

R A P O R T Y C A S E  
C A S E R E P O R T S

*Centrum Analiz  
Społeczno-Ekonomicznych*



*Center for Social  
and Economic Research*

**Charakterystyka wybranych  
sektorów infrastrukturalnych i wrażliwych  
w gospodarce polskiej oraz możliwości  
ich prywatyzacji**

**Przygotował zespół pod redakcją:  
Barbary Błaszczyk i Andrzeja Cylwika**

**w składzie  
Barbara Błaszczyk, Robert Brudzyński,  
Andrzej Cylwik, Anna Daniluk, David Dornish,  
Michał Górzyński i Mateusz Walewski**

*Warszawa 1999*

*nr 27*

Prezentowane w serii „Raporty CASE” stanowiska merytoryczne wyrażają poglądy Autorów i niekoniecznie są zbieżne z oficjalnym stanowiskiem CASE - Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych.

Publikacja została przygotowana w ramach projektu "Sustaining Growth through Reform Consolidation" nr 181-A-00-97-00322 finansowanego przez Amerykańską Agencję do Spraw Rozwoju Międzynarodowego (USAID) i Fundację CASE.

DTP: CeDeWu – Centrum Doradztwa i Wydawnictw "Multi-Press" Sp. z o.o.

Opracowanie graficzne – Agnieszka Natalia Bury

© CASE – Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych, Warszawa 1999  
Wszelkie prawa zastrzeżone.  
Zabronione jest kopiowanie, przetwarzanie i rozpowszechnianie w jakimkolwiek celu i postaci bez pisemnej zgody autora i wydawcy.

ISSN 1506-1647 ISBN 83-7178-177-6

Wydawca:  
CASE – Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych  
ul. Sienkiewicza 12, 00-944 Warszawa  
tel.: (48 22) 622 66 27, 828 61 33  
fax (48 22) 828 60 69  
e-mail: case@case.com.pl

# Spis treści

Wstęp .....	7
<b>Rozdział 1. Michał Górzyński: Analiza, ocena i perspektywa restrukturyzacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1989–1998 .....</b>	<b>9</b>
1.1. Wstęp .....	9
1.2. Ogólna prezentacja sektora węgla kamiennego w Polsce, w latach 1989–1997. ....	9
1.2.1 Produkcja węgla w Polsce na tle innych krajów. ....	9
1.2.2 Struktura organizacyjna sektora węgla kamiennego. ....	11
1.2.3 Zatrudnienie. ....	11
1.2.4. Sprzedaż węgla kamiennego. ....	11
1.2.5 Analiza ekonomiczno-finansowa sektora. ....	12
1.3. Ocena sytuacji sektora węgla kamiennego w Polsce. ....	13
1.4. Przegląd i ocena programów restrukturyzacyjnych sektora węgla kamiennego w Polsce w latach 1989–1998. ....	17
1.4.1. Przegląd programów restrukturyzacyjnych w latach 1989–1997 .....	17
1.4.2. Ocena programów restrukturyzacyjnych sektora węgla kamiennego w Polsce w latach 1989–1998 .....	20
1.5. Perspektywy restrukturyzacji sektora węgla kamiennego w Polsce. ....	21
1.6. Wnioski końcowe. ....	23
Aneks statystyczny .....	24
Bibliografia .....	27
<b>Rozdział 2. Mateusz Walewski: Restrukturyzacja górnictwa w Wielkiej Brytanii i w Niemczech – wnioski dla Polski .....</b>	<b>28</b>
2.1. Wstęp .....	29
2.2. Analiza i porównanie przypadków restrukturyzacji górnictwa w Wielkiej Brytanii i w Niemczech .....	29
2.2.1. Historia .....	29
2.2.2. Aspekt techniczny i finansowy restrukturyzacji .....	32
2.2.3. Regionalne otoczenie instytucjonalne .....	34
2.3. Możliwość zastosowania doświadczeń niemieckich i/lub angielskich w Polsce .....	36
Bibliografia .....	38
<b>Rozdział 3. Andrzej Cylwik: Charakterystyka rozwoju gazownictwa polskiego w latach 1970–1998 .....</b>	<b>39</b>
3.1. Charakterystyka sektora – wprowadzenie historyczne .....	39
3.2. Przemiany w gazownictwie polskim .....	40
3.2.1 Przemiany polskie na tle państw Europy Centralnej .....	40
3.2.2. Zmiany w gazownictwie polskim w latach 1990–1992 .....	42
3.3. Decyzje administracyjne podjęte w latach 1993–1998 dotyczące gazownictwa polskiego .....	44
3.3.1. Proces realizacji decyzji administracyjnych dotyczących sektora gazowniczego – przebieg i wstępna ocena .....	46
3.4. Perspektywy rozwoju gazownictwa polskiego .....	49
3.5. Podsumowanie .....	50
<b>Rozdział 4. Anna Daniluk: Demonopolizacja, restrukturyzacja i prywatyzacja sektora elektroenergetycznego w Polsce .....</b>	<b>53</b>

4.1. Prezentacja sektora .....	53
4.2. Makroekonomiczna analiza sektora .....	55
4.2.1. Wyniki ekonomiczno-finansowe .....	55
4.3. Analiza przedsiębiorstw sektora .....	57
4.3.1. Liczba przedsiębiorstw i struktura własności .....	57
4.3.2. Charakterystyka najważniejszych przedsiębiorstw .....	59
4.4. Regulacje i prywatyzacja sektora w Polsce .....	60
4.4.1. Polityczno-prawne uwarunkowania prywatyzacji sektora elektroenergetycznego .....	60
4.4.2. Początki prywatyzacji elektroenergetyki polskiej .....	63
4.4.3. Harmonogram dalszej prywatyzacji podmiotów z sektora elektroenergetycznego .....	64
4.4.4. Rozwiązania w zakresie regulacji i sytuacji własnościowej sektora stosowane w innych krajach ...	64
4.4.5. Wnioski .....	67
4.5. Perspektywy rozwoju elektroenergetyki polskiej .....	67
4.6. Bibliografia .....	70
<b>Rozdział 5. Robert Brudzyński: Analiza sektora hutnictwa żelaza i stali .....</b>	<b>71</b>
5.1. Prezentacja sektora .....	71
5.1.1. Struktura własności .....	72
5.1.2. Podstawowe parametry i relacje ekonomiczne .....	73
5.2. Charakterystyka produktów branży .....	74
5.2.1. Technologie wytwarzania .....	75
5.2.2. Konkurencyjność eksportu na rynkach zagranicznych .....	75
5.2.3. Kierunki eksportu i importu .....	76
5.2.4. Przedsiębiorstwa .....	77
5.3. Restrukturyzacja sektora .....	78
5.4. Perspektywy restrukturyzacji sektora .....	80
5.5. Aneks – czołowe europejskie firmy hutnicze .....	82
<b>Rozdział 6. Robert Brudzyński: Krótka historia procesu upadłości Huty Bobrek w Bytomiu .....</b>	<b>85</b>
6.1. Przyczyny podjęcia decyzji o likwidacji .....	85
6.2. Przebieg procesu likwidacji .....	85
6.3. Nowe zastosowania majątku huty i ich efektywność .....	87
<b>Rozdział 7. David Dornish: Dynamika konkurencji w polskim sektorze telekomunikacyjnym: regulacja, prywatyzacja i rozwój multi-sieci .....</b>	<b>91</b>
7.1. Prezentacja sektora .....	91
7.2. Makroekonomiczna analiza sektora: podstawowe cechy telekomunikacji .....	94
7.3. Mikroekonomiczna analiza sieci telekomunikacyjnych .....	95
7.3.1. Stacjonarne sieci lokalne .....	95
7.3.2. Sieć komórkowa: konkurencja napędzana przez technologię .....	99
7.4. Umocnienie konkurencji i wzrostu w polskim sektorze telekomunikacyjnym: trzy czynniki .....	101
7.4.1. Prywatyzacja TP SA .....	101
7.4.2. Nowe prawo telekomunikacyjne .....	102
7.4.3. Oczekiwania i wymagania Unii Europejskiej w dziedzinie telekomunikacji .....	102
7.5. Wnioski końcowe .....	103
Bibliografia .....	104
<b>Barbara Błaszczyk, Andrzej Cylwik: Podsumowanie i wnioski końcowe .....</b>	<b>106</b>

### **Barbara Błaszczuk**

Barbara Błaszczuk jest współzałożycielką i prezesem zarządu Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych CASE. Jest profesorem ekonomii, od początku lat 80. związana z Instytutem Nauk Ekonomicznych PAN. Jej główne zainteresowania naukowe obecnie – to transformacja gospodarki Polski i innych krajów postkomunistycznych, w tym zwłaszcza prywatyzacja i deregulacja sektora państwowego, a w przeszłości – problematyka partycypacji pracowników w zarządzaniu i we własności. Od 1989 roku do chwili obecnej Barbara Błaszczuk pełniła różne funkcje doradcze dla rządu i parlamentu polskiego, związane z reformą systemową w Polsce. Jest autorką ponad 100 publikacji naukowych wydanych w kraju i za granicą, w tym kilku książek.

### **Andrzej Cylwik**

Absolwent Wydziału Handlu Zagranicznego SGPiS, dr ekonomii, specjalista w dziedzinie organizacji i ekonomiki przemysłu oraz metod zarządzania. W latach 1990–1995 wiceprezes Urzędu Antymonopolowego, nadzorujący proces przekształceń strukturalnych gospodarki polskiej oraz kierujący pracami Podkomitetu ds. Polityki Konkurencji i Pomocy Publicznej. W tym okresie uczestniczył w pracach zespołów międzynarodowych, przygotowujących rządowe programy restrukturyzacji strategicznych gałęzi przemysłu. Współzałożyciel i współpracownik CASE, prowadzący badania nt. skutków integracji polskiego przemysłu z Unią Europejską.



## Wstęp

W przedstawionym raporcie (przygotowanym w ramach tematu "Wspieranie zmian w strukturze własności gospodarki") zbadano możliwości prywatyzacji kilku strategicznych, największych – zarówno pod względem wartości sprzedaży, jak i wielkości zatrudnienia – gałęzi przemysłu polskiego. Oprócz opisanych sektorów infrastrukturalnych (gazownictwo, elektroenergetyka i telekomunikacja) i wrażliwych (górnictwo węglowe, hutnictwo żelaza i stali), jedynie w Polskich Kolejach Państwowych, wytworzeniu i dystrybucji paliw płynnych oraz hutnictwie metali nieżelaznych mogą jeszcze wystąpić równie trudne i kosztowne problemy, dotyczące przygotowania i przeprowadzenia prywatyzacji.

Wszystkie wymienione gałęzie gospodarki mają kilka wspólnych cech – po pierwsze, są opóźnione w procesie prywatyzacji. W przypadku górnictwa węglowego jest ona nadal zablokowana przez załogi. W innych badanych sektorach opóźnienia prywatyzacji można liczyć w latach [1]. W telekomunikacji i elektroenergetyce rozpoczęto prywatyzację dopiero w 1998 roku, czyli o kilka lat później niż w krajach naszego regionu (Czechy i Węgry), które także aspirują do Unii Europejskiej. Restrukturyzację i przygotowanie prywatyzacji gazownictwa również przesunięto o kilka lat. W hutnictwie żelaza i stali prywatyzacja objęła dotychczas tylko kilka mniejszych przedsiębiorstw, włączonych do Programu Powszechnej Prywatyzacji. Natomiast ciągnące się od ponad dwóch lat przetargi z Komisją Europejską, w sprawie restrukturyzacji tego sektora, na pewno nie sprzyjają udanej prywatyzacji największych polskich hut. Autorzy raportu mają nadzieję, że przedstawiona w nim analiza przyczyn, występujących opóźnień lub nawet blokady prywatyzacji, może pomóc w zidentyfikowaniu głównych przeszkód i choćby częściowym rozwiązaniu problemu.

Kolejną wspólną cechą wybranych gałęzi przemysłu są nieuniknione redukcje zatrudnienia. Jeżeli nawet w niektórych z nich nie podjęto dotychczas zdecydowanych działań – to nie ma wątpliwości, że muszą one nastąpić już w najbliższych latach. Bez racjonalnego zmniejszenia zatrudnienia żaden z badanych sektorów nie będzie konkurencyjny wobec firm z Unii Europejskiej, a w większości przypadków także wobec przedsiębiorstw z krajów przyjmowanych do Unii równocześnie z Polską. Niezbędna redukcja zatrudnienia jest jednak źródłem niechęci załóg do przeprowadzania rynkowych reform, a zwłaszcza do prywatyzacji. Z myślą o zmianie tego nastawienia przygotowano dodatkowe opracowania o charakterze poznawczym – edukacyjnym dotyczące górnictwa węglowego oraz hutnictwa. Są one adresowane do załóg, do kadry kierowniczej i do administracji państwowej nadzorującej te gałęzie przemysłu. W pierwszym opracowaniu, przedstawiającym doświadczenia Wielkiej Brytanii i Niemiec w restrukturyzacji sektora węglowego, starano się pokazać, że ten najtrudniejszy w gospodarce polskiej problem restrukturyzacji i prywatyzacji może znaleźć zadowalające rozwiązanie. Wskazuje na to doświadczenie krajów, które mogły i musiały zająć się wcześniej radykalnym obniżeniem wydobycia węgla, odpowiednio do potrzeb gospodarki rynkowej i wymagań ochrony środowiska. W drugim opracowaniu przedstawiono doświadczenia polskie dotyczące udanej prywatyzacji pracowniczej w jednym z przestarzałych zakładów hutniczych.

Należy zwrócić także uwagę na inną wspólną cechę badanych gałęzi przemysłu. Wszystkie one korzystają w szerszym zakresie albo z pomocy publicznej (zwłaszcza górnictwo węglowe), albo ze szczególnych praw (np. monopol telekomunikacji na połączenia międzymia-

[1] Opóźnienia prywatyzacyjne występują także we wspomnianych sektorach, porównywalnych pod względem wielkości i ważności dla gospodarki. W PKP prywatyzacja była dotychczas zablokowana - rozpoczęcie rzeczywistej restrukturyzacji i częściowej prywatyzacji zostało zaplanowane na 2000 r. W sektorze paliw płynnych jest przewidziana w IV kwartale 1999 r. sprzedaż mniejszościowego pakietu akcji w formie emisji publicznej. W stosunku do pierwotnych założeń (zob. uchwała KERM z października 1992 r.) prywatyzacja jest opóźniona co najmniej o 4 lata. Najwcześniej rozpoczęto prywatyzację w hutnictwie metali nieżelaznych, ale nadal większość akcji znajduje się w rękach Skarbu Państwa.

stowe i międzynarodowe lub ochrona celna hutnictwa żelaza i stali). Uprzedzając wnioski końcowe warto podkreślić, że wpływ tych czynników na możliwości prywatyzacyjne jest zróżnicowany. Dominuje pogląd, że ochrona sektora i/lub przyznanie mu praw szczególnych sprzyja znalezieniu inwestora strategicznego. Natomiast udzielanie dużej pomocy publicznej na redukcję zatrudnienia może hamować rozpoczęcie prywatyzacji. Jest oczywiste, że prywatny właściciel nie będzie chciał ponosić ogromnych kosztów społecznych, pokrywanych dotychczas w ramach programów pomocy publicznej. Z kolei

udzielanie firmom nie państwowym tak dużego wsparcia z budżetu państwa lub ze środków będących w dyspozycji administracji albo samorządu regionalnego jest ciągle trudne do przyjęcia.

W celu przeprowadzenia obiektywnej oceny, autorzy raportu porównują sytuację polską ze zmianami, które nastąpiły w latach 90. w innych krajach europejskich. Ponadto w każdym sektorze porównano oficjalne zamierzenia z rzeczywistymi osiągnięciami i porażkami. Ich analiza może pomóc w sformułowaniu realnej oceny możliwości prywatyzacji badanych gałęzi przemysłu.

---



Michał Górzyński

## Rozdział I.

# Analiza, ocena i perspektywa restrukturyzacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1989–1998

### I.1. Wstęp

Zasoby bilansowe węgla kamiennego na świecie wynoszą około 520 mld ton i przy obecnym poziomie zużycia wystarczą na około 170 lat (węgla brunatnego na 400 lat, ropy naftowej na 45 lat, gazu ziemnego na 60 lat). W ujęciu globalnym, sektor produkcji węgla kamiennego wykazuje się dużą koncentracją. Ponad 90% światowej produkcji (i tyle procent zasobów) pochodzi z 10 krajów. W gronie potentatów górnictwa węgla kamiennego znajduje się Polska. Według danych za 1995 rok byliśmy siódmym pod względem wielkości wydobycia producentem węgla kamiennego na świecie, zaś nasz udział w światowej produkcji tego nośnika energetycznego stanowił 3,6% [1].

Pomimo, iż obecne prognozy przewidują wzrost światowego zapotrzebowania na węgiel kamienny w dającej się przewidzieć przyszłości (np. prognozy dla krajów OECD przewidują wzrost zapotrzebowania na węgiel kamienny do 2010 roku o około 1,3%), w dłuższym okresie popyt na węgiel kamienny będzie słabł. Jest to proces strukturalny i nieodwracalny. Głównymi czynnikami wywierającymi wpływ na produkcję węgla są relacje cenowe alternatywnych nośników energetycznych oraz problemy związane z ochroną środowiska. Oba czynniki należy uznać za główne wyzwania i zasadnicze stimulatory rozwiązań technicznych oraz organizacyjnych w najbliższej przyszłości.

W naszym kraju węgiel kamienny odgrywa niezwykle ważną rolę w polityce społecznej, regionalnej i ekonomicznej. Polska gospodarka jest bezprecedensowo uzależniona od węgla kamiennego. Węgiel kamienny pokrywa 55% finalnego popytu na energię elektryczną i 90% popytu na ciepło technologiczne w przemyśle oraz ciepło ogrzewcze w sektorze bytowo-komunalnym. Węgiel kamienny waży udziałem 62% zużytej energii pierwotnej. Obecnie górnictwo węgla kamiennego przynosi olbrzymie straty finansowe, stanowiąc zagrożenie nie tylko dla swojego rynkowego

otoczenia (np. dla podmiotów gospodarczych w regionie śląsko-dąbrowskim czy dla sektora elektro-energetycznego), którego kosztem się utrzymuje, ale również dla finansów publicznych, co w rezultacie wpływa na hamowanie wzrostu gospodarczego.

Głównym celem opracowania jest analiza i ocena dotychczasowych działań restrukturyzacyjnych w sektorze węgla kamiennego w Polsce oraz perspektywa jego restrukturyzacji w nadchodzących latach.

### I.2. Ogólna prezentacja sektora węgla kamiennego w Polsce w latach 1989–1997

#### I.2.1. Produkcja węgla w Polsce na tle innych krajów

Węgiel wydobywany był na ziemiach polskich, na skale przemysłową, już od końca XVIII wieku (w 1794 roku dokonano pierwszego spustu surówki żelaza na górnośląskim koksie). W tym okresie wydobycie węgla koncentrowało się w Dąbrowskim Zagłębiu Węglowym. Na początku drugiej dekady XX wieku produkcja węgla kamiennego przekroczyła 56 mln ton, z czego 40 mln ton wydobyto w rejonie Staropolskim, 11 mln ton w rejonie Opolskim oraz 5,5 mln ton na Dolnym Śląsku. W okresie międzywojennym wydobycie węgla w Polsce osiągnęło poziom 74 mln ton (dla porównania, na świecie w 1937 roku, w wyniku koniunktury napędzanej spiralą zbrojeń wydobycie wzrosło do 1,4 mld ton – udział Polski w przedwojennym wydobyciu wynosił 3%). Po drugiej wojnie światowej znaczenie węgla dla polskiej gospodarki, odgrywającego jedną z głównych ról w procesie industrializacji, nie słabło. Jako że węgiel był w tym czasie naj-

[1] Rocznik Statystyczny 1998, GUS.

tańszym nośnikiem energetycznym, a rentowność sektora węgla kamiennego była w tym okresie wysoka, w realiach gospodarki nakazowo-rozdzielczej sektor został objęty proilosciową doktryną rozwoju. Od tego czasu sektor zaczął odgrywać w Polsce coraz ważniejszą rolę, co przełożyło się na powstanie wpływowego lobby, które w późniejszych latach konsekwentnie umacniało swoją pozycję.

W latach 50. i na początku 60. zagłębia Europy Centralnej i Środkowej wydobywały dwukrotnie więcej węgla niż przed wojną. Udział krajów współcześnie określanych jako CEFTA [2] osiągnął poziom 7% światowego wydobycia, w tym udział Polski szacowany był na 6%.

Z czasem w gospodarce światowej coraz większe znaczenie zaczęła odgrywać ropa naftowa. Wraz ze wzrostem wydobycia spadała jej cena. W 1973 roku cena baryłki ropy naftowej utrzymywała się na poziomie 2,5 dolara, blokując cenę węgla. W efekcie spadło światowe wydobycie węgla osiągając poziom 2,2 mld ton, a więc jedynie 1,6-krotnie więcej niż przed pierwszą wojną światową. Kraje Europy Zachodniej wydobywały na początku lat 70. 2/3 tego, co w 1950 roku. Regres przeżywało również górnictwo w USA, gdzie wielkość wydobycia osiągnęła poziom z 1937 roku. Polska w tym czasie, w porównaniu z rokiem 1950, podwoiła wydobycie. Udział Polski wzrósł do 7% w światowym wydobyciu.

W 1974 roku nastąpił pierwszy kryzys naftowy. Kartel OPEC podwyższył ceny ropy naftowej, co w rezultacie doprowadziło do wzrostu cen na inne nośniki energetyczne. W tym okresie ekipa rządząca w Polsce spostrzegła szansę zdynamizowania gospodarki w zwiększeniu wkładu węgla

w produkcję energii elektrycznej i wyrobów przemysłowych. Ekipa Gierka podjęła budowę 15 nowych kopalń z projektowanym wydobyciem 280 tys. ton na dobę (cykl budowy kopalń został ustalony na 8–15 lat). W wyniku podjętych działań inwestycyjnych, w 1979 roku produkcja węgla w Polsce osiągnęła swoje apogeum i przekroczyła 200 mln ton. W latach 80. wydobycie węgla utrzymało się na poziomie 190 mln ton, a w 1989 roku wyniosło 178 mln ton. Kraje Europy Zachodniej w tym czasie wydobywały 2/3 tego, co w 1973 roku i 2/5 tego co przed I wojną światową.

Po rozpoczęciu reform rynkowych w Polsce w roku 1989, w wyniku urealnienia kosztów wydobycia węgla oraz spadku zapotrzebowania na energię w sektorze produkcji przemysłowej sprzedaż węgla spadła do poziomu 148 mln ton w roku 1990. W porównaniu z rokiem 1989, w 1990 zużycie krajowe węgla kamiennego spadło o 25 mln ton węgla, co stanowiło ponad 17% produkcji węgla kamiennego z 1989 (tabela 1 i wykres 1 w aneksie statystycznym). Na krótko osłabieniu uległa siła górniczego lobby. Już po 1992 roku odbudowało ono swoją pozycję na scenie politycznej, mając realny wpływ na politykę restrukturyzacyjną sektora. W następnych trzech latach wydobycie systematycznie zmniejszało się, spadając w 1993 do 130 mln ton. W tym czasie (w latach 1989–1993) w Europie Zachodniej nastąpiło przyśpieszenie likwidacji kopalń, co było spowodowane niską ceną ropy naftowej (baryłka ropy kosztuje tyle co 20 lat temu przy 6-krotnym spadku siły nabywczej dolara), masowym przestawianiem się elektrowni i elektrociepłowni na gaz ziemny, spadkiem popytu na węgiel koksowy (przez elektryczny wytop stali i wdmuchiwanie pyłu węglowego zamiast koksu), rosną-

Tabela 1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1985–1997 (w mln ton)

Lata	1985	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Wydobycie węgla kamiennego	192	178	148	140	132	130	134	137	138	138

Źródło: Rocznik Statystyczny 1993, 1995, 1998, GUS

Tabela 2. Dynamika wydobycia węgla kamiennego w Polsce na tle produkcji węgla w krajach Europy Zachodniej w latach 1937, 1950, 1994 (w mln ton)

Lata	1937	1950	1994
Wielka Brytania	244	220	47
Niemcy	184	113	58
pozostali	121	101	23
Razem UE	549	434	128
Polska	36	78	132

Źródło: "Stan i perspektywy przemysłu węglowego w Polsce", Rada Strategii Społeczno-Gospodarczej przy RM, Raport 15, Warszawa, 1996

[2] Polska, Czechy, Słowacja, Węgry, Rumunia i Bułgaria.

cym uwrażliwieniem na ochronę środowiska naturalnego (tabela 2). W 1993 roku, w porównaniu z 1989 rokiem produkcja węgla na świecie spada o 100 mln ton. W Polsce wydobycie w 1993 roku, w porównaniu z 1989 rokiem, zmniejszyło się o 48 mln ton. Jednakże począwszy od 1994 roku zaobserwować można odwrócenie tendencji w produkcji węgla kamiennego w Polsce. W wyniku wprowadzania trzech rządowych programów naprawczych nastąpił powolny, ale systematyczny wzrost wydobycia węgla kamiennego. W 1997 roku w Polsce wydobyto 138 mln ton węgla kamiennego.

### 1.2.2. Struktura organizacyjna sektora węgla kamiennego

W 1989 roku w polskim górnictwie 72 kopalnie zgrupowane były w przedsiębiorstwa eksploatacji węgla, które powstały z przemianowania gwarectw węglowych. Przedsiębiorstwa eksploatacji węgla stanowiły znaczną część największego w Polsce, a jednego z największych pod względem zatrudnienia na świecie, ugrupowania gospodarczego funkcjonującego pod nazwą Wspólnota Węgla Kamiennego (WWK). Zatrudniało ono wówczas ponad 600 tysięcy osób, z czego na górnictwo węgla kamiennego przypadało ponad 2/3 zatrudnionych ogółem w WWK. Na początku 1990 roku nastąpiła odgórnie przeprowadzona decentralizacja sektora, polegająca na likwidacji WWK, w wyniku czego kopalnie zostały przekształcone w samodzielne przedsiębiorstwa państwowe. W marcu 1993 roku KERM przyjął przygotowany przez Ministerstwo Przemysłu i Handlu (MPiH) program "Restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce – realizacja I etapu w ramach możliwości finansowych państwa", na podstawie którego powstała obecna struktura organizacyjna sektora węgla kamiennego. Głównym założeniem programu było utworzenie, na podstawie kryterium regionalnego, siedmiu spółek węglowych grupujących od 8 do 13 kopalń, które przestały być samodzielnymi przedsiębiorstwami, a stały się zakładami górniczymi działającymi w ramach spółek. Obecnie siedem spółek węglowych (Nadwiślańska SW, Bytomska SW, Rybnicka SW, Gliwicka SW, Rudzka SW, Katowicki Holding, Jastrzębska SW), których organem własnościowym jest Ministerstwo Gospodarki, zarządza 45 kopalniami. W stosunku do pozostałych 9 samodzielnych kopalń uprawnienia właścicielskie wykonuje Minister Skarbu Państwa. Jedenastoma kopalniami, w których zapoczątkowano procesy likwidacyjne zarządza Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa SA. Do chwili obe-

onej w sektorze nie miały miejsca przekształcenia własnościowe.

### 1.2.3. Zatrudnienie

Poziom zatrudnienia w tym sektorze jest jednym z najważniejszych czynników wpływających na jego sytuację ekonomiczno-finansową. Na koniec grudnia 1997 roku zatrudnienie w sektorze wynosiło 244,1 tysięcy osób, co stanowiło 4,8% zatrudnienia w sektorze publicznym oraz 6,5% w sektorze wytwórczym [3].

Na przestrzeni ostatnich lat zauważyć można, że zatrudnienie w sektorze ma tendencję spadkową (por. wykres 2 – aneks statystyczny). W 1997 roku, w porównaniu ze stanem na koniec roku 1989, zatrudnienie zmalało o ponad 176 tys. osób. Największy spadek zatrudnienia odnotowany został w pierwszych dwóch latach transformacji, kiedy sektor opuściło około 63 tys. zatrudnionych (w 1990 roku z pracy w sektorze węgla kamiennego odeszło 28 tys., zaś w 1991 r. 35 tys. zatrudnionych). Znaczący spadek zatrudnienia odnotowano również w latach 1992–1993, kiedy kopalnie opuściło po około 24 tys. pracowników. Spadek zatrudnienia w kopalniach następował głównie w formie naturalnego procesu fluktuacji zawodowej (odejścia naturalne) i w pewnym stopniu przy wykorzystaniu specjalnie tworzonych instrumentów, takich jak osłony socjalne oraz przemieszczenia do podmiotów prawa handlowego, utworzonych na bazie majątku kopalń.

W wyniku dotychczasowych działań restrukturyzacyjnych zaobserwować można korzystnie kształtujący się trend w strukturze zatrudnienia w sektorze (tabela 3). Systematycznie poprawia się relacja pracowników dołowych (czyli pracowników bezpośrednio związanych z procesem wydobyczym) w stosunku do ogółu zatrudnionych w sektorze. O ile w 1989 roku wskaźnik ten kształtował się na poziomie 67%, to w roku 1997 osiągnął on wartość 77%.

### 1.2.4. Sprzedaż węgla kamiennego

Krajowa sprzedaż węgla kamiennego w roku 1997 wyniosła 102 mln ton i wykazywała tendencję spadkową. W porównaniu z rokiem 1990 krajowe zużycie węgla kamiennego spadło o około 15 mln ton. Najmniejsze zużycie odnotowano w roku 1995, kiedy spadło ono poniżej 100 mln ton. Eksport w 1997 roku wyniósł 30,6 mln ton i stanowił ponad 23% wydobycia i około 29% zużycia krajowego. Świadczy to o znaczącej roli rynków zagranicznych dla polskich producentów węgla kamiennego (tabela 4).

[3] "Raport o stanie górnictwa węgla kamiennego (stan na 30 września 1997 r.), Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa Węgla Kamiennego SA, Katowice, grudzień 1997 r., Rocznik Statystyczny 1998, GUS, 1998, obliczenia własne.

Tabela 3. Struktura zatrudnienia w górnictwie węgla kamiennego, stan na koniec każdego roku

	Ogółem	Pracownicy dołowi	Pracownicy naziemni	Pracownicy dołowi w relacji do ogółu zatrudnionych w sektorze
1989	415,7	280	135,7	67,4%
1990	387,9	262,5	125,4	67,7%
1991	352,9	243,7	109,2	69,1%
1992	336,4	236,6	99,8	70,3%
1993	312	225,8	86,2	72,4%
1994	288,4	215	73,4	74,5%
1995	272	206,4	65,6	75,9%
1996	257,8	196,9	60,9	76,4%
1997	244,1	188	56,1	77,0%

Źródło: "Raport o stanie górnictwa węgla kamiennego (stan na 30 września 1997 r.)", Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa Węgla Kamiennego SA, Katowice, 1997 r.; "Rocznik statystyczny 1995, 1993", GUS; obliczenia własne

Tabela 4. Sprzedaż, zużycie, import oraz eksport węgla kamiennego w Polsce

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Sprzedaż węgla kamiennego w tym:	144,9	137,5	126,2	131,2	129	131,4	133,3	132,6
Kraj	116,5	117,2	107,5	106,8	101,8	99,1	104,5	102
Eksport	28,4	20,3	18,7	24,4	27,2	32,3	28,8	30,6
Import	0,6	0	0,1	0,1	1	1,5	2	3,2
Różnica bilansowa	27,8	20,3	18,6	24,3	26,2	30,8	26,8	27,4
Krajowe zużycie węgla kamiennego	117,1	117,2	107,6	106,9	102,8	100,6	106,5	105,2

Źródło: Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002 – projekt programu rządowego, Katowice, 1998; Rocznik statystyczny 1993, 1995, 1998, GUS

Według dostępnych prognoz dotyczących sprzedaży węgla w Polsce (tabela 5) zapotrzebowanie na węgiel kamienny, na rynku krajowym, będzie się zmniejszać. Co prawda, prognoza przedstawiona przez Ministerstwo Gospodarki w "Strategii funkcjonowania górnictwa węgla kamiennego do roku 2010" opracowana w maju 1997, zakłada, że zapotrzebowanie na węgiel będzie się utrzymywać na poziomie około 100 mln ton, to jednak prognoza opracowana w marcu 1998 roku i przedstawiona w "Programie rządowym dotyczącym reformy sektora węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002" jest, w opinii wielu ekspertów, o wiele bardziej prawdopodobna. Zakłada ona, że zapotrzebowanie na węgiel kamienny w Polsce spadnie do poziomu 90 mln ton w 2000 roku, następnie do 80 mln ton w 2010, by ostatecznie osiągnąć poziom 70 mln ton w roku 2020. Silny spadek popytu krajowego na węgiel, który wystąpił w roku 1998 i pierwszej połowie 1999 roku, daje podstawy do wyrażenia opinii, że faktyczne zużycie będzie jeszcze niższe.

Według ocen Węglokoksu, potencjalny popyt na polski węgiel znacznie przewyższa obecny eksport. Szacuje się, że

w roku 2000 tylko na tradycyjnych dla Polski rynkach zbytu będzie istniało zapotrzebowanie na około 39 mln ton węgla. Podobna ilość węgla będzie mogła znaleźć nabywców za granicą w roku 2005 [4].

### 1.2.5. Analiza ekonomiczno-finansowa sektora

Analizując podstawowe wskaźniki efektywnościowe sektora w ujęciu dynamicznym należy podkreślić, że w wyniku dotychczas prowadzonych działań restrukturyzacyjnych można zaobserwować ich systematyczną poprawę. Ogólna wydajność mierzona ilością kilogramów *per capita* wzrosła z 1942 w 1989 roku do 2857 w roku 1997, czyli wydajność w górnictwie węgla kamiennego wzrosła w tym okresie o 47% [5]. Tę tendencję potwierdzają również inne wskaźniki, na podstawie których można określić efektywność procesów produkcyjnych w sektorze. W 1997 roku, w porównaniu z 1994, liczba ścian czynnych w kopalniach zmniejszyła się z 464 do 303, a średnie wydobycie z jednej ściany wzrosło o 43% z poziomu 1286 do 1839 tys. ton [6].

[4] W tym miejscu należy postawić pytanie, czy eksport naszego węgla jest opłacalny. Odpowiedź na to pytanie postaram się przedstawić w następnym rozdziale.

[5] "Raport o stanie górnictwa węgla kamiennego (stan na 30 września 1997 r.)", PARGWK SA, Katowice, 1997 r.

[6] J.w.

Tabela 5. Prognoza sprzedaży węgla w Polsce

	2000	2005	2010	2020
Prognoza wg "Strategii funkcjonowania górnictwa węgla kamiennego do roku 2010"	102	100	100	b.d.
Prognoza wg Projektu rządowego "Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002"	91	87	80	70

Pomimo znacznego wzrostu wydajności w sektorze, od początku lat 90. górnictwo węgla kamiennego nie osiągnęło dodatniego wyniku finansowego. W 1997 roku (nie uwzględniając umorzeń z tytułu art. 7 ustawy o restrukturyzacji finansowej jednostek górnictwa węgla kamiennego) strata netto sektora wyniosła 1 mld 827 mln PLN (zob. wykres 4 w aneksie statystycznym). O bardzo złej kondycji finansowej sektora węgla kamiennego świadczą jednak nie tylko ponoszone pokaźne straty finansowe, ale przede wszystkim fakt, że wykazują one tendencję rosnącą. Od początku lat 90., pomimo rządowych programów oddłużeniowych, wynik finansowy systematycznie się pogorszał. Katastrofalną sytuację ekonomiczno-finansową sektora potwierdza również zestawienie zobowiązań i należności sektora węgla kamiennego. Od początku lat 90. obserwuje się ich systematyczny i znaczny wzrost. Według wstępnych szacunków Ministerstwa Finansów długi górnictwa węgla kamiennego na koniec 1998 roku wyniosły 15 mld PLN, zaś do końca 1999 roku wzrosną do 15,4 mld. Na koniec 1998 roku struktura zobowiązań sektora przedstawiała się następująco:

- 4,1 mld PLN stanowiły zobowiązania kopalń wobec dostawców oraz z tytułu zaciągniętych kredytów bankowych,
- 1,5 mld PLN stanowiły długi wobec budżetu państwa (dla porównania zaległości podatkowe wszystkich podmiotów płacących podatki wyniosły na koniec 1998 roku 5,5 mld PLN),
- 4 mld stanowiły zobowiązania wobec ZUS, Funduszu Pracy i Funduszu Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych,
- 5 mld wobec narodowego i wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej,
- 176 mln stanowiły zobowiązania wobec PFRON, zaś 290 mln PLN wobec gmin.

Warto podkreślić, że zasadniczy wpływ na wyniki finansowe górnictwa węgla kamiennego mają, poza kosztami wydobycia, straty na działalności finansowej. Straty te wynikają głównie z braku własnych środków finansowych na bieżącą działalność produkcyjną, co powoduje konieczność zaciągania kredytów krótkoterminowych, głównie na wynagrodzenia dla załóg górniczych. Według danych Ministerstwa

Gospodarki [7] z końca grudnia 1998 roku wynika, że kapitały własne górnictwa już tylko średnio w 12,6% są źródłem finansowania aktywów. W pozostałej części jest on finansowany z krótko- i długoterminowych kredytów. Nadwiślańska Spółka Węglowa (SW) oraz Bytomska SW mają ujemne kapitały własne. Wskaźniki zadłużenia tych dwu spółek wynoszą odpowiednio – 111,9% oraz 101,7%. W pozostałych SW wskaźnik ten kształtuje się następująco: Rybnicka SW – 89,6%, Gliwicka SW – 84%, Rudzka SW – 62,4%, Katowicki Holding – 58,6%, Jastrzębska SW – 45,8%.

### 1.3. Ocena sytuacji sektora węgla kamiennego w Polsce

Obecnie sektor węgla kamiennego w Polsce znajduje się na skraju zapaści finansowej. Przedstawiciele Komisji Europejskiej oceniają, że **co roku, polski konsument i podatnik wydaje około 5 mld USD na pomoc dla górnictwa węglowego** [8], w postaci dotacji budżetowych na oddłużanie wobec ZUS, umorzeń zobowiązań z tytułu podatku od wzrostu wynagrodzeń, uzyskiwaniu ulg w spłacie zobowiązań wobec budżetu państwa, subsydiowaniu eksportu przez budżet państwa, udzielania preferencyjnych kredytów spółkom węglowym itp. Nie bez znaczenia jest też pośrednie subsydiowanie górnictwa węgla kamiennego przez inne sektory gospodarki. Znamienym przykładem jest sektor elektro-energetyczny, który w wyniku nacisku Ministerstwa Gospodarki, został zmuszony do subsydiowania działalności sektora węgla kamiennego poprzez zawyżanie cen zakupu węgla dla elektrowni i elektrociepłowni [9].

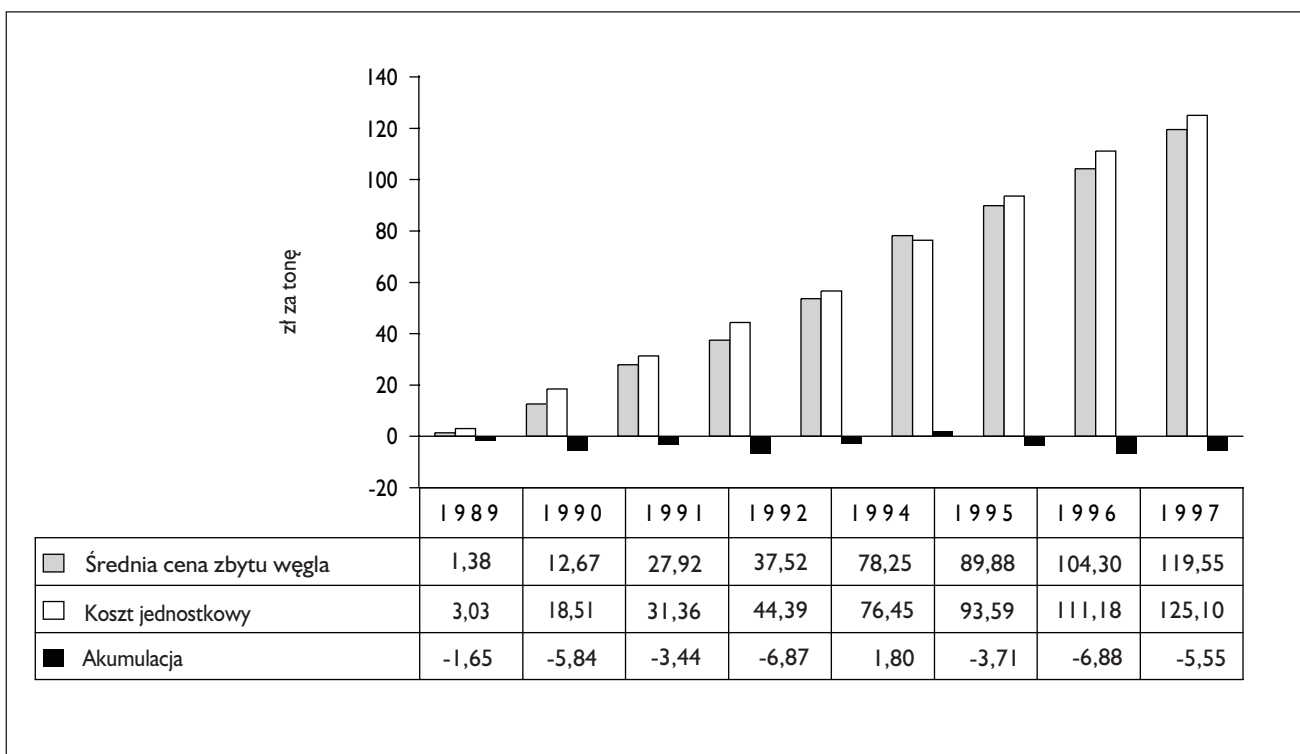
Analizując obecne wyniki ekonomiczno-finansowe sektora należy stwierdzić, że dotychczasowe działania dostosowawcze w sektorze okazały się niewystarczające do osiągnięcia i utrzymania stanu rentowności górnictwa węgla kamiennego. O ujemnej rentowności sektora decyduje negatywna akumulacja jednostkowa (cena zbytu węgla minus koszt jego wytworzenia) na tonie sprzedawanego węgla,

[7] Ciszewska B., "To nie jest historia o sukcesie", Rzeczpospolita, 02.12.1998.

[8] Bielecki J., "Eksport węgla do Unii Europejskiej", Rzeczpospolita, 28.10.97.

[9] W 1997 roku rynkowa cena węgla dla elektroenergetyki wynosiła około 27 USD za tonę. W styczniu 1998 roku Ministerstwa Gospodarki i Skarbu Państwa ustaliły ceny węgla dla energetyki na poziomie 35 USD/t. Na początku lutego 1998 roku okazało się też, że kopalniom zalecono, by przy sprzedaży węgla korzystały z pośrednictwa Centrali Zbytu Węgla Węglzbyt SA. Taki wzrost cen surowca, w opinii przedsiębiorstw elektroenergetycznych, groził pogorszeniem ich sytuacji finansowej – Morka A. "Jak kupować, to w Węglzbycie", "Rzeczpospolita", 31.01.98.

Wykres I. Cena zbytu węgla, koszt jednostkowy i akumulacja jednostkowa



Źródło: Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002 – projekt programu rządowego, Katowice, 1998

która utrzymuje się na ujemnym poziomie od początku lat 90. (wykres I).

**Na ujemną akumulację wpływa zbyt wysoki poziom kosztów.** W Polsce koszt wydobycia węgla kamiennego kształtuje się na poziomie 28–43 USD za tonę, podczas gdy dla porównania w USA na poziomie od 5,5 do 20 USD/t, w Australii od 5,5 do 30 USD/t, w RPA od 3,3 do 9,2 USD za tonę [10]. O wysokim koszcie polskiego węgla świadczą również dane przedstawione w tabeli 6. Tabela prezentuje średni koszt w USD za tonę, produkcji miału energetycznego przeliczonego na standardową wartość opałową 6500 kcal za kilogram. W RPA koszt ten wynosi 10,6 USD, w Australii 10,8 USD, w USA

27,5 USD, a w Polsce aż 39 USD. Prawdą jest, że tak niski koszt wydobycia w przypadku USA, Kanady, Australii czy RPA jest w dużej mierze wynikiem płytkiego zalegania wielkich złóż węgla kamiennego, ale na niskie koszty wydobycia wpływają również inne czynniki, takie jak: wydajność, elastyczność podaży producentów, czy technologiczna racjonalizacja procesów wydobywczych. Poza tym, należy zdać sobie sprawę, że konkurencyjność polskiego węgla nie tylko na rynkach światowych, ale również na naszym, krajowym należy rozpatrywać w kontekście globalnym.

Pomimo niekorzystnego, w porównaniu z wyżej wymienionymi krajami, zalegania złóż węgla kamiennego,

Tabela 6. Porównanie ścieżki kosztu dla miału energetycznego przeliczonego na standardową wartość opałową 6500 kcal/kg

	RPA	Australia	USA	Polska
Brama kopalni	10,6	10,8	27,5	39
Kolej plus barki	8,9	9,2	9,6	11
Załadunek statku	3,1	3	2	3
Żegluga	6,7	9,1	8,2	4
CIF ARA (Rotterdam)	29,3	32,1	47,3	57

Źródło: "Stan i perspektywy przemysłu węglowego w Polsce", Rada Strategii Społeczno-Gospodarczej przy RM, Warszawa 1996; "Raport o stanie górnictwa węgla kamiennego (stan na 30 września 1997 r.)", PARGWK SA, Katowice, 1997 r.

[10] Maciej J., "Restrukturyzacja polskiego przemysłu węglowego", materiał niepublikowany.

polski węgiel ma szansę konkurować na rynku krajowym z węglem importowanym. Niekorzystne warunki geologiczne rekompensowane są kosztami transportu, na które narażeni są producenci węgla z innych kontynentów. Koszt transportu tony mialu energetycznego przeliczonego na standardową wartość opałow 6500 kcal/kg, do głównych europejskich portów węglowych (tabela 6) z RPA wynosi 18 USD za tonę, w przypadku Australii 21,3 USD za tonę, zaś w przypadku USA 19,8 USD za tonę. Koszt wydobytego węgla i dostarczonego do głównych węglowych portów Europy (CIF ARA) wynosi więc w przypadku RPA 29,3 USD, dla węgla amerykańskiego 47,3 USD, dla węgla australijskiego 32,1 USD. Jednakże, aby dostarczyć węgiel na polski rynek, zamorscy producenci musieliby się liczyć dodatkowo z koniecznością sfinansowania transportu węgla z portów do indywidualnych odbiorców. Koszt transportu kolejowego wynosi średnio około 11 USD za tonę (na odcinku Śląsk-Szczecin). Koszt węgla wydobytego w RPA, USA czy Australii i dostarczonego do Polski kształtowałby się na poziomie od 40 do 58 USD za tonę. Podsumowując należy stwierdzić, że **wysokie koszty transportu (szczególnie transportu kolejowego w Polsce), rekompensują polskim kopalniom przewagę kosztową osiągniętą przez zamorskich producentów węgla wynikającą z płytkiego zalegania złóż** i decydują o tym, że nasz węgiel ma szansę konkurować na krajowym rynku z węglem importowanym. Z drugiej strony, **wysokie koszty transportu czynią eksport naszego węgla nieopłacalnym** (eksperti oceniają, że ekonomicznie uzasadniony eksport

może mieć miejsce jedynie w promieniu od 400 do 600 km od Śląska) [11]. Aby jednak polski sektor węgla kamiennego mógł umocnić swoją pozycję konkurencyjną na rynku krajowym i osiągnąć długookresową rentowność, a co za tym idzie dodatnią akumulację, musi on ograniczyć koszty.

Wysoki poziom kosztów wydobycia węgla w Polsce jest determinowany, w głównej mierze, przez następujące czynniki:

- 1) zbyt dużą liczbę zatrudnionych w sektorze,
- 2) przerost mocy wydobywczych,
- 3) inne zbyt wysokie koszty operacyjne,
- 4) wysokie koszty nie związane z działalnością produkcyjną.

Ad 1) Koszt płac obciążający tonę wydobycia w naszym kraju kształtuje się na poziomie 16,5 USD na tonę, podczas gdy w Australii 10,8 USD/t, w USA 6,2 USD, Kanadzie 5 USD/t, a w RPA 4 USD/t. Wysokie koszty płacowe wynikają w przede wszystkim z przerostu zatrudnienia w sektorze (płace górników w Polsce, w porównaniu z płacami górników w Australii i USA, są średnio 7–9 razy niższe). Pomimo spadku zatrudnienia o ponad 176 tys. pracowników na przestrzeni 8 lat, obecny przerost zatrudnienia szacowany jest w przedziale od 95–100 tys. osób (wg szacunków Ministerstwa Gospodarki [12]) do 150–160 tys. pracowników (wg szacunków prof. J. Macieji, rentowność sektora może być uzyskana przy zatrudnieniu na poziomie 80 tys. osób [13]). Dla porównania, w tabeli 7 przedstawiony został poziom zatrudnienia w relacji do wydobycia w krajach będących głównymi producentami węgla kamiennego w skali światowej. Na tym tle Polska prezentuje się niekorzystnie,

Tabela 7. Poziom zatrudnienia w relacji do wydobywanego węgla w krajach będących głównymi producentami węgla kamiennego w skali światowej [14]

Kraj	Wydobycie w mln ton	Zatrudnienie w tys. osób	Wydobycie w tonach na 1 zatrudnionego
Polska	138	244	566
Australia	180	27	6667
USA	837	149	5617
Kanada	35	8	4375
RPA	170	65	2615
Wielka Brytania	47	29	1621
Hiszpania	15	15	1000
Francja	8	10	800
Niemcy	58	90	644
Czechy	18	26	692

Źródło: "Stan i perspektywy przemysłu węglowego w Polsce", Rada Strategii Społeczno-Gospodarczej przy RM, Raport 15, Warszawa, 1996

[11] Patrz Macieja.

[12] "Koncepcja reformy górnictwa węgla kamiennego w Polsce", Ministerstwo Gospodarki, Katowice, 1998.

[13] J. Macieja "Restrukturyzacja polskiego przemysłu węglowego", materiał niepublikowany.

[14] Dane dla Polski pochodzą z 1997 roku, zaś dla pozostałych krajów z 1994.

Tabela 8. Procentowa struktura kosztu księgowego w sektorze węgla kamiennego w Polsce w roku 1995

Płace z narzutami	52,9%
Materialy	14,9%
Energia	4,8%
Usługi obce	9,5%
Amortyzacja	4,6%
Oplata eksploacyjna	1,7%
Ochrona środowiska	3,9%
Koszty pozostałe	7,7%
	100,0%

Źródło: "Stan i perspektywy przemysłu węglowego w Polsce", Rada Strategii Społeczno-Gospodarczej przy RM, Raport 15, Warszawa, 1996

nie tylko w porównaniu z największymi światowymi eksporterami węgla (RPA, Australia, USA), w których to krajach relacja zatrudnienia do wydobycia jest przeszło dziesięciokrotnie lepsza niż w Polsce, ale również w odniesieniu do Czech, Hiszpanii czy Niemiec.

Obecnie płace z narzutami stanowią około 53% wszystkich kosztów wydobycia węgla w Polsce (tabela 8). W prywatyzowanych kopalniach wielkich producentów węgla koszt płacowy kształtuje się na poziomie 40%. Należy więc podkreślić, że **bez zdecydowanych działań w sferze redukcji zatrudnienia nie może być mowy o osiągnięciu przez polski sektor węgla kamiennego długookresowej rentowności w warunkach rynkowych.**

Ad 2) Jednym z najbardziej istotnych czynników wpływających na wysokie koszty sektora jest koszt utrzymywania zbyt dużej mocy wydobywczych w stosunku do ekonomicznie uzasadnionego popytu. Aktualna zdolność wydobywcza górnictwa węgla kamiennego określana jest przez front eksploatacyjny i mierzona wielkością rocznego wydobycia netto wynosi około 137 mln ton. Zdolności wydobywcze pozostałych głównych ogniw technologicznych procesu produkcyjnego (odstawy urobku, wentylacji, transportu pionowego, przeróbki mechanicznej) są wyższe od zdolności wydobywczej frontu eksploatacyjnego o około 20–35%. W porównaniu z danymi dotyczącymi krajowego zapotrzebowania na polski węgiel przedstawionymi w poprzednim rozdziale i przy założeniu nieefektywności naszego eksportu (na odległość nie większą niż 600 km), **obecna, subsydiowana nadprodukcja węgla kamiennego kształtuje się na poziomie 30–40 mln ton węgla.** Dlatego też, działania zmierzające do ograni-

czenia zdolności produkcyjnych, a co za tym idzie ograniczenie mocy wydobywczych, w postaci szybkiego i efektywnego likwidowania zdolności produkcyjnych w kopalniach – w których zasoby węgla będą ulegały wyczerpaniu oraz likwidacji kopalń, w których nie będzie możliwe uzyskanie rentowności – powinno zostać uznane za priorytetowe w kontekście ograniczenia kosztów działalności sektora i poprawy jego efektywności. Warto zwrócić uwagę, że **obecnie proces ograniczania mocy produkcyjnych przebiega zbyt wolno.** W latach 1994–1997 w kopalniach likwidowanych całkowicie, zmniejszono wydobycie jedynie o niecałe 4 mln ton, a w kopalniach likwidowanych częściowo wydobycie w tym samym czasie zwiększyło się o 0,4 mln ton węgla (tabela 9).

Ad 3) Do innych czynników, które wpływają na zbyt wysoki poziom kosztów operacyjnych należy zaliczyć przerost kosztów wynikający z niewłaściwego zarządzania oraz powszechnie obowiązujących nieefektywnych struktur organizacyjno-wydobywczych w kopalniach.

Obecnie nadal wydobywa się węgiel z pokładów charakteryzujących się trudnymi warunkami geologiczno-górnictwymi, co uniemożliwia wprowadzenie nowoczesnych metod wybierania pokładów i wpływa na wysokie koszty wydobycia. W 1996 roku przy wydobyciu węgla w prawie 90% stosowano zawałowe systemy eksploatacji, a w pozostałych 10% eksploatację z podsadzaniem wyrobisk. Pomimo nadprodukcji węgla, eksploatuje się pokłady o miąższości poniżej 1,5 m. Kolejnym czynnikiem organizacyjno-technologicznym wpływającym na niską efektywność polskiego górnictwa jest krótszy czas trwania zmiany (w Polsce, inaczej niż w krajach zachodnich, czas trwania zmiany liczy się

Tabela 9. Zmniejszenie wydobycia w kopalniach likwidowanych w latach 1994–1997 (w tys. ton)

Wyszczególnienie	1994	1995	1996	1997	Razem w latach 1994–1997
Kopalnie zlikwidowane całkowicie	1009,3	654,7	1958,8	353,8	3976,6
Kopalnie likwidowane częściowo	-53,9	420,6	-131,5	-635,3	-400,1
Razem kopalnie likwidowane	955,4	1075,3	1827,3	-281,5	3576,5

Źródło: "Raport o stanie górnictwa węgla kamiennego (stan na 30 września 1997 r.)", PARGWK SA, Katowice, 1997 r.



od przyścia do kopalni do jej opuszczenia) oraz krótszy niż w innych krajach tydzień pracy.

