

Anna Daniluk

Rozdział 4.

Demonopolizacja, restrukturyzacja i prywatyzacja sektora elektroenergetycznego w Polsce

4.1. Prezentacja sektora

Polski sektor elektroenergetyczny zgodnie z opisem w Europejskiej Klasyfikacji Działalności zalicza się do klas EKD 40.1 i 40.3.

Klasa – 40.1 – Wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej obejmuje:

- wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych, wodnych (łącznie ze szczytowo-pompowymi), jądrowych, geotermalnych, wiatrowych i innych typów,
- przesyłanie energii elektrycznej,
- dystrybucję energii elektrycznej.

Klasa – 40.3 – Wytwarzanie i dystrybucja pary wodnej i gorącej wody obejmuje wytwarzanie, gromadzenie i dystrybucję pary wodnej i gorącej wody do ogrzewania i wszelkich innych celów.

Ponad 85% [1] przychodów całego sektora pochodzi z przedsiębiorstw wytwórczych, czyli elektrowni, elektrociepłowni oraz zakładów przesyłu i dystrybucji energii. Dlatego też poniższa analiza dotyczy przede wszystkim tej gru-

py przedsiębiorstw, które utożsamia się z krajową elektroenergetyką (EKD 40.1).

Elektroenergetyka jest dziedziną, która do niedawna jeszcze – wraz z innymi sektorami infrastrukturalnymi – uważana była za specyficzną, z uwagi na występujące w szerokim zakresie elementy naturalnego monopolu oraz ze względu na przypisywanie produktom i usługom tego sektora charakteru dóbr publicznych. Polska elektroenergetyka jest nadal tzw. monopolem naturalnym o wysokim stopniu regulacji.

Sektor elektroenergetyczny ma decydujący wpływ na poziom infrastruktury danego kraju. Rozwój gospodarczy i wzrost dobrobytu społeczeństwa możliwy jest dzięki efektywnej i sprawnej energetyce. Jest ona tzw. sektorem bazowym, który ma istotny wpływ na rozwój i konkurencyjność innych dziedzin gospodarki, a w szczególności przemysłu.

Polski system elektroenergetyczny jest największy w Europie Centralnej, a Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, jak wynika z zestawienia firmy doradczej Deloitte&Touche są największą firmą w tym regionie.

Tabela 1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA na tle innych dużych firm Europy Środkowej (1997 r.)

| Lp. | Nazwa* | Przychody w mld USD |
|-----|--|---------------------|
| 1. | Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (Polska) | 3,581 |
| 2. | Societatea Nationala a Petrolui Petrom Bucuresti (Rumunia) | 3,575 |
| 3. | Petrochemia Plock SA (Polska) | 3,551 |
| 4. | MOL Magyar Olaj Ies Gazipari (Węgry) | 3,130 |
| 5. | Polskie Koleje Państwowe (Polska) | 2,947 |
| 6. | Renel (Rumunia) | 2,674 |
| 7. | Telekomunikacja Polska SA (Polska) | 2,616 |
| 8. | Skoda Automobilova (Czechy) | 2,604 |
| 9. | CPN SA (Polska) | 2,306 |
| 10. | PZU SA (Polska) | 2,300 |

Źródło: Deloitte&Touche

*dane w mld USD, (kryterium klasyfikacji były przychody za 1997 rok)

[1] "Sektorowe programy restrukturyzacji i prywatyzacja majątku państwowego", wybór ekspertów. Zespół Zadaniowy ds. Polityki Strukturalnej w Polsce. Praca zbiorowa pod redakcją H. Bochniarz i S. Krajewskiego. Warszawa, wrzesień 1997.

Elektroenergetyka miała około 5% udziału w tworzeniu PKB w 1997 r. [2] i jej udział zmalał aż o połowę w latach 90. Przychody z całej działalności sektora elektroenergetycznego w przychodach działu przemysłu stanowią ogółem 14,5%, a produkcji sprzedanej 8,2%. Udział eksportu sektora w eksporcie przemysłowym ogółem jest nieznaczny i obejmuje tylko eksport energii elektrycznej, obejmujący niewiele ponad 5% produkcji energii w kraju. Eksport nieznacznie przekracza import tej energii do Polski.

Udział zatrudnienia w elektroenergetyce w stosunku do ogólnej liczby pracujących w przemyśle wynosi 6,5%. W roku 1997 w porównaniu do poziomu uzyskanego w 1996 r. wielkość produkcji energii cieplnej ogółem w kraju zwiększyła się o 11,3%, a energii elektrycznej nieznacznie spadła (dynamika 99,8%) [3].

Aktualna struktura organizacyjna elektroenergetyki wywodzi się z 1990 r., kiedy zlikwidowano pięć okręgowych przedsiębiorstw energetyki i sektor podzielono na:

- podsektor wytwarzania – który składa się z: elektrowni, elektrociepłowni zawodowych oraz niektórych elektrowni wodnych,
- podsektor przesyłu – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA,
- podsektor dystrybucji – 33 Zakłady Energetyczne.

Sektor elektroenergetyczny jest silnie skoncentrowany, zainstalowana moc energetyczna skupiona jest w 20 wielkich elektrowniach, które wytwarzają około 28 000 MW z 33 760 MW całości produkcji w 1997 r.

Udział mocy poszczególnych źródeł energii w systemie energetycznym kształtował się następująco:

- elektrownie na węgiel kamienny – 58%,
- elektrownie na węgiel brunatny – 27%,
- elektrownie przemysłowe – 9%,
- elektrownie wodne – 5,8%,
- pozostałe źródła odnawialne – 0,2%.

Do produkcji energii zużywa się około 24% (30 mln ton) wydobywanego w Polsce węgla kamiennego i prawie cały wydobywany węgiel brunatny (65 mln ton).

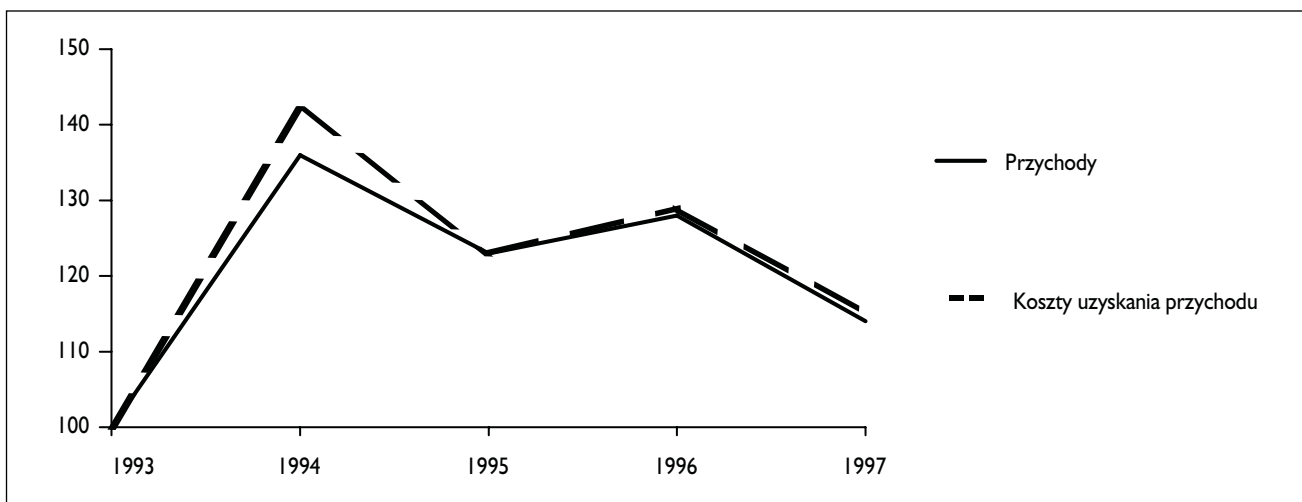
Pozytywną stroną takiej tradycyjnej struktury paliwowej, polegającej na dominacji paliw krajowych, jest bezpieczeństwo i niezależność energetyki Polski od zewnętrznych dostaw paliw. Jednak jej negatywnymi stronami jest zbytne uzależnienie energetyki od górnictwa węglowego, poważne szkody ekologiczne powodowane przez taką strukturę oraz szybsze wyczerpanie nieodnawialnych źródeł węgla.

Silny związek elektroenergetyki z sektorem węglowym wywołuje ryzyko wpływu trudności ekonomicznych i społecznych górnictwa na efektywność i niezawodność sektora elektroenergetycznego. Jest ono odczuwalne w presji na wzrost i "regulację" cen płaconych przez energetykę za węgiel, jak i w dostawach paliw.

Duże zaniedbania w ochronie środowiska w latach poprzednich spowodowały znaczne zanieczyszczenie atmosfery, zwłaszcza dwutlenkiem siarki SO₂. Pomimo, iż emisja dwutlenku siarki w 1996 r. zmniejszyła się o 31% to nadal zanieczyszczenie jest dwukrotnie wyższe niż w krajach UE. Z powyższych względów powinniśmy dążyć w polskiej elektroenergetyce do stopniowej zmiany struktury paliw energii pierwotnej, podobnej jaka dokonała się w krajach UE.

W 1995 r. Polska została przyłączona do systemu UCP-TE (system elektroenergetyczny państw Europy Zachodniej).

Wykres 1. Dynamika przychodów i kosztów uzyskania przychodu w elektroenergetyce w cenach bieżących (rok poprzedni = 100)

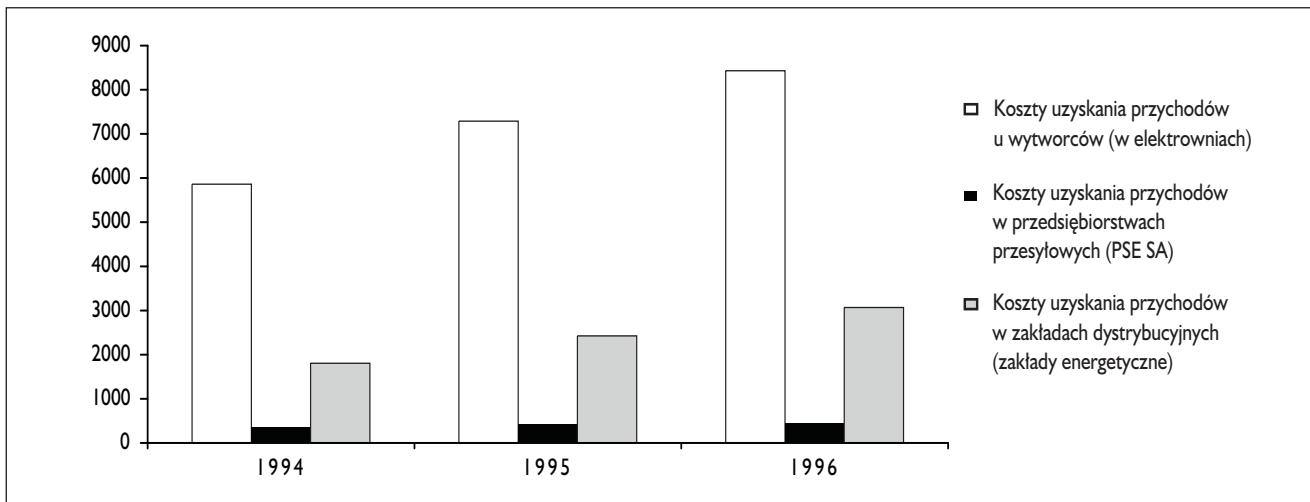


Źródło: Raport o stanie polskiego przemysłu za lata 1995-1996, MPlH oraz Raport o stanie przemysłu w roku 1997, MG

[2] W 1990 r. sektor energetyczny w Polsce wytwarzał ok. 10% PKB.

