na prawach rękopisu

I N S T Y T U T N A U K S P O Ł E C Z N Y C H
POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ

Komunikat nr 106

Ekonomiczna efektywność postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej

Zdzisław Szalbierz

Rozprawa doktorska

Promotor:

doc. dr Jerzy Czupiał

Słowa kluczowe: postęp techniczny, efektywność, wytwarzanie energii elektrycznej, system elektroenergetyczny

Wrocław 1977

Spis treści

WSTĘP

Cel i metoda badań

Podstawowym celem pracy jest ustalenie metod i mierników oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej. W oparciu o zaproponowane metody i mierniki oceny zostanie przeprowadzona analiza efektywności ekonomicznej postępu technicznego w latach 1960-1975. Ponadto cząstkowym celem pracy jest ustalenie skutków i współzależności ekonomicznych pomiędzy tendencjami postępu technicznego oraz niektórych wskazań w zakresie polityki dalszego rozwoju wytwarzania energii elektrycznej w kraju.

Do określenia przedmiotu pracy konieczne jest sprecyzowanie pojęcia postępu technicznego w badanej dziedzinie produkcji.[1/]

Z wielu różnych proponowanych definicji na szczególną uwagę z punktu widzenia wytwarzania energii elektrycznej zasługuje definicja K. Wandelta, wg której: Postęp techniczny to oparta na szeroko pojętym rachunku ekonomicznym zmiana techniczna i technologiczna. Zmiana ta może wyrażać się wprowadzeniem nowych lub udoskonalonych urządzeń /środków/ produkcyjnych, nowej technologii powodującej wzrost produkcyjności i /albo/ obniżenie kosztów - jak również wykorzystanie w sposób doskonalszy istniejących zasobów. W dalszej części definicji umieszczono także uruchomienie nowych źródeł surowców i materiałów zastępczych.[2/]

W praktyce gospodarczej w wytwarzaniu energii elektrycznej postęp techniczny będzie oznaczał przede wszystkim intensyfikację wytwarzania energii, zmianę źródeł energii pierwotnej i sposobów jej użytkowania oraz zwiększenie efektywności wykorzystania potencjału energetycznego.[3/]

Przedmiotem pracy jest analiza efektywności postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym.[4/] Badaniami objęto wytwarzanie energii przede wszystkim w cieplnych elektrowniach zawodowych.[5/] Pominięto natomiast zagadnienia dotyczące postępu technicznego, realizowanego w sposobie przesyłania energii elektrycznej, traktując je jako odrębne i wymagające oddzielnych badań. Jako częściowo odrębne potraktowano zagadnienie wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wodnych. Spełniają one bowiem w krajowym systemie elektroenergetycznym specyficzną rolę ze względu na charakter interwencyjny, polegający na włączaniu ich jedynie w okresach największego obciążenia systemu. Produkcja ich stanowi niewielką część krajowej produkcji energii elektrycznej, a zastosowany proces technologiczny różni się od stosowanego w elektrowniach cieplnych. W związku z tym jednak, że elektrownie wodne w pewnym stopniu wpływają na efektywność wytwarzania energii elektrycznej uwzględniono także problematykę wytwarzania tej energii w elektrowniach wodnych.

W niniejszej pracy skoncentrowano się więc na efektywności postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach cieplnych systemu elektroenergetycznego. Jest to uzasadnione tym, że:

- przeważająca część energii elektrycznej wytwarzana jest w kraju w elektrowniach cieplnych zawodowych,
- efektywność ekonomiczna wytwarzania energii elektrycznej jest uwarunkowana przede wszystkim efektywnością wytwarzania energii w cieplnych elektrowniach zawodowych,
- rozwój systemu elektroenergetycznego i rozwój techniki wytwarzania energii elektrycznej w okresie ostatnich kilkunastu lat zachodził w kraju głównie na drodze rozbudowy istniejących i budowy nowych elektrowni cieplnych.

Wybór takiego obszaru badań umotywowany jest także dotychczasowym stanem badań w zakresie podjętego tematu. Istniejąca literatura w przedmiocie oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej zajmuje się przede wszystkim niektórymi aspektami ekonomicznej efektywności rozwoju techniki i postępu technicznego. Dominuje więc problematyka określania optymalnych wskaźników techniczno-ekonomicznych dla elektrowni i elektrociepłowni oraz efektywności wprowadzania niektórych rozwiązań technicznych do praktyki przemysłowej. Brak jest natomiast opracowań zajmujących się analizą efektywności ekonomicznej postępu technicznego dla całej branży.

Sformułowany cel i przedmiot badań wyznaczał obszary zainteresowań. Punktem wyjścia stało się sprecyzowanie głównych czynników wpływających na efektywność wytwarzania energii elektrycznej, określonych na podstawie porównań tendencji rozwojowych, występujących w wytwarzaniu tej energii w kraju i za granicą. Kolejny etap badań polegał na określeniu technicznych warunków pracy systemu elektroenerge-

tycznego oraz wyznaczeniu specyficznych cech, a także źródeł i czynników postępu technicznego. Warunki pracy systemu elektroenergetycznego oraz czynniki i źródła tego postępu ustanowiły podstawę do określenia zadań i narzędzi rachunku ekonomicznego w wytwarzaniu energii.

Po przeprowadzeniu analizy stosowanych metod wyboru techniki wytwarzania i oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego, podjęto próbę ustalenia jego mierników i metod efektywności ekonomicznej, które następnie poddano empirycznej weryfikacji polegającej na analizie zebranych i odpowiednio przetworzonych materiałach statystycznych, dotyczących wytwarzania energii elektrycznej w cieplnych elektrowniach zawodowych, i obejmujących lata 1960-1975. Część danych została przetworzona na maszynie matematycznej w Ośrodku Obliczeniowym Politechniki Wrocławskiej, gdzie obliczono parametry funkcji regresji dla cieplnych elektrowni zawodowych.

Informacje źródłowe

Materiał statystyczny, niezbędny do przeprowadzenia analizy efektywności ekonomicznej postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej w latach 1960-1975 został zebrany przede wszystkim na podstawie informacji opublikowanych przez Zjednoczenie Energetyki i Główny Urząd Statystyczny. Wykorzystano przy tym publikacje ogólnodostępne oraz niektóre opracowania specjalne, wydawane i opracowywane przez obie wymienione instytucje, a także Zakłady Energetyczne Okręgu

Dolnośląskiego. Korzystano również z informacji zawartych w opublikowanych za granicą opracowaniach statystycznych.

Zebrany materiał statystyczny nie zawsze jest jednolity, często nawet opracowany wg oddzielnych zasad metodologicznych, co jest związane z bardzo różnorodnym jego pochodzeniem i pierwotnym przeznaczeniem. W niektórych przypadkach materiały pochodzące z tego samego źródła, a dotyczące różnych lat omawianego okresu, były niejednolite. Przed przystąpieniem do analizy trzeba więc było je odpowiednio opracować i przystosować do wymagań wynikających z celu zamierzonych badań, tj. uzgodność treść rzeczowego zakresu informacji, skorygować dostrzeżone błędy i pogrupować dane. W ten sposób uzyskano dość obszerny zestaw informacji, stanowiący podstawę do przeprowadzenia analizy efektywności ekonomicznej postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej, zgodnie z celem i przyjętymi metodami badań.

Konstrukcja pracy

Przyjęty w pracy układ tematyczny wynika z celu prowadzonych badań i określonych obszarów zainteresowań. Pracę podzielono na pięć części: trzy rozdziały, wstęp i zakończenie. W rozdziale pierwszym przedstawiono główne problemy efektywności ekonomicznej wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na tle niektórych innych krajów w latach 1960-1970. Omówiono strukturę surowcową wytwarzania energii elektrycznej oraz czynniki określające ekonomiczną efektywność wytwarzania

energii elektrycznej w cieplnych elektrowniach opalanych paliwem konwencjonalnym. Przedstawiono także stan i występujące w świecie tendencje rozwojowe w zakresie budowy elektrowni opalanych paliwem jądrowym.

Ocena rozwoju wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w porównaniu z innymi krajami świata, przodującymi w tej dziedzinie, oraz charakterystyka wzrostu produkcji energii elektrycznej w rozwoju gospodarczym Polski w latach 1960-1975 umożliwiły kompleksowe ujęcie problemów efektywności postępu technicznego. Rozważania zawarte w tym rozdziale stanowiły podstawę do przeprowadzenia obiektywnej oceny efektywności tego postępu i pozwoliły na sformułowanie zasadniczych problemów efektywności ekonomicznej wytwarzania energii elektrycznej.

Bardziej szczegółowa ocena efektywności wymagała jednak sformułowania praktycznych metod i mierników określających efektywność realizowanego postępu technicznego. Temu zamierzeniu badawczemu przyporządkowano rozdział drugi, w którym w pierwszej kolejności przedstawiono warunki techniczne pracy systemu elektroenergetycznego, specyficzne warunki i cechy postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz jego źródła i czynniki. Następnie omówiono zadania w zakresie wyboru techniki i narzędzi rachunku oraz ich zastosowanie do oceny wyników wytwarzania energii. Na tym tle przedstawiono charakterystykę metod oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz zaproponowano mierniki oceny efektywności

tego postępu, a także metodę określania efektywności ekonomicznej przedsięwzięć związanych z poprawą niezawodności urządzeń wytwórczych w elektrowniach.

W rozdziale trzecim dokonano oceny efektywności ekomicznej postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej w cieplnych elektrowniach zawodowych, w latach 1960-1975. Ocenę efektywności ekonomicznej przeprowadzono na podstawie uprzednio zaproponowanych metod i mierników oceny. Ze względu na szczególną rolę ochrony środowiska naturalnego w wytwarzaniu energii elektrycznej podjęto też próbę określenia wpływu ochrony środowiska na efektywność realizowanego postępu technicznego. Wnioski z przeprowadzonych badań podano w uwagach końcowych.

Pracę zakończono dodatkiem statystycznym. Na podstawie przedstawionych w nim danych obliczono niektóre trendy rozwojowe w wytwarzaniu energii elektrycznej. W dodatku tym umieszczono także wyniki obliczeń przeprowadzonych za pomocą maszyny matematycznej.

Rozdział 1. PROBLEMY ROZWOJU EKONOMICZNEJ EFEKTYWNOŚCI WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE NA TLE WYBRANYCH KRAJÓW ŚWIATA

1.1. Funkcje energii elektrycznej i struktura jej zużycia

Bieżąca sytuacja i prognozy techniczne w gospodarce światowej wskazują na szczególne znaczenie postępu w produkcji energii dla współczesnego i przyszłego rozwoju sił wytwórczych.

Znaczna część energii pierwotnej, zawartej w surowcach energetycznych, jest przekształcana w energię elektryczną. Udział produkcji energii elektrycznej w światowym zapotrzebowaniu na energię pierwotną wynosił w 1970 r. 21%. W prognozach przewiduje się wzrost tego udziału w 1980 r. do 23,4%, a w 2000 r. do około 25%. W krajach wysoko uprzemysłowionych udział ten jest znacznie większy od przeciętnego. W Polsce natomiast przeznaczono w 1970 r. na wytworzenie energii elektrycznej 20,2% zużytych surowców energetycznych. W 1980 r. wartość ta ma wzrosnąć do 26,0%, by w roku 2000 osiągnąć 39,9%. W krajowym bilansie energetycznym w 1970 r. występowało więc stosunkowo wysokie bezpośrednie zużycie energii pierwotnej. Na pierwszy rzut oka nie wydaje się to niekorzystne ze względu na duże straty zachodzące w toku przemian energetycznych /około 1/3 wartości energii pierwotnej/. Energia przetworzona, a przede wszystkim energia elektryczna, jest jednak bardzo efektywną, wydajną i dogodną w użytkowaniu formą energii. Wynika to z kilku bardzo korzystnych cech tego produktu, do których zalicza się najczęściej możliwość

uniwersalnych zastosowań, łatwość przesyłania i eksploatacji oraz łatwość i dużą sprawność przemian w formy energii potrzebne jej użytkownikom. W zależności od potrzeb odbiorcy daje się ona także przekształcać pod względem napięcia i częstotliwości. Wyjątkowa więc elastyczność w dostosowaniu się do różnego rodzaju wymagań odbiorcy sprawia, że w wielu zastosowaniach ta postać energii jest często niezastąpiona. Ilość energii elektrycznej może być bowiem dokładnie dostosowana do potrzeb odbiorcy, co praktycznie uniemożliwia zastąpienie energii elektrycznej w wielu dziedzinach produkcji lub w różnych operacjach procesów technologicznych. Łatwość przesyłania energii elektrycznej na duże odległości sprawia, że mimo bardzo dużego rozproszenia odbiorców możliwa jest koncentracja produkcji w wielkich elektrowniach.

Warunkiem postępu jest coraz szersze stosowanie energii elektrycznej. Dlatego też elektroenergetyka należy do wiodącej branży gospodarki paliwowo-energetycznej. W oparciu o zastosowanie energii elektrycznej w przemyśle i rolnictwie są rozwiązywane podstawowe problemy postępu technicznego, a postęp ten wywiera bezpośredni wpływ na techniczną rekonstrukcję wszystkich gałęzi gospodarki narodowej. Wykorzystanie energii elektrycznej w poszczególnych jej dziedzinach zaliczane jest więc, obok mechanizacji, automatyzacji i chemizacji, do podstawowych kierunków postępu technicznego we wszystkich sferach gospodarki. Obok spełniania bezpośrednich funkcji produkcyjnych /w przypadku gdy występuje bezpośrednio w procesach technologicznych, np. w elektrolizie i elektrotermii/ energia elektryczna spełnia także funkcje pośrednie, wyrażające się

przez mechanizację lub automatyzację procesów wytwórczych oraz przez stwarzanie warunków ułatwiających prace człowieka. Duże znaczenie ma również energia elektryczna w sferze nieprodukcyjnej, gdzie wykorzystywana jest głównie w celu poprawy warunków życia oraz umożliwia popularyzację oświaty i kultury. 7/

W ciągu ostatnich piętnastu lat znaczenie energii elektrycznej na świecie systematycznie wzrastało. Produkcja energii elektrycznej w wielu uprzemysłowionych krajach świata wykazuje duże przyrosty. Szacuje się, że średni roczny przyrost produkcji energii elektrycznej wynosi w wielu krajach około 7%. Dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną związany jest przede wszystkim z coraz to nowymi formami jej użytkowania, obniżeniem kosztów wytwarzania i jednoczesnym relatywnym obniżeniem cen odbiorników.

W tablicy 1 zestawiono kształtowanie się produkcji energii elektrycznej netto w wybranych krajach europejskich, ZSRR i USA w latach 1960-1974, a w tablicy 2 podano wartości zużycia energii elektrycznej netto na jednego mieszkańca w tym samym okresie i tych samych krajach. 8/ W analizowanych krajach tempo wzrostu produkcji energii elektrycznej i zużycia na jednego mieszkańca wyprzedzało tempo wzrostu dochodu narodowego. 9/ Z liczb zestawionych w obu tabelach wynika, że wybrane kraje charakteryzuje wysokie tempo przyrostu produkcji energii elektrycznej i zużycia energii na jednego mieszkańca. Polska pod względem wielkości produkcji energii elektrycznej zajmowała w 1974 r. szóste miejsce w Europie, a pod względem zużycia na jednego mieszkańca - siedemnaste.

Tablica 1 Produkcja energii elektrycznej netto /GWh/ w Polsce i niektórych innych krajach x/

Lp.	K r a j	Produkcja w latach				Wskaźnik wzrostu dla roku 1974 /1960=100%/
		1960	1965	1970	1974	
1	2	3	4	5	6	7
1	Rumunia	7650	17215	35088	46115	603
2	Bułgaria a/	4657	10234	19513	22806	490
3	Jugosławia	8646	14880	24707	37672	435
4	ZSRR	292275	506709	740926	975754	334
5	Polska	26969	40521	59873	85210	316
6	RFN	108926	160555	229913	292607	269
7	Węgry	6904	10069	13125	17195	249
8	Francja	72598	101442	140564	180300	248
9	USA	841616	1157583	1640038	1967649	234
10	CSRR	22826	31763	40302	49995	219
11	W.Brytania	129819	184230	232724	254477	196
12	NRD b/	40305	53611	61065	72845	181

a/ od 1965 r. produkcja brutto
b/ od 1970 r. produkcja netto
x/ Kraje w tablicy podano wg wielkości wskaźnika wzrostu produkcji
Źródła: 1. Statystyka elektroenergetyki 1975 r. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej, Warszawa, 1976.
2. Dla krajów OECD dane podano za Statistique de l'energi , Paris,1974r.

Tablica 2 Zużycie energii elektrycznej netto na 1 mieszkańca /KWh/ w Polsce i niektórych innych krajach x/

Lp.	K r a j	Zużycie w latach				Wskaźnik wzrostu w 1974 r. -1960=100%
		1960	1965	1970	1974	
1	2	3	4	5	6	7
1	Rumunia	340	710	1272	1867	549
2	Bułgaria	513	1025	1864	2546	496
3	Jugosławia	393	679	1080	1604	408
4	Węgry	669	1026	1454	1909	285
5	Polska	827	1145	1675	2206	267
6	USA	4310	5470	7386	8217 a/	249 b/
7	RFN	1960	2597	3600	4533	231
8	CSRR	1497	2107	2705	3390	226
9	Francja	1436	1924	2560	3199	223
10	NRD	2044	2718	3250	3952	193
11	ZSRR	1193	2040	2790	1980	191
12	W.Brytania	2242	3085	3840	4205	187

Źródło: Statystyka elektroenergetyki 1975 r., Ministerstwo Energetyki i Energii - Atomowej, Warszawa, 1976 r. s.68

a/ dla 1972 r.
b/ wskaźnik obliczony dla 1972 r.

x/ Kraje podano wg wielkości wskaźnika wzrostu zużycia energii

Tak więc w porównaniu z wysoko uprzemysłowionymi krajami kapitalistycznymi i niektórymi socjalistycznymi charakteryzuje Polskę znacznie niższe zużycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca. Na przykład w stosunku do Francji zużycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca w Polsce jest niższe o 993 kWh, w stosunku do RFN o 2227 kWh, CSRR - 1184 kWh, NRD - 1746 kWh, ZSRR - 784 kWh. Z danych zawartych w tab. 2, wynika także, iż Polska ma najniższy wskaźnik wzrostu tego zużycia wśród krajów, w których zużycie energii było niższe w 1974 roku od 2300 kWh.

W krajach o wysokim zużyciu energii na jednego mieszkańca, stosunkowo duża część ogólnego zużycia przeznaczona jest na zaspokojenie potrzeb gospodarstw domowych i gospodarstw rolnych. Stosunkowo niższy udział ma natomiast przemysł. Potwierdzają to dane przytoczone w tablicy 3, w której podano zmiany w strukturze zużycia energii elektrycznej w różnych krajach, w latach 1960-1972. Stosunkowo niski udział zużycia energii elektrycznej w Polsce przez odbiorców komunalno-bytowych /gospodarstwa domowe, gospodarstwa rolne, lokale mieszkalne, oświetlenie ulic i trakcja miejska/ wynika przede wszystkim z małego jej zużycia przez gospodarstwa domowe i rolnictwo.

Wydaje się, że w tym przypadku szczególne znaczenie należy przypisać wskaźnikom zużycia energii w rolnictwie. [10/] Elektryfikcja rolnictwa jest jednak problemem bardzo złożonym. Wymaga bowiem przede wszystkim dostarczenia rolnictwu odbior-

Tablica 3. Struktura zużycia energii elektrycznej netto w Polsce i niektórych innych krajach /w latach 1960-1974/ x/

Lp.	Kraj	1960 odbiorca			1965 odbiorca			1970 odbiorca			1974 odbiorca		
		przemysł	trakcja	komunalno-bytowi	przemysł	trakcja	komunalno-bytowi	przemysł	trakcja	komunalno-bytowi	przemysł	trakcja	komunalno-bytowi
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Rumunia	77,7	3,4	18,9	76,5	2,7	20,8	75,3	2,4	22,3	77,1	2,4	20,5
2.	CSRR	76,2	4,6	19,1	72,6	6,4	21,0	78,0	6,2	21,0	72,2	6,2	21,6
3.	ZSRR	77,6	6,6	15,8	74,3	8,0	17,7	72,0	8,2	19,8	70,7	8,0	21,3
4.	Polska	77,9	1,6	20,5	78,5	3,0	18,5	76,2	4,2	19,6	70,4	5,4	24,2
5.	NRD	77,0	2,3	20,7	75,1	2,3	22,6	66,6	2,4	31,0	66,5	2,4	32,1
6.	Węgry	76,5	4,2	19,3	71,6	4,2	24,2	67,2	5,3	27,2	64,7	5,5	29,8
7.	Francja	70,9	5,7	23,4	64,9	6,3	28,8	62,9	4,3	32,9	.	.	.
8.	Jugosławia	71,5	1,3	27,2	64,9	1,5	33,6	58,8	1,9	39,3	58,6	2,5	38,9
9.	RFN	71,6	3,7	24,7	65,7	3,8	30,5	60,2	3,8	36,0	57,6	3,5	38,9
10.	Bułgaria	.	.	.	66,0	3,1	30,9	67,8	3,0	29,2	56,4	3,6	31,0
11.	USA	53,4	0,8	45,8	50,1	0,4	49,5	45,3	0,4	54,3	.	.	.
12.	W.Brytania	52,3	2,0	45,7	46,0	1,5	52,5	43,3	1,4	55,3	40,7	1,3	58,0

Źródła: 1.Statystyka rozwoju elektroenergetyki 1973 r. Zjednoczenie Energetyki 1974 r.s.64.
2.Statystyka elektroenergetyki 1975r. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej, 1976 r.s.57.

x/ Kraje w tablicy podano wg odsetka zużycia energii elektrycznej przez przemysł w 1974 r.

ników energii dostosowanych do warunków wiejskich. Ponadto elektryfikacja rolnictwa amortyzuje się ze względu na luźną zabudowę wsi w długim okresie. Należy jednak podkreślić, że elektryfikacja rolnictwa prowadzi do technicznych i kulturalnych przemian na wsi i wpływa na wzrost produkcji rolnej i jej intensyfikację.

W stosunku do przeważającej części krajów, podanych w tabl.3, w Polsce we wszystkich latach występowało wysokie zużycie energii elektrycznej przez przemysł. Odsetek zużycia energii przez odbiorców komunalno-bytowych wzrósł w ciągu badanego okresu - przy i tak niskim poziomie - o 3,7%, gdy w tym samym czasie odsetek ten wzrósł: we Francji - 9,5% /dla okresu 1960-1970/, NRD - 11,4%, RFN - 14,2%, Wielkiej Brytanii - 12,3%. Należy jednak stwierdzić, że w latach 1970-1975 nastąpiła w Polsce zmiana tendencji wykorzystywania energii elektrycznej. O ile bowiem w latach sześćdziesiątych odsetek zużycia energii przez rolnictwo i gospodarstwa domowe zmniejszył się z 20,5 do 19,6% to w latach 1970-1974 nastąpił w tych działach wzrost jej konsumpcji do poziomu 24,2% jej całkowitego zużycia.

1.2. Wzrost produkcji energii elektrycznej a rozwój gospodarczy Polski w latach 1960-1970

Podniesienie zużycia energii elektrycznej do poziomu krajów wysoko uprzemysłowionych oraz zmiana w strukturze zużycia ogólnej ilości wytworzonej energii wymaga w kraju

znacznego zwiększenia produkcji. Rozwijający się bardzo dynamicznie w ostatnich latach przemysł wymaga szybkiego tempa przyrostu energii elektrycznej. W latach 1955-1970 przeciętny roczny przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wynosił 647,5 MW, natomiast średnie roczne przyrosty w poszczególnych okresach pięcioletnich wynosiły: w latach 1956-1960 - 461,0 MW, w okresie 1961-1965 - 786,2 MW, w latach 1966-1970 - 789,2 MW. W okresie ostatniego planu pięcioletniego średnioroczny wzrost mocy zainstalowanych w cieplnych elektrowniach zawodowych wynosił 1004,3 MW. Przyrost mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w zasadzie zaspokajał potrzeby gospodarki. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że bilanse energii elektrycznej były w kraju, z wyjątkiem roku 1973 i 1974, bardzo napięte, a niekiedy w miesiącach zimowych występował nawet deficyt mocy. W tablicach 4 i 5 oraz na wykresach 1,2, które są graficznym odzwierciedleniem danych, przytoczonych w tabelach, podano wielkość produkcji energii elektrycznej brutto, moc zainstalowaną i przyrosty mocy w systemie elektroenergetycznym w latach 1960-1975.

Z przedstawionych danych wynika, że produkcja energii elektrycznej netto w latach 1960-1975 wzrosła 3,46 razy, tj. średnio o 8,44% rocznie. W poszczególnych okresach pięcioletnich dynamika produkcji netto wynosiła średnio w roku w latach 1960-1965 - 8,5%, 1965-1970 - 8,3%, a w latach 1970-1975 - 8,6% /w okresie 1970-1973 aż 9,4%/. Biorąc pod uwagę wysoki odsetek zużycia energii przez przemysł i konieczność zwiększenia zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa

Tablica 4 Moc zainstalowana elektrowni w Polsce w latach 1960 - 1975 /w MW wg danych na koniec roku/

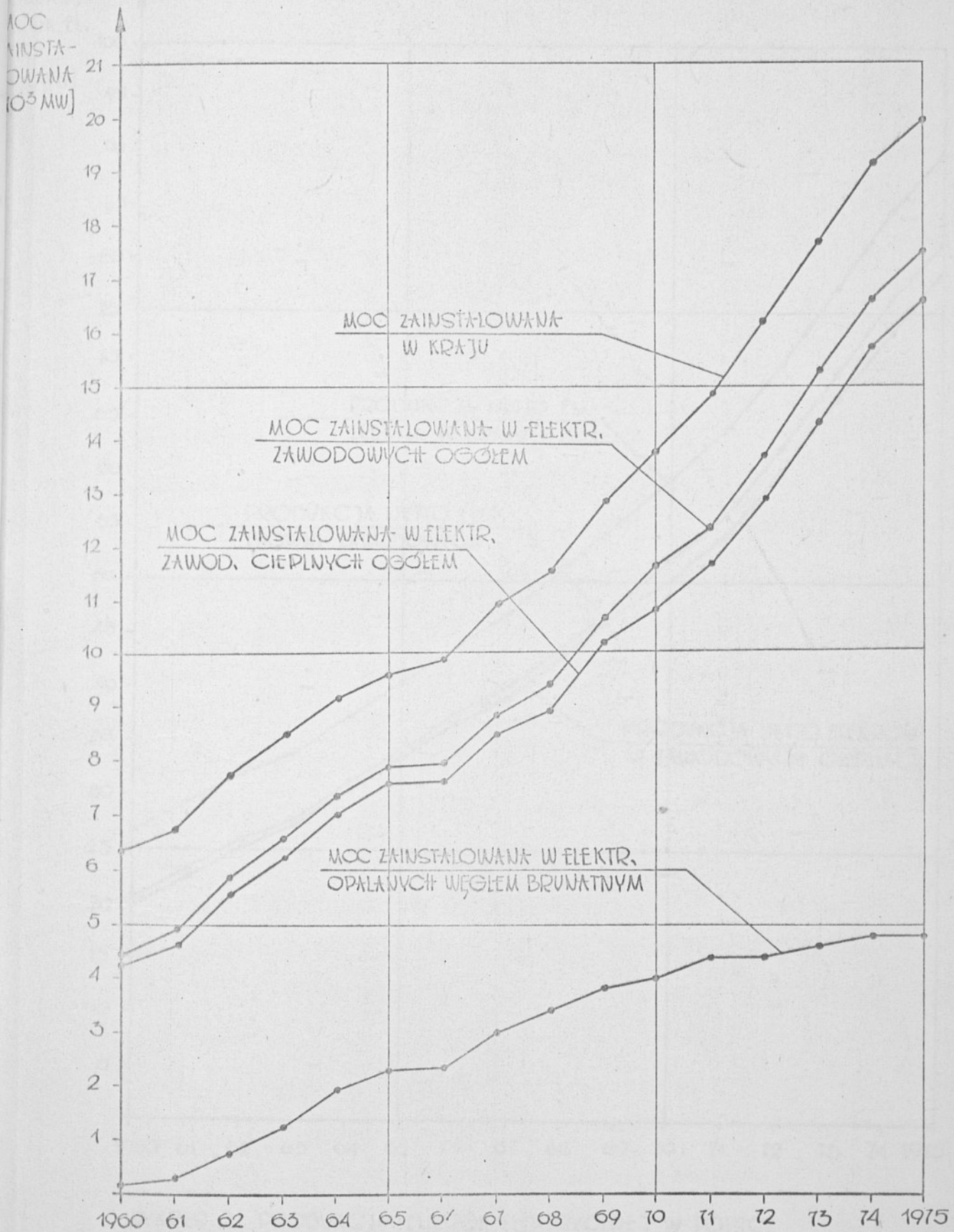
Lata	Moc zainstalowana Ogółem	Elektrownie zawodowe					Elektrownie przemysłowe o mocy powyżej 0,5MW.
		Razem	Elektrownie cieplne			Elektrownie wodne	
			Razem	w tym na węglu:			
				kamiennym	brunatnym		
1	2=3+8	3=4+7	4=5+6	5	6	7	8
1960	6316	4479	4218	4048	169	261	1837
1961	6768	4915	4604	4288	315	311	1853
1962	7716	5892	5566	4851	715	326	1824
1963	8462	6587	6240	5000	1240	347	1875
1964	9203	7357	7008	5095	1913	349	1846
1965	9672	7861	7512	5169	2343	349	1811
1966	9920	7964	7615	5272	2343	349	1956
1967	10933	8860	8487	5504	2983	373	2073
1968	11591	9467	8981	5598	3383	486	2124
1969	12861	10613	10106	6323	3783	507	2248
1970	13891	11637	10807	6884	3983	770	2254
1971	14814	12469	11648	7265	4383	821	2345
1972	16125	13753	12932	8549	4383	821	2372
1973	17729	15304	14483	9900	4583	821	2425
1974	19130	16616	15792	11009	4783	824	2514
1975	20057	17517	16690	11907	4783	827	2540

Źródło: Statystyka elektroenergetyki 1975 r. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej s.9.