Na wysokie koszty wydobycia węgla kamiennego wpływa również nieefektywna struktura organizacyjno-decyzyjna w kopalniach zgrupowanych w spółkach węglowych, co powoduje marnotrawienie ograniczonych środków finansowych. Świadczy o tym raport NIK, który informuje, że prawie 19% dotacji budżetowych dla górnictwa w latach 1995–1996, niezgodnie z ustawą budżetową [15], było przekazane na inne cele. Dotacje miały być przeznaczone na pokrycie kosztów całkowitej, bądź częściowej likwidacji kopalń, usuwanie szkód górniczych, zaspokajanie roszczeń i odprawy pieniężne dla byłych pracowników. Tymczasem część tych pieniędzy, zdaniem NIK, została wydana m.in. na: bieżącą działalność, wynagrodzenia zarządów i administracji, oprocentowanie kredytów i pożyczek, opłaty telekomunikacyjne. Kontrola NIK wykazała również, że od początku 1994 r. do II kw. 1997 r., w żadnej z 49 skontrolowanych transakcji (o wartości powyżej 100 tys. PLN) kopalnie nie dokonały analizy czy zakup maszyn, urządzeń bądź technologii jest uzasadniony ekonomicznie [16].

Ad 4) Kolejnym czynnikiem wpływającym na wysoki poziom kosztów w polskim górnictwie są koszty wynikające z działalności nieprodukcyjnej i socjalno-bytowej. Wg stanu na 1.01.1996 [17] kopalnie węgla kamiennego zgrupowane w spółkach węglowych, kopalnie samodzielne oraz kopalnie likwidowane posiadały ogółem ponad 167 000 mieszkań w 10 900 budynkach, a ich wartość księgową netto wynosiła około 1.947 mln PLN. Na podkreślenie zasługuje fakt, że prawie 31% zasobów mieszkaniowych to budownictwo z okresu 1918–1945 o bardzo niskim standardzie, których zbycie napotyka na znaczne trudności. Gospodarka mieszkaniowa przyniosła w 1996 roku, w skali sektora, straty w wysokości 64,3 mln PLN. Znaczne straty w majątku kopalń stanowią obiekty pośrednio produkcyjne oraz obiekty socjalno-bytowe wraz z infrastrukturą towarzyszącą (szpitale, przychodnie lekarskie i dentystyczne, domy wypoczynkowe, obiekty sportowe). Sektor posiadał w 1997 roku ponad 1100 obiektów pośrednio-produkcyjnych oraz ponad 1200 obiektów socjalno-bytowych. W 1996 roku straty z tego tytułu wyniosły około 96 mln PLN. Zsumowane straty na działalności "mieszkaniowej" oraz straty na działalności nieprodukcyjnej i socjalno-bytowej stanowiły w 1996 roku około 9% strat generowanych przez sektor.

Na koszt wydobycia wpływają również inne czynniki, które należy uznać za tzw. czynniki niezależne. Do nich zaliczyć należy należne podatki i kary (w praktyce nie płacone), którymi obciążony jest sektor węgla kamiennego, uważane za jedne z najwyższych [18] na świecie. Nie jest natomiast prawdą, że na wysoki koszt wydobycia polskiego węgla wpływają koszty opłat za złoża, koszty obowiązkowego szkolenia, opłat na rzecz ratownictwa górniczego, koszty ochrony środowiska oraz koszty BHP, które są na podobnym lub niższym poziomie jak w innych krajach będących eksporterami węgla kamiennego [19]. Dla porównania, w Polsce, opłata eksploatacyjna stanowi 1,7% kosztów sektora, podczas gdy w sprywatyzowanym górnictwie wielkich producentów udział ten stanowi 5% wpływów ze sprzedaży.

Na obecną, katastrofalną sytuację ekonomiczną sektora węgla kamiennego spowodowaną przerostem zatrudnienia, zbyt dużą, nieuzasadnioną produkcją węgla, wysokimi kosztami nie związanymi z działalnością produkcyjną, nieefektywnym zarządzaniem sektorem miała wpływ polityka państwa względem sektora, której efektem było wprowadzenie trzech programów restrukturyzacyjnych.

## **1.4. Przegląd i ocena programów restrukturyzacyjnych sektora węgla kamiennego w Polsce w latach 1989–1998**

### **1.4.1. Przegląd programów restrukturyzacyjnych w latach 1989–1997**

Procesy dostosowawczo-restrukturyzacyjne w sektorze węgla kamiennego zostały zapoczątkowane w 1990 roku. W pierwszym etapie reformowania górnictwa postawiono na samodzielność kopalń, w wyniku czego kopalnie uzyskały pełną autonomię finansowo-organizacyjną (dla przykładu, w 1990 roku uzyskały one możliwość swobodnego handlu węglem w kraju i za granicą). Elementem, który również istotnie wpłynął na rozpoczęcie działań dostosowawczych w sektorze była decyzja o uwolnieniu cen węgla.

[15] Morka, A., "NIK skontrolował dotacje budżetowe", Rzeczpospolita, 17.06.98.

[16] Raport NIK przytacza przykład KWK Halemba, która kupiła dwa kombajny do urabiania twardych skał w cenie po 3,4 mln PLN każdy, by następnie wykorzystać je do drążenia dużo prostszych wyrobisk kamiennie-węglowych. Drugim przykładem przedstawionym w raporcie jest przypadek KWK Bolesław Śmiały, do której to kopalni zakupiono tzw. kombajnowe organy. Zakupu dokonano na podstawie analizy efektywności dokonanej w innej kopalni, która dysponuje złożami o zupełnie innych cechach.

[17] Na dzień dzisiejszy nie spotkałem się z danymi za lata późniejsze. Dane dotyczące majątku socjalno-bytowego pochodzą z materiału "Strategia funkcjonowania górnictwa węgla kamiennego do roku 2010", opracowanego przez Ministerstwo Gospodarki w maju 1997 r.

[18] Macieja J., "Restrukturyzacja polskiego przemysłu węglowego", materiał niepublikowany.

[19] Macieja J., "Restrukturyzacja polskiego przemysłu węglowego", materiał niepublikowany.

Od początku lat 90. sektor zaczął ponosić straty finansowe. Co prawda w 1990 roku strata netto wynosiła jedynie 41,6 mln PLN, ale już w 1991 osiągnęła ona wielkość 353 mln PLN, by z kolei w 1992 roku przekroczyć 1,2 mld PLN. Warto podkreślić, że ujemny wynik finansowy sektora był na początku lat 90. nie do uniknięcia. Spowodowane to było następującymi uwarunkowaniami, będącymi efektem wprowadzenia reform rynkowych:

1. Nastąpił spadek popytu na węgiel kamienny przy zbyt rozbudowanych mocach wydobywczych (w ciągu roku powstała nadwyżka zdolności produkcyjnej w wysokości około 45 mln ton, ze wszystkimi konsekwencjami dla kosztów wydobycia).

2. Nastąpił spadek cen węgla na rynkach zagranicznych oraz gwałtownie kurczącym się rynku krajowym.

3. Na początku lat 90. zdecydowano się na stopniowe ograniczanie dotacji do wydobycia węgla (w lipcu 1992 roku zdecydowano się nawet całkowicie znieść dotacje, ale ten stan utrzymano tylko przez jeden kwartał).

Powyższe uwarunkowania sektora powstały w nowym, wolnorynkowym otoczeniu makroekonomicznym, a koszt ich poniesienia był konieczny w celu przeprowadzenia działań dostosowawczych. Warto jednak zwrócić uwagę, że w tym okresie poniesione straty były znacznie wyższe niż być powinny. Spowodowane było to odzyskiwaniem utraconej pozycji przez górnicze lobby, a co za tym idzie postępującym upolitycznianiem procesu zarządzania górnictwem węgla kamiennego, datującego się od 1991 roku. W wyniku nacisków płacowych związków zawodowych nastąpił nieuzasadniony ekonomicznie wzrost płac realnych o 5,2% w 1991 i aż o 17% w 1992 roku.

Podsumowując pierwszy etap restrukturyzacji górnictwa, który ze względu na brak kompleksowego, jasno sprecyzowanego programu restrukturyzacji nazwać należy okresem restrukturyzacji "żywiłowej". Pomimo znacznego pogorszenia wyniku finansowego sektora oraz wzrostu zadłużenia górnictwa zaobserwować można było w tym okresie najgłębsze i najbardziej kompleksowe działania dostosowawcze na poziomie samodzielnych kopalń. W wyniku sprowokowania wzajemnej konkurencji w sektorze, kopalnie zostały zmuszone do podjęcia działań dostosowawczych. Działania te polegały na zamykaniu nierentownych wydziałów produkcyjnych, upłynnianiu i likwidacji środków trwałych, pozbywaniu się obiektów socjalnych. W efekcie, tym okresie (1989–1992) wydobycie zmniejszyło się o 46 mln ton węgla, zaś liczba zatrudnionych spadła o przeszło 80 tysięcy (w tym o około 36 tys. pracowników administracyjnych). Warto nadmienić, że w tym czasie wyodrębniła się grupa kopalń, która doskonale radziła sobie na wysoce konkurencyjnym rynku, przynosząc zyski. Z drugiej strony rynek "wskazał" kopalnie

wysoce nierentowne. Naturalnym procesem byłoby zapewne grupowanie się samodzielnych kopalń, które przynosiły zysk oraz likwidowanie kopalń nierentownych [20]. Nie doszło jednak do jego rozpoczęcia, a proces restrukturyzacji kopalń został zahamowany poprzez wprowadzenie pierwszego programu naprawczego górnictwa węgla kamiennego, opracowanego przez Ministerstwo Przemysłu i Handlu na przełomie 1992 i 1993 roku.

**W marcu 1993 roku KERM przyjął dokument "Program restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego – realizacja I etapu w 1993 roku w ramach możliwości finansowych państwa".** Głównym celem programu było dostosowanie górnictwa węglowego do efektywnego działania w warunkach rynkowych. Dokument powstał w oparciu o raport przedłożony przez Państwową Agencję Węgla Kamiennego we wrześniu 1992 roku pn. "II etap prac nad pogłębioną restrukturyzacją kopalń". Podstawą prawną dla wprowadzenia programu była ustawa z dnia 5.02.1993 roku o przekształceniach własnościowych niektórych przedsiębiorstw państwowych o szczególnym znaczeniu dla gospodarki (Dz.U. nr 16). Górnictwo węgla kamiennego zaliczono do grupy sektorów strategicznych dla polskiej gospodarki, w wyniku czego kopalnie węgla po komercjalizacji nie miały podlegać Ministerstwu Przekształceń Własnościowych, tylko swojemu organowi założycielskiemu. Zaliczenie górnictwa do grupy sektorów strategicznych teoretycznie nie wykluczało prywatyzacji, ale w praktyce spowodowało, że przez kolejnych pięć lat, w następnych programach restrukturyzacyjnych, taka opcja nie była poważnie brana pod uwagę.

Osiągnięcie konkurencyjności przez polski sektor węgla kamiennego miało nastąpić w wyniku obniżki kosztów wydobycia węgla oraz w wyniku restrukturyzacji finansowej kopalń. Drogą do osiągnięcia tego celu, według animatorów programu, było narzucenie nowych ram organizacyjnych górnictwu węgla kamiennego. W rezultacie utworzono 6 spółek węglowych grupujących 49 kopalń i jednego holdingu skupiającego 11 kopalń, 3 spółki przekształcono w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, a 7 przeznaczonych do likwidacji utrzymało status przedsiębiorstw państwowych. Program zakładał również obniżenie wydobycia węgla w 1993 roku do realnych potrzeb (134 mln ton w 1995 roku i 131 mln ton w 2000 r.) oraz likwidację 20 kopalń do 2000 roku. Osiągnięcie rentowności przez sektor miało nastąpić w wyniku przeprowadzenia restrukturyzacji finansowej kopalń, co miało być sfinansowane ze środków budżetowych oraz poprzez zaciąganie nowych kredytów bankowych poręczanych przez rząd.

Bardzo trudno jest ocenić efekty tego programu, biorąc pod uwagę jego ilościowe kryteria, gdyż jego realizacja zo-

[20] Giereszewska G., "Analiza restrukturyzacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce", CASE, 1996.

stała przerwana po wyborach parlamentarnych we wrześniu 1993 roku. Jednakże trzeba wyraźnie podkreślić, że w sferze rozwiązań instytucjonalnych został zrobiony krok wstecz. Zaliczenie górnictwa do grupy sektorów o znaczeniu strategicznym oraz utworzenie spółek węglowych wpłynęło negatywnie na proces restrukturyzacji sektora (skutki tych decyzji odczuwalne są w dalszym ciągu).

**Utworzenie spółek górniczych doprowadziło do kartelizacji sektora, co spowodowało wzrost cen węgla i ograniczenie konkurencji w sektorze, a w rezultacie zahamowanie procesów dostosowawczych na poziomie kopalń.** Już w sierpniu 1993 roku węgiel zdrożał o 40%, a wzrost cen węgla koksującego w latach 1993–1995 wyniósł 220%. Potwierdziły się opinie Urzędu Antymonopolowego i Rady Przeształceń Własnościowych, że połączenie w jednej strukturze organizacyjnej kopalń, które mają prowadzić wydobywanie z zakładami przewidzianymi do likwidacji wpłynie w sposób negatywny na zarządzanie i wyniki kopalń efektywnych, ze wszystkimi tego konsekwencjami dla sektora, a w dalszej kolejności dla budżetu i konsumentów. W ogólnym rachunku rok 1993 górnictwo zamknęło stratą w wysokości 1,5 mld PLN, zaś wydobywanie węgla spadło jedynie o 2 mln ton.

Po wyborach we wrześniu 1993 roku koalicja PSL–SLD przygotowała i w marcu 1994 r. przedstawiła nowy program naprawczy sektora węgla kamiennego w Polsce – **"Program dla realizacji II etapu w okresie 1994–1995"**. Cele programu określono w sposób następujący:

- uzyskanie w 1994 r. i utrzymanie do końca 1995 r. stanu rentowności górnictwa węgla kamiennego,
- utrzymanie konkurencyjności polskiego węgla na rynkach światowych,
- stworzenie warunków do wzrostu wynagrodzeń poprzez wzrost wydajności pracy oraz pewność zatrudnienia,
- przygotowanie i realizowanie programu restrukturyzacji zadłużenia,
- utworzenie państwowych rezerw węgla kamiennego.

W roku 1994 straty górnictwa węglowego, w porównaniu z 1993 r., w którym strata netto sektora wynosiła 1,5 mld PLN, zmniejszyły się i wyniosły jedynie 192 mln PLN. Mogłoby to wskazywać na polepszenie konkurencyjności sektora. W rzeczywistości sytuacja przedstawiała się zupełnie inaczej. Niezły wynik finansowy został osiągnięty w wyniku oddłużenia górnictwa. Procedury oddłużeniowe przyniosły redukcję zobowiązań o przeszło 680 mln PLN. Dodatkowo, program założył pokrycie strat górnictwa dzięki podwyżce cen węgla, na co pozwoliła przeprowadzona wcześniej jego kartelizacja. Należy podkreślić, że działania podjęte w ramach "Programu dla realizacji II etapu w okresie 1994–1995", nie tyle zahamowały, co zastopowały proces restrukturyzacji strategicznej sektora, zmniejszając w rezultacie konkurencyjność polskiego sektora węglowego. W wyniku realizacji głównego celu programu, tj.

utrzymania konkurencyjności na rynkach międzynarodowych oraz utworzenia państwowych rezerw węgla kamiennego wydobywanie wzrosło do 134 mln ton węgla. Warto nadmienić, że program utrzymania konkurencyjności na rynkach międzynarodowych polegał na coraz większym subsydiowaniu eksportu, zaś utworzenie rezerw węglowych (*de facto* zupełnie nie uzasadnione ze względów ekonomicznych i bezpieczeństwa energetycznego państwa) kosztowało budżet państwa około 200 mln PLN. W tym czasie spadek zatrudnienia był mniejszy od założonego w programie o 8,3 tys. osób. Co więcej, w wyniku ingerencji premiera Pawlaka zniesiona została wcześniej wynegocjowana ze związkami zawodowymi relacja pomiędzy wzrostem wydajności pracy a przyrostem płac. W 1994 roku nastąpił realny wzrost płac o 14%. Na skutki tych decyzji nie trzeba było długo czekać. Już w roku 1995 sektor osiągnął straty w wysokości 782,1 mln PLN, czyli wynik finansowy netto górnictwa pogorszył się ponad czterokrotnie w porównaniu z 1994 rokiem.

Ogólnie należy stwierdzić, że program restrukturyzacji górnictwa wprowadzony przez koalicję SLD–PSL okazał się fiaskiem z punktu widzenia poprawy konkurencyjności polskiego sektora węgla kamiennego w warunkach wolnorynkowych. W pierwszym rządzie wynikało to z populistycznych, krótkowzrocznych celów programu. W drugim z usilnej próby ich realizacji.

W sytuacji kompletnego braku powodzenia dotychczasowych działań restrukturyzacyjnych i znacznego pogorszenia się sytuacji finansowej górnictwa w 1995 roku podjęto prace nad nowym programem naprawczym dla sektora. Przyjęty on został przez KERM 30.04.96 r. Głównym celem programu **"Górnictwo węgla kamiennego – polityka państwa i sektora na lata 1996–2000"** było osiągnięcie ekonomicznej efektywności działania podmiotów górnictwa węgla kamiennego z jednoczesnym zagwarantowaniem bezpieczeństwa socjalnego dla załóg kopalń. Program zakładał osiągnięcie przez sektor rentowności już w 1997 roku, a na rok 2000 założono zyskowność operacyjną (zysk operacyjny do przychodu) na poziomie 12,5%. W celu poprawy efektywności działania sektora ustalono zmniejszenie zdolności wydobywczych o około 20 mln t do roku 2000 (do poziomu 120 mln t) i obniżenie eksportu o ok. 22 mln t. Obniżenie zdolności wydobywczych dokonane miało być poprzez likwidację 8 kopalń. Osiągnięciu ekonomicznej efektywności działania sektora służyć miało zredukowanie przerostu zatrudnienia. Program przewidywał zmniejszenie poziomu zatrudnienia o ok. 80 tys. osób w okresie 1996–2000 (w tym na ubytki naturalne i urlopy górnicze przypaść miało 80% całkowitej redukcji zatrudnienia). W programie założono również restrukturyzację techniczną, co miało przynieść wzrost wydajności do poziomu 615 t na jednego zatrudnionego. Restrukturyzacja finansowa sektora, miała na celu podjęcie postępowań układowych i ugodowych, renegocjacji zobowiązań wobec

ZUS, FUŚiGW oraz z innych tytułów. W ramach nowego programu nastąpiła kolejna restrukturyzacja organizacyjna sektora zmierzająca do wzrostu centralizacji zarządzania górnictwem, co tłumaczono potrzebą lepszej koordynacji przyjętych programem działań. W rezultacie przekształcono Państwową Agencję Węgla Kamiennego SA w Państwową Agencję Restrukturyzacji Węgla Kamiennego SA. Nadzór nad merytoryczną działalnością nowej agencji objął Minister Przemysłu i Handlu. Założono również prywatyzację trzech spółek akcyjnych Skarbu Państwa prowadzących obrót węglem w kraju i za granicą, prywatyzację wydzielonych części kopalń, w szczególności w dziedzinie działalności pomocniczo-usługowej i socjalno-bytowej (zakładano między innymi wyłączenie z majątku kopalń do końca 1998 roku wszystkich obiektów infrastruktury nieprodukcyjnej i sprzedaż zbędnego majątku nie dającego się sprywatyzować przy udziale pracowników górnictwa). Koszt realizacji programu na lata 1996–2000 oszacowany został na sumę 12420 mln PLN, z czego na środki własne sektora przypadają 5697 mln, dotacja budżetowa wynieść miała 4594,6 mln PLN. Reszta funduszy miała pochodzić z zamiany zobowiązań na akcje oraz z zaciągnięcia kredytów poręczanych przez rząd.

Realizacja i tego programu zakończyła się niepowodzeniem. Zamiast zakładanego spadku wydobycia nastąpił jego wzrost (ze 135,3 mln ton w 1995 do 137,5 w 1997 r.), sektor nie zdołał osiągnąć w 1997 roku rentowności, a wynik finansowy netto pomimo licznych projektów oddłużeniowych pogorszył się z (-782,1) mln PLN w roku 1995 do (-1827,5) mln PLN w 1997 r. Zatrudnienie zmniejszyło się o 30 tys. osób. Wydajność na jednego zatrudnionego wzrosła jedynie do poziomu 549 ton rocznie.

#### **1.4.2. Ocena programów restrukturyzacyjnych sektora węgla kamiennego w Polsce w latach 1989–1998**

Biorąc pod uwagę obecne wyniki finansowe sektora, jak również obecny poziom jego konkurencyjności, należy stwierdzić, że **dotychczasowe działania restrukturyzacyjne zakończyły się niepowodzeniem. Na przestrzeni ostatnich lat można było zaobserwować pewne procesy dostosowawcze w sektorze, jednakże ich skala, jak i poniesiony koszt skłania do postawienia tezy, że w sektorze miały miejsce dostosowania o charakterze defensywnym. Pomimo upływu 9 lat od rozpoczęcia procesu transformacji gospodarczej, sektor nie uporał się ze spuścizną poprzedniego systemu i w dalszym ciągu charakteryzuje się ogromną nadwyżką mocy produkcyjnych (a w rezultacie nadprodukcją węgla),**

**przerostem zatrudnienia i niską efektywnością działania na poziomie przedsiębiorstw.** Główną przyczyną katastrofalnej sytuacji w sektorze jest fakt braku rozwiązań wymuszających restrukturyzację strategiczną na poziomie przedsiębiorstw górniczych. Wynikało to głównie z paternalistycznego podejścia państwa w stosunku do działań restrukturyzacyjnych w sektorze, począwszy od 1993 roku, przekładającego się na wdrażanie "odgórných" programów naprawczych.

Analizując poszczególne programy restrukturyzacyjne należy stwierdzić, że **"najgłębsze" i najbardziej efektywne zmiany dostosowawcze miały miejsce w okresie "żywiolowej" restrukturyzacji na początku lat 90. Od czasu uchwalenia przez rząd Hanny Suchockiej pierwszego programu naprawczego sektor zaczął sukcesywnie odchodzić od "restrukturyzacji oddolnej", wymuszanej przez siły rynkowe, na rzecz programów "odgórných", których realizację próbowano narzucić środkami administracyjnymi.** Kolejne programy naprawcze uchwalane przez koalicję SLD–PSL doprowadziły do jeszcze dalszego odejścia od mechanizmów rynkowych w sektorze. W rezultacie, **zmiana podejścia do zmian systemowych doprowadziła do spowolnienia procesu restrukturyzacji i do zwiększenia jego kosztu.** Biorąc pod uwagę wcześniejsze doświadczenia innych państw w tej dziedzinie [21] można było się spodziewać takich efektów protekcyjnistycznej polityki sektorowej (w przeciwieństwie do rozwiązań rynkowych przyjętych w Wielkiej Brytanii, dzięki którym sektor górnictwa węglowego osiągnął długookresową konkurencyjność). Mało tego, jak wskazuje doświadczenie innych państw, adaptacja "odgórných" programów restrukturyzacyjnych nie tylko hamuje proces restrukturyzacji strategicznej, ale również w wielu przypadkach ją uniemożliwia.

Moim zdaniem, "odgórne" programy restrukturyzacyjne, w gospodarkach otwartych, charakteryzujące się arbitralnym określeniem przez urzędników państwowych np. wielkości wydobycia i eksportu sektora, tempa i wielkości redukcji zatrudnienia, czy przede wszystkim odgórnym określeniem tempa restrukturyzacji techniczno-organizacyjnej na poziomie kopalń nie mogą być skuteczne. Wynika to z występowania poniższych czynników, których obecność wpływa negatywnie na efektywność realizacji tego typu programów, a w konsekwencji na szybkość i koszt procesów dostosowawczych. Warto zwrócić uwagę, że wszystkie czynniki blokujące procesy dostosowawcze miały miejsce w przypadku reformowania górnictwa węgla kamiennego w naszym kraju.

I. Przy wdrażaniu scentralizowanego programu restrukturyzacyjnego istnieje problem ustalenia, a następnie bieżącej weryfikacji kryteriów ilościowych, które dostosowane

[21] M. Walewski "Restrukturyzacja górnictwa w Wielkiej Brytanii i w Niemczech. Wnioski dla Polski", CASE.

byłyby do potrzeb rynkowych. Ustalenie nieodpowiednich kryteriów stwarza z jednej strony zagrożenie spowolnienia procesów dostosowawczych przy zbyt zachowawczych kryteriach (czego dowodem jest proces restrukturyzacji polskiego górnictwa), a z drugiej nieuzasadnionego ekonomicznie ograniczenia potencjału wytwórczego.

2. Istnieje zagrożenie stawiania i realizacji celów strategicznych, które nie mają swojego ekonomicznego uzasadnienia (w "naszym" przypadku było to np. podnoszenie konkurencyjności polskiego węgla na międzynarodowych rynkach). Wynika to z faktu, że cele strategiczne programów "odgórnych" determinowane są często przez krótkookresowe cele polityczne, skupiając się na przykład na doraźnym i iluzorycznym łagodzeniu skutków transformacji w stosunku do zatrudnionych w "chorym" sektorze. W rezultacie programy przechodzą obok rzeczywistych problemów sektora.

3. W wyniku wdrażania "odgórnych" programów restrukturyzacyjnych następuje nieunikniony proces centralizacji zarządzania (wynika to z faktu tworzenia mechanizmów "transmisji" celów programów oraz zadań realizacyjnych do jednostek produkcyjnych). Centralizacja zarządzania w "polskim przypadku" nastąpiła już przy okazji wdrażania pierwszego rządowego programu restrukturyzacji sektora. W wyniku wprowadzania kolejnych programów naprawczych następował proces dalszej centralizacji zarządzania górnictwem. W rezultacie doprowadziło to do kartelizacji górnictwa i zahamowania procesów dostosowawczych na poziomie jednostek produkcyjnych.

4. Pojawia się problem stworzenia efektywnego i skutecznego mechanizmu egzekucji wyznaczonych celów oraz kontroli kosztów programu, co w polskich realiach, przy wprowadzaniu poprzednich programów naprawczych, nie zostało wzięte pod uwagę.

5. W wyniku odgórnych i scentralizowanych programów restrukturyzacyjnych istnieje zagrożenie, co zauważył prof. Maciej, wystąpienia zjawiska, znanego w teorii regulacji jako przechwycenie procesu regulacyjnego przez zainteresowane (tj. regulowane) podmioty, które nie są zainteresowane szybką i głęboką restrukturyzacją sektora, gdyż w sposób znaczący wpłynęłoby to na osłabienie ich pozycji. W praktyce powoduje to hamowanie restrukturyzacji, czego przejawem jest blokowanie procesów prywatyzacyjnych i spowalnianie działań likwidacyjnych. Wydaje się, że można wysunąć tezę, że w przypadku restrukturyzacji polskiego sektora górnictwa kamiennego nastąpiło pełne przechwycenie tego procesu przez zainteresowane podmioty (zwłaszcza zarządy spółek węglowych).

Analizując dotychczasowe doświadczenia w sferze restrukturyzacji sektora, efekty restrukturyzacji "żywiłowej", która miała miejsce na początku lat 90., jak również doświadczenia innych krajów w tej dziedzinie, należy stwierdzić, że **zdecydowanie bardziej skuteczne w reformowaniu sektora jest podejście "oddolne". Polega ono na zmuszeniu podmiotów działających w sektorze do**

**funkcjonowania w warunkach rynkowych, poprzez narzucenie na sektor twardych ograniczeń budżetowych, decentralizację procesów restrukturyzacyjnych oraz zdecydowane zapoczątkowanie procesów prywatyzacyjnych i likwidacyjno-upadłościowych.** Takie podejście warunkuje samodzielne procesy dostosowawcze prowadzące do proefektywnościowych przeobrażeń tych podmiotów, co w rezultacie owocuje poprawą rentowności i konkurencyjności sektora.

## 1.5. Perspektywy restrukturyzacji sektora węgla kamiennego w Polsce

Perspektywy restrukturyzacji sektora węgla kamiennego w Polsce należy rozpatrywać w kontekście, przygotowanego marca w 1998 roku i w zamyśle autorów mającego obowiązywać do roku 2002, programu restrukturyzacji sektora "Reforma górnictwa węglowego w latach 1998–2000". Głównymi celami programu są:

- dostosowanie podmiotów gospodarczych w górnictwie węgla kamiennego do efektywnego ekonomicznie funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej i utrzymanie konkurencyjności polskiego węgla na rynku krajowym,

- zaspokojenie do roku 2010 krajowego zapotrzebowania na węgiel kamienny i ekonomicznie uzasadnionego eksportu, przy zachowaniu wymogów ochrony środowiska i konkurencyjności w warunkach określonych przez Unię Europejską oraz przy otwartości rynku wszystkich nośników energii.

Program zakłada, że spółki węglowe nie będą ponosiły strat na działalności operacyjnej począwszy od 2000 roku, zaś po tym czasie zaczną generować nadwyżki finansowe, które będą przeznaczone na spłatę zaległych zobowiązań wobec gmin górniczych oraz dostawców towarów i usług. Do roku 2002 planuje się redukcję zatrudnienia o około 118 tys. osób do poziomu 126 tys. zatrudnionych w sektorze. Program zakładał że:

- 35 tys. zatrudnionych skorzysta z pięcioletnich urlopów górniczych (w ramach urlopu górnicy będą otrzymywać 75% podstawowego wynagrodzenia, plus wszystkie inne świadczenia jak deputat węglowy, nagroda barbórkowa, czternastka),

- 60 tys. odejdzie w związku z nabyciem uprawnień emerytalnych oraz z innych przyczyn zależnych od sytuacji pracownika,

- 10 tys. skorzysta z dwuletnich zasiłków na przekwalifikowanie (dla odchodzących pracowników kopalni na czas przekwalifikowania zawodowego i poszukiwania nowego zatrudnienia poza górnictwem będzie wypłacany zasiłek w wysokości 65% wynagrodzenia, jak za urlop pracowniczy, dodatkowo pracownik kopalni będzie upraw-

niony do skorzystania z jednego bezpłatnego szkolenia oraz jednorazowej odprawy pieniężnej w momencie podjęcia pracy poza górnictwem w okresie do 24 miesięcy od przejścia na zasilek),

– 30 tys. przyjmie jednorazowe odprawy w wysokości 12-krotnej odprawy pieniężnej na aktywizację zawodową oraz 20-krotną odprawę bez żadnych uwarunkowań poza rozwiązaniem umowy o pracę z kopalnią.

Dodatkowo, pracodawcom spoza górnictwa, którzy przyjmą do pracy na czas nieokreślony pracownika z sektora węgla kamiennego i zatrudnią go będą przez okres co najmniej 2 lat, przysługiwać będzie refundacja składki ZUS w części przypadającej na tego pracownika.

W okresie 1998–2002 zakłada się zmniejszenie mocy produkcyjnych o około 25 mln ton rocznego wydobycia do poziomu 112 mln ton węgla. Do końca 2002 r. zlikwidowanych ma zostać 15 kopalń, a w 9 ma być przeprowadzona likwidacja częściowa. W rezultacie oznaczać to będzie zmniejszenie mocy wydobywczych o 25,8 mln ton węgla (18,9 mln ton węgla w kopalniach likwidowanych całkowicie oraz 6,9 mln ton węgla w kopalniach likwidowanych częściowo).

W ramach nowego projektu naprawczego górnictwa węgla kamiennego ustalono, że nadzór właścicielski nad spółkami węglowymi sprawować będzie minister gospodarki, a nie jak do tej pory minister skarbu. Ministerstwo Gospodarki będzie formalnym właścicielem spółek do momentu przygotowania ich do prywatyzacji, po czym do samej już prywatyzacji przekazane zostaną w całości lub w części ponownie Ministerstwu Skarbu Państwa. Zmiana organu właścicielskiego ma na celu, zdaniem jednego z autorów nowego projektu reformy górnictwa – wiceministra gospodarki Jana Szlązaka – sprawniejszą kontrolę nad wykorzystaniem dotacji z budżetu państwa, a także nadzór nad przebiegiem reformy [22]. Państwowej Agencji Restrukturyzacji Górnictwa powierzono funkcje agencji konsultingowej na rzecz Ministerstwa Gospodarki, mającej za zadanie monitorowanie procesów restrukturyzacyjnych w sektorze. Ustalono również powołanie specjalnego komitetu sterującego, w które-

go skład wchodzić będą przedstawiciele Ministerstw Finansów, Skarbu, Gospodarki. Głównym zadaniem komitetu będzie kontrola środków budżetowych przeznaczanych na reformę górnictwa.

W celu wyzwolenia większej aktywności w zakresie restrukturyzacji i zwiększenia poczucia odpowiedzialności zarządów spółek węglowych za wyniki finansowe podmiotów gospodarczych, zaplanowano w programie wdrożenie systemu kontraktów menedżerskich. Program naprawczy górnictwa zakłada również zintensyfikowanie procesów wydzielenia byłych oddziałów powierzchniowych kopalń i ich późniejszej prywatyzacji poprzez sprzedaż ich udziałów lub wniesienia majątku w postaci aportu do innej spółki z kapitałem prywatnym. W przypadku majątku zbędnego z punktu widzenia działalności podstawowej, który nie przynosi zysku (grunty, domy mieszkalne, obiekty socjalne), przewidziano jego przekazanie w drodze zrzeczenia podmiotom zajmującym się zagospodarowaniem mienia zbędnego w górnictwie. Założono rozpoczęcie działań prywatyzacyjnych kopalń węgla kamiennego (w pierwszym etapie do prywatyzacji przewidziano trzy kopalnie wśród których znajduje się KWK Bogdanka). Przyjęto jednocześnie zasadę, że prywatyzacji podlegać będą poszczególne kopalnie, a nie całe spółki węglowe. Dodatkowo przewiduje się podjęcie działań w celu tworzenia powiązań kapitałowych spółek węglowych z koksowniami i podmiotami prowadzącymi obrót węglem.

Koszt reformy górnictwa w latach 1998–2002 oszacowano na około 15 mld PLN. Założono umorzenie 7,9 mld PLN długów wobec Skarbu Państwa w postaci początkowego zamrożenia a następnie redukcji zadłużenia wobec budżetu państwa, Funduszu Pracy, Funduszu Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych oraz z tytułu niezapłaconych składek ZUS. 7,2 mld PLN ma zostać przeznaczona na bezpośrednie wsparcie sektora. Z tego najwięcej, bo aż 4,3 mld PLN, ma być przeznaczona na restrukturyzację zatrudnienia. Plan zakłada również pokrycie kosztów likwidacji kopalń w wysokości 1,5 mld PLN oraz refundację dodatków do emerytur wypłacanych przez ZUS, szacowaną na 1 mld PLN (tabela 10).

**Tabela 10. Wsparcie państwa dla górnictwa węgla kamiennego w latach 1998–2002 (z wyłączeniem restrukturyzacji zadłużenia wobec Skarbu Państwa szacowanego na 7,9 mld PLN)**

	1998	1999	2000	2001	2002	Ogółem
Likwidacja kopalń	211,4	413	462	225	176	1487,4
Restrukturyzacja zatrudnienia	505	1044	1017,1	812	947	4325,1
Usuwanie szkód górniczych	28	35	35	35	35	168
Refundacja dodatków do emerytur wypłacanych przez ZUS	0	250	250	250	250	1000
Tworzenie nowych miejsc pracy	0	50	50	50	50	200
<b>RAZEM (w mln PLN)</b>	<b>744,4</b>	<b>1792</b>				<b>7180,5</b>

Źródło: Ministerstwo Finansów (stan na 27 kwietnia 1998 r.)

[22] Ciszewska B., "Od ministra skarbu do ministra gospodarki", Rzeczpospolita 19.06.98 r.

Obecny program naprawczy, podobnie jak inne projekty reform sektora powstałe po 1992 roku, jest programem "odgórnym". Analizując perspektywy jego powodzenia, czyli pełne dostosowanie sektora do ekonomicznie efektywnego funkcjonowania w realiach wolnorynkowych do roku 2002, należy rozważyć niebezpieczeństwo wystąpienia czynników wymienionych w poprzednim podrozdziale. Bazując na doświadczeniach polskich programów restrukturyzacyjnych uważam, że istnieją następujące czynniki mogące wpłynąć na niską efektywność obecnego programu naprawczego górnictwa.

– Po pierwsze, kryteria ilościowe w zakresie redukcji zatrudnienia, jak i mocy wydobywczych ustalone przez autorów projektu są zbyt zachowawcze.

– Po drugie, koszt realizacji programu można ocenić jako niezwykle wysoki, co wpływa na małą efektywność realizowanego programu (na szczególną uwagę zasługuje koszt restrukturyzacji zatrudnienia oraz koszt restrukturyzacji finansowej).

– Po trzecie, w wyniku narzucenia na sektor nowych ram organizacyjnych oraz przedstawienia w programie koncepcji odgórnej konsolidacji należy stwierdzić, że następować będzie proces dalszej centralizacji zarządzania, która wpłynie negatywnie na procesy dostosowawcze na poziomie jednostek produkcyjnych.

– Po czwarte, założenia programu w sferze przekształceń własnościowych oraz działań likwidacyjnych są mało zadowalające. Prywatyzacja powinna być głównym narzędziem działań restrukturyzacyjnych. Tym czasem, program zakłada prywatyzację jedynie trzech kopalń.

O ile możliwość realizacji głównego celu programu, a co za tym idzie jego skuteczność, można już teraz poddawać w wątpliwość, to należy postawić tezę, że obecny program restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego ma szansę stać się najbardziej efektywnym (ze względu na głębokość działań dostosowawczych w sektorze) programem restrukturyzacyjnym, ze wszystkich programów wdrożonych po 1992 roku. Przemawiają za tym następujące czynniki:

– w porównaniu z poprzednimi programami, obecny zakłada największą redukcję mocy wydobywczych i zatrudnienia w sektorze (co prawda, moim zdaniem, jeszcze niewystarczającą do osiągnięcia rentowności, ale dającą realną możliwość jej osiągnięcia w następnych latach),

– w przeciwieństwie do poprzednich programów, w ramach nowego programu, zakłada się stworzenie mechanizmów egzekucji wyznaczonych celów cząstkowych programu i kontroli jego kosztu, w postaci podpisania przez zarządy spółek węglowych kontraktów menedżerskich i powołania niezależnego, międzyresortowego komitetu sterującego.

Tezę tę potwierdzają obecne wyniki sektora węgla kamiennego. W 1998 roku sprzedaż węgla spadła do poziomu

117 mln ton, a zatrudnienie zmniejszyło się o 35 tys. osób. Z jednej strony oznaczać to może rozpoczęcie działań dostosowawczych generowanych przez potrzebę dbania o ekonomiczną efektywność przez podmioty gospodarcze sektora. Z drugiej jednak strony, należy stwierdzić, że na tak znaczne zmniejszenie zatrudnienia miało wpływ wprowadzenie programu wysokich osłon socjalnych, a nie narzucenie na sektor proefektywnościowych i prorokowych działań zachowawczych. Na zmniejszenie wydobycia węgla wpłynął przede wszystkim krajowy szok popytowy (sprzedaż węgla w Polsce spadła o 17 mln ton), który w żaden sposób nie mógł zostać zamortyzowany przez protekcyjną politykę wobec sektora. O tym, że proces restrukturyzacji strategicznej w dalszym ciągu nie został zainicjowany świadczyć mogą dane za pierwszy kwartał 1999 roku. W tym okresie kopalnie wydobły 30 mln ton węgla, czyli około 1 mln więcej niż przewidywano, a ponad 2,5 mln ton więcej niż w tym samym okresie roku ubiegłego, pomimo dalszego spadku krajowego popytu. Pomimo spadku cen węgla na rynkach światowych, coraz więcej polskiego węgla jest lokowane na rynkach zagranicznych. W pierwszym kwartale tego roku Węglkokoks wyeksportował ponad 4,8 mln ton węgla, czyli o 1,2 mln ton więcej niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływa to na systematyczne pogarszanie się wyniku finansowego sektora. W lutym tego roku branża przyniosła straty w wysokości 412 mln PLN, o 57 mln więcej niż w tym samym okresie rok temu. Szybciej rosną też zobowiązania. Po dwóch miesiącach tego roku wynosiły one 16,6 mln PLN (w lutym roku ubiegłego 11,9 mln PLN) [23]. Na koniec pierwszego półrocza 1999 starty górnictwa przekroczyły 1,5 mld PLN, czyli kwotę planowaną do końca roku. Minister Gospodarki uznał planową realizację programu za nierealną i wystąpił do rządu o przyjęcie korekty, czyli usankcjonowanie niepowodzenia.

## 1.6. Wnioski końcowe

Od kilku lat sektor węgla kamiennego w Polsce przynosi trwałe i bardzo dotkliwe straty finansowe. Obecna sytuacja ekonomiczno-finansowa dowodzi, że dotychczasowe działania dostosowawcze w sektorze zakończyły się fiaskiem. **Przyczynę niepowodzeń programów naprawczych wprowadzonych w Polsce w latach 90. powinno się, moim zdaniem, upatrywać w przyjęciu przez autorów kolejnych programów błędnego podejścia do działań restrukturyzacyjnych w sektorze.**

W przypadku sektora węgla kamiennego, począwszy od pierwszego programu restrukturyzacyjnego wdrożonego

[23] Ciszewska B., "Wyniki gorsze niż przed rokiem", Rzeczpospolita, 10.04.99 r.

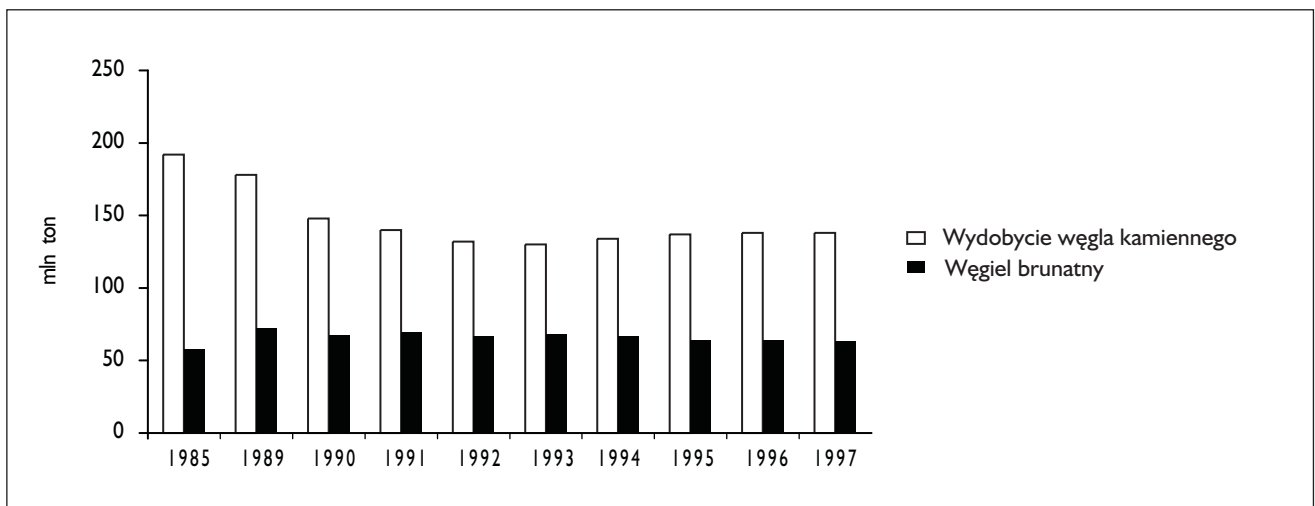
na początku 1993 roku, mieliśmy do czynienia z wprowadzeniem "odgórných" programów naprawczych. Niska efektywność dotychczasowych programów wynikała z faktu, że nie były one w stanie wymusić strategicznych działań dostosowawczych w poszczególnych jednostkach produkcyjnych, operujących w sektorze. Analizując doświadczenia w sferze restrukturyzacji sektora węgla kamiennego w krajach Europy Zachodniej oraz efekty tzw. "żywiolowej" restrukturyzacji, która miała miejsce w Polsce na początku lat 90.,  **należy stwierdzić, że zdecydowanie bardziej skutecznym podejściem w reformowaniu sektora górniczego jest podejście "oddolne"**. Polega ono na zmuszeniu podmiotów operujących w sektorze do podjęcia restrukturyzacji strategicznej poprzez narzucenie na sektor twardych ograniczeń budżetowych, decentralizację procesów restrukturyzacyjnych oraz zdecydowane zapoczątkowanie procesów prywatyzacyjnych. Takie podejście warunkuje samodzielnie realizowane procesy dostosowawcze prowadzące do proefektywnościowych przeobrażeń tych podmiotów, co w rezultacie owocuje poprawą rentowności i konkurencyjności całego sektora. Niestety, obecnie radykalna zmiana podejścia do problemu restrukturyzacji górnictwa na rzecz re-

strukturyzacji "oddolnej", nie wydaje się możliwa ze względu na uwarunkowania polityczne.

Założenia obecnego programu naprawczego górnictwa węgla kamiennego, jak również wyniki ekonomiczno-finansowe sektora za pierwsze miesiące 1999 roku wskazują, że **nowy program restrukturyzacji ma niewielkie szanse powodzenia** i realizacji swojego głównego celu, jakim jest dostosowanie sektora do ekonomicznie efektywnego funkcjonowania w realiach wolnorynkowych do roku 2002. **W celu poprawy efektywności nowego programu należy jednak bardziej zdecydowanie i na większą skalę wprowadzać elementy programów "prorynkowych"**. Działania te powinny być skierowane na: decentralizację procesów decyzyjnych w sektorze, poprzez nadanie jednostkom wydobywczym większej autonomii organizacyjno-finansowej, zdecydowane przyspieszenie działań prywatyzacyjnych, wprowadzenie "twardych ograniczeń budżetowych", polegających przede wszystkim na zaprzestaniu dotowania jego działalności przez budżet państwa, wyeliminowanie ograniczeń na import węgla sprzedawanego po cenach rynkowych, "urynkowanie" handlu węglem poprzez prywatyzację Węgielozbytu i Węgielokoksu.

## ANEKS STATYSTYCZNY

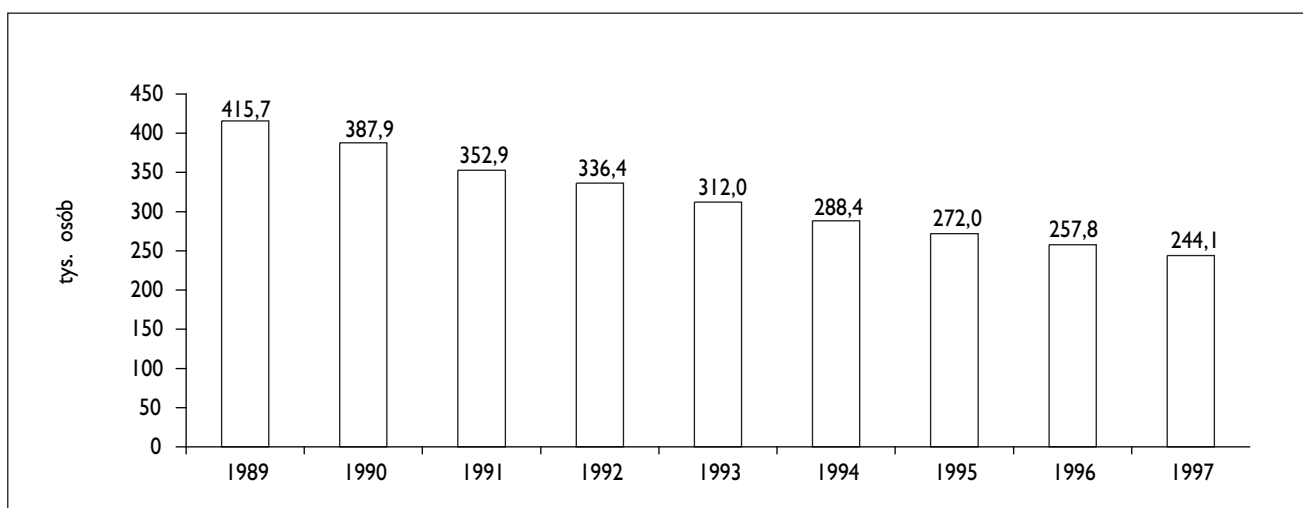
Wykres 1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1985–1997



Źródło: Rocznik Statystyczny 1993, 1995, 1998, GUS

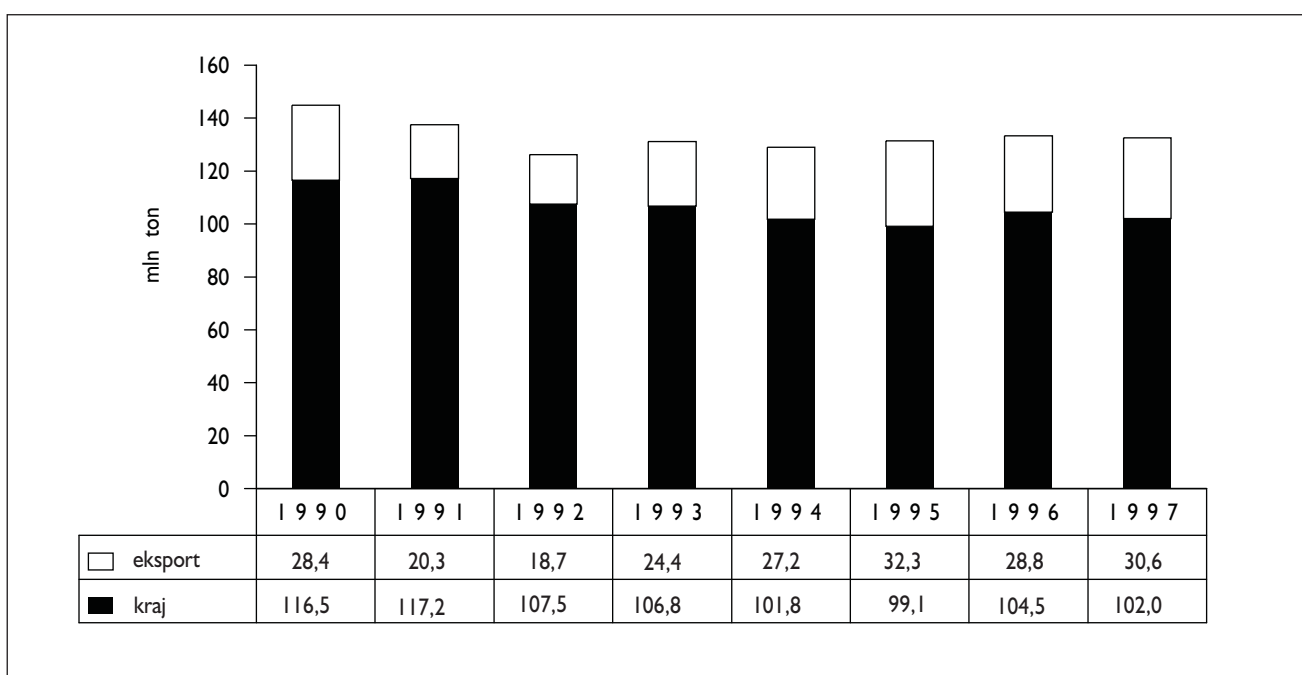


Wykres 2. Zatrudnienie w sektorze górnictwa węgla kamiennego – stan na koniec każdego roku



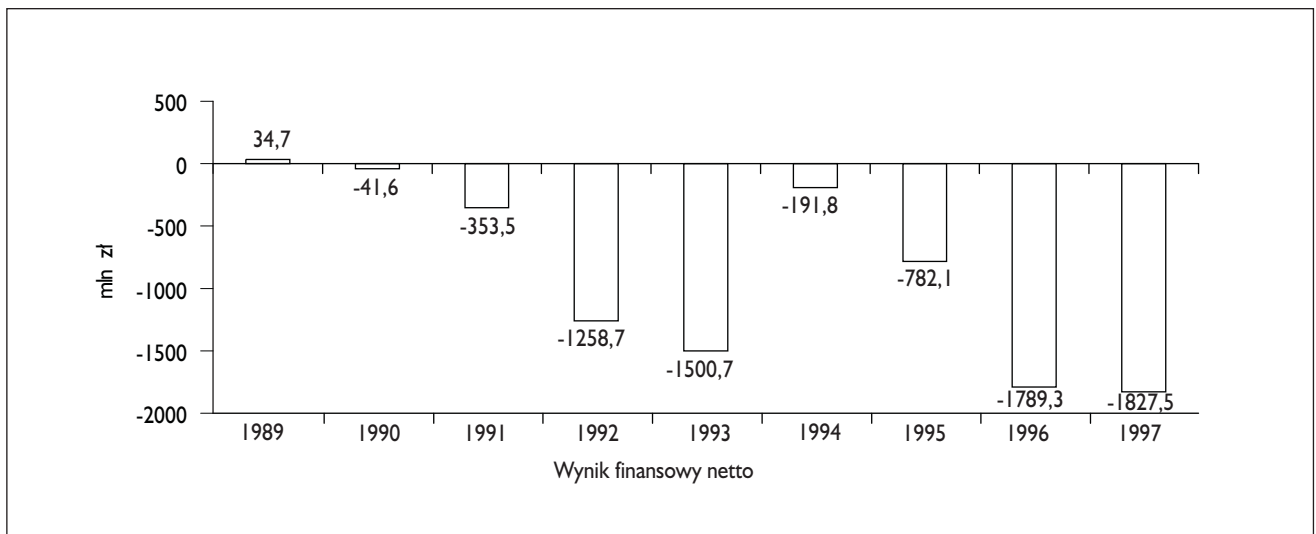
Źródło: "Stan i perspektywy przemysłu węglowego w Polsce", Rada Strategii Społeczno-Gospodarczej przy Radzie Ministrów, Warszawa 1996; "Raport o stanie górnictwa węgla kamiennego (stan na 30 września 1997 r.)", Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa Węgla Kamiennego S.A., Katowice, 1997 r.