[3] "Raport o stanie przemysłu w roku 1997". Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, sierpień 1998 r.

Wykres 2. Koszty uzyskania przychodów w podsektorach w latach 1994–1996 w mln zł



Źródło: Raport o stanie polskiego przemysłu za lata 1995–1996, MPiH

dniej). Moc zainstalowana w UCPTe przekracza 400 tys. MW. Dzięki temu zwiększyło się bezpieczeństwo energetyczne państwa i możliwości eksportu energii elektrycznej.

4.2. Makroekonomiczna analiza sektora

Elektroenergetyka była dziedziną gospodarki osiągającą dobre wyniki ekonomiczno-finansowe, jednak w ostatnich latach relacje te zaczęły się niekorzystnie zmieniać.

4.2.1. Wyniki ekonomiczno-finansowe

Na wykresie 1 przedstawiono dane ekonomiczne odnoszące się do sprzedaży energii elektrycznej z uwzględnieniem kosztów wytwarzania, przesyłu i dystrybucji.

Analiza tych wielkości pozwala stwierdzić, że w ostatnich latach następuje szybszy wzrost kosztów niż przychodów. W 1997 r. sektor elektroenergetyczny osiągnął przychody ogółem o 13,8% większe niż w poprzednim roku. Koszty ogółem rosły w szybszym tempie z powodu wzrostu cen węgla i opłat za jego transport oraz kosztownego procesu produkcji.

Istotny udział w kosztach uzyskania przychodów ze sprzedaży energii mają koszty wytwarzania (zob. wykres 2). Koszt paliwa w 1995 r. pochłaniał około 40% wpływów ze sprzedaży energii elektrycznej, a opłaty za użytkowanie środowiska około 5%. Zatem około 55% wpływów przypada na koszty i zyski podsektorów wytwórczego, przesyłowego i dystrybucyjnego (łącznie z dostawcą energii elektrycznej dla odbiorców finalnych) [4]. Udział kosztów wytwarzania stopniowo maleje na korzyść kosztów dystrybucji. Wiąże się to z koniecznością rozwoju i modernizacji systemu dystrybucyjnego, zwłaszcza związanego z obsługą gospodarstw domowych. Ta część energetyki jest szczególnie zaniedbana i jest główną przyczyną wzrostu kosztów i zmniejszenia zysku ze sprzedaży energii elektrycznej.

Ogromny wpływ na kształtowanie się relacji ekonomicznych w sektorze ma polityka energetyczna, której głównym wyrazem jest administracyjna regulacja zakupu energii (decyzje dawnego MPiH obecnie MG) oraz sprzedaży energii (decyzje MF) (zob. tabela 2).

W 1996 r. odstąpiono od indywidualnego ustalania ceny zakupu dla każdej ze spółek dystrybucyjnych na rzecz uśrednionej ceny zakupu dla wszystkich spółek, ustalonej co kwartał. Zaczęto również wprowadzać zróżnicowanie regionalne cen energii, co w zamierzeniu ma pozwolić na

Tabela 2. Wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców finalnych w latach 1991–96

| | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych | 70,3% | 43,0% | 35,3% | 32,2% | 27,8% | 19,8% |
| Wzrost cen energii elektrycznej (bez VAT) | 64,0% | 52,7% | 35,1% | 33,1% | 23,1% | 17,2% |
| Wzrost marży elektroenergetyki | 26,1% | 58,0% | 34,7% | 23,7% | 17,3% | 20,5% |

Źródło: "Problemy kształtowania cen energii elektrycznej". Materiał MPiH, czerwiec 1996

[4] Jasiński, P., Skoczny, T. "Elektroenergetyka", Centrum Europejskie UW, Warszawa 1996 r.

Tabela 3. Wyniki finansowe elektroenergetyki w cenach bieżących (w nawiasach dynamika, rok poprzedni = 100)

| Wyszczególnienie | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 |
|---------------------------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| Wynik finansowy brutto (mln zł) | 1984 (100) | 1428 (72) | 1723 (121) | 1935 (112) | 1848 (96) |
| Wynik finansowy netto (mln zł) | 1083 (100) | 798 (74) | 943 (118) | 947 (100) | 1013 (107) |

Źródło: Raport o stanie polskiego przemysłu za lata 1995–96, MPiH oraz Raport o stanie przemysłu w roku 1997, MG

uwzględnienie w rachunku ekonomicznym realnych kosztów przesyłu i dystrybucji.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na ceny energii jest wysoki koszt paliwa (w ciągu 9 miesięcy 1998 r. cena węgla brunatnego wzrosła średnio o 12,9%, a kamiennego o 21,4% [5]), który jest w znacznej mierze efektem nierynkowych rozwiązań kształtujących cenę węgla kamiennego oraz zapóźnienia w restrukturyzacji górnictwa.

W tabeli 3 przedstawiono wyniki finansowe jakie uzyskał sektor elektroenergetyczny w Polsce w latach 1993–1997.

W 1997 r. większy przyrost kosztów produkcji niż przychodów z jej sprzedaży spowodował pogorszenie wyniku finansowego brutto o 4,5%. Na skutek mniejszych o 20,5% obciążeń z tytułu podatku dochodowego wynik finansowy netto był jednak o 7% wyższy niż w 1996 r. (zob. tabela 3).

Sukcesywnie obniża się wskaźnik rentowności obrotu – w porównaniu z 1993 rokiem spadł on o 3,6% w 1997r. Wskaźnik rentowności obrotu brutto w 1997 r. zmniejszył się o 0,8%, a wskaźnik rentowności obrotu netto o 0,2% w stosunku do roku 1996 (zob. wykres nr 3).

Warto podkreślić, że w latach 1993–1996 sektor osiągał zadawalającą płynność finansową.

Wysoki przyrost zadłużenia krótkoterminowego, szybszy niż majątku obrotowego, spowodował wyraźny spadek płynności finansowej w 1997 r.

Ogólnie można zauważyć stopniowy, ale wyraźny trend do pogarszania się wyników finansowych sektora elektroenergetycznego w ostatnich latach.

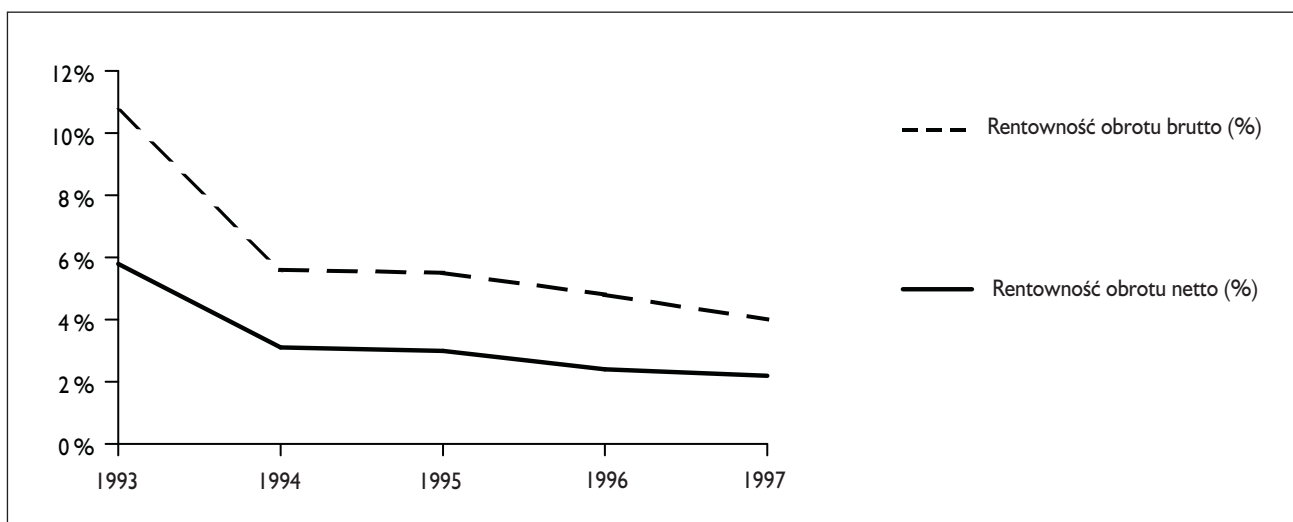
Nakłady inwestycyjne w elektroenergetyce zawodowej wyniosły w 1997r. ogółem 5.754 mln zł, z tego w:

- podsektorze wytwarzania – 4.189 mln zł,
- podsektorze przesyłu – 378 mln zł,
- podsektorze dystrybucji – 1186 mln zł.

Dynamika nakładów inwestycyjnych w elektroenergetyce w 1997 r. osiągnęła 107,7%.

Zakupy inwestycyjne ukształtowały się na poziomie 2.268 mln zł, stanowiąc w ogólnych nakładach sektora elektroenergetycznego 39% [6].

Wykres 3. Rentowność obrotu elektroenergetyki w %



Uwaga: Wskaźnik rentowności obrotu brutto jest relacją wyniku finansowego brutto do przychodów z całokształtu działalności. Wskaźnik rentowności obrotu netto jest relacją wyniku finansowego netto do przychodów z całokształtu działalności

Źródło: Raport o stanie polskiego przemysłu za lata 1995-96, MPiH oraz Raport o stanie przemysłu w roku 1997, MG

[5] A. Morka, Rzeczpospolita "Gorzej niż przed rokiem" 12-13.12.1998.

[6] Raport o stanie przemysłu w 1997r. MG.

Tabela 4. Nakłady inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym w latach 1992–1996

| Lata | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 |
|--|------|------|------|------|------|
| I. Nakłady całkowite (mln zł), w tym: | 532 | 1536 | 1768 | 2306 | 3370 |
| a) wytwarzanie | 243 | 851 | 1068 | 1397 | 2260 |
| b) przesył | 88 | 120 | 106 | 277 | 407 |
| c) dystrybucja | 201 | 564 | 594 | 633 | 703 |
| 2. Dynamika nakładów %, w tym: | - | 188 | 15 | 30 | 46 |
| a) wytwarzanie | - | 250 | 26 | 31 | 62 |
| b) przesył | - | 36 | -12 | 161 | 47 |
| c) dystrybucja | - | 181 | 5 | 7 | 11 |

Źródło: Energetyka Polska, Dlaczego Prawo Energetyczne, MPiH, Warszawa 1996

Sektor elektroenergetyczny wymaga dużych nakładów inwestycyjnych. Część urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej jest już w dużym stopniu wyeksploatowana. Np. na ogólną liczbę 399 kotłów energetycznych o sumarycznej wydajności 101 tys. ton/h, 213 kotłów o łącznej wydajności ok. 37 tys. ton/h liczy ponad 25 lat. Całkowita moc zainstalowanych 269 turbozespołów wynosi około 28 tys. MW, z tej liczby 150 turbozespołów o sumarycznej mocy około 9 tys. MW, jest starsza niż 25 lat [7].