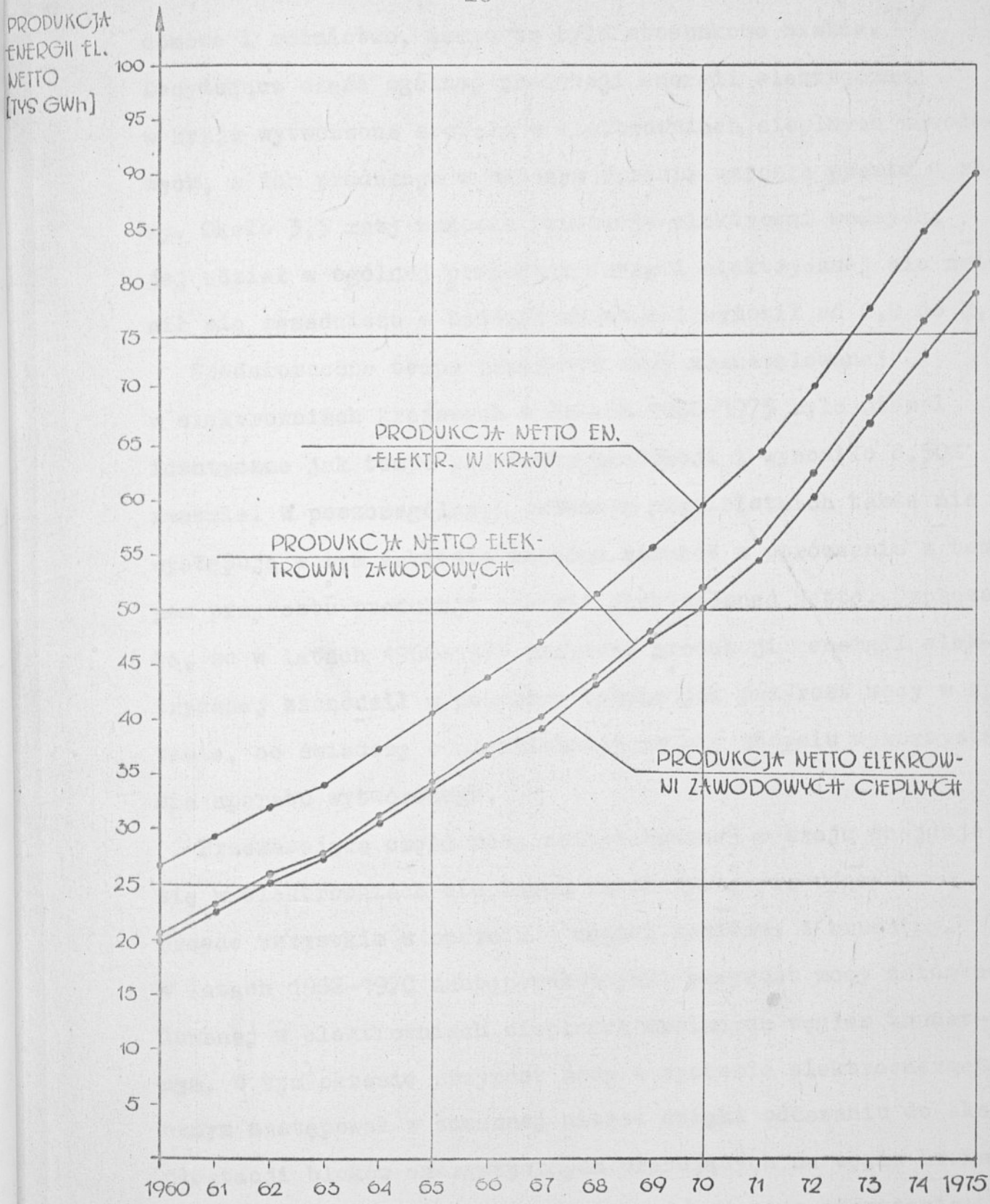
Tablica 5 Produkcja energii elektrycznej netto w Polsce w latach 1960-1975 /GWh/

Lata	Produkcja energii elektrycznej w kraju				
	Ogółem	w elektrowniach zawodowych			w elektrowniach przemysłowych
		Razem	w tym w elektrowniach cieplnych	w tym w elektrowniach wodnych	
1	2=3+6	3=4+5	4	5	6
1960	26969	20656	20003	653	6313
1961	29714	23316	22703	613	6398
1962	32633	26004	25236	768	6628
1963	34058	27923	27260	663	6135
1964	37529	31480	30759	721	6049
1965	40521	34705	33799	906	5816
1966	43858	37598	36677	921	6260
1967	47446	40285	39299	986	7161
1968	51448	43919	42873	1046	7529
1969	55666	47911	47012	899	7755
1970	59873	51908	50032	1876	7965
1971	64828	56580	54671	1909	8248
1972	70949	62448	60524	1924	8501
1973	78327	69582	67742	1840	8745
1974	85210	76072	73627	2445	9138
1975	90361	81785	79421	2364	8576

Źródło: Statystyka elektroenergetyki, 1975. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej s.18.



WYKRES 1. MOC ZAINSTALOWANA W ELEKTROWNIACH W POLSCE W LATACH 1960 - 1975



WYKRES 2. PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W LATACH 1960 - 1975

domowe i rolnictwo, tempo to było stosunkowo niskie.[11/] Decydująca część ogólnej produkcji energii elektrycznej w kraju wytworzona została w elektrowniach cieplnych zawodowych, a ich produkcja w badanym okresie wzrosła prawie 4 razy. Około 3,5 razy wzrosła produkcja elektrowni wodnych; jej udział w ogólnej produkcji energii elektrycznej nie zmienił się zasadniczo w badanym okresie i wynosił od 2,2 do 2,5%.

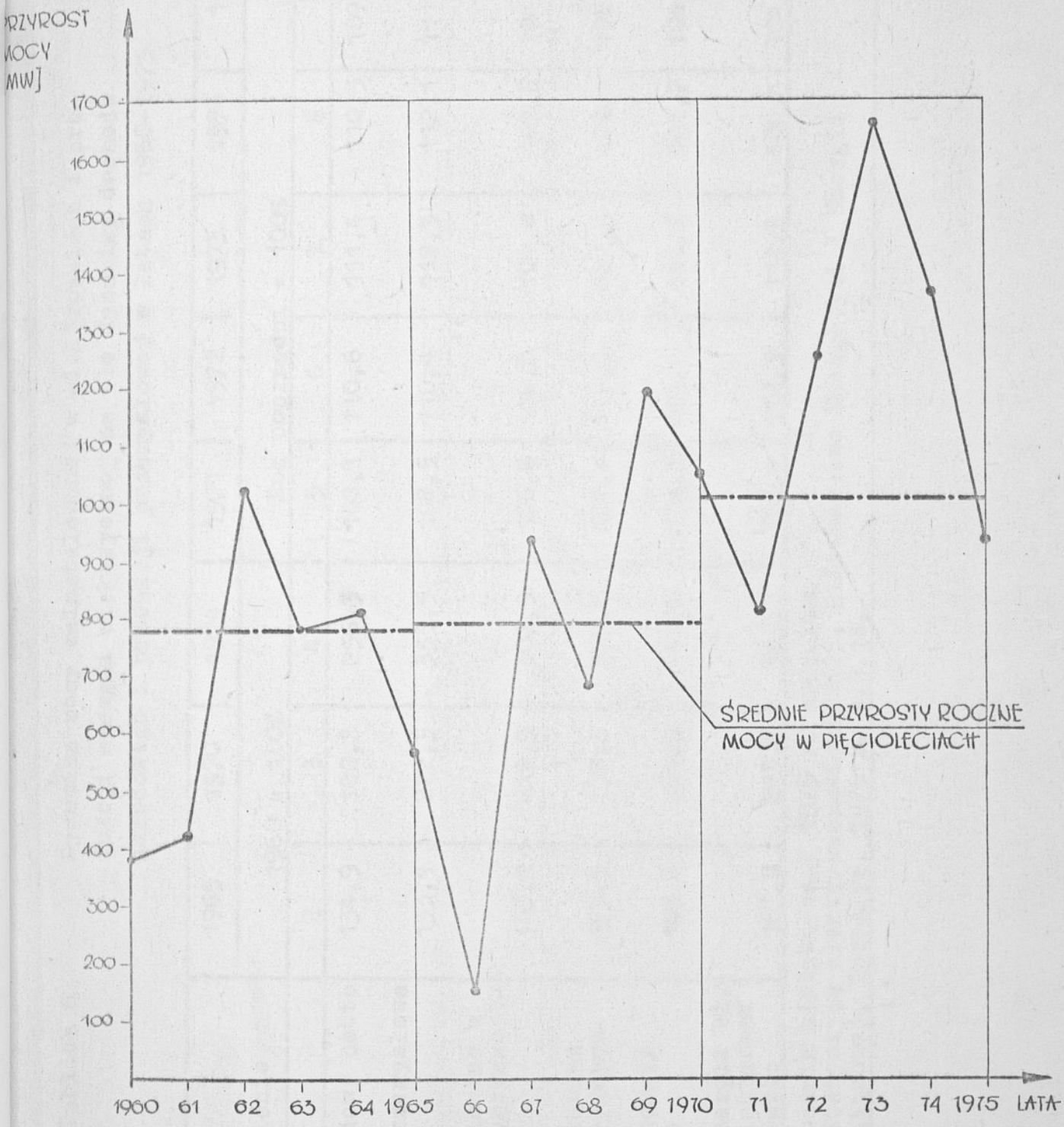
Średnioroczne tempo przyrostu mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych w latach 1960-1975 było niemal identyczne jak tempo przyrostu produkcji i wynosiło 8,50% rocznie. W poszczególnych okresach pięcioletnich także nie występują w tym zakresie istotne różnice w porównaniu z tempem przyrostu produkcji energii elektrycznej netto. Oznacza to, że w latach 1960-1975 przyrost produkcji energii elektrycznej zachodził w podobnym tempie jak przyrost mocy w systemie, co świadczy o niezmieniającym się stopniu wykorzystania aparatu wytwórczego.

Przeważająca część mocy zainstalowanej w kraju znajduje się w elektrowniach cieplnych zawodowych, pracujących przede wszystkim w oparciu o węgiel kamienny i brunatny. W latach 1962-1970 następował szybki przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach cieplnych opalanych węglem brunatnym. W tym okresie przyrost mocy w systemie elektroenergetycznym następował w znacznej mierze dzięki oddawaniu do eksploatacji bloków energetycznych pracujących na węglu brunatnym. W latach 1970-1975 nastąpiło zdecydowane odwrócenie tej tendencji. Moc elektrowni pracujących w oparciu o węgiel

brunatny zwiększyła się zaledwie o 400 MW, gdy tymczasem moc elektrowni wykorzystujących węgiel kamienny zwiększyła się o ponad 4500 MW.

W poszczególnych latach badanego okresu przyrosty mocy zainstalowanych w cieplnych elektrowniach zawodowych były bardzo nierównomierne /wykres 3/.

Z przytoczonych danych na wykresie wynika, że rozwój produkcji energii elektrycznej dokonywał się w poszczególnych latach nierównomiernie. Szczególnie duże zróżnicowanie w okresach pięcioletnich wykazywał przyrost mocy zainstalowanej w cieplnych elektrowniach zawodowych. W pierwszym roku każdego w zasadzie okresu pięcioletniego następował wyraźny spadek przyrostu mocy w systemie, w porównaniu z latami poprzednimi. Przyrost ten jest także znacznie niższy od średniorocznego przyrostu mocy w poszczególnych okresach. Zjawisko to, jak się wydaje, było jedną z przyczyn występującego w niektórych latach deficytu mocy. Takie stosunkowo duże deficyty w miesiącach zimowych występowały w latach 1970 i 1971, w roku 1975 deficyt ten wynosił w niektórych dniach około 600 MW, a na przełomie 1976 i 1977 roku był jeszcze większy. Te niekorzystne zjawisko występujące w ostatnich latach ilustrują także dane zawarte w tablicy 6, w której przedstawiono dynamikę mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej na tle dynamiki dochodu narodowego i produkcji przemysłowej. W analizowanym okresie moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym, w tym także w cieplnych elektrowniach zawodowych, oraz produkcja energii elektrycznej, rosły szybciej od dochodu narodowego, z wyjątkiem lat



WYKRES 3. ROCZNE I PIĘCIOLETNIE PRZYROSTY MOCY ZAINSTALOWANEJ W CIEPLNYCH ELEKTROWNIACH ZAWODOWYCH W LATACH 1960-75

Tablica 6 Dynamika mocy zainstalowanej w elektrowniach i produkcji energii elektrycznej na tle dynamiki dochodu narodowego i produkcji przemysłowej w latach 1960-1975

Wyszczególnienie	1965	1970	1974	1971	1972	1973	1974	1975
	1960 = 100%			Rok poprzedni = 100%				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Dochód narodowy netto	134,9	180,2	256,3	108,1	110,6	111,4	110,5	109,8
Produkcja przemysłowa netto	153,1	222,5	335,5	108,5	110,4	112,3	112,1	111,3
Moc zainstalowana w systemie elektroenerget.	153,1	219,9	302,9	106,6	108,8	109,8	107,9	104,8
Moc zainstalowana w elektr.cieplnych	175,5	258,8	370,0	107,1	110,3	112,2	108,6	105,4
Produkcja energii elektr.netto	149,6	220,5	312,0	108,3	109,4	110,2	108,7	106,0
Produkcja energii el. cieplnych elektrowni zawodowych netto	167,6	249,7	365,2	109,0	110,3	112,3	108,1	104,6

Źródło: 1. Rocznik statystyczny 1975 r. s.69,202.
2. Statystyka elektroenergetyki 1975, Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej, Warszawa, 1976 r. s.9,18.

1971-1975. Niekorzystna tendencja wystąpiła więc od 1970 r., kiedy tempo przyrostu mocy zainstalowanej w elektrowniach zaczęło być niższe od tempa przyrostu produkcji przemysłowej i dochodu narodowego. Rozbieżności te w 1975 roku osiągnęły aż około 5%. Dane te świadczą o zahamowaniu w ostatnich latach rozwoju systemu elektroenergetycznego w porównaniu z całą gospodarką narodową.[12/] Z podanej tablicy wynika, że globalna produkcja energii elektrycznej w ostatnim okresie rosła nieco szybciej niż moc systemu elektroenergetycznego, co świadczy o lepszym wykorzystaniu środków trwałych zainstalowanych we wszystkich elektrowniach tego systemu. Odwrotną tendencję daje się jednak zauważyć przy porównaniu przyrostu mocy zainstalowanej z produkcją w elektrowniach cieplnych zawodowych. Przyrost produkcji energii elektrycznej jest w tym przypadku wyraźnie niższy od przyrostu mocy, szczególnie w całym badanym okresie 1960-1975. Te niekorzystne tendencje zostały częściowo przełamane w latach 1971-1974, kiedy tempo przyrostu produkcji energii elektrycznej, uzyskanej w cieplnych elektrowniach zawodowych, było równe lub nieco wyższe od tempa przyrostu mocy w tych elektrowniach. W 1975r. nastąpiło odwrócenie omawianych tendencji.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że w latach 1960-1975 występowały bardzo różne tendencje w rozwoju potencjału wytwórczego i produkcji systemu elektroenergetycznego, a rozwój ten nie zawsze był skorelowany z tempem rozwoju całej gospodarki narodowej, szczególnie w okresie 1965-1971 i w 1975 r.

1.3. Surowcowa struktura produkcji energii elektrycznej

Polska ma szczególne warunki do rozwijania energetyki. Jest krajem nizinnym, pozbawionym wielkich rzek i z tego powodu ma małe zasoby energii wodnej, które zresztą i tak są wykorzystywane tylko w 5 procentach. 13/

Udział energii elektrycznej, wyprodukowanej w elektrowniach wodnych, w stosunku do całkowitej produkcji energii wynosił w 1960 r. - 2,2%, w 1965 r. - 2,0%, w 1970 r.- 3,1% i w 1975 r. - 2,4% - był więc bardzo niewielki. Przyczyną tak niskiego udziału sił wodnych w ogólnej produkcji energii elektrycznej tkwi w niekorzystnych warunkach budowy elektrowni wodnych, która wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych w stosunku do budowy elektrowni cieplnej o takiej samej zdolności produkcyjnej. 14/

Mimo tych różnic, pewna liczba elektrowni wodnych jest jednak budowana ze względu na duże korzyści eksploatacyjne w okresach szczytowego obciążenia systemu elektroenergetycznego. Elektrownie te mają w zasadzie charakter interwencyjny i włączane są w momentach największego dobowego obciążenia.

Pozostała część produkcji energii elektrycznej uzyskana zostaje z elektrowni cieplnych zawodowych i przemysłowych, przy czym przeważającą część produkują elektrownie zawodowe. Udział tych elektrowni w globalnej produkcji energii elektrycznej systematycznie wzrasta i wynosił w 1960 r. - 74,3%, w roku 1965 - 83,7%, w 1970 - 82% i 1075 r. - 88,2%,

W skali całej Europy elektrownie cieplne wytwarzały w 1970 r. 75,8% energii elektrycznej, wodne natomiast - 22,6%. Strukturę produkcji energii elektrycznej i jej przyrostu w latach 1969-1973 podaje dla wybranych krajów tablica 7. Udział produkcji elektrowni opalanych paliwami klasycznymi w całkowitej ilości wyprodukowanej energii miał w ostatnich latach tendencję zwyżkową zarówno w Europie, jak i Stanach Zjednoczonych Ameryki. W Polsce znaczną część energii elektrycznej będzie się otrzymywać z tego typu zakładów przynajmniej do roku 2000. Przewiduje się, że w roku 2000 około 86% energii otrzymywać się będzie z konwencjonalnych elektrowni cieplnych, 12% z elektrowni atomowych, pozostałe 2% z elektrowni wodnych. [15/]
Wynika stąd, że zasadnicze znaczenie z punktu widzenia efektywności wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i szeregu innych krajach świata miał postęp techniczny w elektrowniach cieplnych. W prognozach wskazuje się jednak na szybki rozwój energetyki atomowej.

W tablicach 8 i 9 podano prognozy dotyczące produkcji energii elektrycznej do 1985 roku w różnych typach elektrowni we wszystkich krajach europejskich /bez ZSRR/.

Tablica 7 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce i niektórych innych krajach x/

Lp.	Kraj	Udział w produkcji energii elektrycznej netto elektrowni w 1970 r./%/			Udział w przyroście produkcji energii elektrycznej netto w latach 1969-1973 %		
		cieplnych	wodnych	jądrowych	cieplnych	wodnych	jądrowych
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Węgry	99,3	0,7	-	100	-	-
2	NRD	97,3	2,0	0,7	.	.	.
3	Polska	96,9	3,1	-	95,0	5,0	-
4	Rumunia	92,1	7,9	-	72,0	28,0	-
5	CSRR	91,2	8,8	-	98,1	1,8	0,1
6	RFN	89,8	7,7	2,5	89,2	1,4	9,4
7	Bułgaria	89,0	11,0	-	.	.	.
8	W.Brytania	87,8	2,4	9,8	72,0	-	28,0
9	USA	83,4	15,3	1,3	78,8 b/	4,1	20,2
10	ZSRR	83,2 a/	16,8	.	.	.	.
11	Włochy	60,9	36,4	2,7	103,0 b/	-5,1	2,1
12	Francja	56,1	40,2	3,7	91,2	-11,4	20,2
13	Jugosławia	40,8	59,2	-	22,0	78,0	-
14	Szwecja	31,4	68,5	0,1	- 0,1	89,9	10,2

Obliczono na podstawie:
1. Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej roczniki 1970-1974 Zjednoczenie Energętyki
2. Statistiques de l energie, Paris 1974r.
3. Rocznik Statystyczny GUS 1975r. s.595

a/ - Łącznie z elektrowniami jądrowymi
b/ - Łącznie z elektrowniami geotermicznymi.

x/ Kraje w tabeli podano wg malejącego udziału produkcji w elektrowniach cieplnych.

Tablica 8 Prognoza produkcji energii elektrycznej w Europie w różnych typach elektrowni

Rok / Typ elektrowni	1970 produkcja TWh	1970 Odsetek %	1985 Produkcja TWh	1985 Odsetek %
Wodne	473	22	740	11
Cieplne	1612	75	4100	61
Atomowe	65	2	1885	28
Razem	2150	100	6725	100

Źródło: Long - Terms Prospects of the electric Power Industry on Europe 1970-1985 /ECE/EP/7 s.62

Tablica 9 Prognoza wielkości mocy zainstalowanych w Europie w różnych typach elektrowni

Rok / Typ elektrowni	1970 Moc elektrowni GW	1970 Odsetek %	1985 Moc elektrowni GW	1985 Odsetek %
Wodne	133	26	240	15
Cieplne	370	72	990	62
Atomowe	11	2	320	20
Razem	514	100	1600	100

Źródło: Long - Terms Prospects of the elektric Power Industry on Europe 1970-1985 /ECE/EP/7 s.62

Z podanych prognoz wynika, iż do 1985 roku w porównaniu z 1970 rokiem struktura produkcji energii elektrycznej

i struktura zainstalowanych mocy w różnych typach elektrowni ulegnie w Europie zasadniczej zmianie.

Udział produkcji energii w elektrowniach cieplnych konwencjonalnych w całkowitej produkcji energii elektrycznej będzie nadal przeważający, ale obniży się o 14%. Wzrośnie natomiast aż o 26% udział energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowniach atomowych. Moc elektrowni cieplnych w tym okresie wzrośnie 2,7 raza, a odsetek zainstalowanych w nich mocy zmniejszy się o 10%. Moc elektrowni atomowych ma wzrosnąć natomiast około 29 razy, a udział zainstalowanych w nich mocy powinien wynieść 20%.

Można przyjąć, że do końca XX wieku będą dominowały na świecie elektrownie cieplne konwencjonalne i elektrownie atomowe. W USA i RFN przewiduje się, że w 2000 roku 50% energii elektrycznej będzie pochodziło z elektrowni atomowych, co byłoby równoznaczne z trzykrotnym wzrostem produkcji w elektrowniach opalanych paliwami klasycznymi w stosunku do roku 1970. Tempo rozwoju elektrowni atomowych będzie znacznie szybsze, przy czym już obecnie można obserwować zjawisko jego przyśpieszenia. W roku 1971 udział elektrowni atomowych w całkowitym przyroście mocy systemu elektroenergetycznego wynosił we Francji 22%, Szwecji 26%, w USA 30%, w Szwajcarii aż 49%. Tak duży przyrost w Szwajcarii wynika z wyczerpywania się zasobów hydroenergetycznych kraju. W Polsce przewiduje się uruchomienie pierwszej elektrowni atomowej z reaktorem lekkowodnym ciśnieniowym, o mocy 2 x 440 MW, na początku lat osiemdziesiątych.

Podstawowym w kraju paliwem energetycznym w elektrowniach jest węgiel kamienny oraz brunatny, którego szersze wykorzystanie rozpoczęło się dopiero w 1962 r. Zużycie paliwa rzeczywistego w energetyce zawodowej w latach 1960-1975 prezentuje tablica 10.

Na wykresie 4 przedstawiono natomiast strukturę zużycia paliwa spalonego przez cieplne elektrownie zawodowe w latach 1960-1975. Udział węgla kamiennego od 1965 r. do 1975 r. kształtował się na poziomie 58-70%. Należy przy tym zwrócić uwagę na niską kaloryczność stosowanego węgla kamiennego. Jego wartość opałowa wykazuje tendencję do obniżania się, co ilustruje wykres 5. Wartość ta jest znacznie niższa od kaloryczności węgla kamiennego zużywanego na produkcję energii elektrycznej w innych krajach europejskich. Na przykład we Francji wynosiła ona w roku 1974 - 5843 kcal/kg, w Holandii - 6244 kcal/kg, w NRD - 5507 kcal/kg, w RFN - 660 kcal/kg, w Wielkiej Brytanii - 6542 kcal/kg. [16/]

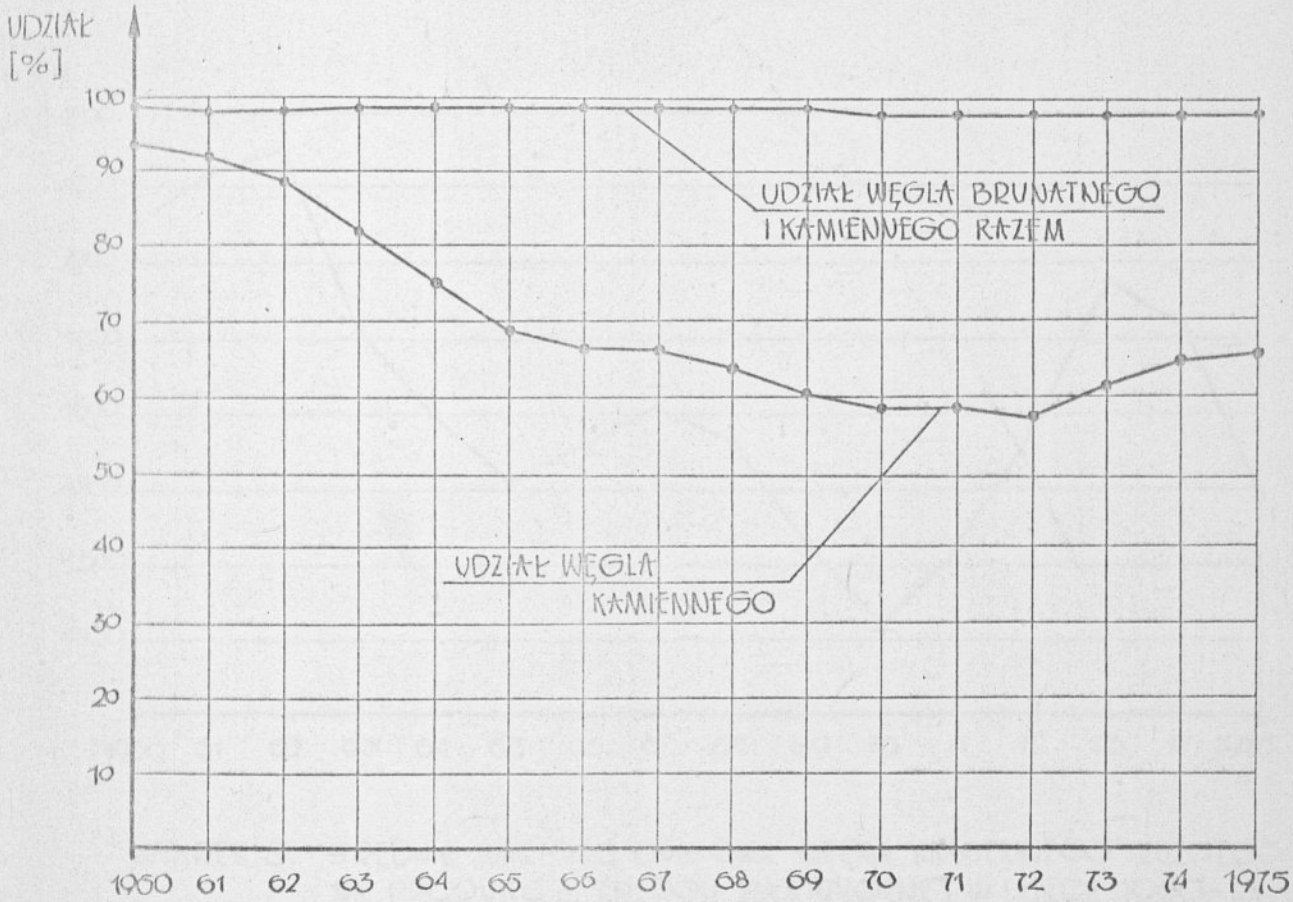
Stosunkowo niska wartość opałowa węgla kamiennego, rosnące zużycie jego gorszych gatunków w postaci mułów i przerostów oraz wysoki udział węgla brunatnego są czynnikami wpływającymi na pogorszenie się warunków eksploatacji elektrowni i jej wskaźników techniczno-ekonomicznych, powodującymi wzrost nakładów inwestycyjnych i dużą awaryjność zastosowanych w elektrowniach maszyn i urządzeń.