Wykres 3. Sprzedaż węgla kamiennego w latach 1990–1997



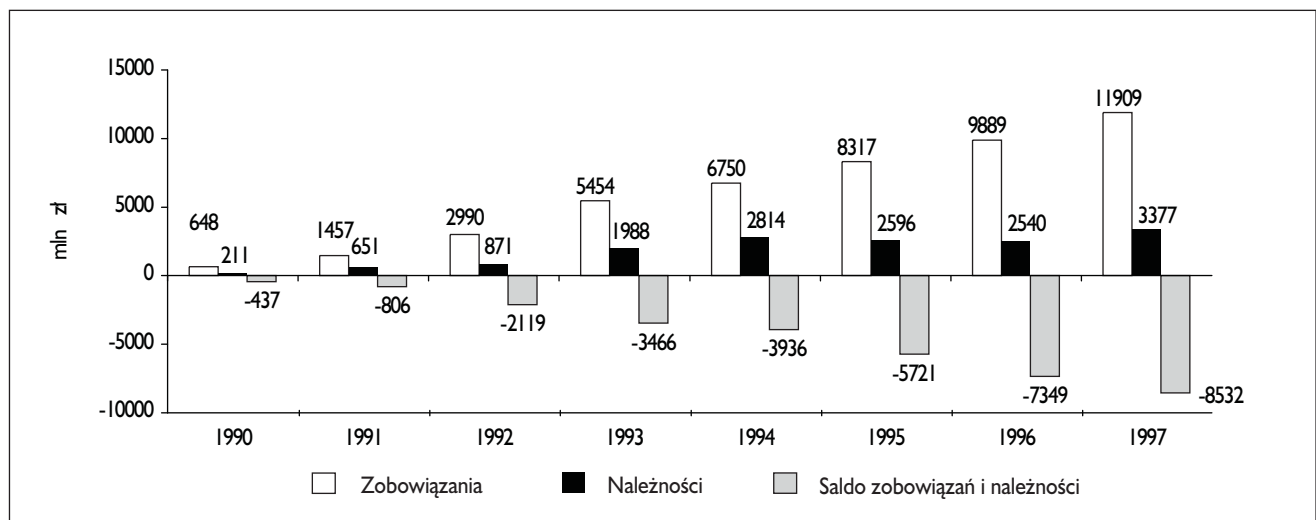
Źródło: Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002 – projekt programu rządowego, Katowice, 1998

**Wykres 4. Wynik finansowy netto sektora węgla kamiennego w latach 1989–1997**



Źródło: Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002 – projekt programu rządowego, Katowice, 1998

**Wykres 5. Zestawienie należności i zobowiązań sektora węgla kamiennego w latach 1990–1997**



Źródło: Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002 – projekt programu rządowego, Katowice, 1998

## Bibliografia

Bielecki, J. "Eksport węgla do Unii Europejskiej". Rzeczpospolita, 28.10.97.

Ciszewska, B. "Wyniki gorsze niż przed rokiem". Rzeczpospolita 10.04.99.

Ciszewska, B. "O chowaniu głowy w węgiel". Rzeczpospolita, 19.02.99.

Ciszewska, B. "To nie jest historia o sukcesie". Rzeczpospolita, 02.12.1998.

Ciszewska, B. "Od ministra skarbu do ministra gospodarki". Rzeczpospolita 19.06.98.

Giereszewska, G. "Analiza restrukturyzacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce". CASE, materiał niepublikowany.

Jarno, L. "Restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego". PARGWK, materiał niepublikowany.

Lipowski, A., Macieja, J. (1998). "Studia nad restrukturyzacją sektorów przemysłowych w Polsce". INE PAN, Warszawa.

Macieja, J. (1998). "Ustawa o restrukturyzacji jednostek górnictwa węgla kamiennego i rządowe programy restrukturyzacji sektorowej". TEP, Warszawa.

Macieja, J. (1997). "Ocena rządowych programów restrukturyzacji sektora górnictwa węgla kamiennego wraz z rekomendacją przyszłych kierunków reform sektora". INE PAN, Warszawa.

Macieja, J. "Restrukturyzacja polskiego przemysłu węglowego". Materiał niepublikowany.

Ministerstwo Gospodarki (1998). "Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002, Katowice.

Ministerstwo Gospodarki (1998). "Koncepcja reformy górnictwa węgla kamiennego w Polsce". Katowice.

Ministerstwo Gospodarki (1997). "Strategia funkcjonowania górnictwa węgla kamiennego do roku 2010". Warszawa.

Morka, A. "NIK skontrolował dotacje budżetowe". Rzeczpospolita, 17.06.98.

Morka, A. "Jak kupować, to w Węglu". Rzeczpospolita, 31.01.98.

Morka, A. "Uzdrowianie kopalń". Rzeczpospolita, 30.04.98.

Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa Węgla Kamiennego SA (1997). "Raport o stanie górnictwa węgla kamiennego (stan na 30 września 1997 r.)", Katowice.

Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa Węgla Kamiennego SA (1997). "Model ekonomiczno-finansowy górnictwa węgla kamiennego", Katowice.

Rada Strategii Społeczno-Gospodarczej przy Radzie Ministrów (1996). "Stan i perspektywy przemysłu węglowego w Polsce". Raport nr 15, Warszawa.

Soliński, J. "Regionalny rynek energii pierwotnej". materiał niepublikowany.

Walewski, M. "Restrukturyzacja górnictwa w Wielkiej Brytanii i w Niemczech. Wnioski dla Polski". CASE.

**Mateusz Walewski**

## **Rozdział 2.**

# **Restrukturyzacja górnictwa w Wielkiej Brytanii i w Niemczech – wnioski dla Polski**

### **2.1. Wstęp**

Od początku reform rynkowych w Polsce gospodarka boryka się z jednym z najcięższych ekonomicznych dziedzictw okresu socjalizmu. Wielkie i przestarzałe zakłady przemysłowe nie potrafią sprostać wymogom stawianym przez gospodarkę rynkową i są właściwie skazane na upadek. Proces ten odbywa się w miarę bezboleśnie w ośrodkach, w których likwidowane przedsiębiorstwo jest relatywnie małym pracodawcą. Tak na przykład stało się w przypadku zakładów położonych na terenie Warszawy. Zwolnieni z nich pracownicy znaleźli miejsca pracy w prywatnym biznesie, szybko rozwijającym się na terenie aglomeracji.

Zupełnie inaczej wygląda sytuacja w regionach, w których upadek danego zakładu pociąga za sobą znaczny wzrost lokalnego bezrobocia. Protesty obawiających się o swoje miejsca pracy górników, pracowników przemysłu stocznioowego lub zbrojeniowego, czy nawet niektórych zakładów przemysłu lekkiego są stałym problemem wszystkich rządów w ostatnim dziesięcioleciu. Pomimo wielokrotnie rozpoczynanych programów naprawczych nie zaszły jeszcze w tych branżach żadne przełomowe zmiany. Nadal przynoszą one straty, nie płacą podatków i ubezpieczeń społecznych, pracownicy nieregularnie otrzymują pensje i w ten sposób podtrzymywany jest swoisty postsocjalistyczny stan "niby-zatrudnienia" i "niby-produkcji".

Jednak Polska, ani inne kraje postkomunistyczne nie są wcale jedynymi, ani pierwszymi, które borykają się z podobnymi problemami. Zarówno w bogatych krajach Unii Europejskiej, USA, a nawet w niektórych państwach zaliczanych do grupy tzw. azjatyckich tygrysów, upadek niektórych branż przemysłu był silnym wstrząsem ekonomicznym, jak i socjalnym, a nawet politycznym.

Zmiany struktury branżowej są normalnym efektem postępu ekonomicznego i technologicznego. Węgiel zastępowany jest systematycznie, od ponad 30 lat, przez tańsze i bardziej ekologiczne paliwa: ropę, gaz, czy "atom". Ciężkie i drogie wyroby ze stali tracą swoją pozycję na korzyść nowoczesnych tworzyw sztucznych – tańszych, lżejszych,

a częstokroć mocniejszych i trwalszych. Masowe produkty z wielkich fabryk typu fordowskiego nie odpowiadają już bardziej wyrafinowanym gustom coraz bogatszych konsumentów. Udział produkcji przemysłowej w PKB w ciągu dwudziestolecia 1973–1993 spadł w USA z 26% do 19%, w Japonii z 36% do 29%, w Kanadzie z 39% do 32%, a w Wielkiej Brytanii z 28% do 20%.

Przełom technologiczny spowodował również regionalne przesunięcie w wytwarzaniu dochodu narodowego. Zjawisko to bardzo dobrze ilustrują przykłady Niemiec i USA. W latach 1970–1996 udział Zagłębia Ruhry w całości dochodu narodowego Niemiec Zachodnich spadł o ponad 20%. W tym samym czasie odnotowano podobny w rozmiarach wzrost tych udziałów w takich regionach jak Hesja, czy Bawaria. W Zagłębiu Ruhry na skutek procesów restrukturyzacyjnych udział zatrudnionych w przemyśle ciężkim zmniejszył się z 72% na początku lat 60. do 46% na początku lat 90.

Podobną sytuację zaobserwować można było w USA. Udział regionów Środkowo-Wschodniego i Wielkich Jezior w PKB USA spadł w latach 1963–1986 odpowiednio z 22,60% i 20,74%, do 19,28% i 17,09%. W tym samym czasie znacznie szybciej rozwijały się regiony południowe USA, w szczególności Południowo-Wschodni. Udział tego regionu w całości amerykańskiego produktu krajowego wzrósł w tych samych latach z 17,27% do 20,91%.

Jak już wspominałem wyżej, zmiany te niestety nie mogą odbyć się bezboleśnie. Muszą pociągnąć za sobą okresowy wzrost bezrobocia w regionach bezpośrednio dotkniętych oraz przejściowy spadek dochodu narodowego w całym kraju. W dużej mierze od polityki danego państwa zależy sposób, w jaki te zmiany przebiegają oraz rozmiar i dystrybucja ich kosztów w społeczeństwie. Wybór rządzących decyduje o tym, czy procesy restrukturyzacyjne będą przebiegały szybko, a koszty ich w największej mierze poniosą mieszkańcy restrukturyzujących się regionów, czy będą przeciągane w czasie i zrzucone na barki całej gospodarki kraju. Istnieje wiele teoretycznych przesłanek przemawiających za jednym i drugim rozwiązaniem. W tym opracowaniu nie będziemy ich jednak dokła-

dnie analizować. Uwaga zostanie skupiona na dwóch przykładach konkretnych rozwiązań zastosowanych w dwóch krajach. Stanowią one będą podstawę do rozważań, który z zastosowanych modeli restrukturyzacji wydaje się bliższy optimum w polskich realiach.

## 2.2. Analiza i porównanie przypadków restrukturyzacji górnictwa w Wielkiej Brytanii i w Niemczech

Restrukturyzacja przemysłu węglowego będzie przez najbliższych kilka, a może nawet kilkanaście lat jednym z najtrudniejszych i najbardziej kosztownych programów naprawczych realizowanych w Polsce. Choć kolejna wersja programu restrukturyzacji jest aktualnie wdrażana, to doświadczenia poprzednich lat wskazują, iż jego żywot, z różnych przyczyn, może okazać się znacznie krótszy niż przewidują to jego autorzy. Dlatego też powinniśmy być przygotowani do opracowania i wdrożenia następnego programu. W związku z tym szukanie możliwości do wykorzystania doświadczeń w krajach, które proces ten mają już za sobą lub są w jego bardzo zaawansowanej fazie, wydaje się być postępowaniem jak najbardziej racjonalnym.

W krajach tych rozwiązano problem o porównywalnej skali trudności jak aktualnie w Polsce. W roku 1997 wydobycie węgla w Polsce wynosiło 136,2 mln ton przy zatrudnieniu sięgającym 264 tys. osób. W Niemczech na przełomie lat 70. i 80. wydobywano około 100 mln ton i zatrudniano około 200 tys. osób, w Wielkiej Brytanii w roku 1981 wydobywano 110 mln ton, a zatrudnienie wynosiło 231 tys. osób. W innych krajach europejskich, które również przeprowadzały programy restrukturyzacji tej branży jej rozmiary były około 10-krotnie mniejsze i wyciągnięte z nich wnioski byłyby co najmniej niepewne. Dlatego też, pomimo wielu obiekcji związanych przede wszystkim z różnicami w uwarunkowaniach zewnętrznych, poziomie zamożności podatnika, jak i koncentracji

geograficznej branży zdecydowałem się przedstawić te dwa przypadki.

### 2.2.1. Historia

Na początku krótkiego historycznego rysu procesów restrukturyzacyjnych w obu krajach prezentuję tabelę I, która przedstawia kształtowanie się zatrudnienia oraz wydobycia węgla na przestrzeni ostatnich 40 lat. Stanowi ona bardzo przydatne tło zarówno dla lepszego zrozumienia historii restrukturyzacji tej branży, jak i dla analiz prowadzonych w następujących częściach tego rozdziału. Historie restrukturyzacji tego sektora przedstawione poniżej wydają się być najlepszym komentarzem do tabeli I.

#### Wielka Brytania

Z historycznego punktu widzenia dzieje przemysłu węglowego można podzielić na trzy okresy. Pierwszy to lata 1947–1959, kiedy to górnictwo węglowe traktowano jako przemysł "społeczny". W okresie tym NCB (National Coal Board) prowadziło politykę, której strategicznym celem nie było zapewnienie powodzenia górnictwu, ale raczej maksymalizacja dobrobytu całego społeczeństwa. Dlatego nie zamknięto kopalń i inwestowano równomiernie w mniej i bardziej opłacalne kopalnie. Inwestycje w mniej opłacalne złoża nie dawały efektywnej stopy zwrotu, a ponieważ w okresie powojennym ceny węgla nie mogły być zbyt wysokie, więc dochody ze sprzedaży nie pozwalały górnictwu ani na podwyższanie kapitału, ani na rozwój.

Polityka taka nie była możliwa do utrzymania w dłuższym okresie. W latach 60. węgiel stracił swoją pozycję głównego paliwa energetycznego. Powoli zaczęła wypierać go ropa naftowa, szczególnie po odkryciu przez Wielką Brytanię złóż naftowych na Morzu Północnym. Szybko rozwijała się energetyka nuklearna i gaz ziemny. Koszt wydobycia (produkcji) tych paliw nie był obciążony do tego stopnia kosztami socjalnymi i historycznymi co węgiel. Lata 1960–1979 można nazwać okresem "przemysłu państwowego". NCB starało się politycznymi metodami ograniczać

Tabela I. Wydobycie i zatrudnienie w górnictwie węglowym w Wielkiej Brytanii oraz w Niemczech w wybranych latach okresu 1955–1995

Rok	1955/57**	1970	1975	1980	1985	1990	1991	1992	1993	1994/95**
<b>Wielka Brytania</b>										
Wydobycie*mln ton	211	135	144	110	88	76	72	71	62	21
Zatrudnienie*** tys. osób	694	286	248	231	138	65	57	44	32	7
<b>Niemcy</b>										
Wydobycie mln ton	149	113	94	88	83	71	67	67	59	54
Zatrudnienie tys. osób	607	250	202	187	130	130	123	115	106	93

\*Dane dotyczą wyłącznie kopalń górnictwa

\*\*1955 – Wielka Brytania, 1957 – Niemcy; 1994 – Wielka Brytania, 1995 – Niemcy

\*\*\* Bezpośrednie zatrudnienie w górnictwie

Źródło: Za Raportem IMC 1998, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, British Coal Corporation Annual Reports and Accounts, Eurostat

konkurencję ze strony innych paliw. Często pojawiały się argumenty, iż socjalne koszty, które trzeba ponieść, aby przestawić gospodarkę na nowe paliwa, podważały polityczny, a nawet ekonomiczny sens tych zmian. Często używano również argumentu o strategicznym znaczeniu węgla, jako paliwa dostępnego w kraju. Mimo tego, przemysł węglowy kurczył się. NCB usiłowało jednak zmniejszać socjalne koszty tego procesu. W roku 1966 uchwalony został tzw. National Power Loading Agreement, na mocy którego zyski z kopalni rejonów opłaczalnych były transferowane, tak aby wyrównać wynik finansowy pomiędzy poszczególnymi kopalniami. Podobny przepis dotyczył też płac górniczych. Wszyscy górnicy w całym kraju mieli zarabiać tyle samo. Osiągnięty w ten sposób spokój społeczny nie trwał długo. W roku 1972 oraz 1974 górnicy strajkowali w obronie swoich wysokich płac i przywilejów socjalnych dla swoich kolegów zwalnianych z kopalni przynoszących największe straty.

Lata 1974–1978 to ostatnie lata, w których brytyjski przemysł węglowy, mimo strat, święcił tryumfy jako stabilne i bezpieczne źródło energii. W roku 1974 powstał Plan dla Górnictwa, w którym to związku zawodowe oraz rząd przewidywały wzrost wydobywania węgla z 125 mln ton do 135 mln ton w roku 1985. Sytuacja taka była możliwa z powodu kryzysu paliwowego w roku 1974. W roku 1977 wycofano się z utrzymywania sztucznie zuniformizowanych płac i wyników finansowych bardziej akcentując regionalne zróżnicowanie w kosztach wydobywania. Spowodowało to znaczne tarcia w posiadającym silne, samodzielne struktury regionalne National Union of Mineworkers (NUM) [Narodowym Związku Zawodowym Górników].

Wygaśnięcie efektu kryzysu naftowego zbiegło się w czasie z przejściem władzy przez premier Margheret Thatcher. W roku 1979 rozpoczęła się epoka "Państwowego Bussinesu". Konserwatywny rząd nie mógł spokojnie patrzeć na straty, które w latach 1980–1984 wzrosły z jednego GBF/tonę do sześciu. Rozpoczęto zamykanie najmniej opłaczalnych kopalń, szczególnie w Południowej Walii i Szkocji. Koszty socjalne i regionalne przestały mieć podstawowe znaczenie, liczyło się zachowanie konkurencyjności, a do tego konieczna była mechanizacja i ograniczenie zatrudnienia. Podstawowym celem jaki stawiał przed sobą Ian McGregor, nowy szef NCB, biznesmen mieszkający i działający przez wiele lat w USA i były szef BSC (British Steel Corporation), było maksymalne upodobnienie górnictwa węglowego do innych branż zarządzanych przez właścicieli prywatnych, tak by w końcu możliwa była całkowita prywatyzacja tego sektora, której dokonano zresztą w roku 1994.

Znacznie scentralizowano inwestycje, kierując je głównie do rejonów, w których koszty wydobywania były

niższe niż gdzie indziej i występowały szanse na ich dalsze zmniejszenie. W roku 1984 – 76,8%, a w roku 1988 już 81,5% inwestycji kierowano do dwóch najbardziej rozwojowych regionów, to znaczy Nottinghamshire i Yorkshire. Dla porównania, w roku 1947 skierowano tam w sumie 37,7% a w roku 1975 – 55,8% inwestycji. Rozpoczęto masowe zamykanie nieefektywnych kopalni i zwalnianie górników. **W latach 1980–1989 liczba brytyjskich kopalń zmniejszyła się z 211 do 86, zatrudnienie spadło z 224,8 tys. do 81,7 tys. osób. Produktywność wzrosła z 490,7 tony na zatrudnionego rocznie do 1040,4, czyli o 112%, podczas gdy w ponad dwukrotnie dłuższym okresie lat 1947–1980 wzrost produktywności wyniósł tylko 87%.** Jeszcze większe zwolnienia miały miejsce w ciągu pięciu lat poprzedzających prywatyzację w roku 1994. **W latach 1993–1994 zamknięto 32 z 51 kopalni działających pod koniec 1992 roku. W marcu 1994, zatrudnienie w całości British Coal wynosiło 18,9 tys. pracowników, z czego bezpośrednio przy wydobywaniu węgla pracowało 10,8 tys., a czynnych pozostało tylko 19 prywatnych kopalni głębinowych.**

#### Niemcy [1]

Przemysł wydobywczy w Niemczech skoncentrowany jest przede wszystkim w Zagłębiu Ruhry, gdzie w roku 1989 wydobywano 2/3 całości niemieckiego węgla. Mniejsze okręgi wydobywcze to Saara, Ibbebürchen i Akwizgran. Kryzys w niemieckim przemyśle węglowym rozpoczął się z całą siłą w początku lat 60., czyli mniej więcej w tym samym okresie co w Wielkiej Brytanii. Od tego czasu malało roczne wydobywanie węgla, zmniejszało się zatrudnienie i liczba czynnych kopalni. W rekordowym po wojnie roku 1957 wynosiło ono 133 mln ton, a w roku 1992 już tylko 56 mln ton. W tym samym okresie liczba zatrudnionych w górnictwie spadła z 600 tys. do 100 tys. Wydaje się jednak, że – inaczej niż w przypadku brytyjskim – nie jest możliwe podzielenie historii tej branży na wyraźne etapy. Przez cały czas jednak zarówno władze regionalne, jak i federalne próbowały dostosowywać swoją politykę wobec sektora węglowego do zmieniającej się sytuacji. Na początku zarówno władze landów (w przypadku Zagłębia Ruhry – Północnej Nadrenii Westfalii), jak i federalne prowadziły politykę protekcyjną, zmierzającą do zachowania dominującej roli przemysłów tradycyjnych w regionie, przy ich jednoczesnej modernizacji. Taka polityka miała doprowadzić do szybszego wzrostu produktywności w regionie, tak aby mógł on dorównać reszcie kraju. Polityka ta jednak nie wytrzymała próby czasu. Po jej załamaniu w roku 1968 opracowano kompleksowy plan restrukturyzacyjny, w który zaangażowały się zarówno władze lokalne, jak i federalne. Program

[1] Informacje zawarte w tej części pochodzą z następujących źródeł: Jałowiecki (1993), Linkier (1995), Raport IMC (1998).

ten przewidywał połączenie działań stricte ekonomicznych (dostosowanie wielkości produkcji do kurczących się potrzeb), strukturalnych (koncentracja produkcji w regionach najbardziej opłacalnych) i społecznych (ochrona socjalna i przekwalifikowanie górników) oraz przestrzennych.

W roku 1969 powołano specjalną instytucję Ruhrkohle AG (RAG). Ta organizacja skupiała 27 przedsiębiorstw górniczych, jej podstawowymi celami było: dystrybucja subwencji publicznych pozwalających na uspołecznienie strat poszczególnych kopalni oraz zapewnienie zbytu na produkowany węgiel – uczyniono to poprzez zawarcie długoterminowych kontraktów z elektrowniami i hutnictwem, które zobowiązywały się do zakupu z góry określonych ilości węgla po cenach światowych. Politykę taką popierał rząd, uzasadniając to (podobnie jak w Wielkiej Brytanii) koniecznością zachowania własnych strategicznych zasobów energetycznych. Ustalono nawet udział węgla kamiennego w produkcji energii na 1/3.

Różnicę pomiędzy kosztami wydobycia i cenami zakupu pokrywali podatnicy w postaci tzw. "Kokskohlhilfe", która dotyczyła dofinansowywania zakupu niemieckiego węgla przez huty oraz "Kohlenpfennig" ("górnicy grosz") za pomocą którego wspierany był zakup węgla przez elektrownie. Począwszy od roku 1987 opłata ta wynosi 4,5% narzutu na rachunki elektryczne płacone przez konsumentów. Jak wykazywały przeprowadzane w Niemczech sondaże podatnicy zgadzali się ponosić koszty "spokoju społecznego". W tym czasie jednak, przemysł wydobywczy, ze względu na stały spadek popytu zmuszony był cały czas stopniowo ograniczać wydobycie, a co za tym idzie zatrudnienie. Prowadzono jednocześnie bardzo aktywną politykę socjalną wobec górników. W latach 70. i na początku lat 80. nie wypuszczono na rynek pracy ani jednego bezrobotnego górnika. Mimo wszystkich tych zabiegów, proces restrukturyzacji węgla kamiennego nie obył się bez protestów górniczych, których największe nasilenie przypadało na koniec lat 80.

Na początku lat 90. rząd niemiecki stanął przed kolejnymi poważnymi problemami. Komisja Europejska, zgodnie z zapisami Traktatu Rzymskiego, jak i z polityką prowadzoną wobec innych państw nasiliła swoje naciski w celu ograniczenia publicznej pomocy dla górnictwa. Komisja uzależniła zatwierdzenie tej pomocy od przedstawienia przez rząd niemiecki kompleksowego planu restrukturyzacji branży. Konieczność zmniejszenia dotacji płynącej z "Kohlenpfennig" zmusiła rząd do zamknięcia najbardziej nierentownych kopalń.

Dodatkowym problemem była przedstawiona przez powołaną przez rząd tzw. Komisję Mikata prognoza popytu rynkowego na węgiel do roku 2005. Przewidywano spadek produkcji węgla do 35 mln. ton. Oznaczało to konieczność przeprowadzenia w latach 90. bardziej radykalnego programu restrukturyzacyjnego.

Same zapowiedzi koniecznych zwolnień wywołały jednak protesty związków zawodowych. Związek IG Bergbau

und Energie zorganizował w 1991 roku akcje protestacyjne. W osiągniętym ostatecznie porozumieniu, zwanym Koncepcją Węglową 2005, podpisanym w końcu 1991 roku przez rządu krajowe i federalny, związki, producentów węgla i konsumentów, ustalono gwarantowany zbyt węgla w roku 2000 na poziomie 50 mln ton. Postanowiono też zmniejszyć liczbę czynnych kopalni z 26 do 17 i zmniejszenie zatrudnienia o około 40 tys. osób (ze 130 tys. osób). Komisja Europejska zatwierdziła ten plan, zastrzegając jednak, iż dawać wolno jedynie kopalnie o cenie produkcji węgla mniejszej niż 110 ECU za tonę, podczas gdy przeciętny koszt produkcji węgla w kopalniach niemieckich wynosił 137 ECU za tonę.

W roku 1993 wystąpił kolejny kryzys spowodowany żądaniem renegeacji długoterminowych umów przez huty, których udział w rynku zaczął znacznie spadać. Zrewidowano umowę, przewidziano nowe dotacje oraz obniżenie cen zbytu przez RAG w latach 1994–1997 o 30 DEM za tonę. Jednocześnie spółka zapowiedziała zwolnienie kolejnych 6 tys. pracowników. By nie dopuścić do nadmiernych zwolnień, związki zobowiązały się do przeprowadzenia określonej liczby bezpłatnych zmian, co pozwoliło ograniczyć koszt płać o około 3%.

Kolejnym ciosem dla niemieckiego górnictwa było uznanie w 1994 roku systemu dopłat "Kohlenpfennig" przez trybunał konstytucyjny za nielegalne. Od roku 1995 "grosz górniczy" musi być pobierany z podatków. Doprowadziło to do podniesienia podatków federalnych. W związku z tym rząd postanowił również ograniczyć znacznie dotacje. Oznaczało to, iż przedsiębiorstwa górnicze w celu sprostania konkurencji z importu musiały znacznie obniżyć koszty produkcji.

W roku 1995 upłynęła ważność "Kontraktu Stulecia", czyli długoterminowej umowy o dostawach pomiędzy niemieckimi producentami węgla i elektrowniami. Elektrownie domagały się prawa do większego importu węgla, dodatkowo Unia Europejska wzywała do ograniczenia jego wydobycia w Niemczech. Zarówno RAG, jak i Saarberg, czyli dwa największe niemieckie koncerny górnicze musiały rozpocząć import węgla, aby wywiązać się z kontraktów zawartych w elektrowniami i hutami. Ponadto, RAG zaangażował się w inwestycje w przemysł węglowy w Ameryce Północnej i Południowej.

Pojawiające się w połowie lat 90. zapowiedzi dalszych redukcji dotacji do przemysłu węglowego i będących tego konsekwencją zwolnień oraz dalszego ograniczenia produkcji spowodowały nową falę protestów górniczych. W lutym 1997 na ulice miast Zagłębia Ruhry wyszło 100 tys. osób. Na wiosnę przeprowadzono pikietę budynków rządowych w Bonn i rozpoczęto akcję strajkową w kopalniach. Efektem tych wydarzeń, była rezygnacja z planowanego zamknięcia 19 kopalń (do zamknięcia przeznaczono tylko 1). Zapowiedziano likwidację miejsc pracy tylko poprzez program wcześniejszych emerytur i przeszkoleń w innych zawodach. Planowane cięcia w dota-

cjach zmniejszono i odłożono w czasie. Mimo to planuje się zlikwidowanie w tym czasie 48 tys. miejsc pracy i ograniczenie zdolności wydobywczych poprzez łączenie zakładów. Planuje się pozostawienie w roku 2005 jedynie 10–11 kopalni o łącznej zdolności wydobywczej nie większej niż 30 mln ton.

## 2.2.2. Aspekt techniczny i finansowy restrukturyzacji

Punktem wyjścia do tej części analizy będzie tabela 2, w której przedstawiono dane dotyczące dotacji do przemysłu węglowego w Niemczech i w Wielkiej Brytanii w latach 1985–1986 i 1992–1995.

Oddaje ona do pewnego stopnia skalę finansowego problemu jakim jest restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego. Ilustruje ona również wyraźną w obu krajach różnicę w podejściu do tego problemu oraz różnicę w kosztach "budżetowych" w zależności od zastosowanej metody.

### Wielka Brytania

Od połowy lat 80. [2] podstawowym celem restrukturyzacji w wydaniu brytyjskim było doprowadzenie do ekonomicznej efektywności górnictwa. Podstawą decyzji o zamknięciu, lub ograniczeniu produkcji danej kopalni była ocena jej ekonomicznej żywotności, która przynajmniej podczas drugiej "akcji masowego zamykania" z roku 1993, została przeprowadzona na zamówienie rządu przez niezależnych ekspertów amerykańskich.

Podczas oceny żywotności ekonomicznej kopalni brano pod uwagę dwa najważniejsze kryteria. Po pierwsze, żadna kopalnia nie może efektywnie działać na rynku jeśli rynek zbytu na jej towary jest niewystarczający i to niezależnie od ponoszonych kosztów produkcji, w przypadku wystarczającego rynku, koszty produkcji muszą być niższe od aktualnych cen rynkowych.

Po drugie, wzrost wydajności nie jest wystarczającą przesłanką do utrzymania się górnictwa w danym kraju,

szczególnie na rynku światowym, jeśli wydajność ta, jest cztero- lub nawet pięciokrotnie mniejsza od osiągniętej przez kopalnie afrykańskie, amerykańskie, czy australijskie. Innym bardzo ważnym czynnikiem, który decydował o przeznaczeniu danej kopalni do zamknięcia były wielkość i jakość znajdujących się w niej zasobów węgla. W przypadku gdy dwie kopalnie znajdowały się w bliskiej odległości od siebie, sprawdzano także dostępność złoża danej kopalni z kopalni sąsiedniej. Gdy występowała taka możliwość podejmowano decyzje o połączeniu i likwidacji jednej kopalni jako odrębnego podmiotu gospodarczego.

Dzięki takiemu podejściu do restrukturyzacji, można było po upływie 8 lat (1986–1994), praktycznie wycofać się z bezpośredniego dotowania wydobycia węgla i zdecydować się na całkowite sprywatyzowanie górnictwa węglowego.

Oczywiście podczas procesu restrukturyzacji brano również pod uwagę względy społeczne, jednak ich wpływ na bezpośrednie decyzje dotyczące zamknięcia kolejnych kopalni był ograniczony. Na przykład po strajku górniczym w latach 1984–1985 uzgodniono zrewidowany program zamykania kopalni. Dyrektorzy regionalnych grup BC (British Coal) organizowali spotkania z lokalnymi liderami związkowymi, podczas których ustalali wydajność poszczególnych kopalni. Jeśli dana kopalnia nie osiągała założonych wyników dyrektor mógł je zrewidować, bądź podjąć decyzję o zamknięciu kopalni. Związki mogły złożyć od tej decyzji apelację, w ostateczności jednak BC nie musiało wziąć pod uwagę opinii eksperta badającego daną sprawę. Rozpoczynanie procedury apelacyjnej nie leżało jednak w interesie samych górników, w związku z tym najczęściej po zorganizowaniu referendum wśród załogi związku godziły się na zamknięcie kopalni. Sytuację taką tworzyło prawo, które nie zobowiązywało BC do wydobywania węgla z wciąż czynnych kopalni, a jedynie do zachowywania ich w stanie gotowości, a to oznaczało iż górnicy otrzymywali jedynie pensje podstawowe. Rekompensatę z tytułu zwolnień grupowych obliczano natomiast na podstawie zarobków z 13 tygodni poprzedzających zwolnienie, w związku z tym w interes górników nakazywał im maksymalnie

Tabela 2. Dotacje dla górnictwa w Niemczech i w Wielkiej Brytanii w latach 1986 i 1992–1993

	Bezpośrednie dotacje do produkcji bieżącej (mln ECU)	Dotacje na cele socjalne i restrukturyzację (mln ECU)	Bezpośrednie dotacje na tonę wydobywanego węgla (ECU/ton)	Dotacje socjalne i restrukturyzacyjne na zatrudnionego (ECU/osobę)
Niemcy 1986 1992–1993	3077,6 (1986) 4462,6 (1993)	- 3832,7 (1992)	35,6 (1986) 69,5 (1993)	- 33327,9 (1992)
Wielka Brytania 1985–1986 1994–1995	460,0 (1986) 1,9 (1993)	1796,4 (1985–1986) 327,0 (1994–1995)	4,4 (1986) 0,0 (1993)	13017,4 (1985–1986) 46714,3 (1985–1986)

Źródło: Za Raportem IMC 1998: Komisja Europejska, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, British Coal Corporation Annual Reports and Accounts, Eurostat; obliczenia własne

[2] Ze względu na znaczne podobieństwa do opisanej poniżej strategii niemieckiej, nie będę umieszczał opisu strategii restrukturyzacji górnictwa brytyjskiego w latach poprzedzających nadejście rządu Pani premier Margaret Thatcher na początku lat 80.



skracać okres pomiędzy zakończeniem wydobycia i zamknięciem kopalni.

Proces stopniowego zamykania kopalń trwał więc nieprzerwanie i w miarę spokojnie przez cały okres 1985–1993, kiedy to ogłoszono chęć natychmiastowego zamknięcia ponad połowy czynnych kopalń w celu przygotowania branży do prywatyzacji. Wiadomość ta zbiegła się w czasie z trwającą recesją i wywołała silne protesty górnicze. Mimo akcji związkowej, rząd przekonał parlament do dania BC prawa do samodzielnego decydowania o zamykaniu kopalni. Jednak by zapobiec likwidacji nadmiernej liczby kopalń, rząd zaferował "rozsądną" dotację właścicielowi kopalni, która BC zdecydowało się zamknąć, jeśli ten znajdzie dla niej rynek zbytu. Ponadto niektóre kopalnie zostały jedynie "zamrożone", to znaczy utrzymywano je w gotowości do ruchu, tak by umożliwić przejęcie ich w dzierżawę ewentualnemu prywatnemu właścicielowi.

Wydaje się, iż w tym miejscu należy zwrócić uwagę na jedną z podstawowych przyczyn, dla których rząd brytyjski zmuszony był do tak szybkiego i "bezwarunkowego" procesu restrukturyzacji. Otóż w roku 1988 sprywatyzowano brytyjską branżę energetyczną. Prywatna korporacja ESI (Electricity Supply Industry) kupowała ponad 80% węgla wydobywanego przez BC. Jako firma prywatna, ESI zażądała na przełomie lat 80. i 90. prawa do wolnego importu tańszego węgla z rynków światowych. Spowodowało to znaczne skurczenie rynku zbytu, które musiało doprowadzić do kolejnych ograniczeń wydobycia.

Podstawowym kosztem restrukturyzacji górnictwa w Anglii z punktu widzenia podatnika były, co dobrze ilustruje tabela 2, dotacje na cele restrukturyzacyjne i socjalne. W sumie w latach 1985–1995 wydano na te cele około 10,5 mld ECU zarówno z budżetu krajowego, jak i w niewielkim stopniu ze środków Unii Europejskiej. Dodatkowym kosztem była dotacja do działalności BCE (British Coal Enterprise), jednoosobowej spółki skarbu państwa, która została powołana specjalnie w celu wspomaganie regionów, w których zamykano kopalnie. Chociaż prócz szeroko zakrojonej pomocy dla terenów pogórnich, BCE zajmowała się również działalnością stricte komercyjną (jak na przykład sprzedaż usług swoich ekspertów w kraju i za granicą), to jednak w sumie w całym okresie 1985–1995 poniosła ona stratę w wysokości 235,7 mln ECU. Strata ta została pokryta z dotacji rządowych.

### Niemcy

Zupełnie inną strategię restrukturyzacji przyjęto od samego początku w Niemczech i jak ilustruje tabela 2 wpłynęło to znacząco zarówno na strukturę, jak i wysokość publicznych wydatków na górnictwo w ostatnim dziesięcioleciu.

Za rozpoczęcie procesu restrukturyzacji górnictwa w Niemczech uznać można utworzenie w roku 1969 Ruhrkohle AG. RAG zamknęło część nieefektywnych kopalń oraz poczyniło niezbędne modernizacje, co rzeczywiście poprawiło efektywność branży. Nie było jednak w stanie

przeprowadzić płynnie procesu redukcji zatrudnienia bez dotacji rządowych. W związku z tym w latach 1981–1991 na zamykanie kopalń i realizację przez koncern programów socjalnych wydano w sumie z państwowej kasy około 5,2 mld ECU.

Za proces zwalniania górników z kopalń odpowiedzialny jest obecny w każdym zakładzie dyrektor ds. socjalnych. Utworzenie tej funkcji było zgodne z żądaniem związku zawodowego IGBE. Kolejnym wymaganiem, stawianym zresztą w Niemczech przed każdym pracodawcą, jest uzgodnienie z istniejącą w zakładzie reprezentacją pracowniczą planu socjalnego, który ma złagodzić skutki ewentualnych zwolnień. Jeśli porozumienie nie jest zawarte wymagana jest mediacja niezależnej organizacji. Jak do tej pory w kopalniach niemieckich realizowane są plany socjalne wynegocjowane przez pracodawców i pracowników. Oczywiście, podobnie jak w przypadku brytyjskim, obowiązują rekompensaty finansowe dla zwalnianych górników oraz w przypadku zwolnień grupowych stosowana jest tzw. metoda zastępowania – miejsca zwolnionych starszych pracowników zajmują młodszy. Stosowane były również, w porozumieniu ze związkami zawodowymi, metody obniżania wynagrodzeń ("częściowej pracy za darmo") w celu zachowania miejsc pracy.

Jak można się tego było spodziewać, wprowadzenie powyższych obwarowań proceduralnych i prawnych oraz wspomniane wyżej traktowanie górnictwa przez rząd niemiecki jako branży strategicznej spowalniało, a wskutek tego podwyższało koszty restrukturyzacji tej branży w Niemczech.

W roku 1997 dokonano dalszej konsolidacji górnictwa, doprowadzając do wykupienia przez Ruhrkohle AG przedsiębiorstwa Saarbergwerke za symboliczną jedną markę. Najprawdopodobniej celem tego zabiegu było umożliwienie większej niż dotychczas internalizacji strat, to znaczy pokrywania strat kopalni mniej wydajnych z zysków kopalni opłacalnych ekonomicznie. Konsolidacja miała też doprowadzić do powiększenia kapitału inwestycyjnego koncernów górniczych.

Obok konsolidacji branży górniczej, kolejnym elementem strategii restrukturyzacyjnej jest dywersyfikacja działalności koncernu. Koncern ten zaczął angażować się w inwestycje zagraniczne w górnictwie oraz zajmować się importem oraz obrotem węglem na terenie Niemiec. Nowe obszary działania RAG wykraczają nawet poza górnictwo. Tworzy on nowe podległe firmy działające w branżach elektroenergetycznej, chemicznej, zagospodarowywaniu odpadów, produkcji maszyn, a nawet rynku nieruchomości. Jednak z powodu ogromnej deficytowości górnictwa strategia ta nie mogłaby się powieść bez ogromnego wsparcia ze wewnętrznego, ze strony rządu federalnego i krajowego.

Jednymi z większych wydatków, ponoszonych przez niemieckiego podatnika na rzecz utrzymania produkcji węgla kamiennego, są wspomniane już w części historycznej porozumienia z hutami (tzw. Hüttenvertrag) oraz

dotacja do węgla ciepłowniczego i przeznaczonego dla elektrowni (tzw. Kohlenphennig). I tak na przykład, na początku lat 90. z samego tylko "Kohlenphennig" uzyskiwano około 2,75 mld ECU rocznie, a przewidywane na lata 1995–1997 wydatki w ramach Hüttenvertrag miały wynieść około 1,44 mld ECU rocznie. Do tego należy jeszcze dodać bezpośrednie finansowanie produkcji bieżącej, którego poziom w latach 1990–1993 oscylował w okolicy 4,5 mld ECU rocznie.

Dalsze plany na przyszłość przewidują zredukowanie poziomu zatrudnienia w górnictwie do około 42 tys. osób w roku 2005. Szacuje się, iż wówczas bezpośrednio dotacje dla górnictwa pochłaniać będą około 2,5 mld ECU rocznie.

### 2.2.3. Regionalne otoczenie instytucjonalne

Kolejnym zagadnieniem wartym porównania w obu tych krajach jest instytucjonalne otoczenie procesów restrukturyzacyjnych. Jednak w tym celu oddalę się trochę od reformy górnictwa i przytoczę również przykłady instytucji wspierających restrukturyzację na innych terenach, których dotyczył problem głębokiej dezindustrializacji. W części tej chciałbym przede wszystkim zwrócić uwagę na diametralne różnice w filozofii przeprowadzania procesów restrukturyzacyjnych w obu krajach i wynikającej z niej różnicy w strukturze organizacyjnej instytucji wspierających restrukturyzację w obu krajach. Różnica ta wydaje się dość paradoksalna. Otóż w postrzeganej jako superliberalnej i konserwatywnej thatcherowskiej Wielkiej Brytanii powstały instytucje znacznie bardziej powiązane i zależne od rządu centralnego w Londynie, niż w chadecko-socjaldemokratycznych Niemczech. Instytucje brytyjskie, działające jako agencje rządowe, posiadały swój własny i to znaczny budżet i szeroko rozbudowane uprawnienia decyzyjne, co nieraz prowadziło do konfliktów z władzami lokalnymi, szczególnie gdy te zdominowane były przez laburzystów. Instytucje niemieckie miały formę inicjatyw, czy też "workshopów" z szerokim zakresem celów i miały służyć koordynacji działań wszystkich zainteresowanych. Ich działanie nie polegało na finansowaniu poszczególnych projektów, miały one je opiniować i pomagać w ich przygotowywaniu, a finansowanie miało pochodzić z innych istniejących już źródeł publicznych, czy też prywatnych.

#### Wielka Brytania

Zwyczajem angielskim jest powoływanie specjalnych, zadaniowych agencji – tak też postąpiono w przypadku restrukturyzacji górnictwa. W połowie lat 80. powołano do życia BCE (British Coal Enterprise), które miało formę jednoosobowej spółki skarbu państwa. Podstawowym celem działania tej organizacji było wspieranie rozwoju przedsiębiorczości na terenach pogórnich. Podstawowymi formami jej działania było: finansowanie tworzenia firm, zagospodarowywanie przestrzeni i inkubatury, wspieranie lokalnych agencji rozwoju przedsiębiorczości, pomoc zwal-

nianym górnikom w znajdowaniu zatrudnienia i to zarówno na miejscu, jak i poza regionem oraz szkolenia i kursy przekwalifikowujące. Zadania swoje agencja realizowała dzięki kredytom i dotacjom od rządu.

W ramach pomocy finansowej w zakładaniu firm BCE oferowało przedsiębiorcom kredyt w wysokości nie większej niż 25% całej inwestycji. Wsparcie to było pomyślane w taki sposób, aby nie zastępować komercyjnych źródeł finansowania, a jedynie je uzupełniać, tam gdzie było to konieczne. W związku z tym na jednego funta zainwestowanego przez BCE przypadało 7 włożonych przez prywatnych inwestorów. Działo się tak, ponieważ dobra opinia wystawiona danej inwestycji przez BCE znacznie ułatwiała dostęp do innych źródeł finansowania. Podstawową formą działania BCE w ramach zagospodarowania przestrzennego było świadome inwestowanie w tzw. parki przemysłowe na terenach pokopalnianych. Do roku 1995 zbudowano 15 takich ośrodków, które znacznie ułatwiały rozwój drobnym przedsiębiorcom – co zwiększało ich możliwości jako pracodawców. Po pomoc, głównie finansową, do BCE mogły się również zwracać lokalne agencje rozwoju działające na terenach pogórnich. Ich podstawowym celem była pomoc małym przedsiębiorstwom, szczególnie w zakresie doradztwa i dostarczania pomieszczeń biurowych.

Jeśli chodzi o skutki działania BCE, to szacuje się, iż przyczyniła się ona w jakimś stopniu do stworzenia w latach 1985–1995 około 38 tys. miejsc pracy w regionach pogórnich. Szacunki różnych instytucji wskazują, iż jedno miejsce pracy stworzone dzięki inwestycjom BCE kosztowało około 5–8 tys. ECU. Należy dodać, iż 60% miejsc pracy, stworzonych dzięki BCE, powstało w firmach nowych.

Kolejną instytucją, a właściwie serią instytucji działających w Wielkiej Brytanii były tzw. Urban Development Corporations (UDC). Terenem ich działania były wielkie miasta przeżywające trudne czasy na skutek upadku wielkich zakładów przemysłowych. Działały one między innymi w Liverpoolu, Bristolu, Sheffield, Leeds, Manchesterze i nawet Londynie. Podstawowym celem tych korporacji była regeneracja upadających ośrodków miejskich. Były one agendami powołanymi w jednym konkretnym celu i po jego spełnieniu miały zostać rozwiązane (na przykład korporacja Trafford Park, działająca w Manchesterze zakończyła działalność w roku 1997). Podstawowym celem UDC było przyciąganie prywatnego kapitału na teren ich działania przez tworzenie warunków odpowiednich do inwestowania.

Zarządy UDC były wybierane w większości przypadków przez brytyjskie "ministerstwo środowiska" (Secretary of State for Environment). Składały się one głównie z biznesmenów, w szczególności zajmujących się rozwojem rynku nieruchomości. Rozliczały się ze swojej działalności bezpośrednio przed odpowiednim ministrem.

Korporacje nie były kontrolowane przez władze lokalne, i wolne były od licznych ograniczeń, którym zwykle podlegają samorządy. Ich uprawnienia sięgały bardzo daleko: mogły one na przykład wydawać pozwolenia na lokalizację

inwestycji budowlanych na terenie ich działania (bez ubiegania się o pozwolenie lokalnych władz), mogły one nawet przejmować na swój użytek bezwarunkowo wszelkie tereny publiczne będące w sferze ich zainteresowania. Musiały one kooperować z lokalnymi władzami, aby ich działanie było maksymalnie efektywne, co więcej władze lokalne miały zagwarantowany jedno lub dwa miejsca w radach nadzorczych korporacji. Nieraz działanie korporacji nie było zgodne z intencjami władz lokalnych i dochodziło do konfliktów. Najczęściej jednak współpraca przebiegała bez zakłóceń.

Podstawowym źródłem finansowania działalności UDC były dotacje rządowe. Dysponowały one relatywnie dużymi funduszami. Na przykład w roku 1988–1989 budżet ich wynosił 259 mln funtów, podczas gdy budżety programów rozwoju miast realizowanych przez wszystkie samorządy lokalne w Wielkiej Brytanii wynosiły w 309 mln funtów.

Głównym rezultatem ich działania miało być przede wszystkim przyciągnięcie na tereny starych okręgów przemysłowych prywatnych inwestorów chcących zainwestować tam swoje pieniądze. I tak na przykład w ciągu dziesięciu lat swojej działalności w latach 1987–1997 TPDC (Trafford Park Development Corporation) przyciągnęła do Manchesteru 990 firm, które zainwestowały w sumie 1,7 mld funtów, a ilość stworzonych dzięki temu miejsc pracy szacuje się na 28,3 tysięcy. Prócz tego wybudowano kilkadziesiąt kilometrów autostrad, zrehabilitowano 192 hektary gruntów i wybudowano ponad 680 tys. metrów kwadratowych powierzchni biurowej, przekształcono upadające centrum przemysłowe w nowoczesny i atrakcyjny "park biznesu". Jak stwierdzili wspólnie Bill Morgan i Michael Shields – prezes rady nadzorczej i prezes zarządu korporacji – nie udało się zrealizować tych celów bez bardzo dobrej współpracy w władzami lokalnymi.

### Niemcy

Jak już wspominałem wyżej kształt niemieckich instytucji wspierających procesy dostosowawcze był zupełnie inny i wydaje mi się, iż oprócz innej filozofii restrukturyzacji było to ściśle związane z federacyjnym charakterem tego kraju, w którym rząd centralny z założenia odgrywa mniejszą rolę niż w Wielkiej Brytanii. Wydaje się też, iż inne tempo procesów restrukturyzacyjnych sprzyjało takiej, a nie innej formie organizacyjnej instytucji wspierających.

Jedną z takich inicjatyw było powołanie w roku 1985 tzw. ZIN (Zukunft Initiative), która była kontynuacją działającej wcześniej ZIM, czyli inicjatywy dla regionów węgla i stali. Celem nowej inicjatywy było "świadome i celowe postawienie na odpowiedzialność, zaangażowanie i samoorganizację regionu". W ramach tej polityki rząd krajowy wezwał "cały land" do opracowania projektów mających służyć rozwojowi regionu. Miały one być uchwalane na zasadzie konsensusu przez wszystkich zainteresowanych, czyli: władze gmin, izby przemysłowo-handlowe, związki zawodowe i szkoły wyższe. Projekty dotyczyły rozwoju inno-

wacji i technologii, szkolenia zawodowego dla pracobiorców, zabezpieczenia istniejących i stworzenia nowych miejsc pracy, rozbudowy infrastruktury oraz poprawy sytuacji ekologicznej i energetycznej.

Głównym celem była integracja polityki regionalnej, opracowywane projekty miały odnosić się do jak największej liczby dziedzin, tak by można je było finansować z budżetów kilku ministerstw rządu krajowego. Również w myśl zasady integracji nie pożyczano żadnych nowych środków, chodziło o lepsze wykorzystanie już istniejących rządowych programów.

Na początku lat 90. w ramach swojej działalności ZIN utworzył 15 regionów. Działały one na zasadzie dobrowolności, nie stały się więc kolejnym szczeblem władzy. Nie mają też właściwie żadnych praw terytorialnych, środków finansowych ani mocy decyzyjnych. Opracowują one jedynie projekty, które następnie są przekazywane do akceptacji władz regionalnych i od nich zyskują finansowanie lub są odrzucane.

W roku 1990, na prośbę rządu krajowego, regiony opracowały tzw. Regionalne Koncepcje Rozwoju (REK), które miały zawierać ocenę dotychczasowej polityki i aktualnego stanu regionu, nowe zasady rozwoju regionalnego oraz uporządkowanie istniejących projektów pod względem ich znaczenia dla przyszłości regionu. W roku 1993 rząd krajowy oświadczył, iż przyznając środki pomocowe pragnie postępować według koncepcji opracowanych przez REK.

Podstawowym problemem jaki wydawał się rysować przed projektem ZIN-REK były nieraz sprzeczne interesy "aktorów" mających opracowywać projekty. W związku z tym, niektórzy z nich odcinają się od realizowanych projektów, a w niektórych przypadkach nie dochodziło do zawarcia kompromisu w ogóle. Najprawdopodobniej jest to jednym z powodów, dla których część projektów wydaje się być słabo przygotowana. W związku z tym, w roku 1989, z 2 tys. przygotowanych przez regiony projektów tylko 318 uzyskało akceptację rządu federalnego.

Drugą ciekawą inicjatywą stworzoną w Zagłębiu Ruhry jest IBA, czyli Interenationale Bauaustellung. Program ten pomyślany został jako przykład sterowanego przez państwo rozwoju ekonomicznego, strukturalnego i społecznego starych regionów przemysłowych. IBA utworzona została jako międzynarodowa wystawa, to znaczy, że efekty realizowanych w ramach tego programu projektów są prezentowane szerokiej publiczności. W celu lepszego nadzoru nad projektami wchodzącymi w skład wystawy powołano do życia Przedsiębiorstwo Planowania "Emscher Park", które jest spółką skarbu państwa. Przedsiębiorstwem tym zarządza komitet, w skład którego wchodzi urzędnicy różnych ministerstw rządu Nadrenii Północnej Westfalii, przedstawiciele izb przemysłowych i handlowych, związków zawodowych, miast, spółek, stowarzyszeń zawodowych (np. architektów) etc. Zespołowi temu przewodniczy Minister Rozwoju Miast rządu Nadrenii. Działalność przedsiębiorstwa ma na celu koordynację projektów, zbieranie koniecznych ekspertyz

i kontrolowanie jakości wykonania konkretnych przedsięwzięć w ramach projektu.

Głównym celem IBA jest poprawa szeroko rozumianej infrastruktury na terenach objętych jej zasięgiem, to znaczy w pasie pomiędzy Dortmundem, a Duisburgiem. Projekty realizowane w ramach IBA nie były specjalnie finansowane. Zgłaszający projekty są odpowiedzialni za ich umocowanie prawne, finanse oraz codzienny nadzór nad wykonaniem. Przedsiębiorstwo może jedynie udzielić pomocy w formie konsultacji, szczególnie w początkowej fazie projektu. Jednak projekt, który wejdzie w skład programu jest szczególnie traktowany przez rząd podczas przyznawania funduszy z innych, istniejących już źródeł. Stosowana jest zasada, iż żaden projekt nie może być zrealizowany bez zgody władz odpowiedniego miasta.

Zaletą tego systemu jest to, iż prowadzi on do koordynacji lokalnych działań bez "decyzyjnej" interwencji władz centralnych. Istnieje oczywiście niebezpieczeństwo, iż w części gmin projekty nie będą mogły być z tego powodu zrealizowane, jednak akceptacja projektów związanych z tym programem daje władzom lokalnym szereg korzyści, które motywują je do współdziałania. Obecność na terenie gminy projektu zrealizowanego w ramach IBA ma duże znacznie prestiżowe. Dzięki ułatwieniom w dostępie do finansowania publicznego tych projektów wzbogaca się również budżet zainteresowanej gminy. W ramach realizacji programu powstało wiele nowoczesnych budynków biurowych i mieszkalnych, centrów rozrywki oraz parków rozwoju przedsiębiorczości.

### 2.3. Możliwość zastosowania doświadczeń niemieckich i/lub angielskich w Polsce

W końcu 1998 roku zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Polsce wynosiło 206,2 tys. osób. Wydobyte 116,7 mln ton. Od dziesięciu lat Polskie górnictwo przynosi coraz większe straty. W roku 1998 saldo należności i zobowiązań górnictwa przekroczyło 11 mld PLN, zobowiązania wobec ZUS sięgają już 3,6 mld PLN. Dzieje się tak, pomimo kilku programów naprawczych opracowywanych przez wszystkie kolejne rządy, począwszy od gabinetu Hanny Suchockiej, w roku 1993. W tej chwili realizowany jest kolejny plan restrukturyzacyjny. Jego celem jest zmniejszenie zatrudnienia w górnictwie do roku 2005 do 105 tys. osób oraz redukcja wydobywania do ok. 90 mln ton. Jednak ostatnie wydarzenia w górnictwie (maj 1999), to znaczy brak pieniędzy na górnicze odprawy, konieczność przestojów w kopalniach z powodu znacznie obniżonego popytu oraz coraz mniej opłacalny eksport nie wróżą dobrze powodzeniu tego programu. Najprawdopodobniej jego podstawowe założenia, szczególnie te dotyczące wielkości krajowego popytu na wę-

giel i możliwości osiągnięcia zysku, będą musiały zostać zrewidowane.

