
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	71,34	54,69	65,78	54,65	49,69	59,33
4.	Elektrownia Pątnów II	30,64	24,90	158,23	-	-	67,92
5.	Elektrownia Koźlenice	54,42	42,80	57,93	41,36	38,43	46,88
6.	Elektrownia Połaniec	50,22	38,46	56,69	47,38	34,81	45,54
7.	Elektrownia Rybnik	39,84	41,37	45,87	44,91	41,01	42,30
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	102,96	96,31	98,40	58,96	90,96
9.	Elektrownia Opole	-	24,75	26,21	32,20	107,11	45,65
10.	Elektrownia Skawina	36,41	164,14	109,09	54,55	46,53	77,95
11.	Elektrownia Stalowa Wola	53,54	30,50	46,11	52,57	52,46	46,14
Średnia		88,42	50,08	60,93	56,88	55,57	63,00

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Na podkreślenie zasługuje natomiast fakt, że mniej korzystnie z punktu widzenia producentów energii elektrycznej, kształtowały się cykle rotacyjne zobowiązań z tytułu dostaw i usług. Średnio były one krótsze ponad trzykrotnie w porównaniu ze średnimi cyklami rotacji wszystkich zobowiązań krótkoterminowych. Były również krótsze od cykli rotacyjnych należności od odbiorców. Okres kredytowania odbiorców był dwukrotnie dłuższy od okresu, w którym producenci byli kredytowani przez swoich odbiorców.

Tabela 5.18. Cykle rotacyjne zobowiązań bieżących u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	55,24	43,00	32,99	57,11	45,56
2.	PGE Dystrybucja S.A.	71,72	36,73	97,22	-	67,67
3.	Tauron Polska Energia S.A.	61,53	54,25	59,41	47,72	54,96
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	42,90	39,09	64,98	70,64	52,74
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	77,45	89,92	57,14	38,91	62,77
Średnia		63,37	45,40	76,70	54,37	60,26

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych u krajowych operatorów energii za lata 2007-2010.

Podobna sytuacja wystąpiła u dystrybutorów (por. tabela 5.18). Średnie cykle rotacyjne zobowiązań bieżących (bez kredytów i pożyczek) były prawie 2-krotnie dłuższe w porównaniu z cyklami rotacyjnymi należności. Największa różnica (prawie 3-krotna) wystąpiła w spółce PGE Dystrybucja. Niewielka różnica miała miejsce w RWE Stoen Operator oraz w Energa Operator. Natomiast średni okres kredytowania odbiorców był dwukrotnie dłuższy w porównaniu z cyklem rotacyjnym zobowiązań wobec dostawców, który wynosił ok. 14 dni.

Syntetyczną miarą aktywności gospodarczej przedsiębiorstw są: cykl operacyjny i cykl konwersji gotówki. Pierwszy z nich informuje o okresie zamrożenia kapitału obrotowego w zapasach i należnościach i stanowi sumę długości ich cykli rotacyjnych, drugi zaś informuje o okresie, w którym niepieniężne składniki majątku obrotowego są finansowane kapitałem stałym¹³ (sumą kapitałów własnych i długoterminowych zobowiązań). Długości cykli operacyjnych w badanych elektrowniach podano w tabeli 5.19. Średnia długość tego cyklu ukształtowała się na poziomie 55 dni i była podobnie zróżnicowana jak długości cykli zapasów materiałowych i należności. W poszczególnych latach badanego okresu był on dość wyrównany. Różnica między cyklem najdłuższym a cyklem najkrótszym (r. 2007) wynosiła ok. 9 dni.

¹³ Por.: W. Szczęśny (red), *Finanse firmy. Jak zarządzać kapitałem*, wyd. C.H. Beck, Warszawa 2012, s. 159.

Tabela 5.20. Cykle operacyjne u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	37,50	28,55	30,15	34,23	35,48	33,92
2.	Elektrownia Turów	-	44,27	43,26	35,78	35,14	39,93
3.	ZE. Pątnów, Adamów, Konin	40,49	32,32	34,96	34,08	28,31	34,08
4.	Elektrownia Pątnów II	64,25	77,14	87,44	1236,32	-	80,05
5.	Elektrownia Kozienice	64,48	75,64	75,71	46,55	48,02	62,37
6.	Elektrownia Połaniec	102,9	82,51	104,8	133,98	148,4	109,1
7.	Elektrownia Rybnik	63,30	67,43	62,56	58,87	63,42	63,49
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	100,1	62,56	47,64	60,79	68,92
9.	Elektrownia Opole	-	86,52	64,10	44,27	53,69	63,62
10.	Elektrownia Skawina	112,0	148,9	122,8	78,73	56,65	101,6
11.	Elektrownia Stalowa Wola	95,42	100,7	80,51	74,48	78,92	87,92
Średnia		53,73	60,73	56,34	50,39	52,95	55,20

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych u krajowych operatorów energii za lata 2007-2010.

U dystrybutorów (por. tabela 5.20) średnia długość cyklu operacyjnego była krótsza o 17 dni. Najdłuższy cykl operacyjny wystąpił w Energa Operator i był ponad dwukrotnie dłuższy niż w PGE Dystrybucja. Najdłuższy cykl operacyjny w grupie dystrybutorów był tylko o 9 dni dłuższy od średniego cyklu operacyjnego w badanych elektrowniach. Różnice te niekoniecznie muszą świadczyć o lepszym zarządzaniu majątkiem obrotowym przez dystrybutorów. Mogą one być uzasadnione charakterem prowadzonej działalności oraz zakresem outsourcingu. Jak podkreślono wcześniej dystrybutorzy większość usług związanych z utrzymaniem stanu technicznego linii dystrybucyjnych oraz przyłączaniem nowych odbiorców zlecają podmiotom zewnętrznym. Producenci zmuszeni są dbać o zapewnienie ciągłości procesów wytwórczych poprzez utrzymywanie m.in. określonych zapasów węgla. Wpływa to na wielkość majątku obrotowego i rotację zamrożonego w nim kapitału.

Tabela 5.19. Cykle operacyjne w dniach u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator	44,78	45,03	39,66	77,72	47,9
2.	PGE Dystrybucja	29,74	21,92	23,81	-	25,3
3.	Tauron Polska Energia	44,41	50,55	55,85	45,68	48,7
4.	Enea Operator	38,54	32,49	34,84	39,75	36,1
5.	Energia Operator	75,31	65,52	68,07	53,22	64,3
Średnia		39,59	33,39	36,54	47,05	38,1

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych u krajowych operatorów energii za lata 2007-2010.

Zróznicowanie długości cykli rotacyjnych majątku obrotowego i zobowiązań krótkoterminowych znajduje odzwierciedlenie w cyklu konwersji gotówki. Jest on tym krótszy im dłużej przedsiębiorstwa finansują się kredytem kupieckim od swoich dostawców. W czterech z badanych elektrowni cykl ten był ujemny (Bełchatów, Turów, Z.E. PAK i Dolna Odra), co oznacza, że zobowiązaniami bieżącymi finansowano nie tylko całość zapasów i należności, lecz część inwestycji krótkoterminowych. Dzięki zobowiązaniom krótkoterminowym powstawały u nich nadwyżki wolnych środków pieniężnych. U pozostałych producentów cykl ten przyjmował wartości dodatnie. Najdłuższą średnią długość cyklu operacyjnego (ok. 64 dni) w analizowanych latach stwierdzono w Elektrowni Połaniec (por. tabela 5.21).

Podobna sytuacja występowała u dystrybutorów. W niektórych latach w RWE Stoen Operator i Energia Operator cykl konwersji gotówki był dodatni (por. tabela 5.22). W badanym okresie średnia długość tego cyklu w grupie dystrybutorów była ujemna i znacząco się różniła od długości tego cyklu u producentów. Dystrybutorzy w większym zakresie finansowali działalność operacyjną nieoprecentowanymi zobowiązaniami krótkoterminowymi. W większości elektrowni cykle konwersji gotówki były dodatnie, natomiast u trzech z pięciu dystrybutorów w badanym okresie cykle te przyjmowały wartości ujemne. Wszyscy dystrybutorzy, przynajmniej w niektórych latach, szybciej otrzymywali gotówkę z tytułu należności niż regulowali swoje zobowiązania. Podobną sytuację stwierdzono w przypadku spółek giełdowych z indeksu WIG-Energia¹⁴.

¹⁴ Por.: W. Dębski, I. Maciejczyk-Bujnowicz, *Ocena kondycji finansowej spółek z indeksu WIG-Energia w latach 2006-2011. Analiza porównawcza*. „Rynek Energii” 2012, nr 3.

Tabela 5.21. *Cykle konwersji gotówki u badanych producentów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	-86,33	-21,43	-26,33	-23,92	-18,73	-47,97
2.	Elektrownia Turów	-	-8,12	-17,25	-32,12	-20,73	-18,93
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	-30,84	-22,38	-30,83	-20,57	-21,38	-25,25
4.	Elektrownia Pątnów II	33,61	52,24	-70,79	-	-	12,13
5.	Elektrownia Kozienice	10,07	32,84	17,78	5,19	9,59	15,48
6.	Elektrownia Połaniec	52,65	44,04	48,12	86,60	113,59	63,56
7.	Elektrownia Rybnik	23,45	26,06	16,69	13,96	22,41	21,18
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	-2,83	-33,75	-50,76	1,83	-22,05
9.	Elektrownia Opole	-	61,77	37,88	12,06	-53,42	17,97
10.	Elektrownia Skawina	75,55	-15,23	13,72	24,18	10,12	23,61
11.	Elektrownia Stalowa Wola	41,88	70,22	34,40	21,91	26,47	41,77
Średnia		-34,69	10,66	-4,59	-6,49	-2,62	-7,80

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Tabela 5.22. *Cykle konwersji gotówki u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator	-10,46	2,03	6,68	20,61	2,29
2.	PGE Dystrybucja	-41,99	-14,81	-73,41	-	-42,36
3.	Tauron Polska Energia	-17,11	-3,70	-3,56	-2,03	-6,27
4.	Enea Operator	-4,36	-6,60	-30,14	-30,89	-16,65
5.	Energia Operator	-2,14	-24,40	10,92	14,31	1,49
Średnia		-23,78	-12,00	-40,16	-7,32	-22,14

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych u krajowych operatorów energii za lata 2007-2010.

Przeprowadzona analiza wykazała, że istnieją pewne różnice między sprawnością gospodarowania majątkiem obrotowym przez producentów i dystrybutorów. Częściowo są one uzasadnione zarówno różnicami w rodzaju prowadzonej działalności, jak również zakresem korzystania z outsourcingu. W wielu badanych spół-

kach, cykle konwersji gotówki były ujemne. Z przeprowadzonej analizy aktywności gospodarczej przedsiębiorstw elektroenergetycznych wynika, że w dużym zakresie finansowały one działalność operacyjną zobowiązaniami bieżącymi. Znaczące różnice występują między poszczególnymi badanymi spółkami, zarówno w grupie elektrowni jak i dystrybutorów. Istniejących różnic nie można wytłumaczyć tylko uwarunkowaniami obiektywnymi. Świadczą one o zróżnicowanej efektywności w gospodarowaniu aktywami obrotowymi.

5.5. Struktura kapitałów i ryzyko finansowe

Analiza struktury kapitału dotyczy tzw. kapitału zainwestowanego, przez który rozumie się sumę kapitałów własnych, długoterminowych rezerw oraz oprocentowanych zobowiązań (długo i krótkoterminowych)¹⁵. Strukturę zainwestowanego kapitału w badanych przedsiębiorstwach podano w tabelach 5.23 i 5.24. Struktura ta jest bardzo zróżnicowana. Różni się w poszczególnych elektrowniach oraz w poszczególnych latach. W grupie dystrybutorów udział kapitałów obcych jest wyraźnie niższy. W żadnym z analizowanych lat nie był wyższy od 30%. Średni jego udział w badanym okresie w tej grupie przedsiębiorstw oscylował ok. 5%. Natomiast w grupie producentów kapitały obce stanowiły średnio w analizowanych latach od ok. 10% (Elektrownia Stalowa Wola) do 56%-59% (Elektrownia Opole i Elektrownia Pątnów II). Ogólnie w elektrowniach, w których w ostatnim dziesięcioleciu realizowane były duże inwestycje o charakterze modernizacyjnym lub rozwojowym udział kapitałów obcych w zainwestowanym kapitale był wysoki.

¹⁵ W literaturze przedmiotu brak jest jednoznacznego stanowiska co do pojęcia kapitału zainwestowanego. Jedni autorzy przez kapitał zainwestowany rozumieją sumę kapitałów własnych i oprocentowanego długu, inni natomiast proponują skorygowanie wymienionej sumy o kapitał nadwyżkowy nie związany bezpośrednio z działalnością podstawową (por: A. Cwynar, W. Cwynar, *Optymalizacja struktury kapitału i kalkulacja kosztu kapitału spółki*, w: M. Panfil (red), *Finansowanie rozwoju przedsiębiorstwa. Studium przypadków*, wyd. Difin, Warszawa 2011, ss. 68-69.

Tabela 5.23. *Udział kapitałów obcych w zainwestowanym kapitale w badanych elektrowniach w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	21,31	30,09	35,16	29,06	22,02	26,30
2.	Elektrownia Turów	-	27,06	32,05	30,52	57,20	38,45
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	11,25	9,70	10,93	13,44	5,97	10,41
4.	Elektrownia Pątnów	46,08	55,80	64,14	57,34	-	55,85
5.	Elektrownia Kozienice	5,31	10,31	10,51	34,29	52,34	17,05
6.	Elektrownia Połaniec	19,32	19,25	56,15	2,76	0,00	14,46
7.	Elektrownia Rybnik	5,14	10,67	16,56	13,84	8,69	10,51
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	26,86	24,42	56,85	56,12	42,75
9.	Elektrownia Opole	-	57,16	62,70	70,80	0,00	59,03
10.	Elektrownia Skawina	13,89	0,00	16,20	15,46	37,87	14,94
11.	Elektrownia Stalowa Wola	11,42	14,35	9,69	0,00	10,91	9,64
Średnia		19,61	29,83	36,76	38,29	32,21	30,67

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych u krajowych operatorów energii za lata 2007-2010.

Tabela 5.24. *Udział kapitałów obcych w zainwestowanym kapitale u dystrybutorów w latach 2006-2010 (%)*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator	27,21	0,49	0,74	1,72	9,30
2.	PGE Dystrybucja	2,30	0,35	5,16	-	2,39
3.	Tauron Dystrybucja	14,84	9,65	6,95	7,73	9,94
4.	Enea Operator	0,27	0,00	0,00	0,48	0,23
5.	Energa Operator	8,24	18,97	12,31	20,47	15,29
Średnia		5,06	2,84	6,06	7,64	4,90

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych u krajowych operatorów energii za lata 2007-2010.

Wysokie udziały kapitałów obcych wpływają na poziom wskaźników zadłużenia kapitałów własnych (relację kapitałów obcych do kapitałów własnych). Najbardziej zadłużonymi w badanym okresie były elektrownie Pątnów II i Opole. Kapitały obce przewyższały kwotę kapitałów własnych. W kolejnych latach badanego okresu zadłużenie to stopniowo spadało. Na koniec 2010 r. we wszystkich badanych przedsiębiorstwach (produkcyjnych i dystrybucyjnych) kapitały obce

były niższe od kapitałów własnych. Średnia wartość wskaźników zadłużenia w badanych elektrowniach wynosiła ok. 31%, zaś u dystrybutorów niewiele ponad 5% (por. tabele 5.25 i 5.26).

Tabela 5.25. Wskaźniki zadłużenia kapitałów własnych w elektrowniach w latach 2006-2007 (%)

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	27,08	43,04	54,22	40,96	28,23	35,68
2.	Elektrownia Turów	-	37,10	47,18	43,93	133,62	62,47
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	12,68	10,74	12,27	15,52	6,35	11,63
4.	Elektrownia Pątnów II	85,46	126,23	178,83	134,43	-	126,50
5.	Elektrownia Kozienice	5,60	11,49	11,74	52,19	109,83	20,56
6.	Elektrownia Połaniec	23,95	23,84	128,06	2,84	0,00	16,91
7.	Elektrownia Rybnik	5,41	11,95	19,84	16,06	9,52	11,75
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	36,73	32,31	131,72	127,89	74,68
9.	Elektrownia Opole	-	133,42	168,10	242,47	0,00	144,08
10.	Elektrownia Skawina	16,13	0,00	19,33	18,29	60,94	17,56
11.	Elektrownia Stalowa Wola	12,89	16,76	10,73	0,00	12,25	10,66
Średnia		24,39	42,52	58,14	62,05	47,51	44,24

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych producentów energii za lata 2006-2010.

Tabela 5.26. Wskaźniki zadłużenia kapitałów własnych u dystrybutorów w latach 2006-2007 (%)

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator	37,37	0,49	0,75	1,75	10,25
2.	PGE Dystrybucja	2,36	0,35	5,44	-	2,45
3.	Tauron Polska Energia	17,43	10,68	7,47	8,38	11,03
4.	Enea Operator	0,27	0,00	0,00	0,49	0,23
5.	Energa Operator	8,98	23,41	14,04	25,74	18,05
Średnia		5,32	2,92	6,45	8,26	5,15

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych dystrybutorów energii za lata 2007-2010.

Przyrównując analizowane wskaźniki do wartości uznawanych za dopuszczalne przez międzynarodowe instytucje finansowe (MFW, Bank Światowy) należy stwierdzić, że zadłużenie nie jest wysokie. Według standardu MFW wskaźnik

zadłużenia kapitałów własnych nie powinien być wyższy od 100%, zaś Bank Światowy dopuszcza zadłużenie równe nawet 200% kapitałów własnych. We wszystkich analizowanych podmiotach gospodarczych poziom tych wskaźników jest znacząco niższy od przytoczonych standardów.

Ta ocena nie jest równoznaczna z oceną zdolności kredytowej badanych podmiotów gospodarczych oraz ponoszonego przez nie ryzyka finansowego. Niski poziom zadłużenia nie gwarantuje możliwości jego obsługi (zdolności do terminowej płatności rat kapitałowych i odsetek). Nierzadko się zdarza, że przedsiębiorstwa o wyższym zadłużeniu mają wyższą zdolność kredytową. Zależy ona bowiem od rozmiarów sprzedaży i rentowności prowadzonej działalności. W badanych przedsiębiorstwach nie tylko relatywnie niski jest poziom zadłużenia, lecz również wykazywały one dużą zdolność do jego obsługi. Świadczą o tym wysokie wskaźniki pokrycia odsetek (tabele 5.8 i 5.9). U producentów energii elektrycznej średnie ich wartości z roku na rok wzrastały. W latach 2009 – 2010 kwota zysku ze sprzedaży była ponad dwunastokrotnie wyższa od kwoty odsetek. Wysoki wskaźnik pokrycia odsetek występował również w przypadku spółek dystrybucyjnych, chociaż jego wartość w poszczególnych latach ulegała dużym wahaniom. W roku 2009 zysk ze sprzedaży był 5-krotnie wyższy od odsetek, zaś w r. 2010 kwota tego zysku przewyższała odsetki od oprocentowanego długu prawie dziesięciokrotnie.