Oparcie krajowej energetyki na górnictwie węglowym i brunatnym wymaga koordynacji programów rozwoju obu gałęzi: górnictwa i wytwarzania energii elektrycznej, przy czym rozwój górnictwa musi odpowiednio wyprzedzać rozwój wytwarzania

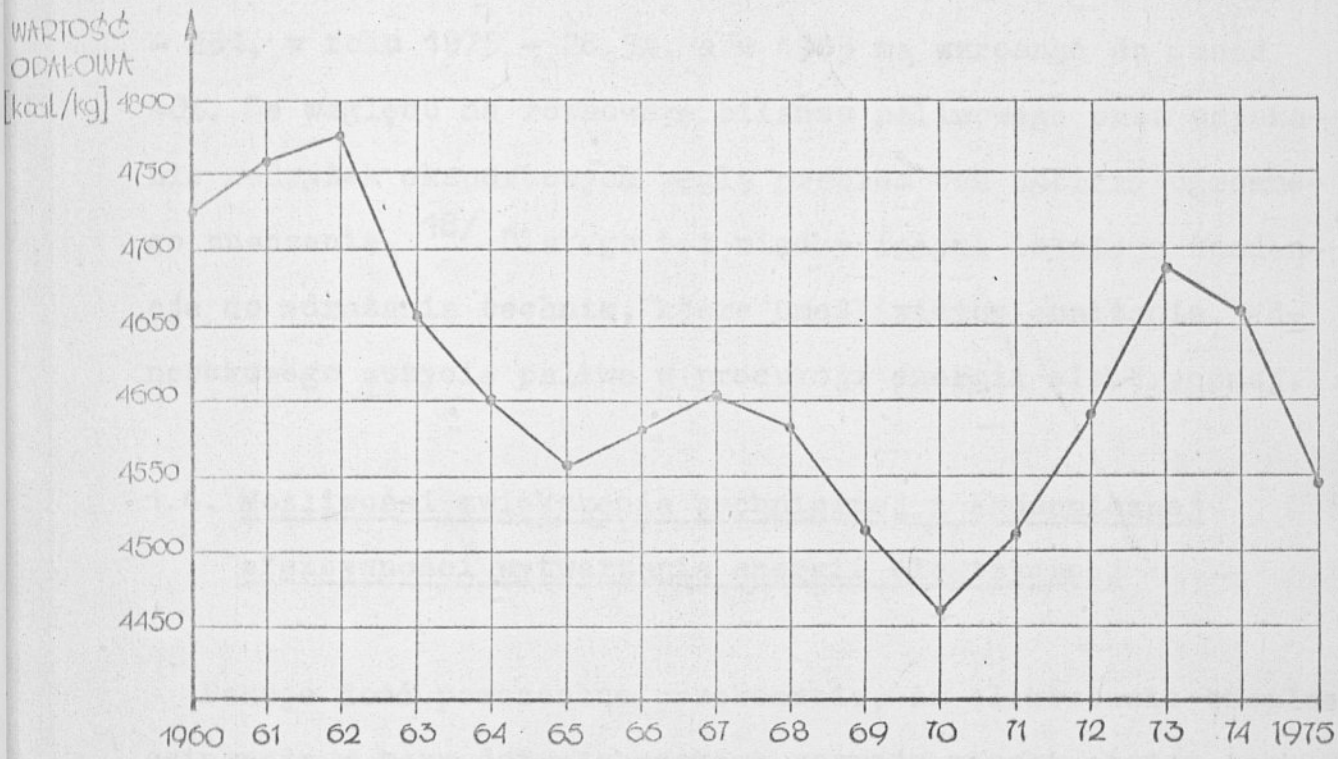
Tablica 10 Zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej w Polsce w latach 1960-1975 /tys. ton/

Lata	Węgiel kamienny			Węgiel brunatny	Paliwa ciekłe
	Ogółem	w tym			
		muły	przerosty		
1	2	3	4	5	6
1960	15595	1004	719	1807	9
1961	15656	1064	843	2448	17
1962	16394	1163	1025	3427	25
1963	16338	1388	1280	6829	44
1964	17075	1506	1841	12016	95
1965	18591	1696	2076	15124	84
1966	19440	1763	2268	17767	79
1967	20719	2089	2151	18552	89
1968	21937	2225	2287	21288	103
1969	23221	2283	2449	24624	167
1970	24385	2496	1941	26636	334
1971	26336	2260	1663	28483	381
1972	28417	2234	1711	32290	417
1973	32319	2514	1866	32804	486
1974	35814	3257	1323	33269	511
1975	39469	4242	1548	34912	584

Źródło: Statystyka rozwoju elektroenergetyki Polskiej za lata 1965,1970 Zjednoczenie Energetyki
Statystyka elektroenergetyki 1975. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej,Warszawa 1976



WYKRES 4. UDZIAŁ WĘGLA KAMIENNEGO I BRUNATNEGO W OGÓLNEJ ILOŚCI ZUŻYTEGO PALIWA UMOWNEGO W LATACH 1960-75



WYKRES 5. ŚREDNIA WARTOŚĆ OPAŁOWA WĘGLA KAMIENNEGO ZUŻYTEGO NA PRODUKCJĘ ENERGII ELEKTRYCZNEJ W LATACH 1960-75

energii elektrycznej. Udział węgla brunatnego w zużyciu paliw przez elektrownie powinien w zasadzie kształtować się na poziomie, przy którym pieniężna krańcowa wydajność różnych konkurencyjnych paliw jest jednakowa. [17]

Zużycie energetycznego węgla kamiennego w stosunku do wydobycia ogółem wynosiło w elektrowniach zawodowych w 1970 r. - 23%, w roku 1975 - 28,5%, a w 1985 ma wzrosnąć do ponad 40%. Ze względu na równowagę bilansu paliwowego oraz uzyskanie nadwyżek eksportowych węgla problem ten nabiera ogromnego znaczenia. [18] Dlatego też między innymi istnieją tendencje do wdrażania technik, które umożliwiłyby obniżenie jednostkowego zużycia paliwa w produkcji energii elektrycznej.

1.4. Możliwości zwiększenia technicznej i ekonomicznej efektywności wytwarzania energii elektrycznej

Panuje dość powszechne przekonanie, że elektrownie cieplne osiągnęły w toku dotychczasowego rozwoju wysoki poziom techniki, a sprawność ich zbliża się asymptotycznie do teoretycznej granicy. Wydaje się jednak, że w tym zakresie istnieją jeszcze znaczne możliwości. Sprawność obiegu cieplnego /obiegu Rankina/, stosowanego w elektrowniach cieplnych, zależy od parametrów czynnika roboczego - pary wodnej. Teoretyczna sprawność obiegu przy parametrach pary: temperaturze 535°C i ciśnieniu 165 ata, wynosi 0,446. W Polsce od 1955 r. nastąpił znaczny wzrost średniej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach cieplnych zawodowych. W 1955 r.

wynosiła ona 19,6%, w 1960 - 23,3%, w 1965 - 27,8%, a w 1970 i 1975 roku odpowiednio 29,0% i 31,2%. O sprawności wytwarzania energii elektrycznej informuje precyzyjnie jednostkowe zużycie paliwa umownego, przypadające na jednostkę wytworzoną energii elektrycznej. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej zależy przede wszystkim od sprawności zainstalowanych urządzeń, kaloryczności spalonego paliwa i miejsca, jakie zajmuje elektrownia w systemie elektroenergetycznym. Kształtowanie się jednostkowego zużycia paliwa w cieplnych elektrowniach zawodowych wybranych krajów podano w tablicy 11. Duże oszczędności paliwa będzie można osiągnąć przez zwiększenie udziału energii elektrycznej, wytwarzanej w skojarzeniu z energią cieplną. W okresie 1960-1975 elektrownie polskie osiągnęły znaczne obniżenie tego zużycia. Podobne wyniki osiągnęła jedynie energetyka rumuńska, NRD, hiszpańska i duńska. Jednostkowe zużycie paliwa umownego pozostało jednak w Polsce, na dość wysokim poziomie.

Zmniejszenie jednostkowego zużycia paliwa i poprawę większości wskaźników techniczno-ekonomicznych, stosowanych w elektrowniach cieplnych, jak: koszt jednostkowy energii elektrycznej /zł/kWh/, jednostkowy koszt inwestycyjny /zł/kW/, zatrudnienie na jednostkę zainstalowanej mocy /robotników /kW/ uzyskuje się przede wszystkim w wyniku następujących przedsięwzięć:

- koncentracji mocy w jednym bloku energetycznym /kocioł - turbina - generator - transformator/ oraz wzrostu mocy całej elektrowni, [19]

Tablica 11 Jednostkowe zużycie paliwa umownego netto /g/kWh/ w Polsce i niektórych innych krajach w latach 1960-1974

Lp.	Kraj	1960	1965	1970	1974	1974 1960=100%
1.	Rumunia	485	400	340	323	66,60
2.	Hiszpania	639	443	415	.	68,36 b/
3.	Dania	436	410	347	321	73,62
4.	Austria	452	386	349	339	75,00
5.	Polska	526	442	424	397	75,48
6.	NRD	608	516	523	465	76,48
7.	Holandia	433	393	352	336	77,60
8.	Belgia	428	382	345	338	78,97
9.	Włochy	414	355	345	338	81,64
10.	RFN	446	396	370	.	82,74 a/
11.	Bułgaria	546	.	458	.	83,21 b/
12.	ZSRR	454	415	366	.	84,20
13.	Grecja	510	513	538	437	85,29
14.	CSRR	520	500	462	445	85,58
15.	Francja	400	366	351	346	86,50
16.	W.Brytania	460	449	434	406	88,26
17.	USA	386	377	382	-	99,20

Źródło: Statystyka elektroenergetyki 1975 r. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej, Warszawa, 1976 r. s. 70.

a/ obliczono dla 1973 roku,

b/ obliczono dla 1970 roku

- podwyższenie parametrów czynnika roboczego /pary wodnej/ doskonalenia rozwiązań konstrukcyjnych maszyn i urządzeń zainstalowanych w elektrowniach,

- stosowania coraz większego stopnia automatyzacji, co pozwala zwiększyć niezawodność działania turbozespołu, jak również uzyskać zmniejszenie zatrudnienia.

W ostatnich dwudziestu latach znacznie wzrosła moc jednostkowa bloków instalowanych w elektrowniach. W Polsce w 1955 r. największa moc turbozespołu była równa 55 MW, a przeciętna moc bloków w elektrowni cieplnej wynosiła 12,6 MW. W latach sześćdziesiątych zaczęto w krajach wysoko uprzemysłowionych, w tym również w Polsce, wprowadzać do eksploatacji bloki o mocy 200 MW. W naszym kraju są to do tej pory największe turbozespoły, jednak w krajach przodujących w zakresie postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej, jak np. ZSRR, USA, Francji obserwuje się wyraźną tendencję instalowania w elektrowniach jednostek energetycznych o coraz większych mocach. Największe bloki są eksploatowane w ZSRR i USA. W krajach tych moc największego turbozespołu wynosiła: w USA - 1150 MW, w ZSRR - 800 MW. Z krajów europejskich największe moce są zainstalowane w Wielkiej Brytanii - 660 MW, Włoszech - 640 MW, Francji - 575 MW, Hiszpanii - 541 MW. Bloki powyżej 300 MW pracują w elektrowniach Holandii - 392 MW, NRF - 370 MW, Szwecji - 320 MW i Rumunii - 315 MW. Poza tym bloki o większej mocy niż Polska posiada energetyka: grecka - 285 MW, jugosławiańska - 275 MW, duńska - 268 MW i belgijska - 250 MW. 20/ Polska zajmuje więc w Europie dość odległe miejsce pod wzglę-

dem mocy zainstalowanych turbozespołów.

Opanowanie budowy i eksploatacji bloku dużej mocy jest poważnym wskaźnikiem poziomu zastosowanej techniki. W 1970 r. przeciętna moc turbozespołu w energetyce zawodowej wynosiła w Polsce 48,7 MW, w Belgii - 41,5 MW, we Francji - 108,5 MW, we Włoszech - 102,8 MW. W turbozespołach o mocy 100 MW i więcej było w Polsce w 1970 r. zainstalowane - 58%, we Francji - 89%, w Holandii - 55%, w RFN - 58%, we Włoszech - 88 % mocy systemu. [21/] Kraje, które zdecydowały się na budowę i eksploatację bloków wielkiej mocy mają stosunkowo niskie zużycie paliwa na jednostkę wyprodukowanej energii. W kraju planuje się oddanie do eksploatacji w najbliższych latach pierwszych turbozespołów mocy 360 i 500 MW. Wraz ze wzrostem mocy bloku rośnie również łączna moc elektrowni. Maksymalna moc siłowni cieplnych w 1972 roku wynosiła do 2500 MW. W Polsce największą elektrownią jest Elektrownia Turów - 2000 MW, a w zagłębiu konińskim Elektrownia Pątnów - 1600 MW. Budowane są jednak siłownie znacznie większych mocy, np. Elektrownia Kozienice opalana węglem kamiennym, której moc docelowa wynosić będzie 2600 MW. W niektórych przypadkach w krajach europejskich projektowane są siłownie o mocach przekraczających 3000, a nawet 4000 MW, np. elektrownia Cottbus w NRD - 3000 MW i elektrownia Drax w Wielkiej Brytanii - 4000 MW.

Przewiduje się, że turbozespoły z turbinami jednowałowymi osiągną około roku 2000 moc jednostkową 2000 MW, natomiast dwuwałowe turbiny do 3000 MW. Moc elektrowni przekroczyć ma do tego czasu moc 10 0000 MW. [22/]

Badania przeprowadzone w ZSRR i USA wykazały, że stosowanie coraz większych mocy jednostkowych bloku przy opanowanych parametrach nadkrytycznych pary i seryjnej produkcji turbozespołów jest ekonomicznie uzasadnione. Szacuje się, że nakłady inwestycyjne dla dużych bloków będą maleć w trakcie zdobywania doświadczeń przy ich projektowaniu. Dla bloków dotychczas eksploatowanych kształtują się one następująco:

Moc bloku w MW	Koszt inwestycyjny 1 kW w %
200	100
400	86
600	80
1000	74
1300	72

W przyszłości na koszty instalowania wielkich jednostek energetycznych będą miały wpływ przede wszystkim warunki lokalizacji elektrowni i ograniczenia związane z zanieczyszczeniem atmosfery. [23/]

W 1973 roku zostały wprowadzone do eksploatacji w elektrowni Cumberland /USA/ dwa największe na świecie turbozespoły dwuwałowe, każdy o mocy 1300 MW. Zastosowano w nich parę o następujących parametrach: ciśnienie - 259,6 ata, temperatura - 539°C. W USA pracuje obecnie 59 bloków o mocy powyżej 1000 MW, co stanowi około 30% mocy zainstalowanej i 176 bloków o mocy 500 - 1000 MW, co z kolei stanowi około 53,4% mocy zainstalowanej. [24/]

Mimo wzrostu znaczenia w systemach energetycznych bloków dużych mocy i niewątpliwych korzyści wynikających z ich stosowania, należy zwrócić uwagę na negatywne skutki jakie mogą one powodować w systemie i gospodarce narodowej.

Wzrost mocy bloków, ich prototypowa często i skomplikowana konstrukcja oraz intensyfikacja warunków pracy powodują przede wszystkim zwiększenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii, a każdy dzień postoju takiego bloku pociąga za sobą bardzo duże straty.

Czas opanowania niedoskonałości konstrukcji, nazywany czasem oswojenia bloku, wynosi wg danych radzieckich około 5-6 lat. Awaryjne postoje wielkich bloków energetycznych są przyczyną wielu strat w gospodarce wynikających ze zwiększenia kosztów wytwarzania energii, zwiększenia nakładów inwestycyjnych, wzrostu nakładów na remonty itp. Należy także podkreślić, że awaryjność bloków energetycznych o mocy 200 MW, stosowanych w Polsce, jest wysoka, znacznie wyższa niż w krajach przodujących w dziedzinie wytwarzania energii. Fakt ten jest w pewnym sensie usprawiedliwiony omówioną wcześniej strukturą paliw zużywanych przez polskie elektrownie, w których spalane są przede wszystkim paliwa "trudne" - węgiel brunatny oraz gorsze gatunki węgla kamiennego.

Drugim negatywnym skutkiem instalowania wielkich bloków energetycznych i rosnących mocy elektrowni jest wzrastające wokół nich zanieczyszczenie środowiska. Największym problemem jest przy tym nie tyle zanieczyszczenie atmosfery

popiołem /do wychwytywania popiołów lotnych stosowane są sięgające 99% sprawności elektrofiltry/, co zanieczyszczenie szkodliwymi związkami chemicznymi, które wydalane są do atmosfery wraz z produktami spalania. Takim szczególnie szkodliwym związkiem jest SO_2. W warunkach polskiej energetyki problemy ochrony środowiska mają obecnie szczególnie istotne znaczenie.

Na rozwój techniki i technologii wytwarzania energii elektrycznej duży wpływ wywarły osiągnięcia techniczne w zakresie poszczególnych urządzeń i stosowanych materiałów. Równocześnie ze wzrostem parametrów czynnika roboczego i mocy jednostkowej bloków komplikuje się układ cieplny elektrowni, i doskonali konstrukcja poszczególnych urządzeń, jak kotłów turbin, generatorów, podgrzewaczy regeneracyjnych nisko - i wysokoprężnych, wyparek pomp zasilających, kondensatorów itd. Na dobór parametrów układu cieplnego i zastosowanych rozwiązań konstrukcyjnych ma wpływ szereg różnorodnych czynników, do których przede wszystkim zaliczyć należy: moc jednostkową bloków, parametry czynnika roboczego na wejściu do turbiny, ilość stopni przegrzewacza międzystopniowego, temperaturę przegrzewu, temperaturę gazów spalinowych, temperaturę podgrzewu powietrza i wody zasilającej kocioł, ilość i temperaturę wody chłodzącej, sposób chłodzenia, liczbę stopni regeneracyjnego podgrzewu wody zasilającej oraz rodzaj spalonego paliwa i jego skład chemiczny. Moc jednostkowa turbozespołu jest czynnikiem podstawowym i warunkuje w decydującym stopniu parametry techniczno-ekonomiczne posz-

czególnych elementów układu cieplnego elektrowni. Dlatego też z punktu widzenia analizy efektywności ekonomicznej postępu technicznego, wprowadzanego w poszczególnych obiektach systemu elektroenergetycznego /elektrownie, bloki energetyczne/ ma sens tylko łączne rozpatrywanie wszystkich elementów wchodzących w skład bloku energetycznego lub elektrowni. Szczegółowe rozwiązania techniczne zależą w poważnym stopniu od lokalizacji elektrowni, która wpływać będzie na szereg wielkości ekonomicznych, a mianowicie na koszty transportu paliwa i popiołu, koszty chłodzenia, niwelowania terenu, budowy dróg i bocznic kolejowych, posadowienia budynków i poszczególnych urządzeń, przesyłu energii oraz wynikające z zanieczyszczenia środowiska.

Dodatkowe problemy ekonomiczne powstają przy wyborze lokalizacji i parametrów elektrowni pracujących w oparciu o węgiel brunatny. Specyfika takich elektrowni polega na powiązaniu ich z lokalną kopalnią węgla brunatnego. Okres eksploatacji kopalni i elektrowni powinien być jednakowy. Koszty wydobycia i transportu węgla są zmienne i zależą od warunków geologicznych i odległości złóż węgla od elektrowni. Mogą także wystąpić zwiększone nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne ze względu na wymuszoną lokalizację takiej elektrowni.

Efektywność ekonomiczna wytwarzania energii elektrycznej jest więc uwarunkowana wieloma czynnikami. Z jednej strony wpływa na nią struktura zużywanych paliw i ich skład chemiczny oraz możliwości i warunki lokalizacji, z drugiej zaś - decyduje poziom zastosowanej techniki wytwarzania, która

wyznacza charakterystyki techniczno-ekonomiczne poszczególnych elektrowni i całego systemu elektroenergetycznego.

1.5. Stan i tendencje rozwojowe elektrowni atomowych

Wśród różnych możliwości pokojowego wykorzystania energii atomowej najbardziej zachęcające jest jej wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej. Z punktu widzenia procesu wytwórczego nie ma praktycznie większej różnicy pomiędzy elektrownią konwencjonalną a elektrownią atomową. Wprowadzenie energii jądrowej nie zmienia obiegu cieplnego elektrowni, a polega na zastosowaniu zamiast kotła parowego reaktora jądrowego pracującego na paliwie rozczepialnym. Pozostałe elementy procesu wytwórczego pozostają w istocie niezmienione. Ta pozornie niewielka zmiana wymagała jednak wieloletnich badań i studiów, stworzenia nowych technologii, bazy materiałowej oraz, co jest w tym przypadku niezmiernie ważne, zapewnienia niespotykanego w elektrowniach konwencjonalnych bezpieczeństwa pracy. W obecnej chwili jest to już w pełni przemysłowa technologia wytwarzania energii elektrycznej z opanowanym bezpieczeństwem pracy całego układu. [25] Jeżeli bowiem w elektrowni konwencjonalnej wystąpi mniej lub bardziej istotna dla procesu technologicznego awaria, to skutkiem jej będzie co najwyżej zaprzestanie produkcji energii elektrycznej. W elektrowni jądrowej natomiast każda awaria, niezależnie od tego w jakim stopniu wpływa na zakłócenie procesu wytwarzania energii, grozi skażeniem radioaktywnym którego skutki mogą być dużo gorsze niż te, jakie wynikają

z zaprzestania produkcji. Obecnie znane są już wprawdzie układy zabezpieczające skutecznie przed takimi awariami, ale wymagają bardzo dużych nakładów inwestycyjnych. 26/

Istnieje szereg przyczyn, dla których zastosowanie energetyki jądrowej przybiera coraz większe rozmiary. Do najważniejszych z nich należy zaliczyć:

- deficyt konwencjonalnych surowców energetycznych,
- wyniki ekonomiczne,
- warunki ochrony środowiska naturalnego. 27/

Omówienie każdej z tych grup przyczyn przekracza ramy niniejszej pracy. Z punktu widzenia jednak porównania efektywności ekonomicznej elektrowni konwencjonalnych z elektrowniami jądrowymi przedstawione zostaną w zarysie przesłanki ekonomiczne i wynikające z ochrony środowiska naturalnego.

W pierwszym rzędzie nasuwa się pytanie, czy elektrownie atomowe są konkurencyjne w porównaniu z elektrowniami jądrowymi. Na ten temat istnieje wiele różnego rodzaju kalkulacji. 28/ Należy przy tym stwierdzić, że cechą wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach atomowych jest ich wysoki koszt inwestycyjny w porównaniu z elektrowniami konwencjonalnymi. Aby więc osiągnąć konkurencyjny w stosunku do konwencjonalnych koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach atomowych należy uzyskać taką obniżkę kosztów paliwa, która z nadwyżką zrekompensowałaby wyższe nakłady inwestycyjne. Koszty paliwa stanowią w elektrowni jądrowej z reaktorami powszechnie stosowanymi - wodno-ciśnieniowymi - około 30% kosztów, wobec 60% w elektrowni opalanej węglem, lub nawet 65% w elektrowniach opalanych olejem. Tak

więc niezależnie od tego, że wahania cen paliwa jądrowego są mniejsze niż paliw organicznych, wpływ tych zmian będzie dla elektrowni jądrowych mniejszy niż dla elektrowni konwencjonalnych. Ponadto w elektrowniach jądrowych zmiany sprawności mają mniejszy wpływ na koszty wytwarzania niż w elektrowniach konwencjonalnych [29/] Bezwzględne koszty wytwarzania energii elektrycznej kształtują się różnie, na skutek wielu czynników zależnych, od kraju lub części świata. Dla przykładu podano w tablicy 12 dane z 1975 r. dotyczące elektrowni francuskich.

Tablica 12. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach konwencjonalnych i atomowych na przykładzie energetyki francuskiej

Pozycja kosztów	Koszt wytwarzania w centimach/KWh	
	elektrownie konwencjonalne	elektrownie jądrowe
Koszty stałe	1,82	3,14
Koszty eksploatacyjne	1,12	1,17
Koszty paliwa	7,88	1,67
Razem:	10,82	5,98

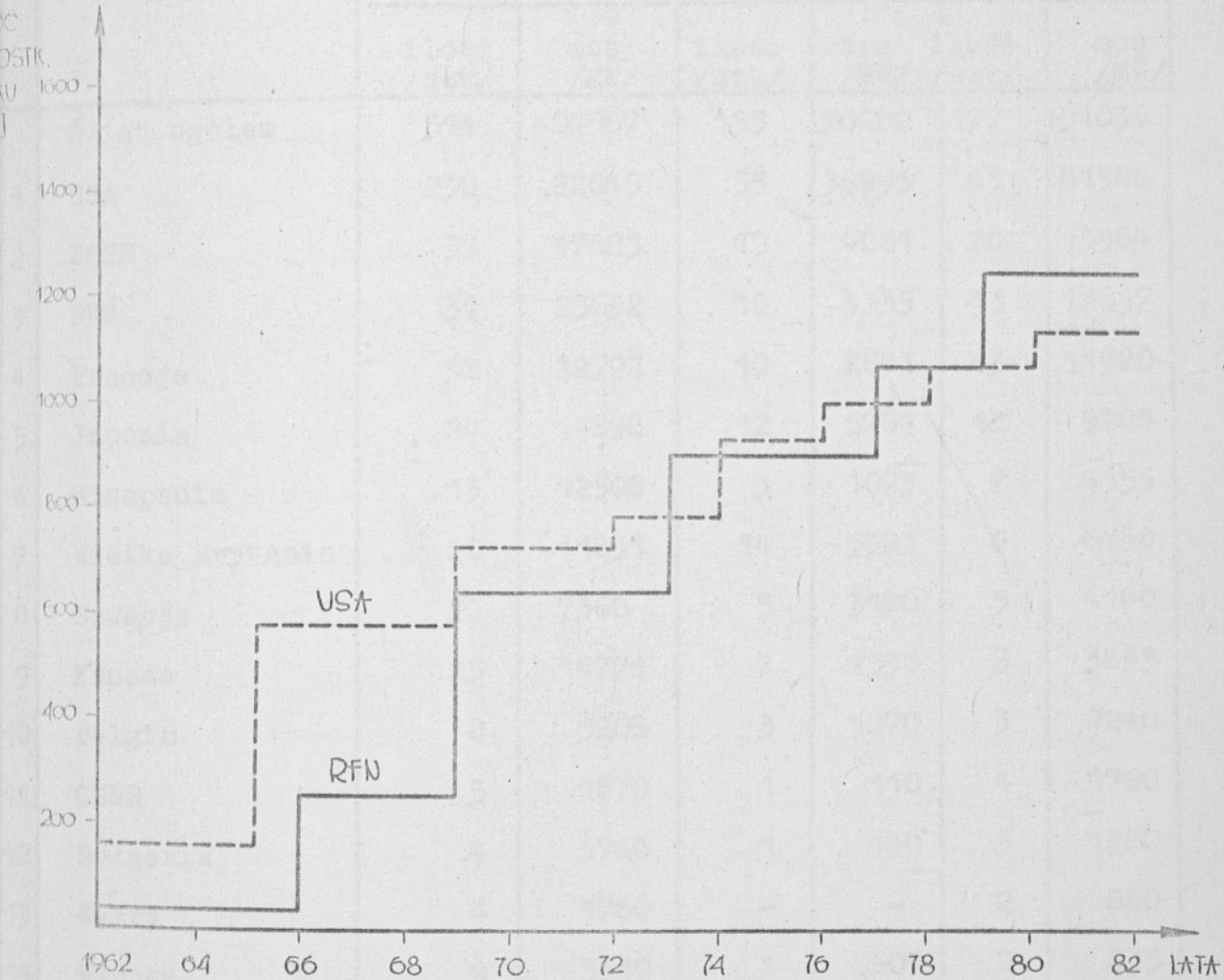
Źródło: J. Feron: Operating Costs of Nuclear Power Stations - European Nuclear Conference: "Nuclear Energy Maturity", Paris, 21-25, April, 1975.

Koszty inwestycyjne budowanych obecnie dużych elektrowni jądrowych kształtują się wg cen z 1975 r. następująco:

- w USA - około 400 dol/kW dla bloku o mocy 1000 MW,
- w RFN - około 1500 DM/kW dla bloku o mocy 1300 MW.

W porównaniu z elektrowniami konwencjonalnymi nakłady jednostkowe na budowę elektrowni jądrowej są około 40% wyższe. [30] Zwraca się przy tym uwagę na szybsze zmniejszenie się kosztów budowy elektrowni jądrowej przy jednoczesnym wzroście mocy bloku niż ma to miejsce w elektrowniach konwencjonalnych. Z tego też względu w krajach o rozbudowanych systemach elektroenergetycznych praktyczną granicę wielkości bloku stanowi obecnie moc 1200 - 1300 MW. W krajach wysoko rozwiniętych przewiduje się po 1980 r. instalowanie głównie bloków o mocy 900 - 1300 MW. Na wykresie 6 przedstawiono średnie moce bloków jądrowych uruchamianych w latach 1962-1975 z prognozą na lata 1975-1982.

Dane liczbowe dotyczące mocy uruchomionych, budowanych i planowanych elektrowni jądrowych wykazują gwałtowny przyrost mocy elektrowni atomowej w wielu krajach. W tablicy 13 podano dane dotyczące ilości i mocy eksploatowanych, budowanych i planowanych elektrowni atomowych w wielu krajach wg danych z 1975 r. [31]. Wynika z nich, że w 1975 r. pracowało w 19 krajach 105 elektrowni atomowych o łącznej mocy około 70 300 MW. Przewiduje się, że w 1981 r. energetyka jądrowa będzie posiadała moc około 290 600 MW zainstalowaną w około 380 blokach na terenie 25 krajów. Tak więc w ciągu najbliższych 6 lat nastąpi przeszło trzykrotny wzrost aktualnej mocy elektrowni jądrowych, oraz tylko 1,5-krotny wzrost liczby bloków. Wzrost jednostkowej mocy bloków ilustruje wykres 6. Należy zwrócić uwagę, że z ogólnej liczby obecnie istniejących na świecie elektrowni około 70% pracuje w USA, RFN, Wielkiej Brytanii i ZSRR.



WYKRES 6. ŚREDNIE MOCE ENERGETYCZNYCH BLOKÓW JĄDROWYCH URUCHAMIANYCH I PLANOWANYCH W LATACH 1962 - 1982 W USA I RFN

Tablica 13. Ilość i moc eksploatowanych, budowanych oraz planowanych elektrowni jądrowych w niektórych krajach świata

Lp.	Kraj	Elektrownie jądrowe ogółem a/		Elektrownie jądrowe eksploatowane		Elektrownie jądrowe w budowie	
		ilość /szt./	moc /MW/	ilość /szt./	moc /MW/	ilość /szt./	moc /MW/
	Świat ogółem	514	404567	155	70282	177	151038
1	USA	230	22645	55	39995	61	61588
2	ZSRR	39	17625	19	4061	20	13564
3	RFN	31	25632	10	3335	13	12617
4	Francja	32	22792	10	2881	13	11920
5	Japonia	24	14898	12	5781	12	9208
6	Hiszpania	15	12508	3	1073	7	6555
7	Wielka Brytania	20	11831	14	5381	6	6450
8	Szwecja	10	7360	5	3180	5	4180
9	Kanada	25	14771	7	2530	5	3635
10	Belgia	8	5208	3	1270	3	2240
11	CSRR	5	1870	1	110	4	1760
12	Bułgaria	4	1760	1	440	3	1320
13	Węgry	4	1760	-	-	2	880
14	Włochy	9	5310	3	607	2	835
15	NRD	7	2720	3	960	-	-
16	Polska	1	440	-	-	-	-
17	Rumunia	1	440	-	-	-	-

Źródło: Verzeichnis der Kerkratwerke der Welt, Atomwirtschaft - Atomtechnik nr 10,1975 r., s. 524

a/ Kolumna ta obejmuje elektrownie eksploatowane, budowane i planowane.