W opracowaniu przedstawiłem dwie możliwe drogi restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego. Droga niemiecka była, a właściwie wciąż jest powolna, przez wiele lat unikano większych zwolnień, popyt na węgiel (przynajmniej do początku lat 90.) był odgórnie ustalony poprzez popierane i inicjowane przez państwo długoterminowe umowy z elektrowniami i hutami. Różnicę w cenach zbytu i kosztach produkcji pokrywał niebagatelnymi sumami niemiecki podatnik. Droga angielska była podobna w latach 60. i 70. Potem nastąpiły szybkie przemiany wymuszone poprzez poddanie górnictwa prawom rynku. W przeciwieństwie do Niemiec nie obyło się bez poważnych zaburzeń społecznych, lecz być może dzięki temu o restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w tym kraju można już mówić w czasie przeszłym. Bezrobocie na "angielskich polach węglowych" nie odbiega już od średniej w kraju, a pracujące kopanie są prywatne i zyskowne.

Wydaje się, iż Polska jest obecnie, pod względem zaawansowania procesów strukturalnych w górnictwie, na etapie Niemiec i Wielkiej Brytanii z przełomu lat 70. i 80. Polskie władze muszą zdecydować się na wybór metody restrukturyzacji sektora.

Zdecydowanie w kierunku rozwiązania brytyjskiego kieruje nas zasobność kieszeni polskiego podatnika. Polskiej gospodarki, która winna rozwijać się w tempie znacznie szybszym niż goniona przez nas Unia Europejska, nie stać na długoterminowe pokrywanie strat ponoszonych przez górnictwo. W biednym kraju, takim jakim niewątpliwie jeszcze jest Polska, oznacza to stałe kłopoty budżetowe, co z kolei przyczynia się do niedofinansowania innych dziedzin, których utrzymanie należy do immanentnych funkcji każdego państwa, na przykład bezpieczeństwa, ochrony zdrowia, oświaty itp. Z punktu widzenia czysto egalitarnego nie jest również właściwe, aby niepłacone zobowiązania podatkowe jednej, choćby najsilniejszej politycznie branży, pokrywane były z kieszeni innych podatników (taka właśnie sytuacja powstała przy okazji ostatnich podwyżek podatku akcyzowego na paliwa płynne w Polsce).

Należy dodatkowo podkreślić, iż w dłuższym okresie utrzymywanie nierentownej branży, która nie ma już możliwości rozwoju, musi odbywać się kosztem niedoinwestowania bardziej nowoczesnych i przyszłościowych gałęzi przemysłu i usług – co prowadzi do spowolnienia rozwoju gospodarczego na skutek nieefektywnej alokacji zasobów. Po drugie, w dłuższym okresie prowadzi to do swoistego niedorozwoju siły roboczej, który polega zarówno na jej ogólnym niedokształceniu, jak również na nieadekwatności jej wykształcenia. Kształcenie ślusarza, górnik, czy operatora koparki jest najprawdopodobniej równie drogie i długotrwałe jak nauka obsługi komputera osobistego. Jednak w pierwszym przypadku istnieje duże prawdopodobieństwo wykształcenia bezrobotnego lub pracownika nierentownej branży, który zamiast wytwarzać dobra i płacić podatki będzie szukał pomocy społecznej.

Abstrahując od zagadnień ekonomicznych Unia Europejska, podobnie jak to miało miejsce w przypadku Niemiec, nie będzie spokojnie przyglądała się dotacjom dla nierentownych branż, nawet zawołanym, w postaci nie płaconych podatków i składek ZUS. Poza przyczynami politycznymi, dotacje takie są po prostu niezgodne z Traktatem Rzymskim.

W polskiej sytuacji konieczne jest również zaprojektowanie otoczenia instytucjonalnego znacznie bliższego rozwiązaniom brytyjskim niż niemieckim. Polskie instytucje samorządowe, związkowe i organizacje pracodawców nie są jeszcze rozwinięte na tyle, aby móc wspólnie zaprojektować, a następnie

przeprowadzić skuteczne programy regionalnego rozwoju. Wydaje się, że wciąż brakuje im wzajemnego zrozumienia swoich racji, a nawet skutecznego rozpoznania zaistniałej sytuacji. Wskazują na to choćby wypowiedzi związkowców sugerujące, iż Polska może jeszcze przez wiele lat wydobywać węgiel, "bo przecież go starczy", że polskie górnictwo "jest zażywane" przez import. Mało kto w gronie związkowców zastanawia się nad tym, iż podobnie jak to miało miejsce w Wielkiej Brytanii, polskie huty i elektrownie mogą po prostu za kilka lat przestać kupować polski drogi węgiel. Wtedy jednak będzie już za późno na przeprowadzenia jakiegokolwiek "kontrolowanego" procesu restrukturyzacji polskich kopalń.

## Bibliografia

Bade, F.J., Kunzmann K.R.(1991). "Deindustrialization and Regional Development in the Federal Republic of Germany" [in:] Rodwin L., Sazanami H. "Industrial Change and Regional Economic Transformation". Harper Collins Academic, London.

Bennett, R., Krebs G. (1994). "Local Economic Development Partnership. An Analysis of Policy Networks in EC-Leada Local Employment Development Strategies". Regional Studies vol 28.2, s.119-140

Carmona-Schneider, J. Löckener (1993). "Zregionalizowana Polityka Strukturalna w Północnej Nadrenii Westfalii. Podstawy, Oceny, Metody". Isa-Consult Bochum.

Couto, R. (1990). "Regional Development Within National Industrial Policies: An Analysis of the British Coal Industry". Growth and Change, Fall, s. 51-67

Danielzyk, R., Wood, G. (1993). "Restructuring Old Industrial and Inner Urban Areas: A contrastive Analysis of State Policies in Great Britain and Germany". European Planning Studies, Vol 1, No.2.

"Doświadczenia Unii Europejskiej w Zakresie Restruktu-

ryzacji Górnictwa". Raport IMC Economic Consultants kwiecień 1998.

Górzyński, M. (1999). "Analiza, Ocena i Perspektywa Procesów Restrukturyzacyjnych w Sektorze Górnictwa Węgla Kamiennego". CASE (Centrum Analiz Społeczno Ekonomicznych) mimeo.

Jałowicki, B. (1993). "Polityka Restrukturyzacji Regionów - Doświadczenia Europejskie". EUROREG, Warszawa.

Lienkier, H. (1995). "Dynamiczny Rozwój Potencjału w Okręgu Ruhry". Instytut GEWOS, Bochum, Materiały z konferencji "Restrukturyzacja Regionów Przemysłowych" Akademia Ekonomiczna im. Karola Adameckiego 10-11 V 1995.

"Podsumowanie. Niezależna Analiza 21 Kopalni Przeznaczonych do Zamknięcia. Brytyjska Korporacja Węglowa, Wielka Brytania" Przyg. John T. Boyd Company Pittsburgh USA, styczeń 1993.

Untied, G., Schütt, C. (1998). "Restructuring Old Industrial Regions" Results and Conclusions for Regional Sectoral Policies from National and International Experience". Materiał niepublikowany przygotowany na konferencję CASE "Tworzenie Nowych Miejsc Pracy i Restrukturyzacja Ekonomiczna w Polsce". Warszawa, 23-24 października 1998.

Andrzej Cylwik

## Rozdział 3.

# Charakterystyka rozwoju gazownictwa polskiego w latach 1970–1998

### 3.1. Charakterystyka sektora – wprowadzenie historyczne

Początki polskiego i światowego gazownictwa sięgają połowy XIX wieku – pierwsze gazownie miejskie powstały w Warszawie i Krakowie w roku 1856. W wieku XX na ziemiach polskich, zarówno w okresie zaborów, jak i po odzyskaniu niepodległości rozwijało się wydobycie gazu ziemnego. W roku 1937 oddano do eksploatacji strategiczny gazociąg przesyłowy z Zagłębia Wschodniego do Centralnego Okręgu Przemysłowego.

Bezpośrednio po zakończeniu wojny rozpoczęto budowę gazociągu ze Stryja do Warszawy. Nastąpił także znaczny wzrost produkcji gazu koksowniczego, który zużywano głównie na Dolnym i Górnym Śląsku, a nawet przesyłano do

Warszawy. Mimo odkrycia nowych złóż gazu ziemnego na Podkarpaciu wydobycie krajowe rosło stosunkowo powoli. W 1960 roku zużyto w Polsce tylko 1,8 mld m<sup>3</sup> gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), w tym:

- 0,75 mld m<sup>3</sup> gazu koksowniczego,
- 0,35 mld m<sup>3</sup> gazu miejskiego produkowanego w lokalnych gazowniach,
- 0,70 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, głównie z wydobycia krajowego.

W latach 60. i 70. odkryto złoża ropy i gazu ziemnego na Nizinie Wielkopolskiej. Był to w większości gaz niskokaloryczny z domieszką azotu. W latach 70. i 80. powstała w zachodniej Polsce sieć gazociągów transportujących ten rodzaj gazu. Nowe odkrycia, ich eksploatacja i rozwój sieci (w roku 1960 jej długość wynosiła tylko 11,7 tys. km, w tym 2,9 tys. km gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia)

Tabela 1. Charakterystyka zmian w gazownictwie polskim w latach 1970–1998

Zmienna	Miara	Lata							
		1970	1975	1980	1985	1989	1990	1995	1998
1. Źródła zaopatrzenia w gaz:	mld m <sup>3</sup>								
a) Wydobycie krajowe		5,0	5,4	5,0	4,8	4,0	2,7	3,6	3,7
b) Import		0,9	2,3	4,9	5,6	7,0	7,8	5,8	7,6
c) Koksownie i gazownie		1,7	1,6	1,7	1,3	1,1	0,9	0,1	-
2. Zużycie gazu przez:	mld m <sup>3</sup>	7,7	9,3	11,5	11,7	12,1	11,2	10,5	11,3
a) Gospodarstwa domowe		1,4	1,7	2,9	3,8	4,5	4,8	5,3	5,7
b) Przemysł		6,3	7,6	8,6	7,9	7,6	6,4	5,2	5,6
3. Krajowa sieć gazowa:	tys. km								
a) Dystrybucyjna		13,6	16,9	22,4	30,0	41,2	45,8	79,5	90,0
b) Przesyłowa		7,0	9,0	11,3	12,5	14,1	14,5	16,6	17,3
4. Liczba gospodarstw domowych odbierających gaz	mln	2,1	3,1	4,0	4,9	5,5	5,7	6,3	6,5

Źródło: Informacje i publikacje PGNiG SA

umożliwiły istotny wzrost zużycia gazu ziemnego. Charakterystykę zmian zaszyły w latach 1970–1998 przedstawiono w tabeli I.

W analizowanym okresie wystąpiło kilka trendów i zależności:

1. Systematycznie rosło zapotrzebowanie na gaz ziemny z importu – już w połowie lat 80. stało się ono głównym źródłem zaspokajania przyrostu popytu krajowego. W badanym okresie wielkość importu zwiększyła się aż ośmiokrotnie.

2. Wydobycie z zasobów własnych rosło do roku 1978, w którym osiągnęło 6,6 mld m<sup>3</sup>. Następnie zaczęło spadać z powodu wyczerpania najbardziej wydajnych polskich złóż gazu ziemnego. Obecnie krajowe możliwości wydobywcze wynoszą około 4–4,5 mld m<sup>3</sup> i nie przewiduje się ich zwiększenia.

3. Ze względów ekologicznych i ekonomicznych nastąpiło całkowite wyeliminowanie gazu wytwarzanego w gazowniach miejskich – ostatnia z nich została zamknięta w 1998 r. Wytwarzanie i zużycie gazu koksowniczego ma wyłącznie znaczenie lokalne.

4. W badanym okresie systematycznie rozbudowywano sieć gazową, zwłaszcza dystrybucyjną, co umożliwiło ponad trzykrotne zwiększenie liczby gospodarstw domowych korzystających z gazu ziemnego. Ten blisko siedmiokrotny przyrost długości sieci przyniósł jednak tylko czterokrotny przyrost krajowej sprzedaży gazu dla ludności.

5. Po zmianie systemu gospodarczego nastąpił gwałtowny spadek zużycia gazu ziemnego w przemyśle (o 1,2 mld m<sup>3</sup> w roku 1990 i o 1,6 mld m<sup>3</sup> w 1991 r.). W tych samych latach, mimo okresowego kryzysu gospodarczego, rosła sprzedaż gazu dla gospodarstw domowych. Proporcja zużycia gazu przez przemysł i sektor komunalno-bytowy zmieniła się od 4,5:1 w roku 1970 do 1:1 w roku 1998. Zmiana ta była wynikiem bardziej racjonalnego wykorzystania energii przez przemysł oraz likwidacji ograniczeń w sprzedaży gazu dla ludności.

W uzupełnieniu powyższej charakterystyki należy zwrócić uwagę na następujące specyficzne uwarunkowania:

– Sektor gazowniczy, skoncentrowany w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie jest znaczącą gałęzią gospodarki. W 1998 roku aktywa PGNiG miały wartość 13,7 mld PLN (w tym majątek trwały 11,8 mld PLN), a przychody ze sprzedaży osiągnęły 5,8 mld PLN. Stanowi to ok. 18% krajowej produkcji sprzedanej przemysłu w dziale E (zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz i wodę). PGNiG od wielu lat plasuje się w pierwszej dziesiątce największych polskich przedsiębiorstw przemysłowych.

– Na początku reformy (w roku 1990) sektor gazowniczy był w pełni znacjonalizowany i scentralizowany. W latach następnych, mimo istotnych zmian warunków gospo-

darczych i spadku krajowego zużycia gazu ziemnego, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo skutecznie broniło się przed administracyjnymi planami wprowadzenia w nim zasadniczych zmian, jak również nie podejmowało gruntownej restrukturyzacji z własnej inicjatywy.

– Negatywnym skutkiem takiego postępowania PGNiG było spetryfikowanie jego struktury i odwiekanie nieuniknionej ekonomizacji działania. Unikano podjęcia trudnych decyzji, zwłaszcza: racjonalizacji zatrudnienia (mimo spadku zużycia gazu wzrosło ono z ok. 41 tys. osób w 1990 r. do ponad 47 tys. w roku 1997), obniżki kosztów oraz funkcjonalnego podziału organizacji i decentralizacji kompetencji. W rezultacie doszło do trudnej (szczególnie ekonomiczno-finansowej) i skomplikowanej sytuacji, której uwarunkowania przedstawiono poniżej.

## 3.2. Przemiany w gazownictwie polskim

Po wprowadzeniu reformy systemu gospodarczego nastąpiło przyspieszenie przekształceń w gazownictwie polskim. Stało się ono przedmiotem zainteresowania administracji centralnej, która podjęła decyzję o restrukturyzacji tego sektora oraz dywersyfikacji zaopatrzenia w gaz. Pojawiły się także nowe możliwości współpracy z zachodnim systemem gazowniczym oraz wykorzystania najnowszych zachodnich technologii i urządzeń. Nie bez znaczenia były także istotne zmiany polityki i zasad regulacji gazownictwa w Unii Europejskiej i wychodząca im naprzeciw nowelizacja polskiego prawa energetycznego. Podobne zmiany zachodziły także w innych krajach Europy Centralnej [1].

### 3.2.1. Przemiany polskie na tle państw Europy Centralnej

Region Europy Środkowo-Wschodniej zamieszkuje około 120 mln osób. Całkowite zużycie energii pierwotnej wyniosło w 1995 roku ok. 270 Mtoe i było o 12% niższe niż w roku 1990. Jednakże obserwowany od 1994 roku, w większości krajów regionu, wzrost PKB pozwala przypuszczać, że w roku 2000 zużycie energii pierwotnej powróci do poziomu sprzed dziesięciu lat. Europa Centralna jest silnie zróżnicowana pod względem zużycia energii pierwotnej na jednego mieszkańca. Było ono najwyższe w Czechach (4 toe) oraz na Słowacji i aż dziesięciokrotnie mniejsze w Albanii oraz Bośni i Hercegowinie. W Polsce jego poziom kształtuje się powyżej przeciętnej regionalnej i wynosi 2,8 toe (dane za 1995 rok). Wszystkie kraje tego regionu są

[1] Do krajów Europy Centralnej (w wielu opracowaniach jest używane wymienne określenie: Europa Środkowo-Wschodnia) są zaliczane: Albania, Bośnia i Hercegowina, Bułgaria, Chorwacja, Czechy, Jugosławia, Macedonia, Polska, Rumunia, Słowacja, Słowenia i Węgry.



uzależnione od importu energii pierwotnej. W najlepszej sytuacji znajduje się Polska, której eksport węgla, biorąc pod uwagę wartość kaloryczną, prawie pokrywa import innych nośników energii. Najbardziej uzależnione od importu nośników energii są: Słowacja, Bośnia i Hercegowina, Bułgaria oraz Słowenia, które sprowadzają ponad 50% paliw. Wysoka (około 40%) zależność od importu występuje także w wytwarzaniu energii pierwotnej na Węgrzech oraz w Macedonii i Chorwacji.

Struktura wytwarzania energii pierwotnej była także zróżnicowana. W tym przypadku Polska wyróżniała się niezwykle wysokim zużyciem węgla, które wyniosło aż 74% w 1995 roku. Duże zużycie węgla jest charakterystyczne także dla Czech (54%) i Bułgarii (32%). W pozostałych krajach przeważają inne nośniki energii.

Państwa Europy Centralnej zużyły w 1997 roku 72 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Największymi konsumentami gazu były:

- Rumunia – 20 mld m<sup>3</sup>
- Węgry – ok. 12 mld m<sup>3</sup>
- Polska – ok. 11 mld m<sup>3</sup>
- Czechy – 9,5 mld m<sup>3</sup>
- Słowacja – 7 mld m<sup>3</sup>
- Bułgaria – ok. 5 mld m<sup>3</sup>

Natomiast udział gazu ziemnego w wytwarzaniu energii pierwotnej wynosił: na Węgrzech 38%, w Rumunii 37%, w Chorwacji 27% i na Słowacji 26% – kraje te zużywały więcej gazu niż przeciętnie w Europie Zachodniej (średnia dla UE to 21% w 1997 r.). Wśród pozostałych państw Europy Centralnej najniższy udział gazu ziemnego w produkcji energii miała Polska – tylko 9%. Wyprzedzały nas: Słowenia (12%), Bułgaria oraz Bośnia i Hercegowina (po 15%) i Czechy (18%).

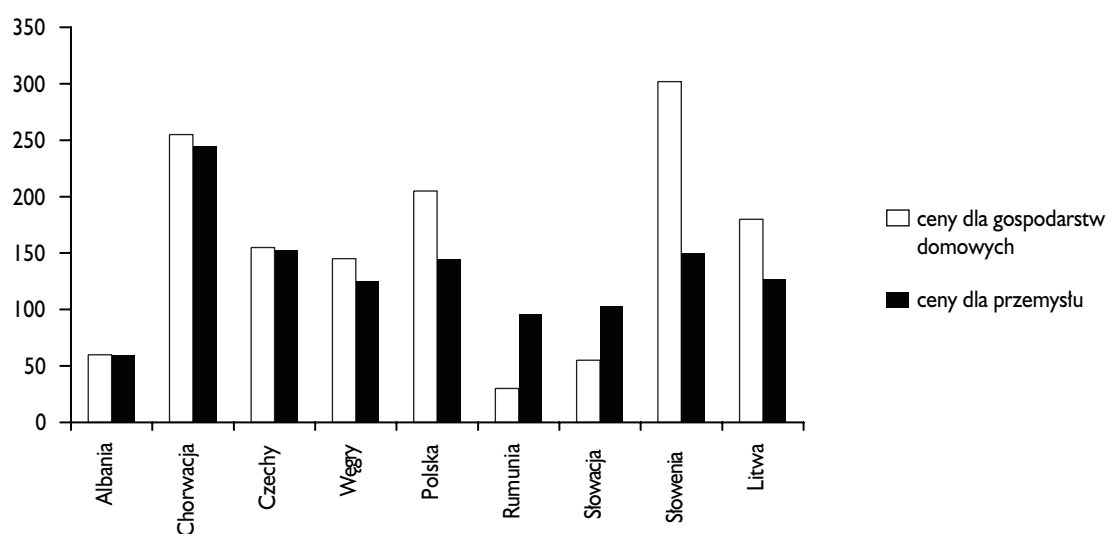
Wszystkie kraje Europy Środkowo-Wschodniej – z wyjątkiem Rumunii, która posiada ok. 50% potwierdzonych zasobów gazu w tym regionie – są uzależnione od importu gazu ziemnego, którego głównym dostawcą jest Rosja. Dostarcza ona aż ponad 90% gazu zużytego w Bułgarii, Słowacji lub Czechach (odpowiednio 99%, 96% i 92% – dane za 1998 r.). Polska i Węgry sprowadzają z Rosji ok. 2/3 zużywanego gazu.

Wszystkie kraje Europy Centralnej – z wyjątkiem Bułgarii, która praktycznie nie ma innego źródła zaopatrzenia – starają się zdywersyfikować zakupy gazu. Jednakże nawet na Węgrzech, które sprywatyzowały gazownictwo i są najbardziej zaawansowane w restrukturyzacji tego sektora, import gazu od innych dostawców nie odgrywa większej roli (w 1998 roku sprowadzono 8,2 mld m<sup>3</sup> z Rosji oraz 1,3 mld m<sup>3</sup> od producentów zachodnich, głównie Ruhrgas i Gaz de France). Na przeszkodzie w zwiększeniu zróżnicowania źródeł importu gazu do Europy Centralnej stoi niedostosowanie sieci przesyłowej oraz brak rzeczywistej konkurencji ze strony dużych producentów. Praktycznie dopiero bezpośrednie połączenie tego regionu ze złożami norweskimi doprowadziłoby do istotnej zmiany aktualnego układu zależności. Nie bez znaczenia są także niższe (o co najmniej 10%) ceny gazu importowanego z Rosji.

Kończąc charakterystykę przemian zaszyłych w gazownictwie Europy Środkowo-Wschodniej w ostatnim dziesięcioleciu należy jeszcze przeanalizować strukturę cen gazu, możliwości rozwoju jego konsumpcji oraz liberalizacji gazownictwa.

Ceny gazu w Polsce należą już do najwyższych w tym regionie (zob. wykres 1).

Wykres 1. Ceny gazu w Europie Centralnej (II połowa 1997 r., I połowa 1998 r.)



Źródło: Materiały z międzynarodowego seminarium FLAME, 1999

Jedynie w krajach byłej Jugosławii ceny wzrosły jeszcze bardziej, ale stało się tak nie tylko ze względów ekonomicznych. **Ceny gazu w państwach Europy Centralnej są regulowane**, nawet jeżeli gazownictwo zostało już sprywatyzowane (Węgry). **Ich poziom odzwierciedla preferencje socjalne administracji państwowej.** To wyjaśnia nienaturalną strukturę cen gazu w Rumunii i Słowacji (są one niższe dla gospodarstw domowych mimo, że koszt dystrybucji gazu do drobnych odbiorców jest relatywnie znacznie większy niż dla przemysłu).

W najbliższych latach państwa ubiegające o członkostwo w Unii Europejskiej będą musiały zliberalizować system tworzenia cen w gazownictwie. Prawdopodobnie wówczas struktura i wysokość cen gazu w tych krajach ukształtuje się na poziomie bardziej zbliżonym do średniej zachodnioeuropejskiej. Postępy w prywatyzacji gazownictwa oraz budowa nowych gazociągów przesyłowych i połączeń między sieciami krajowymi także będzie sprzyjać wyrównywaniu cen w UE i Europie Centralnej.

Prognozując zmiany zużycia gazu ziemnego i jego cen należy koniecznie brać pod uwagę specyficzną sytuację takich krajów jak Polska, Czechy lub Węgry. **Energochłonność produktów przemysłowych wytwarzanych w tych państwach była w latach 80. około 2–3 razy większa niż w Europie Zachodniej. Ta spuścizna poprzedniego systemu może obecnie zostać wykorzystana do rozwoju gospodarczego – osiągnięcia wzrostu PKB – dzięki oszczędności zużycia energii pierwotnej.** Przewiduje się, iż jeszcze w ciągu najbliższych 6–10 lat będzie możliwe takie zwiększanie efektywności zastosowania energii w przemyśle, że jej zużycie będzie ustabilizowane lub tylko nieznacznie rosnące mimo dynamicznego wzrostu PKB. **Spadek zużycia energii pierwotnej w Europie Centralnej [2] dotyczył także gazu ziemnego – w roku 1997 zużyto go o 14 mld m<sup>3</sup> mniej niż w 1990 r. (ówczesna konsumpcja regionalna wynosiła 86 mld m<sup>3</sup>). Jednakże w najbliższym dziesięcioleciu, zwłaszcza po roku 2001, przewiduje się w Europie Centralnej wzrost zużycia gazu, które w roku 2010 powinno osiągnąć wielkość 110–120 mld m<sup>3</sup>. Stanie się tak głównie dzięki przekształceniom w ciepłownictwie i elektroenergetyce**, które doprowadzą do zwiększenia zastosowania tego ekologicznego nośnika energii. Można więc oczekiwać, że już za kilka lat wzrost zużycia gazu, głównie ze względów ekologicznych i zbliżanie się jego cen do średniego poziomu cen zachodnioeuropejskich będą procesem trwałym i dominującym. Aktualnie jeszcze zaznacza się silny wpływ efektywnego obniżania energochłonności produkcji przemysłowej oraz relatywnie niższej siły nabywczej mieszkańców tego regionu, a w niektórych krajach nadal trwa kryzys polityczno-gospodarczy. To powoduje, że konsumpcja gazu ziemne-

go w Europie Centralnej nadal znajduje się w fazie stagnacji lub niezadowolającego wzrostu.

### 3.2.2. Zmiany w gazownictwie polskim w latach 1990–1992

Przemiany w gazownictwie polskim, zaszły w latach 1990–1998, były zarówno skutkiem działań rozpoczętych przez zainteresowany podmiot gospodarczy, jak i decyzji podjętych przez administrację państwową w celu restrukturyzacji i demonopolizacji tego sektora.

Początek reformy gospodarki nie wywarł większego wpływu na organizację krajowego monopolisty: przedsiębiorstwa państwowego użyteczności publicznej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Było ono w latach 1990–1992 przedsiębiorstwem wielozakładowym zawierającym w swojej strukturze wszystkie jednostki związane z gazownictwem, w tym zwłaszcza:

- a) 1 biuro projektów,
- b) 1 biuro geologiczne,
- c) 2 zakłady geofizyki,
- d) 5 zakładów wiertniczych – poszukiwań nafty i gazu,
- e) 3 zakłady górnictwa nafty i gazu,
- f) 6 okręgowych zakładów gazownictwa,
- g) 18 zakładów gazowniczych,
- h) 5 zakładów remontowych urzędzeń gazowniczych oraz 1 zakład naprawy taboru samochodowego,
- i) 2 zakłady budownictwa,
- j) 2 zakłady produkcyjne,
- k) 1 zakład odazotowania gazu.

Łącznie PGNiG zatrudniało w 1992 r. ponad 42 tys. osób. Mimo braku przekształceń organizacyjnych w latach 1990–1992 miało miejsce kilka istotnych wydarzeń, które zmieniły sytuację gazownictwa polskiego.

– Przede wszystkim należy przypomnieć o ogromnym wzroście możliwości poszukiwawczych ropy i gazu ziemnego. Dzięki kredytom udzielonym przez Bank Światowy, a potem także przez Europejski Bank Inwestycyjny, zakupiono do końca 1997 r., za kwotę ponad 290 mln USD, sprzęt poszukiwawczy dla geofizyki i zakładów wierceń. Rozwój metod poszukiwawczych umożliwił odkrycie w latach 1993–1995 największego po wojnie złoża Barnówko – Mostno – Buszewo, o zasobach ropy naftowej (geologiczne 64,4 mln ton, wydobywalne 10,1 mln ton) i gazu ziemnego (odpowiednio 29,4 mld m<sup>3</sup> i 9,8 mld m<sup>3</sup>). Nowy sprzęt sprzyjał także rozwojowi eksportu usług poszukiwawczych nawet do odległych regionów geograficznych (Indie, Pakistan, Sachalin). Chociaż obecnie eksperci, w tym przedstawiciele Banku Światowego, oceniają potencjał poszukiwawczy PGNiG jako nadmierny w stosunku do potrzeb krajo-

[2] W krajach byłej Jugosławii (z wyjątkiem Słowenii) zmniejszenie zużycia energii pierwotnej było w większym stopniu skutkiem wojny domowej niż racjonalizacji gospodarki.

wych, nie można pominąć początkowego, wyłącznie pozytywnego wpływu tych inwestycji.

– Przemiany polityczne doprowadziły w połowie 1991 r. do całkowitej zmiany zasad handlu między Polską a Związkiem Radzieckim (następnie Rosją). Zamiast dostaw gazu na podstawie uzgodnień międzyrządowych i rozliczeń w rublach transferowych nastąpiło przejście do zakupów realizowanych według zasad rynkowych i płatności w walutach wymienialnych. Bezpośrednim skutkiem nowej regulacji była blisko czterokrotna podwyżka ceny importowanego gazu, który jak już wspomniano pokrywał około 65% zapotrzebowania krajowego. Cena zakupu gazu w Rosji przewyższyła cenę sprzedaży dla polskich odbiorców. Ta nienormalna sytuacja utrzymała się jeszcze w latach 1992–1994, zanim stało się możliwe stopniowe przeniesienie znacznie wyższych kosztów importowanego nośnika energii na odbiorców końcowych [3]. Niskie (nie pokrywające kosztów zakupu) wpływy ze sprzedaży gazu na rynku krajowym doprowadziły do powstania bardzo wysokiego zadłużenia PGNiG wobec GAZPROM (jego największa wartość wyniosła aż 280 mln USD), co stanowiło zagrożenie dla ciągłości dalszych dostaw. Wyjściem z sytuacji (oprócz stopniowego podnoszenia cen krajowych) stało się subsydiowanie polskiego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. Minister Finansów wyraził zgodę na zapłatę przez PGNiG za gaz dostarczany na podstawie tzw. Umowy Jamburskiej wg znacznie niższych cen rublowych [4]. Ponadto przedsiębiorstwo korzystało z ulg podatkowych do końca 1994 roku.

– Już na początku reformy gospodarczej nastąpiła liberalizacja zasad poszukiwania, a w konsekwencji także wydobycia krajowych zasobów gazu i ropy naftowej. Do 1992 roku poszukiwania węglowodorów na całym obszarze lądowym Polski prowadziło jedno przedsiębiorstwo państwowe PGNiG, które spełniało funkcję szczególną – było odpowiedzialne za rozpoznawanie i dokumentowanie krajowych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. Wykonywanie tego strategicznego zadania uzasadniało pełny monopol PGNiG w fazie poszukiwania, zagospodarowywania oraz eksploatacji polskich złóż ropy i gazu. Nowelizacja prawa geologicznego wprowadziła system ubiegania się o koncesje na prace poszukiwawcze. Organem koncesyjnym zostało Ministerstwo Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Strona polska zachowała wyłączność poszukiwań na znacznym obszarze kraju, ale na zasadach komercyjnych (podobnie jak inne firmy musiała zapłacić za otrzymane koncesje). Poszukiwania rozpoczęły również firmy zagraniczne, które wygrały przetargi ogłoszone przez Biuro Koncesji Ge-

ologicznych MOŚZNiL. Udokumentowane krajowe zasoby gazu ziemnego wynoszą około 150 mld m<sup>3</sup>. Zasoby prognozyne są ponad trzykrotnie większe.

– Już w pierwszych latach przemian systemowych organy władzy i administracji państwowej zainteresowały się rozwojem gazownictwa polskiego ze względu na jego strategiczne znaczenie gospodarcze. W 1990 roku Sejm przyjął uchwałę [5], w której uznał "... zwiększenie podaży gazu ziemnego ze źródeł własnych i importu (ze zróżnicowaniem kierunków dostaw) oraz rozbudowę sieci przesyłowych ... za jeden z podstawowych kierunków polityki energetycznej kraju". Następnie (23 grudnia 1992 r.) Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów zaakceptował "Program zapotrzebowania Polski na gaz ziemny do 2010 roku", przygotowany przez PGNiG i przedstawiony przez Ministra Przemysłu i Handlu. KERM postanowił w szczególności:

1. "Uznać za celowe sukcesywne zwiększanie zużycia gazu ziemnego w kraju w perspektywie do 2010 r. W tym celu niezbędne jest zapewnienie ciągłych i stabilnych dostaw poprzez intensyfikację poszukiwań gazu, rozbudowę zdolności magazynowych, intensyfikację pozyskania gazu z odmetanowania złóż węglowych oraz uzyskanie zróżnicowanego importu.

2. Zobowiązać Ministra Przemysłu i Handlu do podjęcia działań dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju dążąc do zróżnicowania kierunków dostaw gazu do Polski oraz do przeprowadzenia głównych gazociągów tranzytowych przez terytorium Polski poprzez dążenie do:

- a) zawarcia wieloletniego kontraktu handlowego na dostawę gazu z Rosji istniejącymi układami,
- b) pozyskania gazu z przewidywanego do realizacji gazociągu tranzytowego z Rosji do Europy Zachodniej przez Polskę,
- c) pozyskania gazu ziemnego ze złóż na Morzu Północnym i jego transport gazociągiem przez Danię, Bałtyk do Polski (gazociąg "Polpipe"),
- d) kontynuowanie prac nad innymi kierunkami transportu gazu,
- e) rozbudowy zdolności magazynowania gazu, niezbędnych dla stabilnego i ciągłego zaopatrywania w gaz odbiorców."

Decyzja KERM potwierdziła celowość kontynuacji już rozpoczętych działań: wymiany sprzętu do poszukiwań ropy i gazu oraz negocjacji z Norwegią (reprezentowaną przez Norweski Komitet Negocyjny – GFU, w którego skład wchodzi przedstawiciele: Statoil, Norsk Hydro, Saga Petroleum, Total Norge i Elf Petroleum Norge) w sprawie

[3] Cena gazu była (pozostaje do końca 1999 r.) ceną regulowaną, ustalaną przez Ministra Finansów. Jest oczywiste, że przy ówczesnym poziomie siły nabywczej ludności i przejściowym kryzysie w przemyśle potrzeba było kilku lat na przeprowadzenie prawie czterokrotnej podwyżki cen.

[4] Na podstawie Umowy Jamburskiej strona polska zbudowała w latach 80. gazociąg na terenach Związku Radzieckiego. Po zakończeniu budowy otrzymywaliśmy tytułem zapłaty gaz rozliczany wg ekwiwalentu rublowego. Dostawy trwały do całkowitej spłaty zobowiązania, co nastąpiło w 1997 r.

[5] Opublikowana w M.P. nr 43, poz. 322.

bezpośrednich dostaw gazu ziemnego ze złoża na Morzu Północnym do Polski. Przede wszystkim jednak stała się ona podstawą do przygotowania porozumienia międzynarodowego w sprawie budowy przez terytorium Polski gazociągu tranzytowego Jamał – Europa Zachodnia oraz długoletniej umowy na dostawy gazu z Rosji.

### 3.3. Decyzje administracyjne podjęte w latach 1993–1998 dotyczące gazownictwa polskiego

Okres ostatnich pięciu lat był bogaty w decyzje administracyjne dotyczące gazownictwa polskiego. W kolejności chronologicznej należy wymienić następujące akty normatywne:

a) Decyzja Urzędu Antymonopolowego z dnia 12 marca 1993 r. w sprawie podziału PGNiG – zmieniona w styczniu 1996 r.

b) "Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej" – zawarte 25 sierpnia 1993 r. i zatwierdzone uchwałą Rady Ministrów RP z dnia 14.09.1993 r. oraz protokół międzyrządowy dotyczący przedsięwzięć organizacyjnych zmierzających do zapewnienia realizacji "Porozumienia" z sierpnia 1993 r. – podpisany w lutym 1995 r. i przyjęty przez Radę Ministrów RP w sierpniu 1995 r.,

c) "Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 roku" – przyjęte przez Radę Ministrów w październiku 1995 r.,

d) "Program restrukturyzacji organizacyjnej PGNiG" – zaakceptowany kierunkowo przez KERM na posiedzeniu w dniu 4 września 1995 r. i zatwierdzony przez Radę Ministrów na posiedzeniu w dniu 2 kwietnia 1996 r.,

e) Kierunki prywatyzacji do roku 2001 – przyjęte przez Sejm RP jako załącznik do ustawy budżetowej na 1998 r. (zał. nr 12).

Powyższe decyzje administracyjne zawierały następujące główne postanowienia:

Ad. a) i d)

Demonopolizacja sektora gazowniczego została powierzona Urzędowi Antymonopolowemu w drugiej połowie 1992 r. Bezpośrednią przyczyną wyznaczenia UA do restrukturyzacji PGNiG było opóźnienie gazownictwa polskiego w dostosowaniu do nowych warunków prowadzenia

działalności gospodarczej [6]. UA wydając decyzję o restrukturyzacji p.p.u.p. PGNiG przez podział zamierzał osiągnąć następujące cele:

- oddzielenie monopolu naturalnego, jakim jest sieć gazociągów, od innych rodzajów działalności przedsiębiorstwa i poddania go szczególnemu nadzorowi,
- wykluczenie wewnętrznego subsydiowania krzyżowego,
- przygotowanie sektora do prywatyzacji.

Zgodnie z postanowieniami decyzji z PGNiG miano wyodrębnić:

1) w pierwszym etapie (do 30 kwietnia 1994 r.) zakłady zaplecza technicznego: remontowe, budowlano-montażowe i projektowe,

2) w drugim etapie (do 30 kwietnia 1995 r.) zakłady poszukiwawcze: geofizyczne i wiertnicze.

Skutkiem pośrednim realizacji decyzji UA byłoby niezbędne uproszczenie struktury organizacyjnej PGNiG, w skład którego wchodziło aż 46 zakładów samodzielnie sporządzających bilans.

Niestety, decyzja UA nie została zrealizowana głównie z powodu oporu załogi oczekującej na zmianę przepisów dotyczących komercjalizacji przedsiębiorstw państwowych i przyznania pracownikom pakietu darmowych akcji [7]. W tej skomplikowanej sytuacji pojawiła się nowa inicjatywa – zarząd przedsiębiorstwa przygotował w pierwszej połowie 1995 r. tzw. "Program restrukturyzacji organizacyjnej PGNiG", który został przedyskutowany przez komisje sejmowe, zaakceptowany przez Ministra Przemysłu i Handlu, a następnie przyjęty przez KERM i zatwierdzony przez Radę Ministrów (por. pkt "d"). Uwzględniając stanowisko KERM Urząd Antymonopolowy zmienił terminy realizacji swojej decyzji, wyznaczając termin 30 września 1996 r. na zakończenie etapu pierwszego i 1 stycznia 1998 r. na zakończenie drugiego etapu podziału PGNiG.

W przyjętym przez Radę Ministrów i nadal formalnie obowiązującym "Programie restrukturyzacji organizacyjnej p.p.u.p. PGNiG" zostały zawarte główne postanowienia zaktualizowanej decyzji UA. Jednakże za punkt wyjścia do przekształceń przedsiębiorstwa przyjęto jego komercjalizację, czyli utworzenie jednoosobowej spółki Skarbu Państwa, co miało nastąpić najpóźniej do końca czerwca 1996 r. Kolejny etap restrukturyzacji przewidywał (w terminach ustalonych w decyzji UA):

- utworzenie przez "PGNiG SA" spółek-córek na składnikach majątkowych zakładów zaplecza technicznego i produkcji pomocniczej oraz zakładów geofizyki i poszukiwań ropy naftowej i gazu,

[6] Przykładowo w elektroenergetyce przeprowadzono zasadniczą restrukturyzację już w połowie 1990 r.

[7] Załogi zakładów wyodrębnionych z przedsiębiorstwa przed zmianą przepisów traaciły prawo do udziału w przyszłości w ewentualnym podziale puli darmowych akcji.

– sprywatyzowanie tych zakładów lub przynajmniej zmniejszenie udziału kapitałowego "PGNiG SA" poniżej 50%.

Następny etap zmian organizacyjnych miał dotyczyć podstawowej działalności przedsiębiorstwa, czyli eksploatacji krajowych złóż oraz dystrybucji gazu. Przewidziano utworzenie do końca 1998 r.:

– spółki akcyjnej "Polskie Górnictwo Naftowe" na składnikach majątku zakładów górnictwa nafty i gazu w Sanoku, Krośnie i Zielonej Górze,

– spółki akcyjnej "Polski Gaz" na składnikach majątkowych okręgowych zakładów gazownictwa w Gdańsku, Poznaniu, Tarnowie, Warszawie, Wrocławiu i Zabrzu łącznie z wchodzącymi w ich skład zakładami gazowniczymi.

W dalszych latach miało także nastąpić wyodrębnienie przesyłu w formie odrębnego przedsiębiorstwa "... obejmującego gazociąg wysokich ciśnień, które nie podlega prywatyzacji."

Program nie podawał terminów wyodrębnienia przesyłu ani prywatyzacji spółek "Polskie Górnictwo Naftowe" i "Polski Gaz". Jednakże przyjęło się uważać 1 stycznia 2003 r. za datę rozpoczęcia prywatyzacji tych spółek. Przewidywano, że nastąpi to dopiero po wygaśnięciu przywileju przyznanego między innymi gazownictwu w Układzie Europejskim [8].

Ad. b)

"Porozumienie" zawarte w 1993 r. między rządami Polski i Rosji zawierało postanowienia, że przez terytorium polskie będzie przebiegał gazociąg tranzytowy do Europy Zachodniej, składający się z dwóch nitek, którymi docelowo będzie można przesyłać aż do 65 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Przewidywano także zapewnienie tym gazociągiem dostaw gazu do Polski, do wielkości 13 mld m<sup>3</sup> w 2010 roku. Zainteresowane strony oświadczyły również, że popierają utworzenie spółki akcyjnej, której założycielami miały zostać PGNiG i "GAZPROM". Głównym zadaniem tej spółki byłoby przygotowanie techniczno-inwestycyjne, a następnie budowa gazociągu tranzytowego na terytorium polskim i w końcu jego eksploatacja. Akt notarialny spółki akcyjnej p.n. "System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ" został podpisany w Warszawie w dniu 23 września 1993 r. Natomiast protokół międzyrządowy zawierał uzgodnienia dotyczące:

- dostaw gazu do Europy Zachodniej i Polski,
- harmonogramu budowy i oddania do eksploatacji części liniowej gazociągów i tłoczni na terenie Polski,
- długoterminowych kontraktów na wykorzystanie zdolności przesyłowych gazociągu oraz na dostawy gazu do Polski,
- gwarancji kredytowych udzielonych przez stronę polską,

– ulg celnych i podatkowych na materiały i urządzenia nie produkowane w Polsce niezbędne do budowy gazociągu.

Na podstawie tego protokołu została zawarta w 1996 r. długoletnia (na 25 lat) umowa o dostawy gazu ziemnego do Polski, której stronami były PGNiG i GAZPROM.

Ad. c)

Założenia "Polityki energetycznej Polski do 2010 roku" formułowały główne kierunki i zadania polityki energetycznej kraju oraz określały sposoby ich realizacji za pomocą instrumentów prawnych, regulacyjnych i ekonomicznych. Zawierały one kilka stwierdzeń istotnych dla przyszłości polskiego gazownictwa, a mianowicie:

1. Uznając, że "... węgiel kamienny jest obecnie i będzie nadal w najbliższej przyszłości podstawowym paliwem w Polsce", postulowano, że "... zmiana struktury energii pierwotnej na bardziej zdywersyfikowaną paliwowo i o większym udziale szlachetnych nośników energii powinna być – obok racjonalizacji użytkowania paliw i energii – głównym zadaniem długoterminowym w polityce energetycznej państwa".

2. Zostały sprecyzowane główne zadania gazownictwa, realizowane w ramach polityki państwa były to:

- zwiększenie krajowego wydobycia gazu do maksymalnego i zasadnego ekonomicznie, w tym z odmetanowania pokładów węgla kamiennego,
- zwiększenie dostaw gazu z Rosji, m.in. poprzez budowę nowego rurociągu z Rosji do Europy Zachodniej, opartych na długoterminowych kontraktach,
- budowa zbiorników gazu na terenie Polski i tworzenie rezerw i zapasów gazu,
- dążenie do zapewnienia dostaw gazu z innych kierunków geograficznych.

3. Przyjęto, że "... państwo skoncentruje działania w sektorze paliwowo-energetycznym na usprawnianiu funkcji regulacyjnych, stopniowo ograniczając funkcje właścicielskie do sfer strategicznych". Wyrazem tej polityki miało być zachowanie przez państwo pełnego lub kontrolnego pakietu akcji między innymi w "... przedsiębiorstwach wydobywczych ropy naftowej i gazu oraz przesyłu i dystrybucji hurtowej paliw gazowych, które powstaną w wyniku restrukturyzacji przedsiębiorstwa "Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo".

Ad. e)

Kierunki prywatyzacji do roku 2001 zawierają dwa bardzo ważne ustalenia odnoszące się do PGNiG SA.

Po pierwsze, został wyznaczony wcześniejszy termin planowanej prywatyzacji Spółki, która ma zostać rozpoczęta w roku 2001.

[8] Układ Europejski czyni wyjątek od zasady narodowego (takiego samego jak polskich podmiotów gospodarczych) traktowania przedsiębiorstw unijnych między innymi w zakresie przesyłu energii wysokiego napięcia i transportu rurociągowego (zob. załącznik XII do UE).

Po drugie, w przeciwieństwie do "Założeń polityki energetycznej Polski do 2010 roku" i "Programu restrukturyzacji organizacyjnej p.p.u.p. PGNiG" nie przewidziano ograniczeń lub wyłączeń, dotyczących prywatyzacji sektora gazownictwa.

### 3.3.1. Proces realizacji decyzji administracyjnych dotyczących sektora gazowniczego – przebieg i wstępna ocena

Proces realizacji scharakteryzowanych powyżej decyzji administracyjnych był skomplikowany i z reguły przebiegał z opóźnieniem. Nie zawsze wina leżała po stronie administracji lub PGNiG – wystąpiły również wydarzenia nie przewidziane, jak przykładowo, intensywne protesty rolników przeciwko budowie gazociągu tranzytowego.

Realizacja zaktualizowanej decyzji podziałowej UA i postanowień "Programu restrukturyzacji ..." zaczęła się od opóźnienia w komercjalizacji p.p.u.p. PGNiG. Ostatecznie nastąpiło to w dniu 30 października 1996 r., czyli w cztery miesiące po wyznaczonym terminie. W związku z opóźnieniem etapu pierwszego (komercjalizacja) zdezaktualizował się termin utworzenia przez PGNiG spółek budowlano-produkcyjnych, które miały powstać do 30 września 1996 r. W tej sytuacji zainteresowane strony (Urząd i PGNiG SA) uzgodniły, że wszystkie przekształcenia, wymagane w drugim etapie restrukturyzacji zostaną zrealizowane do końca 1997 r. Tym razem władze spółki i zakłady objęte restruktu-

ryzacją dołożyły starań – w listopadzie i w grudniu 1997 r. zostały podjęte odpowiednie uchwały zarządu oraz rady nadzorczej PGNiG SA.

Następnie, po podjęciu uchwał przez właściciela – Ministra Skarbu Państwa, podpisaniu aktów notarialnych założenia spółek oraz ich rejestracji – prawie wszystkie nowo powstałe spółki rozpoczęły samodzielną działalność gospodarczą z dniem 1 lipca 1998 r. [9]. Założone spółki z ograniczoną odpowiedzialnością przedstawiono w tabeli 2.

Ww. spółkom przekazano majątek o łącznej wartości około 510 mln PLN. Ich przychody ze sprzedaży w drugiej połowie 1998 r. wyniosły 695,5 mln PLN, co stanowiło około 11,5% przychodów PGNiG SA. W wyniku utworzenia spółek-córek nastąpiły istotne zmiany w strukturze zatrudnienia (zob. tabela 3).

Wyodrębnienie poszukiwań i zaplecza technicznego – budowlanego stworzyło warunki do dalszych planowych przekształceń, które zgodnie z harmonogramem zawartym w "Programie restrukturyzacji ..." powinny zostać zrealizowane do końca 1998 r. Jednakże zarówno przedstawiciele administracji państwowej, jak i władze spółki uznały za konieczne zmodyfikowanie "Programu" uchwalonego w 1996 r. W połowie 1998 r. przygotowano "Założenia do nowego programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA", które zostały przyjęte przez zarząd i radę nadzorczą spółki, a następnie miały być rozpatrzone we wrześniu przez KERM, łącznie z nowymi projektami dotyczącymi innych sektorów energetycznych. Niestety, głównie z powodu braku uzgodnionego projektu dotyczącego górnic-

Tabela 2. Spółki-córki utworzone w PGNiG SA w 1998 r.

	Nazwa spółki	Przeciętne zatrudnienie	Kapitały własne (w tys. PLN)
1.	GAZOMET	534	13 000
2.	NAFTOMET	803	23 500
3.	NAFTOMONTAŻ	806	25 751
4.	GAZOBUDOWA	1 429	39 220
5.	GEOFIZYKA – Kraków	1 746	34 000
6.	GEOFIZYKA – Toruń	1 424	33 000
7.	PNiG – Jasło	1 700	65 000
8.	PNiG – Kraków	1 347	98 850
9.	PNiG – Piła	1 294	60 000
10.	PNiG – Wołomin	689	35 000
11.	Zakład Wierceń – Zielona Góra	1 046	62 000
12.	ZRUG – Toruń	249	1 300
13.	ZRUG – Wrocław	119	900
14.	ZRUG – Warszawa	118	6 000
15.	ZRUG – Zabrze	141	2 000
16.	ZRUG – Pogórska Wola	469	4 100
	<b>RAZEM</b>	<b>13 914</b>	<b>503 621</b>

Źródło: Informacje PGNiG SA

[9] ZRUG Warszawa powstał w 1999 r., natomiast utworzenie spółki na majątku ZNTSiS Brzesko zostało odłożone z powodu bardzo trudnej sytuacji ekonomicznej i społecznej tego zakładu.

Tabela 3. Struktura zatrudnienia w PGNiG SA (w %) przed i po utworzeniu spółek-córek

Lp.	Rodzaj działalności	Udział % w zatrudnieniu ogółem	
		w 1997 r.	w I połowie 1999 r.
1.	Poszukiwania: geologia, geofizyka i wiercenia	20,2 %	1,5 %
2.	Wydobycie ropy i gazu	12,3 %	17,2 %
3.	Przesył i dystrybucja gazu	57,5 %	77,7 %
4.	Zakłady remontowo-usługowe górnictwa	2,3 %	
5.	Budownictwo i montaż	4,8 %	
6.	Oddział Główny i pozostałe zakłady	4,9 %	3,6 %

Źródło: Informacje PGNiG SA

twą węglową, wystąpiły opóźnienia i ostatecznie zamiast rozpatrywania projektu zaproponowanego przez PGNiG SA – Ministerstwo Skarbu Państwa powierzyło opracowanie nowego projektu znanej międzynarodowej firmie PriceWaterhouseCoopers. Nowy projekt miał zostać przygotowany do końca września 1999 r. i na jego podstawie, właściwe organy administracji państwowej podejmą decyzję o zmianie poprzedniego "Programu restrukturyzacji ...".

**Realizacja "Porozumienia" z sierpnia 1993 r. o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP także napotykała na trudności.** W celu ich przewyższenia został uzgodniony wspomniany już protokół międzyrządowy, którego postanowienia określiły formalnoprawne i ekonomiczne warunki budowy gazociągu. Pracami projektowymi i przygotowaniem do budowy kierowała spółka SGT EuRoPol GAZ, której głównymi akcjonariuszami byli GAZPROM i PGNiG (po 48%). Trzecim założycielem (4% akcji), wymaganym przez polskie prawo handlowe, został "Gas Trading" – spółka z przeważającym kapitałem polskim. Statut STG EuRoPol GAZ SA zawierał postanowienie, że wymienione w nim decyzje strategiczne mogą zostać podjęte wyłącznie na zasadzie consensusu między PGNiG a GAZPROM. Głównymi zadaniami STG EuRoPol GAZ SA miało być:

- zbudowanie systemu gazociągów tranzytowych oraz niezbędnej infrastruktury,
- zarządzanie przyszłym systemem gazociągów oraz zajmowanie się jego eksploatacją.

Jednakże, po oddaniu gazociągu tranzytowego do eksploatacji, funkcję operatora ma pełnić PGNiG.

Pierwszy odcinek gazociągu tranzytowego został przekazany do eksploatacji w listopadzie 1996 r. [10]. Prace budowlano-montażowe na kolejnych odcinkach do granicy polsko-białoruskiej (Kondratki), z różnych przyczyn uległy opóźnieniu. Ostatecznie, jedna nitka gazociągu tranzytowego (bez budowanych nadal stacji kompresorowych) została ukończona we wrześniu 1999 r. Termin i warunki budowy drugiej nitki wymagają uzgodnień.

W 1998 roku pojawiły się nawet wątpliwości, czy strona rosyjska nie zrezygnuje z dokończenia gazociągu ze względu na dużą podaż gazu na rynku Europy Zachodniej do 2005 r. Obecnie przeważa pogląd, prezentowany także przez GAZPROM, że budowa drugiej nitki rozpocznie się w najbliższych latach.

Opóźnienie w rozpoczęciu użytkowania gazociągu tranzytowego spowodowało także ponad dwuletnią zwłokę w realizacji długoterminowej umowy (zawarta na 25 lat z możliwością przedłużenia o dalsze 5 lat) na dostawę gazu ziemnego z Rosji do Polski. Umowa zawarta między PGNiG i GAZPROM na zasadach "bierz lub płać" do wysokości ok. 75% zamówionego gazu przewidywała stopniowe zwiększanie zakupów gazu rosyjskiego w latach od 1997 do 2010. Zwłoka w przekazaniu do eksploatacji pierwszej nitki gazociągu i ograniczenie jego możliwości przesyłowych o połowę oraz brak uzgodnionego terminu budowy drugiej nitki stwarzają konieczność wznowienia negocjacji między PGNiG a GAZPROM, w celu zaktualizowania harmonogramu dostaw.

**Główne postanowienia "Założeń polityki energetycznej Polski do 2010 roku dotyczące gazownictwa zostały zrealizowane częściowo:**

- próby techniczne odmetanowania gazu z krajowych pokładów węgla nie przyniosły zadowalających rezultatów i zostały zawieszono,
- budowa gazociągu tranzytowego została okresowo ograniczona do jednej nitki,
- budowa podziemnych magazynów gazu (PMG), która ma ogromne znaczenie w pokryciu sezonowej nierównomierności poboru gazu, zwłaszcza przez gospodarstwa domowe oraz w zwiększeniu niezależności gazownictwa polskiego od ewentualnych zakłóceń w dostawach gazu z importu jest kontynuowana, ale w tempie wolniejszym od zamierzeń.