Wskaźniki pokrycia odsetek dla wszystkich przedsiębiorstw przemysłowych (w tym również przedsiębiorstw sektora energetycznego) podano w tabeli 5.27. Sytuacja badanych przedsiębiorstw na tle całego przemysłu kształtowała się korzystnie. Dla przykładu, średnie wskaźniki pokrycia odsetek w przedsiębiorstwach państw o rozwiniętej gospodarce rynkowej są dość zróżnicowane. We Włoszech kształtują się na średnim poziomie 1,81, w USA 2,41, w Niemczech 3,20, a w Wielkiej Brytanii 4,79¹⁶.

Banki kredytujące przedsiębiorstwa wymagają, by wartość tego wskaźnika była wyższa od jedności. W zależności od banku, historii kredytowej przedsiębiorstwa, charakteru prowadzonej działalności, struktury jego aktywów, wielkości przedsiębiorstwa i możliwości jego rozwoju wymagana wartość wskaźnika pokrycia odsetek zawiera się zazwyczaj w przedziale od 1,3 do 1,8.

¹⁶ Por: J. Grzywacz, *Kapitał w przedsiębiorstwie i jego struktura*, wyd. SGH, Warszawa 2012, s. 159.

Tabela 5.27. Wskaźniki pokrycia odsetek w wybranych grupach polskich przedsiębiorstw w latach 2006-2010.

Lata	Wszystkie przedsiębiorstwa	Przemysł	Energetyka
2006	2,96	4,68	4,44
2007	3,63	4,65	19,86
2008	1,73	1,85	4,19
2009	2,15	2,57	7,28
2010	2,92	4,09	9,47

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2011, 2010, 2009, 2008, 2007, 2006.

Zadłużeniu towarzyszy ryzyko finansowe. Rośnie wraz ze wzrostem zadłużenia i odwrotnie. O poziomie tego ryzyka (oprócz wskaźników zadłużenia ogółem, zadłużenia kapitałów własnych i wskaźnika pokrycia odsetek) informują takie wskaźniki jak: wskaźnik sfinansowania aktywów trwałych kapitałem stałym i udział kapitału pracującego w finansowaniu majątku obrotowego. Wartość wskaźników sfinansowania aktywów trwałych podano w tabelach 5.28 i 5.29.

Tabela 5.28. Wskaźniki sfinansowania majątku trwałego kapitałami stałymi w badanych elektrowniach w latach 2006-2010

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	0,95	1,03	0,96	0,97	0,97	0,97
2.	Elektrownia Turów	-	1,08	1,02	0,99	0,96	1,01
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	1,16	1,05	0,94	0,96	0,96	1,02
4.	Elektrownia Pątnów II	1,08	1,06	0,89	0,97	-	1,00
5.	Elektrownia Kozienice	1,14	1,16	1,15	1,33	1,41	1,20
6.	Elektrownia Połaniec	1,29	1,59	1,53	2,09	2,13	1,64
7.	Elektrownia Rybnik	0,78	0,69	0,57	0,58	0,62	0,65
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	0,99	0,95	0,70	0,87	0,88
9.	Elektrownia Opole	-	1,19	1,09	1,01	0,99	1,06
10.	Elektrownia Skawina	1,11	0,95	0,95	0,97	1,00	0,99
11.	Elektrownia Stalowa Wola	1,05	1,11	1,10	1,20	1,28	1,14
Średnia		0,99	1,07	0,99	0,99	1,01	1,01

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Tabela 5.29. Wskaźniki sfinansowania majątku trwałego kapitałami stałymi w badanych spółkach dystrybucyjnych w latach 2006 - 2010

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator	0,99	1,00	1,02	0,99	1,00
2.	PGE Dystrybucja	1,25	1,17	0,89	-	1,11
3.	Tauron Dystrybucja	0,95	0,95	0,96	0,98	0,96
4.	Enea Operator	1,25	1,23	1,22	0,97	1,17
5.	Energa Operator	0,79	0,66	0,72	0,74	0,73
	Średnia	1,13	1,07	0,94	0,90	1,03

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010.

Zarówno w grupie producentów energii elektrycznej, jak i w grupie jej dystrybutorów wskaźniki sfinansowania majątku trwałego są relatywnie niskie. W całym analizowanym okresie średnia wartość tego wskaźnika oscylowała ok. 1. W Elektrowni Rybnik natomiast znacząco była niższa od tej granicznej wielkości. Oznacza, to że w tej elektrowni dużą część majątku trwałego finansowano zobowiązaniami krótkoterminowymi. W żadnym z badanych lat nie przestrzegano złotej reguły finansowej. Spółka ta funkcjonowała w warunkach wysokiego ryzyka finansowego. Podobna sytuacja występowała w Energa Operator oraz w mniejszym zakresie w Tauron Dystrybucja. Nieprzestrzeganie złotej reguły finansowej miało miejsce również w niektórych innych badanych przedsiębiorstwach, z tym że spadek wartości tego wskaźnika nie był tak drastyczny, a ponadto zdarzał się tylko w niektórych latach.

Niska wartość wskaźników sfinansowania aktywów trwałych kapitałami stałymi świadczy o niewielkiej wartości kapitału pracującego. Tym samym w niewielkim stopniu był on wykorzystywany do finansowania majątku obrotowego. Informują o tym dane podane w tabelach 5.30 i 5.31.

Średnie sfinansowanie majątku obrotowego kapitałami stałymi u producentów energii w badanym okresie było bardzo zmienne. W poszczególnych latach wahało się od 7% w r. 2010 do 40% w r. 2009. W poszczególnych elektrowniach wielkość kapitału pracującego była bardzo zróżnicowana. W jednych (np. w Elektrowni Połaniec) kapitałem pracującym finansowano ponad połowę aktywów obrotowych, w innych zaś (np. Elektrownia Rybnik) kapitał pracujący był ujemny i w niektórych latach przewyższał wartość aktywów obrotowych. Podobna sytuacja występowała u dystrybutorów energii elektrycznej. Informacje te wskazują na duże zróżnicowanie poziomu ryzyka finansowego w poszczególnych przedsiębiorstwach. Mimo wysokiej wartości wskaźnika pokrycia odsetek, w spółkach o ujemnym kapitale pracującym struktura finansowania majątku jest

bardzo ryzykowna. Stopień płynności majątku trwałego jest niski, co może grozić niewypłacalnością w przypadku źródeł finansowania krótkoterminowego. Trzeba podkreślić, że badane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne działają w ramach grup kapitałowych. W sytuacjach kryzysowych stwarza to szansę na uzyskanie wsparcia finansowego, w formie pożyczek, od innych spółek funkcjonujących wewnątrz grupy. Wewnątrzgrupowe przepływy wolnych środków pieniężnych mogą być amortyzatorem kłopotów płatniczych członków grupy.

Tabela 5.30. *Wskaźniki sfinansowania aktywów obrotowych kapitałem pracującym w badanych elektrowniach w latach 2006-2010*

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	-0,32	0,22	-0,55	-0,26	-0,29	-0,23
2.	Elektrownia Turów	-	0,39	0,15	-0,08	-0,33	0,09
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin.	0,42	0,20	-0,35	-0,31	-0,35	0,09
4.	Elektrownia Pątnów II	0,49	0,36	-1,21	-0,63	-	0,00
5.	Elektrownia Kozienice	0,44	0,53	0,50	0,53	0,57	0,51
6.	Elektrownia Połaniec	0,34	0,63	0,61	0,79	0,83	0,63
7.	Elektrownia Rybnik	-0,48	-0,94	-1,9	-1,88	-1,40	-1,09
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	-0,03	-0,12	-1,82	-0,91	-0,45
9.	Elektrownia Opole	-	0,46	0,29	0,02	-0,07	0,23
10.	Elektrownia Skawina	0,57	-0,25	-0,26	-0,23	0,00	-0,03
11.	Elektrownia Stalowa Wola	0,14	0,28	0,26	0,51	0,61	0,35
Średnia		0,07	0,40	0,18	0,24	0,31	0,24

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010.

Tabela 5.31. *Wskaźniki sfinansowania aktywów obrotowych kapitałem pracującym w badanych spółkach dystrybucyjnych w latach 2006-2010*

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator	-0,15	0,00	0,22	-0,11	0,01
2.	PGE Dystrybucja	0,65	0,72	-1,70	-	0,47
3.	Tauron Dystrybucja	-0,31	-0,48	-0,35	-0,12	-0,30
4.	Enea Operator	0,69	0,66	0,57	-0,23	0,55
5.	Energia Operator	-1,37	-3,64	-3,17	-2,49	-2,47
Średnia		0,44	0,32	-0,47	-0,92	0,13

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010.

Powyższa analiza wskazuje, że badana grupa przedsiębiorstw charakteryzuje się dość zróżnicowanym poziomem ryzyka finansowego oraz stopniem wykorzystania potencjału zadłużeniowego. Przez ten potencjał rozumie się maksymalną kwotę zadłużenia, która, z jednej strony, pozwala na wykorzystanie dodatniego efektu dźwigni finansowej, z drugiej zaś, ryzyko finansowe nie przekracza poziomu dopuszczalnego, czyli takiego, który nie stwarza wysokiego zagrożenia bankructwem. Dla każdego przedsiębiorstwa istnieje bowiem taki poziom zadłużenia, którego nie powinno ono przekroczyć¹⁷. Średni poziom zadłużenia w badanym okresie u producentów był niewiele wyższy od 30%, zaś u dystrybutorów nie przekraczał 5%. Natomiast średnie wartości pokrycia odsetek w całym okresie w grupie badanych producentów kształtowały się na poziomie, 6,58, zaś w grupie dystrybutorów na poziomie 5,05. Mimo, że średni poziom zadłużenia przedsiębiorstw elektroenergetycznych jest relatywnie niski, zaś wskaźniki pokrycia odsetek wysokie, możliwości dalszego zadłużania każdego z nich są bardzo zróżnicowane.

¹⁷ Por: J. Gajdka, *Teorie struktury zadłużenia i ich aplikacja w warunkach polskich*, wyd. UŁ., Łódź 2002, s. 275.

Rozdział 6.

Analiza sektorowa i zagrożenia upadłością (A. Paździor)

6.1. Rentowność badanych spółek na tle sektora

W celu pełniejszej oceny efektywności pracy badanych przedsiębiorstw elektroenergetycznych poddano je analizie sektorowej. W pierwszej kolejności ustalono miejsce badanych spółek w analizowanej grupie, następnie zaś dokonano ich oceny na tle całego sektora wytwarzania i zaopatrzenia w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę, nazywanego sektorem energetycznym.

W gospodarce rynkowej jednym z najistotniejszych wskaźników efektywności pracy jednostek gospodarczych jest rentowność. Jest ona najbardziej syntetycznym wyrazem tej efektywności. Średnie wartości sektorowych wskaźników rentowności za lata 2006-2010 podano w tabeli 6.1.

Średnia rentowność aktywów była znacząco wyższa w badanej grupie przedsiębiorstw, niż w całym sektorze. Średni poziom rentowności kapitałów ogółem w grupie producentów energii elektrycznej był średnio ponad dwukrotnie wyższy niż w całym sektorze (załączniki 1, 3 i 5). Również w grupie dystrybutorów rentowność aktywów w latach 2008-2010 była wyższa niż średnio w sektorze. W latach 2007-2010 wszyscy badani producenci uzyskiwali rentowność aktywów powyżej środkowej wartości (mediany) w sektorze. Natomiast w latach 2007-2008 trzech z badanych producentów charakteryzowało się niższą (od średniej wartości w sektorze) rentownością kapitałów ogółem. Były to Elektrownia Pątnów II, Elektrownia Skawina i Elektrownia Stalowa Wola. W r. 2006 cztery z badanych elektrowni uzyskały niższą rentowność aktywów od średniej w sektorze. Były to: ZE PAK, Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Stalowa Wola i Elektrownia Dolna Odra.

Tabela 6.1. Wskaźniki rentowności dla sektora energetycznego w latach 2006-2010

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
ROA (%)						
1.	Średnia	5,37	3,72	1,97	2,97	3,10
2.	Mediana	3,94	2,82	1,25	1,97	2,07
3.	Wartość maksymalna	28,12	24,24	19,02	20,77	18,85
4.	Wartość minimalna	-18,40	-15,08	-13,71	-15,38	-13,93
5.	Pudełko góra	4,34	3,77	3,35	3,55	3,37
6.	Pudełko dół	2,47	2,18	1,64	1,81	1,70
7.	Wąsy góra	19,84	17,65	14,42	15,26	13,41
8.	Wąsy dół	19,62	15,72	13,32	15,54	14,30
ROE (%)						
1.	Średnia	8,21	4,90	2,38	3,97	3,78
2.	Mediana	5,30	3,38	1,27	2,47	2,37
3.	Wartość maksymalna	52,27	35,64	25,09	31,05	26,01
4.	Wartość minimalna	-35,97	-26,63	-17,56	-21,69	-14,41
5.	Pudełko góra	8,99	6,42	5,01	5,72	4,66
6.	Pudełko dół	3,72	2,82	1,39	2,30	1,97
7.	Wąsy góra	37,98	28,84	18,80	22,87	18,98
8.	Wąsy dół	37,55	27,19	17,44	21,86	14,81
ROS (%)						
1.	Średnia	5,02	2,53	1,40	1,90	1,76
2.	Mediana	4,05	2,08	0,85	1,42	1,44
3.	Wartość maksymalna	30,79	26,30	22,22	19,29	17,57
4.	Wartość minimalna	-17,67	-21,64	-19,16	-14,97	-16,34
5.	Pudełko góra	4,97	4,45	3,57	3,25	2,82
6.	Pudełko dół	2,82	2,62	2,38	1,78	2,49
7.	Wąsy góra	21,76	19,77	17,80	14,62	13,32
8.	Wąsy dół	18,90	21,10	17,63	14,62	15,29

Źródło: Opracowanie własne na podstawie T. Dudycz, W. Skoczylas, Sytuacja finansowa przedsiębiorstw według sekcji i działów, w: „Rachunkowość” 2012, nr 3, „Rachunkowość” 2011, nr 4, „Rachunkowość” 2010, nr 6, „Rachunkowość” 2009, nr 6, „Rachunkowość” 2008, nr 5.

W grupie dystrybutorów rentowność aktywów niższą od średniej sektorowej wykazywała spółka Tauron Dystrybucja (w całym badanym okresie). Niższą rentownością charakteryzowały się również Enea Operator (r. 2010 i 2008) oraz

Energa Operator w r. 2009. Natomiast średni poziom tej rentowności w badanej grupie dystrybutorów w latach 2008 – 2010 był wyższy niż w sektorze. Jedynie w r. 2007 średnia wartość analizowanego wskaźnika była niewiele niższa od wartości średniej sektorowej (załączniki 2 i 4).

We wszystkich badanych spółkach rentowność kapitałów ogółem była niższa od wartości maksymalnej w sektorze i wyższa od wartości minimalnej. W grupie producentów tylko w przypadku dwóch elektrowni w latach 2006-2008 rentowność ta była niższa od wartości środkowej (mediany) w sektorze. Analizowane elektrownie zawodowe należały do tej grupy (połowy) przedsiębiorstw w sektorze, które charakteryzowały się wyższą efektywnością posiadanego majątku. Analogiczna sytuacja występowała w grupie dystrybutorów energii elektrycznej.

Analizując rentowność kapitałów własnych badanych spółek zauważono, że w większej liczbie przypadków występowały wartości niższe od średniej sektorowej. Wyjątkiem był rok 2009, kiedy wszystkie badane elektrownie uzyskały poziom wskaźnika wyższy. W pozostałych latach od dwóch do czterech elektrowni wykazywało niższą stopę zwrotu z kapitałów własnych. Jednak, tylko w nielicznych przypadkach stopy te były niższe od wartości środkowej w sektorze. Taka sytuacja miała miejsce w latach 2006-2008 w elektrowniach Pątnów II (lata 2007 i 2008), ZE PAK (r. 2006), Stalowa Wola (r. 2006 i 2007) oraz Dola Odra (r. 2006). W grupie dystrybutorów poziom tej rentowności był niższy. Tylko PGE Dystrybucja osiągnęła wyższe stopy zwrotu w całym analizowanym okresie. U pozostałych operatorów sieci dystrybucyjnych stopy te były niższe od średniego poziomu w sektorze. Na dwadzieścia obserwacji rocznych w dziewięciu przypadkach wartość tego wskaźnika była niższa od mediany.

Badając rentowność sprzedaży zauważa się w większości przypadków znaczącą różnicę między jej poziomem osiąganym przez spółki wytwarzające energię a wartością średnią w sektorze. Tylko w r. 2006 w czterech spośród 11 badanych elektrowni oraz w r. 2007 w jednej elektrowni rentowność sprzedaży była niższa od średniego poziomu w sektorze. Średnia rentowność sprzedaży mierzonej zyskiem ze sprzedaży w badanej grupie producentów we wszystkich badanych latach była kilkakrotnie wyższa od średniej sektorowej. Tylko w czterech przypadkach, w latach 2006 i 2007, w trzech elektrowniach poziom tej rentowności był niższy od wartości środkowej.

U dystrybutorów energii rentowność sprzedaży była zdecydowanie niższa, chociaż zazwyczaj wyższa od średniego poziomu w sektorze. Niższą, od średniej, wartość tego wskaźnika odnotowano w r. 2010 w Enea Operator i PGE Dystrybucja oraz w r. 2009 w Energa Operator. Natomiast średnia rentowność sprzedaży w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej była wyższa od wartości średniej i mediany w sektorze energetyki.

Na tle sektora energetycznego, przedsiębiorstwa elektroenergetyczne osiągały na ogół ponadprzeciętną rentowność sprzedaży, majątku i kapitałów własnych. Nie

były to wartości najwyższe, jednak na tyle wysokie, by zaliczyć badane jednostki organizacyjne do grupy o wysokiej efektywności finansowej. W znaczącym stopniu ten podsektor wpływał korzystnie na średnie wyniki sektora energetycznego. Świadczą o tym współczynniki korelacji między wartościami średnimi w badanej grupie przedsiębiorstw a średnimi w całym sektorze. Współczynniki te wynoszą odpowiednio dla: rentowności majątku 0,69, dla rentowności kapitałów własnych 0,61 a dla rentowności sprzedaży 0,53.