Na tym tle stosunkowo niekorzystnie przedstawia się sytuacja w krajach socjalistycznych. Podstawowy wypróbowany blok ma zaledwie 440 MW i dotyczy głównie reaktora, z którym współpracują dwa turbozespoły o mocy 220 MW każdy oraz aż sześć wytwornic pary. Takie rozdrobnienie nie może wpływać korzystnie na poziom kosztów budowy i eksploatacji. 32/

Przedstawione do tej pory dane o mocy ustalonej w elektrowniach jądrowych oraz prognozy na najbliższe 15 lat wykazują szczególnie szybki rozwój energetyki jądrowej. Udział produkcji energii elektrycznie wyprodukowanej w elektrowniach jądrowych w ogólnej ilości wytworzonej energii rośnie dynamicznie. Przewiduje się, że w roku 2000 energia produkowana przez elektrownie jądrowe stanowić będzie 50-63% całości wytworzonej w świecie energii elektrycznej. W Polsce planuje się, że w roku 2000 elektrownie jądrowe będą produkować około 15% wytwarzanej w kraju energii elektrycznej. Przesłanki rozwoju elektrowni jądrowych w Polsce nie różnią się w sposób istotny od ogólnoświatowych, natomiast siła oddziaływania poszczególnych czynników jest określona warunkami lokalnymi.

Prognozy rozwoju energetyki jądrowej zmieniają się jednak w miarę upływu czasu pod wpływem zmian na rynku paliwowym, ogólnej sytuacji gospodarczej lub też stosunku społeczeństw krajów do tych problemów. W krajach zachodnich od czasu do czasu podnoszą się protesty przeciwko budowie elektrowni jądrowych, wywodzące się z obawy przed skażeniem otoczenia, które powodują instalowanie coraz to nowych zabezpieczeń przedłużających budowę i zwiększających jej koszty oraz w ten sposób hamujących rozwój energetyki atomowej. Obawy

dotyczące możliwości katastrofalnych awarii mają swoje źródło w przewidywanym gwałtownym wzroście liczby elektrowni. Jak dotąd nie nastąpiło awaryjne skażenie środowiska spowodowane pracą elektrowni jądrowych, oraz nie zaobserwowano ujemnych dla zdrowia ludności skutków ich eksploatacji. W znacznie większym stopniu zanieczyszczają środowisko naturalne elektrownie konwencjonalne, a z nich głównie te, które spalają paliwo stałe z dużą ilością siarki.

Rozdział 2. METODY OCENY EKONOMICZNEJ EFEKTYWNOŚCI POSTĘPU TECHNICZNEGO W WYTWARZANIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.1. Techniczne warunki pracy systemu elektroenergetycznego

Zadaniem systemu elektroenergetycznego jest zaspokajanie potrzeb gospodarki narodowej przez wytwarzanie i dostarczanie odpowiedniej ilości i jakości energii elektrycznej jej odbiorcom.

Podstawową rolę w systemie elektroenergetycznym spełniają elektrownie, których zadaniem jest wytwarzanie określonej ilości energii po możliwie najniższych kosztach. Zapotrzebowanie gospodarki na energię rośnie z roku na rok i wymaga dynamicznej rozbudowy potencjału wytwórczego elektrowni. W poszczególnych miesiącach roku, a także w poszczególnych okresach doby zapotrzebowanie to ulega jednak stosunkowo dużym zmianom. Stąd krzywa zapotrzebowania ma charakterystyczny przebieg, niewiele różniący się w krajach o podobnej strukturze gospodarczej.

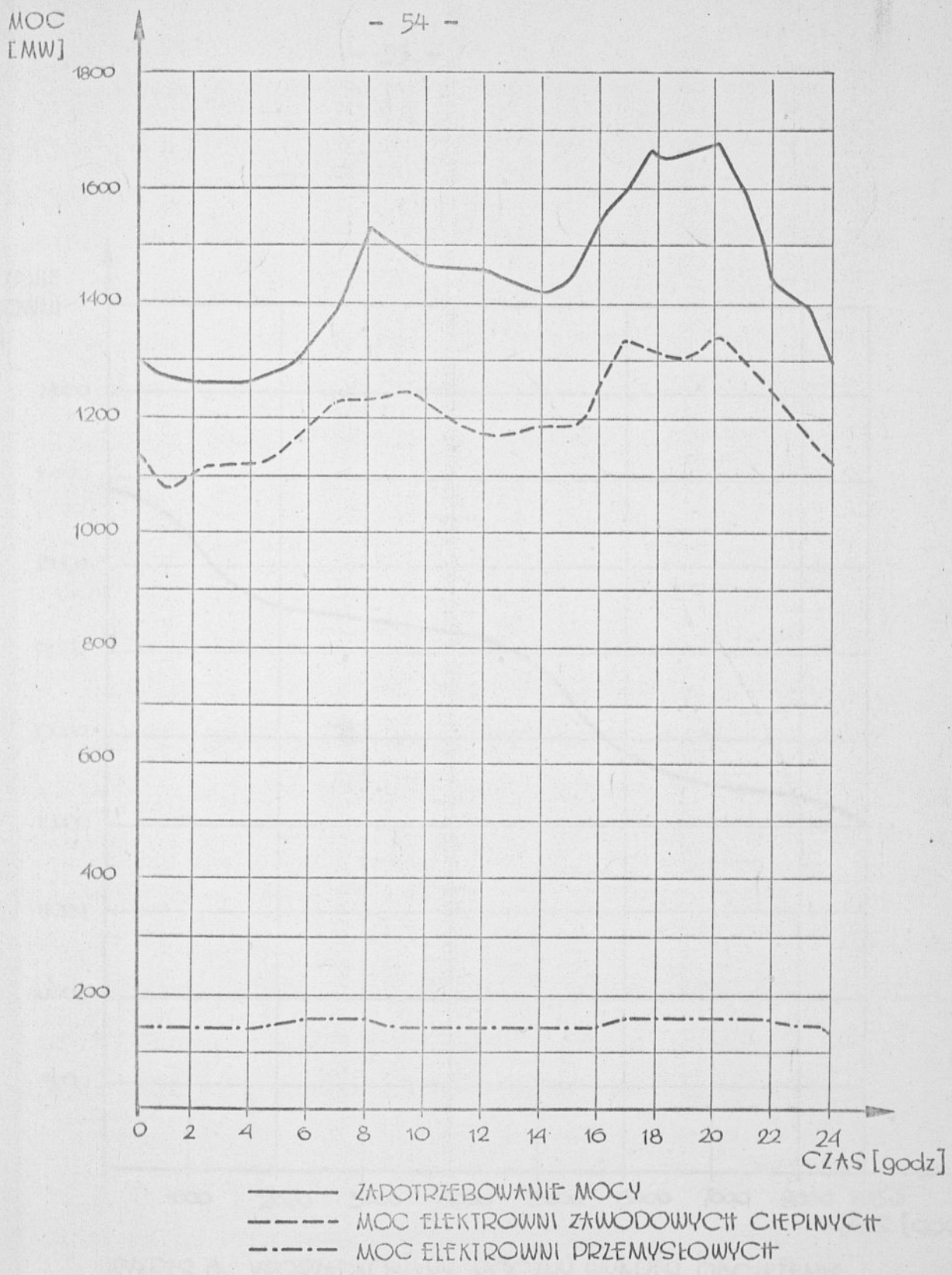
Zmiany zapotrzebowania pociągają za sobą różniące w poszczególnych okresach doby, obciążenie systemu elektroenergetycznego. Zmiany obciążenia systemu w ciągu doby i w poszczególnych miesiącach są podstawowym czynnikiem określającym techniczne warunki pracy całego systemu elektroenergetycznego. Stanowią one także jeden z głównych czynników w gospodarce energetycznej, wpływają na jej strukturę oraz powinny być uwzględniane przy wyborze metod rachunku ekonomicznego i stosowanych w nim parametrów.

Na wykresie 7 przedstawiono dobowy przebieg obciążenia systemu energetycznego w Polsce w grudniu 1975 roku. W celu wyznaczenia czasu trwania określonego obciążenia układu elektroenergetycznego w ciągu roku konstruuje się uporządkowany wykres obciążeń rocznych, przedstawiony na wykresie 8. Z podanych rysunków wynika, że zdolność produkcyjna systemu elektroenergetycznego nie może być całkowicie wykorzystana. Miarą wykorzystania zdolności produkcyjnej jest roczny czas pracy maszyn i urządzeń zainstalowanych w elektrowniach. W praktyce gospodarczej przyjmuje się, że obciążenie nowo wybudowanych elektrowni cieplnych powinno być równe mocy zainstalowanej. Wraz ze zmniejszeniem czasu użytkowania mocy zainstalowanej w elektrowniach zmniejsza się stopień wykorzystania środków trwałych, z równoczesnym pogorszeniem się finansowych wyników eksploatacyjnych.

Elektrownie charakteryzujące się czasem wykorzystania mocy zainstalowanej powyżej 4000 godzin w roku nazywane są podstawowymi. Charakteryzują się one zwykle największymi zainstalowanymi mocami w systemie elektroenergetycznym, posiadają też najbardziej sprawne maszyny i urządzenia o dużych mocach jednostkowych. Wielkość tych elektrowni i wielkość zainstalowanych w nich jednostek prądotwórczych ograniczona jest prognozami zapotrzebowania na energię elektryczną, techniczno-technologicznymi możliwościami konstruowania odpowiednich agregatów, rozmiarami sieci energetycznych i zasobami dostępnego paliwa. Charakteryzują się poza tym najwyższym poziomem zastosowanej techniki i są podstawowym nośnikiem postępu technicznego w branży wytwarzania energii elektrycznej.[34/]

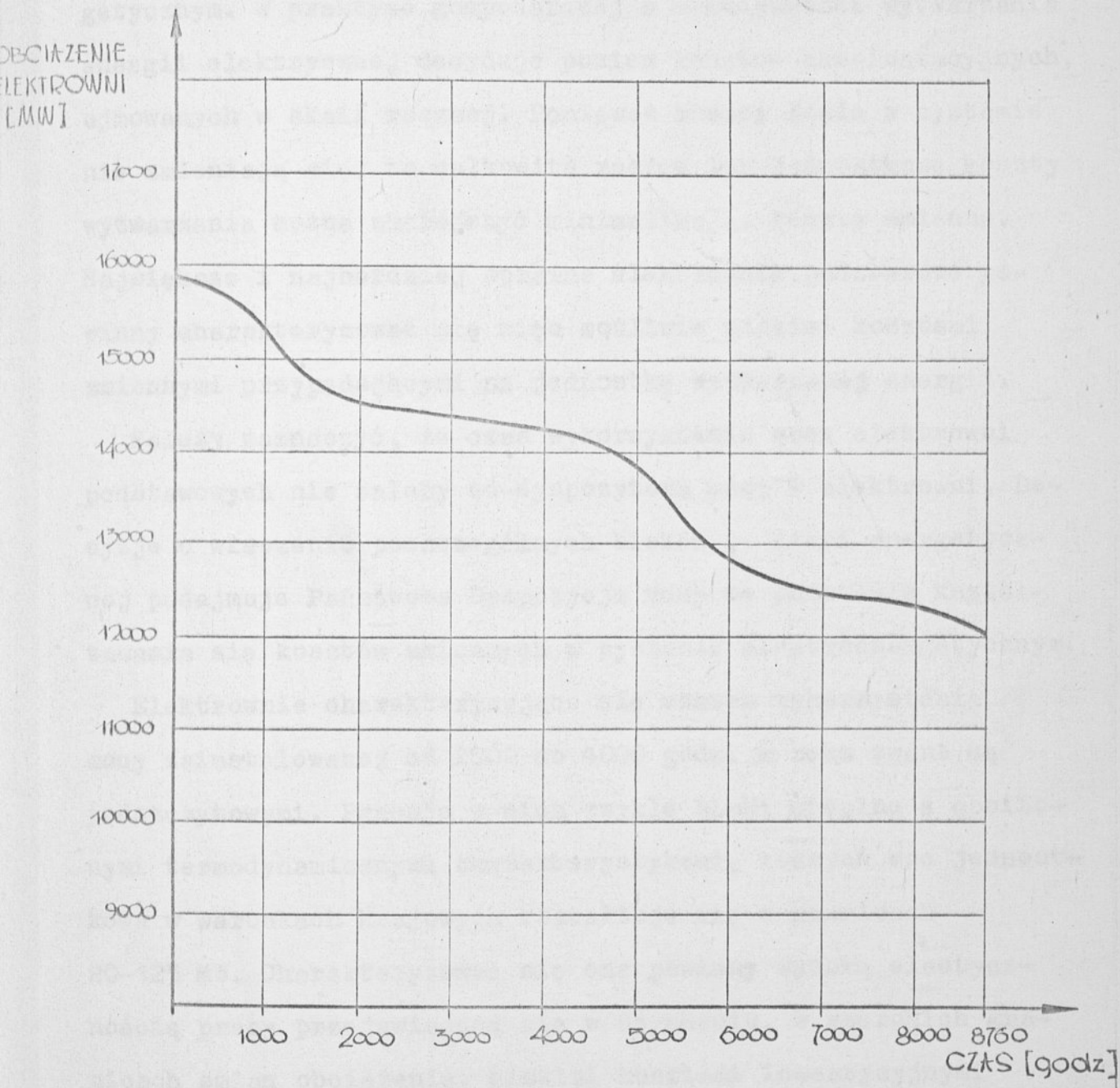
Na wykresie 7 przedstawiono dobowy przebieg obciążenia systemu energetycznego w Polsce w grudniu 1975 roku. W celu wyznaczenia czasu trwania określonego obciążenia układu elektroenergetycznego w ciągu roku konstruuje się uporządkowany wykres obciążeń rocznych, przedstawiony na wykresie 8. Z podanych rysunków wynika, że zdolność produkcyjna systemu elektroenergetycznego nie może być całkowicie wykorzystana. Miarą wykorzystania zdolności produkcyjnej jest roczny czas pracy maszyn i urządzeń zainstalowanych w elektrowniach. W praktyce gospodarczej przyjmuje się, że obciążenie nowo wybudowanych elektrowni cieplnych powinno być równe mocy zainstalowanej. Wraz ze zmniejszeniem czasu użytkowania mocy zainstalowanej w elektrowniach zmniejsza się stopień wykorzystania środków trwałych, z równoczesnym pogorszeniem się finansowych wyników eksploatacyjnych.

Elektrownie charakteryzujące się czasem wykorzystania mocy zainstalowanej powyżej 4000 godzin w roku nazywane są podstawowymi. Charakteryzują się one zwykle największymi zainstalowanymi mocami w systemie elektroenergetycznym, posiadają też najbardziej sprawne maszyny i urządzenia o dużych mocach jednostkowych. Wielkość tych elektrowni i wielkość zainstalowanych w nich jednostek prądotwórczych ograniczona jest prognozami zapotrzebowania na energię elektryczną, techniczno-technologicznymi możliwościami konstruowania odpowiednich agregatów, rozmiarami sieci energetycznych i zasobami dostępnego paliwa. Charakteryzują się poza tym najwyższym poziomem zastosowanej techniki i są podstawowym nośnikiem postępu technicznego w branży wytwarzania energii elektrycznej.[34/]



WYKRES 7. DOBOWY WYKRES OBCIĄŻENIA SYSTEMU ELEKTRO-ENERGETYCZNEGO W DNIU 19.12.1975

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE: „ANALIZA DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ PRZEDSIĘBIORSTW PODLEGŁYCH ZJ. ENERGETYKI W 1975 ROKU" STR. 22-23, RYS. 5



WYKRES 8. UPORZĄDKOWANY ROCZNY WYKRES OBCIĄŻENIA CIEPLNYCH ELEKTROWNI ZAWODOWYCH W 1975 R.

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE: „ANALIZA DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ PRZEDSIĘBIORSTW PODLEGŁYCH ZJEDN. ENERGETYKI W 1975 ROKU" STR. 22-23, RYS. 4.

Efektywność wytwarzania energii w elektrowniach podstawowych decyduje przede wszystkim o ekonomicznej efektywności wytwarzania energii elektrycznej w całym systemie elektroenergetycznym. W praktyce gospodarczej o efektywności wytwarzania energii elektrycznej decyduje poziom kosztów eksploatacyjnych, ujmowanych w skali rocznej. Ponieważ koszty stałe w systemie nie zmieniają się, to całkowite roczne lub jednostkowe koszty wytwarzania można zmniejszyć minimalizując koszty zmienne. Największe i najbardziej sprawne elektrownie podstawowe powinny charakteryzować się więc możliwie niskimi kosztami zmiennymi przypadającymi na jednostkę wytwarzanej energii.

Należy zaznaczyć, że czas wykorzystania mocy elektrowni podstawowych nie zależy od dyspozytora mocy w elektrowni. Decyzje o włączeniu poszczególnych bloków do sieci energetycznej podejmuje Państwowa Dyspozycja Mocy na podstawie kształtowania się kosztów zmiennych w systemie elektroenergetycznym.

Elektrownie charakteryzujące się czasem wykorzystania mocy zainstalowanej od 2000 do 4000 godz. w roku zwane są podszczytowymi. Pracują w nich zwykle bloki cieplne z obniżonymi termodynamicznymi charakterystykami, których moc jednostkowa w warunkach krajowych kształtuje się w granicach 20-125 MW. Charakteryzować się one powinny wysoką elastycznością pracy przejawiającą się w uzyskaniu, w szerokich granicach zmian obciążenia, niskimi kosztami inwestycyjnymi i umiarkowanymi parametrami czynnika roboczego. Osiąga się to w praktyce przez likwidowanie przegrzewu pary, zmianę przeciwciśnienia w kondensatorze oraz przez zwiększenie lub zmniejszenie liczby upustów. Rolę elektrowni podszczytowych w kra-

jowym systemie elektroenergetycznym pełnią najczęściej elektrociepłownie zawodowe, które wytwarzają energię elektryczną i cieplną w skojarzeniu.

Elektrownie charakteryzujące się czasem wykorzystania mocy zainstalowanej poniżej 2000 godz. w roku zwane są szczytowymi. Mają one zwykle niezbyt dużą moc jednostkową i przeznaczone są do wytwarzania energii elektrycznej w godzinach szczytu obciążenia. Należą do nich elektrownie wodne zbiornikowe, pompowe, elektrownie z turbinami gazowymi, elektrownie cieplne starego typu lub też specjalne. Szczególne zadania w systemie elektroenergetycznym spełniają elektrownie szczytowo-pomiarowe z turbinami rewersyjnymi, napędzanymi w okresach szczytowego obciążenia systemu wodą przepływającą ze zbiornika górnego do dolnego. W okresie najniższego zapotrzebowania na energię elektryczną generator pracuje jako silnik elektryczny i napędza turbinę, która pompuje wodę ze zbiornika dolnego do górnego. Zastosowanie takich układów technicznych poprawia, to jest spłaszcza wykres obciążenia systemu. Poprawę wykresu obciążenia uzyskuje się częściowo w wyniku zastosowania tzw. odbiorników buforowych /piece karbitowe w zakładach syntezy chemicznej i elektryczne łukowe/, które wyłączane są w okresach dużego zapotrzebowania na energię elektryczną.

W literaturze przedmiotu panuje zgodna opinia, że osiąganie wysokiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach szczytowych jest nieopłacalne. Nieopłacalne jest także instalowanie w nich drogich urządzeń, dostosowanych do wysokich parametrów pary wodnej. Z tych względów elektrownie cieplne, pracujące w szczycie obciążenia, charakteryzują się stosunkowo niskim poziomem technicznym. [35] Na-

leży zaznaczyć, że wielkość mocy rezerwowej zainstalowanej w elektrowniach szczytowych ma ważne znaczenie z punktu widzenia efektywności funkcjonowania całego systemu. Odpowiednia moc zainstalowana w elektrowniach szczytowych oraz odpowiedni przebieg wykresu obciążenia pozwala na pracę elektrowni podstawowych w warunkach ich optymalnej sprawności, co wpływa na zwiększenie efektywności ekonomicznej wytwarzania energii elektrycznej w całym systemie.

2.2. Postęp techniczny w wytwarzaniu energii elektrycznej

Postęp techniczny w wytwarzaniu energii elektrycznej jest procesem złożonym i jest funkcją wielu zjawisk zachodzących w sferze powstawania koncepcji rozwiązań technicznych, przygotowania zmian w technice i technologii oraz w sferze wytwórczej, do której jest wprowadzany. Do wyznaczenia źródeł i czynników postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej konieczne jest określenie pojęcia tego postępu i sprecyzowanie specyficznych warunków jego realizacji.

We wstępie podano, iż postępu technicznego w wytwarzaniu energii polega na intensyfikacji wytwarzania energii, zmianie źródeł energii pierwotnej i sposobów jej użytkowania oraz zwiększeniu wykorzystania potencjału energetycznego. W takim ujęciu postęp techniczny powinien zwiększać efektywność wytwarzania energii i zmniejszać społeczne koszty jej wytwarzania.

W wytwarzaniu energii elektrycznej można wyodrębnić analogiczne kierunki postępu technicznego, jak robi się to zwykle w innych dziedzinach gospodarki, tj. mechanizację, automatyzację, elektryfikację i chemizację. Jednak z punktu widzenia oceny efektywności postępu technicznego celowe jest wyodrębnienie jego kierunków wynikających ze specyfiki tej branży.

Wydaje się, że w wytwarzaniu energii elektrycznej można wyodrębnić następujące kierunki postępu technicznego:

1. Koncentrację wytwarzania energii elektrycznej zarówno w zakresie mocy jednostkowej stosowanych bloków energetycznych, jak i całych elektrowni;

2. Mechanizację i automatyzację procesów wytwórczych;

3. Budowę elektrowni atomowych.

Podstawowym kierunkiem postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej w świecie jest koncentracja mocy, a co za tym idzie także produkcja energii oraz wykorzystanie w elektrowniach energii atomowej. Wymienione kierunki determinują w dużym stopniu także określony poziom mechanizacji i automatyzacji procesów wytwórczych. 36/

W wielu dziedzinach gospodarki koncentracja produkcji ma charakter organizacyjny. W wytwarzaniu energii elektrycznej koncentracja produkcji jest jednak wynikiem przede wszystkim zmian w poziomie zastosowanej techniki. Wzrost mocy jednostkowej obiektów wytwórczych powoduje zmiany ilościowe i jakościowe w procesie wytwórczym, charakteryzujące się zmianą parametrów urządzeń i mechanizacją, automatyzacją oraz systemowym sterowaniem pracą elektrowni.

Na postęp techniczny w wytwarzaniu energii elektrycznej - podobnie jak na postęp techniczny wdrażany w każdej branży

gospodarki - składa się myśl techniczna, środki materialno-rzeczowe oraz umiejętności pracowników zatrudnionych w sferze projektowania, budowy i eksploatacji elektrowni. Wprowadzenie postępu technicznego do praktyki gospodarczej wymaga więc realizacji myśli technicznej poprzez nakłady materialno-rzeczowe na badania naukowe i ich wdrożenie, inwestycje, racjonalizację i wynalazczość pracowniczą oraz podnoszenie kwalifikacji pracowników.

Określenie efektywności ekonomicznej postępu technicznego wymaga objaśnienia głównych czynników od których ona zależy. Ich klasyfikacja i analiza posłuży do określenia racjonalnego systemu kierowania postępem technicznym i ułatwi wybór i prognozowanie zmian technicznych. 37/

Wydaje się, że czynniki postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej mogą być podzielone na: techniczne, ekonomiczne, organizacyjne, naturalne, socjalne i kompleksowe. 38/

Czynniki techniczne mają często charakter indywidualny i odnoszą się do danego typu maszyn i urządzeń energetycznych. Obejmują one relacje i zależności bilansowe pomiędzy czynnikami wytwórczymi i ujmowane są w jednostkach fizycznych. Ich szczególnymi przypadkami są: moc bloku energetycznego, sprawność cieplną obiegu, parametry czynnika roboczego moc elektrowni, moc systemu elektroenergetycznego, poziom i zakres automatyzacji.

Czynniki ekonomiczne mają przeważnie uniwersalny charakter- ponieważ odnoszą się do całego systemu elektroenergetycznego

oraz wynikają z powiązań branży z całą gospodarką narodową. Zaliczono do nich: cenę paliwa i materiałów, cenę instalowanych w elektrowniach maszyn i urządzeń oraz koszty ich transportu i montażu, wielkość nakładów inwestycyjnych i ich strukturę, płace pracowników, nakłady na prace badawcze i wdrożeniowe.

Czynniki organizacyjne, podobnie jak ekonomiczne, odnoszą się do systemu energetycznego i jego powiązań z innymi branżami gospodarki. Zaliczono do nich: stopień kooperacji przemysłu maszyn i urządzeń energetycznych z systemem elektroenergetycznym, materiały konieczne do zapewnienia normalnej pracy urządzeń i maszyn, stopień normalizacji i unifikacji elementów maszyn, metody organizacji produkcji, metody organizacji i zarządzania gospodarką remontową.

Czynniki socjalne mają charakter uniwersalny i odnoszą się do systemu elektroenergetycznego i całej gospodarki narodowej. Zaliczono do nich: kwalifikacje pracowników w sferze projektowania, budowy, montażu i eksploatacji obiektów, warunki pracy personelu obsługującego i remontującego obiekty.

Czynniki naturalne mają charakter częściowo indywidualny, nie dotyczą bowiem jednego urządzenia lub maszyny, ale całej elektrowni. Zaliczono do nich: rodzaj i skład chemiczny paliwa spalanego w elektrowni, warunki klimatyczne, średnią temperaturę wody chłodzącej, sposób chłodzenia kondensatu, wielkość zajmowanego terytorium, stopień zanieczyszczenia i ochrony środowiska naturalnego.

Czynniki kompleksowe odnoszą się do całego systemu elektroenergetycznego i związane są z szeregiem innych czyn-

ników mających charakter techniczny, ekonomiczny, organizacyjny, przyrodniczy, czy wreszcie socjalny. Zaliczono do nich: niezawodność maszyn i urządzeń stosowanych w elektrowniach, niezawodność systemu, jakość montażu i eksploatacji, stopień normalnego i fizycznego zużycia obiektów, warunki pracy elektrowni, wielkość i jakość rezerwy mocy w systemie oraz warunki pracy urządzeń.

Nie wszystkie zaprezentowane czynniki w jednakowym stopniu decydują o efektywności postępu technicznego. Wydaje się, że szczególnie przydatna do tej oceny jest analiza czynników technicznych, ekonomicznych i kompleksowych. Z czynników tych w dalszej części rozdziału wprowadzone zostaną mierniki oceny efektywności postępu technicznego.

Do oceny efektywności postępu technicznego zasadnicze znaczenie będą miały czynniki charakteryzujące, z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego, maszyny i urządzenia zainstalowane w elektrowniach i w dalszej części pracy będą nazywane wewnętrznymi. Czynniki zewnętrzne będą zależały od ogólnych warunków, w których realizowany jest postęp techniczny, i stanowią swoistego rodzaju stały parametr, będący punktem wyjścia do zamierzonej analizy efektywności ekonomicznej postępu technicznego. Zaliczyć do nich należy przede wszystkim czynniki przyrodnicze, organizacyjne i socjalne, a w szczególności strukturę dostępnych paliw i kierunki rozwoju krajowego bilansu paliwowo-energetycznego, dostępne typy maszyn i urządzeń, możliwości lokalizacji budowy nowych obiektów, warunki transportu paliwa do elektrowni i przyrost mocy w systemie.

Jak już wspomniano, postęp techniczny realizowany jest przez nakłady materialno-rzeczowe wydatkowane w sferze inwestycji, badań naukowych oraz wdrażania przedsięwzięć z zakresu racjonalizacji i wynalazczości pracowniczej. Dzięki inwestycjom i wynikom prac naukowo-badawczych wprowadza się do eksploatacji nowe, bardziej ekonomiczne typy maszyn i urządzeń. W wyniku takich nakładów zachodzi zmiana struktury mocy w systemie elektroenergetycznym oraz wyłania się możliwość dokonania jej optymalizacji przez odpowiednią zmianę w kierunkach inwestowania i związaną z tym zmianę kierunków rozwoju techniki. 39/

W okresie planowania, projektowania, budowy i eksploatacji poszczególnych obiektów, jak i całego systemu elektroenergetycznego, wykorzystuje się w dużym stopniu wyniki prac badawczych, prowadzonych na potrzeby energetyki. W rozwiązywaniu problemów technicznych, organizacyjnych i ekonomicznych, potrzebnych do wytwarzania energii elektrycznej biorą udział placówki zaplecza naukowo-badawczego energetyki: Instytut Energetyki, Instytut Automatyki Systemów Energetycznych /IASE/, "Energopomiar", Zakłady Badawczo-Projektowe Energetyki /"Energoprojekt"/ i wydzielone jednostki zakładów energetycznych. Wymienione placówki były podległe Zjednoczeniu Energetyki, istniejącemu do 30 kwietnia 1976 roku. Obok nich prowadziły badania naukowe skierowane na potrzeby, występujące w dziedzinie wytwarzania energii niektóre zakłady PAN, Instytut Elektrotechniki i instytuty szkół wyższych.

Realizowane prace badawcze dotyczyły problemów ogólnosystemowych oraz wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Wielkość nakładów na badania naukowo-badawcze sys-

tematycznie wzrastała i wynosiła: w 1960 roku 84 000 tys.zł, w 1965 - 104 000 tys.zł, 1970 - 117 002 tys.zł i w 1975 - 524 065 tys. zł. 40/

W ramach problemów węzłowych, prowadzonych w 1975 roku, realizowano prace pt. "Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach cieplnych z reaktorami jądrowymi" oraz "Zintensyfikowanie pracy systemu elektroenergetycznego przez automatyzację obiegu i przetwarzania informacji w Dyspozycji Mocy i węzłach sieci przemysłowych". Większą część ogólnej liczby rozwiązywanych problemów resortowych i branżowych stanowiły prace bezpośrednio związane z wytwarzaniem energii elektrycznej w elektrowniach cieplnych, opalanych paliwami klasycznymi. Udział kosztów realizacji tych prac w całkowitych nakładach na prace badawcze, prowadzone dla potrzeb omawianej branży wynosił we wszystkich latach badanego okresu ponad 50%.

W latach 1960-1965 - w okresie rozpoczęcia eksploatacji elektrowni opartych na węglu brunatnym - prowadzono szereg prac badawczych dotyczących sprawdzenia własności węgli brunatnych i opanowania eksploatacji dużych kotłów pyłowych na to trudne paliwo. W tym okresie także prowadzono badania procesów spalania w kotłach i opracowano teoretyczne podstawy poprawy ich konstrukcji.