Obecnie krajowy system gazowniczy korzysta z czterech PMG umieszczonych w wyeksploatowanych kopalniach gazu (w tzw. złożach zcierpanych: Brzeźnica, Husów, Strachocina i Wierzchowice) oraz PMG Mogilno, który two-

[10] Był to odcinek granicy polska (Górzyca) – Lwówek k. Poznania o długości 107 km. Dzięki wybudowanemu również przejściu gazociągu przez Odrę nastąpiło połączenie polskiego i niemieckiego systemu gazowniczego.

rzą kawerny wyflukane w złożu solnym. Ich łączna pojemność wynosi 1,1 mld m<sup>3</sup>, oprócz tego dzierżawimy część PMG na Białorusi i na Ukrainie (około 200–300 mln m<sup>3</sup> rocznie). Dalsza rozbudowa krajowych PMG stoi jednak pod znakiem zapytania z powodu trudnej sytuacji finansowej PGNiG SA. Kluczową rolę odgrywają starania spółki o otrzymanie gwarancji rządowych na zaciągnięcie kredytu inwestycyjnego w EBI, przeznaczonego na rozbudowę PMG Wierzchowice do pojemności około 3 mld m<sup>3</sup>.

Negocjacje z Norwegią w sprawie bezpośrednich dostaw gazu zakończyły się podpisaniem w maju 1999 r. kontraktu na dostawę tylko 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu norweskiego, ale z odbiorem w Emden w Niemczech. Strona norweska twierdzi, że ze względów techniczno-eksploatacyjnych nie może zwiększyć wydobywania a w konsekwencji i dostaw gazu co najmniej do 2005 r. Postulowane zróżnicowanie dostaw gazu z importu jest także realizowane w formie wymiany przygranicznej w rejonie Zgorzelca, Gubina i Świnoujścia. Łącznie dostawy do Polski z niemieckiego systemu gazowniczego wynoszą obecnie ok. 400 mln m<sup>3</sup> rocznie.

Wstępna ocena przebiegu realizacji decyzji administracyjnych dotyczących polskiego sektora gazowniczego wypadła mało zadowalająco – dokonania i zaniechania prawie się równoważą. Do wydarzeń pozytywnych można zaliczyć przede wszystkim:

- wzrost technicznych możliwości poszukiwań ropy i gazu,
- wzrost pojemności podziemnych magazynów gazu,
- zapewnienie długoletnich dostaw gazu rosyjskiego do Polski na stosunkowo korzystnych warunkach,
- zbudowanie pierwszych połączeń między polskim a zachodnioeuropejskim systemem gazowniczym,
- rozpoczęcie restrukturyzacji PGNiG.

Zmiany niekorzystne, zaszły w latach 1993–1998, to głównie:

- znaczne pogorszenie sytuacji ekonomiczno-finansowej PGNiG i wynikający z tego niedobór środków na inwestycje, czego skutkiem było spowolnienie gazyfikacji kraju oraz rozbudowy PMG,
- brak istotnego postępu w postulowanej dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny,
- opóźnienia w restrukturyzacji PGNiG,
- stagnacja w sprzedaży gazu ziemnego na rynku krajowym.

Zachowując obiektywizm oceny należy dodać, że w końcu 1999 r. są spodziewane dwa korzystne wydarzenia, a mianowicie: oddanie do eksploatacji pierwszej nitki gazociągu tranzytowego oraz zaktualizowanie programu restrukturyzacji i prywatyzacji polskiego gazownictwa. Jednakże powtarzające się opóźnienia w realizacji tych procesów uzasadniają ostrożność i nie uwzględnianie ich w powyższym porównaniu sukcesów i niepowodzeń sektora gazowniczego.

Wśród ww. wydarzeń **na odrębną analizę zasługuje sytuacja ekonomiczno-finansowa PGNiG**. Była ona trudna już w latach 1991–1995, głównie ze względu na ni-

skie krajowe ceny i spadek zużycia gazu. Jednakże przyznanie rekompensaty (korzystne rublowe rozliczanie Kontraktu Jamburskiego i ulgi podatkowe) prawie równoważyły utratę przychodów spowodowaną sprzedażą znacznej części importowanego gazu, początkowo nawet poniżej kosztów importu, a później poniżej pełnych krajowych kosztów przesyłu, magazynowania i dystrybucji. Umożliwiało to PGNiG osiągnięcie w tym okresie zysku netto, który wynosił od około 94 mln PLN w 1991 r. do około 300 mln PLN w roku 1995. Analizując powyższe informacje należy zaznaczyć duży wpływ zysków i strat nadzwyczajnych na osiągnięty wynik finansowy. Zyski nadzwyczajne powstawały z reguły z tytułu nieodpłatnego przejmowania na własność przez PGNiG sieci dystrybucyjnych wybudowanych ze środków odbiorców (gminy, spółdzielnie mieszkaniowe). Roczne zyski nadzwyczajne osiągnięte w ten sposób przekraczały 100 mln PLN – stanowiły więc istotną część wyniku finansowego przedsiębiorstwa. Natomiast straty nadzwyczajne powstały przede wszystkim wskutek przeprowadzonych bankowych postępowań ugodowych, w których PGNiG występowało po stronie wierzycieli. W związku z tym było ono zmuszone do umorzenia części wierzytelności, rozłożenia płatności na raty oraz do zamiany niektórych wierzytelności na trudno zbywalne akcje lub udziały dłużników. Całkowite straty spowodowane uczestnictwem PGNiG w bankowych postępowaniach ugodowych szacuje się na ponad 500 mln PLN.

**Do znacznego pogorszenia sytuacji finansowej gazownictwa polskiego doszło w 1996 roku. Wystąpiła wówczas kumulacja wpływu kilku niekorzystnych wydarzeń**, a mianowicie:

- wygaśnięcia ulg podatkowych,
- rozpoczęcia spłat kredytów inwestycyjnych zaciągniętych uprzednio w Banku Światowym i EBI,
- osiągnięcia nieplanowanego ujemnego wyniku finansowego (minus 324 mln PLN),
- znacznego wzrostu należności przeterminowanych,
- wzrostu zadłużenia wobec dostawców i budżetu państwa,
- wzrostu kosztów finansowych.

W rezultacie doprowadziło to do wystąpienia dużego i trwałego niedoboru środków pieniężnych (w 1997 r. był on szacowany na poziomie ponad 500 mln PLN), który pokrywano głównie dzięki zaciąganiu nowych kredytów bankowych, w większości krótkoterminowych. W celu zapobieżenia dalszym niekorzystnym zmianom, które mogły stać się niebezpieczne dla Spółki, podjęto działania, w wyniku których osiągnięto:

- porozumienie w sprawie spłaty zaległych zobowiązań budżetowych,
- zamianę części zadłużenia krótkoterminowego na kredyty długoterminowe.

Porozumienie w sprawie uregulowania zobowiązań wobec budżetu jest systematycznie realizowane, co przyczyni-



ło się do poprawy oceny i opinii spółki. Jednakże konieczność spłaty tych zobowiązań, w warunkach dużego niedoboru środków pieniężnych, spowodowała na przełomie lat 1998/99 niebezpieczny wzrost zadłużenia u dostawców oraz obniżenie możliwości inwestycyjnych. Zmniejszenie inwestycji oznaczało dostosowanie nakładów inwestycyjnych do realnych możliwości ekonomicznych spółki [11], ale ich aktualna wielkość nie odpowiadała bieżącym potrzebom oraz zamierzeniom rozwojowym gazownictwa polskiego. Nawet biorąc to pod uwagę, nie ulega już wątpliwości, że spółka nie może zwiększać swego zadłużenia, którego poziom jest niepokojący (suma zobowiązań krótko- i długoterminowych zbliża się do 50% rocznej wartości sprzedaży). Nadszedł czas na poprawę sytuacji finansowej poprzez wypracowanie znacznej obniżki kosztów, zwłaszcza w dystrybucji gazu. Dotychczas PGNiG SA unikało podjęcia tych niepopularnych środków, ale po wyczerpaniu innych możliwości jest to działanie niezbędne i nieuniknione.

Ostatnią szansą na pozyskanie dużego i bezwrotnego zasilenia finansowego była propozycja podniesienia kapitału akcyjnego Spółki [12] – zgłoszona przez nią dwukrotnie w latach 1997 i 1998. Niestety, oba wnioski nie mogły zostać przyjęte ze względów formalnoprawnych i dopóki nie dojdzie do znowelizowania obowiązujących aktów normatywnych nie ma szans na skorzystanie z tej formy wzrostu środków finansowych spółki.

Trudna sytuacja ekonomiczno-finansowa PGNiG SA jest obecnie jednym z istotnych czynników ograniczających możliwości rozwojowe gazownictwa polskiego.

### 3.4. Perspektywy rozwoju gazownictwa polskiego

Przyszłość sektora gazowniczego można rozpatrywać z punktu widzenia:

- 1) możliwości rozwoju rynku krajowego,
- 2) potencjalnych wydarzeń przyspieszających lub opóźniających niezbędne przemiany sektora.

Wzrost krajowego zużycia gazu do roku 2010 jest nadal problemem spornym, ale traktowanym coraz bardziej realistycznie. Początkowe prognozy, sformułowane w pierwszej połowie lat 90., zakładały bardzo dynamiczny przyrost krajowej konsumpcji gazu ziemnego. W 1992 r., w materiale przygotowanym do rozpatrzenia przez KERM, przewidywano wzrost zużycia gazu do 27–35 mld m<sup>3</sup>. W roku 1995 w "Założeniach polityki energetycznej Polski do 2010 roku" ustalono wielkość zapotrzebowania na gaz w granicach

22–27 mld m<sup>3</sup>. Te same wielkości przyjęło PGNiG w projekcie "Programu gazyfikacji kraju" i przy negocjowaniu wieloletnich umów na dostawy gazu z importu. Jednakże już w roku 1997 stało się oczywiste, że zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie mniejsze od planowanego. W przygotowaniu nowej prognozy krajowego zużycia gazu do roku 2010 wzięto pod uwagę dwie tendencje:

**1. Wzrost zużycia gazu spowodowany pojawieniem się nowych grup klientów: handlu i innych komercyjnych odbiorców nieprzemysłowych oraz energetyki.** Zużycie gazu przez komercyjnych odbiorców nieprzemysłowych wzrasta dynamicznie od około 90 mln m<sup>3</sup> w 1994 roku do ponad 900 mln m<sup>3</sup> w roku 1998. Przewiduje się dalsze zwiększanie zapotrzebowania na gaz przez tę grupę klientów do około 2–2,5 mld m<sup>3</sup> w roku 2010. Jeszcze większe możliwości zwiększenia popytu na gaz występują w energetyce, szczególnie w elektrociepłownictwie. Z powodu podwyższenia wymagań dotyczących ochrony środowiska ta grupa odbiorców jest szczególnie zainteresowana w zastosowaniu gazu ziemnego (zamiast węgla), jako surowca energetycznego. Potencjalne zapotrzebowanie na gaz, zgłoszone przez elektrociepłownię, jest ogromne i wynosi ponad 20 mld m<sup>3</sup>, czyli blisko 200% obecnego krajowego zużycia. Oczywiście realne możliwości są o wiele mniejsze – głównie ze względu na brak wystarczających środków na inwestycje oraz także z powodu działalności lobby węglowego. Ostatecznie, w nowej prognozie przyjęto, że efektywny popyt elektrociepłowni i elektrowni na gaz wyniesie w roku 2010 około 3,5–6,3 mld m<sup>3</sup>. Obecnie jest już eksploatowana pierwsza instalacja gazowa w elektrociepłowni w Gorzowie Wielkopolskim oraz rozpoczęto przygotowania lub realizację inwestycji w elektrociepłowniach w Nowej Sarzynie, Rzeszowie, Sanoku, Tarnobrzegu, Lublinie i Zielonej Górze.

**2. Spadek zapotrzebowania na gaz ziemny w grupie odbiorców przemysłowych oraz oszczędność zużycia gazu w gospodarstwach domowych.** Powyższa tendencja świadczy o dużej racjonalizacji zużycia osiągniętej dzięki zastosowaniu nowych metod produkcyjnych i modernizacji technologii (przemysł) lub wymianie odbiorników gazu i ogrzewania mieszkań (gospodarstwa domowe). Kontynuacja tego racjonalnego procesu spowoduje, że mimo podłączania nowych odbiorców przemysłowych i komunalnych, do roku 2010 zużycie gazu w przemyśle nie osiągnie nawet poziomu z roku 1998 (8 mld m<sup>3</sup>) i będzie kształtowało się w granicach 5,5–6 mld m<sup>3</sup> – natomiast zużycie gazu przez gospodarstwa domowe wzrośnie nieznacznie do około 5–5,5 mld m<sup>3</sup>.

**Całkowite zużycie gazu ziemnego w roku 2010 szacuje się realnie na 19–22 mld m<sup>3</sup>, jednakże z zastrze-**

[11] Nakłady inwestycyjne w latach 1997–1999 zmalały o około 40%.

[12] Chciano podnieść kapitał akcyjny bez rozpoczynania procesu prywatyzacji właściwej, czyli bez równoczesnego udostępnienia inwestorom akcji Skarbu Państwa.

żeniem, że będą dostępne wystarczające środki niezbędne do sfinansowania inwestycji.

Niedostatek środków finansowych stanowił główny problem w realizacji zamierzeń rozwojowych sektora gazowniczego. Wymagały one tak dużych nakładów inwestycyjnych [13], że znacznie przekroczyły możliwości akumulacji finansowej PGNiG. Niestety, już na przełomie lat 1997–1998 stało się jasne, co wyrażono we wniosku o podwyższenie kapitału akcyjnego, że "... Spółka utraciła zdolność generowania wystarczającej ilości środków własnych do finansowania rozwoju gazyfikacji Polski". Stan ten trwa nadal i biorąc pod uwagę możliwości samego PGNiG SA nie należy spodziewać się zasadniczej poprawy przed przeprowadzeniem prywatyzacji. **Obecnie jedynie prywatyzacja (zwłaszcza dystrybucji) stwarza realną szansę na zwielokrotnienie nakładów inwestycyjnych, a w następstwie także i zużycia gazu ziemnego w Polsce. O potencjalnych możliwościach, które stwarza prywatyzacja PGNiG, można wnioskować na podstawie rozwoju gazownictwa na obszarze byłej NRD.**

Wschodnio-niemiecki system gazowniczy został przejęty w 1991 r. przez prywatną spółkę akcyjną "Verbundnetz Gas". Równocześnie wiele innych firm rozpoczęło projektowanie, a następnie realizację mniejszych zadań inwestycyjnych dotyczących gazyfikacji miast i/lub gmin byłej NRD. Łączne inwestycje w gazownictwie Niemiec Wschodnich przekroczyły w latach 1991–1998 kwotę 15 mld DEM. Doprowadziło to do istotnego postępu w zużyciu gazu, które w analogicznym okresie wzrosło o ponad 200%. Niemcy Wschodnie, w których w poprzednim systemie konsumpcja gazu była niższa niż w części zachodniej, stały się na koniec 1998 roku obszarem o wyższym udziale gazu w energii pierwotnej (27%), niż średnio w całym Niemczech (21%). Spektakularne zmiany wystąpiły zwłaszcza w strukturze zużycia paliw do ogrzewania mieszkań we wschodniej części Niemiec (zob. tabela 4). Na zakończenie krótkiej charakte-

rystyki sukcesów gazownictwa na obszarze byłej NRD należy podkreślić, że spółce Verbundnetz Gas udało się także osiągnąć założoną dywersyfikację zaopatrzenia. Kupuje ona 50% gazu ziemnego w Rosji, 27% w Norwegii i 23% u innych firm niemieckich. Ostatnim sukcesem tej spółki było osiągnięcie w 1998r. – mimo ponoszenia kosztów wieloletniego intensywnego inwestowania – zysku w wysokości prawie 90 mln DEM.

Można z góry założyć, że w warunkach polskich postęp inwestycyjny, osiągnięty wskutek prywatyzacji, będzie mniejszy. Ostrożny realizm tego założenia wynika z nacionalnego oczekiwania, że ceny gazu ziemnego w Polsce będą w przyszłości nadal niższe niż w Niemczech [14]. Jednakże, nawet biorąc to pod uwagę, **można spodziewać się, że łączne inwestycje nowych właścicieli sieci (inwestorów strategicznych) będą kilkakrotnie większe od obecnych możliwości inwestycyjnych PGNiG.**

### 3.5 Podsumowanie

Analiza zmian zaszyłych w gazownictwie polskim w latach 1990–1998 prowadzi do sformułowania następujących głównych spostrzeżeń:

I. Okres ten charakteryzował się dużym, lecz niewystarczająco skutecznym zaangażowaniem organów administracji państwowej w kształtowanie organizacji i działalności PGNiG. Ostatecznie udało się przeprowadzić częściową restrukturyzację (wydzielenia w formie spółek-córek: geofizyki, wiertnictwa oraz zaplecza budowlanego i technicznego), ale brak zasadniczego postępu w prywatyzacji, jak i również opóźnienia w realizacji innych ważnych zamierzeń zaczynają wywierać negatywny wpływ na możliwości rozwoju gazownictwa polskiego. Szczególnie niepokojące jest pogarszanie się sytuacji finansowej Spółki.

Tabela 4. Struktura zużycia paliw w ogrzewaniu gospodarstw domowych we wschodniej części Niemiec

Lp.	Rodzaj ogrzewania	Udział % w latach	
		1990	1998
1.	Węglowe	66%	10%
2.	Centralne ogrzewanie na bazie węgla	22%	6%
	<b>Razem węglowe</b>	<b>88%</b>	<b>16%</b>
3.	Gazowe	6%	44%
4.	Centralne ogrzewanie na bazie gazu	4%	21%
	<b>Razem gazowe</b>	<b>10%</b>	<b>65%</b>
5.	Elektryczne	1%	3%
6.	Olej opałowy	1%	16%

Źródło: Publikacja VNG z czerwca 1999 r.

[13] Ekspert Banku Światowego szacowali potrzeby inwestycyjne polskiego gazownictwa w latach 1996–2010 na co najmniej 10 mld USD. Szacunki niezbędnych nakładów inwestycyjnych przeprowadzone przez PGNiG wyniosły 14 mld PLN (ceny z 1995 r.).

[14] Ceny gazu ziemnego w Niemczech należą do najwyższych wśród krajów UE.

2. Bliska ideologii poprzedniego systemu "strategia samowystarczalności", wyrażająca się w próbie zrealizowania kilku ambitnych programów (gazyfikacji kraju, rozbudowy PMG i utrzymania krajowego wydobycia) własnymi siłami PGNiG zakończyła się fiaskiem. Jak oceniły to same władze spółki "utraciła ona zdolność generowania wystarczającej ilości środków własnych". Należy mieć nadzieję, że autorzy aktualizowanego programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG oraz nowy zarząd spółki wyciągną z tego właściwe wnioski już na najbliższą przyszłość.

3. Dzięki zastosowaniu nowej lub zmodernizowanej technologii oraz wymianie odbiorników gazu i ociepleniu mieszkań ma miejsce racjonalizacja zużycia gazu w przemyśle i gospodarstwach domowych – proces ten będzie

kontynuowany w najbliższych latach. Największą szansę na wzrost zużycia gazu w Polsce stwarza pojawienie się nowej grupy klientów (handel i inni komercyjni odbiorcy nieprzemysłowi) oraz modernizacja energetyki, zwłaszcza elektrociepłowni. Jednakże zastosowanie gazu ziemnego zamiast węgla wymaga dużych nakładów inwestycyjnych. Ogranicza to obecnie możliwości wzrostu zużycia gazu w energetyce.

4. Kluczem do lepszej przyszłości gazownictwa polskiego jest jego prywatyzacja i dokończenie restrukturyzacji. Szczególnie pilne i ważne jest rozpoczęcie prywatyzacji dystrybucji gazu ziemnego, co umożliwiłoby zwielokrotnienie inwestycji, a w następstwie doprowadziłoby do wzrostu zużycia gazu i osiągnięcia nadwyżki finansowej.

---

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).

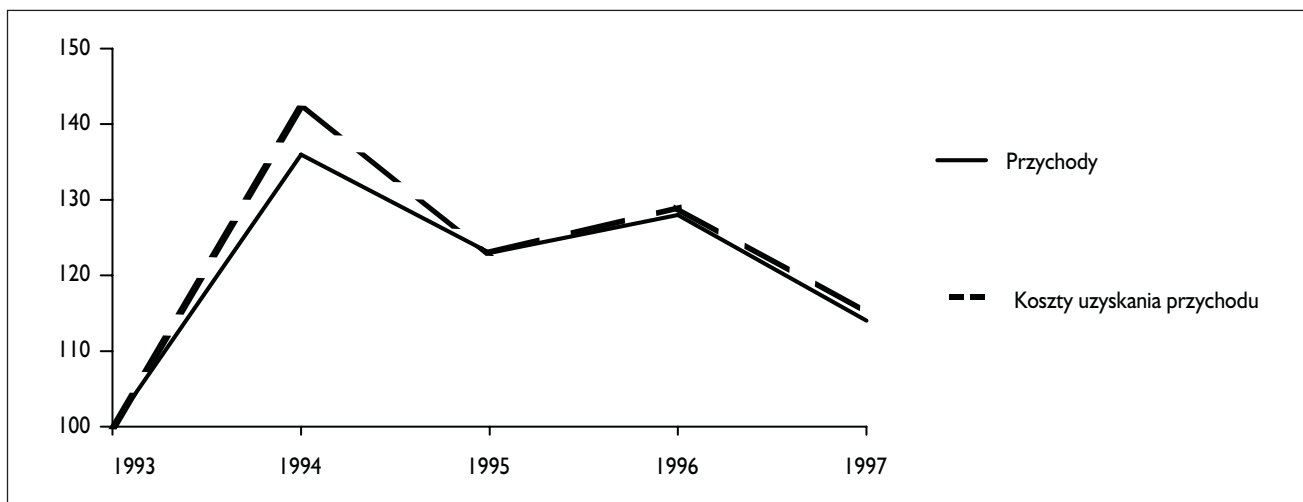
Pozytywną stroną takiej tradycyjnej struktury paliwowej, polegającej na dominacji paliw krajowych, jest bezpieczeństwo i niezależność energetyki Polski od zewnętrznych dostaw paliw. Jednak jej negatywnymi stronami jest zbytne uzależnienie energetyki od górnictwa węglowego, poważne szkody ekologiczne 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 SO<sub>2</sub>. 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)

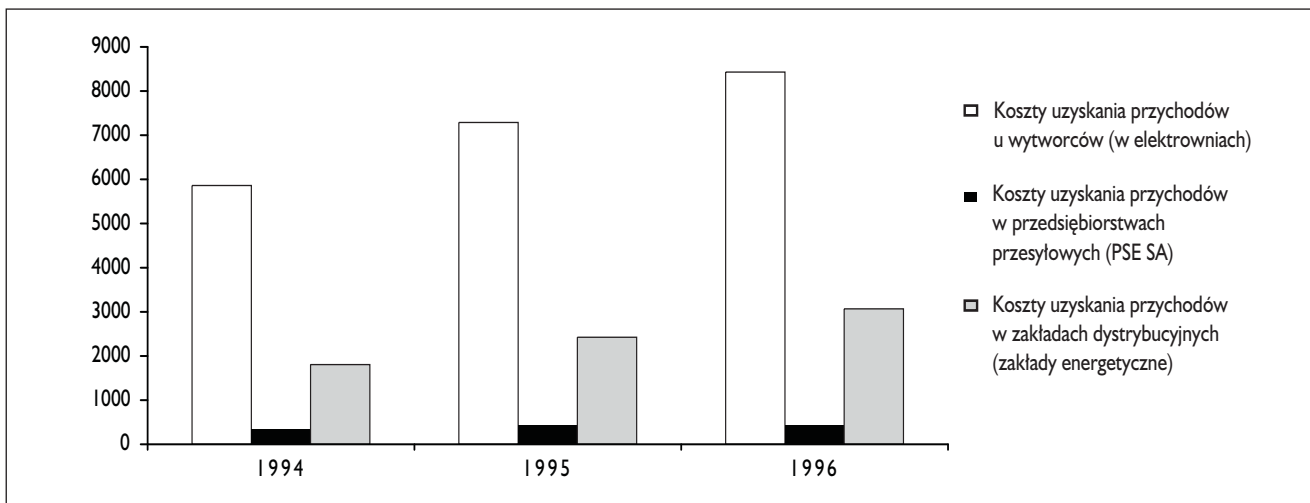


Źródło: Raport o stanie polskiego przemysłu za lata 1995–1996, MPiH oraz Raport o stanie przemysłu w roku 1997, MG

[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.**

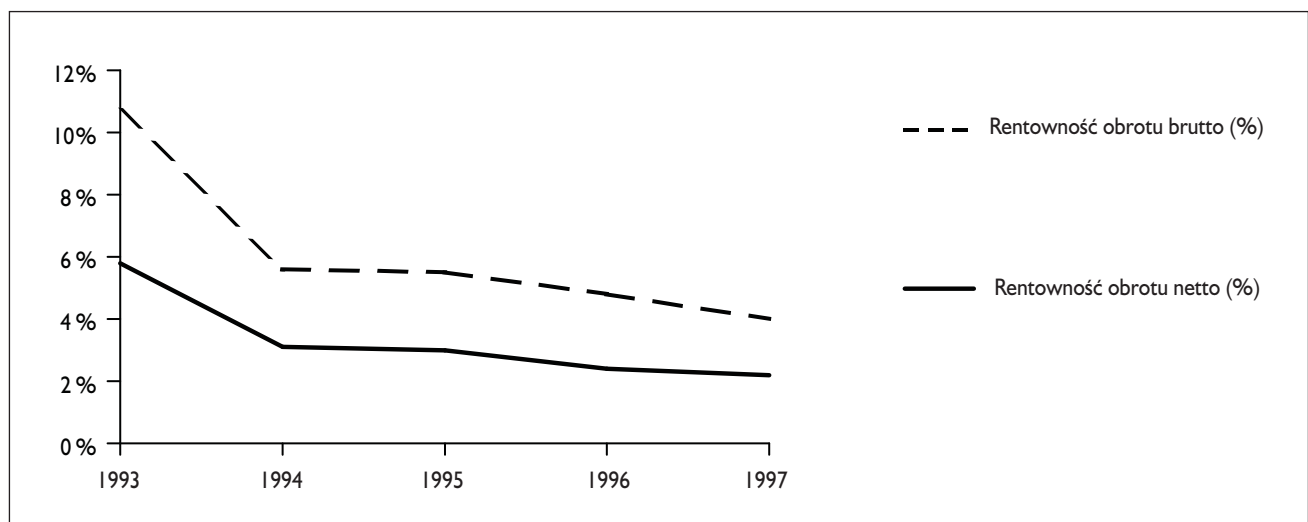
Nakłady inwestycyjne w elektroenergetyce zawodowej wyniosły w 1997r. ogółem 5.754 mln zł, z tego w:

- 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 UCPT. 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 (UCPTE), a jednocześnie otworzyło możliwości do rozpoczęcia procesu przyjmowania Polski do organizacji UCPT.

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
Elektrociepłownia 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 odgórną 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 Łązińska, Elektrownia Łągisza, 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-Pompe,
- 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.

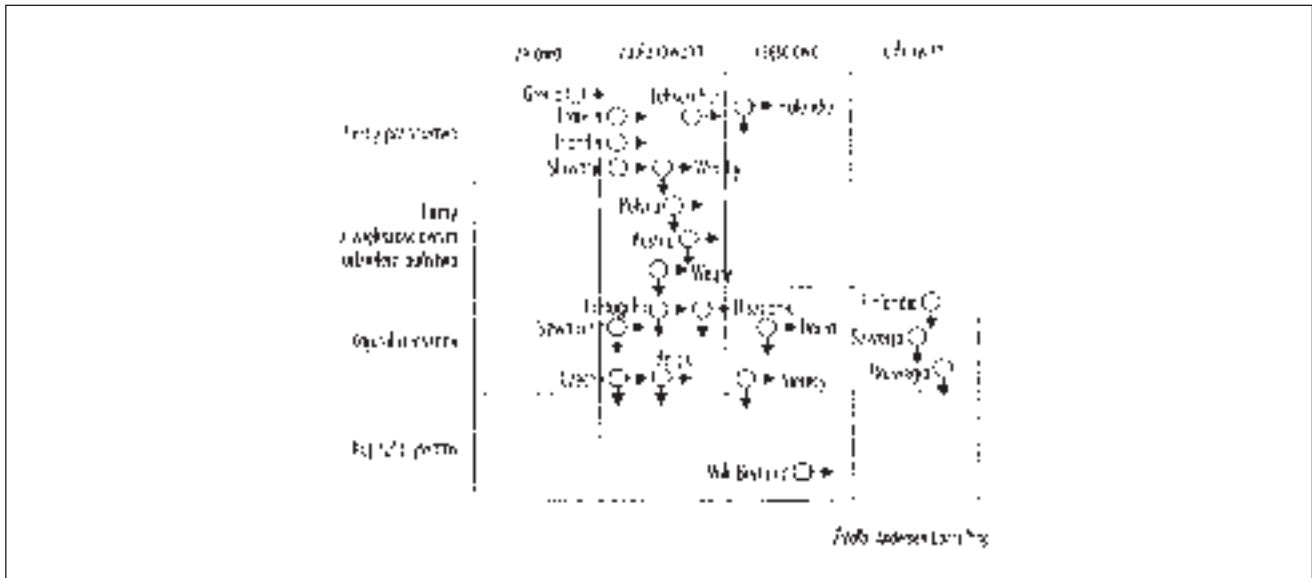
##### Doświadczenia państw o zaawansowanej restrukturyzacji i liberalizacji rynku energetycznego

###### 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. Uzupełnieniem 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 kilkaset 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 "Założeniami 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 zwartego projektu, który określałby strukturę sektora oraz etapy wprowadzania rynku.

Należy zaprzestać tworzenia wyrywkowych 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.

Robert Brudzyński

## Rozdział 5.

### Analiza sektora hutnictwa żelaza i stali

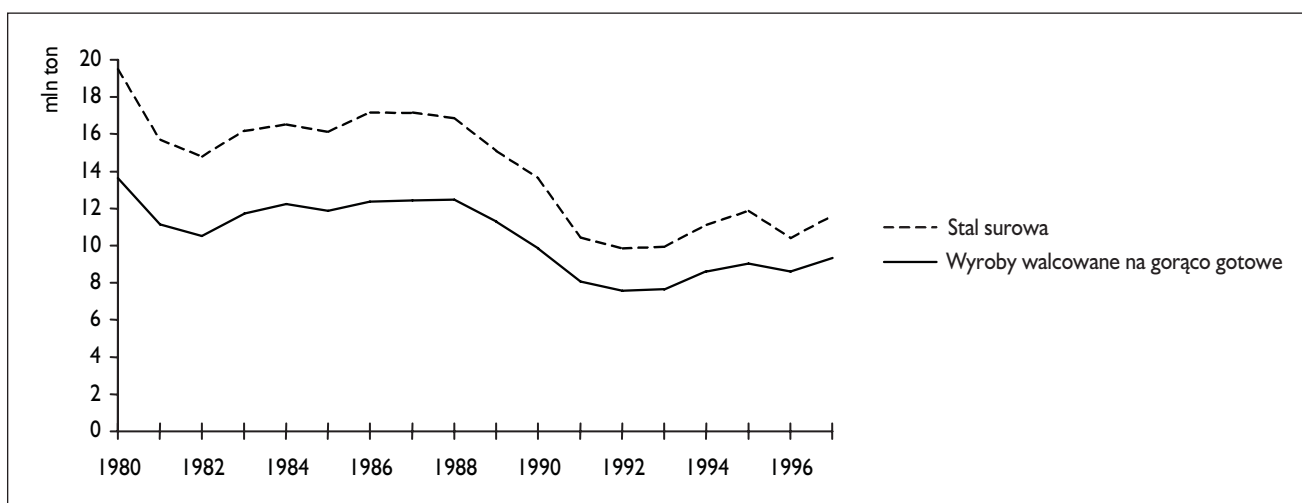
#### 5.1. Prezentacja sektora

Głównym celem poniższego opracowania jest prezentacja dotychczasowych wyników restrukturyzacji branży hutniczej i możliwości kontynuowania ich w przyszłości. Specyfika procesu produkcji uniemożliwia częstokroć prezentację danych dotyczących działalności całego sektora. Zasady przyporządkowania przedsiębiorstw do branż Europejskiej Klasyfikacji Działalności (EKD) powodują, że część firm zajmujących się de facto działalnością hutniczą wchodzi w skład innych branż EKD. Dzieje się tak w sytuacji kiedy produkcja hutnicza jest częścią procesu produkcyjnego w zakładzie, a finalny wyrób jest produktem o wyższym stopniu przetworzenia. Przykładem może być tutaj taki zakład, jak Huta Stalowa Wola, w której proces przetwarzania żeliwa i stali kończy się produkcją maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa. Z tego powodu większość prezentowanych w poniższym opracowaniu danych będzie dotyczyła tylko trzech branż EKD – "produkcji żeliwa i stali", "produkcji rur" i "pozostałej obróbki wstępnej stali".

Produkty hutnictwa są podstawowym surowcem dla wielu działów gospodarki i decydują w dużej mierze o konkurencyjności szeregu innych wyrobów przemysłowych. Udział przychodów sektora hutniczego w przychodach przemysłu wyniósł w 1997 roku 5,5%. W omawianej branży pracowało w końcu 1998 roku prawie 87 tys. osób, co stanowiło 3,3% zatrudnionych w przemyśle przetwórczym.

W okresie powojennym następował dynamiczny wzrost produkcji krajowego hutnictwa żelaza i stali, aż do osiągnięcia w szczytowym 1980 roku 19,5 mln ton stali surowej i 13,5 mln ton wyrobów walcowanych. Późniejsze przemiany polityczne i gospodarcze pociągnęły za sobą zdecydowany spadek produkcji stali i wyrobów hutniczych w kraju. Po ustabilizowaniu się produkcji w latach 1983–1988 na poziomie zbliżonym do 16 mln ton stali surowej i 12 mln ton wyrobów walcowanych, w 1989 roku rozpoczęła się zapaść polskiego hutnictwa. Tylko w latach 1990–1992 produkcja obniżyła się o około 40% (wykres 1). W tym samym czasie zużycie wyrobów hutniczych spadło o ponad 50%.

Wykres 1. Produkcja stali surowej i wyrobów walcowanych na gorąco w Polsce w latach 1980–1997



Źródło: Dane GUS

Przyczyn takiego stanu rzeczy było wiele, ale przede wszystkim zaważyła na nim okresowa recesja gospodarcza związana z transformacją systemową. Zmniejszyła się produkcja przemysłów stalochłonnych (w tym zbrojeniowego), załamał się eksport maszyn, kompletnych obiektów przemysłowych, ciężkich maszyn budowlanych, taboru kolejowego i statków na rynki krajów byłego RWPG. Drastycznemu ograniczeniu uległa produkcja budowlana – montażowa. Nadmiernie rozbudowane możliwości produkcyjne sektora oraz ich struktura przeznaczona na potrzeby przemysłu zbrojeniowego i ciężkiego okazały się zupełnie nieprzystosowane do potrzeb gospodarki rynkowej.

Hutnictwo ratowało się eksportem na rynki Unii Europejskiej i Dalekiego Wschodu. Wpłynęło to na polepszenie wykorzystania zdolności produkcyjnych, ale jednocześnie wiązało się z dużym wysiłkiem wynikającym z wchodzenia na wymagające rynki zachodnie i podjęcia konkurencji z hutnictwem Czech, Rosji, Słowacji i Ukrainy. Ekspansja eksportowa prowadzona była często po cenach dumpingowych, co pozwalało hutom na sprzedaż znacznych ilości wyrobów i pokrycie kosztów zmiennych ale nie rekompensowało pełnych, wcześniejszych nakładów. W 1997 roku udział polskiego eksportu żelaza, żeliwa i stali w eksporcie towarów ogółem wyniósł 9,2%. Analogiczny wskaźnik liczony dla importu był niższy i wyniósł 4,3%. Szybko rosnący eksport nie przynosi jednak znaczących zysków, a jest jedynie działaniem pozwalającym hutom przetrwać. Porównanie średnich cen w imporcie i eksporcie pokazuje, że średnia cena jednej importowanej jednostki jest 2,5-krotnie wyższa niż jednej jednostki eksportu (zob. wykres 2).

### 5.1.1. Struktura własności

Do końca 1998 roku sprywatyzowano jedynie dwa przedsiębiorstwa sektora hutniczego – Hutę Warszawa Sp. z o.o. i Hutę Szczecin SA. W pierwszym przypadku inwestorem strategicznym została włoska grupa Lucchini. Szczecińska huta została sprywatyzowana po likwidacji, a jej jedynym właścicielem jest Stalexport SA.

Do Narodowych Funduszy Inwestycyjnych włączono:

- Hutę Buczek SA i Hutę Zabrze SA (NFI IV),
- Hutę Ferrum SA (NFI I, huta została wprowadzona przez NFI na giełdę a pierwsze notowanie miało miejsce 27 czerwca 1997 roku),
- Hutę Pokój SA (NFI III),
- Hutę Zygmunt SA (NFI XV).

W pięciu hutach przeprowadzono bankowe postępowania ugodowe:

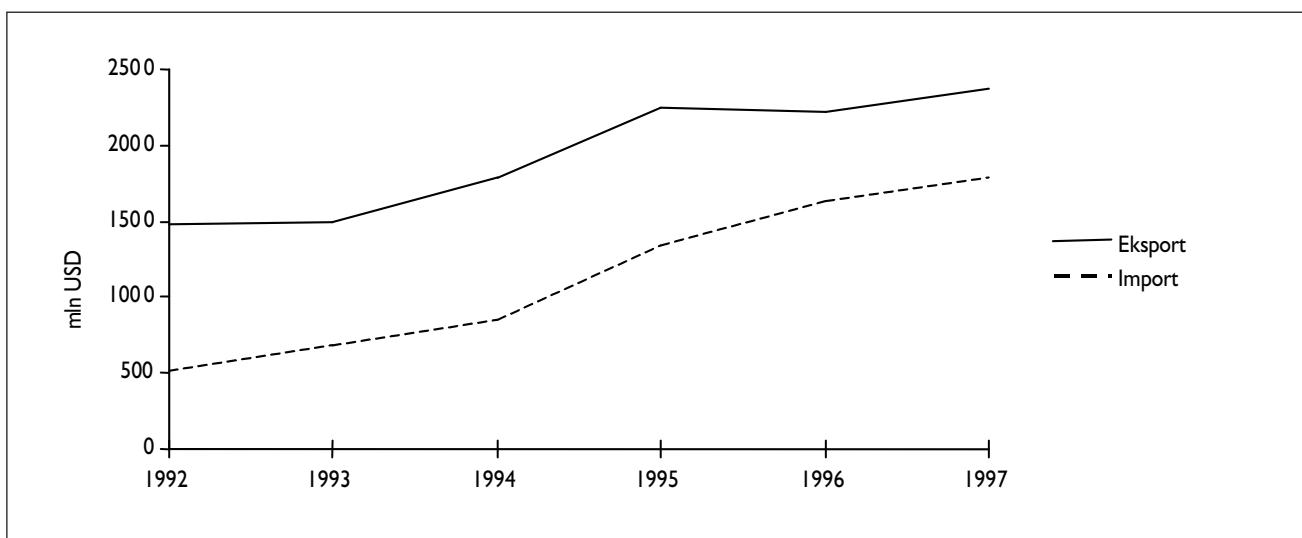
- Huta Batory SA,
- Huta Jedność SA,
- Huta Małapanew SA,
- Huta Ostrowiec SA,
- Huta Stalowa Wola SA,

w wyniku których huty: Ostrowiec, Batory i Jedność stały się spółkami wierzycieli, a w Hucie Małapanew i Stalowa Wola Skarb Państwa nadal zachował pakiety większościowe.

W jednoosobowe spółki Skarbu Państwa przekształcono huty: Katowice, Sendzimira, Andrzej, Florian, Łabędy, Częstochowa i Kościuszko. Status przedsiębiorstwa państwowego zachowały jedynie huty Baildon i Cedler.

Na bazie zlikwidowanej Huty Bobrek powstały dwie spółki pracownicze zajmujące się produkcją hutniczą: Duo Stal Sp. z o.o. Bytom i Zakłady Metalurgiczne w Bytomiu. Poza dwoma wyżej wymienionymi zakładami formę spółki

Wykres 2. Eksport i import produktów sektora hutniczego w latach 1992–1997



Źródło: Dane GUS

Tabela I. Struktura własnościowa i plany prywatyzacyjne sektora hut żelaza i stali

Huta	Udział Skarbu Państwa	Plany prywatyzacyjne
Katowice SA Sendzimira SA Florian SA Stalowa Wola SA Gliwice SA Kościuszko SA Łabędy SA	100% akcji Skarbu Państwa  75% akcji Skarbu Państwa	Prywatyzacja kapitałowa – udostępnienie ponad 51% akcji inwestorowi strategicznemu wyłonionemu w trybie rokowań (lata 1999–2001)
Andrzej SA	100% akcji Skarbu Państwa	Kontrakt menedżerski, w efekcie którego nastąpi udostępnienie akcji inwestorowi z podwyższonego kapitału (2001 r.)
Częstochowa SA	100% akcji Skarbu Państwa	Prywatyzacja pośrednia poprzedzona restrukturyzacją, rozważana możliwość udostępnienia akcji w ofercie publicznej adresowanej do inwestorów instytucjonalnych i osób fizycznych (2000 r.)
Ostrowiec SA Łaziska SA Zawiercie SA	25% akcji Skarbu Państwa  41,5% akcji Skarbu Państwa	Prywatyzacja kapitałowa – udostępnienie ponad 51% akcji inwestorowi strategicznemu wyłonionemu w trybie rokowań lub wniesienie akcji Skarbu Państwa do funduszy inwestycyjnych (lata 1999–2000)
Pokój SA Jedność SA Buczek SA Zabrze SA Zygmunt SA Batory SA	25% akcji Skarbu Państwa  28,79% akcji Skarbu Państwa	Prywatyzacja kapitałowa – udostępnienie akcji inwestorowi strategicznemu wyłonionemu w trybie rokowań (lata 1999–2000)
Ferrum SA	14,8% akcji Skarbu Państwa	Akcje wniesione do NFI, spółka giełdowa
Szczecin SA	21,145% akcji Skarbu Państwa	Po udostępnieniu akcji pracownikom Skarb Państwa pozostanie właścicielem 3,5% akcji
Mała Panew SA	87,9% akcji Skarbu Państwa	Spółka objęta programem SRP
Lucchini Sp. z o.o.	0,002% udziałów Skarbu Państwa	
P.P. Ceder P.P. Baildon		Komercjalizacja, a następnie prywatyzacja pośrednia (lata 1999–2001), rozważana możliwość konsolidacji z Hutą Katowice SA

Źródło: Dane MSP

pracowniczej posiadają zakłady: ZPH Stal Produkt, Zakłady Ostrowieckie, Odlewnia Rur i Metalodlew.

Zaangażowanie kapitału zagranicznego w restrukturyzację polskiego sektora hutniczego jest minimalne. Jediną hutą sprywatyzowaną z większościowym udziałem kapitału zagranicznego (51%) jest Huta Lucchini Warszawa. Krajowe huty rozpoczynają przedsięwzięcia, w których udziałowcem jest kapitał zagraniczny, jednak ich skala pozostaje ciągle nieznaczną. Huta Baildon, na przykład, utworzyła dwie spółki

z udziałem kapitału zagranicznego: Sandvik – Baildon SA oraz Elektrody Baildon Sp. z o.o.

### 5.1.2. Podstawowe parametry i relacje ekonomiczne

Dynamika przychodów branży hutniczej w okresie 1993–1995 znacznie przewyższała poziom inflacji. Wskaźniki



Tabela 2. Podstawowe parametry i relacje ekonomiczne sektora hutnictwa żelaza i stali\*

Rok	Przychody ogółem	Koszty uzyskania przychodu	Wynik finansowy brutto	Wynik finansowy netto	Rentowność brutto	Rentowność netto	Płynność
1993	4600	4500	-9	-172	-0,2%	-3,7%	59,9%
1994	7500	7100	138	-50	1,8%	-0,7%	60,9%
1995	11548	10861	796	387	6,9%	3,4%	80,1%
1996	12225	12387	-13	-42	-0,1%	-0,3%	57,0%
1997	14384	14456	-61	-97	-0,4%	-0,7%	48,6%

Źródło: Dane GUS

\* zyskowność brutto – jest relacją wyniku finansowego brutto do przychodów ogółem sektora

zyskowność netto – jest relacją wyniku finansowego netto do przychodów ogółem sektora

płynność – jest relacją środków pieniężnych, papierów wartościowych przeznaczonych do obrotu, należności i roszczeń, zapasów oraz rozliczeń międzyokresowych do zobowiązań krótkoterminowych  
przychody, koszty, wyniki finansowe – w mln PLN

efektywnościowe branży, które w początkowym okresie transformacji były ujemne, przybrały w 1995 roku wartości dodatnie. Ta pozytywna zmiana wynikała zarówno z poprawy koniunktury, jak i procesów oddłużeniowych prowadzonych z udziałem Skarbu Państwa. W latach 1993–1995 postępowały układowe i bankowe postępowania ugodowe pozwoliły na redukcję ok. 256 mln PLN zobowiązań głównych oraz 324 mln PLN odsetek. Pogorszenie koniunktury w 1996 przyniosło realny spadek przychodów, a wraz z nim ponowne pogorszenie kondycji finansowej branży. O wyniku sektora w 1996 roku zadecydowała kondycja Huty Katowice, która zamknęła ten rok wynikiem finansowym brutto (-130,8) mln PLN. Utrzymywanie się kryzysu w 1997 roku jeszcze bardziej pogorszyło wyniki polskiego hutnictwa. O tym, jak ceny na rynku hutniczym są podatne na zmiany koniunktury może świadczyć fakt, że pomiędzy majem 1995 roku a początkiem roku 1996, cena tony taśm gorącowalcowanych spadła na rynkach światowych z 475 USD do 250 USD.

## 5.2. Charakterystyka produktów branży

Produkcja sektora hutnictwa żelaza i stali obejmuje:

- produkcję surówki z rudy lub złomu: w stanie ciekłym, bloków, skawalonym, odlewania ciągłego,
- produkcję surówki zwierciadlistej, wysokowęglowych stopów żelazomanganowych i żelazofosforowych,
- produkcję stali w konwerterach lub piecach,
- produkcję wyrobów np.: walcowanych na gorąco łącznie z wyrobami odlewania ciągłego, walcowanych na zimno płatów i arkuszy, szyn, kształtowników walcowanych na gorąco, elementów ścianek szczelnych lub dwuteowników szerokostopowych, w tym również wyrobów pokrytych lub platerowanych,
- produkcję żelaza ziarnistego.

Polski sektor hutniczy, wytwarzając szeroki asortyment

wyrobów, nie jest jednak w stanie zaspokoić całości potrzeb rynku. Nadmiernie rozbudowane zdolności produkcyjne wyrobów długich oraz brak zdolności wytwórczych wyrobów płaskich cienkich i przetworzonych powodują, że hutnictwo polskie jest w stanie zaspokoić jedynie 80–85% popytu krajowego.

Wyroby długie obejmują: szyny i akcesoria kolejowe, pręty i kształtowniki, walcówkę, wyroby ciągnione, szlifowane i łuszczone, drut ciągniony, kształtowniki gięte na zimno. We wszystkich tych grupach zużycie krajowe jest niższe od produkcji. Polskie hutnictwo jest eksporterem netto prawie wszystkich wyrobów długich.

Wyroby płaskie obejmują: blachy walcowane na gorąco, bednarkę, blachy i taśmy walcowane na zimno, blachy i taśmy ocynkowane, ocynowane, blachy z powłokami metalicznymi. W grupach tych zużycie jest wyższe od produkcji krajowej. Polska jest więc importerem netto wyrobów wysoko przetworzonych, o wysokich parametrach oraz produkowanych ze stali specjalnych.

Do czasu przeprowadzenia restrukturyzacji hutnictwa, a w szczególności budowy nowych walcowni ciągłych blach, sytuacja ta nie ulegnie zasadniczej zmianie i polskie hutnictwo będzie eksportować wyroby długie i blachy grube. Blachy cienkie walcowane na gorąco, blachy i taśmy walcowane na zimno i blachy powlekane będą zaś pochodziły z importu.

Popyt krajowy na blachy o grubości poniżej 8 mm oraz walcówki, ze stali nierdzewnej oraz z pozostałych stali stopowych jest w całości zaspokajany importem. Niezależnie od tego polskie hutnictwo nie produkuje wielu asortymentów ze względów technologicznych (np. blach ocynkowanych o grubości 0,16 do 0,24 mm, blach grubych w kręgach o grubości powyżej 10–12 mm, blach o dużych szerokościach lub wymaganiach jakościowych, jak również niektórych profilowymiarów kształtowników) i ekonomicznych (wyroby, na które zamówienia są zbyt małe tonażowo, co nie uzasadnia celowości podejmowania produkcji).

### 5.2.1. Technologie wytwarzania

Z 19,5 mln ton stali wyprodukowanej w 1980 roku 9,1 mln ton wytworzono w technologiach martenowskich, przestarzałych, energochłonnych i szkodliwych dla środowiska naturalnego. W 1995 roku już tylko niewiele ponad 1,5 mln ton wyprodukowano w tej technologii (wykres 3), a do 2000 roku procesy martenowskie mają być całkowicie wyeliminowane.

Równoległe ze zmianą struktury wytapiania stali wdrażany jest proces ciągłego odlewania stali (COS), który obniża koszty wytwarzania (o ok. 25 USD na tonę stali). Udział stali produkowanej w technologii ciągłego odlewania wzrósł po uruchomieniu drugiej linii COS w Hucie Katowice i oddaniu do użytku innej COS w hucie Sendzimir do 60% z ok. 8% w początku lat 90. Do roku 2002 udział stali produkowanej z linii COS ma być większy niż 90%.

Patrząc z perspektywy Europy Środkowo-Wschodniej, przekroczenie przez Polskę 60% poziomu produkcji stali z linii COS plasuje nas przed Rumunią, która wytwarza w tej technologii ponad 46% i Rosją – 31%, ale daleko w tyle za Węgrami – 89% produkcji stali z linii COS. Na tle większości krajów Europy Zachodniej, gdzie z reguły udział COS w produkcji stali przekracza 95% poziom technologiczny krajowych producentów przedstawia się jeszcze gorzej. Linia COS nie jest już nowością technologiczną. Istnieją nowsze techniki pozwalające na odlewanie wysoko przetworzonych wyrobów z pominięciem wstępnego walcowania półwyrobów.

Wydziały produkujące wyroby finalne w Polsce reprezentują bardzo zróżnicowany poziom. Około 80% produkcji hutnictwa (określonej wagą wyrobów) wytwarza

się na 30% zainstalowanych urządzeń, które standardami nie odbiegają od średniej europejskiej.

### 5.2.2. Konkurencyjność eksportu na rynkach zagranicznych

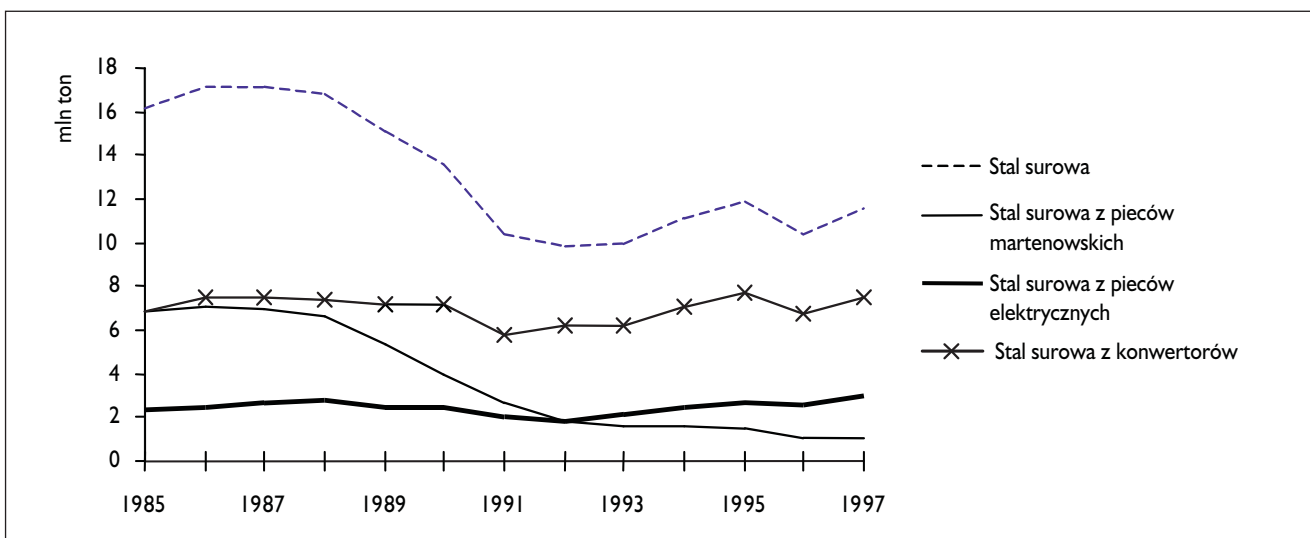
Wyroby hutnictwa stanowią znaczącą pozycję w eksporcie ogółem i w eksporcie przemysłowym. W 1992 roku wartość wyeksportowanych wyrobów hutniczych stanowiła ok. 8% całego polskiego eksportu. Obecnie wynosi ona ok. 6,5%. Dużym wahaniem ulegają średnie ceny płacone za tonę eksportowanych wyrobów, które zależą głównie od struktury asortymentowej eksportu.

Niekorzystne są relacje cen wyrobów importowanych do eksportowanych. Ceny jakie płacimy za tonę wyrobów importowanych są ok. 2 razy wyższe niż te, które uzyskujemy w eksporcie. Wiąże się to z niekorzystną strukturą asortymentową i gatunkową. O takich relacjach cenowych decyduje niski udział w eksporcie hutniczym ogółem wyrobów przetworzonych, wyrobów ze stali nierdzewnych i pozostałych stali stopowych.

W ocenie struktury asortymentowej eksportu należy zwrócić szczególną uwagę na stopień przetworzenia wyrobów oraz gatunki stali. Udział wyrobów wysoko przetworzonych w eksporcie polskiego hutnictwa jest bardzo mały. W 1997 roku wynosił 19%. Polska eksportuje niewielkie ilości stali odpornych na korozję i pozostałych stali stopowych. Większość eksportu stanowią stale węglowe, czyli o niskiej jakości. Tendencja ta pogłębia się, w ostatnich latach udział stali węglowej w eksporcie wzrósł z 90 do 99%.