6.2. Zadłużenie i ryzyko finansowe

O sytuacji finansowej, a zwłaszcza ryzyku finansowym informują wskaźniki zadłużenia ogółem i sfinansowania majątku trwałego kapitałami stałymi (trwałości struktury finansowania). Wskaźniki sektorowe podano w tabeli 6.2.

Tabela 6.2. Wskaźniki zadłużenia dla sektora energetycznego w latach 2006-2010

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
WZRF (%)						
1.	Średnia	0,77	0,78	0,76	0,78	0,81
2.	Mediana	0,80	0,82	0,82	0,83	0,84
3.	Wartość maksymalna	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
4.	Wartość minimalna	0,20	0,13	0,08	0,14	0,29
5.	Pudełko góra	0,07	0,08	0,08	0,06	0,06
6.	Pudełko dół	0,11	0,12	0,13	0,13	0,10
7.	Wąsy góra	0,13	0,10	0,10	0,11	0,10
8.	Wąsy dół	0,49	0,57	0,60	0,56	0,46
WZO (%)						
1.	Średnia	37,91	36,20	35,95	-	-
2.	Mediana	33,05	30,56	31,03	-	-
3.	Wartość maksymalna	99,11	98,05	97,53	-	-
4.	Wartość minimalna	0,09	0,08	0,10	-	-
5.	Pudełko góra	17,58	19,75	17,82	-	-
6.	Pudełko dół	10,99	11,06	12,68	-	-
7.	Wąsy góra	48,48	47,75	48,67	-	-
8.	Wąsy dół	21,98	19,42	18,25	-	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie T. Dudycz, W. Skoczylas, *Sytuacja finansowa przedsiębiorstw według sekcji i działów*, w: „Rachunkowość” 2012, nr 3, „Rachunkowość” 2011, nr 4, „Rachunkowość” 2010, nr 6, „Rachunkowość” 2009, nr 6, „Rachunkowość” 2008, nr 5.

Wskaźniki trwałości struktury finansowania majątku badanych spółek kształtują się na dość wysokim poziomie. W porównaniu z wartością średnią w sektorze świadczą o niższym ryzyku finansowym. Pożądana wartość tych wskaźników nie powinna być niższa od 1. We wszystkich badanych latach średnia wartość tego wskaźnika w analizowanych spółkach oscylowała wokół jedności, aczkolwiek w poszczególnych elektrowniach i w kolejnych latach występowały większe różnice (załączniki 1, 3 i 6). Niższą wartość wskaźników w porównaniu ze średnią sektora odnotowano w Elektrowni Rybnik i w Energa Operator. W tych spółkach ryzyko finansowe było znacząco wyższe, nie tylko w porównaniu z innymi badanymi przedsiębiorstwami, lecz również w porównaniu ze średnimi warunkami w sektorze.

Średnia wartość analizowanego wskaźnika w badanej grupie jednostek gospodarczych była wyższa od wartości środkowej. Badane spółki charakteryzowały się lepszą strukturą finansowania, co najmniej od połowy jednostek gospodarczych w sektorze. Jednakże ich wpływ na trwałość struktury finansowania majątku w sektorze energetyki był niewielki. Świadczy o tym współczynnik korelacji, który wynosił 0,18.

Podobne wnioski wynikają z analizy wskaźników zadłużenia ogółem. Zadłużenie to w grupie przedsiębiorstw elektroenergetycznych było wyższe do średniego poziomu w całym sektorze. Znacząco wyższy poziom zadłużenia wystąpił w elektrowniach Pątnów II, Opole i Dolna Odra oraz w Energa Operator. Natomiast dość niski poziom zadłużenia w całym badanym okresie odnotowano w elektrowniach Rybnik i Stalowa Wola oraz w Enea Operator, RWE Stoen Operator i PGE Dystrybucja.

Warto również podkreślić, że poziom zadłużenia badanej grupy przedsiębiorstw miał duży wpływ na średnie zadłużenie w sektorze. Współczynnik korelacji między średnim zadłużeniem sektora a zadłużeniem analizowanego podsektora wynosił (-0,96).

Uwzględniając powyższe dwa wskaźniki można stwierdzić, że ryzyko finansowe w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych było zbliżone do średniego poziomu w sektorze. Uwzględniając jednak wysokie wskaźniki pokrycia odsetek w badanej grupie przedsiębiorstw (tabela 5.3) można stwierdzić, że zdolność kredytowa analizowanego podsektora jest umiarkowana. Możliwość znaczącego uzupełnienia własnych środków finansowych środkami obcymi (kredytami, pożyczkami, emisją obligacji własnych) wydaje się być ograniczona. Jest to o tyle istotne, że w podsektorze występują wysokie potrzeby inwestycyjne o charakterze modernizacyjnym i rozwojowym.

6.3. Aktywność gospodarcza

Niemale znaczenie dla określenia miejsca danego podmiotu gospodarczego w sektorze ma analiza aktywności gospodarczej. Aktywność tę najlepiej ilustrują cykle rotacyjne, których charakterystykę w sektorze energetycznym podano w tabeli 6.3. Wnika z niej, że średnia długość cyklu operacyjnego w przedsiębiorstwach tego sektora oscylowała ok. 80 dni. W podsektorze elektroenergetycznym cykle te były krótsze i kształtowały się średnio w badanym okresie na poziomie 55 dni w grupie producentów oraz 38 dni w grupie dystrybutorów. Niewątpliwie na tę różnicę ma wpływ brak możliwości magazynowania energii elektrycznej. Firmy te mogą angażować mniej kapitału obrotowego i szybciej tym kapitałem obracać i tym samym ponosić niższe koszty zamrożenia tego kapitału.

Tabela 6.3. Wskaźniki cykli operacyjnych i konwersji gotówki dla sektora energetycznego w latach 2006-2010 w dniach

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
Cykl operacyjny						
1.	Średnia	78,79	80,22	78,97	65,38	72,44
2.	Mediana	78,11	76,07	74,25	62,14	66,92
3.	Wartość maksymalna	256,26	265,07	263,16	272,92	237,58
4.	Wartość minimalna	1,98	1,15	1,11	0,00	3,34
5.	Pudełko góra	28,67	35,34	34,36	31,89	33,31
6.	Pudełko dół	33,12	32,77	28,16	30,77	25,71
7.	Wąsy góra	149,48	153,64	154,54	178,87	137,35
8.	Wąsy dół	43,01	42,15	44,97	31,39	37,87
Cykl konwersji gotówki						
1.	Średnia	43,67	44,58	40,67	33,85	38,47
2.	Mediana	47,74	46,55	42,20	34,58	36,71
3.	Wartość maksymalna	125,62	133,82	115,82	152,46	129,39
4.	Wartość minimalna	0,98	0,33	0,53	0,00	2,99
5.	Pudełko góra	11,10	15,55	14,70	15,55	18,91
6.	Pudełko dół	22,69	21,66	15,70	17,79	15,75
7.	Wąsy góra	66,78	71,70	58,91	102,30	73,77
8.	Wąsy dół	24,07	24,56	25,96	16,81	17,97

Źródło: Opracowanie własne na podstawie T. Dudycz, W. Skoczylas, *Sytuacja finansowa przedsiębiorstw według sekcji i działów*, w: „Rachunkowość” 2012, nr 3, „Rachunkowość” 2011, nr 4, „Rachunkowość” 2010, nr 6, „Rachunkowość” 2009, nr 6, „Rachunkowość” 2008, nr 5.

Pełna ocena aktywności gospodarczej wymaga również analizy cyklu konwersji gotówki. W większości analizowanych przypadków cykl ten jest ujemny. W kolejnych latach długość tego cyklu w poszczególnych przedsiębiorstwach często była bardzo zróżnicowana. Może to świadczyć o braku jasno zdefiniowanej strategii zarządzania majątkiem obrotowym.

Ujemny cykl konwersji gotówki jest rezultatem, przede wszystkim, różnic między cyklem rotacyjnym należności i zobowiązań wobec dostawców. We wszystkich badanych latach średnie cykle w analizowanych grupach przedsiębiorstw (producentów i dystrybutorów) były ujemne (załączniki 1-4 oraz 7). W większości przypadków badane przedsiębiorstwa znacznie później regulowały swoje zobowiązania niż otrzymywały gotówkę z tytułu sprzedaży energii i usług przesyłu. W niektórych spółkach należności spływały w terminie ponad dwukrotnie krótszym niż regulowano zobowiązania. Ujemne cykle konwersji gotówki występowały również w innych przedsiębiorstwa podsektora elektroenergetycznego¹.

Porównując te cykle ze średnimi sektorowymi zauważa się odmienną sytuację przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Średnie sektorowe cykle konwersji gotówki były dodatnie i w poszczególnych latach wahały się od 34 do 45 dni. Były więc dłuższe od średnich cykli w grupie producentów energii elektrycznej od 34 do 79 dni, zaś w grupie dystrybutorów od 38 do 80 dni. Można przypuszczać, że te różnice były rezultatem nie tylko specyfiki badanych przedsiębiorstw (brak zapasów produktów), lecz również wykorzystywania ich pozycji monopolistycznej zarówno wobec dostawców surowców, jak i odbiorców energii. Dotychczasowy proces uwalniania rynku energii nie wpłynął wyraźnie na osłabienie tej pozycji. Badane przedsiębiorstwa funkcjonują w ramach dużych grup kapitałowych, co wpływa na ich silną pozycję w negocjacjach z kontrahentami. Siła ta wykorzystywana jest nie tylko w relacjach z kontrahentami, lecz również z instytucjami odpowiedzialnymi za regulowanie rynku energii, strategię jego rozwoju i wsparcie finansowe dla inwestycji w podsektorze elektroenergetycznym².

6.4. Płynność finansowa

Dzięki możliwościom wysokiego zaangażowania zobowiązań do finansowania majątku obrotowego przedsiębiorstwa badanego podsektora charakteryzują się wysokim stopniem płynności finansowej. Ich wartości są bardzo zbliżone do średniego poziomu w całym sektorze (por. tabele 5.10, 5.11 i 6.4).

¹ Por.: W. Dębski, I. Maciejczyk-Bujnowicz, *Ocena kondycji finansowej...* op. cit., s. 18.

² Por.: J. Popczyk, *Pytania do polskiej energetyki*, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową. Centrum Strategii Energetycznych (21.12.2012).

Tabela 6.4. Wskaźniki płynności finansowej dla sektora energetycznego w latach 2006-2010

Lp.	Wyszczególnienie	2010	2009	2008	2007	2006
Płynność bieżąca						
1.	Średnia	1,77	1,65	1,65	1,69	1,74
2.	Mediana	1,47	1,43	1,34	1,38	1,43
3.	Wartość maksymalna	6,42	6,39	6,11	5,67	6,45
4.	Wartość minimalna	0,09	0,06	0,02	0,09	0,30
5.	Pudełko góra	0,98	0,90	0,98	0,79	0,91
6.	Pudełko dół	0,44	0,46	0,43	0,40	0,50
7.	Wąsy góra	3,98	4,06	3,79	3,50	4,12
8.	Wąsy dół	0,93	0,91	0,89	0,90	0,63
Płynność szybka						
1.	Średnia	1,41	1,32	1,29	1,37	1,40
2.	Mediana	1,19	1,11	1,04	1,12	1,19
3.	Wartość maksymalna	4,87	5,64	5,31	4,63	5,11
4.	Wartość minimalna	0,08	0,06	0,02	0,01	0,15
5.	Pudełko góra	0,81	0,83	0,86	0,71	0,67
6.	Pudełko dół	0,37	0,40	0,40	0,39	0,47
7.	Wąsy góra	2,87	3,69	3,42	2,80	3,25
8.	Wąsy dół	0,74	0,65	0,62	0,73	0,57

Źródło: Opracowanie własne na podstawie T. Dudycz, W. Skoczylas, Sytuacja finansowa przedsiębiorstw według sekcji i działów, w: „Rachunkowość” 2012, nr 3, „Rachunkowość” 2011, nr 4, „Rachunkowość” 2010, nr 6, „Rachunkowość” 2009, nr 6, „Rachunkowość” 2008, nr 5.

Średnie wartości wskaźników płynności bieżącej badanych elektrowni były wyższe od mediany. Producenci energii elektrycznej należeli do tej grupy przedsiębiorstw sektora energetycznego, w których poziom płynności finansowej był wyższy od wartości środkowej. W grupie dystrybutorów taka sytuacja miała miejsce tylko w latach 2009-2010. Jednak w niektórych z badanych przedsiębiorstw okresowo mogły wartości wskaźników płynności być niższe od średniego poziomu w branży, nawet niższa od wartości środkowej (mediany)(np. w Elektrowni Skawina w latach 2006-2009 i Elektrowni Dolna Odra w latach 2006-2007 lub w PGE Dystrybucja w latach 2007-2008)(załącznik 3, 4 i 8).

Na podkreślenie natomiast zasługuje fakt, że we wszystkich badanych latach były znacząco wyższe od wartości minimalnych oraz niższe od wartości maksymalnych. Analizując płynność bieżącą zauważa się, że prawie wszystkie analizowa-

ne spółki należą do tej grupy przedsiębiorstw (25% firm sektora), których wartość wskaźnika mieści się w przedziale 1,47 do 2,47 (mediana plus pudełko góra). Wyjątek stanowiły: Elektrownia Połaniec oraz Enea Operator i PGE Dystrybucja. W wymienionych spółkach w niektórych latach występowało zjawisko nazywane nadpłynnością, czyli nadmierne zaangażowanie kapitału w majątku obrotowym. Warto podkreślić, że w Elektrowni Połaniec występował najdłuższy cykl konwersji gotówki oraz dłuższy cykl realizacji należności niż zobowiązań wobec dostawców. W tej elektrowni dłużej kredytowano odbiorców, niż korzystano z kredytu kupieckiego.

Podobne wnioski wynikają z analizy wskaźnika szybkiej płynności. Średnie wartości tego wskaźnika w grupie producentów energii elektrycznej wykazywały dużą zbieżność ze średnimi wartościami w sektorze. W grupie dystrybutorów wartość tych wskaźników w latach 2009 – 2010 była znacząco wyższa od średnich sektorowych. W badanej grupie przedsiębiorstw występowało większe zróżnicowanie zarówno między spółkami, jak i między poszczególnymi latami. W większości analizowanych przypadków analizowane podmioty gospodarcze można zakwalifikować do tej grupy przedsiębiorstw, których wskaźniki szybkiej płynności były niższe od wartości środkowej. Wynika z tego, że w wielu z badanych jednostek gospodarczych częściej mogły występować przejściowe kłopoty płatnicze.

W porównaniu z przedsiębiorstwami sektora energetycznego w badanych spółkach rzadko występowało zjawisko nadpłynności finansowej. Zarządzanie majątkiem obrotowym było bardziej racjonalne. Do jego finansowania przedsiębiorstwa te w większym zakresie angażowały zobowiązania wobec dostawców. Terminy realizacji tych zobowiązań były stanowczo dłuższe od terminów spływu należności od odbiorców. Taka sytuacja mogła wynikać m.in. z silnej pozycji rynkowej kapitałowych grup energetycznych, do których należą analizowane jednostki gospodarcze. Dzięki tej pozycji analizowane spółki mogły w miarę bezpiecznie funkcjonować nawet przy stosunkowo niskich wskaźnikach szybkiej płynności.

6.5. Zagrożenie upadłością

Do oceny zagrożenia upadłością analizowanych spółek z branży energetycznej wykorzystano modele dyskryminacyjne opisane w punkcie 2.2, tj. model Altmana, Fulmera, Gajdki i Stosa, Mączyńskiej oraz Hołdy.

Jako pierwszy wykorzystany został algorytm skonstruowany przez Altmana. Wartości wskaźnika Z tego modelu oszacowane dla analizowanych spółek wytwarzających energię elektryczną zaprezentowano w tabeli 6.5.

Tabela 6.5. Wartości wskaźnika Z w modelu Altmana obliczone dla spółek produkcyjnych

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	1,83	2,56	1,71	1,82	2,23	2,03
2.	Elektrownia Turów	-	1,42	1,07	1,15	0,94	1,15
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	2,48	3,07	1,86	1,59	1,50	2,10
4.	Elektrownia Pątnów II	1,18	1,15	0,46	0,30	-	0,77
5.	Elektrownia Kozienice	3,56	3,46	3,27	2,73	2,27	3,06
6.	Elektrownia Połaniec	2,59	3,47	1,73	5,04	6,05	3,78
7.	Elektrownia Rybnik	2,64	2,58	1,45	1,70	1,81	2,03
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	1,76	2,02	0,99	1,05	1,46
9.	Elektrownia Opole	-	1,76	1,65	1,34	1,12	1,47
10.	Elektrownia Skawina	2,66	2,17	1,93	2,62	2,12	2,30
11.	Elektrownia Stalowa Wola	2,40	2,72	2,39	3,03	3,09	2,73
Średnia		2,42	2,38	1,78	2,03	2,22	2,16
Mediana		2,53	2,47	1,75	1,76	2,12	2,13
Odchylenie standardowe		0,69	0,79	0,71	1,29	1,50	1,00
Współczynnik zmienności		0,29	0,33	0,40	0,64	0,68	0,47

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Z danych przedstawionych w tabeli 6.5 wynika, że najkorzystniejszymi wartościami wskaźnika Z odznaczały się w badanych latach elektrownie: Połaniec, Kozienice i Stalowa Wola (powyżej 2,7). Korzystne poziomy odnotowano również w przypadku elektrowni: Skawina, Pątnów, Adamów, Konin, Bełchatów oraz Rybnik (powyżej 2,0). W przypadku pozostałych elektrowni (Opole, Dolna Odra, Turów oraz Pątnów II) średnia wartość analizowanego wskaźnika, obliczona dla lat 2006-2010, kształtowała się na poziomie poniżej wartości granicznej wynoszącej 1,81. Upoważnia to do stwierdzenia, że sytuacja tych przedsiębiorstw w badanych latach nie była korzystna, a ich trwanie mogło być zagrożone.

Znacznie korzystniejsze wartości wskaźnika Z odnotowano w przypadku spółek zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej. W tej grupie podmiotów wyłącznie w przypadku jednego z nich (Energia Operator) średnia wartość wskaźnika Z w badanych latach osiągnęła wartość poniżej poziomu 1,81 oznaczającego duże prawdopodobieństwo upadłości. W przedsiębiorstwie Tauron Polska Energia średni poziom tego wskaźnika osiągnął wartość 2,11. Natomiast, w spółkach RWE Stoen Operator, Enea Operator oraz PGE Dystrybucja, przeciętna wartość wskaźnika Z oszacowana dla lat 2007-2010 kształtowała się na poziomie powyżej 4,0 (por. tabela 6.6). Oznacza to, że prawdopodobieństwo upadłości tych podmiotów w badanych latach można było uznać za znikome.