W latach 1960-1975 przyrost mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym uzyskiwano głównie przez instalowanie coraz większych bloków wytwórczych - kolejno 50, 100, 125 i 200 MW. Opanowanie szeregu trudności występujących w trakcie eksploatacji urządzeń wytwórczych było możliwe dzięki wdrożeniu wyników prac naukowo-badawczych. W roku 1965 rozpoczęto

prace nad automatyzacją procesów rozruchowych urządzeń oraz prowadzono badania nad wykorzystaniem izotopów w technice pomiarowej. Opracowano podstawy teoretyczne i praktyczne konstrukcji i automatyki kotłów parowych, zmian obciążenia, chłodzenia kondensatu, uzwojeń generatora itp. Na podstawie analizy uszkodzeń i badań strukturalnych materiałów realizowano badania zmierzające do podniesienia niezawodności bloków, w wyniku których zostały udoskonalone metody badań materiałów, pozwalające lepiej określać wymagania techniczne, charakterystyczne dla maszyn i urządzeń, oraz zmniejszyć zakres i częstość uszkodzeń elementów urządzeń wytwórczych. Ze względu na konieczność pokrywania obciążeń szczytowych - przy braku dostatecznie dużej mocy elektrowni wodnych w systemie - prowadzono badania nad określeniem warunków szybkich rozruchów i zatrzymywania turbozespołu, przy zachowaniu niezmienionego stopnia awaryjności urządzeń.

W ostatnich latach prowadzono badania nad modelowaniem matematycznym i fizycznym procesów zachodzących w maszynach i urządzeniach cieplno-mechanicznych, a zwłaszcza procesów zachodzących w podzespołach kotła i turbin parowych oraz układach młynowych, elektrofiltrach, wentylatorach i układach odpopielania. Badania modelowe, wykonywane przy użyciu maszyn cyfrowych, pozwoliły na rozwiązanie niektórych zagadnień automatyzacji procesów rozruchowych turbin i kotłów oraz umożliwiły przeprowadzenie analizy własności dynamicznych nowych maszyn i urządzeń, a także wyznaczyły ich charakterystyki techniczno-ekonomiczne. [41]

Szczególne znaczenie w wytwarzaniu energii elektrycznej mają prace badawcze dotyczące ochrony środowiska naturalnego. W analizowanym okresie znaczna część prowadzonych prac związana była bezpośrednio lub pośrednio z tą problematyką, co umożliwiło wykorzystanie otrzymywanych z elektrowni popiołów lotnych do produkcji niektórych materiałów budowlanych. Dzięki wynikom tych prac poprawiono także sprawność elektrofiltrów, co znacznie zmniejszyło ilość popiołów lotnych emitowanych do atmosfery, ale nie zastosowano na skalę przemysłową metod ochrony atmosfery przed szczególnie niebezpiecznymi związkami siarki. Konieczność prowadzenia tego typu badań jest umotywowana stosunkowo dużą zawartością siarki w węglach spalanych pod kotłami elektrowni. 42/

Wśród realizowanych obecnie tematów badawczych tej branży największy odsetek stanowią prace związane z wprowadzaniem w najbliższych latach do eksploatacji bloków energetycznych o mocach 360 i 500 MW i z budowaną obecnie pierwszą w kraju elektrownią atomową.

Wysoką efektywność wytwarzania energii elektrycznej można osiągnąć jedynie przez wdrażanie, w trakcie realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, wyników prac naukowo-badawczych, stanowiących często integralną część tych przedsięwzięć, i zawartych w konstrukcjach maszyn i urządzeń instalowanych w budowanych elektrowniach. Wyniki prac badawczych wdrażane są także w trakcie modernizacji i remontów urządzeń wytwórczych.

W okresie eksploatacji elektrowni stosunkowo duże efekty ekonomiczne uzyskuje się w wyniku racjonalizacji i wynalazczości pracowniczej. Należy podkreślić, że z reguły przedsięwzięcia tego typu wymagają stosunkowo niewielkich nakładów na ich

wdrożenie i często umożliwiają znaczną poprawę warunków eksploatacji obiektu, w którym zostały zastosowane. Maszyny i urządzenia w elektrowniach mogą z różnych względów pracować w warunkach dla nich nieoptymalnych, a wiele typowych i nietypowych nieprawidłowości w pracy urządzeń wytwórczych nie daje się przewidzieć i wyeliminować w procesie projektowania i budowy obiektu. Lukę tę w znacznym stopniu wypełnia racjonalizacja i wynalazczość pracownicza. Cechą charakterystyczną prac wdrażanych dzięki projektom wynalazczym i racjonalizatorskim, oraz niektórych prac naukowo-badawczych, jest stosowanie ich na określonym poziomie techniki wyznaczonym głównie przez parametry techniczno-ekonomiczne maszyn i urządzeń. W wyniku tych prac co prawda uzyskuje się pewną poprawę wskaźników techniczno-ekonomicznych, ale następuje to w ramach określonej techniki bez zasadniczej zmiany w jej poziomie.

2.3. Zadania racunku ekonomicznego w zakresie wyboru techniki w wytwarzaniu energii elektrycznej

Rachunek ekonomiczny jest najlepszym i najpełniejszym sposobem racjonalizacji decyzji gospodarczych. Określany jest jako zespół metod i środków umożliwiających podjęcie najlepszej, tj. optymalnej decyzji spośród wielu możliwych wariantów rozwiązań. [43/]

Pojęcie optymalnej decyzji, a więc także pojęcie rachunku ekonomicznego, związane jest ściśle z zasadą racjonalnego gospodarowania, formułowaną w dwóch alternatywnych wariantach: jako minimalizację nakładów przy założonych z góry efektach [44/] oraz maksymalizację efektów przy założonych z góry nakładach.

W rachunku ekonomicznym, stosowanym w przemyśle energetycznym, wykorzystywany jest głównie wariant minimalizacji nakładów przy założonych efektach. Związane to jest z celem rachunku ekonomicznego w gospodarce energetycznej, którym jest znalezienie najbardziej efektywnych metod produkcji, przesyłu i wykorzystania produktu. Wynika stąd konieczność przyjęcia odpowiedniego kryterium optymalizującego ujętego w postaci nakładów pracy społecznie niezbędnej i obejmującego w praktyce minimum sumarycznych nakładów pieniężnych, w skład których wchodzą nakłady inwestycyjne i coroczne koszty eksploatacyjne. Czasowa charakterystyka tych nakładów jest sprowadzana do prostej postaci za pomocą rachunku dyskonta.

W gospodarce energetycznej wystąpują jednak przypadki nie znajdujące - mimo dokładnych obliczeń nakładów wyrażonych w pieniądzu - jednoznacznych rozwiązań. [45] Mamy wtedy w syntetycznym ujęciu zbiór jednakowo efektywnych rozwiązań technicznych. W takiej sytuacji dla dokonania wyboru celowe jest wprowadzenie cząstkowych kryteriów optymalizacji, zgodnych z kryterium głównym. W gospodarce elektroenergetycznej nie ma uniwersalnego zestawu cząstkowych kryteriów. Ich role mogą spełniać: niezawodność pracujących maszyn i urządzeń, nakłady pracy żywej, straty napięcia w sieciach energetycznych, zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne elektrowni itp. Dość częsty jest też pogląd, że optymalizacja pracy systemu elektroenergetycznego wymaga jednoczesnego zastosowania wielu kryteriów. Za kryteria cząstkowe podaje się minimum zużycia paliwa, minimum kosztów zmiennych w systemie elektroenergetycznym, maksymalną niezawodność itp.[47]

Wymienione kryteria optymalizacyjne w postaci zużycia paliwa na jednostkę wyprodukowanej energii i osiągnięty poziom niezawodności stanowią zwykle dogodną podstawę do analizy efektywności poszczególnych rozwiązań stosowanych w elektrowniach i sieciach energetycznych w kraju i za granicą. Należy jednak zaznaczyć, że korzystanie z tych kryteriów przy porównywaniu efektywności wytwarzania energii w kraju i za granicą może prowadzić do niejednoznacznych wniosków, ze względu na różnicę ekonomicznych właściwości procesu wytwarzania energii i eksploatacji stosowanych do tego wytwarzania maszyn i urządzeń. Przy wyborze kryteriów techniki wytwarzania energii elektrycznej niezbędne jest więc uwzględnienie warunków ekonomicznych i możliwości technicznych kraju. W przeciwnym przypadku bowiem można otrzymać błędne wyniki z punktu widzenia całego systemu elektroenergetycznego i gospodarki narodowej. 48/

Ta stosunkowo duża liczba i niejednoznaczność kryteriów wyboru najbardziej efektywnych rozwiązań wynika, jak się wydaje, z możliwości potraktowania systemu elektroenergetycznego lub poszczególnych jego elementów, jako obiektów technicznych albo ekonomicznych. Na przykład blok energetyczny, pracujący w elektrowni cieplnej, rozpatrywany jest zwykle jako obiekt techniczny występujący w systemie elektroenergetycznym, który jest automatycznym podsystemem maszynowym pracującym pod kontrolą człowieka. Elektrownia, a nawet cały system elektroenergetyczny jest z punktu widzenia technicznego systemem operacyjno-dyspozytorski. Ta sama jednak elektrownia lub

system elektroenergetyczny, może być rozpatrywana jako system ekonomiczny.

Problem wyboru rozwoju techniki i struktury mocy agregatów prądotwórczych dotyczy obecnie w Polsce otrzymywania energii elektrycznej w wyniku spalania paliwa mineralnego - węgla kamiennego i brunatnego. Z tego też punktu widzenia bardzo ważny jest problem wyboru do produkcji energii elektrycznej maszyn i urządzeń o określonych charakterystykach technicznych i ekonomicznych. W oparciu o taką samą bazę można jednak stosować różne warianty produkcji energii elektrycznej, przy czym błędny wybór może narazić gospodarkę narodową na duże straty, bowiem kapitałochłonność energetycznych inwestycji jest wysoka, urządzenia wytwórcze wprowadzane są do eksploatacji często dopiero po 5 - 7 latach od momentu rozpoczęcia inwestycji i eksploatowane są przez 20 - 30 lat /z wyjątkiem niektórych maszyn i urządzeń pracujących w okresach szczytowego obciążenia/.

Dodatkowym czynnikiem decydującym o efektywności wprowadzanego do eksploatacji urządzenia wytwórczego jest układ cen na podstawowe paliwa. Cena jest jednym z podstawowych parametrów określających zapotrzebowanie na paliwo, które w konsekwencji ma duży wpływ na kierunki rozwiązań technicznych.

Kolejnymi parametrami decydującymi o wyborze określonego rozwiązania technicznego jest jednostkowa moc instalowanych bloków energetycznych oraz wykorzystanie mocy zainstalowanej w elektrowniach i w systemie elektroenergetycznym. Praktycznie przy wyborze struktury mocy systemu elektroenergetycznego można skorzystać z wielu rozwiązań technicznych, charakteryzują-

cych się, w zależności od okresu eksploatacji w ciągu roku, rosnącymi mocami jednostkowymi i kosztami inwestycyjnymi na jednostkę mocy zainstalowanej oraz obniżeniem kosztów paliwa i kosztów eksploatacji. Decydent powinien mieć możliwość obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej drogą racjonalnego wyboru przez określenie udziału różnych typów maszyn i urządzeń w zależności od skali rozwoju systemu elektroenergetycznego i przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną w przyszłości. 49/

Problem optymalnego udziału różnych typów maszyn i urządzeń w krajowym systemie elektroenergetycznym jest dość często dyskutowany w literaturze. 50/ We wszystkich krajach na strukturę mocy ma głównie wpływ sytuacja paliwowo-energetyczna. W Polsce, ze względu na stabilność sytuacji paliwowo-energetycznej, problem optymalnej struktury mocy wytwarzania energii elektrycznej nie występował do tej pory ostro, w odróżnieniu od szeregu innych krajów /np. Czechosłowacji, Francji, RFN, Wielkiej Brytanii/, w których uruchamia się różne typy elektrowni i bloków energetycznych, jak np.: elektrownie opalane gazem, ropą, węglem kamiennym i brunatnym oraz różne typy elektrowni atomowych. Proces zmian struktury mocy realizowany jest głównie przez uruchamianie nowych urządzeń wytwórczych oraz wycofywanie z eksploatacji urządzeń przestarzałych.

Na wybór struktury mocy w systemie elektroenergetycznym wpływają następujące czynniki: 51/

- struktura dostępnych paliw,
- dostępne typy maszyn i urządzeń prądotwórczych dla nowych elektrowni,
- możliwość lokalizacji elektrowni cieplnych i wodnych,

- planowany przyrost zapotrzebowania mocy w systemie,
- dopuszczalne zmiany obciążenia bloków,
- wymogi ochrony środowiska naturalnego.

Z uwzględnieniem powyższych czynników dokonuje się wyboru przyszłych zmian struktury mocy w systemie. Optymalizacja tej struktury dokonywana jest najczęściej według kryterium minimum zdyskontowanych kosztów wytwarzania i przesyłania energii.[52]

2.4. Narządzia rachunku ekonomicznego i ich zastosowanie do oceny wyników wytwarzania energii elektrycznej

Całą gospodarkę elektroenergetyczną, a więc i wytwarzanie energii elektrycznej wiąże z gospodarką narodową szereg parametrów ekonomicznych, do których w pierwszym rzędzie należy zaliczyć:

- ceny surowców energetycznych i innych materiałów,
- ceny dóbr inwestycyjnych,
- poziom płac pracowników,
- stawki amortyzacyjne,
- oprocentowanie środków trwałych,
- normatyw zysku,
- podatek obrotowy.

Wyniki gospodarcze wytwarzania energii elektrycznej były w praktyce, przez Zjednoczenie Energetyki, oceniane na podstawie nadwyżki akumulacyjnej, tj. różnicy pomiędzy wartością zrealizowanej produkcji a kosztem jej wytwarzania. Przy danym poziomie cen i określonych rozmiarach produkcji, wzrost akumulacji będzie następował drogą zmniejszenia kosztów wytwarza-

nia energii.

W stosowanym w wytwarzaniu energii elektrycznej rachunku ekonomicznym liczy się nakłady poniesione w okresie roku zaliczając do kosztów własnych: 31

1. Amortyzację, która obejmuje odtworzenie majątku trwałego i odpisy na remonty kapitalne;

2. Koszt paliwa produkcyjnego;

3. Koszty materiałów, półfabrykatów i wyrobów gotowych zużytych w produkcji;

4. Płace i ubezpieczenia społeczne pracowników zatrudnionych w wydziałach ruchu;

5. Koszt materiałów do prowadzenia remontów bieżących;

6. Płace i ubezpieczenia społeczne pracowników zatrudnionych w wydziałach utrzymania;

7. Koszty wydziałów pomocniczych i usłub obcych;

8. Koszty ogólnozakładowe.

Należy zaznaczyć, że do 1974 roku koszt remontów kapitalnych nie był włączony bezpośrednio do kosztów produkcji. Pośrednio natomiast wpływał na koszty własne, ponieważ środki na remonty kapitalne czerpano z odpisów amortyzacyjnych całej branży. Od 1974 roku koszt remontów kapitalnych został bezpośrednio włączony do kosztów własnych wytwarzania energii, co istotnie zmieniło ich poziom w wytwarzaniu energii elektrycznej w poszczególnych elektrowniach.

Z charakteru pracy poszczególnych elektrowni i całego systemu elektroenergetycznego wynika, że wymienione składniki kosztu własnego produkcji można podzielić, podobnie jak w innych branżach gospodarki narodowej, na dwie grupy:

1. Koszty zmienne, proporcjonalne do ilości wytworzonej energii - zalicza się tutaj tylko koszt paliwa produkcyjnego;

2. Koszty stałe-odniesione do mocy zainstalowanej w elektrowniach - zalicza się tu wszystkie wymienione wcześniej składniki kosztu własnego produkcji z wyjątkiem kosztów paliwa produkcyjnego. 54/

Rozliczanie akumulacji w postaci oprocentowania środków trwałych, podatku obrotowego i zysku odbywa się dla całej branży, a nie oddzielnie dla poszczególnych elektrowni.

Amortyzacja, której wielkość obliczona jest od wartości początkowej środków trwałych, przy zastosowaniu rocznej stawki procentowej, składa się z dwóch części, tj. z odpisu na remonty kapitalne i na odtworzenie. Składnik amortyzacji przeznaczony na odtworzenie jest odwrotnością okresu użytkowania urządzenia i równa się 100% /normatyw okresu pracy urządzenia w latach . Część amortyzacji przeznaczonej na remonty jest obliczana na podstawie średnich kosztów remontów kapitalnych w czasie eksploatacji maszyn i urządzeń. Wielkość poszczególnych części amortyzacji jest ustalana jako średnia ważona odpisów amortyzacyjnych maszyn i urządzeń zastosowanych w elektrowniach /systemie elektroenergetycznym/ i zależy od struktury środków trwałych. W badanym okresie, w wyniku przeszacowania środków trwałych, następowała zmiana wartości środków trwałych brutto, np. zmiana w 1970 roku.

Zmieniała się również stopa oprocentowania środków trwałych; do roku 1970 wynosiła ona 5% wartości środków trwałych netto, a od 1970 roku zmieniano ją na 5% wartości środków trwałych brutto, co odpowiada 8% ich wartości netto.

W wytwarzaniu energii elektrycznej ze względu na wysoką kapitałochłonność występuje specyficzna struktura kosztów wytwarzania energii, różniąca się znacznie od struktury kosztów w innych branżach. Odmienność struktury kosztów wytwarzania w porównaniu do innych dziedzin produkcji polega przede wszystkim na wysokim udziale kosztów paliwa produkcyjnego i kosztów amortyzacji w całkowitych kosztach wytwarzania. Procentową strukturę kosztów wytwarzania energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom podano w tablicy 14. Wynika z niej, że na poziom kosztów wytwarzania wpływają w szczególny sposób dwie pozycje: koszt paliwa, który jest w praktyce jedynym składnikiem kosztów zmiennych /kosztów energii/ oraz amortyzacja, której udział w całkowitych kosztach wytwarzania wynosi około 30%. W latach 1965-1975 struktura kosztów nie zmieniła się w zasadniczy sposób, rósł jedynie udział kosztów stałych, co było w znacznej mierze spowodowane wzrostem nakładów na remonty. W 1960 roku w porównaniu z latami 1965, 1970, 1975 występuje stosunkowo duży odsetek kosztów paliwa w całkowitych kosztach wytwarzania. Przyczyną tego zjawiska jest niski w 1960 roku udział w globalnym zużyciu paliw tańszych gatunków węgla, a przede wszystkim węgla brunatnego i gorszych gatunków węgla kamiennego w postaci mułów i przerostów.

W wytwarzaniu energii elektrycznej w cieplnych elektrowniach zawodowych udział kosztów paliwa w całkowitych kosztach wytwarzania jest jeszcze wyższy i wynosił, np. w 1975 roku - 55,2%, a udział amortyzacji w kosztach stałych wytwarzania był równy 30,9%. 55/

Przeważający udział kosztów paliwa i amortyzacji w całkowitych kosztach wytwarzania wskazuje na szczególnie pożądane

Tablica 14. Struktura procentowa kosztów energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom

Składniki kosztów	1960	1965	1970	1975
Ogółem	100,0	100,0	100,0	100,0
Koszty zmienne	47,1	37,2	36,9	36,4
- paliwo produkcyjne	43,5	35,7	34,8	34,4
- koszty zakupu energii	3,7	1,5	2,1	2,0
Koszty stałe	52,9	62,8	63,1	63,6
- materiały bezpośrednie	3,9	3,2	5,2	5,2
- płace i ubezpieczenia	10,1	8,6	7,7	7,1
- amortyzacja	24,8	34,1	32,5	28,5
- koszty wydziałów pomoc.	1,4	3,5	3,8	4,0
- koszty ogólnozakładowe	8,0	8,8	8,6	8,9
- pozostałe koszty	4,7	4,5	5,3	9,9

Źródło: 1. Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej 1973, Zjednoczenie Eneretyki, Warszawa, 1974 s.45

2. Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw podlegających Zjednoczeniu Energetyki 1975 r, Zjednoczenie Energetyki Warszawa 1976 r. s. 104-110

zmiany w technice produkcji, polegające na oszczędności paliwa i obniżeniu kapitałochłonności inwestycji.

2.5. Metody syntetycznej oceny efektywności techniki wytwarzania energii elektrycznej

Dokładność oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego zależy przede wszystkim od prawidłowego określenia nakładów na realizację tego postępu i efektów dzięki nim uzyskiwanych. Jest to konieczne do ustalenia relacji pomiędzy nakładami i efektami.

Relacje pomiędzy nakładami i efektami ujmuje się w trzech postaciach: [56] pierwsza, nazywana wskaźnikiem nakładów jednostkowych, wyraża stosunek łącznych nakładów do wielkości produkcji; druga ujmowana jest w formie różnicowej i wyrażana jest jako różnica wartości produkcji i łącznych nakładów; trzecia natomiast jest stosunkiem różnicy wartości produkcji i kosztów bieżących do poniesionych nakładów kapitałowych. [57]

Nakłady ponoszone są na etapie realizacji prac badawczych, konstruktorskich i technologicznych, mających na celu wprowadzenie nowych rozwiązań technicznych, a podstawowymi ich składnikami są wydatki poniesione w okresie budowy obiektów, ich modernizacji i rozbudowy. W rachunku efektywności ekonomicznej postępu technicznego nakłady obejmują pracę żywą i uprzedmiotowioną oraz straty powstałe w związku z ich ponoszeniem zarówno w procesie produkcji, jak i poza nim, np. koszty nieuniknionego postoju maszyn i urządzeń w czasie

wprowadzania określonych zmian technicznych oraz koszty zamrożenia ponoszonych nakładów. Nakłady powinny obejmować także koszty przedsięwzięć związanych z ochroną środowiska naturalnego i koszty dodatkowe poniesione w jednostkach gospodarki, które są konieczne do efektywnego wdrażania przedsięwzięć z zakresu postępu technicznego.

Skutkiem realizacji postępu technicznego w procesie wytwarzania energii elektrycznej są określone rodzaje efektów, a każda próba oceny skutków postępu technicznego w pierwszym rzędzie sprowadzana jest do wyróżnienia spodziewanych lub uzyskanych efektów ekonomicznych.

W analizie efektywności ekonomicznej postępu technicznego wyróżnia się trzy zasadnicze grupy efektów: 58/

- użytkowe,
- oszczędnościowe,
- dewizowe.

Podział ten oparty jest na kryterium gospodarczych korzyści postępu technicznego. Można go przedstawić w postaci podporządkowanej metodyce rachunku efektywności ekonomicznej i wyodrębnić efekty:

- w postaci wzrostu produkcji /ilościowe i jakościowe/,
- w postaci obniżki kosztów produkcji /oszczędność pracy żywej i uprzedmiotowionej/,
- o charakterze ekonomiczno-socjalnym /poprawa warunków i bezpieczeństwa pracy, zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska/.

Linię podziału efektów postępu technicznego można przeprowadzić też w innej płaszczyźnie - dzieląc je na efekty

bezpośrednie i pośrednie. Do pierwszej grupy zaliczy się wtedy efekty występujące w danym przedsiębiorstwie, a do drugiej - spoza przedsiębiorstwa.

Jeszcze inne kryterium podziału przyjmuje B. Pilawski.[59] Kryterium przez niego podane wynika z możliwości ewidencjonowania efektów w księgowości przedsiębiorstwa /ujmowanych w tej księgowości i przez nią ustalanych/ oraz stopnia trudności ich obliczania /efekty proste i złożone/. Efekty klasyfikowane są natomiast wg typowych zmian występujących w procesie produkcyjnym pod wpływem postępu technicznego /zmiany zużycia materiałów, paliw, robocizny itd./.

Z punktu widzenia wyodrębnienia efektów w wytwarzaniu energii elektrycznej dogodny jest ich podział na użytkowe i oszczędnościowe. Do użytkowych należy zaliczyć:

- zwiększenie produkcji energii elektrycznej,
- zwiększenie mocy urządzeń wytwórczych,
- zmniejszenie strat w gospodarce narodowej, powstałych z tytułu niedostarczenia odbiorcom potrzebnej energii na skutek przerw w dostawach energii, spadku napięcia lub niewłaściwej częstotliwości,
- zmniejszenie strat w gospodarce spowodowanych zanieczyszczeniem środowiska.

Do efektów oszczędnościowych należy z kolei zaliczyć obniżenie:

- jednostkowego zużycia paliwa,
- jednostkowych kosztów zmiennych wytwarzania energii,
- jednostkowych kosztów stałych wytwarzania energii.

Klasyfikacja efektów postępu technicznego stanowi podstawę wyjściową do ich kwantyfikowania. W oparciu o przedziały klasyfikacyjne formułowane są kryteria oceny efektywności ekonomicznej skutków postępu technicznego i następnie zespoły mierników i wskaźników służących do ilościowego i jakościowego ujmowania przejawów tego postępu.

Zagadnienie oceny efektywności postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej, podobnie jak w innych gałęziach i branżach gospodarki, można rozpatrywać w czterech aspektach:

1. Ze względu na miejsce występowania zjawiska postępu w cyklu nauka-technika-produkcja;

2. Ze względu na przedmiot oceny, która może dotyczyć konkretnej zmiany lub kierunku rozwoju techniki;

3. Z punktu widzenia skali układu, w jakim zmiana techniki jest dokonana, np. z punktu widzenia całej branży wytwarzania energii elektrycznej lub pojedynczych obiektów, wchodzących w skład systemu elektroenergetycznego;

4. Ze względu na moment przeprowadzenia oceny efektywności ekonomicznej, np. w ujęciu perspektywicznym - cena ex ante albo retrospektywnym - ocena ex post. 60/

Określenie efektywności ekonomicznej prac naukowo-badawczych i wdrożenia produkcyjnego postępu technicznego powinno stać się jedną z podstawowych reguł praktycznego postępowania, przy wyborze zmian i kierunków rozwoju techniki.

W postępującej obecnie integracji nauki z produkcją, konieczne jest pewne ujednolicenie kryteriów ekonomicznych stosowanych w poszczególnych fazach cyklu nauka-technika-produkcja. Mimo tego jednak, dla odpowiedniego uściślenia rachunku jego zakres, jak i metody obliczeń mogą różnić się w poszczególnych

fazach. 61/

Ocena efektywności, z punktu widzenia przedmiotu oceny, związana jest z zakresem zmian technicznych wprowadzanych do procesu wytwarzania energii elektrycznej i polegających na stosowaniu nowego procesu technologicznego lub jego modernizacji. /W takich przypadkach zmianie ulegnie poziom techniki wytwarzania/. Polegać one mogą także na wprowadzaniu przedsięwzięć z zakresu postępu technicznego nie wpływających na poziom techniki. Z tego też punktu widzenia sposoby określenia efektywności powinny być dostosowane do przedmiotu oceny.

Często ocenę ekonomicznej efektywności nakładów na postęp techniczny dokonuje się w skali makroekonomicznej lub mikroekonomicznej. Mierniki i metody oceny dobrane są do odpowiedniej skali i niejednokrotnie nie ma korelacji pomiędzy miarami stosowanymi w poszczególnych skalach. W celu dokonania oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego w skali mikroekonomicznej stosuje się stosunkowo często dane o charakterze techniczno-ekonomicznym, które niekiedy trudno jest powiązać z parametrami ekonomicznymi - ceną, kosztami materiałów, robocizny itp.

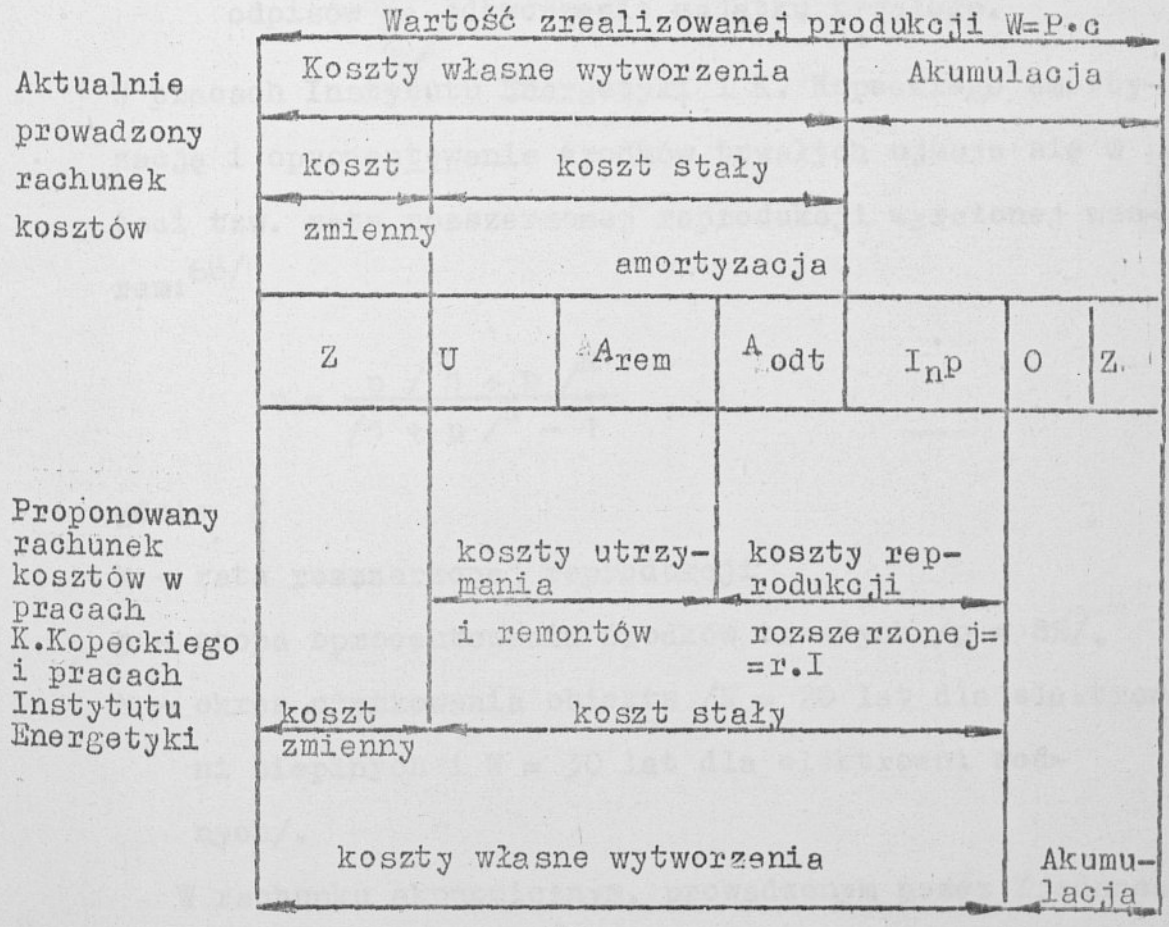
Oceniając kształtowanie się wielkości efektu użytkowego, nakładów inwestycyjnych i kosztów bieżących w określonych przedziałach czasowych ujmuje się rachunek efektywności w postaci odpowiednich formuł określanych mianem syntetycznych wskaźników efektywności. Wskaźniki te powinny być kompleksowe, tzn. zawierać wszystkie czynniki charakteryzujące efektywność badanego zamierzenia. W ocenie efektywności poszczególnych zamierzeń z zakresu postępu technicz-

nego stosuje się także wskaźniki ujmujące fragmenty badanego procesu, nazwane cząstkowymi. Mogą one dotyczyć rozwiązań technicznych, charakteryzować różne aspekty procesu produkcji oraz stanowić określone ograniczenia występujące w trakcie realizacji postępu technicznego. 62/

W wytwarzaniu energii elektrycznej podejmowane są próby określenia syntetycznych mierników oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego. Występują one w pewnym stopniu w metodach rachunku ekonomicznego, stosowanego w energetyce.