Nakłady inwestycyjne są konieczne zwłaszcza w obszarach:

- odtworzenie i modernizacja istniejących oraz budowa nowych mocy produkcyjnych,
- inwestycje ekologiczne,
- inwestycje modernizacyjno-rozwojowe w przesył i rozdziale energii elektrycznej.

Należy podjąć przede wszystkim następujące przedsięwzięcia:

- modernizacja siłowni ciepłych np. poprzez nowoczesne "czyste" technologie węglowe umożliwiające ograniczenie emisji pyłu, tlenu azotu i tlenków siarki,
- rekonstrukcja kotłów polegająca na wprowadzeniu palenisk lub przedpalenisk fluidalnych.

Pomiędzy latami 2000–2010 należy liczyć się z koniecznością dywersyfikacji paliw i stopniowym wprowadzaniem w Polsce turbin gazowych i turbin parowych [8].

Wiele ważnych inwestycji proekologicznych i modernizacyjnych zostało już przygotowanych i rozpoczętych. Znaczące inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe są prowadzone w elektrowniach: Połaniec, Ostrołęka, Dolna Odra, Łazińska, Jaworzno III, Turów. Finansowanie inwestycji odbywa się ze środków własnych i w coraz większym stopniu z kredytów. Ale w obecnej sytuacji finansowanie tak znacznych inwestycji własnymi środkami finansowymi staje się już niemożliwe bez skokowych podwyżek cen energii elektrycznej.

4.3. Analiza przedsiębiorstw sektora

4.3.1. Liczba przedsiębiorstw i struktura własności

W skład podsektora wytwórczego wchodzi:

1) 30 elektrowni systemowych (czyli zawodowych, wytwarzają energię elektryczną, którą sprzedają spółkom dystrybucyjnym siecią przesyłową lub dystrybucyjną), w tym

Tabela 5. Nakłady inwestycyjne elektroenergetyki w latach 1996–2010 (mln zł)

| Lata | 1996–2000 | 2001–2005 | 2006–2010 |
|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Nakłady inwestycyjne ogółem, w tym: | 24026 | 26950 | 40755 |
| Wytwarzanie | 15305 | 16656 | 28027 |
| Przesył | 1846 | 2070 | 2437 |
| Dystrybucja | 6875 | 8223 | 10292 |

Źródło: Raport o stanie polskiego przemysłu za lata 1995–1996, MPiH; Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2010, MPiH, Warszawa 1996

[7] "Sektorowe programy restrukturyzacji i prywatyzacja majątku państwowego". Wybór ekspertów. Zespół Zadaniowy ds. Polityki Strukturalnej w Polsce. Warszawa, wrzesień 1997.

[8] Pełka, B., "Przemysł Polski w perspektywie strategicznej", Instytut organizacji i zarządzania w przemyśle, Warszawa 1998 r.

Tabela 6 . Przedsiębiorstwa grupy EKD 40.1 i 40.3 zarejestrowane w REGON w roku 1994, według form własności

| EKD | | Ogółem w REGON | Sektor publiczny | Własność państwowa Skarbu Państwa | Własność państwowa państwowych os. prawnych | Własność komunalna | Własność mieszana | Sektor prywatny | Własność prywatna krajowa | Własność zagraniczna | Własność mieszana |
|------|-----|----------------|------------------|-----------------------------------|---|--------------------|-------------------|-----------------|---------------------------|----------------------|-------------------|
| 40.1 | I | 273 | 84 | 57 | 24 | 1 | 2 | 189 | 180 | 2 | 7 |
| | II | 48 | 13 | 7 | 4 | 2 | - | 35 | 33 | 2 | - |
| | III | 16 | 5 | 2 | 2 | - | 1 | 11 | 8 | 1 | 2 |
| 40.3 | I | 487 | 294 | 11 | 58 | 214 | 11 | 193 | 175 | - | 18 |
| | II | 195 | 119 | 39 | 38 | 40 | 2 | 76 | 72 | - | 4 |
| | III | 72 | 40 | 7 | 15 | 18 | - | 32 | 32 | - | - |

Uwaga: I – działalność w danej branży jest działalnością podstawową podmiotu, II – działalność drugorzędowa, III – działalność trzeciorzędowa

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Tabela 7. Przedsiębiorstwa grupy EKD 40.1 i 40.3 zarejestrowane w REGON we wrześniu 1998 r., według form własności

| EKD | | Ogółem w REGON | Sektor publiczny | Własność państwowa Skarbu Państwa | Własność państwowa państwowych os. prawnych | Własność komunalna | Własność mieszana | Sektor prywatny | Własność prywatna krajowa | Własność zagraniczna | Własność mieszana |
|------|-----|----------------|------------------|-----------------------------------|---|--------------------|-------------------|-----------------|---------------------------|----------------------|-------------------|
| 40.1 | I | 491 | 124 | 75 | 40 | 5 | 4 | 367 | 341 | 10 | 16 |
| | II | 92 | 20 | 6 | 6 | 6 | 2 | 72 | 61 | 4 | 7 |
| | III | 39 | 7 | 4 | - | 2 | 1 | 32 | 27 | 1 | 4 |
| 40.3 | I | 865 | 327 | 9 | 26 | 274 | 18 | 538 | 507 | 6 | 25 |
| | II | 366 | 118 | 47 | 18 | 50 | 3 | 248 | 228 | 2 | 18 |
| | III | 168 | 43 | 7 | 6 | 25 | 5 | 125 | 115 | 1 | 9 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS, 1996

Tabela 8. Przedsiębiorstwa grupy EKD 40.1 i 40.3 zarejestrowane w REGON we wrześniu 1998 r., według liczby zatrudnionych

| EKD | Ogółem | 0-5 os. | 6-20 os. | 21 -100 os. | 101-250 os. | > 250 os. |
|---------------------|--------|---------|----------|-------------|-------------|-----------|
| 40.1 osoby fizyczne | 311 | 304 | 6 | 1 | 0 | 0 |
| 40.1 osoby prawne | 180 | 31 | 8 | 26 | 40 | 75 |
| 40.3 osoby fizyczne | 425 | 371 | 45 | 9 | 0 | 0 |
| 40.3 osoby prawne | 440 | 46 | 35 | 196 | 93 | 70 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

elektrownie szczytowo-pompowe (które w czasie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną dostarczają dodatkowej mocy, zaś poza szczytem pobierają ją). Organizacyjnie elektrownie te zgrupowane są w 18 podmiotach gospodarczych. Trzy spośród nich wciąż posiadają status przedsiębiorstw państwowych, są to: Turów, Bełchatów i Ostrołęka. Pozostałe przedsiębiorstwa zostały skomercjalizowane (przekształcone w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa).

2) 26 elektrociepłowni (lokalnych przedsiębiorstw produkujących ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną). 19 elektrociepłowni posiada niezależność organizacyjną (są obecnie jednoosobowymi spółkami skarbu Państwa).

3) Ponad 200 elektrowni przemysłowych (pracujących na potrzeby macierzystych zakładów produkcyjnych, a jedynie nadwyżki energii są kierowane do sieci). Mimo dużej liczby elektrownie te wytwarzają jedynie około 6% całkowitej mocy zainstalowanej w sektorze. Z organizacyjnego punktu widzenia elektrownie te stanowią wydziały przedsiębiorstw macierzystych.

4) Ponad 100 małych, lokalnych elektrowni wodnych i innych, które dostarczają około 3% całkowitej mocy zainstalowanej w sektorze.

Monopolistycznym podmiotem działającym w podsektorze przesyłu jest jednoosobowa spółka akcyjna Skarbu Państwa powołana w 1990 roku pod nazwą Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Na podstawie statutu PSE SA jest odpowiedzialna za obrót i dystrybucję hurtową energii elektrycznej oraz za dysponowanie mocą jednostek wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym (w jej strukturze znajduje się Krajowa Dyspozycja Mocy).

Przedmiotem jej działalności jest też wymiana mocy i energii elektrycznej z zagranicą w ramach wspólnego systemu elektroenergetycznego Polski, Czech, Słowacji i Węgier (CENTREL) i systemu byłej NRD – VEAG. PSE SA zajmuje się ponadto koordynowaniem finansowania i planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego w kraju.

System przesyłu, który należy do PSE SA tworzą sieci najwyższych napięć: 750 kV (114 km), 400 kV (4.590 km) i 220 kV (8.192 km), które za pomocą 85 stacji transformatorowych zasilają sieć dystrybucyjną. PSE SA jest głównym udziałowcem w spółce akcyjnej Elektrownie Szczytowo-Pompowe.

W 1997 r. ogólna długość linii wzrosła o 5019 km, tj. o prawie 0,7%. Od 1995 r. polski system elektroenergety-

czny został połączony z zachodnioeuropejskim systemem UCPTÉ. W 1997 r. zakończony został próbny okres pracy synchronicznej systemu polskiego z systemami CENTREL. Zakończyło to długoletni proces przyłączania tych systemów do systemów krajów Europy Zachodniej (UCPTÉ), a jednocześnie otworzyło możliwości do rozpoczęcia procesu przyjmowania Polski do organizacji UCPTÉ.

Na podsektor dystrybucji składają się 33 niezależne spółki dystrybucyjne, działające jako jednoosobowe spółki akcyjne Skarbu Państwa, powstałe w wyniku komercjalizacji zakładów energetycznych. Zarządzają one sieciami 110 kV (32.129 km), 15 – 20 kV (273.501 km) i niskiego napięcia 0,4 kV (380.269 km).

Wytwarzanie, dystrybucja pary wodnej i gorącej wody oraz energii elektrycznej zdominowana jest przez przedsiębiorstwa sektora publicznego. Pomimo, iż z 1356 przedsiębiorstw, których działalność w danej branży jest działalnością podstawową w 1998 r., 451 reprezentuje sektor państwowy, a aż 905 stanowi sektor prywatny, to te ostatnie są przedsiębiorstwami małymi, zatrudniającymi przeciętnie 20 osób (zob. tabela 7 i 8).

Duże przedsiębiorstwa o znaczącym potencjale, które mają wpływ na stan sektora są przedsiębiorstwami państwowymi. Zatrudniają one powyżej 100 osób (zob. tabela 9).

W latach 1990–1996 nie sprywatyzowano żadnej firmy elektroenergetycznej. W przedsiębiorstwach gdzie proces restrukturyzacji organizacyjnej jest mocno zaawansowany utworzono nowe przedsiębiorstwa średnich wielkości. W większości są to spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Pierwszą sprywatyzowaną w 1997 r. elektrociepłownią w sektorze energetycznym jest Elektrociepłownia Kraków SA (Łęg). Prywatyzacja sektora została szerzej przedstawiona w podrozdziale czwartym.

4.3.2. Charakterystyka najważniejszych przedsiębiorstw

Do największych elektrowni w Polsce opartych na węglu brunatnym należą:

- Elektrownia Bełchatów,
- Zespół Elektrowni Pątnów – Adamów – Konin,
- Elektrownia Turów.

Do największych elektrowni produkujących energię z węgla kamiennego zalicza się:

- Elektrownia Kozienice,
- Zespół Elektrowni Dolna Odra,
- Elektrownia im. T. Kościuszki w Połańcu,
- Elektrownia Rybnik.