Tabela 6.6. Wartości wskaźnika Z w modelu Altmana obliczone dla spółek dystrybucyjnych

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	2,39	5,53	6,66	2,35	4,23
2.	PGE Dystrybucja S.A.	6,05	9,24	3,17	-	6,15
3.	Tauron Polska Energia S.A.	1,98	1,94	2,06	2,46	2,11
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	7,12	6,77	4,97	4,00	5,71
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	0,79	0,64	0,93	1,04	0,85
Średnia		3,67	4,83	3,56	2,46	3,63
Mediana		2,39	5,53	3,17	2,46	3,39
Odchylenie standardowe		2,75	3,52	2,29	1,21	2,44
Współczynnik zmienności		0,75	0,73	0,64	0,49	0,65

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Kolejnym modelem dyskryminacyjnym wykorzystanym w ocenie zagrożenia upadłością analizowanych spółek energetycznych był model Fulmera. Model ten, z uwagi na specyficzną budowę (uwzględnienie logarytmu z zysku operacyjnego) nie był możliwy do skonstruowania dla wszystkich spółek w każdym z analizowanych lat. Mimo tego, uznać należy, iż stanowi on cenne uzupełnienie algorytmu Altmana. Wartości wskaźnika H w modelu Fulmera oszacowane dla spółek wytwarzających energię elektryczną zamieszczono w tabeli 6.7.

Z danych zaprezentowanych w tabeli 6.7 wynika, że wyłącznie w przypadku Elektrowni Rybnik średnia wartość wskaźnika w modelu Fulmera na przestrzeni analizowanego okresu przyjmowała wartości poniżej zera. Niską przeciętną wartość tego wskaźnika można było dostrzec również w przypadku Elektrowni Stalowa Wola. W przypadku tego przedsiębiorstwa w dwóch spośród pięciu badanych lat można było zaobserwować ujemną wartość wskaźnika H. Można to było odczytywać jako wysokie prawdopodobieństwo upadłości podmiotu. Warto zwrócić uwagę na kształtowanie się wskaźnika H w odniesieniu do Elektrowni Połaniec, gdzie w każdym roku, poza 2008 r., model Fulmera nie wykazywał żadnych zagrożeń. Natomiast, wartość parametru H oszacowana dla wspomnianego 2008 r. kształtująca się na poziomie (-2,01) wskazuje na poważne problemy finansowe tego przedsiębiorstwa. Wypada jednak podkreślić, że do interpretacji wyników analizy modelu Fulmera należy podchodzić z wyjątkową ostrożnością. Takie podejście wynika nie tylko z konstrukcji modelu, lecz jest uzasadnione wartością współczynników zmienności. Osiągnęły one znacznie wyższe wartości niż w modelu Altmana. Oznacza to, że bazowanie wyłącznie na interpretacji wartości granicznej wynoszącej 0, bez uwzględnienia innych, często incydentalnych czynników, może prowadzić do formułowania wniosków, które można uznać za kontrowersyjne.

Tabela 6.7. Wartości wskaźnika *H* w modelu Fulmera obliczone dla spółek produkcyjnych

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	1,69	1,76	0,67	0,52	0,39	1,01
2.	Elektrownia Turów	-	1,10	0,66	0,80	0,85	0,85
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	1,36	1,87	0,65	0,33	0,37	0,92
4.	Elektrownia Pątnów II	0,69	0,91	0,02	0,19	-	0,45
5.	Elektrownia Kozienice	3,72	2,91	3,30	1,02	1,77	2,54
6.	Elektrownia Połaniec	1,68	2,16	-2,01	4,44	6,38	2,53
7.	Elektrownia Rybnik	0,54	0,21	-1,59	-1,77	-1,23	-0,77
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	1,19	1,41	0,30	0,39	0,82
9.	Elektrownia Opole	-	1,16	1,20	1,15	1,15	1,16
10.	Elektrownia Skawina	2,12	2,97	2,81	0,00	0,95	1,77
11.	Elektrownia Stalowa Wola	0,43	0,05	-0,39	-0,04	1,24	0,26
Średnia		1,53	1,48	0,61	0,63	1,23	1,10
Mediana		1,52	1,19	0,66	0,33	0,90	0,92
Odchylenie standardowe		1,08	0,96	1,61	1,48	1,98	1,42
Współczynnik zmienności		0,70	0,65	2,64	2,35	1,61	1,59

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Wartości wskaźnika *H* w modelu Fulmera obliczono również dla spółek zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej. Wyniki tych obliczeń zestawiono w tabeli 6.8.

Tabela 6.8. Wartości wskaźnika *H* w modelu Fulmera obliczone dla spółek dystrybucyjnych

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	-0,27	-0,34	0,27	-0,28	-0,15
2.	PGE Dystrybucja S.A.	4,69	3,61	0,24	-	2,85
3.	Tauron Polska Energia S.A.	0,42	0,09	-0,23	0,20	0,12
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	3,75	2,73	3,40	0,00	2,47
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	0,90	0,51	0,54	0,61	0,64
Średnia		1,90	1,32	0,84	0,13	1,05
Mediana		0,90	0,51	0,27	0,10	0,44
Odchylenie standardowe		2,18	1,74	1,46	0,37	1,44
Współczynnik zmienności		1,15	1,32	1,73	2,82	1,75

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Z analizy wskaźnika H wynika, że w przypadku jednej z spółek dystrybucyjnych, tj. RWE Stoen Operator, jego średni poziom przyjął wartość poniżej 0. W przedsiębiorstwie Tauron Polska Energia przeciętna wartość wskaźnika H z lat 2007-2010 wynosiła 0,12, więc była tylko nieznacznie wyższa niż wartość graniczna, wynosząca 0. Oszacowany dla pozostałych trzech podmiotów wskaźnik w modelu Fulmera osiągnął średni poziom wyraźnie przekraczający 0. Oznacza to, że w świetle założeń tego modelu podmiotom tym w badanych latach nie groziła upadłość. Było to szczególnie widoczne w przypadku PGE Dystrybucja i ENEA Operator, gdzie wartość wskaźnika osiągnęła poziom powyżej 2,45.

Przeanalizowane modele dyskryminacyjne opracowane zostały z myślą o rynkach rozwiniętych. Nie uwzględniają one specyficznych cech związanych z funkcjonowaniem podmiotów na rynkach wschodzących, znajdujących się w okresie adaptacji do wymagań nowoczesnej gospodarki rynkowej. Do takich gospodarek można zaliczyć gospodarkę polską, szczególnie w kontekście rynku energii elektrycznej, który wymaga wielu głębokich reform. Dlatego, w ocenie zagrożenia upadłością przedsiębiorstw z branży energetycznej wykorzystano modele opracowane z myślą o polskim rynku. Jednym z nich jest model Gajdki i Stosa. Oszacowane dla analizowanych spółek produkujących energię elektryczną wartości wskaźnika Z tego modelu zamieszczono w tabeli 6.9.

Tabela 6.9. Wartości wskaźnika Z w modelu Gajdki i Stosa obliczone dla spółek produkcyjnych

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	0,80	0,98	0,70	0,67	0,68	0,76
2.	Elektrownia Turów	-	0,68	0,53	0,63	0,60	0,61
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	0,78	0,95	0,62	0,54	0,50	0,68
4.	Elektrownia Pątnów II	0,77	0,99	0,53	6,87	-	2,29
5.	Elektrownia Kozienice	0,76	0,78	0,64	0,66	0,52	0,67
6.	Elektrownia Połaniec	0,75	0,80	0,66	0,97	1,01	0,84
7.	Elektrownia Rybnik	0,86	0,91	0,70	0,72	0,70	0,78
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	0,67	0,68	0,52	0,51	0,60
9.	Elektrownia Opole	-	0,69	0,77	0,70	0,62	0,70
10.	Elektrownia Skawina	0,78	0,82	0,65	0,67	0,61	0,71
11.	Elektrownia Stalowa Wola	0,68	0,68	0,64	0,66	0,68	0,67
Średnia		0,77	0,81	0,65	1,24	0,64	0,82
Mediana		0,77	0,80	0,65	0,67	0,62	0,70
Odchylenie standardowe		0,05	0,13	0,07	1,87	0,15	0,45
Współczynnik zmienności		0,07	0,16	0,11	1,51	0,23	0,42

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Z analizy danych zamieszczonych w tabeli 6.9 wynika, że średni poziom wskaźnika Z w modelu Gajdki i Stosa w przypadku każdej z analizowanych spółek kształtował się powyżej wartości granicznej, wynoszącej 0,45. Warto odnotować że, w każdym analizowanym roku, w przypadku każdej ze spółek wartość tego wskaźnika kształtowała się na poziomie oznaczającym niewielkie prawdopodobieństwo bankructwa.

Podobne wnioski wynikają z analizy spółek dystrybucyjnych. W przypadku tej grupy przedsiębiorstw również nie odnotowano chociażby jednego roku, w trakcie którego można byłoby stwierdzić, że któreś ze spółek grozi upadłość. Wartości wskaźnika Z z modelu Gajdki i Stosa obliczone dla podmiotów zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej zestawiono w tabeli 6.10.

Tabela 6.10. Wartości wskaźnika Z w modelu Gajdki i Stosa obliczone dla spółek dystrybucyjnych

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	0,73	0,83	0,84	0,74	0,79
2.	PGE Dystrybucja S.A.	0,99	0,92	0,81	-	0,91
3.	Tauron Polska Energia S.A.	0,77	0,69	0,73	0,67	0,72
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	0,78	0,76	0,75	0,76	0,76
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	0,80	0,79	0,87	0,68	0,79
Średnia		0,82	0,80	0,80	0,71	0,78
Mediana		0,78	0,79	0,81	0,71	0,77
Odchylenie standardowe		0,10	0,08	0,06	0,04	0,07
Współczynnik zmienności		0,12	0,10	0,08	0,06	0,09

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Zarówno w przypadku spółek produkcyjnych, jak i dystrybucyjnych oszacowane wskaźniki Z w modelu Gajdki i Stosa odznaczały się wyjątkowo niewielkim stopniem dyspersji. Oznacza to niewielką rozbieżność w ocenie sytuacji finansowej badanych podmiotów. Wyjątkiem może być jedynie 2007 r. w przypadku spółek produkcyjnych, gdzie na skutek bardzo wysokiej wartości wskaźnika Z oszacowanego dla Elektrowni Pątnów II poziom współczynnika zmienności dla wszystkich spółek był znacznie wyższy niż w pozostałych latach. Niska przeciętna wartość współczynnika zmienności oszacowana dla obydwu grup spółek upoważnia do sformułowania założenia o wysokiej wiarygodności modelu Gajdki i Stosa w ocenie zagrożenia upadłością przedsiębiorstw z branży energetycznej w Polsce.

Kolejnym modelem uwzględnionym w analizie jest model opracowany przez E. Mączyńską. Wartości wskaźnika W oszacowanego na podstawie tego modelu zestawiono w tabeli 6.11.

Tabela 6.11. Wartości wskaźnika W w modelu Mączyńskiej obliczone dla spółek produkcyjnych

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	3,29	5,13	2,16	1,39	1,06	2,60
2.	Elektrownia Turów	-	2,32	0,78	1,54	1,29	1,48
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	2,57	5,21	1,66	0,84	0,53	2,16
4.	Elektrownia Pątnów II	2,37	3,63	-1,81	0,41	-	1,15
5.	Elektrownia Kozienice	2,35	2,63	0,84	2,16	1,21	1,84
6.	Elektrownia Połaniec	3,54	4,37	2,23	5,69	6,46	4,46
7.	Elektrownia Rybnik	3,99	4,65	1,82	1,78	1,42	2,73
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	2,08	2,65	0,71	0,49	1,48
9.	Elektrownia Opole	-	2,21	2,85	2,34	1,95	2,34
10.	Elektrownia Skawina	1,98	1,71	0,61	1,20	1,90	1,48
11.	Elektrownia Stalowa Wola	1,53	1,49	0,74	0,60	0,84	1,04
Średnia		2,70	3,22	1,32	1,70	1,71	2,13
Mediana		2,47	2,63	1,66	1,39	1,25	1,88
Odchylenie standardowe		0,83	1,41	1,31	1,47	1,74	1,35
Współczynnik zmienności		0,31	0,44	0,99	0,86	1,01	0,72

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Z analizy wskaźnika W wynika, że w badanych latach żadnemu z analizowanych przedsiębiorstw nie groziła upadłość. Wyjątkiem był jedynie 2008 r., dla którego wskaźnik ten oszacowany dla Elektrowni Pątnów II osiągnął wartość -1,81, co mogło wskazywać na zagrożenie bankructwem. Jednakże, w kolejnych latach (2009-2010) wskaźnik dla tej spółki osiągnął poziom odpowiednio 3,63 i 2,37. Wyniki te utwierdzają w przekonaniu, że ujemna wartość wskaźnika W zanotowana w 2008 r. była efektem zjawisk o charakterze incydentalnym, które nie miały trwałego przełożenia na kondycję finansową przedsiębiorstwa.

Jeszcze bardziej jednoznacznie pozytywne wnioski wynikają z analizy modelu Mączyńskiej, skonstruowanych dla spółek zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej. W tej grupie podmiotów w każdym analizowanym roku wskaźnik W osiągał wartości dodatnie (por. tabela 6.12). Oznacza to, że prawdopodobieństwo upadłości tych podmiotów było znikome.

Tabela 6.12. Wartości wskaźnika W w modelu Mączyńskiej obliczone dla spółek dystrybucyjnych

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	1,02	1,89	1,69	0,67	1,32
2.	PGE Dystrybucja S.A.	5,01	3,23	1,51	-	3,25
3.	Tauron Polska Energia S.A.	1,57	0,76	1,08	1,01	1,10
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	2,19	1,79	1,31	1,34	1,66
5.	Energia Operator Sp. z o.o.	0,91	0,64	1,46	0,88	0,97
Średnia		2,14	1,66	1,41	0,97	1,55
Mediana		1,57	1,79	1,46	0,94	1,44
Odchylenie standardowe		1,68	1,05	0,23	0,28	0,81
Współczynnik zmienności		0,79	0,63	0,16	0,29	0,47

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Współczynnik zmienności wskaźnika W oszacowany dla spółek dystrybucyjnych był wyraźnie niższy niż w przypadku producentów energii elektrycznej. Interesująco, w kontekście analizy współczynnika zmienności, prezentuje się podział badanych lat na dwa podokresy: przedkryzysowy i kryzysowy. W latach 2007-2008 zmienność poziomów współczynnika W w przypadku spółek dystrybucyjnych była niewielka (wynosiła odpowiednio: 0,29 i 0,16). W tym samym czasie poziom współczynnika zmienności dla spółek produkcyjnych był bardzo wysoki (oscylował wokół 1). Sytuacja zmieniła się diametralnie w latach 2009-2010, w trakcie których wartość współczynnika zmienności dla spółek dystrybucyjnych wzrosła do poziomu 0,63 w 2009 r. oraz 0,79 w 2010 r., podczas gdy miara dyspersji dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną zmniejszyła się z ok. 1 do 0,44 w 2009 r. oraz 0,31 w 2010 r. Może to być przesłanką do postawienia tezy o większej stabilności spółek produkcyjnych w okresie niepewności na rynku spowodowanej kryzysem finansowym.

Ostatnim z modeli uwzględnionych w analizie zagrożenia upadłością jest model skonstruowany przez A. Hołdę. Wartości wskaźnika Z w tym modelu oszacowane dla spółek wytwarzających energię elektryczną zamieszczono w tabeli 6.13.

Z danych przedstawionych w tabeli 6.13 wynika, że w latach 2006-2012 żadnemu z analizowanych przedsiębiorstw produkcyjnych nie groziła upadłość. Dowodem na to są wysokie, dodatnie wartości wskaźnika Z oszacowane dla badanych podmiotów. Średnia wartość tego wskaźnika obliczona dla przyjętego horyzontu badawczego osiągnęła poziom 1,91.

Tabela 6.13. Wartości wskaźnika Z w modelu Hołdy obliczone dla spółek produkcyjnych

Lp.	Producenci	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	Elektrownia Bełchatów	1,24	1,62	1,16	1,26	1,26	1,31
2.	Elektrownia Turów	-	1,85	1,54	1,34	1,20	1,48
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	1,98	1,67	1,28	1,31	1,30	1,51
4.	Elektrownia Pątnów II	2,08	2,04	1,03	1,03	-	1,54
5.	Elektrownia Kozienice	1,93	2,17	2,07	2,32	2,41	2,18
6.	Elektrownia Połaniec	2,96	3,23	2,84	4,19	5,29	3,70
7.	Elektrownia Rybnik	2,70	2,29	1,71	1,75	2,08	2,11
8.	Elektrownia Dolna Odra	-	1,42	1,39	0,97	1,07	1,21
9.	Elektrownia Opole	-	1,97	1,70	1,40	1,33	1,60
10.	Elektrownia Skawina	2,24	1,20	1,30	1,31	1,47	1,51
11.	Elektrownia Stalowa Wola	1,98	2,47	2,44	2,44	2,46	2,36
Średnia		2,14	1,99	1,68	1,76	1,99	1,91
Mediana		2,03	1,97	1,54	1,34	1,40	1,66
Odchylenie standardowe		0,52	0,56	0,56	0,94	1,27	0,77
Współczynnik zmienności		0,24	0,28	0,34	0,53	0,64	0,41

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Podobna ocena dotyczy spółek zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej. W przypadku tych przedsiębiorstw również we wszystkich analizowanych latach wskaźnik Z w modelu Hołdy przyjmował wartości jednoznacznie wskazujące na niewielką możliwość ich upadłości (por. tabela 6.14).

Tabela 6.14. Wartości wskaźnika Z w modelu Hołdy obliczone dla spółek dystrybucyjnych

Lp.	Dystrybutorzy	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	1,44	1,79	2,26	1,55	1,76
2.	PGE Dystrybucja S.A.	2,64	3,17	0,93	-	2,25
3.	Tauron Polska Energia S.A.	1,50	1,44	1,41	1,53	1,47
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	2,88	2,71	2,30	1,27	2,29
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	1,63	1,06	1,28	1,22	1,30
Średnia		2,02	2,03	1,64	1,39	1,77
Mediana		1,63	1,79	1,41	1,40	1,56
Odchylenie standardowe		0,69	0,88	0,61	0,17	0,59
Współczynnik zmienności		0,34	0,43	0,37	0,12	0,32

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych spółek.