Ocena ogólna konkurencyjności polskiego hutnictwa na rynkach zagranicznych wypada niekorzystnie. Badanie

Wykres 3. Produkcja stali surowej w Polsce w latach 1985–1997



Źródło: Dane GUS

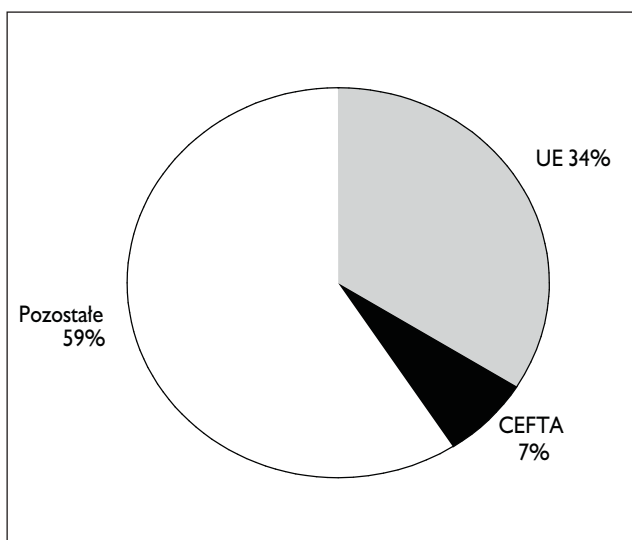
Tabela 3. Produkcja, import, eksport i zużycie jawne głównych grup wyrobów stalowych w Polsce w latach 1992–1997 (mln ton)

Grupa wyrobów		1992	1993	1994	1995	1996	1997
Półwyroby	Produkcja	1,70	1,36	1,60	1,03	1,13	1,19
	Import	0,37	0,08	0,14	0,06	0,13	0,16
	Eksport	1,64	1,15	1,45	0,70	1,05	1,21
	Zużycie jawne	0,12	0,37	0,20	0,41	0,20	0,14
Wyroby płaskie	Produkcja	2,10	2,16	2,47	2,86	2,60	3,12
	Import	0,23	0,38	0,48	0,57	0,51	0,74
	Eksport	0,34	0,33	0,58	0,66	0,51	0,66
	Zużycie jawne	1,96	2,20	2,37	2,77	2,60	3,20
Wyroby długie	Produkcja	3,18	3,45	3,79	4,18	4,20	4,06
	Import	0,09	0,13	0,21	0,26	0,26	0,28
	Eksport	1,31	1,71	1,87	2,01	2,10	2,25
	Zużycie jawne	1,96	1,78	2,12	2,43	2,38	2,09
Rury	Produkcja	0,52	0,50	0,49	0,56	0,51	0,47
	Import	0,05	0,07	0,08	0,15	0,16	0,23
	Eksport	0,12	0,09	0,13	0,14	0,08	0,11
	Zużycie jawne	0,45	0,47	0,44	0,57	0,60	0,59

Źródło: Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa

międzynarodowej konkurencyjności branży "produkcja żeliwa i stali oraz stopów żelaza" wykonane w Instytucie Badań nad Gospodarką Rynkową, przy wykorzystaniu makroekonomicznej metody DRC potwierdza to spostrzeżenie. Metoda ta polega na porównaniu wartości dodanej branży w cenach światowych z wartością dodaną branży wyrażoną w cenach krajowych. Od 1993 roku wskaźnik DRC pogorszył wartość z 1,28 do 1,91 w 1995 roku, co oznacza, że wartość dodana wyrażona w cenach krajowych jest o 91% wyższa niż wartość dodana w cenach światowych.

Wykres 4. Struktura geograficzna eksportu sektora hutniczego w 1997 roku

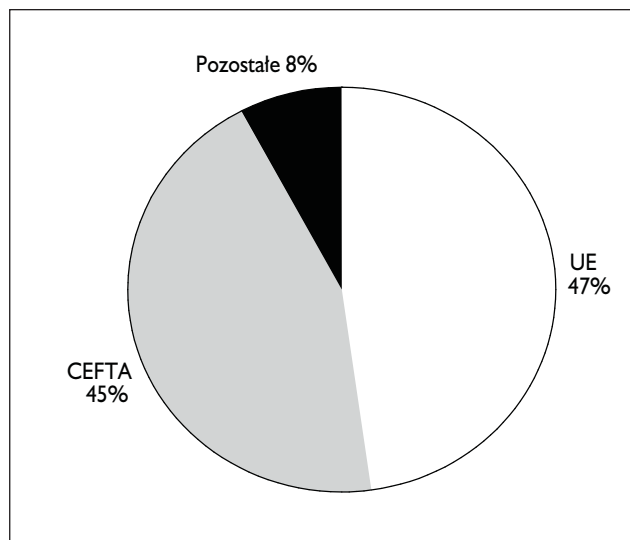


Źródło: Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa

### 5.2.3. Kierunki eksportu i importu

Odbiorcami 34% eksportowanych wyrobów hutniczych w 1997 roku były kraje Unii Europejskiej, w tym głównie Niemcy. Wśród odbiorców z Europy Środkowo-Wschodniej dominowały Czechy. Importerzy z Tajwanu i Tajlandii mieli największy udział wśród pozostałych krajów. Poza wyżej wymienionymi krajami znaczące ilości wyrobów polskiego hutnictwa eksportowane były również do Hongkongu, Maroka, Chin, Algierii, Wielkiej Brytanii, Korei, Singapuru i USA. Istnieje też duża grupa drobnych odbior-

Wykres 5. Struktura geograficzna importu sektora hutniczego w 1997 roku



Źródło: Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa

ców, którzy zakupili ok. 20% wyeksportowanych wyrobów hutniczych (wykres 4).

Ponad 2/3 polskiego importu wyrobów hutniczych pochodzi od najbliższych sąsiadów: Czech, Niemiec, Słowacji, Ukrainy i Rosji. Ok. 30% wyrobów Polska importuje z ponad 60 krajów.

W strukturze geograficznej polskiego handlu zagranicznego charakterystyczny jest wysoki udział krajów UE zarówno w eksporcie, jak i imporcie oraz niski udział krajów Europy Środkowo-Wschodniej w eksporcie, a wysoki w imporcie (wykres 5). W handlu zagranicznym z pozostałymi krajami polskie hutnictwo osiąga nadwyżkę zarówno w wyrobach przetworzonych, jak i półwyrobach. W handlu z krajami CEFTA nadwyżkę osiągamy jedynie w handlu wyrobami długimi, zaś w handlu z UE w wyrobach niskoprzetworzonych i półwyrobach.

#### 5.2.4. Przedsiębiorstwa

Potencjał produkcyjny skoncentrowany jest w 24 hutach o różnej wielkości i stopniu nowoczesności. Ponadto w skład sektora wchodzi zakłady utworzone przez niektóre huty z wyodrębnionej części majątku tych hut. Najbardziej znaczącymi przedsiębiorstwami w branży są (zob. tablica 7 oraz wykresy 6–8):

##### Huta Katowice SA

Huta Katowice jest największym przedsiębiorstwem branży "produkcja żeliwa i stali oraz stopów żelaza". Udział przychodów huty w przychodach całej branży wyniósł w 1997 roku 30%. Firma ta koncentruje ok. 40% krajowej produkcji stali surowej. Udział huty w produkcji surowki żelaza jest jeszcze większy (52,8%). Ponadto Huta Katowice jest producentem koksu, prętów i kształtowników gorącowalcowanych, szyn kolejowych, pierścieni kutowalcowanych, odlewów stalowych i wyrobów dla górnictwa. Wstrzymanie procesu inwestycyjnego w hucie w latach siedemdziesiątych uniemożliwiło rozbudowę wydziałów zajmujących się przetwórstwem stali. W efekcie huta może przerobić tylko ok. 30% wytworzonej stali, głównie w postaci wyrobów o niskim stopniu przetworzenia i półproduktów. Głównym odbiorcą produkcji huty jest Huta Sendzimir. Huta Katowice obciążona jest olbrzymim majątkiem w środkach trwałych i zatrudnia ponad 22 tys. osób, co jest istotną barierą w procesie jej restrukturyzacji. Huta Katowice jest największym eksporterem branży i koncentruje ok. 50% eksportu wyrobów hutniczych.

##### Huta Sendzimir

Huta Sendzimir jest drugim co do wielkości przedsiębiorstwem sektora hutniczego. Udział przychodów huty w przychodach branży wyniósł w 1997 roku 14%. Od 1991 roku trwa przekształcanie Huty Tadeusza Sendzimira w holding. Z huty wydzielonych zostało 15 spółek. Z ponad 30 tys. pracowników w hucie pracuje obecnie 17 tys. osób,

a po zakończeniu restrukturyzacji pozostać ma ok. 10 tys. Pozycja huty w stosunku do konkurencji nie jest dobra. Asortyment produkcji jest standardowy i brakuje w nim nowoczesnych produktów oferowanych przez konkurencję. Krakowska huta jest krajowym monopolistą w blachach ocynkowanych i ocynowanych. Jako jedyna w Polsce wytwarza blachy karoseryjne i zimnowalcowane, głębokotłoczone. Do tej pory huta nie zbudowała własnej sieci dystrybucji wyrobów. Przychody z eksportu stanowią tylko ok. 9% przychodów ogółem huty.

##### Huta Częstochowa

Huta Częstochowa jest największym w kraju producentem blach grubych i czołowym dostawcą wyrobów hutniczych do polskich stoczni. Huta ma ponad 5% udział w krajowej produkcji surowki żelaza i ponad 7% udział w produkcji stali surowej i gotowych wyrobów walcowanych. Zakład wytwarza ponadto koks, rury bez szwu, konstrukcje stalowe oraz części maszyn i urządzeń. Przychody huty stanowiły w 1997 roku ok. 8% przychodów sektora, a prawie 20% z nich pochodziło z eksportu.

##### Huta Lucchini Warszawa Sp. z o.o.

Grupa Lucchini produkuje rocznie ok. 3 mln ton stali. Zatrudnia na świecie 10 tys. pracowników. Huta Lucchini w Warszawie jest największą w Europie Środkowo-Wschodniej spółką joint venture w sektorze hutniczym. Moce produkcyjne huty wynoszą ok. 1 mln ton stali stopowych rocznie uzyskiwanych w piecach elektrycznych. Huta wytwarza pręty gorącowalcowane, walcówki, druty i pręty ciągnione, taśmy zimnowalcowane i odkuwki i jest największym w Polsce producentem wyrobów hutniczych długich ze stali jakościowych.

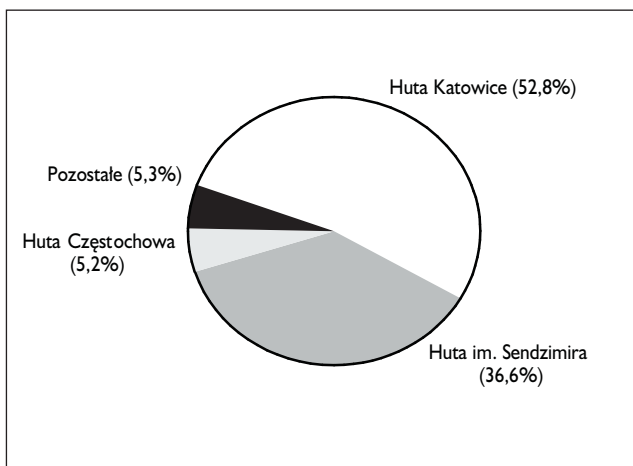
##### Huta Batory SA

Huta Batory koncentrowała w 1997 roku ok. 3% przychodów sektora hutniczego. Firma zajmuje się produkcją stali stopowych, prętów gorącowalcowanych i kutek, blach gorącowalcowanych grubych, rur bez szwu i odkuwek. Ponad 15% produkcji huty sprzedawanych jest na rynkach zagranicznych. Firma uzyskała certyfikat TUV – CERT dla stosowania systemu jakości wg normy ISO 9002 w zakresie wytwarzania wyrobów.

##### Huta Pokój SA

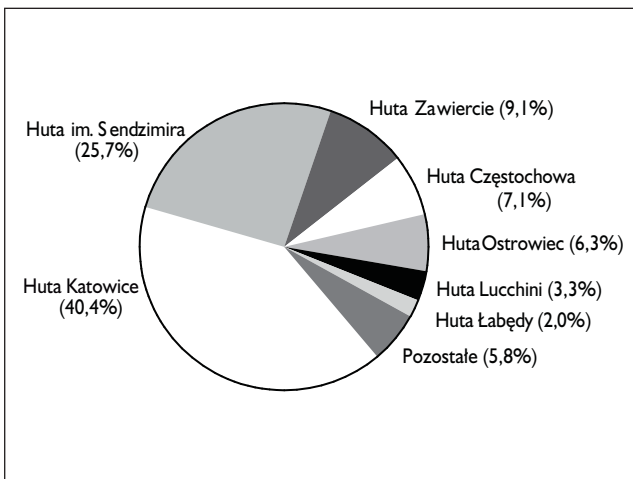
Założona w 1840 roku Huta Pokój w okresie międzywojennym była największym zakładem metalurgicznym w kraju. W 1991 roku została przekształcona w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Ze struktury huty wydzielono komórki działalności pozahutniczej i utworzono spółki z udziałem kapitału krajowego i zagranicznego co ma w przyszłości doprowadzić do utworzenia holdingu. Huta Pokój wchodzi w skład III Narodowego Funduszu Inwestycyjnego. Huta przekształciła się od lat 80. z przedsiębiorstwa surowcowego w zakład zaawansowanego przetwórstwa. Jest producentem dodatku do stali tzw. żelazomanganu, blachy grubej walcowanej na gorąco, kształtowników walcowanych na gorąco, konstrukcji stalowych różnych typów oraz kształtowników zimnogiętych. Od 1995 roku huta posiada certyfikat ISO 9002.

**Wykres 6. Udział procentowy głównych producentów w krajowej produkcji surówki żelaza**



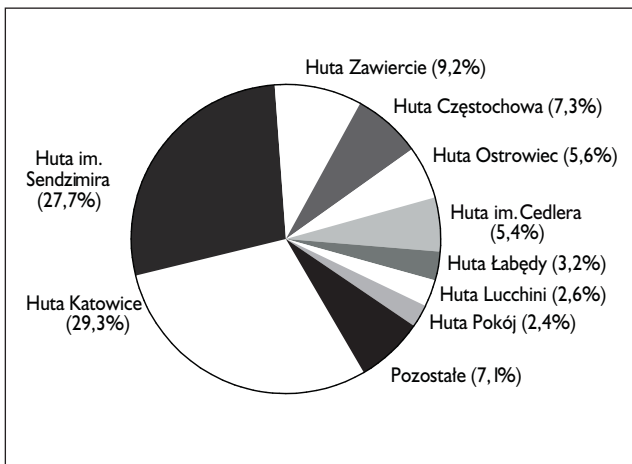
Źródło: Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa

**Wykres 7. Udział procentowy głównych producentów w krajowej produkcji stali surowej**



Źródło: Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa

**Wykres 8. Udział procentowy głównych producentów w krajowej produkcji wyrobów walcowanych gotowych**



Źródło: Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa

### Huta Łabędy

Firma zajmuje się produkcją stali, kształtowników gorącowałcowanych, blach uniwersalnych, obudów górniczych, strzemion i zamków obudów. Przychody huty stanowiły w 1997 roku ok. 2,5% przychodów sektora.

Wyniki osiągnięte w 1997 roku przez największe firmy sektora hutniczego przedstawiono w tabeli 7.

Polskie huty różnią się wyraźnie od hut zachodnioeuropejskich (zob. aneks). W latach 70., podczas gdy w Polsce rozwijano produkcję hutniczą, kraje Europy Zachodniej znacznie ograniczyły możliwości produkcyjne sektora stalowego i poddały go restrukturyzacji oraz modernizacji.

Nieskonsolidowana struktura polskiego sektora hutniczego wywołuje niebezpieczny proces konkurencji wewnętrznej pomiędzy polskimi hutami, mimo występowania głębokiego kryzysu na światowym rynku żelaza i stali. Największe zagraniczne przedsiębiorstwa tego sektora są częścią potężnych koncernów przemysłowych. Daje to możliwość korzystania z sieci dystrybucji koncernu, większych środków finansowych i dywersyfikacji ryzyka. Często produkcja huty przeznaczona jest wyłącznie na potrzeby własnego koncernu.

## 5.3. Restrukturyzacja sektora

Niekorzystna sytuacja w hutnictwie wymagała podjęcia działań zmierzających do poprawy stanu sektora. Prowadzone one były na szczeblu przedsiębiorstw przez podmioty gospodarcze i na szczeblu sektorowym przez Ministerstwo Przemysłu i Handlu.

Celem restrukturyzacji polskiego hutnictwa było osiągnięcie międzynarodowej konkurencyjności wyrobów, dostosowanie struktury produkcji do potrzeb gospodarki rynkowej, zmniejszenie zużycia paliw i energii oraz ograniczenie negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne.

"Program restrukturyzacji polskiego hutnictwa" przyjęty przez Radę Ministrów w grudniu 1992 roku, miał przebiegać zgodnie z propozycjami przedstawionymi w studium sektorowym sporządzonym na zlecenie resortu przemysłu przez Konsorcjum Kanadyjskie (Hatch Assocortes Ltd, Ernst&Young i Steltech). Kanadyjczycy proponowali w 1992 roku:

- likwidację nadmiaru zdolności produkcyjnych poprzez likwidację 6 przestarzałych hut – "Bankowa", "Bobrek", "Batory", "Buczek", "Szczecin" oraz starej części huty "Ostrowiec"; zamknięcie 75 wydziałów i ograniczenie liczby hut produkujących stal z 18 do 6,
- zastąpienie wytopu stali w piecach martenowskich nowoczesnymi metodami ciągłego odlewania stali,
- wydzielenie z przedsiębiorstw hutniczych działalności nie związanych bezpośrednio z procesem produkcyjnym,

Tabela 4. Koszty restrukturyzacji sektora hutniczego

Lp.	Wyszczególnienie	Wielkość środków (mln USD)
1.	Inwestycje, w tym:	1 800
	Inwestycje w obszarze produkcyjnym	1 650
	Inwestycje z zakresu ochrony środowiska	150
2.	Restrukturyzacja finansowa hut	550
3.	Koszty restrukturyzacji zatrudnienia (ochrony socjalne)	300
4.	Bieżące modernizacje w tym:	1 800
	Modernizacja w obszarze produkcyjnym	1 200
	Modernizacja z zakresu ochrony środowiska	600
Razem		4 450

Źródło: Ministerstwo Przemysłu i Handlu (MPIH)

- oddłużenie przedsiębiorstw hutniczych i zwiększenie ich kapitału obrotowego,
- racjonalizację zatrudnienia,
- stworzenie silnych struktur koncernowych,
- prywatyzację rentownych hut.

W efekcie wprowadzenia programu sektor hutniczy miał osiągnąć konkurencyjność gwarantującą przynoszenie zysków na poziomie 300 mln PLN rocznie. Moce produkcyjne miały być dostosowane do potrzeb ilościowych (ograniczenie zdolności produkcyjnych do 11,7 mln ton stali płynnej) i jakościowych rynku krajowego. Pracochłonność miała zmaleć z 20 do 5 rbh/t wyrobów walcowanych, a średni koszt wytopienia stali spaść do 20 USD/t. Zatrudnienie w sektorze miało obniżyć się ze 147 do 43 tys. osób.

Program kładł duży nacisk na koncentrację produkcji pozwalającą na tworzenie efektywnych struktur produkcyjnych. Z połączenia Huty Katowice z Hutą Sendzimira miało dojść do stworzenia m.in. rozwojowego zakładu hutniczego wyrobów płaskich z tym, że Huta Katowice powinna uruchomić produkcję blachy gorącowalcowanej, a Huta Sendzimira zlikwidować część surowcową i skoncentrować się na produkcji blach zimnowalcowanych. Zachowane miały być dwie huty stali specjalnych – "Baldon" i "Stalowa Wola". Produkcja rur i blach grubych miała odbywać się w hutach "Częstochowa", "Zawiercie" i "Ostrowiec". Huty "Łaziska" i "Pokój" koncentrować się miały na produkcji żelazostopu, a hutom "Cedlera" i "Kościuszko" zalecono specjalizację w przetwórstwie stali pochodzącej z innych hut. Huty "Zygmunt" i "Zabrze" specjalizować się miały w wytwarzaniu maszyn hutniczych.

Koszt restrukturyzacji sektora hutnictwa żelaza i stali w Polsce został określony w "Studium restrukturyzacji przemysłu hutnictwa żelaza i stali w Polsce do roku 2002" na łączną sumę 4,45 mld USD (w cenach roku 1991 – zob. tabela 4). Kwota ta obejmuje wydatki inwestycyjne, koszt restrukturyzacji finansowej hut oraz potrzebnych osłon socjalnych, a także koszt działalności bieżącej. Rząd podejmując stanowisko w sprawie restrukturyzacji sektora hutnictwa uznał, że będzie ona finansowana głównie środkami własnymi hut oraz kredytami bankowymi, w tym zagranicznymi. Niezbędnego wspar-

cia będzie udzielał rząd w formie poręczeń spłaty ewentualnych kredytów, w tym również z zagranicznych środków finansowych z odpowiednich funduszy.

Rekomendacje kanadyjskiego konsorcjum podziały na krajowy sektor hutniczy jak zimny prysznic. Wyzwolona w ten sposób energia spożytkowana została jednak głównie na ochronę interesów branży. Pod wpływem nacisków lobby hutniczego rząd zmienił program zaproponowany przez konsorcjum ograniczając się jedynie do przyjęcia strategii działania. Natomiast w kolejnym Programie polityki przemysłowej na lata 1995–1997 MPIH uwzględniło w znacznym stopniu interesy lobby hutniczego zwiększając liczbę chronionych stalowni do 11, a liczbę hut przewidzianych do likwidacji ograniczając do dwóch – Bobrek i Szczecin.

Z indywidualnych programów naprawczych hut wynikało natomiast, że: przedsiębiorstw produkujących stal będzie 13, produkcja wyrobów miała być wyższa niż zakładali Kanadyjczycy o ponad 30%, a zatrudnienie docelowe miało wynosić ok. 50 tys. osób, czyli blisko 20% więcej niż w propozycji kanadyjskiej.

W latach 1996–1997 powstawały kolejne wersje programów restrukturyzacji sektora hutniczego. Nie różniły się one jednak znacząco ani celami, ani sposobami realizacji, ani źródłami finansowania od programu kanadyjskiego konsorcjum. Jedyną poważną modyfikacją dotyczyła szacunków poziomu popytu wewnętrznego i co za tym idzie wielkości zdolności wytwórczych krajowych hut.

Trzeba w tym miejscu podkreślić, że po wyraźnym spadku popytu na wyroby hutnictwa na rynkach światowych w latach 1992–1993, rok 1995 przyniósł wyraźną poprawę koniunktury (zob. wykres 9). Za zwiększeniem szacunków popytu przemawiał również fakt znacznie szybszego wzrostu polskiej gospodarki niż pierwotnie zakładał kanadyjski program. W takiej sytuacji krajowe huty skupiły się głównie na budowie technologicznych podstaw dalszego rozwoju poprzez unowocześnienie wydziałów surowcowych zaniebując nadal wydziałami przetwórczymi. Liczyły przy tym, że przy utrzymującej się dobrej koniunkturze uda się dokończyć niezbędną modernizację w okresie późniejszym. Pozy-

Tabela 5. Założenia do programu restrukturyzacyjnego polskiego hutnictwa w ramach Programu polityki przemysłowej na lata 1995–1997 MPiH

Wyszczególnienie	1990	1995	2002
Zdolność produkcyjna stali surowej (mln ton/rok)	19	14	13,5 (bez Lucchini – Warszawa)
Wielkość zatrudnienia	147 tys.	93 tys.	43–50 tys.
Ilość roboczogodzin na 1 tonę wyrobu walcowanego	22	15	Poniżej 5
Udział ciągłego odlewania stali	8%	50%	90–95%
Stosunek ilościowy wyrobów gorącowalcowanych do ilości produkowanej stali	73%	76%	90%

Źródło: Ministerstwo Przemysłu i Handlu (MPiH)

tywny wynik finansowy osiągnięty przez sektor hutniczy wskazywał, że obrana strategia ma szanse powodzenia.

Niestety, w roku 1996 nastąpiło załamanie koniunktury utrzymujące się w kolejnych latach i spotęgowane w 1998 roku wybuchem kryzysu rosyjskiego. W efekcie konkurencja importu wyrobów hutniczych z Rosji, często po cenach dumpingowych, pogarszała dodatkowo kondycję polskiego hutnictwa.

#### 5.4. Perspektywy restrukturyzacji sektora

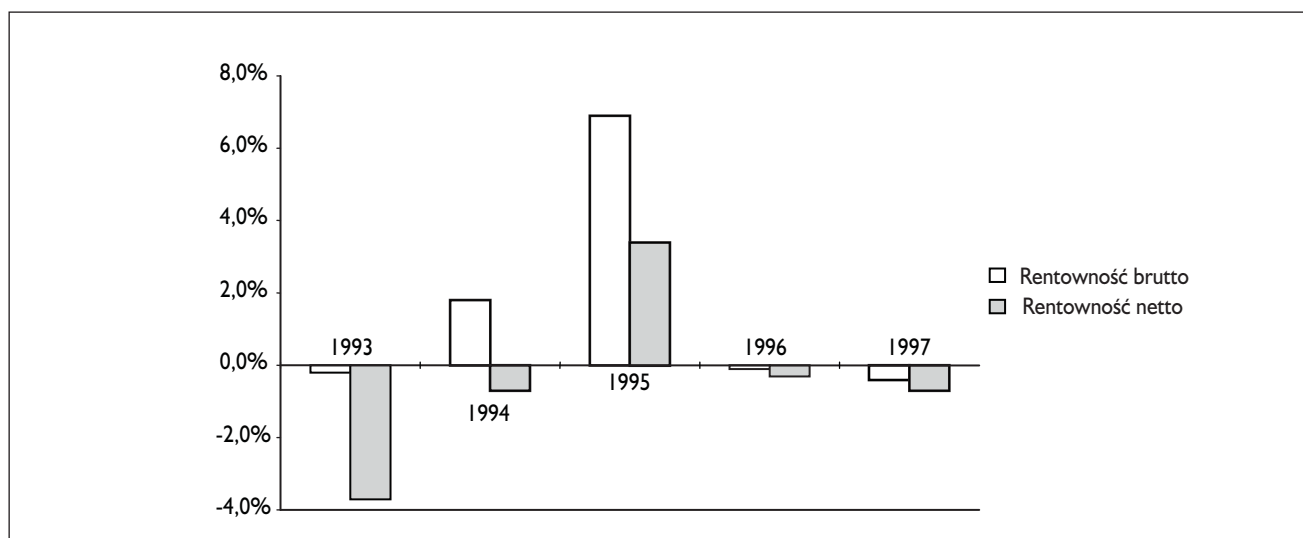
Dotychczasowa restrukturyzacja sektora hutnictwa zełaza i stali, będąca efektem zarówno realizacji programów rządowych, jak i w znacznej mierze oddolnych inicjatyw przedsiębiorstw, **zmieniła jego obraz, nie owocując jednak osiągnięciem międzynarodowej konkurencyjności.**

Praktycznie zlikwidowano produkcję stali w piecach martenowskich, zamykając najstarsze stalownie, dzięki cze-

mu ograniczono zdolności wytopu stali surowej o 7 mln ton i zmniejszono szkodliwość branży dla środowiska naturalnego. Udział COS zwiększył się z 8 do 60%. Krajowe hutnictwo wzbogaciło się o nowoczesne linie wytwarzania stali (huty "Katowice", "Ostrowiec", "Zawiercie", "Baldon"), walcownie blach grubych (huta "Częstochowa") i profili długich (huta "Ostrowiec"), wysokiej klasy wydziały kuzienniczoprasowe (huty "Ostrowiec", "Stalowa Wola", "Andrzej", "Batory"). Stosunek ilościowy wyrobów gorącowalcowanych do ilości produkowanej stali przekroczył zakładany w programie poziom 80%. Procesowi temu nie towarzyszyła jednak odpowiednia zmiana możliwości produkcyjnych. **Dotychczasowa restrukturyzacja nie doprowadziła do wzrostu produkcji wyrobów wysoko przetworzonych, zwłaszcza ze stali stopowych.** Koszty modernizacji działów wyrobów finalnych szacowane są na ok. 3 mld USD.

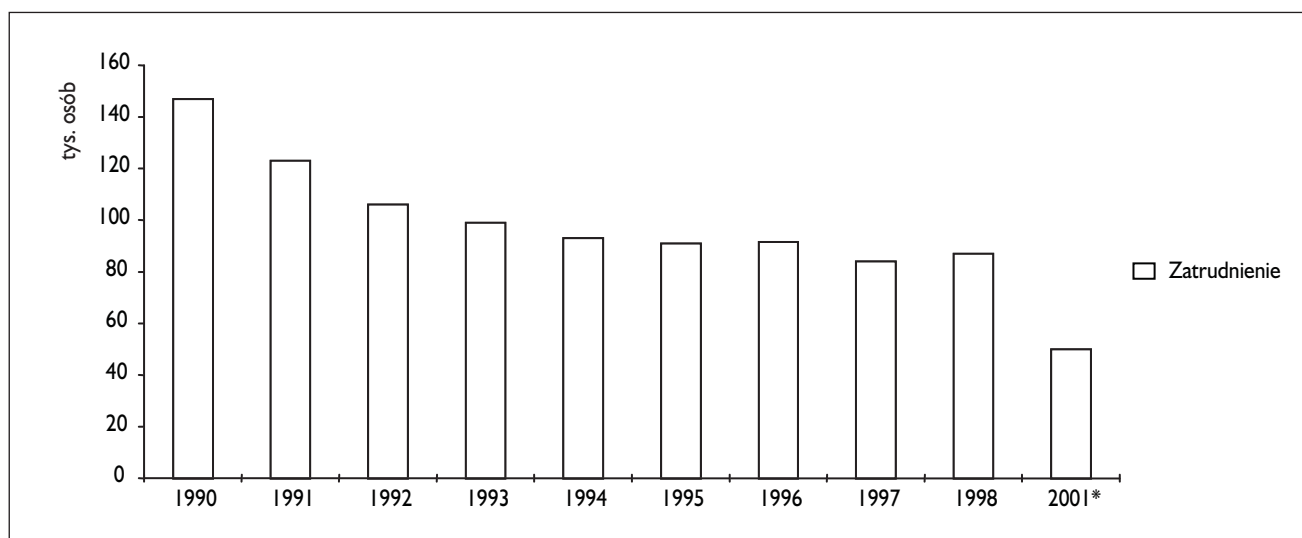
Od 1990 roku zmniejszono zatrudnienie w sektorze o ok. 64 tys. osób. Było to jednak głównie wynikiem wypróbowania poza huty działalności nie związanych z procesem produkcyjnym, a nie dopasowania wielkości zatrudnienia do

Wykres 9. Rentowność polskiego sektora hutniczego



Źródło: Dane GUS

Wykres 10. Zatrudnienie w sektorze hutniczym



Źródło: Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa

rzeczywistych potrzeb. Zgodnie z rządowym programem podpisanym w styczniu 1999 roku do końca 2001 roku zatrudnienie w hutnictwie zmniejszy się o 37 tys. osób (zob. wykres 10). Z tej liczby zwalnianych pracowników ok. 20 tys. znajdzie pracę w spółkach, które powstaną z majątku hutniczego, wydzielanego w ramach restrukturyzacji zakładów. Pozostałych 17 tys. pracowników skorzysta z programu osłon socjalnych. W programie przewidziane są odprawy, świadczenia przedemerytalne, szkolenia i zachęty dla przedsiębiorstw spoza hutnictwa, które zatrudnią zwalnianych z sektora. Świadczenia przedemerytalne wynoszące 100% emerytury obejmą 8–9 tys. hutników. W przypadku hut Ostrowiec, Stalowa Wola i Zawiercie czas pracy, niezbędny do uzyskania emerytury został skrócony o 4 lata, podczas których pracownicy otrzymają świadczenia przedemerytalne. W przypadku 9 hut leżących w regionie, gdzie średnia stopa bezrobocia przekracza o 75% średnią krajową staż pracy skrócono o 3 lata (m. in. Huta Kościuszko, Huta Katowice, Huta Bankowa), a w pozostałych zakładach o 2 lata. Z kolejnych 8–9 tys. osób, które stracą pracę w hutnictwie i nie otrzymają świadczeń emerytalnych, około 1,5 tys. otrzyma jednorazowe odprawy. W 1999 roku wyniosą one 30 tys. PLN, w 2000 roku 28 tys. PLN, a w 2001 roku 26 tys. PLN. Odprawy w tej wysokości przysługiwać będą jedynie hutnikom wykonującym tzw. zawody

gorące, szczególnie szkodliwe dla zdrowia. Pozostali hutnicy otrzymają zwykłą odprawę, której wysokość określona jest w ustawie o zwolnieniach grupowych (około 3 pensji plus dodatki). Wielkość odprawy może być wyższa, jeśli pracownicy podpisali z firmą układ zbiorowy.

Program stwarza także szansę dla hutników chcących się przekwalifikować lub założyć własny biznes – w programie przewidziano darmowe szkolenia, doradztwo prawne i zawodowe, kredyty preferencyjne.

Koszt programu osłon szacowany jest na około 800 mln PLN. W 2% pokryty zostanie przez budżet państwa, w 25% z funduszu PHARE, a w pozostałych 50% przez pracodawców.

Znacznie ograniczono negatywny wpływ hutnictwa na środowisko naturalne. W stosunku do 1989 roku siedmiokrotnie zmniejszono emisję pyłów i trzykrotnie emisję gazów. Wskaźnik emisji zanieczyszczeń pochodzących z hutnictwa jest jednak nadal wyższy niż w całym przemyśle i nie spełnia standardów UE (zob. tabela 6).

Zbliżająca się integracja z Unią Europejską będzie wymagać na sektorze hutnictwa żelaza i stali poprawę w zakresie ochrony środowiska naturalnego m. in. przez:

- zmianę prawa ekologicznego,
- narzucenie norm i standardów ekologicznych,
- wzmoczenie odpowiedzialności za zanieczyszczenia przeszłe,

Tabela 6. Wielkość zanieczyszczeń emitowanych przez sektor hutniczy w latach 1990–1996 (tys. ton/rok)

Zanieczyszczenia	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Gazowe	737,3	492,6	414,2	357,5	356,0	327,0	327,0
Pyłowe	106,0	68,4	43,1	33,6	31,8	29,0	29,0
Toksyczne	75,7	43,9	23,4	8,6	4,3	4,0	4,0

Źródło: Ministerstwo Przemysłu i Handlu (MPiH)



– różnicę "ekologiczną" w kosztach produkcji z niektórych instalacji.

Dodatkowym elementem podnoszącym koszty ekologiczne jest postępująca specjalizacja polskich producentów w eksporcie stali węglowych, których produkcja jest bardziej szkodliwa dla środowiska naturalnego w porównaniu z produkcją stali jakościowych.

Groźba likwidacji przedsiębiorstw wykształciła wśród załóg wielu przedsiębiorstw silną identyfikację własnej przyszłości z losami przedsiębiorstwa i gotowość do wyrzeczeń. Ukształtowane w tych warunkach zarządy wykazały zdolność do wypracowania własnych programów restrukturyzacyjnych. Ambicje kierownictwa poszczególnych hut przeszkadzają jednak w konsolidacji sektora i specjalizacji produkcji.

Z 25 hut sprywatyzowano 12. Główna ścieżka prywatyzacji polegała na tworzeniu spółek wierzycieli (6 hut) lub wniesieniu spółek do programu NFI (5 hut). Jedynie huta "Warszawa" sprywatyzowana została przy udziale inwestora strategicznego, wchodząc w skład grupy "Luccini". Za wyjątkiem huty "Warszawa" prywatyzacja nie przyniosła napływu inwestycji, transferu technologii i metod zarządzania, dostępu do nowych rynków zbytu i w efekcie nie wpłynęła na poprawę efektywności sektora. Program NFI, podobnie jak nowi właściciele wyłonieni w procesie konwersji wierzytelności na akcje przedsiębiorstw, nie przyniósł wystarczającego zasilenia kapitałowego w sprywatyzowanych hutach.

**Dotychczasową restrukturyzację sektora należy ocenić jako doraźną (płytką). Jej wyniki pokazują, że pomimo znacznego wysiłku krajowych zakładów, nie są one w stanie sprostać wymaganiom międzynarodowej konkurencji. W chwili obecnej jedynym rozwiązaniem pozostaje dokonanie restrukturyzacji zasadniczej (głębokiej) poprzez autentyczną prywatyzację sektora.**

Podstawowym problemem pozostaje znalezienie inwestora strategicznego dla Huty Katowice, która posiadając dominującą pozycję na krajowym rynku hutniczym w dużym stopniu decyduje o sytuacji pozostałych zakładów branży. Dotychczasowy przebieg negocjacji z potencjalnymi inwestorami wskazuje, że podstawowa część majątku huty zostanie kupiona przez koncern British Steel. Od dłuższego czasu trwają negocjacje w sprawie prywatyzacji Huty im. T. Sendzimira, której głównym partnerem ma zostać austriacki koncern Voest Alpine. 19 lutego 1999 roku Huta Sendzimira podpisała kontrakt z Voest Alpine na dokończenie, kosztem 340 mln DEM, modernizacji walcowni gorącej blach. Firmy te współpracowały już wcześniej przy modernizacji procesów produkcyjnych w HTS. Dopiero po wyjaśnieniu sytuacji własnościowej w dwóch głównych zakładach branży można przystąpić do prywatyzacji pozostałych krajowych hut.

Istotne znaczenie dla przyszłości polskiego hutnictwa zależy i stali będzie miało także zakończenie negocjacji z Unią

Europejską. Dotychczas polski przemysł hutniczy był chroniony za pomocą ceł, co zapewniało mu przewagę na rynku krajowym. Ochrona celna kończy się w 1999 roku i nadal nie wiadomo, czy będzie można ją kontynuować w ramach nowego porozumienia z UE. W latach 1997–1998 Komisja Europejska dwukrotnie zgłosiła zastrzeżenia do polskiego projektu restrukturyzacji sektora. Negocjacje trwają i nie można wykluczyć osiągnięcia kompromisu, zwłaszcza że strona polska poszła na wiele ustępstw w porównaniu do pierwotnej wersji projektu restrukturyzacji hutnictwa.

## 5.5. Aneks – czołowe europejskie firmy hutnicze

### Dilingen Huttenwerke

Firma o 310-letniej tradycji. Od 30 lat produkuje wyłącznie blachy grube i w tej dziedzinie jest czołowym producentem światowym. Firma zatrudnia ok. 6 tys. osób i produkuje 1,8 mln ton blach, osiągając obroty ok. 2 mld DEM. Blachy walcowane są w dwóch filiach firmy: w Dilingen i we francuskiej hucie GTS w Dunkierce. Ponadto firma ma 50% udziałów we francusko-niemieckim koncernie Europipe, największym w Europie producencie rur o dużych średnicach, a także w szeregu kantorów zbytu stali w Niemczech, Holandii i Francji.

### Arbed – Sidmar – Bremen

Aktualne obroty roczne grupy Arbed wynoszą ok. 14 mld DEM, z czego 40% przypada na wyroby płaskie, 21% na wyroby profilowe, 21% na handel i 11% na stale odporne na korozję. Dwie huty koncernu, o pełnym cyklu produkcyjnym, w Gent i Bremie mogą wyprodukować rocznie 7,5 mln ton stali surowej, z tego w procesie odlewania ciągłego 7 mln ton. Huty te produkują rocznie 3,5 mln ton blach walcowanych na zimno. Roczna produkcja blach ocynkowanych ogniowo wynosi 1,43 mln ton, ocynkowanych elektrolitycznie 600 tys. ton, zaś blach z powłokami organicznymi 50 tys. ton.

### EKO Stahl GMBH

W byłej NRD EKO Stahl była jedyną hutą produkującą wyroby płaskie. W 1989 r. huta wyprodukowała 1,65 mln ton blach zimnowalcowanych, z czego 350 tys. ton powlekanych cynkiem, a 100 tys. ton cynkowanych i powlekanych tworzywami sztucznymi. W latach 1990–1994 huta została przygotowana do prywatyzacji i w 1995 roku sprywatyzowana. W tym czasie zatrudnienie w hucie zmniejszyło się z 11,4 tys. osób do 2550 osób. W 2000 roku huta ma wyprodukować 1,8 mln ton surówki, 2,1 mln ton stali, 2,0 mln ton półwyrobów, 1,37 mln ton blach gorąco walcowanych i 1,25 mln ton blach zimnowalcowanych. Na modernizację huty przeznaczono 1,1 DEM, a proces ten został zakończony w 1997 roku.

### Hoogovens

Firma Hoogovens jest przedsiębiorstwem prywatnym, w którym państwo ma 15% udziałów. Jej obroty roczne wy-

Tabela 7. Ranking największych przedsiębiorstw sektora hutniczego w 1997 roku

Lp.	Lista 500 Gazeta Bankowa		Nazwa przedsiębiorstwa	Kod EKD	Forma własności	Przychody		Zysk brutto		Zysk netto	Eksport	Zatrudnienie	Wskaźniki rentowności			Wysoki wskaźnik płynności
	1997	1996				(mln PLN)	zmiana %	(mln PLN)	zmiana %				I (%)	II (%)	III (%)	
1	13	11	Huta Katowice SA	2710	100	<b>4253,5</b>	11,0	-30,2	bd.	-5,1	32,6	15971	-0,7	0,7	-0,1	0,5
2	28	13	Huta im. T. Sendzimira SA Kraków	2710	100	<b>2025,2</b>	-30,5	-15,0	x	3,2	9,0	17265	-0,7	-0,8	0,2	0,4
3	56	53	Huta Częstochowa	2710	200	<b>1087,8</b>	11,3	0,4	-87,4	0,1	19,5	7568	0,0	0,0	0,0	0,3
4	81		Huta Zawiercie SA	2710	414	<b>785,4</b>	24,1	2,5	-95,8	0,8	33,6	2025	0,3	0,0	0,1	0,5
5	132	133	Huta Batory SA Chorzów	2710	214	<b>413,6</b>	6,1	bd.	bd.	bd.	15,2	3971	bd.	bd.	bd.	0,8
6	153	148	Huta Łabędy SA Gliwice	2710	100	<b>347,9</b>	6,4	0,6	-68,5	0,1	5,9	1540	0,2	-3,8	0,0	1,3
7	347	313	Huta Buczek SA Sosnowiec	2722	214	<b>133,6</b>	-0,1	2,7	-51,3	2,1	4,5	1331	2,1	2,0	1,6	0,5
8	137	155	Stalprodukt SA Bochnia	2732	420	<b>389,7</b>	26,3	19,6	-12,9	14,0	22,8	2130	5,3	4,7	3,6	1,0

Objaśnienia do tabeli:

Symbole form własności: 1 – własność Skarbu Państwa, 2 – państwowe osoby prawne, 4 – krajowa własność prywatna, 5 – własność zagraniczna

Wskaźniki rentowności: I – relacja zysku brutto do kosztów ogółem, II – relacja zysku brutto do wartości środków trwałych, III – zysk brutto powiększony o odsetki zapłacone i pomniejszony o odsetki otrzymane od przychodów

noszą ok. 7,5 mld. DEM. Firma koncentruje działania na produkcji stali i aluminium oraz na rynku budownictwa, opakowań i transportu.

#### **Preussag Stahl AG**

Firma hutnicza Preussag Stahl należy do koncernu Preussag AG, który mieści się w dwudziestce największych koncernów niemieckich. Przy zatrudnieniu 68 tys. osób koncern osiąga roczne obroty ok. 26 mld DEM. Preussag Stahl powstała w 1971 roku z połączenia Ilseder i Saizgitter i po prywatyzacji w 1990 roku została włączona do koncernu Preussag. Preussag Stahl zatrudnia 14 tys. osób i ma roczną produkcję stali 4,7 mln ton, a obroty ok. 7 mld DEM. Huty należące do tej firmy mają wyspecjalizowaną produkcję: Saizgitter produkuje wyroby płaskie bez powłok i powlekane, rury o dużych średnicach i odlewy; specjalnością Peine są wyroby profilowe; Ilsenburg jest producentem blach grubych. Produkcja firmy obejmuje: 30% blach gorąco walcowanych; 24% profili; 17% blach powlekanych; 16% blach grubych; 10% blach cienkich. Dzięki prowadzonym od wielu lat działaniom modernizacyjnym i restrukturyzacyjnym wszystkie zakłady są nowoczesne i wysoce efektywne.

#### **Thyssen Krupp Hoesch**

Niemiecka grupa powstała w 1998 roku z połączenia koncernów Thyssen AG i Krupp Hoesch. Koncern Thyssena za-

trudniał przed połączeniem 126 tys. pracowników i notował roczne obroty rzędu 40 mld DEM, a należąca do koncernu grupa Thyssen Stahl osiągała obroty rzędu 12 mld DEM, przy zatrudnieniu ok. 35 tys. osób. Thyssen Stahl dysponowała następującymi rocznymi zdolnościami produkcyjnymi: 9,5 mln ton surówki; 10 mln ton stali; 8 mln ton blach gorącowalcowanych; 600 tys. ton blach grubych; 3,5 mln ton blach zimnowalcowanych; 2,8 mln ton blach powlekanych.

Koncern Krupp Hoesch osiągał obroty ok. 24 mld. DEM, z czego na hutnictwo żelaza przypadało ok. 30%. Produkcja firmy skoncentrowana była na stalach wysokostopowych i produkcji wyrobów gotowych.

#### **Voest – Alpine**

Koncern Voest – Alpine Stahl AG uzyskuje obroty rzędu 5,5 mld DEM, z czego 62% w dziedzinie wyrobów płaskich, 17% w dziedzinie stali profilowych i 21% w handlu. Produkcja stali w roku 1995 wyniosła ok. 4,5 mln ton, z czego 3,3 mln ton w dziale wyrobów płaskich, 1,2 mln ton w dziale wyrobów profilowych.

Do wyżej wymienionych koncernów europejskich, konkurujących z polskimi przedsiębiorstwami, należy również zaliczyć koncerny British Steel, Cockerill Sambre, Usinor Sacilor i Ilva oraz firmy państw Dalekiego Wschodu, zwłaszcza Korei, Japonii i Chin.

**Robert Brudzyński**

## Rozdział 6.

### Krótką historia procesu upadłości Huty Bobrek w Bytomiu

#### 6.1. Przyczyny podjęcia decyzji o likwidacji

Program restrukturyzacji sektora hutniczego opracowany przez Kanadyjskie Konsorcjum (Hatch Associates Ltd., Ernst&Young i Steltech) zakładał konieczność likwidacji 6 hut. Do końca 1998 roku jedyną hutą postawioną w stan upadłości była Huta Bobrek. Zakład ten powstał w 1856 roku i należał do najstarszych krajowych hut. W latach 70. był kuźnią kadr dla nowo powstających hut Katowice i Warszawa. W szczytowym okresie działalności tj. na początku lat 70., Huta Bobrek zatrudniała 5000 osób. Pracowało w niej 8 pieców martenowskich i 3 wielkie piece. Niestety w planach inwestycyjnych sektora, przygotowywanych w ramach gospodarki nakazowo-rozdzielczej, huta nie została uznana za rozwojową i w efekcie praktycznie przestano ją modernizować. Ostatnią inwestycję w hucie – spiekalnię – wykonano w 1970 roku.

Huta Bobrek od dłuższego czasu miała stale ujemny wynik finansowy i zdaniem specjalistów była trwale niezdolna do osiągnięcia zysku. Decydujące znaczenie dla postawienia huty w stan upadłości miały efekty zewnętrzne działalności zakładu, w postaci nadmiernych zanieczyszczeń środowiska. Inspektorat Ochrony Środowiska nakładał na hutę wysokie kary i domagał się szybkiego zamknięcia przedsiębiorstwa.

W marcu 1994 roku wielkość długów huty przewyższyła wartość jej majątku trwałego i nietrwałego. Zgodnie z obowiązującym prawem Rada Pracownicza i Dyrektor Huty Bobrek zgłosili wniosek do sądu o postawienie huty w stan upadłości. Sąd w maju 1994 roku ogłosił upadłość Huty Bobrek powołując jednocześnie Sędziego – Komisarza i mianując Syndykiem Masy Upadłościowej Kancelarię Prawną Leksus z Gliwic.

#### 6.2. Przebieg procesu likwidacji

W czerwcu 1994 roku syndyk ogłosił w prasie krajowej nieprzekraczalny, 3-miesięczny termin złożenia w Sądzie Rejonowym w Bytomiu, wszelkich roszczeń sprzed upadłości huty. Po upływie wyznaczonego terminu Sędzia-Komisarz zakwalifikował do pierwszej kategorii wierzytelności roszczenia pracownicze i roszczenia Skarbu Państwa, reprezentowanego przez Urząd Skarbowy. Pozostałe wierzytelności, wynikające z zaległości płatniczych za dostawy energii elektrycznej, gazu, wody pitnej i przemysłowej, materiałów i topników oraz rudy żelaza zostały zakwalifikowane do niższych kategorii (od II do VI) [1]. Roszczenia pracownicze wynikały z zaległych, niewypłaconych w terminie wynagrodzeń za niewykorzystane urlopy, przepracowane nadgodziny, dodatku szkodliwego, wysługi lat, deputatów i przywilejów wynikających z Karty Hutnika tj. np. rocznej nagrody.

Syndyk wspólnie z Komisarzem powołali 7-osobową Radę Wierzycieli, w skład której weszli przedstawiciele największych wierzycieli Huty Bobrek:

1. Prezydent m. Bytomia,
2. Górnośląskie Okręgowe Zakłady Gazownicze – Zabrze,
3. Górnośląskie Zakłady Energetyczne – Gliwice,
4. Huta Cedler z Sosnowca,
5. Centrala Zaopatrzenia Hutnictwa – Katowice,
6. Opol-Wap z Tarnowa Opolskiego,
7. Sol-Pra Bytom.

W celu uniknięcia zniszczenia ciągu technologicznego, syndyk, po uzyskaniu zgody Sądu, przedłużył początkowo proces produkcyjny do 3 miesięcy od momentu ogłoszenia upadłości, a później do roku. Natychmiastowe zatrzymanie pracy wielkiego pieca, baterii koksowniczej lub pieca mar-

[1] Zgodnie z polskim prawem, ujawnione podczas procesu upadłościowego wierzytelności przypisuje się do jednej z sześciu kategorii i zaspokaja kolejno – od I do VI, nie wyróżniając żadnego z wierzycieli w ramach tej samej kategorii. Zazwyczaj podczas postępowania upadłościowego udaje się zaspokoić wierzycieli należących jedynie do kategorii I i II.

tenowskiego spowodowałoby ich bezpowrotne zniszczenie i uniemożliwiło sprzedaż w celu zaspokojenia wierzycieli.

Dla dalszego prowadzenia działalności koniecznym stało się jednak uregulowanie zobowiązań wobec elektrowni i dostawców węgla. Zaraz po ogłoszeniu upadłości zwolnione zostało kierownictwo huty. Na swoich stanowiskach zostali kierownicy poszczególnych wydziałów, bez których kontynuowanie produkcji byłoby bardzo utrudnione.

W pierwszej fazie prowadzenia postępowania upadłościowego syndyk wydzielił z aktywów huty majątek nie związany bezpośrednio z procesem produkcyjnym: bazę paliwową, lokomotywy, ośrodki wczasowe, dom kultury, żłobek, przedszkole, stołówkę.

Podstawowym problemem przy sprzedaży majątku było przejęcie od Skarbu Państwa gruntów i majątku trwałego huty. W tym celu syndyk powołał Dział Przewłaszczeń, który ogłosił w prasie ogólnopolskiej (Rzeczpospolita) i lokalnej (województwa Opolskie, Bielskie i Katowickie) przetarg w formie licytacji na sprzedaż majątku huty. Po opracowaniu regulaminu licytacji i sporządzeniu wykazów majątku wyznaczono termin licytacji na dzień 10 kwietnia 1995 roku. Cenę wywoławczą majątku produkcyjnego ustalono na podstawie wyceny majątku trwałego na poziomie 2,5 mln PLN.

Do licytacji przystąpiło konsorcjum trzech spółek pracowniczych [2], w skład którego weszły:

- Zakłady Metalurgiczne Sp. z o.o.,
- Duo-Stal Sp. z o.o.,
- Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Jupol SA, oraz firma EBES Sp. z o.o. z Gliwic.

Wygrało ono przetarg, oferując cenę minimalną przewidzianą w regulaminie tj. o 10% wyższą od ceny wywoławczej oraz zobowiązując się do zatrudnienia 90% dawnej załogi huty (syndyk każdemu pracownikowi wypowiedział umowę o pracę i wypłacił trzymiesięczne odprawy pracownicze). Spółki te stały się właścicielem wydziałów produkcyjnych – spiekalni, koksowni, wielkich pieców, stalowni, transportu kolejowego oraz wydziałów pomocniczych niezbędnych do zachowania procesów produkcyjnych. Huta w momencie postawienia jej w stan upadłości zatrudniała 2380 pracowników. Zakłady metalurgiczne zatrudniły 970 osób, a Duo-Stal i Jupol po ok. 400 osób, nie zwalniając żadnego z pracowników przejmowanych wydziałów. Tak więc w chwili przejścia huty przez konsorcjum całkowite zatrudnienie było mniejsze o ok. 25%.

Majątek trwały został sprzedany na podstawie umowy przedwstępnej podpisanej 31 maja 1995 roku, w której syndyk zobowiązał się w ciągu roku przygotować majątek do zawarcia szczegółowej umowy sprzedaży. Jej podpisanie nastąpiło 25 lipca 1996 roku. Płatności za majątek trwały zo-

stały rozłożone na 24 miesięczne raty. Na sprzedaż majątku obrotowego (węgiel, ruda, topniki itp.) zawarto odrębne umowy cywilne. Jednocześnie syndyk zobowiązał się, że w ciągu roku przygotuje do sprzedaży pozostały, drobny majątek, którego nie udało mu się przewłaszczyć do lipca 1996 roku. W myśl umowy sprzedaży spółki pracownicze odpowiadały solidarnie za uregulowanie należności, tzn. jeśli jedna ze spółek nie wywiązywałaby się z przekazywania wynikających z umowy opłat ratalnych, pozostałe spółki musiałyby pokryć jej zobowiązania.

Sprzedaż głównej części majątku huty umożliwiła syndykowi aktywne zajęcie się sprzedażą jego pozostałych części, nie związanych bezpośrednio z procesem produkcyjnym w hucie. Rada Wierzycieli i Sąd zgodziły się, aby syndyk sprzedał pozostały majątek tj. ośrodki wczasowe, tereny rekreacyjne, przedszkola, budynki mieszkalne, hałdy, dom kultury, stołówkę, boisko oraz resztę infrastruktury z wolnej ręki. Prowadzono w tym celu negocjacje z konkretnymi kontrahentami oraz ustne licytacje. Nabywcę na 23 ha zrehabilitowanych pól [3] znaleziono dzięki rokowaniom przeprowadzonym po nierozstrzygniętym przetargu. Większość majątku sprzedawana była na raty. Za gotówkę udało się sprzedać jedynie zakładową stołówkę. Nabywcami tego majątku byli pracownicy huty i firmy prywatne (np. hałdy sprzedane zostały spółce pracowniczej zatrudniającej ok. 30 pracowników, a zbiorniki mazutu prywatnej firmie Arti). Jedynym wyjątkiem był dom kultury, który ma zostać przekazany Urzędowi Gminy za zaległości w płaceniu podatku gruntowego.