Do największych, ze względu na wielkość posiadanego majątku i sprzedaży, zakładów dystrybucji należą:

- Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA w Gliwicach,
- Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA w Będzinie,
- Energetyka Poznańska SA w Poznaniu,
- Stołeczny Zakład Elektroenergetyczny SA w Warszawie,
- Krakowski Zakład Elektroenergetyczny SA w Krakowie,

Do największych elektrociepłowni należą:

- Elektrociepłownie Warszawskie SA,
- Elektrociepłownie Kraków SA,
- Elektrociepłownie Wrocław SA,
- Elektrociepłownie Gdańsk SA.

W tabeli 9 przedstawiono 15 największych przedsiębiorstw w sektorze elektroenergetycznym ze względu na: przychód ogółem, zysk brutto i netto oraz zatrudnienie w roku 1995, 1996 i 1997. O kolejności przedsiębiorstw decyduje suma przychodów brutto, a więc nie tylko ze sprzedaży towarów i usług, ale także z innych źródeł.

W tabeli znalazły się prawie wszystkie przedsiębiorstwa elektroenergetyczne z pierwszej setki rankingu 500 największych polskich przedsiębiorstw notowanych przez "Gazetę Bankową" i "Nowe Życie Gospodarcze".

Prawie wszystkie przedsiębiorstwa co roku zwiększały swoje przychody, wyjątek stanowią: Zespół Elektrowni Dolna Odra SA, Elektrownia Kozienice SA, które w 1996 r. miały niższe przychody niż w 1995 r. Zysk brutto w 1997 r. wzrósł tylko w 5 przedsiębiorstwach w porównaniu z 1996 r., a w 7 był niższy niż w 1995 r. W 1997 r. tylko 4 przedsiębiorstwa osiągnęły większy zysk netto w porównaniu z 1996 r. W porównaniu z 1995 r. 7 przedsiębiorstw ma wyższy zysk netto. Prawie w każdym przedsiębiorstwie z roku na rok zmniejszało się zatrudnienie, wyjątek stanowiła Elektrownia Bełchatów PP.

4.4. Regulacje i prywatyzacja sektora w Polsce

4.4.1. Polityczno-prawne uwarunkowania prywatyzacji sektora elektroenergetycznego

Polski sektor elektroenergetyczny już od 1990 r. jest restrukturyzowany organizacyjnie i własnościowo. W początkowym etapie, mającym na celu demonopolizację oraz przeobrażenie polskiego sektora energetycznego zlikwidowano Wspólnotę Energetyki i Węgla Brunatnego. Utworzono wówczas nową strukturę organizacyjną z wyraźnym rozdzieleniem podsektorów wytwarzania, przesyłu i dystrybucji. Po zlikwidowaniu 5 przedsiębiorstw okręgo-

wych energetyki utworzono ponad 30 przedsiębiorstw wytwórczych (elektrownie, elektrociepłownie zawodowe, elektrownie wodne, szczytowo-pompowe). Przedsiębiorstwa dystrybucyjne oraz wszystkie elektrownie i elektrociepłownie zawodowe przekształcono w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, (z wyjątkiem elektrowni Bełchatów, Turów i Ostrołęka, które posiadają status przedsiębiorstw państwowych).

Następnym krokiem w kierunku prywatyzacji niektórych przedsiębiorstw sektora energetycznego było rozpoczęcie ich wewnętrznej restrukturyzacji ukierunkowanej na zwiększenie efektywności działania, obniżenie kosztów, utworzenie przejrzystej struktury organizacyjnej oraz wydzielenie działalności pomocniczej w formie odrębnych podmiotów gospodarczych. Ostatni z wymienionych etapów polegał na wyodrębnieniu w formie spółek i ekonomicznym usamodzielnieniu dziedzin działalności nie mających bezpośredniego związku z wytwarzaniem energii (zakłady remontowe, transportowe, zaopatrzeniowe, bazy magazynowe, mieszkania zakładowe, zakładowa służba zdrowia, ośrodki wypoczynkowe, działalność administracyjna i porządkowa). Znaczny postęp osiągnięty w tym zakresie przez niektóre przedsiębiorstwa sektora, przypisać należy głównie ich kadry menedżerskiej.

W 13 elektrociepłowniach, w których proces reorganizacji jest już mocno zaawansowany, utworzono ponad 50 nowych podmiotów – przedsiębiorstw średniej wielkości. W większości są to spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, kapitałowo powiązane z firmą macierzystą, ale mające charakter firm prywatnych – najczęściej firma macierzysta posiada udział poniżej 50%. Wydzielenie działalności pomocniczej stanowi przygotowanie do prywatyzacji firmy macierzystej, czyli elektrociepłowni. Zmiany własnościowe w tym podsektorze będą się odbywać w drodze prywatyzacji kapitałowej. Wynika to z konieczności pozyskania środków na inwestycje i modernizację.

Istotny przełom w funkcjonowaniu polskiej energetyki stanowiło uchwalenie przez Sejm w 1997 roku Prawa Energetycznego, wprowadzającego szereg elementów konkurencji i gry rynkowej, zgodnie z dyrektywami Unii Europejskiej oraz tendencjami występującymi w krajach o rozwiniętych gospodarkach rynkowych.

Prawo energetyczne w sposób kompleksowy reguluje zagadnienia związane z kształtowaniem polityki energetycznej państwa, z zasadami oraz warunkami zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii oraz działalnością przedsiębiorstw energetycznych.

Indywidualna regulacja przedsiębiorstw energetycznych będzie wykonywana przez nowo utworzony organ – Urząd Regulacji Energetyki, któremu ustawa przyznała duży stopień niezależności. Będzie on działał głównie w obszarach sektora paliwowo-energetycznego, gdzie występują monopole naturalne. Do zadań Urzędu należałoby m.in.: koncesjonowanie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, regulacja

Tabela 9. Największe podmioty polskiego sektora elektroenergetycznego

| Nazwa firmy | Przychód ogółem w tys. zł | | | Zysk brutto w tys. zł | | | Zysk netto w tys. zł | | | Zatrudnienie | | |
|---|---------------------------|------------|------------|-----------------------|---------|---------|----------------------|---------|---------|--------------|-------|-------|
| | 1995 | 1996 | 1997 | 1995 | 1996 | 1997 | 1995 | 1996 | 1997 | 1995 | 1996 | 1997 |
| Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA Warszawa | 7 855 921 | 10 133 225 | 11 744 988 | 60 089 | 22 210 | 40 290 | 38 345 | 15 823 | 28 823 | 801 402 | 1 439 | 1 036 |
| Górnosląski Zakład Elektroenergetyczny SA, Gliwice | 1 282 935 | 1 668 342 | 1 863 238 | 87 897 | 113 396 | 55 717 | 45 850 | 56 376 | 37 479 | 432 | 416 | 332 |
| Elektrownia Bełchatów PP, Bełchatów | 1 283 322 | 1 537 761 | 1 599 890 | 37 479 | 77 238 | 39 755 | 13 369 | 49 103 | 21 357 | 5 881 | 5 863 | 5 893 |
| Elektrownia Turów PP, Bogatynia | 1 028 863 | 1 142 258 | 1 465 901 | 305 341 | 304 214 | 540 595 | 169 053 | 176 614 | 332 112 | 3 283 | 3 280 | 3 249 |
| Zakład Elektroenergetyczny SA, Będzin | 627 453 | 1 025 659 | 1 079 077 | 34 653 | 34 312 | 11 592 | 17 175 | 17 521 | 8 055 | 1 869 | 1 859 | 1 786 |
| Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin SA, Konin | 777 881 | 884 476 | 1 022 494 | 11 268 | 40 008 | 53 741 | 7 102 | 19 344 | 28 741 | 4 547 | 4 423 | 4 321 |
| Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP, Warszawa | 841 335 | 954 945 | 1 007 841 | 45 498 | 26 044 | 27 940 | 17 089 | 7 775 | 8 606 | 3 067 | 2 927 | 2 783 |
| Elektrociepłownie Warszawskie SA Warszawa | 836 229 | 939 050 | 1 007 206 | 42 255 | 61 418 | 39 687 | 24 874 | 28 547 | 18 814 | 4 763 | 4 642 | 4 497 |
| Elektrownia Jaworzno III SA, Jaworzno | 513 968 | 991 722 | 999 694 | 110 732 | 227 261 | 145 017 | 80 692 | 95 705 | 59 842 | 1 748 | 2 695 | 2 536 |
| Zespół Elektrowni Dolna Odra SA, Nowe Czarnowo | 673 048 | 563 619 | 923 975 | 33 515 | 14 479 | 39 008 | 15 118 | b.d. | 20 555 | 3 350 | b.d. | 3 187 |
| Zakład Energetyczny Warszawa Teren SA, Warszawa | 495 433 | 838 913 | 915 341 | 14 922 | 26 116 | 23 082 | 6 579 | 12 998 | 7 719 | 2 693 | 2 797 | 2 749 |
| Stołeczny Zakład Energetyczny SA, Warszawa | 612 221 | 790 852 | 888 595 | 80 558 | 85 080 | 38 816 | 40 492 | 42 559 | 15 395 | 1 771 | 1 768 | 1 761 |
| Energetyka Poznańska SA, Poznań | 641 230 | 776 907 | 872 000 | 45 916 | 51 245 | 35 947 | 32 191 | 31 411 | 21 069 | 2 099 | 2 028 | 1 884 |
| Elektrownia Kozienice SA, Świerże Górne | 586 904 | 520 419 | 866 762 | 33 051 | 35 046 | 33 177 | 10 143 | b.d. | 14 760 | 2 929 | b.d. | 2 866 |
| Zakład Energetyczny SA, Kraków | 550 822 | 706 388 | 797 750 | 48 440 | 29 712 | 14 808 | 27 983 | 14 380 | 8 560 | 2 593 | 2 585 | 2 438 |

b.d. - brak danych

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych "500 Gazety Bankowej" i "500 Nowego Życia Gospodarczego"

hurtowego rynku energii elektrycznej, zatwierdzanie taryf opłat za energię elektryczną w sprzedaży detalicznej, nadzór nad opłatami za przesył i tranzyt energii [9].

Wprowadzenie w życie brakujących aktów wykonawczych do Prawa energetycznego określi szczegółowe zasady postępowania podmiotów na rynku. Brak niektórych rozporządzeń wykonawczych, zwłaszcza fundamentalnego rozporządzenia o dostępie stron trzecich do sieci, hamuje dalszą liberalizację sektora.

Ze względu na fakt, że dalsze opóźnienia w prywatyzacji mogą znacznie utrudnić procesy dostosowywania się polskich przedsiębiorstw do mechanizmów działania w warunkach gospodarki rynkowej na rynku europejskim, w 1998 r. rząd zintensyfikował działania zmierzające do przyspieszenia prac związanych z opracowywaniem programów przekształceń własnościowych. 14 lipca 1998 roku rząd przyjął program prywatyzacji majątku państwowego do 2001 roku, który zakłada sprywatyzowanie w tym okresie między innymi firm reprezentujących elektroenergetykę oraz górnictwo. Ponadto w roku 1998 tempa nabrała prywatyzacja Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin (PAK) SA oraz Elektrociepłowni Będzin SA.

Po rozpoczęciu restrukturyzacji branży energetycznej wprowadzono średnio- i długoterminowe kontrakty na dostawę energii w celu sfinansowania inwestycji modernizacyjnych. Długoletni kontrakt na odbiór energii gwarantowany przez PSE był doskonałym zabezpieczeniem, na podstawie którego elektrownie mogły otrzymać długoterminowe kredyty.