Cechą charakterystyczną skonstruowanych modeli Hołdy jest niski stopień dyspersji wskaźników Z. Dotyczy to zarówno spółek dystrybucyjnych, jak i produkcyjnych. Oznacza to, że rozbieżności między jego poziomami oszacowanymi dla badanych podmiotów były niewielkie. Godne podkreślenia jest również to, że obliczone współczynniki zmienności we wszystkich badanych latach nie różniły się znacząco. Może to świadczyć o względnie stabilnej sytuacji finansowej badanych spółek w analizowanym okresie.

Z analizy zaprezentowanych modeli dyskryminacyjnych wynika, że w latach 2007-2010 badanym spółkom produkującym i dystrybuującym energię elektryczną nie groziła upadłość. W niektórych latach w przypadku kilku spółek można było zaobserwować negatywne symptomy. Były one jednak dostrzegalne jedynie w niektórych modelach. Sygnalizowane zagrożenia nie były zazwyczaj potwierdzone przez inne funkcje dyskryminacyjne. Dlatego nie można jednoznacznie stwierdzić, że któremukolwiek z badanych przedsiębiorstw w analizowanym okresie groziła upadłość. Wobec powyższego można stwierdzić, że kondycja finansowa badanych przedsiębiorstw była dość dobra. Zagrożenie upadłością z przyczyn ekonomicznych można uznać za niewielkie.

6.6. Podsumowanie

Sytuacja finansowa przedsiębiorstw elektroenergetycznych na tle całego sektora energetycznego w badanym okresie kształtowała się dość korzystnie. Badane podmioty gospodarcze (producenci i dystrybutorzy energii elektrycznej) osiągały na ogół ponad przeciętną rentowność, zarówno sprzedaży, jak i kapitałów. Było to szczególnie widoczne w latach 2009-2010. Główną przyczyną takiego stanu był znaczący wzrost cen sprzedaży energii przez producentów oraz wzrost cen usług dystrybucyjnych. Średnia rentowność sprzedaży energii elektrycznej u badanych producentów wzrosła o ponad 9 punktów procentowych (z 13,58% do 22,93%). Rentowność ta była znacząco wyższa od średniej rentowności sprzedaży w całym sektorze.

Ta sytuacja znalazła wyraz we wzroście rentowności kapitałów własnych. Średnia stopa zwrotu z tych kapitałów u producentów energii wzrosła z 9,4% w r. 2008 do 23,2% w roku 2009. W całym badanym okresie ta stopa była kilkakrotnie wyższa od średniej sektorowej. Np. w r. 2008 różnica była czterokrotna na korzyść producentów energii elektrycznej, zaś w r. 2009 różnica ta była już prawie pięciokrotna. Osiągany poziom rentowności kapitałów zapewniał wysoką premię za ryzyko gospodarcze związane z tą działalnością.

W całym sektorze energetyki (obejmującym nie tylko przedsiębiorstwa elektroenergetyczne) jedynie w r. 2010 średnie stopy zwrotu były wyższe od oprocentowania 10-letnich obligacji skarbowych. Różnica wynosiła zaledwie 2,4%. W

pozostałych badanych latach niskie średnie stopy zwrotu z kapitałów własnych wskazują na to, że właściciele większości przedsiębiorstw tego sektora nie otrzymywali premii za ryzyko inwestycyjne. Trzeba jednak zauważyć, że w większości przypadków były to przedsiębiorstwa państwowe lub samorządowe. Ich właściciele nie byli nigdy wystarczająco zdeterminowani w dążeniu do wzrostu efektywności w swoich firmach.

Ryzyko finansowe w badanych przedsiębiorstwach było bardzo zbliżone do średniego poziomu tego ryzyka w sektorze. Świadczą o tym wskaźniki ogólnego zadłużenia oraz wskaźniki sfinansowania majątku trwałego kapitałami stałymi. O ile średni poziom zadłużenia ogółem w badanej grupie spółek był wyższy od średniego poziomu zadłużenia w sektorze, o tyle przedsiębiorstwa elektroenergetyczne charakteryzowały się trwalszą strukturą finansowania. W większym stopniu majątek trwały finansowały długookresowymi kapitałami.

W badanych przedsiębiorstwach w większym zakresie, do finansowania aktywów obrotowych, wykorzystywano zobowiązania wobec dostawców. Krócej kredytowano również odbiorców. W rezultacie cykle konwersji gotówki w większości badanych przypadków były ujemne. Oznacza to, że majątek obrotowy w większości analizowanych podmiotów w całości był finansowany krótkookresowymi zobowiązaniami. Przedsiębiorstwa nie musiały wówczas angażować innych kapitałów (własnych lub oprocentowanych kapitałów obcych – kredytów bankowych, pożyczek) w tych aktywach. Nieliczne z nich finansowały nimi również część majątku trwałego, zaś większość lokowała nadwyżki gotówki w krótkoterminowych papierach wartościowych.

O dużej racjonalności polityki finansowej badanych przedsiębiorstw świadczą również wskaźniki płynności finansowej. Dotyczy to w szczególności wskaźnika bieżącej płynności. Jego średni poziom był bardzo podobny do wartości średniej w sektorze. Zaobserwowana jego wartość wskazuje na utrzymywanie relacji między majątkiem obrotowym a zobowiązaniami krótkoterminowymi na poziomie uznawanym powszechnie za najbardziej pożądany (postulowany w literaturze). Natomiast wskaźniki szybkiej płynności były niższe niż średnie w sektorze. Były również niejednokrotnie niższe od wartości powszechnie uznawanych za pożądane. Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne częściej znajdowały się na krawędzi kłopotów płatniczych. Był to rezultat wysokiego zaangażowania krótkoterminowych zobowiązań do finansowania majątku obrotowego.

Powyższą ocenę potwierdzają wnioski wynikające z analizy zagrożenia upadłością badanych podmiotów. Wykorzystując pięć różnych modeli dyskryminacyjnych nie stwierdzono wyraźnego zagrożenia upadłością badanych przedsiębiorstw. Tylko w niektórych latach, w przypadku nielicznych z analizowanych spółek, tylko niektóre modele wskazywały na możliwość wystąpienia takich zagrożeń. Należy podkreślić jednak, że zazwyczaj symptomy takiego zagrożenia nie powtarzały się w kolejnych okresach.

Przeprowadzona analiza wydaje się potwierdzać tezę o wykorzystywaniu pozycji monopolistycznej koncernów elektroenergetycznych do poprawy wyników finansowych kosztem swoich kontrahentów. Wszystkie badane przedsiębiorstwa należą bowiem do dużych grup kapitałowych. Każda z nich funkcjonuje na określonym obszarze geograficznym, na którym nie odczuwa presji swoich konkurentów. Liberalizacja rynku energii nie spowodowała dotychczas wyraźnej presji na wzrost efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Zaobserwowana jej poprawa jest w dużej mierze skutkiem braku konkurencji wśród producentów i dystrybutorów energii elektrycznej.

Zakończenie

Współczesny etap rozwoju gospodarczego stawia przed polską elektroenergetyką nowe wyzwania związane z jej modernizacją i rozwojem. Sprostanie im wymaga wysokich nakładów inwestycyjnych. Wynika to z dwóch okoliczności: wysokiego stopnia zużycia technicznego eksploatowanych dotychczas urządzeń energetycznych i ich przestarzałości technicznej oraz polityki klimatycznej Unii Europejskiej, której celem jest istotne ograniczenie emisji gazów zanieczyszczających środowisko naturalne, w tym w szczególności CO₂ i wzrost produkcji energii w oparciu o źródła odnawialne.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że spółki podsektora elektroenergetycznego (wytwórcy i dystrybutorzy energii elektrycznej) mają dobrą kondycję finansową. Można było zaobserwować, iż dotychczasowy kryzys finansowy nie miał istotnego wpływu na tę kondycję. Kondycja ta z roku na rok ulegała systematycznej poprawie, chociaż w latach 2006-2008 była to poprawa relatywnie mała. Istotna, korzystna zmiana nastąpiła w roku 2009, kiedy wszystkie wskaźniki efektywnościowe wyraźnie wzrosły. Było to w dużej mierze skutkiem znaczącego wzrostu cen sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych.

Natomiast efekty w zakresie poprawy wykorzystywania posiadanych zasobów majątkowych były niewielkie. Produktywność aktywów mierzona produkcją energii na jednostkę zainstalowanej mocy, jak i przychodami ze sprzedaży na jednostkę mocy ulegała w poszczególnych latach pewnym zmianom. Były to zmiany stosunkowo niewielkie, przy czym różnokierunkowe. Wzrosty w jednym roku były kompensowane spadkami w kolejnym. Również nie nastąpiła wyraźna poprawa wydajności pracy. W porównywalnych elektrowniach polskich i niemieckich różnice w wydajności są średnio pięciokrotne na niekorzyść przedsiębiorstw polskich.

Badając rentowność przedsiębiorstw elektroenergetycznych zauważa się ich dobrą pozycję nie tylko na tle sektora energetycznego, lecz również średniego stanu wszystkich przedsiębiorstw w Polsce. Stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału były wyraźnie wyższe i zapewniały właścicielom wysoką premię za ponoszone ryzyko. Jest to jednak rezultat nie tyle poprawy gospodarowania posiadanymi zasobami, lecz wykorzystywania pozycji monopolistycznej grup kapitałowych i brakiem konkurencji między nimi.

Ten wniosek potwierdza analiza płynności finansowej producentów i dystrybutorów energii elektrycznej. Angażują oni (aczkolwiek nie wszyscy) do finansowania aktywów zobowiązania krótkoterminowe, a w szczególności zobowiązania wobec dostawców. W większości badanych przypadków występowały ujemne cykle konwersji gotówki. Przedsiębiorstwa te, dłużej kredytowały się zobowiązaniami wobec dostawców, niż same kredytowały swoich odbiorców. To pozwoliło na osiągnięcie przez wiele z nich dodatniego efektu dźwigni finansowej. Taka sytuacja ma miejsce zazwyczaj w warunkach monopsonu, czyli dominującej pozycji odbiorcy względem dostawcy.

Reasumując można stwierdzić, że liberalizacja rynku energii elektrycznej w Polsce nie wyzwoliła jeszcze wystarczająco silnych bodźców do poprawy efektywności w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych. Dotychczasowe procesy reorganizacji branży i towarzyszące im procesy prywatyzacyjne nie wpłynęły na wzrost intensywności gospodarowania. Nie wpłynęły również na wzrost zainteresowania nowoczesnymi technologiami, szczególnie opartymi na zużyciu węgla.

Polska jest skazana na węgiel jako podstawowe źródło pozyskiwania energii elektrycznej. Mimo ograniczenia jego roli w produkcji energii, nadal będzie to istotny nośnik w przemyśle elektroenergetycznym. Emisja zanieczyszczeń związanych z jego zastosowaniem będzie zawsze wyższa w stosunku do innych źródeł pochodzenia energii. Dlatego nie wystarczy jedynie zastąpienie przestarzałych technologii spalania węgla nowoczesnymi metodami zwiększającymi sprawność energetyczną i ograniczającymi emisję gazów. Nie można wykluczyć, że w niedalekiej przyszłości konieczne będzie wykorzystanie instalacji do wychwytywania zanieczyszczeń i ich magazynowania (np. technologii CCS). Obecnie są to instalacje bardzo kosztowne.

Mimo dobrej obecnie kondycji finansowej przedsiębiorstw elektroenergetycznych¹ mogą one mieć trudności w samodzielnym sprostaniu nowym wyzwaniom. Na modernizację i rozwój potencjału wytwórczego i sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych, potrzeba bardzo wysokich środków finansowych. Według wyliczeń niektórych ekspertów kwoty te mogą wynieść nawet 470 mld zł (w okresie 20 lat)². Mimo, relatywnie dobrej kondycji finansowej, przedsiębiorstwa elektroenergetyczne nie są w stanie wygospodarować tak dużych środków finansowych, by samodzielnie sfinansować wszystkie potrzeby inwestycyjne. Konieczne jest zasilenie zewnętrzne w różnej formie (emisji akcji, obligacji własnych, kredytów bankowych, pożyczek, funduszy unijnych itp.).

¹ Warto zauważyć że w latach 2011-2012 ceny energii na rynku hurtowym wykazywały tendencję malejącą. Specjaliści przewidują, że nie można wykluczyć dalszego ich spadku w związku ze spowolnieniem gospodarczym. Jeżeli tak się stanie, to kondycja finansowa koncernów energetycznych ulegnie osłabieniu i spadną i obniżą się ich możliwości finansowania inwestycji ze środków własnych.

² J. Sobański, *Czy bierność polskiej opinii publicznej to empiryczny wyraz oczekiwania na potwierdzenie słuszności teorii antygravitacyjnej*, „Nowa Energia” 2011, nr 3..

Zmiany w podsektorze elektroenergetycznym nie powinny ograniczać się jedynie do programu inwestycyjnego. Konieczna wydaje się również weryfikacja polityki energetycznej państwa. Dotychczas sprzyjała ona interesom dużych korporacji energetycznych, które nie zawsze są zgodne z interesami całej gospodarki narodowej. Współcześnie znane metody pozyskiwania energii elektrycznej umożliwiają szersze wykorzystywanie źródeł rozproszonych. To wskazuje na możliwość rozwoju przedsiębiorstw mniejszych, a nie tylko tych, które produkują energię elektryczną na wielką skalę. Rozwój nowych technologii stwarza szansę na ograniczenie pozycji monopolistycznej dotychczasowych koncernów i wzrost konkurencji w sektorze.

Spis tabel

Tabela 1.1. Zużycie energii elektrycznej w Polsce w latach 1995-2010 w GWh.....	16
Tabela 1.2. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1995-2010 w GWh.....	19
Tabela 1.3. Moc zainstalowana w elektrowniach zawodowych, przemysłowych i odnawialnych źródłach energii.....	23
Tabela 1.4. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej oraz produkcji energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach zawodowych.....	24
Tabela. 1.5. Struktura źródeł pozyskiwania energii elektrycznej w wybranych krajach UE w 2009 r. w %	27
Tabela 1.6. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych zawodowych	28
Tabela. 2.1. Struktura źródeł pochodzenia energii wytwarzanej w poszczególnych grupach kapitałowych (%).....	46
Tabela. 2.2. Struktura własnościowa koncernów energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w Polsce (na 31.08.2012r.).....	47
Tabela 2.3. Zmiany struktury (wg czasu pracy) wydajności kotłów w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010	48
Tabela 2.4. Struktura turbozespołów w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010 wg ich wieku	49
Tabela 2.5. Moc turbozespołów w MW (wg czasu pracy) w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010 wg ich wieku.....	50
Tabela 2.6. Środki trwałe wg rodzaju w elektrowniach ciepłych.....	52
Tabela 2.7. Produkcja brutto energii elektrycznej w badanych elektrowniach w 2010 r.....	54
Tabela 2.8. Obszar działania krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych.....	55
Tabela 2.9. Charakterystyka operatorów sieci dystrybucyjnych w Polsce.....	56
Tabela 2.10. Wskaźniki wykorzystane w analizie sytuacji finansowej badanych spółek.....	57
Tabela 2.11. Interpretacja wskaźnika Z w modelu Altmana	61
Tabela 2.12. Interpretacja wskaźnika „W” w modelu E. Mączyńskiej.....	64
Tabela 3.1. Wpływ zmiany wielkości sprzedaży, ceny i kosztów jednostkowych na zmianę wyniku finansowego w elektrowniach zawodowych oraz elektrociepłowniach zawodowych i niezależnych w latach 2008-2010 (%).....	67
Tabela 3.2. Dynamika przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w latach 2006-2010 w cenach bieżących (%). Rok poprzedni = 100%	67
Tabela 3.3. Dynamika przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w latach 2006-2010 w cenach stałych (%). Rok 2006 = 100%.	68
Tabela 3.4. Udziały przychodów ze sprzedaży w przychodach ogółem w polskich elektrowniach w latach 2006-2010 (%).....	69

Tabela 3.5. Udziały pozostałych przychodów operacyjnych i przychodów finansowych w przychodach ogółem w polskich elektrowniach w latach 2006-2010 (%)	70
Tabela 3.6. Udział aktywów trwałych w majątku ogółem w polskich elektrowniach w latach 2006-2010 (%)	72
Tabela 3.7. Udział rzeczowych aktywów trwałych w majątku ogółem w badanych elektrowniach w latach 2006-2010 (%)	73
Tabela 3.8. Zestawienie nakładów na wartości niematerialne i prawne oraz rzeczowe aktywa trwałe w polskich elektrowniach w tys. zł w latach 2006-2010	73
Tabela 3.9. Relacja wydatków inwestycyjnych do wartości netto rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych i prawnych	74
Tabela 3.10. Udział aktywów trwałych w majątku ogółem u operatorów systemów dystrybucyjnych w latach 2006-2010 (%)	75
Tabela 3.11. Udział rzeczowych aktywów trwałych w majątku ogółem u operatorów systemów dystrybucyjnych w latach 2006-2010 (%)	76
Tabela 3.12. Wydatki inwestycyjne dystrybutorów w latach 200-2010 w tys. zł	76
Tabela 3.13. Produktywność rzeczowego majątku trwałego w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w latach 2006-2010	79
Tabela 3.14. Przychody ze sprzedaży w cenach stałych na jednostkę zainstalowanej mocy w latach 2006-2010	80
Tabela 3.15. Przychody ze sprzedaży energii na 1 zł rzeczowego majątku trwałego w latach 2007-2010	81
Tabela 3.16. Przychody ze sprzedaży netto w zł na jednego klienta w latach 2007-2010	81
Tabela 3.17. Zatrudnienie i wydajność pracy w badanych elektrowniach w 2010 r.	84
Tabela 3.18. Zatrudnienie i zainstalowana moc w wybranych zagranicznych elektrowniach węglowych	85
Tabela 3.19. Zatrudnienie i wydajność pracy u krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych w 2010 r.	86
Tabela 3.20. Struktura kosztów ogółem w badanych elektrowniach w latach 2006-2010 (%)	88
Tabela 3.21. Produktywność kosztów w polskich przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w latach 2006-2010	90
Tabela 4.1. Dynamika zysku ze sprzedaży w elektrowniach (%).	93
Tabela 4.2. Dynamika zysku netto w elektrowniach (%.) Rok 2006 = 100%	94
Tabela 4.3. Dynamika zysku ze sprzedaży u dystrybutorów (%). Rok 2007 = 100%	94
Tabela 4.4. Dynamika zysku netto u dystrybutorów (%). Rok 2007 = 100%	94
Tabela 4.5. Relacja zysku ze sprzedaży do zysku brutto (%)	95
Tabela 4.6. Udział wyniku finansowego z pozostałej działalności operacyjnej w zysku brutto (%)	96
Tabela 4.7. Udział wyniku finansowego z działalności finansowej w zysku brutto (%)	97