Metody rachunku ekonomicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej związane są z metodyką rachunku efektywności inwestycji. W przemyśle energetycznym rachunek efektywności ekonomicznej inwestycji odgrywa bardzo ważną rolę, co jest związane z dużą kapitałochłonnością tej gałęzi przemysłu i wieloletnich okresów użytkowania istalowanych maszyn i urządzeń. W tym celu opracowano na potrzeby elektroenergetyki metody określenia efektywności ekonomicznej inwestycji, które stanowiły branżowe rozwinięcie instrukcji ogólnej badania efektywności inwestycji. 63/ Instrukcje stosowane w wytwarzaniu energii elektrycznej przeznaczone były w zasadzie do porównywania nakładów inwestycyjnych pojedynczych obiektów produkcyjnych lub ich zespołów, których zadania produkcyjne można było rozpatrywać w sposób odizolowany od otoczenia. Zasady rachunku ekonomicznego, przyjęte w instrukcji określania efektywności zamierzeń inwestycyjnych w elektroenergetyce, wydane w 1965 roku, nie znalazły odpowiednika w prowadzonym rachunku ekonomicznym, wskutek czego nie było możliwe porównywanie z punktu widzenia ekonomicznego obiektów czynnych i nowo budowanych. W omawianych instrukcjach stosowano różne war-

tości stopy dyskontowej dla różnych nakładów i efektów oraz niejednolicie traktowano inwestycje nowe i modernizowane. Próby zmian tych instrukcji podjęto w Instytucie Energetyki, biorąc za punkt wyjścia propozycje K. Kopeckiego przedstawione w pracach Komitetu Elektryfikacji Polski PAN i późniejszych. 64/ Proponowany tam rachunek ekonomicznej efektywności inwestycji różni się od rachunku efektywności stosowanego w tej branży przy określeniu efektywności zamierzeń inwestycyjnych. Różnice te polegają na odmiennym wykorzystaniu poszczególnych składników kosztów wytwarzania, przesyłu i sprzedaży energii elektrycznej. 65/ Różnice te przedstawiono na rysunku.



Rysunek: Układ składników rachunku ekonomicznego działalności ekonomicznej obiektu energetycznego

P - zrealizowana produkcja finalna w MWh, c - cena jednostkowa realizacji produkcji w zł/MWh, z - zysk netto z działalności branży , o - podatek obrotowy /liczony od wartości realizacji produkcji/, p - stopa oprocentowania środków trwałych, J - wartość początkowa środków trwałych /wartość brutto/, J_n - wartość netto środków trwałych, Z - wielkość kosztów zmiennych w zł, U - koszty eksploatacyjne stałe bez kosztów remontów kapitalnych w zł; A_{rem} - stopa odpisów na remonty kapitalne, A_{odt} - stopa odpisów na odtworzenie majątku trwałego.

W pracach Instytutu Energetyki i K. Kopeckiego amortyzację i oprocentowanie środków trwałych ujmuje się w postaci tzw. raty rozszerzonej reprodukcji wyrażonej wzorem:[66]

$$r = \frac{p\,/\,1 + p\,/^{N}}{/1 + p\,/^{N} - 1}$$

gdzie

r - rata rozszerzonej reprodukcji

p - stopa oprocentowania środków trwałych /p = 8%/,

N - okres użytkowania obiektu /N = 20 lat dla elektrowni cieplnych i N = 30 lat dla elektrowni wodnych/.

W rachunku ekonomicznym, prowadzonym przez Zjednoczenie Energetyki, do oceny wyników działalności gospodarczej przedsiębiorstw podległych Zjednoczeniu Energetyki

posługiwano się syntetycznym wskaźnikiem ekonomicznym w postaci: 67/

$$E_p = \frac{A_t - K}{F_s} - / \frac{K_a}{F_s} + p/$$

gdzie

A_t - wartość produkcji w cenach zbytu,

K - koszt własny produkcji bez amortyzacji,

K_a - koszt amortyzacji,

F_s - przeciętny roczny fundusz statutowy,

p - stopa oprocentowania środków trwałych.

Jak wynika z podanego wzoru, syntetyczny wskaźnik ekonomiczny wyraża stosunek akumulacji zmniejszonej o oprocentowanie środków trwałych do przeciętnej wartości zaangażowanych środków. W poszczególnych latach wartość wskaźnika ulegała poważnym zmianom: w 1965 roku wynosiła 4,4%, w latach 1966-1968 wzrosła do 5,7%, a w 1970 zmalała do poziomu 4,8%. Od 1970 roku wartość omawianego wskaźnika systematycznie malała, by 1975 roku wynieść 1,0%. Poważne zmiany w kształtowaniu się wartości wskaźnika były wynikiem działania kilku różnych tendencji, a przede wszystkim: wzrostu cen zaopatrzeniowych, zmiany stawek amortyzacji, zmiany cen zbytu energii, nierównomiernego przyrostu środków trwałych w latach, zmiany metod liczenia kosztów produkcji.

W związku z tym, że syntetyczny wskaźnik ekonomiczny był w latach 1965-1975 jednym z podstawowych, informujących o efektywności funkcjonowania elektroenergetyki, nasuwa się

pytanie, czy może on stanowić również miarę postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej. Wydaje się jednak, że konstrukcja wskaźnika i zmiany w kształtowaniu się poszczególnych składników rachunku, występujących w omawianym wzorze, oraz trudności w sprowadzaniu tych wielkości do porównywalnych powodują, że wskaźnik ten trudno jest wykorzystać jako miernik określający efektywność ekonomiczną postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej.

Jako kryterium wyboru rozważanych wariantów rozwoju systemu elektroenergetycznego, jego części składowych i oddzielnych obiektów, przyjmuje się we wszystkich wcześniej omówionych pracach minimalizację kosztów własnych przypadających na jednostkę energii elektrycznej. Wskaźnik ten należy także wykorzystać jako jeden z mierników postępu technicznego.

Problem oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego, ujmowany w skali mikroekonomicznej, w odniesieniu do poszczególnych elektrowni i wprowadzanych tam przedsięwzięć z zakresu postępu technicznego nie jest jeszcze dokładnie opracowany. Praktycznej ocenie efektywności wprowadzanych w pojedynczych obiektach systemu elektroenergetycznego przedsięwzięć związanych z zastosowaniem projektów wynalazczych i wzorów użytkowych służyły wydane w 1974 roku "Wytyczne obliczania efektów stanowiących podstawę do ustalania wynagrodzeń za projekty wynalazcze. [68/] W literaturze spotyka się nieliczne opracowania dotyczące oceny efektywności postępu technicznego w energetyce, a szczególnie w wytwarzaniu energii elektrycznej. Przykładem prac z tego zakresu może być artykuł B. Souczka, [69/] w którym został omówio-

ny postęp wdrażany w elektrowniach dzięki mniejszym inwestycjom, modernizacji oraz wynalazczości pracowniczej. Elementy rachunku makroekonomicznego zostały tam wprowadzone do proponowanego rachunku w postaci normatywu - współczynnika opłacalności, który jest stosunkiem rocznej obniżki kosztów własnych do wielkości poniesionych nakładów na realizację określonego przedsięwzięcia. Efektywność ekonomiczna poszczególnych przedsięwzięć z zakresu postępu technicznego jest wynikiem korzyści ekonomicznych uzyskanych w postaci np. obniżki jednostkowego zużycia paliwa, kosztów zmiennych w systemie elektroenergetycznym lub w elektrowni, zmniejszenia zużycia energii na potrzeby własne itp. Efektywność ekonomiczna liczona jest przy pomocy odpowiednich wzorów, których postać zależy od rodzaju uzyskanego efektu. Podana w artykule B. Souczka metoda obliczeń efektywności ekonomicznej postępu technicznego, podobnie jak wspomniane wytyczne obliczania efektów uzyskanych dzięki wdrożeniu wynalazków i wzorów użytkowych, dotyczą przedsięwzięć wprowadzanych w postaci różnego rodzaju modernizacji i remontów, wynalazczości pracowniczej do funkcjonujących obiektów energetycznych, charakteryzujących się ustalonym poziomem techniki i technologii.

Problemy w ocenie efektywności ekonomicznej postępu technicznego mogą występować wówczas, gdy efektem wdrażanego przedsięwzięcia są zmiany w produkcji energii elektrycznej w poszczególnych elektrowniach. Zwiększenie produkcji powinno przede wszystkim mieć miejsce w elektrowniach pracujących w podstawie obciążenia, a zarazem w elektrowniach charakteryzujących się najmniejszymi kosztami zmiennymi wytworzenia

jednostki energii. Zmiany w wielkości produkcji w jednej elektrowni mogą pociągać za sobą /w przypadku gdy nie występuje brak mocy w systemie elektroenergetycznym/ zmiany w wielkości produkcji innych elektrowni, co wpływa na kształtowanie się kosztów wytwarzania w całym układzie energetycznym. Oszczędność lub stratę można wówczas wyliczyć jako saldo zmniejszenia kosztów z tytułu ograniczenia produkcji w jednym ogniwie systemu oraz ich wzrostu w innych, wyrównujących deficyt energii. W celu określenia tych oszczędności lub strat należy wyznaczyć ilość energii, dodatkowo wyprodukowanej w wyniku realizacji danego przedsięwzięcia, którego celem są zmiany w produkcji energii, i rozliczyć na strefy obciążenia, z uwzględnieniem wspomnianych różnic w kosztach zmiennych. [70] Konieczność uwzględnienia stref obciążenia spowodowana jest zmiennością obciążenia systemu elektroenergetycznego w ciągu doby i poszczególnych miesiącach. W okresie jednej doby wyróżnia się cztery strefy obciążenia: nocną, dzienną, popołudniową i tzw. szczyt wieczorny. Strefy te charakteryzują się różnym obciążeniem systemu elektroenergetycznego. Największe obciążenie systemu występuje w szczycie wieczornym, a najniższe - w strefie nocnej /tzw. dolina nocna obciążenia/. W każdej ze stref krańcowe obciążenie systemu jest pokrywane przez elektrownie charakteryzujące się różnymi kosztami zmiennymi. Najniższy poziom tych kosztów w elektrowniach pokrywających krańcowe obciążenie systemu występuje - w strefie nocnej, a najwyższy - w szczycie wieczornym. Poziom kosztów zmiennych w poszczególnych strefach doby zmienia się w miesiącach roku - niższy jest w miesiącach wiosenno-letnich,

a wyższy w miesiącach jesienno-zimowych. Czas trwania poszczególnych stref w ciągu roku wynosi: strefa szczytu wieczornego - 1333 godz., strefa nocna - 3285 godz., strefa popołudniowa - 1707 godz., strefa dzienna - 2435 godz. Łącznie czas pracy poza szczytem obciążenia wynosi 7427 godz. w roku. [71] W tablicy 15 podano poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach pokrywających krańcowe obciążenie systemu w 1974 i 1975 roku dla okresu szczytowego obciążenia i dla poza szczytowych stref obciążenia. [72]

Tablica 15 Poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach pokrywających krańcowe obciążenie systemu w 1974 i 1975 roku

Rok	Wielkość kosztów wytwarzania w razie przyrostu produkcji w strefie		Wielkość kosztów wytwarzania w razie obniżenia produkcji w strefie	
	poza szczytem obciążenia zł/MWh	w szczycie obciążenia zł/MWh	poza szczytem obciążenia zł/MWh	w szczycie obciążenia zł/MWh
1	2	3	4	5
1974	173	257	202	675
1975	166	257	190	675

Źródło: Wytyczne obliczenia efektów stanowiących podstawę do ustalenia wynagrodzeń za projekty wynalazcze s.17

Z danych zestawionych w tablicy 15 wynika, że w 1975 roku w stosunku do 1974 roku nastąpiło w elektrowniach pokrywających krańcowe obciążenie systemu, obniżenie kosztów

produkcji energii elektrycznej w strefach poza szczytem obciążenia.

Poziom kosztów zmiennych i całkowitych, charakteryzujący elektrownie pracujące w szczycie obciążenia systemu, zmienia się w poszczególnych latach. Zasadnicze zmiany w wysokości tych kosztów następują w przypadku zmian cen paliwa i wycofania z eksploatacji starych elektrowni oraz wtedy, gdy przyrost mocy w systemie elektroenergetycznym, uzyskany dzięki wybudowaniu nowych obiektów, przekracza przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

Przedstawione problemy określania efektów ekonomicznych dotyczą tych przedsięwzięć z zakresu postępu technicznego, które wprowadzane są na określonym przez inwestycje poziomie techniki. Postęp techniczny w wytwarzaniu energii elektrycznej realizowany jest jednak głównie przez wprowadzenie do układu elektroenergetycznego nowych obiektów charakteryzujących się wyższymi parametrami techniczno-ekonomicznymi. Próbę określenia takiego postępu, niosącego zmiany w technice i w technologii wytwarzania, podjęła E. Łapińska. [73] Jej zdaniem najbardziej istotny efekt zmian w technice wytwarzania energii elektrycznej polega na obniżeniu jednostkowych kosztów energii, a nakłady na postęp techniczny i efekty dzięki nim uzyskane są zawsze bardzo trudne, często nawet niemożliwe do skwantyfikowania. Może się więc zdarzyć, że analiza kosztów nie pozwoli w tym przypadku na uzyskanie zadawalających wyników. Mimo występujących trudności E. Łapińska ocenia efektywność nowej techniki przez ekonometryczną analizę kosztów. Wyniki przez nią uzyskane prowadzą do wniosku, że zmiany w technice wytwarzania nie wywierają wpływu na koszty całkowite produkcji jednostki energii elektrycznej. Wydaje się,

że z takim wnioskiem nie można się zgodzić. Należy sądzić, że wnioski uzyskane dzięki analizie kosztów wynikają z jednej strony z trudności skwantyfikowania nakładów i efektów postępu technicznego, z drugiej zaś - spowodowane są tym, że najnowocześniejsze elektrownie produkują stosunkowo największą ilość energii elektrycznej, a efekty postępu technicznego bardzo często są ujmowane w jej produkcji. Umożliwia to rozdzielenie wpływu wielkości produkcji na postęp techniczny.

Z rozważań wynika, że w zakresie rachunku ekonomicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej podejmowane są próby oceny efektywności na podstawie syntetycznego miernika, który mógłby stanowić podstawę do podejmowania racjonalnych decyzji. Jest to jednak w wytwarzaniu energii elektrycznej trudne ze względu na kłopoty powstające przy określaniu danych wymagających zastosowanie tego miernika. 74/

Interesującą propozycją syntetycznego miernika kryterium wyboru optymalnego rozwiązania podaje K. Kopecki w jednej z ostatnio opublikowanych prac. 75/ Proponuje on tzw. rozszerzone kryterium minimalizacji nakładów społecznie niezbędnych i przedstawia je praktyce podejmowania decyzji na podstawie kryteriów subiektywnych. Rozszerzone kryterium minimalizacji nakładów społecznie niezbędnych ujmowane jest przez niego jako minimalizacja sumy zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych, kosztów eksploatacyjnych i dodatkowych, niezbędnych do spełnienia żądania ograniczającego lub do wyeliminowania szkody, powstałej wskutek niespełnienia tych żądań. Nakłady te określone są dla zdyskontowanej sumy efektów rocznych. 76/ Forma ta może być zastąpiona kryterium minimalizacji kosztów

rocznych.

Zaletą zaprezentowanego kryterium wyboru optymalnego rozwiązania jest jego kompleksowość polegająca na uwzględnieniu wszystkich danych mających istotne znaczenie dla dokładności obliczeń. Wydaje się jednak, że kryterium to w pewnych warunkach może okazać się niewystarczające. 77/ W wytwarzaniu energii elektrycznej bowiem, przy podejmowaniu decyzji o wprowadzeniu nowej techniki, należy uwzględniać powiązania i implikacje wewnętrzne i zewnętrzne występujące w systemie elektroenergetycznym, a także wynikające z powiązań tego systemu z całą gospodarką. Powiązania te są bardzo różnorodne i nie zawsze można je precyzyjnie określić i skwantyfikować. Ponadto przy zastosowaniu omawianego kryterium mogą wystąpić przypadki, dla których będzie istniało wiele wariantów rozwiązań spełniających to kryterium. Podjęcie decyzji będzie wtedy wymagało zastosowania pewnych dodatkowych kryteriów.

2.6. Analityczne oceny efektywności postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej

Podkreślono już niewystarczający charakter wskaźników syntetycznych, stosowanych w ocenie efektywności postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej. Zastosowanie wskaźników syntetycznych może prowadzić bowiem z jednej strony do otrzymania kilku wariantów rozwiązań jednakowo efektywnych z punktu widzenia zastosowanego miernika, z drugiej zaś - zastosowanie tego miernika napotyka na trudności w kwantyfikacji nakładów i efektów postępu technicznego.

Z tego też względu dla uściślenia wyników obliczeń, przeprowadzonych na podstawie miernika syntetycznego, konieczne będzie wprowadzenie pewnych wskaźników cząstkowych. [78] Przyjęcie dodatkowych kryteriów wyboru, niesprzecznych z kryterium minimalizacji nakładów społecznie niezbędnych, obejmujących całość zagadnienia, wydaje się celowe zarówno przy prognozowaniu rozwoju techniki, jak i retrospektywnej ocenie efektywności wdrażanych technik. Ocena retrospektywna wymaga także stosowania mierników cząstkowych ze względu na duże trudności w zweryfikowaniu miernika opartego na jednym kryterium syntetycznym. Wydaje się, że w wytwarzaniu energii elektrycznej istnieje zestaw takich mierników, które obejmowałyby całość zagadnienia. Ich konstrukcja jednak zależeć będzie od punktu widzenia dokonywanej oceny.

W celu przeprowadzenia oceny efektywności postępu technicznego, realizowanego w długim okresie czasu w wytwarzaniu energii elektrycznej, jako mierniki efektywności tego postępu można traktować:

1. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej.
2. Jednostkowe zużycie paliwa umownego.
3. Wykorzystanie środków trwałych.

Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym i w poszczególnych obiektach systemu można określić mianem wskaźnika systentycznego o charakterze ekonomicznym, a jednostkowe zużycie paliwa oraz wykorzystanie środków trwałych - jako wskaźniki cząstkowe o charakterze technicznym.

Przy przeprowadzeniu oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego w ramach funkcjonujących elektrowni często może być celowe stosowanie mierników uzupełniających. Są to: poziom kosztów zmiennych w elektrowni, zużycie energii na potrzeby własne elektrowni, skrócenie czasu trwania remontów planowych i awaryjnych, zmniejszenie zużycia materiałów i półfabrykatów, zmniejszenie pracochłonności, zmniejszenie ilości szkodliwych związków emitowanych do atmosfery itp.

Ocena efektywności ekonomicznej postępu technicznego w długim okresie czasu w całej branży wytwarzania energii uwzględniać będzie zarówno efekty uzyskane dzięki wprowadzeniu nowej techniki i technologii, jak i efekty wdrażane w ramach określonego poziomu techniki. Oddzielenie w zamierzonej analizie efektów ekonomicznych, uzyskanych dzięki wprowadzeniu nowych bloków energetycznych, od efektów uzyskanych dzięki wdrożeniu przedsięwzięć kwalifikowanych do postępu technicznego w ramach ustalonego poziomu techniki jest bardzo trudne, a często nawet niemożliwe do ilościowego wyodrębnienia.

Szczególnie dogodnym miernikiem efektywności postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej jest jednostkowe zużycie paliwa umownego. Miernik ten jednoznacznie charakteryzuje sprawność wytwarzania energii i jest bardzo przydatny przy dokonywaniu porównań poziomu techniki z innymi krajami. Przy ocenie retrospektywnej zmiany jednostkowego zużycia paliwa informuje w sposób pośredni o efektywności funkcjonowania całego układu elektroenergetycznego oraz stanowi bazę do porównań efektywności ekonomicznej i sprawności technicznej różnych technik wytwarzania. Przy analizie zmian

w kształtowaniu się tego miernika należy uwzględniać czynniki zewnętrzne postępu technicznego, a szczególnie warunki pracy systemu i strukturę wykorzystywanych paliw.

Jednostkowe zużycie paliwa umownego nie może być w każdym przypadku traktowane jako kryterium wyboru techniki wytwarzania. W pewnych warunkach bowiem usprawiedliwiałby budowę zbyt kosztownych obiektów. Miernik ten posiada sens wtedy, gdy ocenia się efektywność ekonomiczną przedsięwzięć z zakresu postępu technicznego w elektrowniach lub systemie elektroenergetycznym opartym na paliwie mineralnym /jak to ma miejsce w polskim systemie/. W sytuacji rosnącego udziału elektrowni wodnych lub atomowych, w strukturze mocy systemu, zużycie paliwa umownego nie może stanowić miernika efektywności stosowanego do oceny postępu technicznego w całym systenie elektroenergetycznym.

Jednostkowe zużycie paliwa decyduje, przy określonych cenach, o poziomie przeciętnych kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej. Stąd ich poziom uważany jest przez niektórych autorów prac za kryterium wdrażania postępu technicznego. Oceniając jednak efektywność ekonomiczną postępu technicznego, wprowadzanego w długim okresie czasu i niosącego zmiany w technice wytwarzania energii, stosowanie tego miernika może nie pozwolić na prawidłową ocenę skutków postępu technicznego. W takich przypadkach bardziej celowe jest dokonanie analizy za pomocą całkowitych jednostkowych kosztów wytwarzania. Pojawia się wtedy jednak szereg trudności. Z jednej strony spowodowane są one zasygnalizowanymi już problemami w skwantyfikowaniu nakładów i efektów postępu technicznego,

z drugiej zaś - wynikają z trudności określenia kosztów porównywalnych. W badanym okresie, tj. w latach 1960-1975, wielokrotnym zmianom uległy ceny paliw oraz ich struktura. Następowały także zmiany w stosowanych stawkach amortyzacyjnych dla poszczególnych maszyn i urządzeń instalowanych w elektrowniach. Wprowadzono również zmiany metodologiczne w obliczaniu wielkości kosztów przez dodawanie lub eliminowanie z nich niektórych składników. Różne tendencje w kształtowaniu się kosztów całkowitych stwarzają duże trudności przy ocenie zmian jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w długim okresie czasu. Dlatego też koszty te można porównywać w różnych okresach jedynie w stopniu przybliżonym.

Trudności w pomiarze jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej zmuszają do poszukiwania nowych metod oceny efektywności ekonomicznej postępu technicznego, które pozwolą wyrazić tę efektywność w sposób pośredni i ocenić z punktu widzenia ekonomicznego występujące trendy w rozwoju techniki. W celu przeprowadzenia takiej oceny posłużono się ekonometryczną analizą kosztów wytwarzania energii i poszczególnych ich składników, a mianowicie: nakładów inwestycyjnych, przypadających na jednostkę zainstalowanej mocy w elektrowniach, i jednostkowego zużycia paliwa umownego.

W latach 1960-1975 zmiany w technice wytwarzania polegały na wprowadzaniu do eksploatacji bloków oraz większych mocy: 50, 125 i 200 MW. Udział zainstalowanej mocy w blokach 200 MW wzrastał w całym systemie elektroenergetycznym.

Rosła również przeciętna moc elektrowni. To wszystko zrodziło potrzebę określenia efektywności ekonomicznej zachodzących zmian. W tym celu posłużono się funkcjami regresji. Założono więc, że o efektywności ekonomicznej i wielkości uzyskanych efektów informować będą parametry estymacji /współczynniki elastyczności/ otrzymane dzięki obliczeniu funkcji regresji o postaci hiperbolicznej, określonej równaniem $y = ax^b$. [79] Jako zmienną niezależną - x przyjęto moc elektrowni, a jako zmienne zależne - poziom jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w tej elektrowni, poziom jednostkowego zużycia paliwa oraz wartość środków trwałych brutto, przypadających na jednostkę zainstalowanej mocy w elektrowni. Tak określona funkcja regresji została obliczona dla trzech okresów, z których każdy jest końcowym rokiem okresu pięcioletniego, tj. dla roku 1965, 1970 i 1975. Wielkość kosztów w omawianych funkcjach regresji została wprowadzona do rachunku w wartościach bieżących. Nie podważa to jednak otrzymanych wyników, ponieważ wartości kosztów wg danych bieżących dla każdego roku nie zmieniają kształtu krzywych i wartości parametrów estymacji, będących wykładnikiem potęgowym zmiennych niezależnych. Otrzymana wartość parametrów estymacji określać będzie elastyczność poszczególnych zmiennych odniesionych do wielkości elektrowni. Informować więc będzie o ile zmienia się w badanym okresie zmienna zależna w przypadku zmiany zmiennej niezależnej o 1%. [80] Różnice w wielkości współczynników elastyczności, otrzymane dla analizowanych lat, pozwolą ponadto określić wpływ zmiany struktury mocy w systemie elektroenergetycznym na efektywność wytwarzania energii. Do obliczeń wprowadzono dane charak-

teryzujące 18 największych elektrowni kondensacyjnych występujących w poszczególnych latach w systemie elektroenergetycznym. [81/] Jest to próbka wystarczająco duża, jeśli zważy się, że udział tych elektrowni w całkowitej mocy systemu elektroenergetycznego przekracza we wszystkich analizowanych latach 80%, a produkcja energii elektrycznej w całkowitej produkcji systemu jest większa od 85%.

Analizę skutków postępu technicznego, przeprowadzoną przy pomocy funkcji regresji, uzupełniono badaniem funkcji trendów występujących w okresie od 1960 do 1975 roku. Dla założonej liniowej postaci tej funkcji metodą najmniejszych kwadratów określono występujący trend kolejno dla pięciu, dziesięciu i piętnastu największych elektrowni w krajowym systemie elektroenergetycznym. [82/] Badanie trendów przeprowadzono dla trzech wielkości: mocy elektrowni, ich produkcji i liczby zatrudnionych w nich pracowników. [83/] Analiza taka pozwoli na ustalenie związku pomiędzy tymi wielkościami i określi występujące zależności pomiędzy mocą elektrowni a skalą produkcji i nakładami pracy żywej, co ma istotne znaczenie przy ocenie efektywności ekonomicznej postępu technicznego.

W wytwarzaniu energii elektrycznej szczególnie istotną rolę w ocenie efektywności działania systemu elektroenergetycznego spełnia wykorzystanie środków trwałych zainstalowanych w elektrowniach. Stało się to decydującą przesłanką przy wyborze wykorzystania środków trwałych, jako miernika oceny skutków postępu technicznego.

W literaturze często można spotkać poglądy, że niezawodność urządzeń pracujących w elektrowniach powinna być jed-

nym z podstawowych parametrów rachunku ich efektywności.[84/] Odpowiednie zwiększenie niezawodności należy traktować jako główny sposób podniesienia efektywności pracujących bloków energetycznych, a metody jej oceny są przedmiotem nielicznych stosunkowo publikacji. Ich autorzy stosują najczęściej zasady rachunku prawdopodobieństwa i statystyki, proponując wskaźniki nie dające się wprowadzić do funkcji kosztów.[85/] W rezultacie straty lub korzyści uzyskane z tytułu obniżenia lub podwyższenia niezawodności maszyn i urządzeń trudno jest skwantyfikować. Dlatego też wydaje się celowe podjęcie próby sformułowania metody, przy pomocy której możnaby określać opłacalność wdrażania do produkcji zamierzeń mających na uwadze zwiększenie czasu wykorzystania środków trwałych.

Zmiana poziomu wytwarzania energii elektrycznej następuje w wyniku wprowadzania do eksploatacji nowych, większych bloków energetycznych, charakteryzujących się bardziej korzystnymi wskaźnikami techniczno-ekonomicznymi. W rezultacie wprowadzenia tych bloków następuje intensyfiacja warunków pracy oraz podwyższenie złożoności konstrukcji. Efektywność ekonomiczna wprowadzania nowej techniki nie zwiększa się jednak w takim stopniu, jakby to wynikało z poprawy wskaźników techniczno-ekonomicznych. Przyczyną tego zjawiska jest obniżenie niezawodności funkcjonowania nowych maszyn i urządzeń wytwórczych. W rezultacie rzeczywista ekonomiczna efektywność wielkich bloków zmniejsza się i często jest niższa od projektowanej. Zjawiska te stwierdzono w trakcie eksploatacji elektrowni. Ponadto zwiększa się tak zwany "czas oswojenia" nowych bloków.