Ze względu na deregulację rynku i zamierzone uwolnienie cen energii elektrycznej – kontraktów takich już się nie zawiera. Ich istnienie spowalnia jednak proces deregulacji rynku. Zawierano je między PSE i elektrociepłowniami. W przyszłości PSE nie będzie miało możliwości handlowania energią, powinno się więc pozbyć tych kontraktów, np. cedując je na zakłady energetyczne. Ostatnią firmą której udało się podpisać długoterminowy kontrakt z PSE, był francuski koncern EDF, który kupił Elektrociepłownię Kraków.

Prawdopodobnie, część kontraktów długoterminowych zostanie rozwiązana w trakcie prywatyzacji elektrowni i elektrociepłowni. Będzie to możliwe w przypadku spłaty kredytu zaciągniętego uprzednio na modernizację przez inwestora strategicznego. Niestety, takie wyjście z sytuacji zmniejszy odpowiednio wpływy z prywatyzacji sektora.

W dokumencie "Program oraz uwarunkowania prywatyzacji sektora energetycznego" przyjętym przez Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów w dniu 2 lipca 1998 roku zaprezentowano harmonogram prywatyzacji podmiotów z sektora elektroenergetyki. Procesy prywatyzacji

nie będą poprzedzone ogólną konsolidacją (dokonywaną w sposób administracyjny). Priorytet prywatyzacji nie wyklucza jednak konsolidacji kapitałowej podmiotów działających na rynku, odbywającej się w wyniku inicjatyw oddolnych uzasadnionych przesłankami ekonomicznymi. Jednocześnie wyłączono możliwość bezpośredniego, bądź za pomocą wspólnego inwestora, połączenia się elektrowni Bełchatów z elektrowniami Turów, ZE PAK, Koźlenice, Dolna Odra, Jaworzno III i Łaziska. Według autorów dokumentu wyżej wymienione elektrownie należy traktować jako potencjalnych liderów związków kapitałowych w podsektorze wytwórców.

Prywatyzacja polskiej elektroenergetyki stwarza znaczne możliwości inwestycyjne dla inwestorów zagranicznych. Obserwując działania zagranicznych koncernów na polskim rynku można oczekiwać, że udziałem w prywatyzacji polskiej elektroenergetyki najbardziej są zainteresowane takie firmy jak: niemieckie RWE, STEAG, angielskie National Power, Eastern Electricity, francuski Electricite de France, Japońskie Marubeni, EPDC, szwedzki Vattenfall.

Inwestorzy branżowi mogą wnieść liczne korzyści do prywatyzowanych przedsiębiorstw (transfer wiedzy i doświadczenia w zakresie technologii, organizacji i zarządzania, marketingu, finansów, zapewnienie dostępu do międzynarodowych rynków kapitałowych), a ich udział w prywatyzacji umożliwi zrealizowanie celów prywatyzacyjnych Skarbu Państwa.

Znaczny wpływ na koszt kapitału zaangażowanego przez inwestora w procesie prywatyzacji wywiera **poziom ryzyka inwestycyjnego**. Inwestycje zagranicznych inwestorów w polskim sektorze energetycznym są obciążone stosunkowo dużym ryzykiem. Wynika ono przede wszystkim z braku szczegółowego programu prywatyzacji zawierającego długoterminowy harmonogram jego realizacji, luk legislacyjnych, niejasnej polityki w zakresie cen węgla dla energetyki oraz regulowania cen energii elektrycznej przez Ministerstwo Finansów, opóźnień w podjęciu działań koncesyjnych i regulacyjnych przez URE. Powyższe implikacje z pewnością są uwzględniane przez potencjalnych inwestorów przy kalkulacji oczekiwanych stóp zwrotu planowanych inwestycji.

Warunkiem powodzenia we wdrażaniu procesów prywatyzacyjnych oraz restrukturyzacyjnych jest **akceptacja społeczna**, a w szczególności pracowników przekształcanych przedsiębiorstw. Dlatego bardzo istotnym elementem prywatyzacji danego przedsiębiorstwa jest pozyskanie akceptacji jego załóg dla proponowanych procesów transformacyjnych.

Dużą zachętę dla pracowników prywatyzowanego przedsiębiorstwa stanowi możliwość otrzymania "darmowych" akcji. W przypadku późniejszego notowania akcji

[9] Horbaczewski S., Nowak J., Sobieraj K., "Inżynieria finansowa a restrukturyzacja elektroenergetyki, Rynek Energii Elektrycznej", Materiały V Konferencji Naukowo-Technicznej REE'98, Nałęczów, 14-15 maja 1998 r.

na giełdzie pracownicy mają możliwość uzyskania dochodów z tytułu ich sprzedaży. W sytuacji gdy akcje sprywatyzowanej spółki nie są dopuszczone do publicznego obrotu, często inwestor strategiczny zobowiązuje się do odkupienia akcji od pracowników. Ponadto pracownicy jako akcjonariusze mają możliwość uzyskania dochodów z tytułu dywidendy. Mimo to przekonanie pracowników do prywatyzacji może stanowić trudny problem.

Pracownicy prywatyzowanego przedsiębiorstwa oczekują zapewnienia bezpieczeństwa w postaci pakietu socjalnego, który będzie obejmował gwarancję zatrudnienia, gwarancję wynagrodzeń na określonym poziomie lub podwyżek płac, dofinansowanie prywatnej opieki medycznej, dopłaty do polis emerytalnych, itd.

Bardzo istotnym czynnikiem wpływającym na akceptację procesu prywatyzacji przez pracowników jest prowadzenie przez zarząd spółki właściwej polityki informacyjnej o celach, przebiegu i konsekwencjach prywatyzacji [10].

4.4.2. Początki prywatyzacji elektroenergetyki polskiej

Jako pierwszą w polskim sektorze energetycznym zaczęto prywatyzować **Elektrociepłownię Kraków SA** (jej prywatyzacja rozpoczęła się w 1992 roku), gdzie za 55% udziałów kapitałowych firma francuska Electricite de France International (EDF) zasilila budżet państwa w 1998 roku kwotą 79,75 mln USD.

Zamknięcie transakcji było możliwe dzięki zakończeniu negocjacji nad długoletnią umową o dostawy energii elektrycznej z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi oraz z Zakładem Energetycznym Kraków. Podpisanie 15-letniej umowy na zakup energii z EC Kraków było jednym z warunków formalnego zakończenia prywatyzacji tej spółki. Umowa przewiduje, że 80% energii elektrycznej z EC Łęg zakupią Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, a 20% Zakład Energetyczny Kraków SA.

EDF nie wyklucza, że w przyszłości weźmie udział w prywatyzacji innych firm energetycznych w Polsce, tymczasem priorytetem jest odniesienie sukcesu w Krakowie. W ciągu najbliższych 5 lat EDF powinna zainwestować w EC Łęg 27 mln USD (zobowiązuje go do tego umowa z Ministerstwem Skarbu Państwa). Będą to przede wszystkim inwestycje proekologiczne (emisja pyłów, siarki etc.) oraz dotyczące modernizacji kotłów.

Elektrociepłownia Łęg produkuje 450 MW energii elektrycznej i 1450 MW ciepła. Produkcja odbywa się w czterech blokach działających w systemie skojarzonym.

Zysk brutto w 1997 roku wyniósł 33 mln zł.

EDF obsługuje 13 mln odbiorców energii na świecie, a umowy na dostawy energii obejmują 13 tys. MW. Łęg jest czwartą inwestycją koncernu w Europie Środkowej, w której posiada on udziały w dwóch spółkach dystrybucyjnych na Węgrzech (Demasz i Edasz) oraz czeskim laboratorium w Zskusebnictvi.

Prywatyzacja **Elektrociepłowni Będzin SA** – na początku listopada 1998 roku spółka chciała sprzedać w ofercie publicznej 1 mln 574 tys. 600 akcji serii B w cenie 20 zł każda. Jednak oferta nie spotkała się z zainteresowaniem inwestorów i emisja nie doszła do skutku. Ekspertsi uznali, że cena akcji ustalona była na zbyt wysokim poziomie. Następnie pod koniec listopada przeprowadzono subskrypcję na 787 tys. 300 akcji serii A (z 1 mln 889 tys. 520 sztuk ogółem) oferowanych przez Skarb Państwa. Złożono jedynie 184 zlecenia kupna na 455 tys. 487 akcji. Wszystkie zlecenia kupna zostały zrealizowane w całości. Większość akcji (418 tys. sztuk) objął Beton Stal SA, który tym samym posiada 13,27% akcji EC Będzin, resztę akcji posiada nadal Skarb Państwa.

7 grudnia 1998 roku Akcje Elektrowni Będzin były po raz pierwszy notowane na rynku wolnym. Płacono za nie 25 zł za sztukę, czyli o 25% więcej niż w ofercie publicznej.

W przyszłym roku spółka będzie usiłowała umieścić na rynku publicznym dodatkową emisję akcji. Wszystkie wpływy z emisji serii B miały być wykorzystane na budowę nowoczesnego bloku gazowo-parowego. Spółka zapowiada, że będzie kontynuowała realizację tego projektu.

Do podpisania umowy sprzedaży akcji **Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin SA** (PAK) doszło 30 marca 1999 r. Konsorcjum, na którego czele stoi Elektrim, zapłaciło 87,9 mln USD za pakiet 20% akcji spółki. W skład grupy inwestorów oprócz Elektrimu wchodzi: Megadex SA, Mostostal Warszawa SA i Energomontaż Północ SA. W ciągu 12 miesięcy od zawarcia umowy sprzedaży akcji PAK konsorcjum zobowiązało się podnieść kapitał spółki o 100 mln USD. Spowoduje to wzrost jego udziałów w spółce do 38,5%. W ciągu 10 lat konsorcjum ma przeznaczyć ponad 1 mld USD na inwestycje rozwojowe – ich skutkiem będzie całkowita modernizacja firmy, zwiększenie wydajności i dyspozycyjności elektrowni, zmniejszenie szkodliwego wpływu na środowisko oraz odbudowa dwóch bloków Elektrowni Pątnów.

Sprzedaż akcji PAK jest szczególnie interesująca, ponieważ jest to pierwsza prywatyzacja elektrowni systemowej w Polsce. Jest to drugi co do wielkości i mocy producent energii elektrycznej w kraju. PAK produkuje 11% energii w kraju, jest intratną inwestycją choć bardzo kosztowną.

[10] Horbaczewski S., Nowak J., Sobieraj K., "Prywatyzacja w sektorze energetycznym – możliwości i zagrożenia", Materiały VIII Konferencji "Aktualizacja i perspektywy gospodarki surowcami mineralnymi: Prywatyzacja – modernizacja – restrukturyzacja", Jurata 25–30 października 1998 r.

Popczyk J., "Wznowienie reformy w elektroenergetyce", Elektroenergetyka XIV (dodatek do Rzeczpospolitej), 15.09.1998 r.

Elektrownia bazuje na węglu brunatnym wydobywanym w konińskiej kopalni i jest obecnie jednym z najtańszych producentów energii elektrycznej w kraju. Ocenia się, że pokłady węgla wystarczą na następne 35 lat pracy elektrowni. Urządzenia elektrowni mają już 30–40 lat i wymagają gruntownej modernizacji. W ciągu kilku najbliższych lat PAK potrzebuje na modernizację około 3,5–4 mld zł.