Tabela 4.8. <i>Udział zysku netto w zysku brutto (%)</i>	98
Tabela 4.9. <i>Procentowy wpływ czynników bezpośrednich na zmianę wyniku finansowego ze sprzedaży u badanych producentów energii elektrycznej w latach 2009-2010</i>	100
Tabela 4.10. <i>Procentowy wpływ czynników bezpośrednich na zmianę wyniku finansowego ze sprzedaży u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w latach 2009-2010</i>	100
Tabela. 4.11. <i>Rentowność sprzedaży mierzona zyskiem na sprzedaży w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w latach 2006-2010 (%)</i>	103
Tabela 4.12. <i>Rentowność sprzedaży mierzona zyskiem na sprzedaży w niektórych przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w USA</i>	105
Tabela. 4.13. <i>Rentowność sprzedaży mierzona zyskiem netto w badanych elektrowniach w latach 2006-2010 (%)</i>	106
Tabela. 4.14. <i>Rentowności kapitałów ogółem w badanych przedsiębiorstwach w latach 2006-2010 w %</i>	109
Tabela 4.15. <i>Oprocentowanie 10-letnich obligacji Skarbu Państwa oraz kredytów gospodarczych w latach 2006-2010 (%)</i>	110
Tabela. 4.16. <i>Stopy zwrotu z kapitałów własnych w badanych spółkach w latach 2006-2010 (%)</i>	111
Tabela. 4.17. <i>Efekt dźwigni finansowej w badanych spółkach w latach 2006-2010 (%)</i> ...	112
Tabela 4.18. <i>Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u producentów energii elektrycznej w roku 2010 (%)</i>	113
Tabela 4.19. <i>Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u producentów energii elektrycznej w roku 2009 (%)</i>	114
Tabela 4.20. <i>Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u producentów energii elektrycznej w roku 2008 (%)</i>	114
Tabela 4.21. <i>Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u producentów energii elektrycznej w roku 2007 (%)</i>	115
Tabela 4.22. <i>Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u dystrybutorów energii elektrycznej w roku 2010 (%)</i>	115
Tabela 4.23. <i>Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u dystrybutorów energii elektrycznej w roku 2009 (%)</i>	116
Tabela 4.24. <i>Wpływ bezpośrednich czynników na zmianę rentowności kapitałów własnych u dystrybutorów energii elektrycznej w roku 2008 (%)</i>	116
Tabela 5.1. <i>Wskaźniki zadłużenia badanych przedsiębiorstw w latach 2006-2010 (%)</i> ...	121
Tabela 5.2. <i>Zadłużenie ogółem w niektórych przedsiębiorstwach elektroenergetycznych w USA w %</i>	121
Tabela 5.3. <i>Struktura zadłużenia w badanych przedsiębiorstwach w latach 2006-2010 (%)</i>	122
Tabela 5.4. <i>Koszty odsetek w badanych elektrowniach w mld zł w latach 2006-2010</i>	126

Tabela 5.5. Odsetki od kredytów i pożyczek u dystrybutorów w mld zł.....	126
Tabela 5.6. Udział odsetek od kredytów i pożyczek w kosztach ogółem w badanych elektrowniach (%).....	127
Tabela 5.7. Udział odsetek od kredytów i pożyczek w kosztach ogółem u dystrybutorów (%).....	127
Tabela 5.8. Wskaźniki pokrycia odsetek w elektrowniach w latach 2006-2010.....	128
Tabela 5.9. Wskaźniki pokrycia odsetek u dystrybutorów w latach 2006-2010.....	128
Tabela 5.10. Wskaźniki bieżącej płynności finansowej w badanych spółkach elektroenergetycznych w latach 2006-2010.....	131
Tabela 5.11. Wskaźniki szybkiej płynności finansowej w badanych spółkach elektroenergetycznych w latach 2006-2010.....	132
Tabela 5.12. Wskaźniki błyskawicznej płynności finansowej w badanych podmiotach gospodarczych w latach 2006-2010.....	134
Tabela 5.13. Cykle rotacyjne zapasów u badanych producentów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010.....	136
Tabela 5.14. Cykle rotacyjne zapasów u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010.....	136
Tabela 5.15. Cykle rotacyjne należności u badanych producentów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010.....	137
Tabela 5.16. Cykle rotacyjne należności u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010.....	138
Tabela 5.17. Cykle rotacyjne zobowiązań bieżących u badanych producentów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010.....	139
Tabela 5.18. Cykle rotacyjne zobowiązań bieżących u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010.....	140
Tabela 5.20. Cykle operacyjne u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010.....	141
Tabela 5.19. Cykle operacyjne w dniach u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010.....	142
Tabela 5.21. Cykle konwersji gotówki u badanych producentów energii elektrycznej w dniach w latach 2006-2010.....	143
Tabela 5.22. Cykle konwersji gotówki u badanych dystrybutorów energii elektrycznej w dniach w latach 2007-2010.....	143
Tabela 5.23. Udział kapitałów obcych w zainwestowanym kapitale w badanych elektrowniach w latach 2006-2010 (%).....	145
Tabela 5.24. Udział kapitałów obcych w zainwestowanym kapitale u dystrybutorów w latach 2006-2010 (%).....	145
Tabela 5.25. Wskaźniki zadłużenia kapitałów własnych w elektrowniach w latach 2006-2007 (%).....	146

Tabela 5.26. Wskaźniki zadłużenia kapitałów własnych u dystrybutorów w latach 2006-2007 (%).....	146
Tabela 5.27. Wskaźniki pokrycia odsetek w wybranych grupach polskich przedsiębiorstw w latach 2006-2010.....	148
Tabela 5.28. Wskaźniki sfinansowania majątku trwałego kapitałami stałymi w badanych elektrowniach w latach 2006-2010.....	148
Tabela 5.29. Wskaźniki sfinansowania majątku trwałego kapitałami stałymi w badanych spółkach dystrybucyjnych w latach 2006 - 2010.....	149
Tabela 5.30. Wskaźniki sfinansowania aktywów obrotowych kapitałem pracującym w badanych elektrowniach w latach 2006-2010.....	150
Tabela 5.31. Wskaźniki sfinansowania aktywów obrotowych kapitałem pracującym w badanych spółkach dystrybucyjnych w latach 2006-2010.....	150
Tabela 6.1. Wskaźniki rentowności dla sektora energetycznego w latach 2006-2010	154
Tabela 6.2. Wskaźniki zadłużenia dla sektora energetycznego w latach 2006-2010	156
Tabela 6.3. Wskaźniki cykli operacyjnych i konwersji gotówki dla sektora energetycznego w latach 2006-2010 w dniach.....	158
Tabela 6.4. Wskaźniki płynności finansowej dla sektora energetycznego w latach 2006-2010	160
Tabela 6.5. Wartości wskaźnika Z w modelu Altmana obliczone dla spółek produkcyjnych	162
Tabela 6.6. Wartości wskaźnika Z w modelu Altmana obliczone dla spółek dystrybucyjnych.....	163
Tabela 6.7. Wartości wskaźnika H w modelu Fulmera obliczone dla spółek produkcyjnych	164
Tabela 6.8. Wartości wskaźnika H w modelu Fulmera obliczone dla spółek dystrybucyjnych.....	164
Tabela 6.9. Wartości wskaźnika Z w modelu Gajdki i Stosa obliczone dla spółek produkcyjnych	165
Tabela 6.10. Wartości wskaźnika Z w modelu Gajdki i Stosa obliczone dla spółek dystrybucyjnych.....	166
Tabela 6.11. Wartości wskaźnika W w modelu Mączyńskiej obliczone dla spółek produkcyjnych	167
Tabela 6.12. Wartości wskaźnika W w modelu Mączyńskiej obliczone dla spółek dystrybucyjnych.....	168
Tabela 6.13. Wartości wskaźnika Z w modelu Hołdy obliczone dla spółek produkcyjnych	169
Tabela 6.14. Wartości wskaźnika Z w modelu Hołdy obliczone dla spółek dystrybucyjnych.....	169

Spis rysunków

Rys. 1.1. <i>Zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną w przemyśle, transporcie i budownictwie w latach 1995-2010.....</i>	17
Rys. 1.2. <i>Struktura zapotrzebowania na energię elektryczną w grupach taryfowych, w latach 1995-2010.....</i>	17
Rys. 1.3. <i>Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych w GWh w latach 1995-2010.....</i>	18
Rys. 1.4. <i>Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej w latach 1995-2010.....</i>	20
Rys. 1.5. <i>Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1995-2010.....</i>	20
Rys. 1.6. <i>Struktura produkcji energii elektrycznej w roku 2010.....</i>	21
Rys. 1.7. <i>Struktura mocy zainstalowanych wg rodzaju paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w roku 2010.....</i>	25
Rys. 1.8. <i>Struktura produkcji energii elektrycznej wg rodzaju paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w roku 2010.....</i>	25
Rys. 1.9. <i>Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wodnych (bez ESP), przemysłowych oraz pozostałych, w tym OZE w latach 1995-2010.....</i>	26
Rys. 1.10. <i>Schemat przepływu energii elektrycznej od wytwórców do odbiorców końcowych.....</i>	32
Rys. 1.11. <i>Uproszczony model rynku energii.....</i>	34
Rys. 2.1. <i>Schemat organizacyjny grupy kapitałowej Polska Grupa Energetyczna PGE.....</i>	40
Rys. 2.2. <i>Schemat grupy kapitałowej Tauron Polska</i>	42
Rys. 2.3. <i>Schemat grupy kapitałowej Enea</i>	44
Rys. 2.4. <i>Schemat grupy kapitałowej Energa</i>	45
Rys 2.5. <i>Udział grup kapitałowych w krajowej produkcji energii elektrycznej w 2011 r.....</i>	46
Rys. 2.6. <i>Zmiany struktury wydajności kotłów w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010.....</i>	51
Rys. 2.7. <i>Zmiany struktury mocy turbozespołów w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 1995-2010.....</i>	51
Rys. 2.8. <i>Wartość księgowa brutto i netto oraz stopień umorzenia środków trwałych w elektrowniach ciepłych</i>	53
Rys. 2.9. <i>Graficzna ilustracja miar skośności w analizie sektorowej.....</i>	60
Rys. 3.1. <i>Zatrudnienie w państwowych spółkach energetycznych.....</i>	83
Rys. 4.1. <i>Dynamika przychodów i kosztów operacyjnych u producentów energii elektrycznej w latach 2006-2010</i>	99
Rys. 4.2. <i>Dynamika przychodów i kosztów operacyjnych u dystrybutorów energii elektrycznej w latach 2007-2010</i>	99

Rys. 4.3. Średnie wartości rentowności obrotu mierzone zyskiem na sprzedaży w polskich elektrowniach w latach 2006 - 2010.....	104
Rys. 4.4. Średnia rentowność sprzedaży mierzona zyskiem netto w badanych przedsiębiorstwach w latach 2006-2010.....	107
Rys. 5.1. Średni wskaźnik zadłużenia ogółem u producentów w latach 2006-2010.....	123
Rys. 5.2. Średni udział kredytów w kapitałach obcych u producentów w latach 2006-2010.....	123
Rys. 5.3. Średni wskaźnik zadłużenia ogółem u dystrybutorów w latach 2007-2010.....	124
Rys. 5.4. Średni udział kredytów w kapitałach obcych u dystrybutorów w latach 2007-2010.....	124

Literatura

Książki i artykuły

- Bednarski L., *Analiza finansowa w przedsiębiorstwie*, wyd. PWE, Warszawa 2007.
- Bednarski L., Borowiecki R., Kurtys E., Waśniewski T., Wersty B., *Analiza ekonomiczna przedsiębiorstwa*, wyd. A.E. we Wrocławiu, Wrocław 2003.
- Bieniasz A., Czerwińska - Kayzer D., Gołaś Z., *Przyczynowo-skutkowa analiza rentowności przedsiębiorstwa*, Rachunkowość, 2008, nr 7.
- Blattberg R.C., Getz G., Thomas J.S., *Klient jako kapitał. Budowa cennego majątku relacji z klientem i zarządzanie nim*, wyd. MT Biznes, Konstancin-Jeziorna 2004.
- Bławat F., *O syntetycznej ocenie kondycji finansowej przedsiębiorstwa*, w: „Gospodarka w praktyce i teorii” 1999, nr 1.
- Borowiecki R., *Podstawy systemu oceny przedsiębiorstwa restrukturyzacyjnego*, w: „Przegląd Organizacji” 1996, nr 12.
- Borowiecki R., Wysłocka E., *Analiza ekonomiczna i ocena ekspercka w procesie restrukturyzacji przedsiębiorstw*, wyd. Difin, Warszawa 2012.
- Czekaj J., Dresler Z., *Zarządzanie finansami przedsiębiorstw. Podstawy teorii*, wyd. PWN, Warszawa 2002.
- Chochowski A., Krawiec F., *Zarządzanie w energetyce*, wyd. Difin, Warszawa 2008.
- Cwynar A., Cwynar W., *Optymalizacja struktury kapitału I kalkulacja kosztu kapitału spółki*, w: Panfil M. (red), *Finansowanie rozwoju przedsiębiorstwa. Studium przypadków*, wyd. Difin, Warszawa 2011.
- Czubakowska K., *Rachunkowość według prawa bilansowego*, wyd. C.H. Beck, Warszawa 2009.
- Dębski W., *Teoretyczne i praktyczne aspekty zarządzania finansami przedsiębiorstwa*, PWN, Warszawa 2005.
- Dębski W., Maciejczyk-Bujnowicz I., *Ocena kondycji finansowej spółek z indeksu WIG-Energia w latach 2006-2011. Analiza porównawcza. „Rynek Energii” 2012, nr 3.*
- Derski B., *Polska miała 7 procentowy udział energii odnawialnej w 2010 r.*, www.cire.pl (19.12.2011).
- Dobija M., *Rachunkowość zarządcza i controlling*, wyd. PWN, Warszawa 2001.

- Doija M., *Teoria pomiaru kapitału i zysku*, wyd. U.E. w Krakowie, Kraków 2010.
- Dudycz T., Hamrol M., Skoczylas W., Niemiec A., *Finansowe wskaźniki sektorowe – pomoc przy analizie finansowej i ocenie zdolności przedsiębiorstwa do kontynuacji działalności*, „Rachunkowość” 2005, nr 3.
- Duliniec A., *Finansowanie przedsiębiorstwa. Strategie i instrumenty*, wyd. PWE, Warszawa 2011.
- Duraj J., Sajnog A., *Rentowność kapitału własnego giełdowych spółek przemysłowych*, wyd. U.Ł., Łódź 2011.
- Gabrusewicz W., *Analiza finansowa przedsiębiorstwa*, wyd. PWE, Warszawa 2005.
- Gabrusewicz W. (red), *Audyt sprawozdań finansowych*, wyd. PWE, Warszawa 2010.
- Glynn J.J., Perrin J. i Murphy M.P., *Rachunkowość dla menedżerów*, wyd. PWN, Warszawa 2003.
- Gołębiowski G., Tłaczała A., „*Analiza finansowa w teorii i praktyce*”, wyd. Difin, Warszawa 2009.
- Gos W., *Bilans. Znaczenie, koncepcje sporządzania, formy prezentacji*, wyd. PWE, Warszawa 2011.
- Grzywacz J., *Kapitał w przedsiębiorstwie i jego struktura*, wyd. SGH, Warszawa 2012.
- Hołda A., *Prognozowanie bankructwa jednostki w warunkach gospodarki polskiej z wykorzystaniem funkcji dyskryminacyjnej Z_H* , w” „Rachunkowość” 2001, nr 5.
- Janasz K., *Kapitał w finansowaniu działalności innowacyjnej przedsiębiorstw w Polsce*, wyd. Difin, Warszawa 2010.
- Janik W., Paździor A., *Zarządzanie finansami spółki kapitałowej*, wyd. PWE, Warszawa 2010.
- Janik W., Paździor A., *Zarządzanie finansowe w przedsiębiorstwie*, wyd. P.L., Lublin 2011.
- Janik W., Paździor M., *Rachunkowość zarządcza i controlling*, wyd. P.L., Lublin 2012.
- Jeżowski P., *Koszty polityki klimatycznej UE dla polskich przedsiębiorstw energetycznych*, referat wygłoszony na Międzynarodowej Konferencji Naukowej nt. *Przedsiębiorstwo wobec zmian klimatu*, SGH, Warszawa 2011.
- Kaczmarek T.T., *Gospodarka globalna a globalny kryzys*, wyd. Difin, Warszawa 2009.
- H. Kaproń, A. Wasilewski, *Gaz ziemny paliwem XXI wieku*, wyd. Kaprint, Lublin 2012.
- Kasiewicz S., *Klasyfikacja wskaźników oceny zarządzania współczesnym przedsiębiorstwem* w: „Przegląd Organizacji” 1999.
- Klugmann E., Klugmann-Radziemska E., *Ogniwa i moduły fotowoltaiczne oraz inne niekonwencjonalne źródła energii*, Białystok 2005.
- Kotowicz J., *Elektrownie gazowo-parowe*, wyd. Kaprint, Lublin 2008.
- Krawiec F. (red), *Odnawialne źródła energii w świetle globalnego kryzysu energetycznego*, wyd. Difin, Warszawa 2010.