Straty ponoszone przez gospodarkę narodową z tytułu niskiej niezawodności bloków - szczególnie w pierwszych latach eksploatacji - są bardzo duże i niekiedy wyższe od nakładów koniecznych do zabezpieczenia odpowiednio wysokiej niezawodności. Tak duża rola niezawodności działania urządzeń wytwórczych, stosowanych w systemie elektroenergetycznym, wynika z kilku podstawowych przyczyn:

1. Wytwarzanie energii elektrycznej jest dziedziną gospodarki charakteryzującą się najwyższym współczynnikiem technicznego uzbrojenia pracy i wysokim stopniem mechanizacji i automatyzacji;

2. Perspektywy podwyższenia mocy i sprawności urządzeń energetycznych są ograniczone na skutek stopniowego wyczerpywania się możliwości doskonalenia techniki wytwarzania opartej na znanych zasadach. 86/ Ponadto na obniżenie korzyści, wynikających ze stosowania wielkich bloków, wpływają rosnące wymagania w zakresie ochrony środowiska;

3. Wysoka niezawodność gwarantuje niskie koszty wytwarzania energii - wpływa na obniżenie kosztów stałych, przypadających na jednostkę wyprodukowanej energii; 87/

4. Maszyny i urządzenia energetyczne są w naszym kraju przedmiotem eksportu, a zagraniczni kontrahenci domagają się wysokiego stopnia niezawodności.

Analiza efektywności ekonomicznej przedsięwzięć z zakresu postępu technicznego wymaga rozpatrzenia wartości współczynnika wykorzystania mocy bloku. Niska niezawodność uniemożliwia bowiem uzyskanie efektów ekonomicznych dzięki wdrożeniu przedsięwzięć zaliczanych do postępu technicznego i w ten sposób może stanowić barierę na drodze tego postępu. Szereg problemów

podejmowanych przez placówki naukowo-badawcze i rozwiązywanych dla wytwarzania energii elektrycznej jest związanych z polepszeniem wykorzystania środków trwałych zainstalowanych w elektrowniach. W celu poprawy niezawodności funkcjonowania poszczególnych obiektów w systemie ponoszone są poważne nakłady zarówno na realizację prac naukowo-badawczych jak i budowę i eksploatację obiektów. Dla określenia koniecznej wielkości tych nakładów należy sformułować kryterium optymalnej niezawodności maszyn i urządzeń energetycznych. Wydaje się, że przez optymalną niezawodność maszyn i urządzeń energetycznych należy rozumieć taki jej poziom, przy którym koszty wytwarzania energii dla zadanych warunków pracy elektrowni, będą minimalne. 88/

Ocena niezawodności stosowanych w elektrowniach urządzeń wytwórczych dokonywana jest zwykle przy pomocy następujących współczynników:

a/ współczynnika technicznego wykorzystania bloku energetycznego 89/

$$\alpha = \frac{T_p}{T_k} \cdot \frac{P_p}{P_{zn}}$$

gdzie

T_p - czas pracy bloku /maszyny lub urządzenia/ godz.

T_k - liczba godzin w roku,

P_p - przeciętna moc bloku w czasie pracy MW,

P_{zn} - moc znamionowa bloku MW,

b/ współczynnika dyspozycyjności przestawianego przy pomocy wzoru: 90/

$$\beta = \frac{T_p + T_{rez}}{T_k}$$

gdzie

T_p i T_k - jak we wzorze poprzednim,

T_{rez} - czas postoju bloku w stanie gotowości do pracy w godz.,

c/ współczynnika awaryjności wrażanego wzorem 91/

$$\gamma = \frac{T_a}{T_p + T_a}$$

gdzie

T_p - jak we wzorach poprzednich

T_a - czas nieplanowego postoju bloku z tytułu wystąpienia awarii w godz.

Przytoczone współczynniki wyrażają zdolność urządzeń wytwórczych do produkcji energii i są stosowane w praktyce. Mają one jednak charakter techniczny i praktycznie żaden z reprezentowanych współczynników nie może służyć jako parametr pomocny przy określaniu efektywności ekonomicznej wprowadzanych przedsięwzięć mających na celu zwiększenie niezawodności funkcjonowania obiektu. Można jednak podjąć próbę skonstruowania takiego współczynnika. Wydaje się że współczynnik taki można nazwać ekonomicznym współczynnikiem wykorzystania mocy bloku i przedstawić w postaci:

$$\varepsilon = \frac{K_o}{K_o + K}$$

gdzie

ε - ekonomiczny współczynnik wykorzystania mocy bloku,

K_o - koszty eksploatacyjne obiektu przy założeniu współczynnika dyspozycyjności na poziomie równym 1 w zł/rok,

K - dodatkowe koszty eksploatacyjne powstałe w systemie elektroenergetycznym z tytułu obniżonej dyspozycyjności obiektu w zł/rok.

Wskutek podwyższenia niezawodności maszyn i urządzeń, wyrażającej się w zwiększeniu współczynnika dyspozycyjności lub zmniejszeniu współczynnika awaryjności, może wystąpić kilka rodzajów efektów wynikających ze zmniejszenia:

- deficytu energii na skutek wystąpienia awarii w momencie gdy elektrownie, pokrywające krańcowe obciążenie systemu elektroenergetycznego, nie będą posiadały dostatecznie dużej mocy;
- nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych w elektrowniach;
- całkowitych jednostkowych kosztów zmiennych w systemie;
- jednostkowych kosztów zmiennych w elektrowni, o blokach pracujących z wyższą niezawodnością, przez wyeliminowanie strat występujących podczas rozruchu bloków;
- nakładów na nieplanowe remonty maszyn i urządzeń.

Efekty ekonomiczne uzyskane w wyniku zmniejszenia deficytu energii elektrycznej, powstałego na skutek awaryjnego braku mocy w systemie, można obliczyć przy pomocy wzoru:

$$\Delta E_d = s\, P/T_2 - T_1/ \qquad /1/$$

gdzie ΔE_d - efekty ekonomiczne uzyskane w wyniku zmniejszenia deficytu energii w zł,

s - przeciętne straty poniesione przez gospodarkę narodową z tytułu deficytu jednostki energii elektrycznej w zł/MWh,

P - moc obiektu /bloku, elektrowni/ w zł/MW,

T_1 - roczny czas pracy obiektu przed podwyższeniem niezawodności w godz/rok,

T_2 - roczny czas pracy obiektu po podwyższeniu niezawodności w godz/rok.

Drugim źródłem efektów uzyskanych dzięki poprawie niezawodności urządzeń energetycznych jest zmniejszenie nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych poniesionych na budowę i eksploatację elektrowni pracujących w szczycie obciążenia. Wielkość tych efektów można wyrazić wzorem [92]

$$\Delta E_s = n_j r \Delta P_s + \Delta b \Delta P_s c_p /T_2 - T_1/ \qquad /2/$$

gdzie

ΔE_s - zmniejszenie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych wyniku uniknięcia budowy lub rozbudowy elektrowni pracującej w szczycie obciążenia w zł,

n_j - jednostkowe nakłady inwestycyjne w elektrowniach szczytowych w zł/MW,

r - współczynnik dyskontujący /rata rozszerzonej reprodukcji/

ΔP_s - zmniejszenie mocy elektrowni szczytowych w MW

Δb - dodatkowe zużycie paliwa przy dostarczaniu mocy z elektrowni szczytowych w kg/MWh,

c_p - cena paliwa w elektrowniach szczytowych w zł/tonę,

T_2 i T_1 - jak we wzorze /1/,

Zmniejszenie jednostkowych kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym w przypadku zmniejszenia awaryjności bloków pracujących w podstawie obciążenia będzie równe [93]

$$\Delta E_z = \sum_{i=1}^{i=4} \sum_{j=1}^{j=12} P_z \, /T_2 - T_1/ \, /k_{zs} - k_z/ \qquad /3/$$

gdzie

ΔE_z - zmniejszenie kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej w zł

P_z - moc rozpatrywanego bloku lub elektrowni, w której nastąpiło zmniejszenie awaryjności w MW,

T_2 i T_1 - jak we wzorach /1/ i /2/,

k_{zs} - jednostkowe koszty zmienne elektrowni pokrywającej krańcowe obciążenie systemu w warunkach awarii w zł/MWh,

k_z - jednostkowe koszty zmienne rozpatrywanej elektrowni w zł/MWh,

i = 1 do 4 - strefy doby w poszczególnych miesiącach,

j = 1 do 12 - kolejne miesiące w roku.

Zmniejszenie awaryjności bloków /elektrowni/ pracujących w podstawie obciążenia spowoduje także zmniejszenie kosztów wytwarzania energii w rozpatrywanej elektrowni. Zmniejszenie to otrzyma się przede wszystkim dzięki zmniej-

szeniu zużycia paliwa w czasie rozruchów /poawaryjne rozruchy bloków zostają wyeliminowane/. Wielkość efektów uzyskanych z tego tytułu można przedstawić przy pomocy wzoru [94]

$$\Delta E_p = b_r \; c_r \; \Delta n \qquad /4/$$

gdzie

ΔE_p - efekty ekonomiczne uzyskane dzięki uniknięciu poawaryjnych rozruchów bloków energetycznych w zł,

b_r - zużycie paliwa w czasie jednego rozruchu w tonach,

c_r - cena paliwa w zł/tonę,

Δn - wyeliminowana liczba rozruchów dzięki zmniejszeniu ilości nieplanowanych odstawień bloków.

Kolejnym źródłem efektów ekonomicznych otrzymanych w wyniku zmniejszenia awaryjności bloków są oszczędności wynikające z wyeliminowania dodatkowych nakładów na nieplanowe remonty. Wielkość tych oszczędności wyraża się wzorem [95]

$$\Delta E_{rm} = \sum_{i=1}^{n} /c_i + t_i \; p_{śr} \; \varkappa \; /m_i \qquad /5/$$

gdzie

ΔE_{rm} - efekty ekonomiczne uzyskane dzięki zmniejszeniu nakładów na nieplanowe remonty w zł,

c_i - cena i - tego elementu wymienianego w czasie remontu w zł,

t_i - pracochłonność wymiany lub naprawy "i" elementu w roboczogodz,

$p_{śr}$ - średnia płaca pracownika w zł/godz.,

$\varkappa$ - współczynnik kosztów wydziałowych i ogólnozakładowych,

m_i - zmniejszenie liczby pozaplanowych wymian lub napraw elementu "i",

$1 \ldots n$ n - liczba wymieninach lub naprawianych elementów.

Podniesienie dyspozycyjności bloków energetycznych wymaga ponoszenia dodatkowych nakładów na inwestycje lub remonty i modernizacje. Mogą być też wymagane zmiany technologii wykonania poszczególnych maszyn i urządzeń wchodzących w skład bloku, co jest zwykle związane z wydatkowaniem dodatkowych środków u producentów maszyn i urządzeń. W celu zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia awarii wykorzystuje się niekiedy w elektrowniach obniżenie technologicznych parametrów czynnika roboczego /pary wodnej/. W rezultacie takich zabiegów może nastąpić wzrost kosztów w sferze eksploatacji. Wielkość dodatkowych nakładów, jakie zdecydowano się ponosić w celu zmniejszenia awaryjności obiektów, waraża się następującym wzorem:

$$\Delta K_d = /I_o + I_p/r + I_e \qquad /6/$$

gdzie ΔK_d - efekty ekonomiczne wyrażone przez wzrost kosztów w sferze eksploatacji elektrowni oraz u producenta maszyn i urządzeń w zł,

I_o - dodatkowe nakłady inwestycyjne lub modernizacyjne przypadające na blok lub elektrownię w zł,

I_p - dodatkowe nakłady u producenta maszyn i urządzeń w zł

r - współczynnik dyskontujący, jak we wzorze /2/,

I_e - dodatkowe nakłady eksploatacyjne w zł.

Zgodnie z przytoczonymi wzorami /1/ do /6/, wprowadzenie przedsięwzięcia, którego celem jest zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii będzie opłacalne gdy spełniony będzie warunek

$$\Delta E_s + \Delta E_z + \Delta E_d + \Delta E_m + \Delta E_p - \Delta K_d \geqslant 0 \qquad /7/$$

Gdy w systemie elektroenergetycznym nie będzie występował brak mocy - wielkość $E_d = 0$, ponadto wyrażenie E_p przedstawiające oszczędności uzyskane dzięki zmniejszeniu zużycia paliwa w trakcie rozruchów posiada niewielką wartość w porównaniu z innymi składnikami wzoru /7/ i można je w zasadzie pominąć. Ostatecznie wzór /7/ można przedstawić w postaci:

$$\Delta E_z + \Delta E_{rm} + \Delta E_s - \Delta K_d \geqslant 0 \qquad /8/$$

Przedstawione zależności pozwalają ocenić efektywność ekonomiczną wszelkich przedsięwzięć z zakresu postępu technicznego mających na celu zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii, a przez to także poprawę wykorzystania środków trwałych zainstalowanych w elektrowniach. Zależności te mogą również stanowić pewną podstawę dla oceny efektywności ekonomicznej procesu automatyzacji wytwarzania energii elektrycznej, ponieważ jednym z zasadniczych celów automatyzacji w tej dziedzinie produkcji jest zapewnienie ciągłej i niezawodnej pracy urządzeń wytwórczych.

Rozdział 3 EKONOMICZNA EFEKTYWNOŚĆ POSTĘPU TECHNICZNEGO W WYTWARZANIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Ekonomiczne i techniczne przesłanki koncentracji mocy w wytwarzaniu energii elektrycznej

Koncentracja mocy i produkcji energii w poszczególnych obiektach systemu elektroenergetycznego dokonuje się w drodze wzrostu mocy jednostkowej bloku energetycznego i elektrowni. Ze szczególną siłą ujawniają się przede wszystkim tendencje do zwiększenia mocy turbozespołów. Szybkie zmiany w tym zakresie zachodziły w dziesięcioleciu 1960-1970. W latach tych jednostkowa moc prototypowych maszyn i urządzeń wytwórczych wzrastała w niektórych krajach świata od 200 - 1000 MW.

Zjawisko koncentracji mocy w jednym agregacie prądotwórczym ma źródła głównie w efektach ekonomicznych, które spodziewano się uzyskać dzięki instalowaniu jednostek o coraz większych mocach. Efekty te polegają na zmniejszeniu wielkości nakładów inwestycyjnych przypadających na jednostkę zainstalowania mocy, korzystnej zmianie struktury nakładów inwestycyjnych /obniżenie udziału nakładów na pracę budowlano-montażowe w całkowitych nakładach oraz zmniejszenie zużycia materiałów i półfabrykatów na jednostkę zainstalowanej mocy/ oraz poważną poprawę wskaźników techniczno-ekonomicznych, a przede wszystkim wzrost sprawności obiegu termodynamicznego. 96/ W efekcie występuje zdecydowane zmniejszenie zużycia ciepła na jednostkę wytworzoną energii elektrycznej, a więc również zmniejszenie jednostkowego zużycia paliwa umownego, oraz obniżenie zużycia energii na potrzeby własne

i zmniejszenie zatrudnienia na 1 MW zainstalowanej mocy. Stwierdza się także mniej niż proporcjonalne przyrosty powierzchni oraz kubatury budynków produkcyjnych, co jest źródłem degresji nakładów na budynki. Ogólnie należy więc stwierdzić, że w wyniku wzrostu mocy maszyn i urządzeń wytwórczych otrzymuje się zmniejszenie nakładów inwestycyjnych i rocznych kosztów eksploatacyjnych. 97/

Przy omawianiu korzyści instalowania wielkiej mocy bloków nie można zapominać o potencjalnych niekorzystnych skutkach tych przedsięwzięć, związanych głównie z zanieczyszczeniem środowiska. Spowodują one tym większe straty w gospodarce narodowej, im większy procent związków siarki będą posiadały spalone paliwa. 98/

Wraz ze wzrostem mocy bloków energetycznych ulega zmianie poziom zastosowanej techniki, następuje intensyfikacja warunków pracy i wzrost złożoności konstrukcji. Każdy więc blok większej mocy charakteryzuje się lepszymi parametrami termodynamicznymi i technicznymi. Zwiększenie sprawności termodynamicznej obiegu cieplnego wymaga przede wszystkim wzrostu ciśnienia czynnika roboczego /wzrost ciśnienia pary dolotowej do turbiny/. Sam wzrost ciśnienia jest jednak niekorzystny, gdyż powoduje spadek sprawności wewnętrznej turbiny ze względu na pracę ostatnich łopatek turbiny w obszarze pary wilgotnej, o stosunkowo dużej zawartości cząstek wody, co jest przyczyną spadku sprawności technicznej turbiny i zmniejszenia trwałości wirnika ze względu na silne działanie erozji. 99/

Zlikwidowanie tych niekorzystnych zjawisk wymagało wzrostu temperatury czynnika roboczego /wzrost temperatury pary dolotowej/, przez co zmniejszy się stopień wilgotności

pary wilgotnej i zmieniły się warunki pracy ostatnich łopatek turbiny. Wzrost ciśnienia temperatury spowodował zmniejszenie objętości właściwej pary wodnej, co pozwala przemieszczać tę samą ilość pary kanałami doprowadzającymi o mniejszych średnicach. Ze względu na możliwość wystąpienia znacznego wzrostu oporów tarcia i w następstwie spadku sprawności, nie należy zmniejszać średnicy kanałów. Stosunkowo duże średnice kanałów doprowadzających czynnik roboczy, przy wysokim ciśnieniu i temperaturze, umożliwiają zwiększenie ilości przepływającego czynnika roboczego. Ilość ta jest w uproszczeniu, wprost proporcjonalna do mocy turbiny. [100] Otrzymuje się więc dużą moc jednostkową i wysoką sprawność termodynamiczną obiegu. Wzrost parametrów pary wodnej napotyka jednak na szereg barier. Najważniejszą z nich jest brak odpowiednich materiałów, które zagwarantowałyby niezawodną i długotrwałą pracę w trudnych termodynamicznych warunkach. Wymagania te częściowo spełnia kosztowna stal austenityczna odporna na temperatury powyżej 540°C. Jest ona stosowana we wszystkich blokach, pracujących przy zastosowaniu nadkrytycznych parametrów pary wodnej,

Przy parametrach nadkrytycznych pary wodnej występują bardzo trudne warunki pracy, w wyniku których rośnie współczynnik awaryjności, co obniża efekty wielkiej skali produkcji. Ze względu na te trudności bloki o mocy 200 MW, stosowane w elektroenergetyce polskiej, pracują przy wykorzystaniu umiarkowanych parametrów pary /ciśnienie ok. 130 ata, temperaturze ok. 540°C/, a do ich budowy wykorzystuje się głównie stal żaroodporną.

Dodatkowym zabiegiem mającym na celu poprawę sprawności obiegu cieplnego jest stosowanie przegrzewu międzystopniowe-

go pary wodnej pomiędzy wysokoprężną a średnioprężną częścią turbiny dużej mocy. Korzyści takiego przegrzewu wyrażają się w zmniejszeniu zużycia ciepła na jednostkę wytworzonej energii. To zmniejszenie jednostkowego zużycia paliwa umownego wpływa na obniżkę kosztów eksploatacyjnych.

W tablicy 16 przedstawiono techniczno-ekonomiczne wskaźniki charakteryzujące elektrownie kondensacyjne /wg danych radzieckich/. Podano w niej dane dla czterech elektrowni kondensacyjnych charakteryzujących się zarówno różną całkowitą mocą, jak też mocą jednostkową zainstalowanych w nich bloków i zastosowanymi parametrami czynnika roboczego. Z tabeli tej wynika, że wraz ze wzrostem wielkości bloków i podwyższeniem parametrów czynnika roboczego przedstawione wskaźniki techniczno-ekonomiczne uległy zdecydowanemu zmniejszeniu. Na ekonomiczną efektywność zastosowanej techniki wytwarzania szczególnie wpływ ma zużycie paliwa umownego i obniżenie kosztów eksploatacyjnych, oraz wielkości jednostkowych nakładów inwestycyjnych.

Z przedstawionych przesłanek ekonomicznych i technicznych dotyczących wprowadzania do eksploatacji wielkich bloków energetycznych oraz z przytoczonych danych w tabeli wynika, że wykorzystanie jednego składnika postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej wymaga wprowadzenia innego składnika tego postępu. Ze względu na występowanie silnych zależności pomiędzy głównymi składnikami postępu technicznego, należy je wprowadzać jednocześnie, co pozwoli uzyskać wysokie efekty ekonomiczne w postaci zmniejszenia kosztów eksploatacyjnych i nakładów inwestycyjnych. Osiągnięcie więc wysokiej opłacalności instalowania wielkości agregatów prądotwórczych wymaga stosowania wyższych parametrów czynnika roboczego, wysokiego

Tablica 16 Wskaźniki techniczno-ekonomiczne elektrowni kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym

Wskaźnik	Jednostka miary	Moc elektrowni, liczba i typ zainstalowanych bloków				
		600MW= =6x100MW -90ata/535°C	1200MW= =6x200MW- -130ata/ /535°C	2400MW= =6x400MW- -240ata/ /565°C	3000MW= =6x500MW- 240ata/ /565°C	4800MW= =6x800MW- -240ata/ /565°C
1	2	3	4	5	6	7
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	rub/kW	136	116	122	117	113,5
Jednostkowe nakłady inwestycyjne elektrownia 600MW= 100%	%	100,0	85,3	89,3	96,3	83,0
Liczba pracowników na jednostkę zainstalowanej mocy	rub/MW	1,33	0,55	0,38	0,25	0,18
Liczba pracowników na jednostkę zainstalowanej mocy-elektrownie 600MW=100%	%	100,0	41,4	27,8	18,6	13,5
Jednostka zużycia paliwa umownego brutto	g/kWh	375	344	331	339	326
Jednostkowe zużycie paliwa umownego brutto-elektrownie 600MW=100%	%	100,0	91,8	88,5	90,2	87,1
Względny czas budowy	miesiące / 100MW	8,0	3,8	2,4	1,8	1,2
Względny czas budowy - elektrowni 600MW=100%	%	100,0	47,5	30,0	22,5	15,0

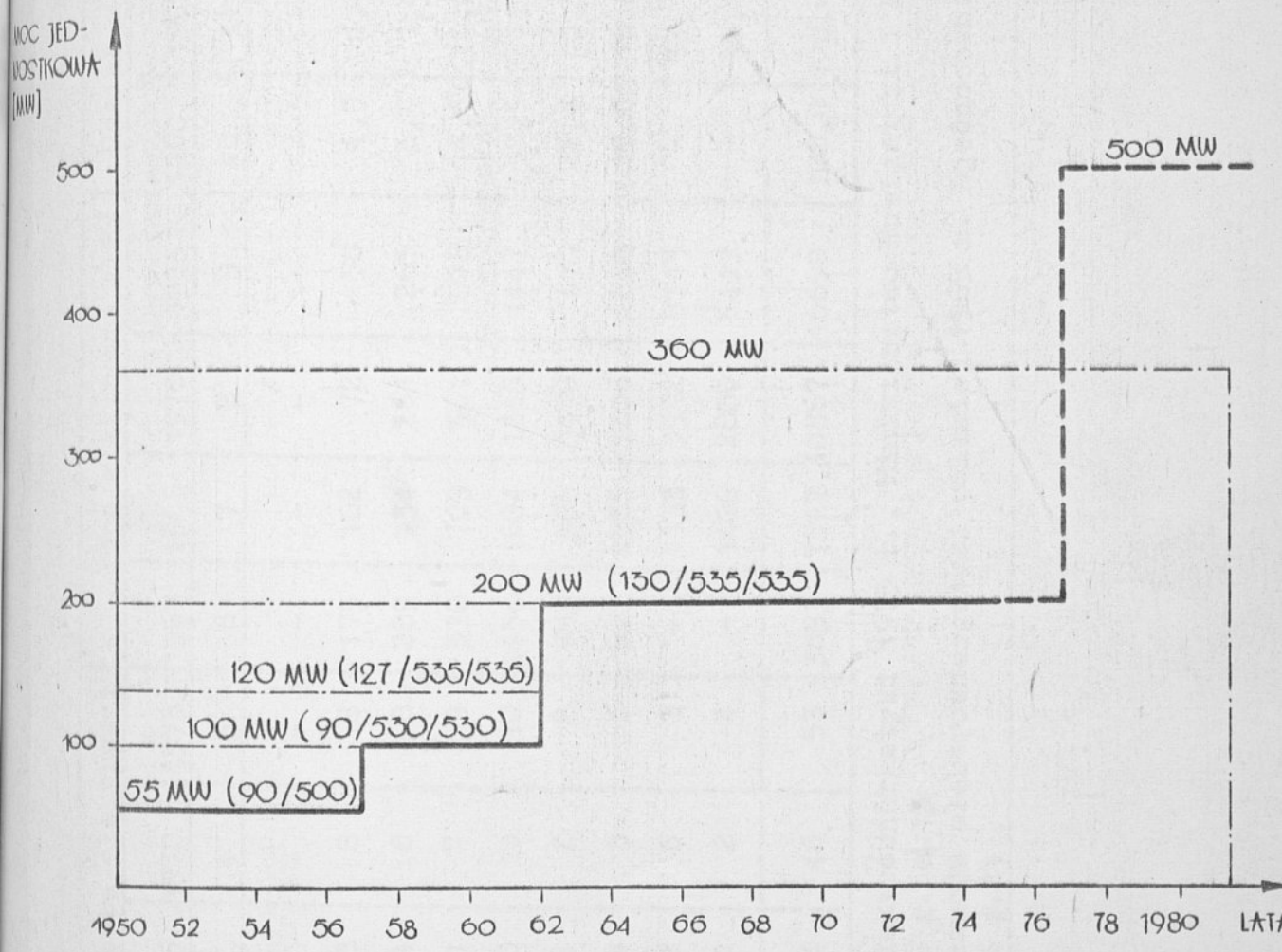
1	2	3	4	5	6	7
Koszt produkcji energii /cena paliwa = 18 rubli /tnp/	kopiejek / KWh	0,97	0,86	0,80	0,77	0,76
Koszt produkcji energii /cena paliwa = 18 rubli /tpn - elektrownie 600 MW = 100%	%	100	88,7	83,6	79,5	78,5

Źródło: S.L. Poszechonov - Ekonomika nodeżnosti energiczeskich maszyn, Moskwa 1975 s.59 oraz obliczenia własne

poziomu mechanizacji, automatyzacji oraz możliwie dużej niezawodności pracujących urządzeń wytwórczych.

W warunkach polskiej energetyki nie można określić zmian w kształtowaniu się wskaźników techniczno-ekonomicznych dla bloków energetycznych o mocy przekraczającej 200 MW. Od roku 1962 do chwili obecnej moc znamionowa największego bloku w krajowym systemie elektroenergetycznym wynosi 200 MW. Pierwsze bloki o mocy 360 i 500 MW planuje się oddać do eksploatacji w latach 1977 - 1980. Wzrost mocy znamionowej największych bloków w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 1952-1975 przedstawiono na wykresie 9, z którego wynika, że w latach 1952-1962 następowało co cztery lata podwojenie mocy największego bloku. Od 1962 roku nie następował wzrost mocy jednostkowego bloku, a podwojenie mocy nastąpi prawdopodobnie po 15 latach. Podobnie od 15 lat nie uległy zmianie parametry czynnika roboczego.

Intensyfikacja wytwarzania energii elektrycznej w polskim systemie elektroenergetycznym w okresie ostatnich 15 lat praktycznie nie zachodziła w wyniku zwiększenia mocy jednostkowej maszyn i urządzeń wytwórczych i zwiększania parametrów czynnika roboczego, lecz związana była przede wszystkim z budową dużych elektrowni, w których wprowadzono bloki 200 MW. W wyniku tych zabiegów nastąpiła zmiana struktury mocy w systemie elektroenergetycznym. W latach 1960 - 1975 obserwuje się w elektroenergetyce polskiej systematyczny wzrost przeciętnej mocy zainstalowanej w elektrowni cieplnej. W tablicy 17 przedstawiono moc zainstalowaną w krajowych elektrowniach zawodowych różnych mocy w latach 1960 - 1974, a w tablicy 18 - wartości kilku najważniejszych wskaźników techniczno-ekonomicznych, charakteryzujących polskie cieplne elektrownie zawodowe w ostatnim piętnastoleciu.



WYKRES 9. WZROST MOCY ZNAMIONOWEJ NAJWIĘKSZEGO TURBOZESPOŁU W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

W NAWIASACH PODANO ZASTOSOWANE PARAMETRY PARY WODNEJ

Tablica 17 Podział cieplnych elektrowni zawodowych wg wielkości zainstalowanej mocy w latach 1960-1975

Podział mocy	Liczba elektrowni				Moc elektrowni /MW/				Udział w mocy /%/			
	1960	1965	1970	1975	1960	1965	1970	1975	1960	1965	1970	1975
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
do 1 MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
od 1 - 20 MW	12	8	8	8	179	102	72	58	4,3	1,4	0,7	0,4
od 20 - 50 MW	18	4	8	8	289	134	261	265	6,8	1,8	2,4	1,6
od 50 - 100 MW	13	11	7	9	570	769	561	678	15,6	10,2	5,2	4,0
od 100- 200 MW	11	10	10	10	1454	1604	1565	1447	32,5	21,4	14,4	8,7
od 200- 300 MW	2	4	2	2	593	985	470	470	22,0	13,1	4,2	2,8
od 300- 500 MW	2	4	3	4	828	1385	1206	1640	18,0	18,4	11,1	9,8
od 500-1000 MW	-	2	6	8	-	1133	3932	5713	-	15,1	36,2	34,2
ponad 1000 MW	-	1	2	4	-	1400	2800	6419	-	18,6	25,8	38,5
Razem	59	44	46	53	3893	7517	10867	16690	100,0	100,0	100,0	100,0

Źródło: 1. Statystyka elektroenergetyki 1975 r., Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej Warszawa 1976 r. s.13
2. Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej 1965 r. Zjednoczenie Energetyki Warszawa 1966 s.21

Tablica 18 Niektóre wielkości charakteryzujące cieplne elektrownie zawodowe w latach 1960-1975

Wskaźniki	Jednostka miary	Rok			
		1960	1965	1970	1975
1	2	3	4	5	6
Przeciętna moc elektrowni cieplnej	MW	81,0	170,7	236,2	279,0
Najwyższa moc elektrowni cieplnej	MW	300	400	1400	2000
Przeciętna moc turbozespołu w elektrowni cieplnej	MW	19,6	37,2	48,7	63,6
Najwyższa moc turbozespołu	MW	100	200	200	200
Liczba turbozespołu o mocy 200 MW	szt	-	7	15	42
Liczba turbozespołów o mocy 120 MW	szt	-	8	22	22
Średnia sprawność wytwarzania energii elektrycznej	%	23,3	27,8	29,0	30,2

Źródło: 1. Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej, roczniki 1960 i 1965. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1961 i 1966 s.3.
2. Statystyka elektroenergetyki 1975 r. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej, Warszawa 1976 r. s.3

Z tablic wynika, że zmiany w strukturze mocy w systemie elektroenergetycznym zachodziły w szczególnie szybkim tempie w latach 1960 - 1965, a więc podczas uruchamiania bloków 200 MW. Stosunkowo wysokie tempo zmian daje się zaobserwować również w latach 1970 - 1975 /tabl.17/, co ma związek z modernizacją istniejących i budową nowych elektrowni.