Zespół PAK składa się z trzech elektrociepłowni zlokalizowanych w Pątnowie, Adamowie i Koninie. PAK wyremontował już elektrownię w Adamowie. W najbliższych planach jest modernizacja dwóch z ośmiu bloków energetycznych w Pątnowie i przebudowa elektrowni w Koninie, najprawdopodobniej na elektrociepłownię.

4.4.3. Harmonogram dalszej prywatyzacji podmiotów z sektora elektroenergetycznego [11]

Poniższy harmonogram opracowano na podstawie projektu zaproponowanego przez Ministerstwo Skarbu. Do końca 1999 r. sprywatyzowanych zostanie 10 podmiotów z podsektora wytwórców (elektrownie i elektrociepłownie) oraz 5 podmiotów z podsektora dystrybucji wraz z równoległymi działaniami mającymi na celu utworzenie giełdy energii. Obserwując obecną sytuację, można zauważyć, że proces ten nie przebiega tak szybko jak przewidziano w planach prywatyzacyjnych.

1) Elektrociepłownie:

- 1998 r. – EC Kraków, EC Będzin,
- 1999 r. – EC Warszawskie, ZEC Wrocław, ZEC Gdańsk, EC Zielona Góra, EC Białystok,
- w pozostałych latach tj.: 2000, 2001, 2002 – zakłada się, że sprywatyzowanych zostanie od 3 do 5 podmiotów rocznie spośród pozostałych 12, które nie złożyły jeszcze wniosków prywatyzacyjnych: ZEC Bytom, EC Tychy, EC Toruń, EC Gorzów, EC Katowice, ZEC Bielsko-Biała, ZEC Łódź, ZEC Bydgoszcz, EC Zabrze, ZEC Poznań, EC Radom, EC Chorzów.

2) Elektrownie:

- 1998 r. – ZE Pątnów – Adamów – Konin (zerwano negocjacje z National Power, w pół roku później podpisano umowę z konsorcjum utworzonym przez Elektrim),
- 1999 r. – Elektrownia Połaniec, Elektrownia Rybnik,
- w pozostałych latach tj.: 2000, 2001, 2002 – zakłada się, że zostanie sprywatyzowanych od 4 do 5 podmiotów rocznie, spośród pozostałych 14, które nie złożyły jeszcze wniosków prywatyzacyjnych: Elektrownia Jaworzno III, Elektrownia Łaziska, Elektrownia Łagisza, Elektrownia Siersza, Elektrownia Ko-

zienice, Elektrownia Opole, Zespół Elektrowni Dolna Odra, Elektrownia Stalowa Wola, Elektrownia Blachownia, Elektrownia Halemba oraz Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Turów i Zespół Elektrowni Ostrołęka, których prywatyzacja powinna zostać poprzedzona komercjalizacją.

3) Zakłady Energetyczne

– 1999 r. – Górnośląski Zakład Energetyczny, Stołeczny Zakład Energetyczny, Energetyka Kaliska, Energetyka Poznańska, ZE Toruń,

– w pozostałych latach tj.: 2000, 2001, 2002 – zakłada się, że sprywatyzowanych zostanie od 9 do 10 podmiotów rocznie spośród pozostałych 28, które nie złożyły jeszcze wniosków prywatyzacyjnych: Będziński ZE, ZE Kraków, ZEORK Skarżysko-Kamienna, ZE Warszawa Teren, ZE Łódź Teren, ZE Opole, ZE Lublin, ZE Legnica, Rzeszowski ZE, ZE Gdańsk, ZE Bydgoszcz, Bielsko-Bialski ZE, ZE Wrocław, ZE Szczecin, Łódzki ZE, ZE Białystok, ZE Częstochowa, ZE Tarnów, ZE Płock, ZE Zamość, ZE Jelenia Góra, ZE Wałbrzych, Zielonogórski ZE, ZE Olsztyn, ZE Gorzów, Elbląski ZE, ZE Koszalin, ZE Słupsk.

4) Przesył:

- 2000 r. Elektrownie Szczytowo-Pompowe,
- 2002 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.

4.4.4. Rozwiązania w zakresie regulacji i sytuacji własnościowej sektora stosowane w innych krajach

Prywatyzacja i tworzenie warunków dla powstawania konkurencji w dziedzinie energetyki są wprowadzane w wielu krajach świata. Najbardziej zaawansowanymi państwami pod tym względem są Wielka Brytania, Norwegia, Argentyna, Stany Zjednoczone i Australia. Na drogę liberalizacji wstępują również państwa rozwijające się – największe postępy dotychczas poczyniły Tajlandia, Malezja i Indie. W poszczególnych krajach powstały różne kombinacje struktury własności i stopnia liberalizacji rynku energetycznego.

W drugiej połowie lat 90. w krajach Europejskich spotykamy w elektroenergetyce bardzo zróżnicowane systemy własnościowe.

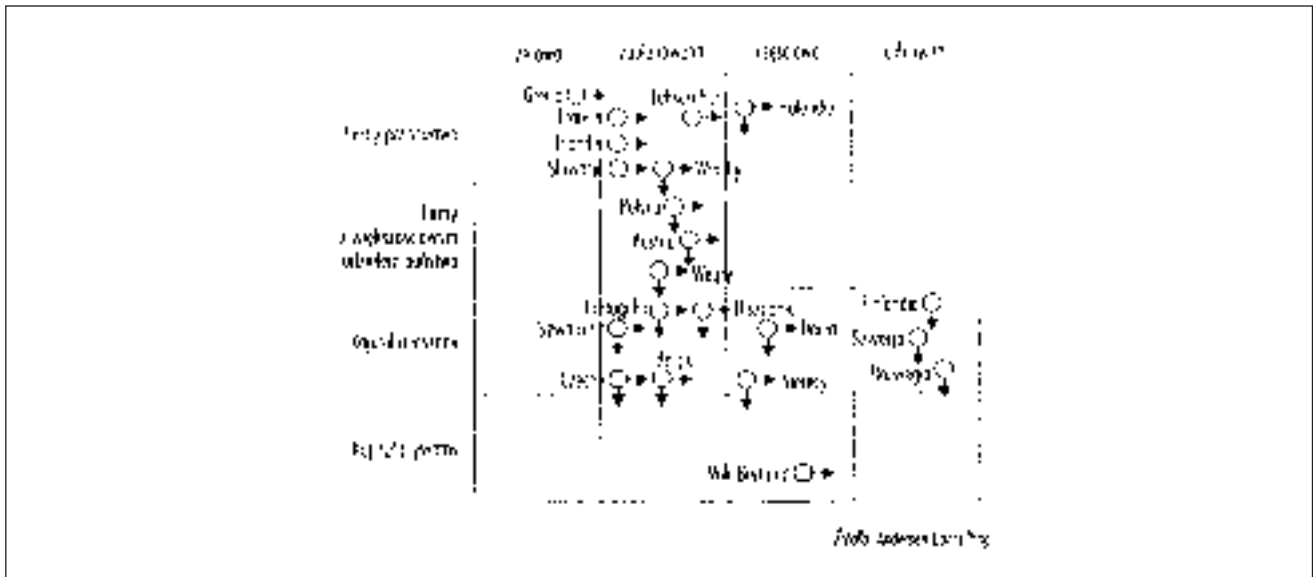
Doświadczenia państw o zaawansowanej restrukturyzacji i liberalizacji rynku energetycznego

Wielka Brytania

W Wielkiej Brytanii realizacja programu głębokiej liberalizacji została rozpoczęta w roku 1988. Celem był wzrost efektywności działania firm elektroenergetycznych poprzez

[11] Dany rok odpowiada planowanemu terminowi zbycia akcji Skarbu Państwa.

Rysunek I. Struktura własnościowa i poziom liberalizacji dostępu do rynku i uwolnienia cen systemów elektroenergetycznych w Europie



wprowadzenie zasad wolnego rynku i konkurencji oraz prywatyzację firm.

W wyniku reorganizacji sektora przeprowadzonej na przełomie lat 80. i 90. utworzone zostały z monopolistycznego koncernu wytwórczo-przesyłowego CEBG następujące jednostki:

- firma przesyłowa (National Grid),
- dwa koncerny wytwórcze złożone głównie z elektrowni węglowych (National Power i PowerGen),
- koncern wytwórczy elektrowni jądrowych (Nuclear Electric).

W Wielkiej Brytanii reforma sektora połączona była z daleko idącą prywatyzacją.

W tworzeniu konkurencyjnego rynku energii wykorzystano model rynku ofertowego (*pool*) oraz regulację opłat przesyłowych w oparciu o wyniki. Jak się okazało w praktyce, rola rynku została ograniczona do mechanizmu harmonogramowania włączeń elektrowni do ruchu, w oparciu o kryterium ekonomicznego rozdziału obciążeń. Przepływy finansowe pomiędzy producentami i nabywcami energii odbywają się natomiast prawie całkowicie w oparciu o kontrakty długoterminowe.

W latach 90. zbudowano w Wielkiej Brytanii szereg elektrowni gazowych należących do niezależnych wytwórców, które znacznie poszerzyły konkurencyjność bazy wytwórczej. Bez tych wytwórców zasięg reformy byłby najprawdopodobniej niewystarczający. Choć koncerny wytwórcze National Power i PowerGen zostały w międzyczasie sprywatyzowane, funkcjonowanie rynku angielskiego nie

jest oceniane jako wystarczająco konkurencyjne. Przyczynia się do tego m. in. obecność nie w pełni konkurencyjnych elektrowni jądrowych oraz nie w pełni rynkowe zasady zakupu węgla przez elektrownie ciepłe od producentów krajowych. Jednak w latach 1990–1996 realne ceny energii elektrycznej spadły o około 20% dla odbiorców przemysłowych i około 15% dla gospodarstw domowych [12].

Kraje skandynawskie

W krajach skandynawskich znaczna liberalizacja rynku i restrukturyzacja elektroenergetyki miała miejsce w latach 90. Przemiany te były w znacznym stopniu skoordynowane w grupie tych krajów ponieważ ich celem było zbudowanie wspólnego, maksymalnie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.

Najwcześniej liberalizację rozpoczęła Norwegia w latach 1990–1992. Powodem do dokonania zmian były przede wszystkim wysokie koszty produkcji, jak na energię pochodzącą w całości z elektrowni wodnych i zakłócenia przez czynniki nie mające charakteru ekonomicznego.

Przyczyną były głównie nadmierne inwestycje w elektrownie wodne. Ceny energii były też w znacznym stopniu ustanawiane przez organy państwa i samorządy lokalne, co powodowało np. subsydiowanie gospodarstw domowych kosztem podmiotów gospodarczych.

Uchwalone w 1990 r. norweskie prawo energetyczne dało każdemu konsumentowi dostęp do rynku i prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej. Do końca 1996 r. tylko 1% konsumentów zmieniło faktycznie dostawcę energii

[12] Jefferies, "The Role of Transmission in Developing a Competitive Market: Lessons from the UK and International Experience", Oxford Press 1996.

i byli to głównie wielcy odbiorcy, reprezentujący razem około 10% krajowego zużycia. Duża liczba konsumentów wynegocjonowała od dotychczasowych dostawców korzystniejsze ceny lub warunki dostaw, mając do tego podstawę w postaci oferty otrzymanej od dostawcy konkurującego. Ocenia się, że około połowa krajowego zużycia jest obecnie sprzedawana po cenach niższych, niż byłoby to w przypadku braku rywalizacji.