- Kulesza M., *Rynek energii elektrycznej w Polsce w 2012 r. i w latach późniejszych*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2012, nr 3.
- Larwiec F., *Energia. Zasoby, procesy, technologie, rynki, transformacje, modele biznesowe, planowanie rozwoju*, wyd. Difin, Warszawa 2012.
- Leszczyński Z., Skowronek-Mielczarek A., *Analiza ekonomiczno-finansowa firmy*, wyd. Difin, Warszawa 2000.
- Levis W.W., *Potęga wydajności*, wyd. CeDeWu, Warszawa 2004.
- Łakomiak A., *Pomiar przychodów w ciepłownictwie*, „Zeszyty Teoretyczne Rachunkowości”, Warszawa 2010, t. 54.
- Łaskawiec J., *Otwarcie kolejnych ofert na budowę bloku klasy 900 MW w Kozienicach*, „Energetyka zawodowa i ciepła” 2012, nr 5.
- Majchrzak H., *W stronę zintegrowanego systemu*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2011, nr 11.
- Malko J., Wilczyński A., *Rynek energii - działania marketingowe*,
- Malko J., Wojciechowski H., *Bloki na horyzoncie. Zmaganie z progiem 50% sprawności obiegu parowego Rankine’a*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2012, nr 7-8.
- Mączyńska E., Pietrewicz L., *Zarządzanie wartością przedsiębiorstwa – aspekty własnościowe (wyniki badań)*, w: *Zarządzanie wartością przedsiębiorstwa a struktura akcjonariatu*, wyd. CeDeWu, Warszawa 2001.
- Micherda B. (red), *Podstawy rachunkowości. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, wyd. PWN, Warszawa 2005.
- Mielczarski W., *Cztery filary polskiej energetyki*, Centrum Strategii Energetycznych (<http://cse.ibnigr.pl/up-content/uploads/energetyka---powrot-do-rzeczywistosci>).
- Mielczarski W., *Rynki energii elektrycznej*.
- Niedziółka D., *Regionalizacja rynków energii*, wyd. SGH, Warszawa 2011.
- Niedziółka D., *Rynek energii w Polsce*, wyd. Difin, Warszawa 2010.
- Nowak E., *Analiza sprawozdań finansowych*, wyd. PWE, Warszawa, 2005.
- Nowak E. (red), *Controlling w przedsiębiorstwie. Koncepcje i instrumenty*, wyd. ODDK, Gdańsk 2003.
- Nowak W., Stachel A. A., Borsukiewicz-Gozdur A., *Zastosowanie odnawialnych źródeł energii*, wyd. P.Sz., Szczecin 2008.
- Olchowicz I., *Rachunkowość podatkowa*, wyd. Difin, Warszawa 2004.
- Pach-Gurgul A., *Jednolity rynek energii elektrycznej bezpieczeństwo energetyczne Europy*, w: Miklaszewski S., Molendowski E., *Gospodarka światowa w warunkach globalizacji i regionalizacji rynków*, wyd. Difin, Warszawa 2009.
- Pasek J., *Ekonomika e elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- Popczyk J., *Pytania do polskiej energetyki*, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową. Centrum Strategii Energetycznych (21.12.2012).

- Porter M.E., *Strategia konkurencji, metody analizy sektorów i konkurentów*, wyd. PWE, Warszawa 1992.
- Rappaport A., *Wartość dla akcjonariuszy*, wyd. WIG-Press, Warszawa 1999.
- Sasin R., *Potrzeby i możliwości finansowania polityki energetycznej do 2020 roku w warunkach kryzysu finansowo-gospodarczego UE*, SGH, Warszawa 2011.
- Sierpińska M., Jachna T., *Ocena przedsiębiorstwa według standardów światowych*, wyd. PWN, Warszawa 2004.
- Skoczylas W. (red), *Determinanty i modele wartości przedsiębiorstw*, wyd. PWE, Warszawa 2007.
- Sobański J., *Czy bierność polskiej opinii publicznej to empiryczny wyraz oczekiwania na potwierdzenie słuszności teorii antygravitacyjnej*, „Nowa Energia” 2011, nr 3.
- Sowiński J., *Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych*, wyd. P.Cz, Częstochowa 2008.
- Stasiewski T., *Z-score – indeks przewidywanego upadku przedsiębiorstwa*, w: „Rachunkowość” 1996, nr 12.
- Suszyński C., *Restrukturyzacja, konsolidacja, globalizacja przedsiębiorstw*, wyd. PWE, Warszawa 2003.
- Szablewski A.T., *Liberalizacja a bezpieczeństwo dostaw energii*, wyd. Key Text, Warszawa 2012.
- Szablewski A., Tuzimek R., *Wycena i zarządzanie wartością firmy*, wyd. Poltext, Warszawa 2004.
- Szczęśny W., *Finanse firmy. Jak zarządzać kapitałem*, Wydawnictwo C.H. BECK, Warszawa 2012.
- Smithson C.W., Smith C.W., Jr, Wilford D.S., *Zarządzanie ryzykiem finansowym*, wyd. Oficyna Ekonomiczna, Kraków 2000.
- Szyjko C.T., *Ku globalizacji zarządzania środowiskiem; wojna czy pokój?*, „Energia Gigawat” 2012, nr 3.
- Świdarska K.G. (red), *Controlling kosztów i rachunkowość zarządcza*, wyd. Difin, Warszawa 2010.
- Trocki M., *Grupy kapitałowe. Tworzenie i funkcjonowanie*, wyd. PWN, Warszawa 2004.
- Tyran M. R., *Wskaźniki finansowe*, wyd. ABC, Warszawa 1999.
- Van Term J. P., Kearney A.T., Troniewski T., *W kontrolowany sposób ku gospodarce niskoemisyjnej w Polsce*, „Nowa Energia” 2012, nr 4.
- Waśniewski T., Skoczylas W., *Teoria i praktyka analizy finansowej w przedsiębiorstwie*, wyd. PWE, Warszawa 2002.
- Wieczerzyńska B., *Kryzys w przedsiębiorstwie*, CeDeWu, Warszawa 2009.
- Wojtkowska-Łodej G., Michalski D., Hawranek P., *Zmiany uwarunkowań funkcjonowania przedsiębiorstw na rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej*, wyd. SGH, Warszawa 2012.

- Urbanek G, *Kompetencje a wartość przedsiębiorstwa*, wyd. a Wolters Kluwer business, Warszawa 2011.
- Zaleska M., *Ocena kondycji finansowej przedsiębiorstwa przez analityka bankowego*, wyd. SGH, Warszawa 2012.
- Zaleski P., *Zmiany na rynku energii elektrycznej*, www. cire. pl (19.12.2011 r.).
- Zapotrzebowanie na energię elektryczną „Energetyka zawodowa i ciepła”* 2009, nr 12 i 2010, nr 1.
- Ząbek S., Kott J., Szalbierz Z., *Analiza sytuacji ekonomiczno-finansowej PGE – Polskiej Grupy Energetycznej*, w: J. Sokołowski, M. Sosnowski, A. Żabiński, *Polityka ekonomiczna*, Prace naukowe U.E. we Wrocławiu nr 246, Wrocław 2012.

Raporty

- Aktualizacja poprawy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.*, ARE, Warszawa wrzesień 2011.
- Analiza trendów rozwoju branży energetycznej*, Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki, Lipiec 2010.
- Bil J., Gąsiorowska E., Graczyk W., Guzik R., Maciuk-Grochowska A., Malec A., Smoleń P., *„Analiza trendów rozwoju branży energetycznej”*, PKPPL, Lipiec 2010.
- Blusz K., Hinc A., Brodzikowski J., *W kierunku niskoemisyjnej strategii gospodarczej dla Polski. Energia i klimat pomiędzy Keynesem i Hayekiem?*, wyd. demosEU-ROPA – Centrum Strategii Europejskiej, Warszawa 2011.
- Efektywność wykorzystania energii w latach 1999-2009*, GUS, Warszawa 2011.
- Ekonomika produkcji energii elektrycznej*, Raport Ernst &Young, Warszawa, grudzień 2008.
- Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2009, 2010*, GUS, Warszawa 2011.
- Krauwicka M., Józefiak A., *Fundusze Unijne dla energetyki*, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, listopad 2009.
- Kwiatkowska-Drożdż A. (red), *Niemiecka transformacja energetyczna. Trudne początki*, Ośrodek Studiów Wschodnich, Warszawa, grudzień 2012.
- Niskoemisyjne dylematy – Jak ograniczyć emisje gazów cieplarnianych i co to oznacza dla polskiej gospodarki?*, Raport McKinseya.
- Peszko G., *Rola międzynarodowych instytucji finansowych w transformacji do gospodarki nisko-węglowej*, Warszawa, 31 stycznia 2012.
- Polityki energetyczne państw MAE. Polska 2011*, Warszawa, grudzień 2011.
- Polska 2011. Raport o Stanie Gospodarki*, Warszawa 2011.
- Sielicki A., *„ENEA” na celowniku, Energia. Poradnik producenta i użytkownika*, grudzień 2010.

- Swora M. (red), *W kierunku nowoczesnej polityki energetycznej. Energia elektryczna*, Instytut Obywatelski, Warszawa 2011.
- Sytuacja ekonomiczno-finansowa przedsiębiorstw wg działów PKD*, Warszawa, Lipiec 2011
- Wicik A., Kawałczewski J., *Tauron Polska Energia*. Raport kredytowy, Fitch Ratings, Warszawa, maj 2010.
- Wiśniewski G., *Potencjał inwestycyjny w energetyce odnawialnej do 2020 r.*, Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej, Warszawa, październik 2011.

ANEKS

ZAŁĄCZNIK 1

Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej wg producentów energii

Lp.	Producenci	PA AOG	PA RZAT	PA Moc	PK KDZP
1.	Elektrownia Bełchatów	0,59	0,70	494,51	1,24
2.	Elektrownia Turów	0,38	0,45	670,80	1,29
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	0,76	3,10	749,07	1,13
4.	Elektrownia Pątnów II	0,17	0,24	900,83	1,47
5.	Elektrownia Kozienice	0,78	1,14	600,99	1,1
6.	Elektrownia Połaniec	0,88	2,00	913,84	1,12
7.	Elektrownia Rybnik	0,82	2,11	844,46	1,15
8.	Elektrownia Dolna Odra	0,79	0,97	537,01	1,11
9.	Elektrownia Opole	0,51	0,65	742,18	1,37
10.	Elektrownia Skawina	0,50	0,61	523,74	1,1
11.	Elektrownia Stalowa Wola	0,73	1,14	700,41	1,01

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010

Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej wg producentów energii c.d.

Lp.	Producenci	RO ZSP	RO ZN	ROE	ROA
1.	Elektrownia Bełchatów	20,83%	16,63%	17,05%	10,70%
2.	Elektrownia Turów	22,33%	9,36%	10,64%	6,40%
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	11,21%	9,77%	13,64%	8,95%
4.	Elektrownia Pątnów II	40,24%	13,42%	7,79%	4,18%
5.	Elektrownia Kozienice	8,94%	7,02%	8,32%	6,46%
6.	Elektrownia Połaniec	12,25%	14,64%	19,79%	14,00%
7.	Elektrownia Rybnik	13,60%	10,70%	21,72%	8,94%
8.	Elektrownia Dolna Odra	10,03%	6,50%	10,61%	5,94%
9.	Elektrownia Opole	26,88%	14,33%	22,21%	10,33%
10.	Elektrownia Skawina	8,45%	7,42%	6,51%	4,18%
11.	Elektrownia Stalowa Wola	1,50%	3,11%	3,17%	2,42%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010

**Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej
wg producentów energii c.d.**

Lp.	Producenci	EDF	WZO	D/Cw	WPO
1.	Elektrownia Bełchatów	6,35%	19,51%	34,48%	16,28
2.	Elektrownia Turów	4,24%	20,51%	54,87%	2,66
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	4,69%	6,36%	10,81%	5,96
4.	Elektrownia Pątnów II	3,61%	37,99%	112,43%	3,41
5.	Elektrownia Kozienice	1,86%	11,52%	17,72%	6,62
6.	Elektrownia Połaniec	5,79%	10,79%	16,91%	15 596,05
7.	Elektrownia Rybnik	12,78%	6,77%	10,38%	120,26
8.	Elektrownia Dolna Odra	4,67%	25,76%	60,27%	4,80
9.	Elektrownia Opole	11,89%	44,95%	121,42%	3,78
10.	Elektrownia Skawina	2,33%	7,66%	12,42%	10,54
11.	Elektrownia Stalowa Wola	0,74%	7,11%	9,68%	14,21

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010

**Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej
wg producentów energii c.d.**

Lp.	Producenci	K pr / Aobr	WZRF	CR	QR	BŁ
1.	Elektrownia Bełchatów	-0,23	0,97	0,87	0,73	0,37
2.	Elektrownia Turów	0,09	1,01	1,18	1,08	0,65
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	0,09	1,02	1,20	1,06	0,65
4.	Elektrownia Pątnów II	0,00	1,00	1,21	1,20	0,63
5.	Elektrownia Kozienice	0,51	1,20	2,10	1,59	0,88
6.	Elektrownia Połaniec	0,63	1,64	3,95	3,19	1,64
7.	Elektrownia Rybnik	1,18	0,65	2,08	1,53	0,72
8.	Elektrownia Dolna Odra	-0,45	0,88	0,72	0,52	0,07
9.	Elektrownia Opole	0,23	1,06	1,35	1,12	0,62
10.	Elektrownia Skawina	-0,03	0,99	1,05	0,53	0,07
11.	Elektrownia Stalowa Wola	0,35	1,14	2,36	1,45	0,69

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010

**Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej
wg producentów energii c.d.**

Lp.	Producenci	CR Z	CR N	CR Z	COP	CKG
1.	Elektrownia Bełchatów	9,94	23,65	10,85	33,59	22,74
2.	Elektrownia Turów	9,08	21,59	11,12	30,67	19,55
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	8,96	21,85	22,50	30,81	8,31
4.	Elektrownia Pątnów II	0,98	17,49	16,46	18,47	2,01
5.	Elektrownia Kozienice	31,77	30,89	31,94	62,66	30,72
6.	Elektrownia Połaniec	41,55	66,93	27,39	108,48	81,09
7.	Elektrownia Rybnik	27,91	33,74	20,10	61,64	41,54
8.	Elektrownia Dolna Odra	26,31	25,85	11,11	52,16	41,05
9.	Elektrownia Opole	24,44	40,10	10,55	64,54	53,99
10.	Elektrownia Skawina	59,14	36,44	32,97	95,58	62,61
11.	Elektrownia Stalowa Wola	52,80	24,87	19,65	77,67	58,02

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010

**Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej
wg producentów energii c.d.**

Lp.	Producenci	Z	H	ZGiS	W	ZH
1.	Elektrownia Bełchatów	2,03	1,01	0,76	2,60	1,31
2.	Elektrownia Turów	1,15	0,85	0,61	1,48	1,48
3.	ZE Pątnów, Adamów, Konin	2,10	0,92	0,68	2,16	1,51
4.	Elektrownia Pątnów II	0,77	0,45	2,29	1,15	1,54
5.	Elektrownia Kozienice	3,06	2,54	0,67	1,84	2,18
6.	Elektrownia Połaniec	3,78	2,53	0,84	4,46	3,70
7.	Elektrownia Rybnik	2,03	-0,77	0,78	2,73	2,11
8.	Elektrownia Dolna Odra	1,46	0,82	0,60	1,48	1,21
9.	Elektrownia Opole	1,47	1,16	0,70	2,34	1,60
10.	Elektrownia Skawina	2,30	1,77	0,71	1,48	1,51
11.	Elektrownia Stalowa Wola	2,73	0,26	0,67	1,04	2,36

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata

ZAŁACZNIK 2

Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej wg dystrybutorów energii

Lp.	Dystrybutorzy	PA AOG	PA RZAT	PA Moc	PK KDZP
1.	RWE Stoen Operator	0,25	0,31	754,78	1,1
2.	PGE Dystrybucja	0,50	154,42	1647,54	1,03
3.	Tauron Dystrybucja	0,52	0,62	350,08	1,06
4.	Enea Operator	0,62	35,25	2138,58	1,04
5.	Energia Operator	0,45	0,50	814,70	1,05

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010

Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej wg dystrybutorów energii c.d.

Lp.	Dystrybutorzy	RO ZSP	RO ZN	ROE	ROA
1.	RWE Stoen Operator	9,85%	5,72%	1,73%	1,46%
2.	PGE Dystrybucja S.A.	2,30%	13,08%	7,54%	6,83%
3.	Tauron Dystrybucja	5,88%	4,08%	2,98%	2,34%
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	3,06%	4,14%	2,92%	2,56%
5.	Energia Operator Sp. z o.o.	4,83%	5,62%	5,02%	2,76%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010

Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej wg dystrybutorów energii c.d.

Lp.	Dystrybutorzy	EDF	WZO	D/Cw	WPO
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	0,27%	8,62%	10,25%	79,71
2.	PGE Dystrybucja S.A.	0,71%	1,33%	1,50%	2,45
3.	Tauron Dystrybucja	0,64%	7,26%	10,17%	7,55
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	0,36%	0,31%	0,36%	57,92
5.	Energia Operator Sp. z o.o.	2,27%	6,49%	13,20%	3,55

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010.

**Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej
wg dystrybutorów energii c.d.**

Lp.	Dystrybutorzy	K pr /Aobr	WZRF	CR	QR	BŁ
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	0,01	1,00	1,59	1,57	0,52
2.	PGE Dystrybucja S.A.	0,47	1,11	1,88	1,87	1,46
3.	Tauron Dystrybucja	-0,30	0,96	1,16	1,13	0,38
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	0,55	1,17	2,25	2,25	1,55
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	-2,47	0,73	0,89	0,84	0,07

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010

**Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej
wg dystrybutorów energii c.d.**

Lp.	Dystrybutorzy	CR Z	CR N	CR Z	COP	CKG
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	1,20	41,41	26,08	42,61	16,53
2.	PGE Dystrybucja S.A.	0,19	15,47	16,39	15,66	-0,73
3.	Tauron Dystrybucja	2,33	39,40	17,54	41,73	24,19
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	0,00	27,39	6,50	27,39	20,89
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	4,32	51,94	14,67	56,26	41,59

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010

**Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej
wg dystrybutorów energii c.d.**

Lp.	Dystrybutorzy	Z	H	ZGiS	W	ZH
1.	RWE Stoen Operator Sp z o.o.	4,23	-0,15	0,79	1,32	1,76
2.	PGE Dystrybucja S.A.	6,15	2,85	0,91	3,25	2,25
3.	Tauron Dystrybucja	2,11	0,12	0,72	1,10	1,47
4.	Enea Operator Sp. z o.o.	5,71	2,47	0,76	1,66	2,29
5.	Energa Operator Sp. z o.o.	0,85	0,64	0,79	0,97	1,30

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007 – 2010

ZAŁĄCZNIK 3

Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej względem lat dla producentów energii

Lp.	Symbol wskaźnika	2010	2009	2008	2007	2006	Średnia
1.	PA AOG	1,69	1,60	1,73	1,79	1,66	1,69
2.	PA RZAT	0,73	0,87	0,78	0,80	0,85	0,76
3.	PA Moc	689,52	710,03	700,44	-	-	620,91
4.	PK KDZP	1,21	1,30	1,16	1,08	1,08	1,16
5.	RO ZSP	20,26%	25,69%	14,08%	11,19%	8,12%	16,79%
6.	RO ZN	16,22%	18,59%	7,80%	7,84%	6,29%	12,04%
7.	ROE	18,11%	23,16%	9,40%	9,49%	8,43%	14,62%
8.	ROA	10,80%	12,98%	5,84%	6,00%	5,86%	8,63%
9.	EDF	7,31%	10,18%	3,56%	3,49%	2,57%	5,99%
10.	WZO	45,68%	44,77%	51,96%	50,30%	51,45%	48,34%
11.	D/Cw	22,95%	38,05%	52,42%	54,36%	41,47%	39,63%
12.	K pr / obr	0,07	0,40	0,18	0,24	0,31	0,24
13.	WZRF	0,99	1,07	0,99	0,99	1,01	1,01
14.	WPO	12,41	12,35	5,38	3,57	2,12	6,58
15.	CR	1,82	1,71	1,34	1,50	1,75	1,62
16.	QR	1,44	1,24	0,99	1,29	1,48	1,15
17.	BŁ	0,69	0,54	0,38	0,70	0,75	0,69
18.	CR Z	23,76	23,93	19,57	15,92	17,30	20,57
19.	CR N	29,34	26,15	40,56	27,70	30,38	34,63
20.	CR Z	20,30	16,06	19,62	16,50	14,25	17,49
21.	COP	53,10	50,08	60,13	43,62	47,68	55,20
22.	CKG	-34,69	10,66	-4,59	-6,49	-2,62	-7,80
23.	Z	2,42	2,38	1,78	2,03	2,22	2,16
24.	H	1,53	1,48	0,61	0,63	1,23	1,10
25.	ZGiS	0,77	0,81	0,65	1,24	0,64	0,82
26.	W	2,70	3,22	1,32	1,70	1,71	2,13
27.	ZH	2,14	1,99	1,68	1,76	1,99	1,91

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych polskich producentów energii za lata 2006-2010

ZAŁĄCZNIK 4

Zestawienie średnich wartości wskaźników analizy finansowej wg lat dla dystrybutorów energii

Lp.	Symbol wskaźnika	2010	2009	2008	2007	Średnia
1.	PA AOG	0,43	0,48	0,46	0,53	0,46
2.	PA RZAT	1,73	1,79	1,66	1,12	1,60
3.	PA Moc	1149,83	1117,369	1235,31	-	-
4.	PK KDZP	1,05	0,94	1,02	0,92	1,02
5.	RO ZSP	3,70%	3,82%	4,41%	3,95%	3,46%
6.	RO ZN	13,50%	7,60%	5,26%	3,48%	8,22%
7.	ROE	8,04%	4,89%	3,32%	2,65%	5,25%
8.	ROA	6,71%	4,25%	2,75%	1,94%	4,32%
9.	EDF	1,34%	0,64%	0,57%	0,71%	0,93%
10.	WZO	18,98%	16,10%	27,65%	29,21%	21,44%
11.	D/Cw	4,72%	2,32%	4,42%	5,98%	4,05%
12.	K pr / Aobr	0,44	0,32	-0,47	-0,92	0,13
13.	WZRF	1,13	1,07	0,94	0,90	1,03
14.	WPO	9,79	5,11	8,48	29,12	5,05
15.	CR	2,53	2,32	0,93	0,90	1,70
16.	QR	1,81	2,03	2,67	1,26	1,69
17.	BŁ	1,83	1,60	0,50	0,21	1,09
18.	CR Z	0,56	0,43	1,49	2,48	1,06
19.	CR N	32,73	21,27	24,88	39,76	28,40
20.	CR Z	16,75	4,64	15,94	20,66	13,61
21.	COP	39,59	33,39	36,54	47,05	38,12
22.	CKG	-23,78	-12,00	-40,16	-7,32	-22,14
23.	Z	3,67	4,83	3,56	2,46	3,63
24.	H	1,90	1,32	0,84	0,13	1,05
25.	ZGiS	0,82	0,80	0,80	0,71	0,78
26.	W	2,14	1,66	1,41	0,97	1,55
27.	ZH	2,02	2,03	1,64	1,39	1,77

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych za lata 2007-2010

ZALĄCZNIK 5
Rentowność badanych przedsiębiorstw na tle sektora

ROE	$-\infty$	$\uparrow$	-35,97	$\uparrow$	1,58	$\uparrow$	5,30	$\uparrow$	14,29	$\uparrow$	52,27	$\uparrow$	$+\infty$
ROA	$-\infty$	$\uparrow$	-18,40	$\uparrow$	1,47	$\uparrow$	3,94	$\uparrow$	8,28	$\uparrow$	28,12	$\uparrow$	$+\infty$
ROS	$-\infty$	$\uparrow$	-17,67	$\uparrow$	1,23	$\uparrow$	4,05	$\uparrow$	9,02	$\uparrow$	30,78	$\uparrow$	$+\infty$
Wartość minimalna Wąsy dół Pudelko dół Mediana Pudelko góra Wąsy góra Wartość maksymalna													

Rys. Rentowność badanych przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku **2010**

Źródło: opracowanie własne

Legenda: 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4.- Elektrownia Bełchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Koźminiec, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Stalowa Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Enea, D3. –PGE Dystrybucja, D4.- RWE Stoen, D.5 – Tauron Dystrybucja

ROE		D1,D2,D4,D5		9,10,D3		1,2,3,4,5,6,7,8,11	
-∞	-26,63	0,56	3,38	9,80	38,64	+	
ROA		D5		9,10,11,D1,D3		1,2,3,4,5,6,7,8,D4	
-∞	-15,08	0,64	2,82	6,59	24,24	+	
ROS		D5		10,D1,D2		1,2,3,4,5,6,7,8,9,11	
-∞	-21,64	-0,54	2,08	6,53	30,78	+	
		Pudelko dół		Mediana		Pudelko góra	
Wartość minimalna		Wasy dół				Wasy góra	
						Wartość maksymalna	

Rys. Rentowność badanych przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku 2009

Źródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Patnów II, 2. – ZEPatnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole,

4. - Elektrownia Belchatów, 5. - Elektrownia Turow, 6. - Elektrownia Rybnik, 7. - Elektrownia Koźienice, 8. - Elektrownia Polaniec, 9. - Elektrownia Skawina, 10. - Elektrownia Stalowa Wola, 11. - Elektrownia Dolna Odra, D1. - Enea, D2. - Energa, D3. - PGE Dystrybucja, D4. - RWE Stoen, D5. - Tauron Dystrybucja

ROE									
$-\infty$	-17,56	-0,12	1,27	6,28	25,08	$+\infty$			
ROA		1							
			5,7,9,10,D5,D1,D3	2,3,4,6,8,11,D2,D4					
$-\infty$	-13,71	-0,39	1,25	4,60	19,02	$+\infty$			
ROS		1							
			5,6,7,9,10,D1,D5	2,3,4,8,11,D2,D3					
$-\infty$	-19,16	-1,53	0,85	4,42	22,22	$+\infty$			
		Wartość minimalna	Wąsy dol	Pudelko dol	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna	

Rys. Rentowność badanych przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku **2008**

Źródło: opracowanie własne

Legend 1 – Elektrownia Pątnów II, 2 – ZE Pątnów, Adamów, Korin, 3 – Elektrownia Opole, 4 – Elektrownia Bełchatów, 5 – Elektrownia Turów, 6 – Elektrownia Rybnik, 7 – Elektrownia Kozienice, 8 – Elektrownia Polaniec, 9 – Elektrownia Skawina, 10 – Elektrownia Stalowa Wola, 11 – Elektrownia Dolna Odra, D1 – Enea, D2 – Enea, D3 – PGE Dystrybucja, D4 – RWE Stoen, D5 – Tauron Dystrybucja

ROE	$-\infty$	-21,69	0,17	2,47	8,19	31,06	$+\infty$	
ROA		1	10	2,4,6,9,11,D1,D2		3,5,7,8		
	$-\infty$	-15,38	0,16	1,97	D4,D5	5,52	20,78	
ROS			10	2,6,11,D1,D2,D4		1,3,4,5,7,8,9		
	$-\infty$	-14,98	-0,36	1,42	D5	4,67	19,29	
		Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna

Rys. Rentowność badanych przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku **2007**

Zródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Koun, 3. – Elektrownia Opole, 4. – Elektrownia Belchatów, 5. – Elektrownia Turow, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Koźminec, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Stalowa Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Enea, D3. – PGE Dystrybucja, D4. – RWE Stoen, D.5 – Tauron Dystrybucja

ROE									
-∞	-14,41	0,4	2,37	7,03	26,01	+∞			
ROA									
		10	2,4,6,7,11	3,5,8,9					
-∞	-13,93	0,37	2,07	5,44	18,85	+∞			
ROS									
		2,11	4,7,10	3,5,6,8,9					
-∞	-16,34	-1,05	1,44	4,26	17,58	+∞			
		Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna	

Rys. Rentowność badanych przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku 2006

Źródło: opracowanie własne

Legenda: 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Korin, 3. – Elektrownia Opole, 4. – Elektrownia Bełchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Stalowa Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Energa, D3. – PGE Dystrybucja, D4. – RWE Sroen, D 5 – Tauron Dystrybucja

ZAŁĄCZNIK 6
Zadłużenie i ryzyko finansowe na tle sektora

WZRF		7,D5		1,D1,D3	3,4,5,6,10,11,D2,D4
- ∞	0,20	0,69	0,80	0,87	1,00
WZO		D1,D3,	2,6,7,9,10,D4,D5	1,D2	
-∞	0,08	22,06	33,05	50,63	99,11
	Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra
				Wąsy góra	Wartość maksymalna

Rys. Zadłużenie i ryzyko finansowe na tle sektora energetycznego w roku 2010

Źródło: opracowanie własne

Legend: WZRF 1. – Elektrownia Bełchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4.- Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Połaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Stalowa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4.- Enea, D.5 – Energa

WZO 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4.- Elektrownia Bełchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Połaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Stalowa Wola, D1. – Enea, D2. – Energa, D3. –PGE Dystrybucja, D4.- RWE Stoen, D.5 – Tauron Dystrybucja

WZRF									
- ∞	0,13	0,70	0,82	0,90	1,00	+∞			
WZO		D1,D3,D4	7,10,D5	2,4,6,8,9	1,3,5,11,D2				
-∞	0,08	19,50	30,56	50,31	98,06	+∞			
Wartość minimalna	Wasy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wasy góra	Wartość maksymalna			

Rys. Zadłużenie i ryzyko finansowe na tle sektora energetycznego w roku **2009**
 Źródło: opracowanie własne

Legend: WZRF 1. – Elektrownia Belchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4.- Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice,6. – Elektrownia Polaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Sława Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4.- Enea, D.5 – Energa

WZO 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4.- Elektrownia Belchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Sława Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Energa, D3. –PGE Dystrybucja, D4.- RWE Stoen, D.5 – Tauron Dystrybucja

WZRF									
- ∞	0,09	0,69	0,82	0,90	1,00	+∞			
WZO									
	D1,D3,D4	10,D5	2,4,6,7,9,D2	1,3,5,8,11					
-∞	0,10	18,35	31,03	48,85	97,52	+∞			
Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudełko dół	Mediana	Pudełko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna			

Rys. Zadużenie i ryzyko finansowe na tle sektora energetycznego w roku **2008**
Źródło: opracowanie własne

Legend: WZRF 1. – Elektrownia Bełchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4. – Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Polaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Ślawa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4. – Enea, D.5 – Energa

WZO 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4. – Elektrownia Bełchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Ślawa Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Energa, D3. – PGE Dystrybucja, D4. – RWE Stoen, D.5 – Tauron Dystrybucja

WRF		7,8	D5		1,2,3,4,10,D1,D3,D4	5,6,9,11			
- ∞	Wartość minimalna	0,14	Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna	+∞
				0,70		0,83		0,89	1,00

Rys. Zadłużenie i ryzyko finansowe na tle sektora energetycznego w roku **2007**

Źródło: opracowanie własne

Legend: WZRF 1. – Elektrownia Belchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4.- Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Połaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Stalowa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4. - Enea, D.5 – Energa

WZRF		7	8		1,2,3,9,10		5,6,11	
- ∞		0,28	0,74	0,84	0,90	1,00	+∞	
Wartość minimalna		Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna	

Rys. Zadłużenie i ryzyko finansowe na tle sektora energetycznego w roku **2006**

Źródło: opracowanie własne

Legend: WZRF 1. – Elektrownia Belchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4.- Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Połaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Stalowa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4. - Enea, D.5 – Energa

ZAŁĄCZNIK 7
Aktywność gospodarcza przedsiębiorstw na tle sektora

COP		1,2,3,D1,D2,D3,D4	4,5,7,D5	6,11	10	
- ∞	1,98	44,99	78,11	106,78	256,26	+∞
CKG						
1,2,3,D1,D2,D3,D4,D5	5,7	4,11	6	10		
-∞	0,98	25,05	47,74	58,84	125,62	+∞
	Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudełko dół	Mediana	Pudełko góra	Wąsy góra
						Wartość maksymalna

Rys. Aktywność gospodarcza na tle sektora energetycznego w roku 2010

Źródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Belchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4.- Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Polaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Siałowa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4.- Enea, D.5 – Energa

COP									
- ∞	1,15	43,30	76,07	111,41	265,07	+∞			
CKG		D1	5,6	4,9	11				
1.2.3.8.10,D4,D5									
-∞	0,33	24,89	46,55	62,10	133,80	+∞			
	Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudełko dół	Mediana	Pudełko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna		

Rys. Aktywność gospodarcza na tle sektora energetycznego w roku 2009

Źródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Bełchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4. – Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Polaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Stalowa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4. – Enea, D 5 – Energa

COP									
-∞	1,12	46,09	74,25	108,61	263,15	+∞			
CKG									
1,2,3,4,8,D2,D3,D4	5,7,10,D1,D5	9,11	6						
-∞	0,54	26,50	42,20	56,90	115,81	+∞			
Wartość minimalna		Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna		

Rys. Aktywność gospodarcza na tle sektora energetycznego w roku 2008

Zródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Belchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4. – Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Połaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Sialowa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4. – Enea, D.5 – Energa

COP									
-∞	-0,02	31,37	62,14	94,03	272,9	+∞			
CKG		5,7,9,D5	10,11,D1	6					
1.2.3.8,D3,D4									
-∞	-0,02	16,79	34,58	50,13	152,43	+∞			
	Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudełko dół	Mediana	Pudełko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna		

Rys. Aktywność gospodarcza na tle sektora energetycznego w roku 2007

Źródło: opracowanie własne

Legenda: 1. – Elektrownia Bełchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4. – Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Polaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Stalowa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4. – Enea, D.5 – Energa

COP									
- ∞		3,34	41,21	66,92	100,23	237,58	+∞		
CKG									
1,2,3,8,9		5,10	7,11			6			
-∞		2,99	20,96	36,71	55,62	129,39	+∞		
	Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna		

Rys. Aktywność gospodarcza na tle sektora energetycznego w roku 2006

Źródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Bełchatów, 2. Elektrownia Turów, Adamów, Konin, 3. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 4. – Elektrownia Pątnów II, 5. – Elektrownia Kozienice, 6. – Elektrownia Polaniec, 7. – Elektrownia Rybnik, 8. – Elektrownia Dolna Odra, 9. – Elektrownia Opole, 10. – Elektrownia Skawina, 11. – Elektrownia Ślawa Wola, D1. – RWE Stoen, D2. – PGE Dystrybucja, D3. – Tauron Dystrybucja, D4. – Enea, D.5 – Energa

ZALĄCZNIK 8
Płynność finansowa przedsiębiorstw na tle sektora

- ∞	QR I	4	D1,D2,D4,D5	1,2,6,7,9,10	8,D3	+∞		
		0,10	1,03	1,47	2,45		6,43	
-∞	QR II	4	D4	2,6,7,9,10,D5	1,8,D1,D2,D3	+∞		
		0,08	0,82	1,19	2,00		4,87	
		Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudełko dół	Mediana	Pudełko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna

Rys. Płynność finansowa przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku 2010

Źródło: opracowanie własne

Legenda: 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4.- Elektrownia Belchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Sława Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Enea, D3. –PGE Dystrybucja, D4.- RWE Stoen, D.5 – Tauron Dystrybucja

QR I	- ∞	0,06	0,97	1,43	2,33	6,39	+∞	
QR II		6,9,D2	10,11, D5	2,3,4,5,7,D4	1,8,D1,D3			
	-∞	0,06	0,71	1,11	1,94	5,63	+∞	
		Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna

Rys. Rys. Płynność finansowa przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku 2009

Źródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4. – Elektrownia Bełchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Sława Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Energa, D3. – PGE Dystrybucja, D4. – RWE Stoen, D.5 – Tauron Dystrybucja

QRI									
- ∞	0,02	0,91	1,34	2,32	6,11	+∞			
QR II									
	1,4,6,9,D3	2,11,D2,D5	3,5,7,10	8,D1,D4					
-∞	0,02	0,64	1,04	1,90	5,32	+∞			
Wartość minimalna		Wąsy dół	Pudełko dół	Mediana	Pudełko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna		

Rys. Rys. Płynność finansowa przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku **2008**

Źródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4. – Elektrownia Belchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Stalowa Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Energa, D3. – PGE Dystrybucja, D4. – RWE Stoen, D 5 – Tauron Dystrybucja

QRI						
$-\infty$	0,08	0,98	1,38	2,17	5,67	$+\infty$
QR II						
	1,2,4,9,11,D2,D3	3,5,6,D1	D4,D5	7,8,10		
$-\infty$	0,00	0,73	1,12	1,83	4,63	$+\infty$
	Wartość minimalna	Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra
						Wartość maksymalna

Rys. Rys. Płynność finansowa przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku 2007

Źródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4. – Elektrownia Belchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Stalowa Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Energa, D3. –PGE Dystrybucja, D4.- RWE Stoen, D.5 – Tauron Dystrybucja

QR I							
- ∞	0,30	0,93	1,43	2,34	6,46	+∞	
QR II							
	4,9,11	2,3,5,6		7,10	8		
-∞	0,15	0,72	1,19	1,86	5,11	+∞	
Wartość minimalna		Wąsy dół	Pudelko dół	Mediana	Pudelko góra	Wąsy góra	Wartość maksymalna

Rys. Rys. Płynność finansowa przedsiębiorstw na tle sektora energetycznego w roku 2006

Źródło: opracowanie własne

Legend: 1. – Elektrownia Pątnów II, 2. – ZE Pątnów, Adamów, Konin, 3. – Elektrownia Opole, 4. – Elektrownia Belchatów, 5. – Elektrownia Turów, 6. – Elektrownia Rybnik, 7. – Elektrownia Kozienice, 8. – Elektrownia Polaniec, 9. – Elektrownia Skawina, 10. – Elektrownia Sława Wola, 11. – Elektrownia Dolna Odra, D1. – Enea, D2. – Energa, D3. – PGE Dystrybucja, D4. – RWE Stoen, D 5 – Tauron Dystrybucja