Budynki mieszkalne sprzedawane są dotychczasowym mieszkańcom i pracownikom. Część z nich oddano bezpłatnie miastu w ramach komunalizacji. Do zagospodarowania pozostały jeszcze niechciane, znajdujące się w najgorszym stanie, budynki wybudowane w latach 1910–1920.

Prowadzenie procesu upadłościowego wiąże się z ponoszeniem określonych wydatków. Wynikają one z płatności bieżących tj.:

- podatków od gruntów i powierzchni użytkowych,
- opłat za media, niezbędnych dla kontynuowania procesu produkcji i utrzymywania majątku,
- prac geodezyjnych, niezbędnych w procesie przewłaszczenia majątku,
- wyceny obiektów nie sprzedanych,
- opłat w urzędzie rejonowym i wojewódzkim,
- kosztów prowadzenia bieżącej działalności syndyka.

Wszystkie te opłaty stają się kosztem wierzycieli. Były one pokrywane z bieżących przychodów huty, sprzedaży zasobów majątkowych (np. część transportu samochodowego, zmagazynowane części, maszyny, odlewy) i czynszów dzierżawnych (transport samochodowy, dom kultury,

[2] Prawo polskie nakłada na syndyka obowiązek sprzedaży majątku w zorganizowanej całości.

[3] Rekultywacja terenów położonych w pobliżu hałd oraz likwidacja samej hałdy stała się możliwa dzięki dotacji z budżetu państwa w wysokości 3,3 mln PLN.

stołówka). Ponadto w dniu otwarcia procesu upadłości Huty Bobrek około 100 podmiotów gospodarczych było jej dłużnikami. Część dłużników huty znajdowała się w podobnych kłopotach finansowych. Po przeprowadzeniu porozumień układowych i bankowych przekazały one syndykowi akcje Skarbu Państwa, warte w momencie emisji 30% wartości nominalnej.

Pomimo sprzedaży większości majątku Huty Bobrek jej zadłużenie nieznacznie wzrasta, a coroczny ujemny wynik finansowy pogarsza się. Wśród głównych barier prowadzenia procesu upadłościowego w Hucie Bobrek należy wymienić:

- zużycie moralne i fizyczne środków trwałych;
- trudności ze sprzedażą specjalistycznych maszyn i urządzeń, wynikające z płytkości rynku regionalnego i zbyt wysokiej wyceny zasobów majątkowych;
- sprzedaż mienia w zorganizowanych częściach;
- strukturę majątkową – wspólna infrastruktura dla całego przedsiębiorstwa utrudnia sprzedaż jego zorganizowanych części;
- braki w dokumentacji określającej stan prawny posiadanego majątku, w tym głównie gruntów.

Podstawową barierą w procesie prowadzenia upadłości Huty Bobrek były problemy uwłaszczeniowe. Przewłaszczenie majątku należącego w momencie likwidacji w 90% do Skarbu Państwa jest nie tylko kosztowne, ale i długotrwałe. W początkowym okresie prowadzenia postępowania upadłościowego proces przewłaszczenia nieruchomości trwał około 14 miesięcy, a obecnie wydłużył się nawet do 3 lat. Wysokie koszty są sumą opłat jakie należy ponieść w kolejnych etapach przeprowadzania przewłaszczenia, a więc opłacając kolejno: geodetę, Urząd Rejonowy, Wojewodę i wreszcie Sąd Hipoteczny.

Poważnym problemem prowadzenia postępowania upadłościowego w hucie był także brak przychylności, zrozumienia problemów i chęci koordynacji działań ze strony władz miasta, co wynikało w dużej mierze z częstych zmian na stanowisku Prezydenta Miasta Bytomia.

Wśród czynników ułatwiających sprzedaż majątku Huty Bobrek należy wymienić dobrą lokalizację huty. Zakład posiadał własną kolej i gazociąg, a w najbliższym sąsiedztwie zlokalizowane są dwie elektrownie. Atrakcyjność terenu podnosiła również bliskość autostrady. Dodatkowym elementem sprzyjającym sprzedaży był brak obciążeń hipotecznych na sprzedawanym majątku. Decydujące znaczenie dla prowadzenia procesu upadłościowego miała osoba reprezentująca syndyka. Cieszyła się ona wśród załogi szacunkiem i była postrzegana jako "swój" człowiek, który przepracował wiele lat w branży i któremu nieobce były jej specyficzne problemy. Poza tym, załoga odczuwała jego zaangażowanie i odpowiedzialność za przyszłe losy pracowników. To właśnie syndyk starał się namówić załogę zakładu do przejścia majątku w ramach istniejących spółek pracowniczych.

Bardzo interesujące były również uwarunkowania społeczne likwidacji Huty Bobrek. Podczas prowadzenia procesu upadłościowego w hucie wytworzyły się dwie charakterystyczne postawy pracowników. Do pierwszej grupy można zaliczyć specjalistów w poszukiwanych zawodach (frezer, tokarz, automatyk), którzy nie wiązali swojej przyszłości z hutą i mieli atrakcyjne propozycje zmiany pracodawcy. Ta część załogi występowała z protestami, w których domagała się natychmiastowego uregulowania zaległości płacowych. Do drugiej grupy należeli pracownicy, którzy wiązali swoją przyszłość z losem likwidowanej huty. Ta część załogi organizowała manifestacje na rzecz sprzedaży majątku huty spółkom pracowniczym.

Interesujące wydają się również postawy przedstawicieli związków zawodowych. Najbardziej aktywna grupa działaczy, zajmująca kierownicze stanowiska w związkach zawodowych, znalazła miejsca pracy w innych zakładach i nie angażowała się już w problemy Huty Bobrek. Pozostali przedstawiciele związków zawodowych nie byli już nastawieni roszczeniowo i współpracowali z syndykiem, tonując nastroje pracowników. Poza tym, zgodnie z prawem, w momencie ogłoszenia upadłości związki zawodowe przestają istnieć, a ich obecność w hucie była jedynie wyrazem dobrej woli syndyka.

Proces upadłości takiego przedsiębiorstwa jak Huta Bobrek, o powierzchni ponad 140 ha trwa zazwyczaj od 6 do 10 lat. Syndyk może zakończyć postępowanie upadłościowe dopiero po sprzedaży całości majątku, zarchiwizowaniu wszystkich dokumentów i przekazaniu ich do archiwum państwowego, wykreśleniu huty z rejestru przedsiębiorstw państwowych w sądzie rejestrowym i przekazaniu aktu erekcyjnego. Nie ma on prawa do bezpłatnego przekazania majątku fundacjom lub organizacjom społecznym i musi systematycznie zaspokajać wierzycieli.

### 6.3. Nowe zastosowania majątku huty i ich efektywność

Majątek produkcyjny Huty Bobrek przejęły wymienione wcześniej trzy spółki pracownicze. Ponieważ działalność spółki Jupol SA, która przejęła działy usługowe (mechaniczny, elektryczny, gospodarki remontowej i centralę telefoniczną) nie ma charakteru hutniczego, poniżej opiszemy działalność jedynie dwóch pozostałych spółek.

#### Zakłady Metalurgiczne Sp. z o.o.

Zakłady Metalurgiczne Sp. z o.o. powstała w 1993 roku, czyli pod koniec działalności Huty Bobrek, kiedy to część jej produkcji, przynoszącej zyski i nieobciążonej emisją zanieczyszczeń, starano się wyprowadzić poza strukturę huty. Taką samą genezę powstania mają również Duo-Stal Sp. z o.o. i Jupol SA.

W wyniku wygranego przetargu na sprzedaż majątku Huty Bobrek i aktu notarialnego z 31 maja 1995 roku Zakłady Metalurgiczne Sp. z o.o. zakupiły następujące wydziały dawnej huty:

- wydział spiekalni rud, w którym przygotowywany jest wsad dla wielkiego pieca,
- wydział koksowni wytwarzający koks na potrzeby wielkiego pieca oraz na sprzedaż jako paliwo dla odbiorców indywidualnych,
- wydział wielkich pieców, wytwarzający tzw. surówkę,
- wydział energetyczny, wytwarzający energię cieplną i parę technologiczną wykorzystywane przez wszystkie spółki powstałe na majątku Huty Bobrek i w części budynków mieszkalnych dzielnicy Bobrek,
- oddział sieci elektrycznej,
- oddział kolejowy.

Taki podział majątku wynikał z przejścia przez spółki pracownicze kolejnych etapów produkcji w Hucie Bobrek. Zakłady Metalurgiczne stały się właścicielem pierwszej części procesu technologicznego – produkcji surówki żelaza w wielkim piecu z koksu wytwarzanego w koksowni z węgla i z rudy, przygotowanej do wytopu w spiekalni rud. Trzy inne wydziały: energetyczny, sieci elektrycznej i kolejowy nie uczestniczyły bezpośrednio w procesie produkcyjnym, lecz tworzyły jego niezbędne uzupełnienie.

Zakłady Metalurgiczne rozpoczynając działalność zatrudniały 824 osoby (nikt z pracowników przejętych wydziałów huty nie został zwolniony). Na udział w spółce pracowniczej zdecydowało się jedynie 61 osób. Proces konsolidacji kapitału nastąpił już po czterech miesiącach. Głównym udziałowcem w spółce stał się największy dostawca Zakładów Metalurgicznych – Centrala Zaopatrzenia Hutnictwa (CZH). Po podniesieniu kapitału CZH stała się właścicielem 640 udziałów o nominale 50 PLN, co stanowiło 40% kapitału zakładowego. Pozostałe 60% udziałów jest własnością pracowników.

Większość przejętych urządzeń była w złym stanie technicznym i dla dalszego funkcjonowania konieczne było dokonanie szeregu inwestycji. Jednak tutaj spółka natrafiła na poważne ograniczenie finansowe. Akumulowane przez firmę środki musiały być w pierwszym rzędzie przeznaczane na spłatę rat za zakupiony majątek. Uzyskanie kredytu bankowego praktycznie nie wchodziło w grę – spółka nie posiadała wiarygodności finansowej ani spłaconego majątku, który mógłby stanowić zabezpieczenie kredytu. Dlatego w pierwszym okresie działalności praktycznie nie inwestowano, ograniczając się jedynie do niezbędnych prac remontowych.

Z Inspekcją Ochrony Środowiska wynegocjowano terminy, w których będzie następować ograniczenie emisji zanieczyszczeń. W efekcie udało się uwolnić zakład od płacenia kar nakładanych do tej pory na hutę. Koniecznym stało się jednak ograniczenie produkcji głównego "truciciela" – spiekalni. W pierwszej fazie produkcję spieku, będącego

materiałem wsadowym do wielkiego pieca, ograniczono o 40% i zastąpiono rudami kawałkowymi kupowanymi z zewnątrz. Jednocześnie zmniejszono emisję z pozostałej produkcji poprzez zastosowanie wstępnego odpylania. W połowie 1997 roku spiekalnia została całkowicie wyłączona z eksploatacji. Przeprowadzono remonty wydziału koksowniczego i wielkiego pieca, mające na celu uszczelnienie urządzeń i dzięki temu zmniejszenie emisji zanieczyszczeń. Zamknięto wszystkie obiegi wodne wód technologicznych. Odprowadzane są obecnie jedynie ścieki socjalno-bytowe (10–15% całkowitej ilości ścieków). Wszystkie odpady powstające w trakcie procesu produkcyjnego (osady, odsiew, pyły z urządzeń ochrony powietrza, smoła siarczanu amonu, żużle) są ponownie wykorzystywane w procesie produkcyjnym bądź odsprzedawane odbiorcom zewnętrznym.

Po dwóch latach prowadzenia działalności spółka spłaciła raty za przejęty majątek huty. Zakłady Metalurgiczne zaczęły być postrzegane jako "solidny" partner, co umożliwiło dostęp do środków na rynku finansowym. Plany inwestycyjne firmy przewidują budowę nowej oczyszczalni ścieków, wieży gaszenia koksu (umożliwi redukcję emisji zanieczyszczeń powietrza i dostosowanie do norm UE), budowę nowoczesnej minielektrowni zakładowej (pozwalającej zagospodarować nadmiar gazu koksowniczego) i budowę wydziału brykietowania, który ma zastąpić zamkniętą spiekalnię.

Działania inwestycyjne w Zakładach wspierane są z znacznym stopniem ze środków Wojewódzkiego i Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Postawienie Huty Bobrek w stan upadłości i przejście jej majątku przez spółki pracownicze wyzwoliło wśród załogi wiele nowych cech, nieodłącznych w trudnych warunkach gry rynkowej. Przyjęta strategia niezwalniania dotychczasowych pracowników i niezatrudniania osób z zewnątrz, sprawiła że ciężar dopasowania struktury państwowego przedsiębiorstwa do wymagań rynku musieli wziąć na siebie dotychczasowi pracownicy huty. Po przeprowadzeniu niezbędnych kursów i szkoleń z dotychczasowych pracowników sformowano zupełnie nowe działy: księgowości, sprzedaży i ekspedycji.

Reagując na zapotrzebowanie rynku zmieniono strategię działania i profil produkcji. Huta Bobrek była hutą surowcową, tzn. produkowała półwyroby przetwarzane w innych zakładach. Zakłady Metalurgiczne wypracowały strategię produkcji specjalistycznych, małonakładowych surówek odlewniczych i specjalnych. Wytwarzają one w tej chwili ok. 30 różnych surówek, których głównym odbiorcą (ok. 90%) są odlewnie. 30% produkcji surówki trafia na eksport do Niemiec, Anglii i Czech. Zakłady Metalurgiczne zagospodarowały w ten sposób rynkową niszę, w której nie zagrażają jej rynkowi giganci, tacy jak Huta Katowice czy Sendzimira, dla których produkcja tak niewielkich ilości surówki jest nieopłacalna. Możliwości produkcyjne wielkiego pieca w Zakładach wynoszą 170 tys. ton surówki rocznie, tj. 1,5% produkcji krajowej.

Przeprowadzenie wyżej opisanej reorganizacji zaowocowało osiągnięciem dodatniego wyniku finansowego w roku bilansowym 1996. W latach 1997–1998 wyniki Zakładów Metalurgicznych balansowały wokół zera, jednak należy podkreślić, że był to okres poważnego kryzysu na rynku wyrobów hutniczych, w wyniku którego, cały polski sektor hutnictwa żelaza i stali przynosił poważne straty finansowe.

### **DUO-STAL Sp. z o.o.**

Spółka DUO-STAL powstała w 1993 roku, jeszcze przed postawieniem Huty Bobrek w stan upadłości. Początkowo liczyła 40 udziałowców i zajmowała się głównie działalnością remontową. W 1995 roku, po przejęciu przez DUO-STAL: walcowni, stalowni, laboratorium i działu transportu samochodowego Huty Bobrek, do spółki przystąpili nowi wspólnicy i w chwili obecnej liczy ona 133 udziałowców.

Spółka DUO-STAL przejęła drugą część cyklu produkcyjnego Huty Bobrek: produkcję półwyrobów ze stali otrzymywanej z pieca martenowskiego. Podobnie jak w przypadku Zakładów Metalurgicznych, w pierwszym okresie działalności z powodu braku środków finansowych, przeprowadzono jedynie niezbędne prace modernizacyjne. Spółce udało się już spłacić w 100% przejęty majątek huty, jednak w dalszym ciągu cały zysk przeznaczany jest na rozwój. Spłaceniu rat umożliwiło spółce przystąpienie do fazy modernizacji zakładu. W drugim kwartale 1999 r. ogłoszono przetarg na budowę pieca łukowego, piecokadzi, urządzenia do próżniowej obróbki stali i linii ciągłego odlewania stali (COS). Zrealizowanie tych inwestycji doprowadzi proces produkcji stali do standardów unijnych, w tym również dotyczących ochrony środowiska. Zamierzone inwestycje zostaną sfinansowane w 20% ze środków własnych, w 40% z kredytu komercyjnego i w 40% z kredytów preferencyjnych ze środków Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska.

DUO-STAL produkuje obecnie 1% wytwarzanej w kraju stali i półwyrobów hutniczych – kęsów i kęsisk stalowych walcowanych na gorąco oraz blachy uniwersalnej walcowanej na gorąco. Firma przyjmuje również zamówienia na wyroby nie objęte standardowym programem produkcji. Możliwości produkcyjne są czterokrotnie większe. Odbiorcami są w przeważającej większości dotychczasowi klienci Huty Bobrek: huty Ostrowiec, Stalowa Wola i Łabędy. Około 5% produkcji trafia na eksport do Czech. Struktura wyrobów produkowanych w DUO-STAL nie mogła ulec znaczącym zmianom – większość umów w branży to długoletnie kontrakty. Ponadto, wytwarzany asortyment nie mógł zmienić się znacząco ze względu na ograniczone możliwości produkcyjne wykorzystywanych urządzeń. Dopiero po przeprowadzeniu planowanego programu inwestycyjnego spółka zacznie produkować wyroby o wyższym stopniu przetworzenia.

Zerwane zostały natomiast powiązania produkcyjne wewnątrz byłej Huty Bobrek. Surówka żelaza wytwarzana

w Zakładach Metalurgicznych nie jest już wykorzystywana w piecach martenowskich DUO-STAL i została zastąpiona złomem i odpadami dostarczonymi przez wielu dostawców. W ramach dawnej struktury huty zachowały się jedynie powiązania infrastrukturalne, związane z obiegiem prądu, gazu i wody.

Po przejęciu majątku huty spółka zatrudniała ok. 700 pracowników. Osiągnięcie rentowności wymagało również znaczącego ograniczenia zatrudnienia. Zdecydowano się na osiągnięcie tego celu poprzez wstrzymanie zatrudniania nowych pracowników i naturalną redukcję stanu załogi. Na początku 1999 roku spółka zatrudniała 520 osób, a po przeprowadzeniu planowanych inwestycji zatrudnienie w spółce powinno spaść do ok. 200 osób. Działanie w środowisku rynkowym wymusiło reorganizację struktury przejętego majątku. Powstały nowe działy: inwestycji, rozwoju, sprzedaży i zapewnienia jakości, w których, po przeprowadzeniu odpowiednich szkoleń, znaleźli zatrudnienie byli pracownicy huty. W spółce nie działają związki zawodowe (podobnie jest w przypadku Zakładów Metalurgicznych Sp. z o.o.)

Spółka DUO-STAL może się pochwalić uzyskaniem kilku certyfikatów jakościowych. Uzyskanie certyfikatu potwierdzającego zgodność stosowanego w spółce Systemu Zapewnienia Jakości z wymaganiami normy ISO 9002 wydanego przez niemiecki instytut TÜV Rheinland/Berlin Brandenburg w 1998 roku wymagało aż 1,5 roku ciężkiej pracy. Spółka otrzymała również dopuszczenie Lloyd's Register of Shipping do produkcji stali w gatunkach okrętowych oraz certyfikat znaku bezpieczeństwa "B" na blachę uniwersalną (blachówkę) ze stali w gatunkach klasy I, nadany przez SIMPTTEST Katowice.

\*\*\*

Pomimo poniesienia ogromnych wysiłków i przebrnięcia przez najtrudniejszy, początkowy okres działalności, dalszy rozwój obu opisanych spółek pracowniczych i utrzymanie się ich na rynku wiążą się z koniecznością znalezienia inwestora strategicznego. Tak małe zakłady nie mają w dłuższej perspektywie szans w walce rynkowej. Obie spółki prowadzą rozmowy z potencjalnymi inwestorami. Komplikuje je jednak ciągle niejasny kształt polskiego sektora hutniczego. Przeciągająca się prywatyzacja największych polskich hut – Katowice i Sendzimira, paraliżuje angażowanie się inwestorów w prywatyzację i restrukturyzację pozostałych firm sektora.

**Przykład Huty Bobrek świadczy, że dobrze przeprowadzone postępowanie upadłościowe daje w rzeczywistości szansę narodzin nowych, prywatnych firm, które potrafią efektywnie wykorzystać przejęty majątek trwały, dać zatrudnienie zwalnianym pracownikom i wpływy do budżetu.**



David Dornisch

## Rozdział 7.

# Dynamika konkurencji w polskim sektorze telekomunikacyjnym: regulacja, prywatyzacja i rozwój multi-sieci

### 7.1. Prezentacja sektora

Telekomunikacja jest coraz częściej postrzegana jako sektor, którego rozwój jest kluczowy dla efektywnego funkcjonowania gospodarki na poziomach lokalnym, narodowym i globalnym. Jest ona instrumentem umożliwiającym szybki i skuteczny przepływ informacji i pomysłów, co w konsekwencji wspiera tworzenie aliansów strategicznych, łączących różnorodne organizacje w ramach wspólnych projektów. Telekomunikacja staje się także istotną siłą ekonomiczną. Stanowi ona obszar ogromnej liczby innowacji technologicznych znajdujących odbicie w tworzeniu coraz nowszych produktów. W większości rozwiniętych i rozwijających się krajów rośnie udział telekomunikacji w tworzeniu produktu krajowego brutto.

Rozwój produktów i usług telekomunikacyjnych staje się także kluczowym elementem reform rynkowych w Polsce. Jak wynika z doświadczeń krajów zachodnich, modernizacja sektorów produkcyjnych, finansowych, usługowych i edukacyjnych zależy w niemałym stopniu od ich sukcesu w inkorporacji nowoczesnych technologii telekomunikacyjnych. Wielu komentatorów przekonywująco argumentuje, że upadek systemów socjalistycznych w Europie Centralnej wynikał w dużej części z ich niezdolności do rozwijania infrastruktury telekomunikacyjnej, która stała się podstawą wzrostu ekonomicznego w latach 80.

W roku 1990 Polska rozpoczęła intensywny projekt inwestycji i modernizacji swojej infrastruktury telekomunikacyjnej. Jak wynika z kilku podstawowych wskaźników znaczące zmiany już nastąpiły. Publiczny system telefoniczny charakteryzuje proces gruntownej odnowy i ekspansji (zob. tabela 1), odzwierciedlonej we wzroście podstawowej sieci stacjonarnej dominującego operatora, Telekomunikacji Polskiej SA (TP SA).

Przyrosty przedstawione w tabeli 1 zostały osiągnięte wskutek intensywnej kampanii inwestycyjnej TP SA (zob. tabela 2).

W latach 1992–97 miał miejsce stały wzrost wielkości nakładów inwestycyjnych TP SA oraz relacji inwestycji do przychodów. Wzrostowi sieci publicznej towarzyszyła również znaczna poprawa jakości usług. Na przykład, czas oczekiwania na instalację nowej linii zmniejszył się ze 167 miesięcy w roku 1989, do 48 miesięcy w 1994 i do 33 miesięcy w 1999 (Kontkiewicz-Chachulska, Kubasik, 1997). TP SA systematycznie modernizuje stary sprzęt i linie oparte na technologiach analogowych, zastępując je cyfrowymi. Instalowane są kable światłowodowe i automatyczne łącza cyfrowe. Równocześnie z rozwojem wielkości i jakości podstawowej publicznej sieci telefonicznej TP SA rozpoczęło działalność wielu nowych operatorów telekomunikacyjnych konkurujących z TP SA, lecz także uzupełniających jej wysiłki inwestycyjne. Powstawanie

Tabela 1. Publiczna sieć TP SA

Rok	Abonenci telefoniczni	Przyrost liczby abonentów	Gęstość telefoniczna
1992	3 938 144	372 850	10,25
1993	4 415 751	477 607	11,47
1994	5 006 094	590 343	12,98
1995	5 728 497	722 403	14,85
1996	6 538 581	810 084	16,94
1997	7 470 000	931 419	19,30
1998	8 300 000	830 000	21,00

Źródło: Bielański (1998a, 22)

Tabela 2. Przychody a inwestycje TP SA (w mln zł)

Rok	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Przychody	1910	2730	3670	5012	6432	8338
Zysk Netto	449	687	664	841	750	970
Inwestycje	715	1210	1435	2146	3150	4254
Stosunek inwestycji do przychodów (w proc.)	37,4	44,3	39,1	42,8	49,0	51,0

Źródło: Bielański (1998a, 23)

Tabela 3. Liczba abonentów na 100 mieszkańców (tzw. gęstość telefoniczna)

Rok	Ogółem	Miasto	Wieś
1992	10,25	14,29	3,62
1993	11,47	16,08	4,00
1994	12,98	18,15	4,58
1995	14,85	20,63	5,46
1996	16,94	23,23	6,74
1997	19,24	26,00*	8,71
1998	22,79	29,00*	11,42

Źródło: Różyński (1997a, 14)

\* w przybliżeniu

tych operatorów oznacza podstawową transformację sektora polegającą na tworzeniu złożonej "sieci" [Economides, 1995]. Ta "multi-siec" składa się z następujących elementów:

1. Sieci lokalne, uzupełniające główną sieć zarządzaną przez TP SA.
2. Międzydzielcowe sieci długodystansowe o zasięgu krajowym.
3. Sieci komórkowe/ruchome.
4. Sieci transmisji danych.
5. Sieci radiokomunikacyjne.
6. Sieci satelitarne.

Dzięki ww. ekspansji i dywersyfikacji Polska staje się częścią ogólnoświatowego rozwoju telekomunikacyjnego. Pomimo tych niezaprzeczalnych oznak postępu, istnieje

nadal wiele niedociągnięć hamujących rozwój polskiego sektora telekomunikacyjnego. Najsilniej odczuwa się ciągle zbyt niską jakość usług telekomunikacyjnych (przerwane lub nie zrealizowane połączenia, wadliwy odbiór, przeciążenie sieci wynikające z ograniczonej pojemności infrastruktury, ograniczony wybór produktów i usług oraz mała elastyczność cen).

Wymownym wskaźnikiem obecnych braków jest nierównomierny rozwój sieci telekomunikacyjnych w obszarach miejskich i wiejskich. Jak wynika z tabeli 3, gęstość telefoniczna obszarów miejskich przewyższa gęstość na obszarach wiejskich prawie czterokrotnie.

Informacje te wskazują, że kolejne ekipy administracji państwowej oraz zarządy TP SA, jak do tej pory jeszcze nie znalazły sposobu, który uczyniłby opłacalnymi inwestycje w

Tabela 4. Podstawowe wskaźniki rozwoju telekomunikacji w OECD i w Europie Środkowej (1989)

Kraj	Liczba linii głównych (tys.)	Gęstość telefoniczna	Nowe linie główne 1980-89 (tys.)	Średnioroczny przyrost nowych linii 1980-89
<b>OECD</b>	<b>345.898,31</b>	<b>43,08</b>	<b>93.137,14</b>	<b>3,55</b>
Bułgaria	1.994,00	22,23	1.034,00	8,46
Czechosłowacja	2.226,39	14,26	577,39	3,39
Jugosławia	3.560,08	15,06	2.048,08	9,98
Polska	3.121,37	8,22	1.178,37	5,41
Rumunia	2.161,31	9,42	738,31	4,75
Węgry	916,00	8,64	299,00	4,49
<b>Europa Środkowa</b>	<b>13.979,15</b>	<b>11,67</b>	<b>5.875,15</b>	<b>6,25</b>

Źródło: Kontkiewicz-Chachulska i Kubasik (1997)

Tabela 5. Kraje o największych przychodach z telekomunikacji a Polska

Pozycja	Kraj	Przychody z telekomunikacji (mln USD)	Przychody na mieszkańca (USD)	Przychody na przyłącze abonenckie (USD)	Przychody na I zatrudnionego (USD)
1	USA	195 333,0	749,8	1 246	294 620
2	Japonia	73 379,8	588,1	1 224	b.d.
3	Niemcy	46 151,4	568,8	1 177	202 772
4	Anglia	25 434,6	437,9	897	b.d.
5	Francja	23 662,3	409,9	749	155 061
6	Włochy	20 003,7	351,0	805	194 211
7	Australia	11 491,4	644,1	1 298	1174 106
8	Hiszpania	11 344,0	289,4	751	163 059
9	Kanada	10 388,1	356,7	602	130 003
10	Szwajcaria	8 889,2	1 262,7	2 058	454 271
11	Korea Płd.	8 727,8	194,6	469	1404 594
12	Brazylia	8 720,9	54,0	722	92 754
13	Holandia	8 114,0	524,8	999	265 615
14	Meksyk	6 509,1	70,9	740	132 796
15	Chiny	6 166,8	5,2	226	12 734
16	Argentyna	6 009,1	173,7	1 086	202 395
17	Szwecja	5 755,5	651,9	957	175 436
18	Tajwan	5 275,8	248,2	620	147 419
19	Belgia	4 339,0	428,5	937	b.d.
20	Hongkong	3 804,0	652,2	1 208	116 025
--	Polska	2 464,9	63,2	377	33 533

Źródło: Piotrowski (1997,11)

infrastrukturze wiejskiej. Jest to podstawowe zagadnienie z punktu widzenia długoterminowego rozwoju narodowego, ponieważ te regiony mają największe potrzeby i jednocześnie będą podstawą przyszłego zrównoważonego wzrostu ekonomicznego w Polsce.

W wymiarze porównawczym Polska też znajduje się w niesprzyjającej pozycji. W międzynarodowym rankingu sektorów telekomunikacyjnych rozpoczęła okres postsocjalistyczny na przedostatnim miejscu w Europie (tylko przed Albanią). Tabela 4 przedstawia ranking międzynarodowy za rok 1989.

Obecnie polska gęstość telefoniczna wynosi 23 i jest trzykrotnie wyższa niż przed zmianą systemu, ale ranking w stosunku do innych krajów zmienił się nieznacznie, pomimo przyrostu liczby abonentów. Do roku 1995 porównanie Polski z krajami Unii Europejskiej wypada negatywnie. Polska w roku 1995 miała gęstość telefoniczną 14,85, podczas gdy wynosiła ona: 49,8 w Niemczech, 56,0 we Francji, i 45,72 w Belgii. Wśród krajów Europy Wschodniej Polska już wyprzedziła kraje, których gospodarka rozwija się wolniej, takie jak Rumunia i Bułgaria, ale nadal znajduje się daleko za Węgrami (wskaźnik gęstości 37) i Czechami (wskaźnik gęstości 39).

Polska ma małą dynamikę inwestycji w infrastrukturze telekomunikacyjnej, gdy porównuje się ją z krajami Unii Europejskiej, w których nakłady inwestycyjne wynoszą (w

dolarach, w przeliczeniu na mieszkańca, na koniec 1994 r.): Niemcy – 183,2; Luksemburg – 166,7; Francja – 107,8; Portugalia – 57,4; Grecja – 60,9; Wielka Brytania – 70,9; Europa – 60,1; Unia Europejska – 97,5 [Gawron, 1996, 26]. Według tych danych Polska ma sześciokrotnie mniejszą wartość inwestycji telekomunikacyjnych na jednego mieszkańca (16) niż Unia Europejska. Porównania z poszczególnymi krajami są nawet bardziej uderzające. Na przykład, Niemcy zainwestowały w 1994 roku w telekomunikację 11 razy więcej niż Polska w przeliczeniu na 1 mieszkańca. Nawet w porównaniu z najbiedszym krajem Unii – Portugalią – Polska jest daleko w tyle; różnica w tempie inwestycji między tymi dwoma krajami jest 3,5-krotna.

Polska pozostaje daleko w tyle także, pod względem zdolności firm telekomunikacyjnych do generowania zysków (zob. tabela 5).

Informacje te wskazują na małą efektywność polskich przedsiębiorstw telekomunikacyjnych w porównaniu ze średnią w krajach rozwijających się i rozwiniętych. Potrzebne będą daleko idące zmiany organizacyjne, aby polski sektor telekomunikacyjny mógł się stać konkurencyjny w skali międzynarodowej.

Te braki są wynikiem uzasadnionych i nieuniknionych różnic w zdolności generowania środków na inwestycje telekomunikacyjne. Oczywiście jest, że możliwości Niemiec

pod tym względem znacznie przewyższają możliwości Polski. Jednak niektóre niedociągnięcia tkwią – o czym będzie mowa w dalszej części opracowania – w podejmowaniu decyzji przez odpowiedzialną za to administrację państwową, szczególnie w odniesieniu do procesów inwestycji, prywatyzacji i regulacji sektora.

Krótko mówiąc, następujący paradoks charakteryzuje polski sektor telekomunikacyjny. W porównaniu do poprzedniego stanu (w 1989 r.) Polska już znacznie ulepszyła i zmodernizowała swoją infrastrukturę telekomunikacyjną, ale nadal pozostaje w tyle za najbliższymi sąsiadami, a zwłaszcza za krajami Unii Europejskiej.

Poniższe opracowanie jest próbą analizy i oceny tej sytuacji. Podstawowe pytanie brzmi: jaka jest obecna ścieżka rozwoju sektora i jakie czynniki najbardziej wpływają na jego rozwój?

## 7.2. Makroekonomiczna analiza sektora: podstawowe cechy telekomunikacji

Zanim zbadamy szczegółowo dynamikę konkurencji w sektorze, przedstawię w tej części pracy kilka podstawowych cech sektora telekomunikacyjnego. Stanowią one bazę do dalszej analizy. Tabele 6, 7, i 8 przedstawiają dane dotyczące podstawowych wskaźników dla sektora jako całości, jak i dla poszczególnych podbranż.

Z tabel wynika kilka spostrzeżeń.

Po pierwsze telekomunikację można podzielić na dwa główne obszary działalności: 1) obsługa sieci, 2) produkcja sprzętu telekomunikacyjnego. Łączne przychody brutto ze sprzedaży usług i produkcji sprzętu prawie równają się sprzedaży w sektorze jako całości (zob. tabela 6). Istnieje dodatkowy segment firm generujących ok. 1,5 mld PLN przychodów nie uwzględnionych w tabelach 7 i 8. Zajmują się one usługami i produkcją związaną z projektami inwestycyjnymi dużych operatorów telekomunikacyjnych [por. Jasiński, 1997].

Po drugie, sektor telekomunikacyjny ma charakter usługowy. Jest sektorem post-industrialnym, w związku z czym większość przychodów pochodzi ze świadczenia usług, utrzymywania sieci, generowania nowych usług i marketingu. Porównując tabele 7 i 8, przychody z produkcji sprzętu (1,75 mld PLN) stanowią około 15% przychodów generowanych z usług (10,8 mld PLN).

Po trzecie, telekomunikacja generalnie jest sektorem dochodowym. Zyskowność netto wynosi 11% dla sektora jako całości, 9,5% dla podbranży usług i 13% dla podbranży produkcji. Można to porównać z drugim "strategicznym" sektorem, elektroenergetyką, w którym w latach 1994–1997 przeciętna zyskowność wynosiła mniej niż 3% [Daniluk, 1999; 5].

Po czwarte, za zyskownością polskiej telekomunikacji kryje się silna nierównowaga sektorowa. Dominujący operator, TP SA, ma nieproporcjonalnie duży udział zysków w sektorze. Z tabeli 6 wynika, że TP SA generuje 75% zysków

Tabela 6. Telekomunikacja w Polsce w 1997 r. (128 firm)

	Przychody ogółem (z branży telekomun.)		Zysk brutto		Zysk netto		Rentowność (zysk brutto/ koszty)	Zyskowność (zysk netto/ sprzedaż)	Zatrudnienie (osoby)
	1997 (tys. zł)	Zmiana 97/96 (w %)	1997 (tys. zł)	zmiana 97/96 (w %)	1997 (tys. zł)	zmiana 97/96 (w %)			
Sektor	14 930 737	30%	2 478 554	31%	1 281 087	24%	26	11	90244
w tym: TP SA	8 338 148	25%	2 000 229	33%	969 838	28%	31,6	12	72749

Źródło: Kulisiewicz (1998)

Tabela 7. Usługi telekomunikacyjne i internetowe (36 firm)

	Przychody z usług operatorskich		Przychody ze sprzedaży	Zysk netto	Zyskowność (zysk netto/ sprzedaż)	Zatrudnienie (osoby)
	1997 (tys. zł)	1996 (tys. zł)	1997 (tys. zł)	1997 (tys. zł)	1997 %	1997
Podbranża	10 777 538	7 169 242	11 733 045	957 952	9,5	79886
w tym: TP SA	8 254 766	6 368 378	8 338 148	969 838	11,6	72749

Źródło: Kulisiewicz (1998)

Tabela 8. Produkcja sprzętu telekomunikacyjnego w 1997 r. (35 firm)

	Przychody z produkcji w latach		Przychody ze sprzedaży	Zysk netto	Zyskowność (zysk netto/sprzedaż) 1997	Zatrudnienie 1997
	1997 (tys. zł)	1996 (tys. zł)	1997 (tys. zł)	1997 (tys. zł)	%	(osoby)
Podbranza	1 745 496	979 532	2 363 907	186 562	13,0	6018

Źródło: Kulisiewicz (1998)

w sektorze liczącym 128 przedsiębiorstw (w 1997 r. 127 przedsiębiorstw osiągnęło łącznie 310 mln PLN zysku, podczas gdy TP SA 1 mld PLN). Nierównowaga ta jest jeszcze bardziej uderzająca w usługach. W tej podbranży TP SA osiągnęła większy zysk (970 PLN) niż podbranza jako całość (958 PLN). Oznacza to, że 35 pozostałych firm łącznie wypracowało stratę. W dużej części nierównowaga ta wynika z ogromnych kosztów inwestycyjnych, które muszą ponieść nowi operatorzy, aby uruchomić działalność operatorską.

Piątą cechą sektora telekomunikacyjnego to jego nastawienie na działalność inwestycyjną – telekomunikacja jest "przemysłem inwestycyjnym." Firmy są pod silną presją, żeby wejść na rynek, utrzymać się na nim i czerpać w końcu wysokie zyski charakteryzujące firmy działające w tym sektorze – dlatego muszą one podjąć ogromny "przedrynkowy" wysiłek inwestycyjny.

### 7.3. Mikroekonomiczna analiza sieci telekomunikacyjnych

Po przedstawieniu podstawowych cech i zmian sektora, możemy przejść do szczegółowej analizy dynamiki konkurencji w najważniejszej jego podbranży – usługach i działalności operatorskiej. Koncentruję się na trzech najważniejszych komponentach polskiej multi-sieci (stacjonarnej sieci lokalnej, stacjonarnej sieci międzymiastowej i sieci komórkowej) [1], które zmieniają się w najbardziej dynamiczny sposób. Najdokładniej przedstawię stacjonarną sieć lokalną ze względu na jej najdłuższą i najbardziej złożoną post-socjalistyczną historią konkurencji.

#### 7.3.1. Stacjonarne sieci lokalne

Można wyróżnić trzy hierarchicznie zorganizowane poziomy konkurencji w sieci stacjonarnej: lokalny (miejski i

wiejski), narodowy (lub międzymiastowy) i międzynarodowy. Każdy z nich charakteryzuje się specyficznymi regulami i zróżnicowanymi możliwościami wejścia na rynek nowych firm konkurujących z dotychczasowym monopolistą TP SA (i podległą jej firmą komórkową, Centertelem).

#### Sieci lokalne: duopol asymetryczny

Ogólne informacje dotyczące ekspansji sieci stacjonarnej zarządzanej przez TP SA zostały przedstawione w tabeli I. Dynamika budowy nowych linii wzrastała stale od 8,3% w roku 1992 do 14,3% w roku 1997 (w porównaniu z rokiem poprzednim) [TP SA, 1998; 7]. Towarzyszył temu także znaczny postęp w skróceniu czasu oczekiwania na podłączenie telefonu.

Silna dynamika rozwoju technologicznego i wymiany urządzeń charakteryzuje działalność TP SA od 1992 r. (kiedy została wydzielona z Polskiej Poczty, Telegrafu i Telefonu). Podstawą tego procesu jest likwidacja analogowych central telefonicznych oraz wzrost zastosowania połączeń automatycznych lub cyfrowych.

Następnym ważnym elementem tego procesu jest wprowadzenie nowej generacji miedzianych kabli do sieci lokalnej. Wykorzystane nowe materiały ograniczają zakłócenia z zewnętrznych źródeł, zwiększają pojemność transmisyjną i zapewniają szybszą transmisję sygnału. Trzeba zaznaczyć, że wprowadzenie kabli światłowodowych do sieci lokalnej postępuje w tempie wolniejszym, ponieważ koszty światłowodów i ich instalacji są bardzo wysokie [Czernow, 1998].

Obecnie sieć lokalna stanowi jedyny poziom sieci stacjonarnej, na którym występuje otwarta konkurencja. Według polskiej Ustawy o Telekomunikacji z roku 1990 (znowelizowanej w 1995 r.) i późniejszych rozporządzeń wykonawczych Ministerstwa Łączności (MŁ) zasada duopolu ma obowiązywać na lokalnych rynkach telekomunikacyjnych. Oznacza to, że poza TP SA, która obecnie pokrywa swoją siecią cały kraj, na każdym lokalnym rynku będzie

[1] W usługach międzynarodowych nie ma konkurencji z powodu ustawowego monopolu TP SA do roku 2003. Segment ten nie stanowi przedmiotu analizy.

Tabela 9. Centrale miejscowe TP SA

Rok	Liczba central				Liczba linii dołączonych do poszczególnych typów central (tys.)			
	Ręcznych	Automatycznych	w tym cyfrowych	Razem	Ręcznych	Automatycznych	w tym cyfrowych	Razem
1991	2.279	3.947	--	6.226	332,2	3.677,6	--	4.009,8
1992	2.052	4.248	34	6.300	337,6	4.219,3	210,1	4.556,8
1993	1.817	4.520	305	6.337	325,2	5.003,2	791,9	5.328,4
1994	1.492	4.757	600	6.250	287,9	5.597,2	1.291,7	5.885,1
1995	1.217	5.115	1.070	6.332	242,7	6.508,1	2.234,5	6.750,8

Źródło: Kontkiewicz-Chachulska i Kubasik (1997)

działać jeden alternatywny operator prywatny. Realizacja zasady duopolu, odzwierciedlona w konkretnej polityce MŁ oraz reakcji firm i rynków, nabierała z czasem różnych form. Można wyodrębnić dotychczas dwa główne etapy duopolu lokalnego w Polsce.

**Etap I.** Oddolne inicjatywy telekomunikacyjne ograniczone do pojedynczych miejscowości.

Pierwszy etap ewolucji rynkowej w sieci stacjonarnej (1990–1995) charakteryzuje się rozwojem oddolnej przedsiębiorczości w lokalnych rynkach stacjonarnych. Ówczesna strategia MŁ polegała na pozwoleniu na spontaniczne kształtowanie rynku, bez centralnego ukierunkowania, według własnego uznania inicjatorów projektów inwestycyjnych w poszczególnych miejscowościach. Prywatni operatorzy przygotowali projekt realizacji inwestycji na małym obszarze. Jeśli propozycja ta, zwykle uzgodniona poprzednio z samorządami lokalnymi (gminy), została zaakceptowana przez Ministerstwo Łączności, operatorzy otrzymali licencję na wyznaczony obszar (i ewentualnie zezwolenie na działalność operacyjną). Celem tej polityki było stymulowanie rozwoju infrastruktury telekomunikacyjnej w rejonach zaniedbanych – większość projektów dotyczyła małych miasteczek cierpiących na poważny brak infrastruktury telekomunikacyjnej. Jednocześnie, jako uboczny efekt władze miały nadzieję, że proces ten wywrze presję konkurencyjną na TP SA, zmuszając ją do poświęcenia większej uwagi mniej opłacalnym częściom sieci.

Inicjatywy podejmowane na początku lat 90. charakteryzowała wysoka różnorodność. Organizacjami sponsorującymi te inicjatywy są m.in. kopalnia, agencje rozwoju regionalnego, spółdzielnie, i samorządy lokalne. Przykładowo, były to: PT "Centrala" sp. z o.o. działająca w Mielcu, spółdzielnie telekomunikacyjne (np. w Zbąszyniu i w Łańcucie), Agencja

Rozwoju Regionalnego "Arreks" SA działająca w Kleszczowie i innych gminach (woj. piotrkowskiego) oraz Kopalnie Węgla Kamiennego "Bogdanka" SA w Bogdanie w lubelskim [Różyński, 1998].

**Etap 2.** Alokacja biurokratyczna obszarów rynkowych.

Po kilku latach stało się jasne, że dotychczasowa polityka nie zapewniła wystarczająco szybkiego tempa rozwoju sieci alternatywnych do TP SA. Decydenci spostrzegli, że oddolne inicjatywy nie były w stanie zaspokoić potrzeb telekomunikacyjnych Polski lokalnej. Skala tej działalności była zbyt ograniczona, żeby przyspieszyć rozwój sektora i konkurencji. Ministerstwo musiało gruntownie zmienić swoją politykę, aby stymulować szybszy postęp i uzyskać zwiększoną kontrolę nad procesem. Z tych powodów, MŁ przeszło na proces polegający na organizowaniu przetargów na poszczególne obszary kraju [2].

W wyniku tej reorientacji polityki, która znalazła swoje odbicie prawne w nowelizacji Ustawy o Telekomunikacji w roku 1995 [3], zakres udzielonych koncesji uległ znacznej zmianie. Przetargi w latach 1995–1996 generalnie były ogłaszane na obszary większe niż obszary licencji udzielonych w poprzednim etapie. Ministerstwo sukcesywnie wyprzedawało prawa inwestycyjne i operatorskie na całe województwa (lub ich grupy, według podziału administracyjnego istniejącego przed rokiem 1999) poszczególnym operatorom prywatnym, ale z wykluczeniem w tym okresie największych miast. Zmiana ta dała możliwość osiągnięcia szybszego tempa wyłaniania konkurentów TP SA w całym kraju. Proces przydzielania obszarów operatorom poprzez udzielanie koncesji zakończył się zasadniczo w 1998 r. [Fedorowicz, 1998] wraz z przyznaniem największych miast (m. in. Łódź, Poznań, Kraków, i Katowice) poszczególnym

[2] Ważne jest podkreślenie w tym miejscu, że nowy etap nie może być określony jako etap odgórnej kontroli MŁ. Ministerstwo ma tylko ograniczoną kontrolę nad operatorami poprzez mechanizm koncesyjny. Po otrzymaniu koncesji przez operatorów MŁ jest jedynie w stanie kontrolować ich pośrednio poprzez regulację i certyfikację usług określonych w zezwoleniu.

[3] Na temat kontekstu politycznego i ekonomicznego nowelizacji, zob. Gospodarek (1997).

operatorom prywatnym. Przyznanie Warszawy El-Netowi w 1999 r. było ostatnim aktem w procesie wyboru operatorów lokalnych.

Reorientacja polityki doprowadziła nie tylko do zwiększonej konsekwencji w alokacji obszarów operatorom, ale również zmieniła konfigurację organizacyjną operatorów prywatnych. Przy końcu procesu koncesjonowania (31 grudnia 1998 r.) 43 nominalnie niezależnym operatorom udzielono w sumie 90 koncesji [Margas, 1999a]. Przed 1995 r. przytłaczająca większość prywatnych operatorów ograniczona była do pojedynczych miejscowości. Przeciętna wielkość obszaru, na którym działają prywatni operatorzy znacznie wzrosła. Przedtem 23 operatorów było ograniczonych do pojedynczej miejscowości (gmina, miasto, lub dzielnica) lub kilku takich miejscowości (2 z 23 w tym przypadku). Nowych 20 zaczęło funkcjonować albo na obszarze jednego całego województwa, albo kilku województw (10 w obydwóch przypadkach).

Chociaż zmieniona polityka z 1995 r. była skuteczna w przyspieszeniu alokacji obszarów operatorom, to jednak była dużo mniej efektywna w zapewnieniu im sprzyjających warunków rozpoczęcia działalności. Rozpoczęcie inwestycji i działalności operatorskiej następuje w sposób fragmentaryczny. Ze wszystkich koncesji udzielonych do tej pory, tylko mniejszość doprowadziła do rzeczywistego podjęcia inwestycji i działalności operatorskiej.

Jeśli chodzi o liczbę klientów obsługiwanych przez operatorów prywatnych, w końcu 1996 r. było ich 56.464. Liczba ta wzrosła ponad trzykrotnie w 1997 r., do 180.000. Również odnotowano znaczny wzrost w 1998 r., do 290.000, chociaż już nie w takim tempie, jak w roku poprzednim [Margas, 1999b]. Porównanie tych liczb z wynikami TP SA (zob. tabelę 1) – 1996 – 6,54 mln; 1997 – 7,47 mln; 1998 – 8,3 mln klientów – wskazuje na bardzo ograniczony udział w rynku prywatnych operatorów [4]. Rozwój rynku operatorów prywatnych następował w tempie niższym od projektowanego przez Ministerstwo w 1995 r. Wcześniejsze szacunki 3 mln klientów (przy 4,5 mld PLN inwestycji) do roku 2000 wydają się nierealistyczne. Obecnie, zdaniem ekspertów realistyczna (choć ambitna) jest liczba 1 miliona klientów (przy inwestycjach w wysokości 1 mld PLN).

Podczas gdy warunki formalne dla zniesienia monopolu lokalnych zostały spełnione poprzez ww. politykę koncesyjną, to nadal utrzymuje się monopol TP SA w telekomunikacji stacjonarnej. Operatorzy prywatni napotykać trudności związane z inicjowaniem i utrzymywaniem działalności. Pierwsza przyczyna jest ekonomiczna: operatorzy lokalni

mają duże trudności w zgromadzeniu zasobów technicznych i, w szczególności, finansowych potrzebnych na budowę i obsługę sieci. Są to stosunkowo małe przedsiębiorstwa – nawet największe z nich Netia SA zatrudnia tylko kilkuset pracowników.

Drugą przyczyną trudności operatorów prywatnych w rozpoczęciu działalności inwestycyjnej i operatorskiej jest otoczenie biurokratyczne i regulacyjne, w którym funkcjonują. Uskarżają się one na powolność Ministerstwa Łączności w podejmowaniu decyzji technicznych dotyczących działalności inwestycyjnej operatorów. Procedura zatwierdzania technicznych aspektów sprzętu operatorów jest powszechnie uznana za niesprawną. Szczególnie ważne jest to, że Ministerstwo jeszcze nie wypracowało sprawiedliwej polityki dotyczącej zasad interkonekcji, która umożliwiłaby operatorom prywatnym ekonomiczną integrację swoich nowych sieci lokalnych z siecią TP SA. Przeciwnie, brak wyrażonej polityki spowodował, że TP SA stała się de facto regulatorem w tej sferze [Kontkiewicz-Chachulska i Kubasik, 1999].

Trzecia przyczyna problemów występujących u operatorów wiąże się z praktykami monopolistycznymi charakteryzującymi działalność TP SA. Trzeba zaznaczyć w tym miejscu, że nielegalność niektórych działań antykonkurencyjnych TP SA zostawała już udowodniona i potwierdzona kolejnymi decyzjami Urzędu Antymonopolowego i następnie Urzędu Ochrony Konsumentów i Konkurencji [Streżyńska, 1997]. TP SA celowo opóźniała i blokowała porozumienia interkonekcyjne, aby szkodzić wrażliwej pozycji finansowo-konkurencyjnej operatorów prywatnych [Grupa Warsztatowa IV, 1996]. Po przeprowadzeniu inwestycji infrastrukturalnych przez operatorów prywatnych, TP SA często odmawiała zatwierdzenia spełnienia standardów homologacyjnych przez operatorów, aby opóźnić rozpoczęcie przez nich działalności. Co najważniejsze, TP SA utrzymuje niezrównoważoną strukturę taryfową, która blokuje operatorom możliwość konkurencji cenowej (praktyka ta została uznana przez UAKiK za praktykę monopolistyczną). Praktyka ta polega na subsydiowaniu krzyżowym poprzez utrzymywanie bardzo niskich taryf lokalnych i bardzo wysokich taryf międzymiastowych i międzynarodowych. Operatorzy lokalni nie mają możliwości subsydiowania krzyżowego. Są zmuszeni do utrzymywaniu cen na poziomie nie wyższym niż TP SA, czyli nierzadko nawet poniżej ponoszonych kosztów, co powoduje poważne ograniczenia w ich możliwościach generowania zysków [5].

[4] Trudności operatorów w uruchomieniu sieci można ilustrować następującą logiką: biorąc w sumie 300.000 klientów tych firm i dzieląc tę liczbę przez 5000 (przeciętna liczba klientów obsługiwanych przez operatora w gminie) daje 58. Innymi słowy, około 58 gmin, z kilku tysięcy ogółem, na terenie całego kraju jest obecnie obsługiwanych przez prywatnych operatorów.

[5] W ostatnim czasie TP SA zmniejszyła stopień subsydiowania krzyżowego. W 1994 r. stosunek między połączeniami międzynarodowymi i lokalnymi był 36:1. Ta relacja została kilkakrotnie zmniejszona do 12:1 w 1998 r. Tym niemniej, stosunek ten znacznie przewyższa średnią 7:1 charakteryzującą kraje OECD [Kontkiewicz-Chachulska i Kubasik, 1998].

Ministerstwo Łączności na ogół traktuje praktyki monopolistyczne TP SA pobłażliwie. Wynika to ze sprzeczności ról MŁ [6], polegającej na pełnieniu przez nie zarówno funkcji regulatora, jak i właściciela operatora narodowego. Ministerstwo jeszcze nie zrealizowało wielokrotnie powtórzonych obietnicy konsekwentnego ograniczania praktyk monopolistycznych na rzecz konkurencji. Wielu ekspertów sądzi, że głównym powodem opóźnienia w deregulacji rynku jest zamierzona w drugiej połowie 1999 r. częściowa prywatyzacja TP SA [7]. Początkowo osłabiłoby to pozycję finansową TP SA i jej cenę w ramach prywatyzacji. Jednak w dalszej perspektywie byłoby to korzystne również dla TP SA, ponieważ deregulacja rynku doprowadziłaby do wzrostu inwestycji, a w konsekwencji i obrotów. TP SA mająca największą bazę stacjonarną uczestniczyłaby w znacznej części we wzroście przychodów i przyspieszonym rozwoju sektora.

### Dalsze perspektywy konkurencyjne i rozwojowe

Pomimo tych ograniczeń lokalny rynek stacjonarny wchodzi obecnie w trzeci etap rozwoju, w którym wystąpi możliwość zintensyfikowania konkurencji. W szczególności kilku operatorom prywatnym udało się pokonać trudności i osiągnąć znaczący poziom inwestycji – mimo ciągle dużych strat finansowych [zob. Kulisiewicz, 1998]. Operatorzy ci są zwykle zorganizowani jako konsorcja lub holdingi gromadzące kilka podmiotów (inwestycji) podległych, rozrzuconych na terenie danego makroregionu lub całej Polski. Poza tym ogólnym podobieństwem konsorcja różnią się znacznie w swoich strategiach finansowych, strukturach organizacyjnych, kompetencjach i wyborach technologicznych oraz akcjonariatach. Najważniejsze konsorcja to: Netia, Elektrim, Poland Telecom Operators, Telefonía Lokalna i Telefonía Polska-Zachód.