Norwegia stworzyła warunki wolnej konkurencji poprzez zdecentralizowany system wytwarzania energii oraz silny rozdział obrotu energią od jej przesyłu.

W Norwegii przyjęto, że warunkiem regulacji rynku jest kontrola jego struktury.

Wyjściową tezę było stwierdzenie, że "przemysł, który nie charakteryzuje się konkurencyjną strukturą nie wywołuje konkurencyjnych zachowań". Podkreślono rolę państwa, jako realizatora polityki strukturalnej, której podstawowymi elementami było określenie wielkości przedsiębiorstw oraz warunków ich wejścia na rynek. Takie podejście skutkuje funkcjonowaniem na rynku wielu podmiotów.

Konkurencyjny rynek energii w Norwegii został wprowadzony w oparciu o model kontraktowy. Uzpełnieniem kontraktów bilateralnych jest rynek giełdowy, obejmujący transakcje bieżące, zakupy mocy regulacyjnej i transakcje terminowe.

Opłaty przesyłowe były początkowo ustalane na podstawie ponoszonych kosztów, później uzależniono je od wyników.

Szwecja dokonała zmian organizacyjnych w energetyce w latach 1992–1996. Wiązały się one z całościowym planem silniejszego urynkowania gospodarki szwedzkiej, która popadła na przełomie lat 80. i 90. w stan stagnacji, między innymi na skutek nadmiernej ingerencji państwa w procesy gospodarcze.

W latach 1995–1998 dość głębokiej liberalizacji rynku energii elektrycznej dokonała Finlandia, pragnąc stworzyć wraz z pozostałymi partnerami jednolity rynek.

Od początku roku 1996 funkcjonuje wspólny norwesko-szwedzki rynek energii elektrycznej, wyposażony we wszystkie techniczne i finansowe narzędzia niezbędne do prowadzenia transakcji na zasadach zbliżonych do zasad giełdy towarowej. Od roku 1998 w rynku tym zaczęła uczestniczyć Finlandia.

W Danii reforma miała najmniejszy zakres. Zrobiono minimum tego, co było niezbędne dla zachowania spójności z partnerami.

Duński przemysł elektroenergetyczny podzielony jest na dwa systemy, zajmujące się przesyłem. Elkraft obsługujący Zelandię i Elsam obsługujący Jutlandię. Do ich zadań należą również planowanie i zakupy. Każdy z nich jest własnością konsorcjów producentów energii elektrycznej (11 spółek), z których większość jest z kolei własnością spółek dystrybucyjnych (trochę ponad 100 spółek). Przedsiębiorstwa użyteczności publicznej mają różną formę własności, ale większość jest spółdzielniami. Rząd centralny nie odgrywa żadnej roli jako właściciel.

Doświadczenia skandynawskiego rynku energii elek-

trycznej pozwalają na wyciągnięcie trzech następujących wniosków:

- liberalizacja rynku może przekroczyć granice państw bez naruszenia interesów uczestników rynku,
- międzynarodowa giełda energii może prawidłowo funkcjonować niezależnie od różnych form własności przedsiębiorstw energetycznych (prywatne, publiczne, komunalne),
- rynek energii może zostać szybko zbudowany pomimo różnic pomiędzy krajami i pomiędzy uczestnikami rynku.

Państwa o mieszanej strukturze własnościowej

Niemcy

W Niemczech, przemysł elektroenergetyczny zdominowany jest przez spółki produkcyjno-przesyłowe (tzw. Verbund), które działają na podstawie regionalnych koncesji. Większość z nich jest własnością prywatną, ale w niektórych władze lokalne lub rządy krajowe mają znaczące udziały. Dystrybucją i częściowo wytwarzaniem zajmują się inne przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. Jest około 50 przedsiębiorstw regionalnych, które zaopatrują regiony wiejskie i kilkadziesiąt przedsiębiorstw lokalnych, które zajmują się dystrybucją i czasami produkcją energii elektrycznej. Niektóre ze spółek Verbund zajmują się też dystrybucją, albo posiadają udziały w spółkach dystrybucyjnych. W Niemczech jest ponad 500 różnych firm energetycznych, co wcale nie oznacza, że istnieje ostra konkurencja. 80% rynku znajduje się w rękach ośmiu dużych grup, w tym RWE, PreussenElektra i Bayernwerk. Spółki te były monopolistami na własnym terenie.

Hiszpania

Hiszpański sektor elektroenergetyczny składa się z około 1000 przedsiębiorstw użyteczności publicznej, z których większość zajmuje się dystrybucją. Wiele z nich współpracuje z jednym z kilku dużych producentów, z których najwięksi to Endesa i Iberdrola.

Struktura kapitałowa Endesy jest mieszana, a reszta przemysłu jest prywatna. Przesyłem zajmuje się spółka Redesa, w 51% własność państwa, a w 49% własność prywatna.

Belgia

Belgia ma całkowicie sprywatyzowane wytwarzanie energii, natomiast transmisja i dystrybucja jest połączeniem własności samorządowej i prywatnej. Istnieje też małe publiczne przedsiębiorstwo użyteczności publicznej Societe Cooperative de Production d'Electricite (SPE), które jest własnością rządu centralnego i władz lokalnych kilku miast.

Państwa w których dominuje własność publiczna w sektorze elektroenergetycznym

Włochy

We Włoszech ENEL, spółka państwowa, produkuje 74% energii zużywanej w kraju, kontroluje 100% przesyłu

elektryczności i 93% dystrybucji. Część dużych miast posiada własne przedsiębiorstwa użyteczności publicznej.

Francja

Francuski system elektroenergetyczny zdominowany jest przez Electricite de France (EdF), którego jedynym właścicielem jest państwo i do którego zadań należy wytworzenie, przesył i dystrybucja energii elektrycznej (dystrybucją zajmuje się filia zaangażowana również w dystrybucję gazu ziemnego). Istnieje też kilka innych spółek produkcyjnych, z których największe są własnością publiczną Charbonnages de France i Compagnie Nationale Rhone, ale ich udział w produkcji nie przekracza 5%. Niektóre miasta nadal posiadają swoje własne systemy dystrybucyjne.

Holandia

Holenderski przemysł elektroenergetyczny składa się z 4 regionalnych spółek produkcyjnych będących własnością konsorcjów spółek dystrybucyjnych. Spółek dystrybucyjnych jest około 40, są one własnością władz lokalnych i świadczą różne usługi publiczne, nie tylko w sferze energetyki [13].

Portugalia

Portugalska elektroenergetyka zdominowana jest przez państwową Electricidade de Portugal (EdP), która jest odpowiedzialna za przesył energii elektrycznej oraz w dużej części za produkcję i dystrybucję. W budowie znajdują się niezależne elektrownie.

Grecja

W Grecji państwowa Publiczna Korporacja Energii Elektrycznej jest odpowiedzialna za produkcję, przesył i dystrybucję energii elektrycznej oraz za wydobycie węgla brunatnego na potrzeby sektora energetycznego.

Irlandia

W Irlandii państwowy Zarząd Dostaw Energii Elektrycznej odpowiedzialny jest za produkcję, przesył i dystrybucję energii elektrycznej. Istnieje również inna spółka państwowa, utworzona w celu eksploatacji krajowych złóż torfu na potrzeby wytworzenia energii elektrycznej.

4.4.5. Wnioski

Doświadczenia Wielkiej Brytanii, Norwegii i innych krajów dowodzą, że w każdym przypadku należy uwzględnić lokalne uwarunkowania reformowanego sektora. Doświadczenia te wskazują również, że istnieje wiele możliwych rozwiązań w zakresie własności zasobów produkcyjnych, swobody dostępu do rynku, jak również wyodrębnienia obszarów działalności.

Wspólną cechą zreformowanych sektorów jest dekoncentracja branży elektroenergetycznej, utrwalona lub wprowadzona w wyniku zmian.

Z dotychczasowych doświadczeń europejskich wynika również, że proces wdrażania reform jest stosunkowo długi, nie wszystkie konsekwencje zmian rynkowych są do przewidzenia, a korekty mechanizmów konkurencyjnego rynku energii są nieuniknione. W każdym jednak przypadku, reformy te, w mniejszym lub większym stopniu, przyniosły oczekiwane korzyści.

W wyniku reform, w każdym kraju zwiększyła się produktywność i efektywność sektora elektroenergetycznego. Zmiany te doprowadziły także do obniżek cen energii elektrycznej w ujęciu realnym.

Ogólne wnioski, dotyczące warunków koniecznych dla sprawnego funkcjonowania energetyki, sformułowane na podstawie doświadczeń kilku krajów najbardziej zaawansowanych w reformach, są następujące:

- wszystkie firmy elektroenergetyczne muszą być zdrowe finansowo, a więc pobierać od odbiorców opłaty odzwierciedlające pełny koszt energii,

- separacja wytwarzania, przesyłu i dystrybucji jest niezbędna, co najmniej na zasadzie odrębnej kalkulacji kosztów,

- niezbędna jest konkurencja w wytwarzaniu, co najmniej na zasadzie umożliwienia dostępu do rynku producentom niezależnym,

- niezbędne jest istnienie neutralnej jednostki (dyspozycji mocy lub operatora systemu), dostosowującej podaż energii do zapotrzebowania,

- konieczna jest swoboda zawierania transakcji między sprzedawcami a nabywcami, z jednym ograniczeniem, że nie łamią one standardów technicznych,

- konieczne jest istnienie bezstronnego i niezależnego urzędu regulacyjnego.

Niewiele krajów przeprowadziło już w pełni liberalizację rynku energetycznego. Jednak nawet przy jej wystarczającym zaawansowaniu pojawiają się następujące pozytywne efekty:

- spadek cen energii dla konsumentów,

- inwestycje zagraniczne i/lub prywatne w sektorze,

- stabilność i bezpieczeństwo energetyczne.

4.5. Perspektywy rozwoju elektroenergetyki polskiej

Zasadnicze znaczenie dla przyszłego kształtu polskiej elektroenergetyki będą miały rozwiązania proponowane w Prawie Energetycznym.

[13] Francis Mc Gowan, "The Struggle for Power in Europe: Competition and Regulation in the EC Electricity Industry". Royal Institute of International Affairs, London 1993; E. Cross, "Electric Utility Regulation in the European Union. A Country by Country Guide". Wiley, Chichester 1996.

Program zakłada odejście od ustalania sztywnych cen urzędowych energii elektrycznej.

Ceny płacone producentom będą kształtowane w coraz większym stopniu przez mechanizm konkurencyjny, rozwijany w ciągu najbliższych 5 lat. Hurtowy rynek energii elektrycznej będzie się składać z rynku giełdowego i rynku kontraktowego.

Na rynku giełdowym sprzedawać się będzie 15–20% energii elektrycznej. Elektrownie będą deklarować dostawy energii dla PSE SA i przedstawiać swoje oferty cenowe.

Dyrekcja Krajowej Dyspozycji Mocy (KDM) ustali listę najtańszych ofert. Do jej ceny będą doliczane ceny przesyłu sieciami energetycznymi wysokiego napięcia.