Konsorcja te już odniosły pewien sukces w rozwoju działalności operatorskiej. W niektórych miastach, jak np. Lublin [Brzuszkiewicz, 1998] stanowią znaczną konkurencję dla TP SA. Tym niemniej ich rozwój jest nadal bardzo trudny. Przykładowo, decyzja Ministerstwa Łączności o przyznaniu koncesji na miasto Warszawę El-Netowi (spółce podległej Elektrimowi) wskazuje na niekonsekwencję w strategii Ministerstwa. Ministerstwo wybrało firmę, która zaoferowała najwyższą opłatę koncesyjną i równocześnie strategię nienagradzania tych operatorów, którzy mocno związali się z Polską (jak Netia, PTO, i Telefonía Lokalna).

Trudno się oprzeć konkluzji, że MŁ podjęło decyzję warszawską celowo, żeby utrzymać swoistą "równowagę na niskim poziomie" (*low-level equilibrium*) wśród konkurentów TP SA. Otrzymanie koncesji na Warszawę przez któregośkolwiek z już ustabilizowanych operatorów (Netia, PTO, lub Telefonía Lokalna) natychmiast ulokowałoby go na pierwszym miejscu wśród operatorów prywatnych. Natomiast, zwycięstwo Elektrimu uplasowało go jako głównego konkurenta Netii pomimo tego, że Elektrim nie zajmował dotychczas znaczącej pozycji wśród operatorów lokalnych. Co ważniejsze, w średnim okresie wszyscy operatorzy, łącznie z El-Netem (biorąc pod uwagę jego ogromne zobowiązania finansowe), będą mieli poważne problemy finansowe [zob. nt. Netii, Świderek, 1999].

### Międzymiastowa sieć. Podwójne oblicze: monopol vs. ukryta konkurencja

TP SA podjęła stosunkowo intensywny program inwestycji w sieci międzymiastowej. Tabela 10 przedstawia tempo modernizacji i wymiany central i łączy międzymiastowych. Następuje znaczny wzrost liczby automatycznych, a w szczególności cyfrowych central i łączy. Liczba linii światła

Tabela 10. Centrale międzymiastowe

Lata	Liczba central				Liczba łączy	
	Ogółem	Ręcznych	Automatycznych	w tym cyfrowych	Automatycznych	w tym cyfrowych
1991	308	291	17	--	22.312	--
1992	292	272	30	2	42.222	17.180
1993	285	257	28	17	66.320	51.390
1994	265	217	52	38	258.532	219.230
1995	236	172	64	50	310.134	270.832

Źródło: Kontkiewicz-Chachulska i Kubasik (1997)

[6] Istnieje pewna niejasność co do funkcji właścicielskiej w sferze telekomunikacji. W wyniku nowelizacji w 1995 r. Ministerstwo Skarbu stało się nominalnym właścicielem TP SA. W praktyce to jednak Ministerstwo Łączności jest organem państwa, który najczęściej podejmuje decyzje, wywierające wpływ na działalność TP SA i najczęściej ma do czynienia z TP SA.

[7] Opinie te zostały wielokrotnie wyrażone w pracach naukowych i eksperckich. Zob. np: Guz (1999), Rutkowski (1999), Włodarczyk (1997), Grupa Warsztatowa IV (1996), Kontkiewicz-Chachulska i Kubasik (1997, 1998).



tłowodowych (które są głównie instalowane w sieci międzymiastowej) wzrosła znacznie. TP SA zainwestowała 198 mln PLN w 1995 r., 249 mln PLN w 1996 roku, i 243 mln PLN w 1997 r. Jednak tempo wzrostu nakładów inwestycyjnych jest znacznie mniejsze niż w sieci lokalnej [zob. TP SA prospekt Emisyjny, 1998; 13].

Na ogół, poziom usług międzymiastowych nie polepszył się w stopniu stwierdzonym w sieci lokalnej. Można ten fakt wytłumaczyć brakiem konkurencji w sieci międzymiastowej. Ogólniejszym czynnikiem jest występująca w Polsce tendencja do lekceważenia handlu międzymiastowego na rzecz lokalnego i międzynarodowego. Wiąże się to z mocną koncentracją biznesu w stolicy kraju [8]. Trudno jest zbadać sytuację głębiej, ponieważ, jak stwierdza TP SA w swoim prospekcie emisyjnym (1998, 7), "TP SA nie gromadzi danych o wielkości krajowego ruchu telefonicznego wyrażonego w minutach, a także o strukturze ruchu w podziale na miejscowy, strefowy i międzymiastowy." W rezultacie, nie istnieje podstawa do oceny rzeczywistego popytu na usługi międzymiastowe.

Obecnie powstaje możliwość wprowadzenia konkurencji i rozwoju infrastruktury międzymiastowej. Pierwsze przetargi na koncesje międzymiastowe mają być rozstrzygnięte w IV kwartale 1999 r. Wejście operatorów prywatnych na rynek międzymiastowy stanowić będzie nie tylko alternatywne źródło inwestycji, ale także wywrze presję na TP SA. Ważnym względem jest to, że wprowadzenie konkurencji wyeliminuje jedno z podstawowych narzędzi TP SA w utrzymywaniu swojej pozycji monopolistycznej na rynkach lokalnych: krzyżowe subsydiowanie niskich taryf lokalnych poprzez wysokie taryfy długodystansowe.

Przetargi międzymiastowe stanowią trzeci etap ministerialnej działalności koncesyjno-licencyjnej w sieci stacjonarnej. Obecnie bezpośrednia konkurencja na rynku międzymiastowym nie istnieje, ale już można zidentyfikować grupę nowych przedsięwzięć, które potencjalnie będą stanowić konkurencję dla TP SA. Firmy te weszły w fazę przedkonkurencyjną polegającą na zgromadzeniu kapitału inwestycyjnego i nowych inwestycjach w międzymiastowych sieciach światłowodowych. Najważniejsze z nich to Tel-Energo, Kolpak, Netia, i konsorcjum czterech spółek (Prokom, Kulczyk Holding, Polsat i Polpaker).

### Dalsze perspektywy konkurencyjne i rozwojowe

Według przedstawicieli prywatnych firm operatorskich, konkurencja na rynku międzymiastowym mogłaby zacząć się od razu, biorąc pod uwagę fakt istnienia dwóch pełnych sieci światłowodowych [Tel-Energo i Kolpak; zob. Zwierzchowski, 1998, 1999] oraz jednej rozwijającej się sieci (Netia) [Fronczak, 1998]. Jedynym warunkiem powstania

takiej konkurencji jest zniesienie formalnych barier, w szczególności: 1) obecnych czasochłonnych praktyk koncesyjnych oraz 2) restrykcji prawnych dotyczących integracji sieci długodystansowych z lokalnymi.

Znamienną cechą sieci międzymiastowej jest istnienie już wysokiego poziomu konkurencji w ograniczonym segmencie rynku. Sieć ma podwójne oblicze, gdzie publiczna strona charakteryzuje się wyraźnym monopolem, a prywatna strona cechuje się ukrytą konkurencją. Tę ukrytą konkurencję widać w sferze usług telekomunikacyjnych i transmisji danych dla biznesu. Działalność ta stanowi pośrednią konkurencję dla TP SA. Przykładem tego są sieci wewnętrzne budowane przez Tel-Energo i Kolpak, jak i dzierżawa przez te firmy łączy lokalnym firmom operatorskim. Dodatkowym elementem tej ukrytej konkurencji jest fakt, że operatorzy prywatni (np. Netia, Telefonía Lokalna, Retel i Szeptel) i operatorzy komórkowi (Era, Plus) zaczynają integrować swoje sieci z siecią Tel-Energo zamiast TP SA.

Wyżej wymienione procesy wskazują na znaczne "przebiekanie" konkurencyjne, którego Ministerstwo nie jest w stanie w pełni kontrolować. Dodatkowym i bardzo ważnym objawem ukrytej konkurencji w prywatnej części sieci międzymiastowej jest tworzenie szeregu sieci transmisji danych oddzielnych od sieci TP SA (Polpak). Najważniejsze z nich to: Telbank, NASK, Pol-34, PASK [zob. Kontkiewicz-Chachulska i Kubasik, 1997].

Sieci te pokazują sztuczny charakter monopolu międzymiastowego posiadanego przez TP SA. Przeprowadzenie przetargów i przyznanie koncesji na poziomie międzymiastowym dałyby bodziec do procesów konsolidacji wśród operatorów w różnych segmentach sektora, ponieważ otworzyłyby możliwości znacznych obniżek kosztów (poprzez interkonekcję z partnerami zamiast z TP SA) i nowych źródeł zysków (dzięki wykorzystaniu efektu skali).

### 7.3.2. Sieć komórkowa: konkurencja napędzana przez technologię

Na rynku usług telefonii komórkowej wolna konkurencja powstawała szybciej niż na rynku usług telefonii stacjonarnej. Konkurencja w sieci komórkowej charakteryzuje się większą intensywnością, mimo stosunkowo młodego wieku technologii komórkowych w porównaniu z technologiami stacjonarnymi. Brak dominacji TP SA na tym rynku, jak i fakt, że procedury koncesyjne Ministerstwa były prostsze, wyjaśnia do pewnego stopnia wyrazistość sytuacji.

Sieć komórkowa cechuje się wysoką dynamiką inwestycji i ekspansji rynkowej. Według Bielańskiego (1998b),

[8] Według byłego Ministra Łączności Marka Zdrojewskiego, strefa warszawska generuje 40% przychodów telekomunikacyjnych [Margas, 1998].

Tabela 11. Rozwój sieci komórkowej w Polsce mierzony liczbą klientów (tys.)

technologia komórkowa (operator)	Liczba klientów tel. komórkowej w latach						
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
NMT 450 (PTK-Centertel)	2.1	13.6	39	75	128	206	221*
Era GSM (Polska Telefonia Cyfrowa)	-	-	-	-	40	300	800
Plus GSM (Polkomtel)	-	-	-	-	42	300	780
DCS 1800 (PTK-Centertel)	-	-	-	-	-	-	220*
Ogółem Klientów	2.1	13.6	39	75	210	806	2021

Źródło: Kontkiewicz-Chachulska and Kubasik (1997, 264); Margas i Świderek (1999); TP SA skrócony prospekt emisji (1998, 11)

\* w przybliżeniu

największe nakłady inwestycyjne w Polsce w latach 90. miały miejsce na rynku telefonii komórkowej. Trend ten rozpoczął się w roku 1992, kiedy pierwszą koncesję na rozwój sieci komórkowej opartej o norweską technologię analogową NMT (Nordic Mobile Telephone system) otrzymał Centertel SA, spółka w większości podległa TP SA [9]. Proces ten przyspieszył się wraz z przyznaniem dwóch koncesji w 1996 r. na sieci komórkowe oparte o technologię GSM-900 firmom: Polkomtel SA i Polska Telefonia Komórkowa SA. Czwarta koncesja została przyznana Centertelowi na technologię DCS (alternatywnie, GSM-1800) w 1997 r., a piątą przyznano ostatnio w lipcu 1999 r. Centertelowi na technologię GSM-900. Tabela 11 przedstawia podstawowy kierunek rozwoju sieci komórkowej w Polsce lat 90.

Z tabeli wynika wyraźna relacja między inwestycjami i wzrostem bazy klientów. Efekt następował już w drugim roku działalności. Wtedy gwałtownie rosła liczba klientów zapoczątkowując dalszy silny wzrost. Tempo realizacji tej kolejności wydarzeń było szybsze w systemach GSM niż w systemie NMT 450i. Różnica ta jest wynikiem trudności związanych z podjęciem pierwszego ruchu na rynku ("first-mover disadvantage"), które dotyczyły początkowego działania Centertelu. Do trudności tych należy zaliczyć: brak doświadczenia w używaniu telefonii komórkowej na rynku polskim i niższy poziom technologiczny, który prezentował sobą system NMT.

Rozwój sieci komórkowej stanowi główną siłę napędową polskiego sektora telekomunikacyjnego w latach 90. To otwarcie rynku w 1996 r. umożliwiły dwa systemy GSM i jednoczesna eliminacja wysokich cen aktywizacji i połączeń utrzymywanych monopolistycznie przez Centertel [Kontkiewicz-Chachulska i Kubasik, 1997, 283]. Wielkość sieci komórkowej (2,5 mln klientów w połowie 1999 r.) osiągnęła już 26,6% sieci stacjonarnej (ca. 9 mln klientów w połowie 1999 r.) [Margas i Świderek, 1999]. Nie jest przesadą stwierdzenie, że dwaj prywatni operatorzy komórkowi sta-

nowią obecnie główną konkurencją dla TP SA, zarówno bezpośrednio wobec Centertelu, jak i pośrednio, poprzez konkurencję intermodalną z siecią stacjonarną TP SA.

Reguły konkurencji były w telefonii komórkowej bardziej otwarte niż w sieciach stacjonarnych. Jednak sama dynamika konkurencji między operatorami charakteryzuje się małą ostrością. Firmy są w stanie szybko rozwijać swoje bazy klientów i realizować duże przychody bez wprowadzania ostrych różnicowań strategicznych. Do obecnej chwili, wysoki popyt na coraz nowsze produkty komórkowe (telefony, usługi dodane, oferty cenowe) był główną przyczyną ekspansji firm. Konkurencja jest więc napędzana przez same technologie komórkowe, które w warunkach zawodnej infrastruktury stacjonarnej stały się szczególnie cenione przez ludność. Wśród firm komórkowych różnice w wynikach finansowych pochodzą ze zróżnicowanych struktur popytu i kosztów charakteryzujących poszczególne technologie. W 1998 r. obaj operatorzy GSM generowali 66% więcej przychodów niż Centertel, oferujący przestarzały system NMT i dopiero co powstający system DCS [Kulisiewicz, 1999]. Wynika to z większego popytu na bardziej zaawansowaną technologię GSM w powiązaniu z podobnymi cenami aktywizacji i połączeń.

### Dalsze perspektywy konkurencyjne i rozwojowe

W najbliższej przyszłości może powstać intensywniejsza konkurencja, ale raczej nie należy oczekiwać, że stanie się ona ostra, doprowadzając do znacznych obniżek cen [zob. Bielańskiego, 1998, 40]. Większość komentatorów oczekuje, że szybka ekspansja rynku komórkowego utrzyma się [Margas i Świderek, 1999]. Jednak istnieje kilka czynników potencjalnie wpływających na jakość i intensywność konkurencji. Jednym z ważniejszych będzie ministerialna strategia koncesjonowania. W szczególności przyznanie Centertelowi koncesji na technologię GSM w lipcu 1999 r. zmieni dynamikę konkurencji przynajmniej na krótszą metę. Przyzna-

nie Centertelowi koncesji na GSM daje mu jako pierwszemu operatorowi możliwość oferowania usług w systemie bimodalnym. Decyzja ta niesie ze sobą pewne zagrożenie dla rozwoju otwartej konkurencji w sektorze, zależnie od długości przerwy w ogłoszeniu i przyznaniu następnych przetargów w systemie DCS (co wyeliminuje wyłączność Centertelu na ten system).

Bez względu na to, jak szybko następuje wyrównanie rynku komórkowego, można oczekiwać większego zróżnicowania strategicznego między operatorami niż w przeszłości. Nawet teraz można zidentyfikować pewne różnicowanie między strategiami PTK (Era) i Polkomtel (Plus). Według Margasa (1999c) Plus koncentruje się coraz bardziej na przyciąganiu klientów biznesowych, podczas gdy Era koncentruje się na klientach indywidualnych. Z kilku powodów operatorzy na bimodalnym rynku komórkowym mogą być zmuszeni do aktywniejszych wysiłków strategicznych. Po pierwsze, w warunkach wyrównania rynku konkurencja może się stać nieco ostrzejsza, z powodu zwiększenia liczby równouprawnionych operatorów do trzech (i zintensyfikowanej kompanii reklamowej Centertelu). Po drugie, można oczekiwać, że w przyszłości zwiększony wysiłek będzie potrzebny w celu rozwinięcia bazy klientów, z tego powodu, że rynek (lub jego najszybciej rozwijająca się część) stanie się bardziej nasycony. Po trzecie, ekspansja sieci komórkowych do mniej opłacalnych regionów wiejskich prawdopodobnie będzie wymagała zmodyfikowanej strategii [10].

## 7.4. Umocnienie konkurencji i wzrostu w polskim sektorze telekomunikacyjnym: trzy czynniki

### 7.4.1. Prywatyzacja TP SA

Prywatyzacja operatora narodowego w Polsce jest opóźniona w porównaniu z jego najbliższymi konkurentami wschodnioeuropejskimi. Rząd czeski w 1995 r. sprzedał 27% akcji dominującego SPT Telecom konsorcjum szwajcarsko-holenderskiemu za \$1,45 mld. 51% akcji pozostało w gestii państwa, a 19% akcji było w posiadaniu inwestorów krajowych w ramach narodowego programu prywatyzacji masowej (dane za rok 1997) [Welfens and Wiegert, 1997; Graack, 1997]. Węgry w 1993 r. sprzedały 27,5% akcji konsorcjum Magyarcom (Ameritech i Deutsche Telekom). W końcu roku 1998 inwestorzy strategiczni posiadali już 59,58% akcji, inni inwestorzy to APV Rt. (Państwowa Spół-

ka Prywatyzacyjno-Holdingowa) – 5,75% i drobni inwestorzy – 34,67% [Graack, 1997; Matav, 1999]. Polska dopiero na koniec 1998 r. przeprowadziła pierwszy etap prywatyzacji, polegający na sprzedaży 15% akcji drobnym inwestorom w ramach emisji publicznej. Drugi etap jest zaplanowany na koniec 1999 r., kiedy 35% akcji będzie sprzedanych zagranicznemu inwestorowi strategicznemu.

Niektórzy analitycy i decydenci widzą główną szansę na intensyfikację konkurencji i rozwój sektora w prywatyzacji operatora narodowego, TP SA. Według nich, wraz z prywatyzacją problemy nieefektywnego zarządzania wewnątrz firmy i praktyk monopolistycznych będą w znacznym stopniu wyeliminowane. Wyniknie to ze zmniejszenia roli właścicielskiej państwa w firmie i ze zrjonalizowania procesów decyzyjnych poprzez zastąpienie logiki gier politycznych logiką rynkową. W ramach tej "argumentacji prywatyzacyjnej" obecne problemy dotyczące konkurencji i rozwoju wynikają bezpośrednio z państwowego charakteru TP SA. W związku z tym, zmiany regulacyjne dotyczące konkurencji powinny być podporządkowane wprowadzeniu prywatyzacji

Istnieje jednak kilka istotnych zastrzeżeń do tej koncepcji. Po pierwsze, chociaż prywatyzacja sama w sobie jest kluczowym krokiem w ewolucji sektora, przygotowania do niej wyraźnie przeszkadzają w tej ewolucji. Władze często używają argumentacji prywatyzacyjnej, żeby uzasadnić próby maksymalizacji ceny TP SA, lekceważąc konkurencję na rynku telekomunikacyjnym.

Drugie zastrzeżenie polega na obserwacji, że monopole prywatne mogą być równie nieefektywne, jak monopole publiczne. Jest to prawdopodobne w świetle częstych wymagań potencjalnych inwestorów zagranicznych zagwarantowania im pozycji monopolistycznej. Prywatyzacja może być wręcz narzędziem służącym do konsolidacji dominacji poszczególnych grup interesów nad monopolami w sektorach infrastrukturalnych i surowcowych [11].

W Czechach i na Węgrzech prywatyzacja operatorów narodowych nastąpiła wraz z utrzymaniem *de jure lub de facto* monopolu na wszystkich poziomach sieci stacjonarnej. Pomimo istnienia monopolu po prywatyzacji nie miało to negatywnego wpływu na dalszy rozwój sektora. Widać to najwyraźniej w przypadku Węgier, w których wprowadzenie inwestora strategicznego przyspieszyło inwestycje do tego stopnia, że gęstość telefoniczna jest 50% większa niż w Polsce, pomimo, że oba te kraje zaczęły okres transformacji na tym samym poziomie (zob. tabela 4).

Nie oznacza to jednak, że Polska powinna utrzymać warunki monopolistyczne po prywatyzacji, ponieważ nasze warunki rynkowe i możliwości rozwojowe różnią się zasadniczo.

[10] Według menedżera Ery, z którym przeprowadziłem wywiad, dynamika rynków komórkowych jest nieprzejrzysta dla samych operatorów. Po pierwsze, tempo ekspansji rynku przewyższyło nawet najbardziej optymistyczne oczekiwania. Po drugie, pomimo stale wysokiego tempa ekspansji wszystkie znaki wskazują na równie intensywny wzrost w najbliższej przyszłości.

[11] Schamis (1997) pokazuje skrajnie antyrynkowe zachowania typowe dla monopolu prywatnych w Meksyku i innych krajach Ameryki Łacińskiej.

Po pierwsze, w przeciwieństwie do sytuacji rynkowej zastanej przez inwestora strategicznego na Węgrzech w 1993 r., inwestor strategiczny w Polsce w końcu 1999 r. będzie działał wśród rozwiniętej grupy potencjalnych konkurentów we wszystkich segmentach rynku. Próba utrzymywania przywilejów monopolistycznych w ramach umowy inwestycyjnej lub prawa telekomunikacyjnego może spowodować tendencję do czerpania zysków nieuzasadnionych z ekonomicznego punktu widzenia (*rent-seeking behavior*) zarówno przez TP SA, jak i operatorów prywatnych. Po drugie, polski rynek telekomunikacyjny jest dużo większy niż węgierski, co uzasadnia zaistnienie większej liczby konkurentów. Poza tym, konkurenci mają bogaty zasób know-how i powiązań gospodarczych, które mogą być wykorzystane od razu, żeby wzbogacić rynek. Po trzecie, skala problemów restrukturyzacyjnych czekających nowego inwestora w TP SA jest dużo większa niż w przypadku Węgier. Obecnie szacuje się, że 35–40% (około 28.000) pracowników zatrudnionych w TP SA trzeba będzie zwolnić, żeby firma mogła konkurować z innymi dużymi operatorami narodowymi. W węgierskiej Matavie 8.000 pracowników (33%) zostało zwolnionych od 1994 r.

Obecność mocnej konkurencji rynkowej może stanowić ważny zewnętrzny bodziec stymulujący zmiany wewnątrz TP SA po prywatyzacji. W polskich warunkach prywatyzacja sama w sobie nie gwarantuje zintensyfikowanej konkurencji i rozwoju. Prywatyzacja przyniesie pozytywne efekty tylko wtedy, jeśli system regulacyjny zapewni przejrzyste reguły dalszej gry rynkowej. Innymi słowy prywatyzacja i regulacja muszą iść w parze, w której jedna wspiera drugą.

#### 7.4.2. Nowe prawo telekomunikacyjne

Drugi czynnik warunkujący transformację telekomunikacji polskiej to zmiany w prawie telekomunikacyjnym i w mechanizmach regulacyjnych. Takie zmiany powinny być uwarunkowane potrzebami inwestycji, innowacji, i rozwoju. W rezultacie, ani prywatyzacja, ani przejrzysta strategia konkurencyjna nie mogą być celami samymi w sobie, a raczej powinny stanowić narzędzie do realizacji tych imperatywów. Ogólnie rzecz biorąc, z punktu widzenia konkurencji i rozwoju sektora, trzy elementy są kluczowe i jest realna nadzieja, że zostaną one wpisane w ostateczną wersję ustawy:

I. Wycofanie wymogu, żeby kapitał krajowy posiadał większościowy udział we wszystkich firmach działających na rynku międzymiastowym lub komórkowym.

2. Rozdzielenie funkcji właścicielskiej wobec operatora narodowego i regulacyjnej, obecnie pełnionych przez MŁ, poprzez stworzenie oddzielnego ciała regulacyjnego, Urzędu Regulacji Telekomunikacji (URT) [12].

3. Wprowadzenie równych warunków gry dla wszystkich operatorów. Szczególnie ważne są tutaj nowe przepisy dotyczące zasad interkonekcji, taryf opartych na kosztach oraz ograniczenie czasochłonnych i zbiurokratyzowanych procedur koncesyjnych.

Obecnie nowy projekt ustawy o telekomunikacji (przedłożony w kwietniu) jest dyskutowany w Sejmie. Został on zredagowany na podstawie dwóch poprzednich projektów: poselskiego i rządowego. Według większości komentatorów nowy projekt jest zauważalnym krokiem naprzód w porównaniu ze znowelizowaną ustawą z roku 1995 [Winiecki, 1999; Harris, 1999] i wprowadza ulepszenia we wszystkich trzech sferach.

Byłoby idealnie, gdyby uchwalenie nowej ustawy telekomunikacyjnej nastąpiło przed drugim etapem prywatyzacji TP SA. Wtedy potencjalni inwestorzy mieliby jasny pogląd, co do charakteru otoczenia konkurencyjnego, w którym przyszłoby im działać. W chwili obecnej wydaje się to mało prawdopodobne, biorąc pod uwagę przewlekłość prac parlamentarnych.

#### 7.4.3. Oczekiwania i wymagania Unii Europejskiej w dziedzinie telekomunikacji

W krótkim okresie można oczekiwać, że trudności w uchwaleniu nowej ustawy i niejasności w strategii rządowej nie znikną. W dłuższym okresie Polska znajduje się pod silną presją wymagań Unii Europejskiej, zwłaszcza w zakresie dostosowania do jej prawodawstwa i instytucjonalnych rozwiązań. Oczekiwania Unii Europejskiej, dotyczące telekomunikacji koncentrują się w dwóch sferach, homologacji technologicznej oraz otwarcia rynków i konkurencji.

Ze względu na to, że operatorzy telekomunikacyjni biorą swoje wzorce, sprzęt i know-how prawie wyłącznie od zachodnich sponsorów i partnerów korporacyjnych, spełnienie wymagań dotyczących pierwszej sfery będzie mniej kłopotliwe. Spełnienie wymagań UE w drugiej sferze jest bardziej problematyczne. Podstawowym wymaganiami UE jest wolny przepływ kapitału wśród krajów członkowskich. Na razie, wolny przepływ kapitału jest zakładany w nowym projekcie ustawy o telekomunikacji, chociaż nie-

---

[12] Wielu analityków [np. Piątek, 1997; Stachów, 1998] zwróciło uwagę na konflikty interesu powstające z powodu połączenia tych dwóch funkcji w jednym organie. Dwa ciała regulacyjne działają obecnie w sektorze telekomunikacyjnym: Polska Inspekcja Telefonii i Poczty (PITiP) i Urząd Ochrony Konsumentów i Konkurencji (UOKiK; wcześniej Urząd Antymonopolowy). Pierwsze ciało jest w pełni podległe Ministerstwu. Drugie jest niezależne, ale do obecnej chwili ma umiarkowane możliwości kształtowania dynamiki konkurencji w sektorze telekomunikacyjnym. Działa w sposób następczy (*ex post*), próbując zwalczać praktyki monopolistyczne, które już się pojawiły [Grupa Warsztatowa IV, 1996; Streżyńska, 1997]. Według większości komentatorów potrzebna jest instytucja, niezależna od MŁ, która jednocześnie będzie w stanie aktywnie ochronić zasady fair-play na rynku [Piątek, 1997; Metaxas, 1998].1996.

k którzy komentatorzy mają zastrzeżenia co do jasności nowych przepisów.

Ogólnie rzecz biorąc, można obawiać się, że pomimo zakończenia negocjacji dotyczących telekomunikacji, sprawa spełnienia wymagań UE będzie się powracać. Diabeł tkwi w szczegółach, a praktyka prawna, konkurencyjna i instytucjonalna może się okazać bardzo odmienna od tego, co zostało wynegocjowane.

## 7.5. Wnioski końcowe

Można wyodrębnić trzy etapy ewolucji polskiego sektora telekomunikacyjnego w latach 90. Pierwszy trwający od roku 1990 do roku 1994 to etap otwarcia. W tym okresie rynek lokalny został częściowo otwarty dla prywatnych operatorów, podczas gdy TP SA (od 1992 r. działająca jako niezależny podmiot powstały z podziału Polskiej Poczty, Telegrafii i Telefonii) uruchomiła intensywny program inwestycyjny. Jednocześnie, po początkowym okresie "dzikiego rozwoju", w którym techniczne standardy wprowadzone do sieci nie były jasno regulowane, władze uporządkowały budowę infrastruktury poprzez wybór trzech międzynarodowych koncernów: Siemens, Alcatel i Lucent, jako głównych producentów i dostawców sprzętu telekomunikacyjnego w Polsce [Kilian, 1997]. Koncerny te stały się inwestorami strategicznymi w polskich przedsiębiorstwach produkujących sprzęt telekomunikacyjny. Drugi etap (1995–1997) to etap etatyzmu. Nowelizacja ustawy o telekomunikacji (1995 r.) uporządkowała szereg nieścisłości prawnych, co pozwoliło na rozwój grupy operatorów lokalnych. Jednocześnie obowiązywała polityka wyczekiwania w sferze prywatyzacji TP SA i utrzymania protekcyjnego w jej działaniu [Kulisiewicz, 1998b]. Bardzo ważnym procesem było wprowadzenie konkurencji w rynku komórkowym. Trzeci etap (1997–1999) to etap nierównej reorientacji liberalnej. Władze, choć z oporami ostatecznie uzależniły dalszy rozwój sektora od prywatyzacji TP SA, uchwalenia nowej ustawy telekomunikacyjnej i akceptacji wymagań UE. Jednocześnie wyczekiwaniu na rynku stacjonarnym, spowodowanemu niepewnością w sferach prawa i prywatyzacji, towarzyszył intensywny wzrost rynku komórkowego.

Prywatyzacja, nowe prawo i integracja z Unią Europejską będą stopniowo wywierać coraz silniejszy wpływ na strukturę i funkcjonowanie telekomunikacji w Polsce, wciągając ją w nowy etap ewolucji, w której warunki konkurencji i rozwoju będą gruntownie zmienione. Druga faza prywatyzacji, nawet jeśli nie nastąpi do końca bieżącego roku, zostanie wkrótce zrealizowana. Uchwalenie nowej ustawy, obecnie planowane na koniec roku 1999 z terminem wejścia w życie na początku 2001 r. [zob. Zalewski, 1998], chociaż może się opóźnić z różnych politycznych lub techniczno-prawnych powodów, jest nieuniknione i bez wątpienia wniesie istotne, pozytywne zmiany do układu regulacyjnego.

Wejście do Unii Europejskiej, chociaż najbardziej odległe w czasie, ma i będzie miało coraz silniejszy wpływ na telekomunikację w Polsce poprzez formalne i nieformalne presje na władze, instytucje, i firmy. Prywatyzacja, nowe prawo i integracja z UE spowodują gruntowne zmiany w kształcie sektora telekomunikacyjnego. Zmienia reguły gry i wprowadzą zarówno nowe możliwości, jak i nowe ograniczenia. Do tych procesów dołączą jeszcze ważne decyzje dotyczące następnych przetargów, które mogą wprowadzić równie istotne zmiany w dynamice konkurencji w sektorze. Szczególnie ważne są przetargi na działalność międzymiastową i komórkową, i transmisję danych oraz udzielenie wiodącym operatorom systemu GSM koncesji na system GSM-1800.

Nie czekając na spodziewane zmiany, operatorzy sami podejmują działania, które mogą mieć wpływ na działalność sektora, a mianowicie łączą swoje siły, żeby przeciwstawić się ekonomicznej i politycznej sile TP SA [Błaszczak, 1999]. Przykładowo, są to próby Elektrimu (zbudowania silnego konsorcjum podległych spółek telekomunikacyjnych) lub Tel-Energo (rozbudowania technicznych możliwości swojej sieci i zawierania umów o współpracy z bardzo szeroką grupą operatorów w sieci lokalnej i komórkowej). Oczywiście, trzeba uwzględnić pewne ograniczenia tego procesu (zwłaszcza ograniczone możliwości finansowe prywatnych operatorów) oraz ciągle nacechowaną nieufnością atmosferę między prywatnymi operatorami. Tym niemniej, proces konsolidacji może w przyszłości doprowadzić do sytuacji, w której grupy silnie związanych ze sobą operatorów będą mogły istotnie zmienić otoczenie konkurencyjne i rozwojowe bez względu na niejasności w strategii MŁ lub powolność w procesach zmian instytucjonalnych.

Raczej nie należy oczekiwać w najbliższych latach w Polsce powstania sytuacji podobnej do brytyjskiej, w której liberalne warunki rynkowe w telekomunikacji były i są aktywnie utrzymywane przez państwo i przez agencje regulacyjne (Oftel i Department of Trade and Industry) [Vogel, 1996]. Jednak, zmiany w sektorze następują w takim tempie, że władze będą zmuszone do częstej reorientacji i rozważania własnego stanowiska. W wypowiedziach przedstawicieli Ministerstwa Łączności [Płachecki, 1999] i TP SA [Rzepka, 1999], coraz częściej można dostrzec, że są oni świadomi tego, że telekomunikacja stała się sektorem, którego rozwój jest zależny od jego efektywności w dostarczaniu usług potrzebnych społeczeństwu i konkretnym odbiorcom. Uznali, że telekomunikacji już nie można traktować jako sektora czysto infrastrukturalnego, którego działalność jest ukierunkowana na wewnętrzną stabilność systemu technicznego i dla którego elastyczność na różnicowanie odbiorców jest sprawą podrzędną. Takie zmiany w orientacji dają nadzieję na uaktywnienie konkurencji i przyspieszenie procesów rozwojowych w polskim sektorze telekomunikacyjnym.

## Bibliografia

- Bieleński, Paweł J. (1998a). "Telefony na sprzedaż." Raport Teleinfo 7(3), s. 14–23.
- Bieleński, Paweł J. (1998b). "Stuknął milion komórek." Raport Teleinfo 7(3), s. 34–43.
- Błaszczak, Anita (1999). "Jest pomysł i grupa, będą pieniądze." Rzeczpospolita (12.III).
- Brzuszkiewicz, Jacek (1999). "Telefoniczna wojna małego z dużym." Gazeta w Lublinie (7.IV).
- Czernów, Andrzej (1998). "Światłowody coraz bliżej." Raport Teleinfo 7(3), s. 60–65.
- Daniluk, Anna (1999). "Analiza polskiego przemysłu elektroenergetycznego." Warszawa, CASE.
- Economides, Nicholas (1995). "Principles of Interconnection." Draft.
- Fedorowicz, Hanna (1999). "Więcej Operatorów Nowych Sieci." Rzeczpospolita (20.IV).
- Fronczak, Krzysztof (1998). "Mam mnóstwo pytań – rozmowa z Meirem Srebernikiem, prezesem zarządu Netii SA." Nowe Życie Gospodarcze (Nr. 48, 29.XI), s. 11–13.
- Gawron, Piotr (1996). "Prywatyzacja Giganta." Życie Gospodarcze (16.VIII), s. 24–26.
- Gospodarek, Jerzy (1997). "Ustawa o łączności z 1990 r. i jej zmiany na drodze Polski do Unii Europejskiej" [w:] Piotr Jasiński and Tadeusz Skoczny (red.) Telekomunikacja. Warsaw, Regulatory Policy Research Centre, Oxford University and Centrum Europejskie Uniwersytetu Warszawskiego.
- Graack, Cornelius (1997). "Infrastructure Investments and Regulation in Telecommunications." Discussion Paper 31, Europäisches Institut fuer internationale Wirtschaftsbeziehungen (EIIW), Potsdam.
- Grupa Warsztatowa IV (1996). "Praktyki monopolistyczne Telekomunikacji Polskiej SA na przykładzie dopuszczania na rynek innych operatorów (1994–1995)." Materiał niepublikowany, Warszawa, Krajowa Szkoła Administracji Publicznej.
- Guz, Jan (1999). "Ewolucja rynku telekomunikacyjnego w Polsce." Referat przedstawiony na seminarium, Deregulacja monopolu naturalnych na przykładzie rynku telekomunikacyjnego. Warszawa, 21 czerwca.
- Harris, Richard (1999). "Regulacje prawne Unii Europejskiej dla telekomunikacji." Referat przedstawiony na seminarium, Deregulacja monopolu naturalnych na przykładzie rynku telekomunikacyjnego. Warszawa, 21 czerwca.
- Jasiński, Piotr (1997). "Zarys ekonomicznych problemów telekomunikacji." [w:] Piotr Jasiński and Tadeusz Skoczny, eds. Telekomunikacja. Warsaw, Regulatory Policy Research Centre, Oxford University and Centrum Europejskie Uniwersytetu Warszawskiego.
- Kilian, Krzysztof (1997). "Do przodu, do tyłu – a może w miejscu." Raport Teleinfo 6(7), s. 2–6.
- Kontkiewicz-Chachulska, Hanna and Jerzy Kubasik (1997). "Przemiany w sektorze telekomunikacyjnym w Polsce po roku 1989". [w:] Piotr Jasiński and Tadeusz Skoczny, (red.) Telekomunikacja. Warsaw, Regulatory Policy Research Centre, Oxford University and Centrum Europejskie Uniwersytetu Warszawskiego.
- Kontkiewicz-Chachulska, Hanna and Jerzy Kubasik (1998). "Emerging Liberalised Telecommunications Market: Interconnection and Tariff Policy in Poland". Unpublished Draft.
- Kulisiewicz, Tomasz (1998). "Polski rynek telekomunikacyjny w 1997 roku". Teleinfo 500, s. 138–150.
- Kulisiewicz, Tomasz (1998b). "Niełatwe zadania: rozmowa z Andrzejem Zielińskim, Ministrem Łączności w latach 1993–1997". Raport Teleinfo 7(3), s. 4–9.
- Kulisiewicz, Tomasz (1999). "Telekomunikacja przed eksplozją". Teleinfo 500, s. 182–199.
- Margas, Dorota (1998). "Prywatyzacja za późno". Rzeczpospolita (3.XI).
- Margas, Dorota (1999a). "Operatorzy łączcie się". Rzeczpospolita (10.II).
- Margas, Dorota i Tomasz Świderek (1999). "Trzeci operator GSM". Rzeczpospolita (22.IV).
- Matav (1999). 1999 Annual Report. Budapest.
- Metaxas, George (1998). "Regulacja polskiego runku telekomunikacyjnego – porównanie z liberalizacją w UE". [w:] Stanisław Umiński (red.), Wykorzystanie Doświadczeń Unii Europejskiej w Procesie Liberalizacji Sektora Telekomunikacyjnego w Polsce. Transformacja Gospodarki #98. Gdańsk, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową.
- Piatek, Stanisław (1997). "Nowe prawo telekomunikacyjne". [w:] Piotr Jasiński and Tadeusz Skoczny (red.) Telekomunikacja. Warsaw, Regulatory Policy Research Centre, Oxford University and Centrum Europejskie Uniwersytetu Warszawskiego.
- Piotrowski, Andrzej J (1997). "Krajobraz przed bitwą". Raport Teleinfo 6(7), s. 7–12.
- Piotrowski, Andrzej J (1998). "Zmierzch monopolu". Raport Teleinfo 7(3), s. 10–13.
- Płachecki, Andrzej (1999). "Rozwój telekomunikacji jako czynnik stymulujący wzrost gospodarczy oraz wzrost dochodów budżetu państwa". Referat przedstawiony na seminarium, Deregulacja monopolu naturalnych na przykładzie rynku telekomunikacyjnego. Warszawa, 21 czerwca.
- Rozynski, Paweł (1997a). "Operator numer 1". Raport Teleinfo 6(7), s. 13–16.
- Rozynski, Paweł (1997b). "Coraz więcej prywatnych telefonów". Raport Teleinfo 6(7), s. 17–21.
- Rozynski, Paweł (1998). "Podgryzanie monopolu". Raport Teleinfo 7(3), s. 24–33.
- Rutkowski, Piotr (1999). "Deregulacja rynku telekomunikacyjnego w polityce gospodarczej". Referat przedstawiony na seminarium, Deregulacja monopolu naturalnych na przykładzie rynku telekomunikacyjnego. Warszawa, 21 czerwca.

Rzepka, Paweł (1999). "Tworzenie rynku telekomunikacyjnego – deregulacja monopolisty szansą czy zagrożeniem dla rozwoju sektora?" Referat przedstawiony na seminarium, Deregulacja monopolu naturalnych na przykładzie rynku telekomunikacyjnego. Warszawa, 21 czerwca.

Schamis, Hector (1997). "The Politics of Economic Reform: Distributional Coalitions and Policy Change in Latin America". Department of Government, Cornell University, mimeo.

Stachów, Leszek (1998). "Projekt urzędu niezależnego regulatora telekomunikacyjnego w Polsce". [w:] Stanisław Umiński (red.), Wykorzystanie Doświadczeń Unii Europejskiej w Procesie Liberalizacji Sektora Telekomunikacyjnego w Polsce. Transformacja Gospodarki #98. Gdańsk, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową.

Streżyńska, Anna (1997). "Przeciwdziałanie praktykom monopolistycznym w telekomunikacji w latach 1990–1996". [w:] Piotr Jasiński and Tadeusz Skoczny (red.), Telekomunikacja. Warsaw, Regulatory Policy Research Centre, Oxford University and Centrum Europejskie Uniwersytetu Warszawskiego.

Świderek, Tomasz (1999). "Wzrost przychodów i straty: wyniki roczne, Netia Holdings". Rzeczpospolita (15.III).

Telekomunikacja Polska SA (1998). "Skrócona wersja Prospektu Sprzedaży Akcji". Gazeta Wyborcza (5.X).

Vogel, Stephen (1996). *Freer Markets, More Rules*. Ithaca, NY, Cornell University Press.

Welfens, Paul and Ralf Wiegert (1997). "Transformation Policies, Regulation of Telecommunications and Foreign Direct Investment in Transforming Economies." Discussion Paper 32, Europäisches Institut fuer internationale Wirtschaftsbeziehungen (EIIW), Potsdam.

Winiński, Jan (1999). "Projekt Ustawy: 'Prawo Telekomunikacyjne'". Towarzystwo Ekonomistów Polskich, Ośrodek Monitorowania Inicjatyw Legislacyjnych. Raport nr 18/99.

Zalewski, Krzysztof (1998). "Liberalizacja i harmonizacja prawa telekomunikacyjnego". Referat przedstawiony na konferencji, Nowe możliwości rozwoju i inwestycji jako wynik transformacji i restrukturyzacji polskiego sektora telekomunikacyjnego. Warszawa, 2–3.XII.

Zwierzchowski, Zbigniew (1998). "Tel-Energo i Kolpak." Raport Teleinfo 7(3), s. 48–51.

Zwierzchowski, Zbigniew (1999)3. "Łączność z prądem i koleją." Rzeczpospolita (11.III).

## Barbara Błaszczyk, Andrzej Cylwik

### Podsumowanie i wnioski końcowe

Prywatyzacja oraz restrukturyzacja sektorów infrastrukturalnych i wrażliwych mają swoją specyfikę nie tylko w przechodzącej transformację gospodarczą Europie Centralnej. W krajach Unii Europejskiej był to także proces skomplikowany i długotrwały. Trzy grupy czynników miały decydujący wpływ na jego przebieg, a mianowicie:

1) regulacja prawna, ograniczająca możliwości wejścia na rynek oraz umożliwiająca wykonywanie praw szczególnych w usługach publicznych (dotyczy sektorów infrastrukturalnych),

2) problemy socjalne i ekonomiczne związane z upadkiem lub dużym ograniczeniem działalności tradycyjnych gałęzi przemysłu (dotyczy górnictwa węglowego, hutnictwa żelaza i stali oraz większości sektorów uznawanych za wrażliwe, np. przemysłu odzieżowego lub okrętowego),

3) poglądy polityków oraz wynikające z nich traktowanie sektorów infrastrukturalnych i wrażliwych jako strategicznych gałęzi gospodarki, co z kolei uzasadniało większą ingerencję administracji państwowej w działalność tych sektorów.

Spróbujemy pokazać skutki wpływu ww. czynników. W Unii Europejskiej działalność dotycząca: zaopatrzenia w wodę, elektryczność i gaz oraz telekomunikacji, poczty i telewizji państwowej jest traktowana jako świadczenie usług publicznych. Do końca lat 80. przeważały w UE poglądy konserwatywne. Przedsiębiorstwom realizującym usługi publiczne przekazywano prawa szczególne (wyłączenie lub przywileje) oraz tolerowano monopol terytorialny. Na początku lat 90. nastąpiła istotna zmiana poglądów Parlamentu, Rady i Komisji Europejskiej, które obecnie popierają

stopniową liberalizację usług publicznych, wyrażającą się zwłaszcza w redukcji, przyznanych wcześniej, praw szczególnych i ograniczaniu monopolu. W przypadku sektora energetycznego i telekomunikacji nastąpiło anulowanie przywileju i wprowadzenie także w tych gałęziach gospodarki obowiązku organizowania przetargów publicznych na realizację dostaw i/lub robót. Kolejne decyzje [1] władz Unii mają doprowadzić do otwarcia tzw. rynków narodowych (najszybciej w telekomunikacji, najpóźniej i w największym zakresie w gazownictwie) w usługach publicznych i ograniczenia lub nawet wyeliminowania monopolu terytorialnego. W transformowanej gospodarce polskiej także podjęto kroki w tym samym kierunku – w 1997 roku uchwalono nowe prawo energetyczne, a w roku 1998 roku przygotowano projekt nowego prawa dotyczącego telekomunikacji. W porównaniu do zmian zachodzących w UE zwraca uwagę wolniejsza liberalizacja polskiego sektora telekomunikacyjnego. Natomiast otwarcie rynku energetycznego może nastąpić w tych samych lub zbliżonych terminach jak w Unii.

Problemy socjalne i ekonomiczne wywołane kryzysem, a w przypadku górnictwa węglowego nawet upadkiem tradycyjnych gałęzi przemysłu pojawiły się w Unii Europejskiej znacznie wcześniej niż w Polsce. Już w latach 70. wystąpiły duże nadwyżki mocy produkcyjnych w górnictwie, hutnictwie, przemyśle samochodowym, okrętowym i odzieżowym. Zaszła konieczność dużego ograniczenia produkcji i zatrudnienia (zwłaszcza w górnictwie i hutnictwie) oraz przeprowadzenia restrukturyzacji we wszystkich sektorach wrażliwych. Na realizację tych procesów przeznaczono ogromne, liczone w dziesiątkach miliardów USD, środki fi-

[1] Dotyczy zwłaszcza następujących aktów normatywnych:

1. Dyrektywa Rady z dnia 29 czerwca 1990 r. dotycząca procedury Wspólnoty dla poprawy przejrzystości cen za gaz i energię elektryczną dla końcowych odbiorców przemysłowych.

2. Dyrektywy:

– 96/22 Parlamentu Europejskiego i Rady UE z dnia 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej,

– 98/30 Parlamentu Europejskiego i Rady UE z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca jednolitych zasad wewnętrznego rynku gazowego.

3. Uchwała Rady z dnia 7 lutego 1994 r. o zasadach świadczenia usług powszechnych w sektorze telekomunikacji,

4. Dyrektywa 95/51/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 października 1997 r. zmieniająca Dyrektywy Rady Nr 90/387/EWG i Nr 92/44/EWG w celu dostosowania do środowiska konkurencyjnego w telekomunikacji.



nansowe. W niektórych przypadkach (np. hutnictwo francuskie) doszło nawet do nacjonalizacji upadającej gałęzi przemysłu. Jedynie przemysł motoryzacyjny wyszedł z kryzysu głównie o własnych siłach. W pozostałych sektorach miała miejsce daleko idąca pomoc publiczna. W latach 80. i 90., czyli już po przewyciężeniu najgłębszego kryzysu, państwa UE i Komisja Europejska zaczęły ograniczać lub nawet całkowicie likwidować przyznaną wcześniej pomoc. Aktualnie, unijne reguły udzielania pomocy publicznej w sektorach wrażliwych (z wyjątkiem przemysłu okrętowego) są ostrzejsze niż w pozostałej części przemysłu.

W Polsce kryzys tradycyjnych gałęzi przemysłowych mógł ujawnić się dopiero po wprowadzeniu gospodarki rynkowej. Jest on silniejszy niż poprzednio w Unii, ponieważ w porównaniu do trendu europejskiego, restrukturyzacja sektorów wrażliwych jest spóźniona o 20 lat. Mamy również mniej czasu na przewyciężenie tego kryzysu – staraliśmy się o przyjęcie do Unii Europejskiej już w 2003 roku. Mamy także znacznie mniej środków publicznych, które możemy przeznaczyć na restrukturyzację sektorów wrażliwych. Z trudem znajdujemy pieniądze na osłony socjalne, wydajemy za mało na aktywizację regionów, w których doszło do koncentracji skutków kryzysu, a na pewno nie mamy środków na modernizację sektorów wrażliwych – tylko w hutnictwie szacuje się wartość niezbędnych inwestycji, które zapewniłyby osiągnięcie europejskiego poziomu technologicznego, na 3–4 mld USD. Ta sytuacja polskich sektorów wrażliwych jest najlepszym uzasadnieniem jak najszybszej ich prywatyzacji. Jedynie szybki dopływ nowych środków na niezbędną modernizację może doprowadzić do przewyciężenia obserwowanego kryzysu. Zmiany zachodzące w już sprywatyzowanym polskim przemyśle motoryzacyjnym są potwierdzeniem tej tezy. Z kolei opóźnienia w prywatyzacji największych polskich hut powodują drastyczne pogarszanie się ich kondycji gospodarczej, mimo ochrony celnej sektora.

Politycy unijni i polscy mają swój widoczny wkład w kształtowanie rozwoju sektorów infrastrukturalnych i wrażliwych. W europejskiej historii gospodarczej ostatniego dwudziestolecia można bez trudu zauważyć zarówno przykłady radykalnych decyzji prorynkowych (zwłaszcza słynny okres thatcheryzmu w Wielkiej Brytanii), jak i umac-

niania monopolii narodowych. W Polsce w połowie lat 90. wyodrębniono ustawowo tzw. przedsiębiorstwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki narodowej, w których wprowadzono specjalny tryb nadzoru właścicielskiego i rozpoczęcia prywatyzacji. Celem przeprowadzonych zmian było dłuższe zachowanie wybranych przedsiębiorstw w rękach państwowych. Niestety, było to rozwiązanie ideologiczne bez dostatecznego uzasadnienia ekonomicznego. Smutny obecnie los naszego przemysłu obronnego jest najlepszym dowodem niesłuszności odwołania prywatyzacji. W ostatnich latach znacznie zmniejszono liczbę przedsiębiorstw uznawanych za szczególnie ważne dla gospodarki polskiej, co jest wyrazem realizmu politycznego. Jednakże nadal występują przypadki decyzji uwarunkowanych ideologicznie i słabo uzasadnionych rzeczywistymi potrzebami naszej gospodarki. Przykładem takiego stanowiska może być wystąpienie o okres przejściowy dla polskiego sektora energetycznego, po wejściu Polski do UE. Nie ma silnych merytorycznych argumentów uzasadniających nasze stanowisko. Można mieć nadzieję, że wycofamy te propozycje w zamian za zgodę Unii na okres przejściowy w sektorze gospodarczym, w którym będzie on naprawdę potrzebny.

Biorąc pod uwagę przedstawione uwarunkowania oraz dotychczasowy przebieg restrukturyzacji i prywatyzacji polskich sektorów infrastrukturalnych i wrażliwych, można stwierdzić, że był to proces nie wystarczająco konsekwentny i dlatego wystąpiły w nim nawet kilkuletnie opóźnienia. Kilkakrotne przesuwanie daty planowanego osiągnięcia rentowności przez górnictwo węglowe lub kilkuletni spór z Komisją Europejską, dotyczący uzasadnionych mocy produkcyjnych naszego hutnictwa są nadal przejawem ideologicznego podejścia do problemów, których rozwiązanie jest możliwe tylko na drodze rzeczywistych działań gospodarczych. Jednakże w okresie ostatnich dwóch lat wystąpiły także szanse na przyspieszenie procesu restrukturyzacji i prywatyzacji niektórych polskich sektorów infrastrukturalnych i wrażliwych. Ewentualna realizacja drugiego etapu prywatyzacji TP SA, intensywna kontynuacja prywatyzacji elektroenergetyki oraz rozpoczęcie prywatyzacji górnictwa węglowego, gazownictwa, hutnictwa i przemysłu obronnego będą probierzem zdecydowania i konsekwencji w rzeczywistym rozwiązaniu tych trudnych problemów przez administrację państwową.



- 
- 8 S. Lachowski: System finansowy w Polsce - stan obecny i perspektywy rozwoju
- 
- 9 B. Błaszczyk: Prywatyzacja w Polsce po sześciu latach
- 
- 10 S. Wellisz: Some Aspects of Trade Between Poland and the European Union
- 
- 11 Praca zbiorowa pod redakcją M. Dąbrowskiego: Stan i perspektywy reform gospodarczych w Polsce
- 
- 12 J. Chmiel: Statystyka wejścia przedsiębiorstw do gałęzi. Problemy pomiaru i wyniki badań
- 
- 13 K. Kloc: Szara strefa w Polsce w okresie transformacji
- 
- 15 S. Golinowska, J. Hausner: Ekonomia polityczna reformy emerytalnej
- 
- 16 M. Dąbrowski: Disinflation, Monetary Policy and Fiscal Constraints. Experience of the Economies in Transition
- 
- 17 Praca zbiorowa pod redakcją A. Cylwika: Szanse i zagrożenia dla przemysłu polskiego wskutek stowarzyszenia Polski z Unią Europejską
- 
- 18 B. Błaszczyk, R. Woodward (eds.): Privatization and Company Restructuring in Poland
- 
- 19 M. Gorzelak: Medium Term Fiscal Projection for Selected Countries in Transition: the Czech Republic, Hungary, Poland and Romania. The Government Side
- 
- 20 Z. Vajda: The Macroeconomic Implications of a Pension Reform
- 
- 21 Praca zbiorowa pod redakcją G. Gorzelaka: Decentralizacja terytorialnej organizacji kraju: założenia, przygotowanie, ustawodawstwo
- 
- 22 Deregulacja monopolu naturalnych na przykładzie rynku telekomunikacyjnego (Praca zbiorowa)
- 
- 23 S. Kawalec: Banking Sector Systemic Risk in Selected Central European Countries
- 
- 24 J. Chmiel: Problemy statystycznego pomiaru i analiza tendencji rozwojowych sektora prywatnych przedsiębiorstw w Polsce w latach 1990–1998
- 
- 25 Praca zbiorowa pod redakcją R. Woodwarta: Otoczenie instytucjonalne małych i średnich przedsiębiorstw
- 
- 26 M. Dąbrowski: Macroeconomic and Fiscal Challenges Facing Central European Countries during the EU Accession Process
- 
- 27 Praca zbiorowa pod redakcją B. Błaszczyk i A. Cylwika: Charakterystyka wybranych sektorów infrastrukturalnych i wrażliwych w gospodarce polskiej oraz możliwości ich prywatyzacji
-