Dystrybutorzy będą zaopatrywać się w energię elektryczną na rynkach: giełdowym i kontraktowym. Ceny energii dla odbiorców finalnych o szczytowym poborze mocy ponad 5 MW będzie można ustalać na podstawie indywidualnych kontraktów z dowolnie wybranym dostawcą. Takie rozwiązanie (tzw. zasada dostępu stron trzecich do sieci) oznacza stopniowe odchodzenie od przymusowego pośrednictwa PSE SA w handlu energią. W takim przypadku PSE SA będzie jedynie przysyłać energię, a nie kupować i sprzedawać energię na własny rachunek. Rząd zastrzeże sobie prawo obniżenia progu mocy, od którego odbiorcy będą mogli kupować bezpośrednio od wytwórców, w miarę stabilizowania się rynku energii elektrycznej. Pierwsze obniżenie nie nastąpi jednak przed 2000 rokiem. Pozostali odbiorcy finalni będą kupować energię elektryczną od działającego na ich terenie dystrybutora, według opracowanej przez niego taryfy i zatwierdzonej przez Urząd Regulacji Energetyki.

Jeszcze przez najbliższe 4 lata będzie utrzymane pośrednictwo PSE w handlu energią elektryczną. Kiedy spółki dystrybucyjne będą odpowiednio przygotowane, przejmą część przypadających na nie kontraktów wieloletnich, którymi zajmują się obecnie PSE SA.

Program nie przewiduje narzucania kierunku zmian w strukturze organizacyjnej sektora dystrybucji energii elektrycznej. Rząd nie będzie się sprzeciwiał łączeniu się spółek dystrybucyjnych. Spółki te będą mogły tworzyć między sobą konsorcja, by finansować wspólne projekty.

Program zakłada także prywatyzację PSE SA. Prywatyzacja ta będzie częściowa, z zachowaniem przez Skarb Państwa pakietu kontrolnego lub złotej akcji (umożliwiającej prawo weta). Przyjęta zostanie zasada, że podmioty uczestniczące w hurtowym rynku energii elektrycznej lub mające na niego wpływ, nie będą mogły nabywać pakietów kontrolnych akcji PSE. Dotyczy to również firm zagranicznych, zwłaszcza z krajów sąsiednich. Wstępem do prywatyzacji PSE jest trwająca obecnie restrukturyzacja wewnętrzna firmy.

Prawo energetyczne nie wprowadza obowiązku prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych. Traktuje jednakowo wszystkie rodzaje przedsiębiorstw, niezależnie od rodzaju i pochodzenia własności. Tym niemniej zarówno regulacja działalności monopolistycznej, jak i wprowadzenie oraz prawidłowe działanie rynków konkurencyjnych nie będzie mogło być za-

pewnione, jeśli we wszystkich przedsiębiorstwach dominującym akcjonariuszem lub udziałowcem będzie Skarb Państwa.

Podstawowym sposobem prywatyzacji przedsiębiorstw elektroenergetyki ma być prywatyzacja kapitałowa realizowana przez udostępnienie akcji Skarbu Państwa oraz podwyższenia kapitału akcyjnego uprzednio skomercjalizowanych jednoosobowych spółek akcyjnych Skarbu Państwa. Kwoty uzyskane ze sprzedaży akcji Skarbu Państwa zasilą budżet państwa, a kwoty otrzymane ze sprzedaży akcji nowej emisji powinny umocnić kapitałowo spółkę i zapewnić jej możliwość realizacji niezbędnych inwestycji.

Istotnym warunkiem powodzenia procesu prywatyzacji jest zapewnienie przejrzystych kryteriów, możliwie jednakowych dla wszystkich zainteresowanych. Zgodnie z "Załoženiami polityki energetycznej Polski do 2010 roku" Skarb Państwa będzie posiadał większościowe pakiety lub akcje uprzywilejowane w przedsiębiorstwach mających charakter strategiczny dla gospodarki narodowej. W sektorze elektroenergetycznym będzie to dotyczyć zwłaszcza Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA.

Ze względu na poprawność działania przyszłego rynku konkurencyjnego w elektroenergetyce bardzo ważne jest, aby zachować strukturę uniemożliwiającą uzyskanie dominującego wpływu kapitałowego na danym segmencie rynku. Ta struktura będzie pod kontrolą organu antymonopolowego (Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów).

Powodzenie procesów restrukturyzacji i prywatyzacji zależy będzie w dużym stopniu od prawidłowej polityki w tym zakresie, która powinna być określona bardziej szczegółowo w ramach aktualizacji założeń polityki energetycznej państwa i powinna odpowiadać ogólnej polityce prywatyzacyjnej przedsiębiorstw Skarbu Państwa. Wiele będzie zależeć od polityki cenowej paliw i energii, ponieważ inwestorzy strategiczni uzależniają zakres i sposób swojego zaangażowania kapitałowego od tych właśnie przepisów. Równie ważne jest zapewnienie stabilnych zasad regulacji działalności monopolistycznych, utworzenie rynków konkurencyjnych i przejrzyste przepisy prawne w tym zakresie. Jeżeli się tego nie zapewni, to każdy inwestor strategiczny będzie żądał podpisania długoterminowego kontraktu na sprzedaż swoich produktów i usług, jak i odpowiednich gwarancji cenowych, co jest w sprzeczności z rozwojem gospodarki rynkowej.

W sektorze elektroenergetycznym podejmuje się wiele niedostatecznie skoordynowanych działań, które mają na celu wprowadzenie rynku energii elektrycznej i prywatyzację sektora. Uchwalono Prawo energetyczne, rozluźniono też monopolistyczną strukturę sektora. Jednak redukując monopol, nie wprowadzono spójnych struktur umożliwiających działanie rynku energii elektrycznej. Próby prywatyzacji sektora podejmuje się bez wcześniejszego określenia jego przyszłej struktury i regulujących rynek przepisów wykonawczych do prawa energetycznego. Poza szkicowymi modelami nie ma zwartej projektu, który określałby strukturę sektora oraz etapy wprowadzania rynku.

Należy zaprzestać tworzenia wrywkowych modeli tego rynku i przyjąć realistyczny scenariusz działań, prowadzący do osiągnięcia wybranego docelowego modelu rynku energii elektrycznej.

Przy jego projektowaniu należy korzystać z doświadczeń krajów, w których rynek ten funkcjonuje poprawnie. Jednak nie jest możliwe bezpośrednio kopiowanie obcych wzorców. Doświadczenia innych państw muszą być dostosowane do krajowych warunków. Jeżeli do końca 1999 r. nie powstanie odpowiedni projekt struktury rynku energetycznego i nie podejmie się konsekwentnych działań w celu jego wprowadzenia w życie,

to polskiej elektroenergetyce grozi pogłębiający się chaos.

Efekty procesu urynkowania oraz restrukturyzacji i prywatyzacji sektora elektroenergetycznego będą także zależą od restrukturyzacji przemysłów z nim związanych, zwłaszcza górnictwa i transportu kolejowego.

Nawet najlepiej przeprowadzona restrukturyzacja w sektorze elektroenergetycznym nie da widocznych rezultatów w postaci konkurencyjnych cen energii elektrycznej, jeśli koszty zakupu i koszty transportu węgla kamiennego dla energetyki będą wysokie z powodu opóźnień w restrukturyzacji górnictwa i PKP.

Bibliografia

- Concordia, MC. (1996). "Elektroenergetyka polska w perspektywie prywatyzacji". Raport "Nowa Europa", 30.10.1996 r.
- 17 th Congress of the World Council – 75th Anniversary. Houston. Texas September 13–17, 1998r., materiały z konferencji.
- Dodatek do Rzeczypospolitej "Elektroenergetyka", 17.03.1998r.
- Dodatek do Rzeczypospolitej. "Energetyka", 16.03.1999r.
- Forum Energetyki'98. Materiały z konferencji w Mikołajkach, 18–20 listopada 1998r.
- Głowacki, A. (1998). "Model rynku energii elektrycznej w Polsce". Rynek Energii nr 6, Warszawa..
- Głowacki, K. (1998). "Struktura własności przedsiębiorstw energetycznych w krajach Unii Europejskiej". Rynek Energii, nr 5, Warszawa.
- Horbaczewski, S., Nowak J., Sobieraj K. (1998). "Inżynieria finansowa a restrukturyzacja elektroenergetyki, Rynek Energii Elektrycznej". Materiały V Konferencji Naukowo-Technicznej REE'98, Nałęczów, 14–15 maja 1998 r.
- Horbaczewski, S., Nowak J., Sobieraj K. (1998). "Prywatyzacja w sektorze energetycznym – możliwości i zagrożenia". Materiały VIII Konferencji "Aktualizacja i perspektywy gospodarki surowcami mineralnymi: Prywatyzacja – modernizacja – restrukturyzacja", Jurata 25–30 października 1998 r.
- Jasiński, P., Skoczny T. (1996). "Elektroenergetyka". Centrum Europejskie UW, Warszawa.
- Jasiński, P., Szablewski A.T., Yarrow G. (1995). "Konkurencja i regulacja w przemyśle energetycznym", Elipsa, Warszawa.
- Jefferies (1996). "The Role of Transmission in Developing a Competitive Market: Lessons from the UK and International Experience". Oxford Press.
- Krawczyński, F. (1998). "Dylematy Polityki Energetycznej Polski w perspektywie lat 2020". Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
- Mc Gowan, F. (1993). "The Struggle for Power in Europe: Competition and Regulation in the EC Electricity Industry". Royal Institute of International Affairs, London.
- Morka, A. (1998). "Sfinalizowana prywatyzacja". Rzeczpospolita 30–31.05.1998 r.
- Morka, A. (1998). "Gorzej niż przed rokiem". Rzeczpospolita, 12–13.12.1998 r.
- Morka, A. (1999). "Elektryczność z wyboru". Rzeczpospolita 19.02.1999 r.
- Pełka, B. (1998). "Przemysł polski w perspektywie strategicznej". Instytut organizacji i zarządzania w przemyśle, Warszawa.
- "Polityka strukturalna Polski w perspektywie integracji z Unią Europejską". Zespół Zadaniowy ds. Polityki Strukturalnej w Polsce, Raport końcowy, Warszawa, lipiec 1997 r.
- Popczyk, J. (1998). "Elektroenergetyka w 1998 roku: Handel energią czy dalej ceny urzędowe?". Nowe Życie Gospodarcze, nr 5.
- Popczyk, J. (1998). "Wznowienie reformy w elektroenergetyce". Elektroenergetyka XIV (dodatek do Rzeczypospolitej), 15.09.1998 r.
- "Sektorowe programy restrukturyzacji i prywatyzacji majątku państwowego". Wybór ekspertyz. Zespół Zadaniowy ds. Polityki Strukturalnej w Polsce. Praca zbiorowa pod redakcją H. Bochniarz i S. Krajewskiego. Warszawa, wrzesień 1997 r.
- Szablewski, A. (1996). "Mechanizmy rynkowe w energetyce i telekomunikacji". Elipsa, Warszawa, 1996 r.
- Szablewski, A. (1996). "Rola państwa w energetyce, sposoby regulacji. Zagadnienia ogólne". INE PAN, Warszawa.
- Williamson, Oliver. L. (1982). "Markets and Hierarchies, Analysis and Antitrust Implications". Macmillan Londyn.
- World Development Report 1994, "Infrastructure for Development" World Bank, Oxford University Press, 1994.