Przedstawione zjawiska potwierdza także udział mocy zainstalowanej w różnych turbozespołach cieplnych elektrowni zawodowych w całkowitej mocy systemu elektroenergetycznego. Podział turbozespołów wg wielkości ich mocy w latach 1960, 1965, 1970 i 1975 podano w tablicy 19.

Maszyny i urządzenia zainstalowane w elektroenergetyce polskiej mimo niezbyt wysokich mocy i parametrów pary wodnej, w porównaniu z innymi rozwiniętymi krajami, charakteryzują się stosunkowo krótkim okresem eksploatacji i wiekiem, wynikającym z wysokiego tempa rozbudowy potencjału energetycznego. W elektrowniach cieplnych zawodowych wartość majątku trwałego uzyskana w latach 1971 - 1975 wynosiła 43,0% ogólnej wartości zaangażowanych środków trwałych. Ten sam odsetek wartości środków trwałych, zawartych w elektrowniach oddanych do eksploatacji w latach 1961 - 1970 i 1949 - 1960, wynosił odpowiednio 38,1 i 16,0%, pozostałe 2,9% wartości tych środków reprezentują maszyny i urządzenia zainstalowane przed 1946 rokiem. [101/] Prawie połowę więc wartości środków trwałych, zaangażowanych w cieplnych elektrowniach zawodowych, reprezentują maszyny i urządzenia charakteryzujące się wyższą sprawnością przetwarzania energii i okresem eksploatacji, nie dłuższym niż 5 lat.

3.2. Jednostkowe zużycie paliwa w warunkach zmiany struktury mocy w systemie elektroenergetycznym

Ogólne dane statystyczne dotyczące zmian w kształtowaniu się jednostkowego zużycia paliwa umownego w energetyce polskiej i wybranych krajach świata oraz zasadnicze czynniki wpływające na wartość tego miernika podano w rozdziale 1. W tej części problematyka ta zostanie poddana dalszej analizie.

Jednostkowe zużycie paliwa umownego brutto lub netto zależy od czterech zasadniczych czynników:

1. Sprawności wytwarzania energii elektrycznej;
2. Kaloryczności spalonego paliwa;
3. Udziału wielkości produkcji energii elektrycznej wytworzonej w gospodarce skojarzonej w stosunku do całkowitej ilości wyprodukowanej energii elektrycznej;
4. Możliwości uzyskania ekonomicznego rozdziału obciążeń systemu.

Sprawność elektrowni jest podstawowym czynnikiem określającym jednostkowe zużycie paliwa. 102/ Zależy ona od sprawności: kotła, rurociągów, teoretycznego obiegu cieplnego, sprawności teoretycznej i mechanicznej turbiny, sprawności generatora oraz, w przypadku gdy mierzy się wartość zużycia paliwa netto, od wielkości zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne.

Drugim czynnikiem poprawy omawianego wskaźnika jest wzrost odsetka produkcji energii elektrycznej w gospodarce skojarzonej, polegającej na jednoczesnej produkcji energii elektrycznej i cieplnej. Produkcja taka zmniejsza ilość oddawanego ciepła do skraplaczy, dzięki czemu znacznie wzrasta sprawność obiegu i zmniejsza się zużycie ciepła na wytworzenie jednostki energii.

Tablica 19 Podział turbozespołów cieplnych elektrowni zawodowych wg wielkości zainstalowanej mocy w latach 1960 - 1965

Stan na koniec roku

Podział mocy	Liczba turbozespołów				Moc turbozespołów				Udział w mocy %			
	1960	1965	1970	1975	1960	1965	1970	1975	1960	1965	1970	1975
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
do 5 MW	58	24	22	17	150	63	59	47	3,6	0,8	0,5	0,3
od 5 - 10 MW	43	30	29	26	360	277	267	228	8,5	3,8	2,5	1,4
od 10 - 20 MW	40	38	35	31	607	580	540	477	14,4	7,7	5,0	4,8
od 20 - 40 MW	42	49	54	55	1234	1452	1581	1614	29,2	19,3	14,5	9,7
od 40 - 80 MW	29	40	40	45	1560	2120	2120	2390	37,1	28,2	19,5	14,3
od 80 - 130 MW	3	14	28	30	300	1620	3300	3534	7,1	21,6	30,4	21,2
od 130- 200 MW	-	7	15	42	-	1400	3000	8400	-	18,6	27,6	50,3
Razem	215	202	223	246	4210	7512	10867		100	100	100	100

Źródło: Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej, roczniki 1965 i 1970, Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1961 i 1971.
Statystyka elektroenergetyki 1975 r., Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej, Warszawa 1976.

Prawie cała energia skojarzona /cieplna i elektryczna/ jest produkowana w elektrowniach na węglu kamiennym. Udział elektrowni opalanych węglem kamiennym, w produkcji skojarzonej energii elektrowni cieplnych przekraczał we wszystkich analizowanych latach 95%. [103/]

Natomiast udział energii elektrycznej wytworzonej w gospodarce skojarzonej, w całkowitej produkcji energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowniach cieplnych, wynosił w latach 1960, 1965, 1970 i 1975 odpowiednio: 4,5, 4,9, 5,7, i 6,5%. [104/]

Jednostkowe zużycie paliwa umownego na wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu jest znacznie mniejsze niż w przypadku obiegów kondensacyjnych. W tablicy 20 podano wielkość jednostkowego zużycia paliwa w produkcji skojarzonej i w elektrowniach kondensacyjnych oraz odpowiadającą temu zużyciu sprawność brutto produkcji energii.

Tablica 20 Jednostkowe zużycie paliwa i sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu i w obiegu kondensacyjnym w latach 1965-1975

Rok	Sprawność brutto w %		Wskaźnik jednostkowego zużycia paliwa /g/kWh/		Stosunek sprawności w skojarzeniu i kondensacji
	w skojarzeniu	w kondensacji	w skojarzeniu	w kondensacji	
1	2	3	4	5	6
1965	72,0	29,3	171	419	2,46
1970	72,5	30,3	169	405	2,39
1975	73,6	32,6	167	377	2,26

Źródło: Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw podległych Zjednoczeniu Energetyki w 1975 roku. Zjednoczenie Energetyki, 1976 - s.59

Z tablicy tej wynika, że sprawność nowych bloków kondensacyjnych rośnie znacznie szybciej niż sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu. Przyczyną tego zjawiska jest zmniejszająca się, w stosunku do elektrowni kondensacyjnych, sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu. W rezultacie w latach 1960 - 1975 stosunek sprawności wytwarzania energii elektrycznej w gospodarce skojarzonej do sprawności obiegu kondensacyjnym w badanym okresie systematycznie malał. Mimo tego jednak każda kWh wyprodukowana w gospodarce skojarzonej zamiast w obiegu kondensacyjnym przynosiła oszczędności w zużyciu paliwa równe 210 g/kWh. W roku 1975 wyprodukowano w skojarzeniu 5 474 GWh energii elektrycznej na 85 705 GWh wyprodukowanych w cieplnych elektrowniach zawodowych, co pozwoliło zaoszczędzić 1 150 tys. ton paliwa umownego. [105/] Odpowiada to około 1 780 tys. ton węgla energetycznego o wartości opałowej 4 500 kcal/kg. W wyniku tych oszczędności przeciętny wskaźnik jednostkowego zużycia paliwa umownego w energetyce zawodowej jest o 14 g/kWh niższy niż w przypadku układów wyłącznie kondensacyjnych.

W praktyce o włączeniu lub wyłączeniu określonego bloku energetycznego lub elektrycznego na podstawie kształtowania się wielkości kosztów zmiennych w systemie decyduje Państwowa Dyspozycja Mocy. W warunkach występowania dostatecznej mocy rezerwowej w systemie istnieje możliwość zmniejszania tych kosztów.

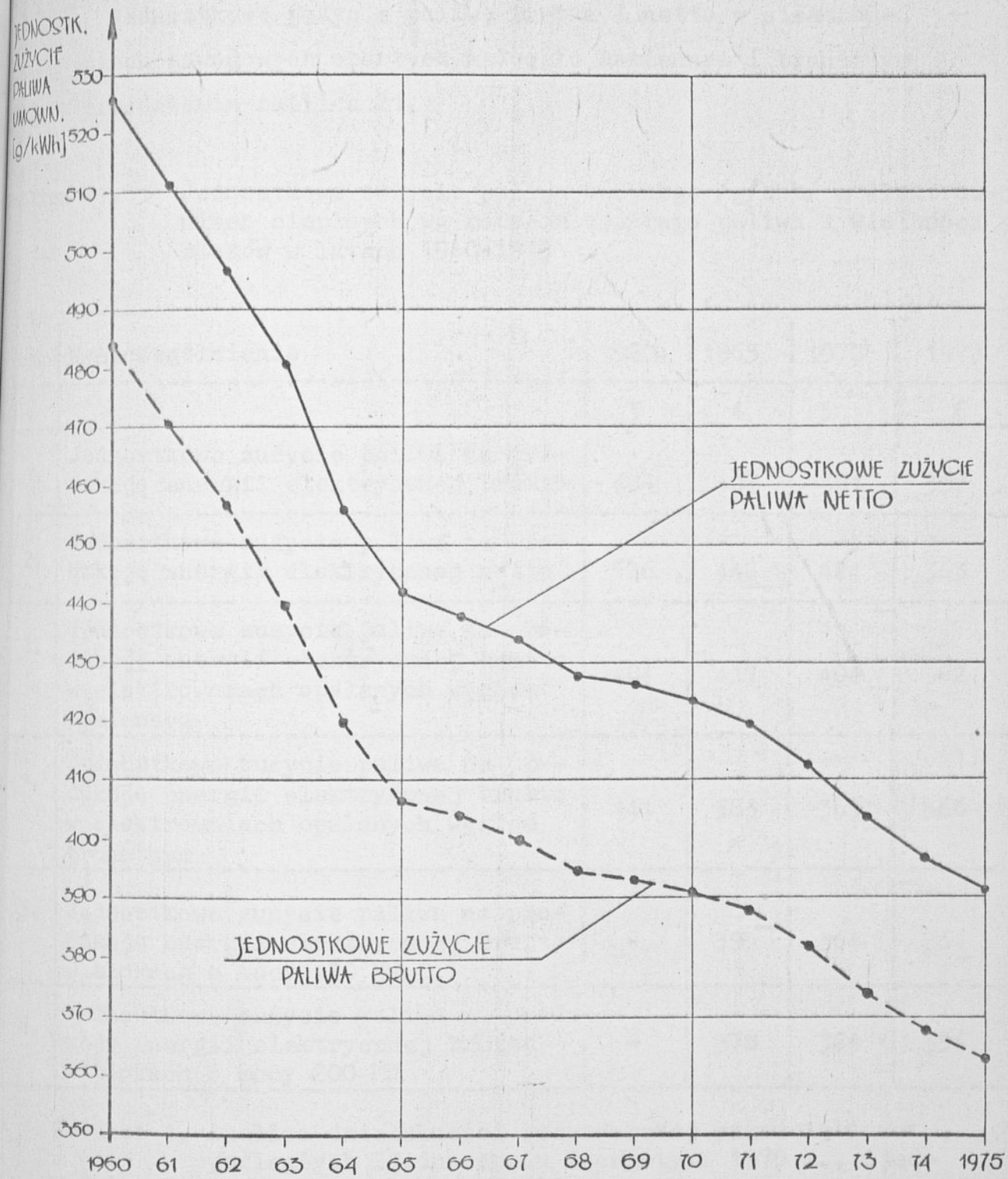
Poziom kosztów zmiennych przy stałej strukturze paliw jest bezpośrednio związany z jednostkowym zużyciem paliwa. Ekonomiczny rozdział obciążeń nie zależy jednak od poziomu zastosowanej techniki wytworzenia, a jest funkcją określoną przez zewnętrzne czynniki postępu technicznego.

W okresie 1960 - 1975 w elektroenergetyce polskiej osiągnięto dość znaczne zmniejszenie jednostkowego zużycia paliwa. Wartość tych zmian przedstawiono na wykresie 10. Jednostkowe zużycie paliwa w badanym okresie malało dość nierównomiernie. W najszybszym tempie wskaźnik ten malał w latach 1960 - 1965, kiedy to można też zaobserwować korzystne zjawisko, tj. zmniejszenie zużycia paliwa umownego na potrzeby własne z 42 g/kWh w roku 1960 na 31 g/kWh w roku 1965 (w 1965 zmalało o 21,6% w porównaniu z 1970 rokiem).

W latach 1965 - 1970 nastąpiło wyraźne zahamowanie procesu zmniejszania jednostkowego zużycia paliwa umownego. W okresie pięciu następnych lat tempo zmian jednostkowego zużycia paliwa ponownie uległo wyraźnemu przyśpieszeniu, a różnica pomiędzy zużyciem paliwa netto i brutto zmalała z 31 g/kWh w roku 1970 do 29 g/kWh w 1975 roku.

Na wielkość tych stosunkowo dużych różnic w kształtowaniu się omawianego miernika w poszczególnych okresach pięcioletnich miała pewien wpływ wartość kaloryczna spalonego paliwa oraz możliwość dokonania ekonomicznego rozdziału obciążeń. Czynniki te nie odgrywały jednak zasadniczej roli. Decydujące znaczenie miała w tym przypadku zmiana w strukturze mocy systemu. W latach 1965 i 1970 obserwuje się pewne obniżenie przyrostu mocy w systemie elektrowni zawodowych oraz stosunkowo wolny przyrost przeciętnej mocy elektrowni cieplnej. Dość wolno również, w porównaniu z innymi okresami pięcioletnimi, zmieniał się udział mocy w blokach powyżej 120 MW w całkowitej mocy systemu elektroenergetycznego.

W latach 1960 - 1965 w energetyce polskiej daje się zaobserwować dwie równoległe tendencje polegające na istotnej zmianie struktury zużywanego paliwa produkcyjnego /na korzyść udziału węgla brunatnego w ogólnym zużyciu paliw/ oraz na wprowadzeniu do eksploatacji bloków o mocy od 120 do 200 MW.



WYKRES 10. JEDNOSTKOWE ZUŻYCIE PALIWA UMOWNEGO BRUTTO I NETTO W CIEPLNYCH ELEKTROWNIACH ZAWODOWYCH W LATACH 1960 - 1975

Jednostkowe zużycie paliwa brutto i netto w elektrowniach zawodowych opartych na węglu kamiennym i brunatnym przedstawia tablica 21.

Tablica 21. Jednostkowe zużycie paliwa umownego /g/kWh/ w elektrowniach cieplnych wg rodzaju zużytego paliwa i wielkości bloków w latach 1960-1975

Lp.	Wyszczególnienie	1960	1965	1970	1975
1	2	3	4	5	6
1.	Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej brutto	484	407	391	392
2.	Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej netto	526	442	424	363
3.	Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej brutto w elektrowniach opalanych węglem kamiennym	484	417	404	362
4.	Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej brutto w elektrowniach opalanych węglem brunatnym	441	383	369	366
5.	Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej brutto w blokach o mocy 120 MW	-	395	364	361
6.	Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej brutto w blokach o mocy 200 MW	-	378	364	356

Źródło: 1. Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw, podległych Zjednoczeniu Energetyki 1975 r., Zjednoczenie Energetyki 1976 r.

2. Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej, roczniki 1960,1965,1970 r., ZjednoczenieEnergetyki, 1961, 1966, 1971 r.

Z przytoczonych w tabeli danych wynika, że spalanie trudnego paliwa /węgla brunatnego/ spowodowało zmniejszenia jego jednostkowego zużycia. Dla elektrowni opalanych węglem brunatnym wartość omawianego miernika była niższa aż do 1970 roku. Dopiero w następnym roku tendencja ta uległa zmianie na korzyść węgla kamiennego. W latach siedemdziesiątych bowiem węglem brunatnym były opalane najbardziej ekonomiczne elektrownie z blokami 200 MW, a dopiero od 1970 roku rozpoczęto budowę dużych elektrowni z blokami wielkiej mocy opartymi na węglu kamiennym.

Z przytoczonych danych wynika, że w latach 1960 - 1975 uzyskano znaczne, choć w poszczególnych okresach pięcioletnich bardzo zróżnicowane, obniżenie jednostkowego zużycia paliwa brutto i netto. Zasadniczą przyczyną zachodzących zmian jest wzrost poziomu technicznego wytwarzania energii przez zwiększenie udziału w mocy systemu bloków wielkich mocy. Należy sądzić jednak, że dalsze zmniejszenie tego zużycia będzie ograniczone gdy nie zostaną wprowadzone do eksploatacji bloki charakteryzujące się wyższymi parametrami techniczno-ekonomicznymi, a więc i większą mocą jednostkową.

Znaczne różnice w kształtowaniu jednostkowego zużycia paliwa obserwuje się nie tylko w omawianych okresach pięcioletnich, lecz także w poszczególnych latach /tabl. 22/. Przyczyny tego zjawiska są zróżnicowane. Uzyskanie w niektórych latach szczególnie niskiego jednostkowego zużycia paliwa, spowodowane jest dwoma czynnikami: przyrostem mocy w systemie elektroenergetycznym i produkcją energii elektrycznej w skojarzeniu z energią cieplną. Wysokim przyrostom mocy zainstalowanej w cieplnych elektrowniach zawodowych odpowiada zwykle stosunkowo niskie jednostkowe zużycie paliwa umownego. Szczególnie nis-

Tablica 22. Jednostkowe zużycie paliwa umownego brutto dla rocznych przyrostów produkcji cieplnych elektrowni zawodowych i zużycia paliwa umownego w latach 1960 - 1975

Rok	Produkcja cieplnych elektrowni zawodowych brutto GWh	Jednostkowe zużycie paliwa umownego brutto g/kWh	Zużycie paliwa umownego brutto tys. tpn	Przyrost roczny		Jednostkowe zużycia paliwa umownego dla przyrostu g/kWh
				Produkcji energii elektrycznej brutto GWh	zużycia paliwa umownego tys.tpn	
1	2	3	2x3=4	5	6	7=6:5
1960	21 780	484	10 543	2 317	0,889	384
1961	24 704	470	11 611	2 924	1,068	365
1962	27 454	457	12 546	2 750	0,935	340
1963	29 703	440	13 069	2 249	0,523	233
1964	33 429	420	14 040	3 726	0,971	261
1965	36 694	407	14 934	3 265	0,894	274
1966	39 788	404	16 070	3 095	1,136	367
1967	42 617	400	17 068	2 829	0,998	353
1968	46 442	395	18 334	3 825	1,266	331
1969	50 888	393	19 999	4 446	1,655	374
1970	54 161	391	21 176	3 273	1,177	360
1971	59 187	388	22 964	5 026	1,788	356

1	2	3	2x3=4	5	6	7=6:5
1972	65 419	382	24 990	6 232	2 026	325
1973	73 173	374	27 366	7 754	2 376	306
1974	79 465	368	29 243	6 293	1 877	298
1975	85 709	363	31 112	6 244	1 869	299

Źródło: 1. Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej, roczniki 1965, 1970, Zjednoczenie Energetyki, 1966, 1967.

2. Statystyka elektroenergetyki 1975 r. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej Warszawa 1976 r., oraz obliczenia własne

kie zużycie paliwa umownego brutto, poniżej 300 g/kWh, uzyskuje się także dzięki produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z energią cieplną. Z danych przedstawionych w tablicy wynika także niekorzystne kształtowanie się jednostkowego zużycia paliwa w latach 1965 - 1970.

W tablicy 23 podano natomiast /wg danych radzieckich/ wartość jednostkowego zużycia paliwa brutto dla bloków różnych mocy i opalanych różnymi paliwami. Podwyższenie mocy bloku do poziomu 360 i 500 MW z jednoczesnym zastosowaniem parametrów nadkrytycznych pary wodnej pozwoli zmniejszyć jednostkowe zużycie paliwa o około 10 g/kWh. Należy szacować że wprowadzenie do eksploatacji bloków energetycznych o mocy 360 i 500 MW w warunkach elektroenergetyki polskiej pozwoli - przy liczącym się ich udziale w łącznej mocy systemu - równym np. 25% - na zmniejszenie zużycia paliwa umownego o około 25 g/kWh na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej.

Tablica 23. Jednostkowe zużycie paliwa umownego dla bloków energetycznych o różnych mocach

Moc bloków w MW *	Rodzaj paliwa		
	węgiel kamienny	gaz ziemny	mazut
150 (130)	364	348	351
200 (130)	340	322	328
300 (240)	329	318	320
500 (240)	330	-	-
800 (240)	324	315	317

Źródło: S.L.Pruznier, Ekonomika tiepłoenergetyki SSSR, Moskwa 1975, s.223

* - w nawiasach podano ciśnienie czynnika roboczego /w ata/

o oszczędnościach uzyskanych w ten sposób mogą świadczyć następujące dane. Jeśli założy się, wielkość produkcji energii elektrycznej i zużycie paliwa na poziomie roku 1975, obniżenie jednostkowego zużycia paliwa o 1 g/kWh pozwoli zaoszczędzić około 120 tys.ton węgla energetycznego o kaloryczności równej 4500 kcal/kg.

3.3. Wpływ niezawodności urządzeń wytwórczych w elektrowniach na ekonomiczną efektywność postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej

Wzrost czasu wykorzystania podstawowych urządzeń wytwórczych w elektrowniach można osiągnąć przez skrócenie czasu postoju urządzeń w remontach planowych, wydłużenie okresu pracy pomiędzy tymi remontami oraz przez likwidację lub skrócenie postoju bloku w remontach poawaryjnych.
Efektem tych przedsięwzięć jest przede wszystkim zmniejszenie kosztów inwestycyjnych w wyniku uniknięcia instalowania w systemie elektroenergetycznym dodatkowej mocy potrzebnej do pełnego wykonania remontów. Drugim poważnym źródłem efektów jest obniżenie kosztów wytwarzania energii w systemie, a szczególnie obniżenie kosztów zmiennych, występujące w wyniku wydłużenia czasu pracy urządzeń o wyższej sprawności, co powoduje możliwość ograniczenia pracy urządzeń mniej sprawnych.

Według danych amerykańskich bloki energetyczne o mocy 200 - 670 MW mają średni współczynnik awaryjności 3,6 - 12,1% i szacuje się, że straty eksploatacyjne, powstające z tego tytułu, wynoszą od 4,76 - 4,81 dolarów na MWh. [106] W literaturze krajowej stosunkowo rzadko można spotkać dane, które określałyby straty eksploatacyjne, wynikające z postojów w re-

montach awaryjnych bloków energetycznych. 107/

Dane statystyczne przedstawiające średnie wartości wskaźników dyspozycyjności i awaryjności krajowych bloków energetycznych o mocach 120 i 200 MW w latach 1969 - 1975 podaje tablica 24 i wykres 11. W tablicy 25 podano natomiast średnią wielkość współczynników awaryjności dla 10 bloków 200 MW pracujących w Elektrowni Turów. Z przytoczonych danych wynika, że w latach 1969 - 1975 przeciętna wartość współczynników dyspozycyjności bloków 120 i 200 MW wykazywała tendencję wzrostową. Wskaźnik awaryjności natomiast malał dość systematycznie w badanym okresie. Wzrost czasu wykorzystania bloków 120 i 200 MW mierzony wskaźnikiem dyspozycyjności był spowodowany zmniejszeniem czasu trwania postojów awaryjnych i skróceniem przeciętnego czasu postoju bloków w remontach. (Przeciętny czas postojów bloków w remontach planowych podano na wykresie 12).

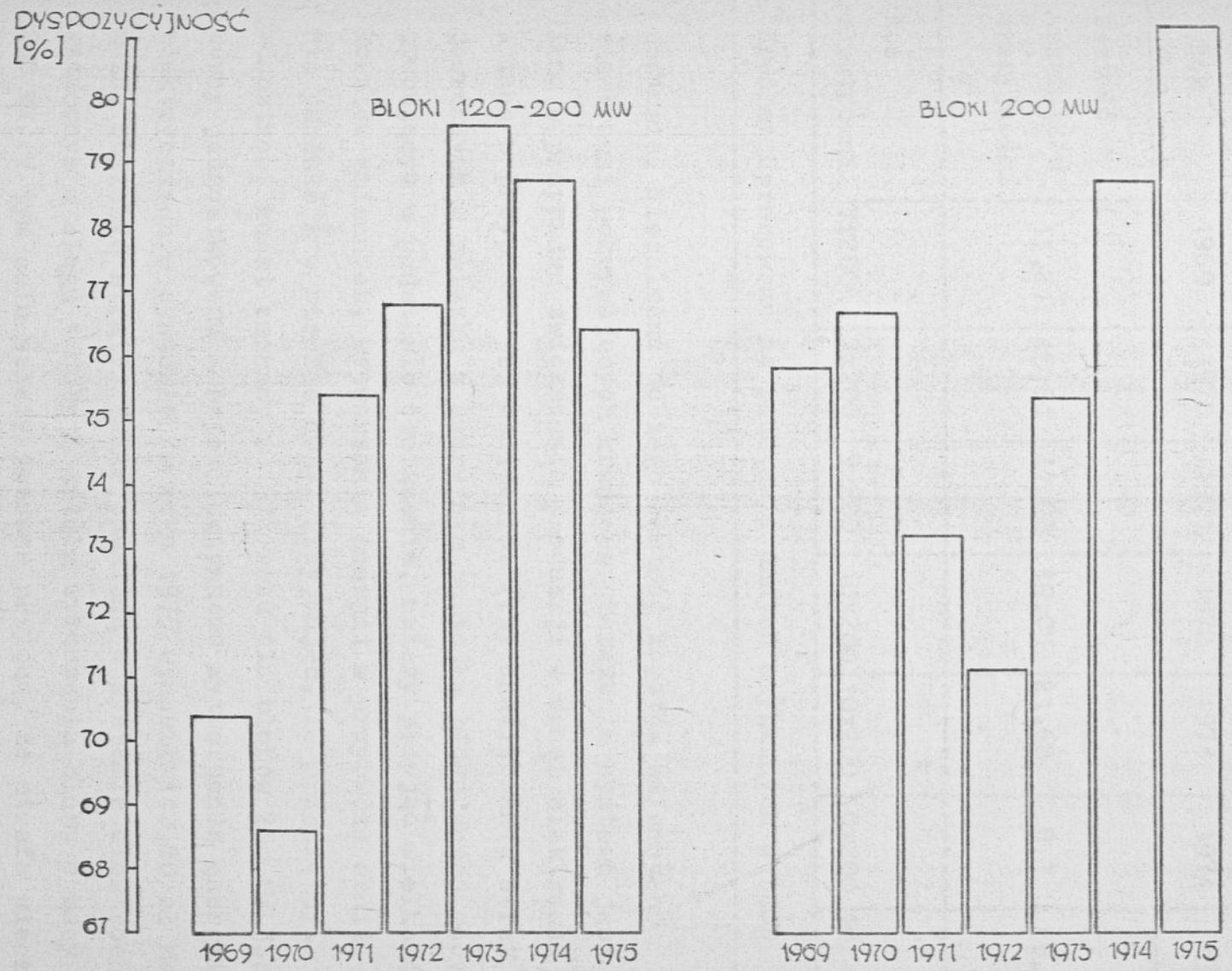
W latach 1969 - 1975 przeciętna wartość współczynnika awaryjności dla bloków 120 i 200 MW kształtowała się na poziomie zbliżonym do 10%. Przy średnim czasie pracy urządzeń wytwórczych, wynoszącym w analizowanym okresie 5400 godzin w roku, czas postoju jednego bloku w remoncie poawaryjnym wynosi 600 godz/rok. Wynika z tego, iż przeciętnie każdy blok o mocy 120 i 200 MW, zainstalowany w elektrowniach polskich, nie pracuje 25 dni w roku ze względu na usuwanie uszkodzeń poawaryjnych. Przyjmując dane dotyczące czasu trwania poszczególnych stref doby i wielkości kosztów zmiennych, charakterystycznych dla elektrowni pokrywających krańcowe obciążenie /tabl.15, rozdz. 2/, można określić wielkość ponoszonych strat w systemie energetycznym powstałych z obniżonej dyspozycyjności urządzeń wytwórczych.

W tablicy 15 z rozdziału drugiego przyjęto, że koszty zmienne elektrowni regulacyjnych dla poszczególnych stref doby (z wyjątkiem szczytu obciążenia) utrzymują się na tym samym

Tablica 24. Średnioroczne wskaźniki dyspozycyjności i awaryjności bloków energetycznych o mocach 120 - 200 MW w latach 1969 - 1975

Moc bloku	Wskaźnik %													
	dyspozycyjności							awaryjności						
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
120 - 200 MW - węgiel brunatny	62,4	66,3	69,5	74,2	78,8	88,0	79,4	15,8	27,8	21,3	18,2	14,1	9,3	10,6
120 - 200 MW - węgiel kamienny	78,2	68,3	69,8	74,8	76,8	79,8	78,0	19,3	22,0	18,4	14,8	12,2	9,1	9,1
200 MW - olej opałowy	-	-	-	-	77,4	76,2	72,8	-	-	-	-	36,5	59,5	54,7
Razem bloki 120 MW	79,4	80,4	75,3	84,7	80,1	79,6	76,5	12,6	14,3	11,4	10,3	8,2	7,3	9,6
Razem bloki 200 MW	75,8	76,6	73,2	71,1	75,3	78,1	81,2	15,8	15,5	24,6	17,6	17,2	11,5	9,3
Razem bloki 120-200 MW	70,4	68,6	75,4	76,8	79,6	78,7	76,4	20,3	18,8	19,8	18,4	13,1	9,8	9,4

Źródło: 1. Analiza działalności gospodarczej 1970, 1974, 1975 przedsiębiorstw podległych Zjednoczeniu Energetyki w 1970, 1974 i 1975 r.
2. Na podstawie informacji uzyskanych w ZEOD



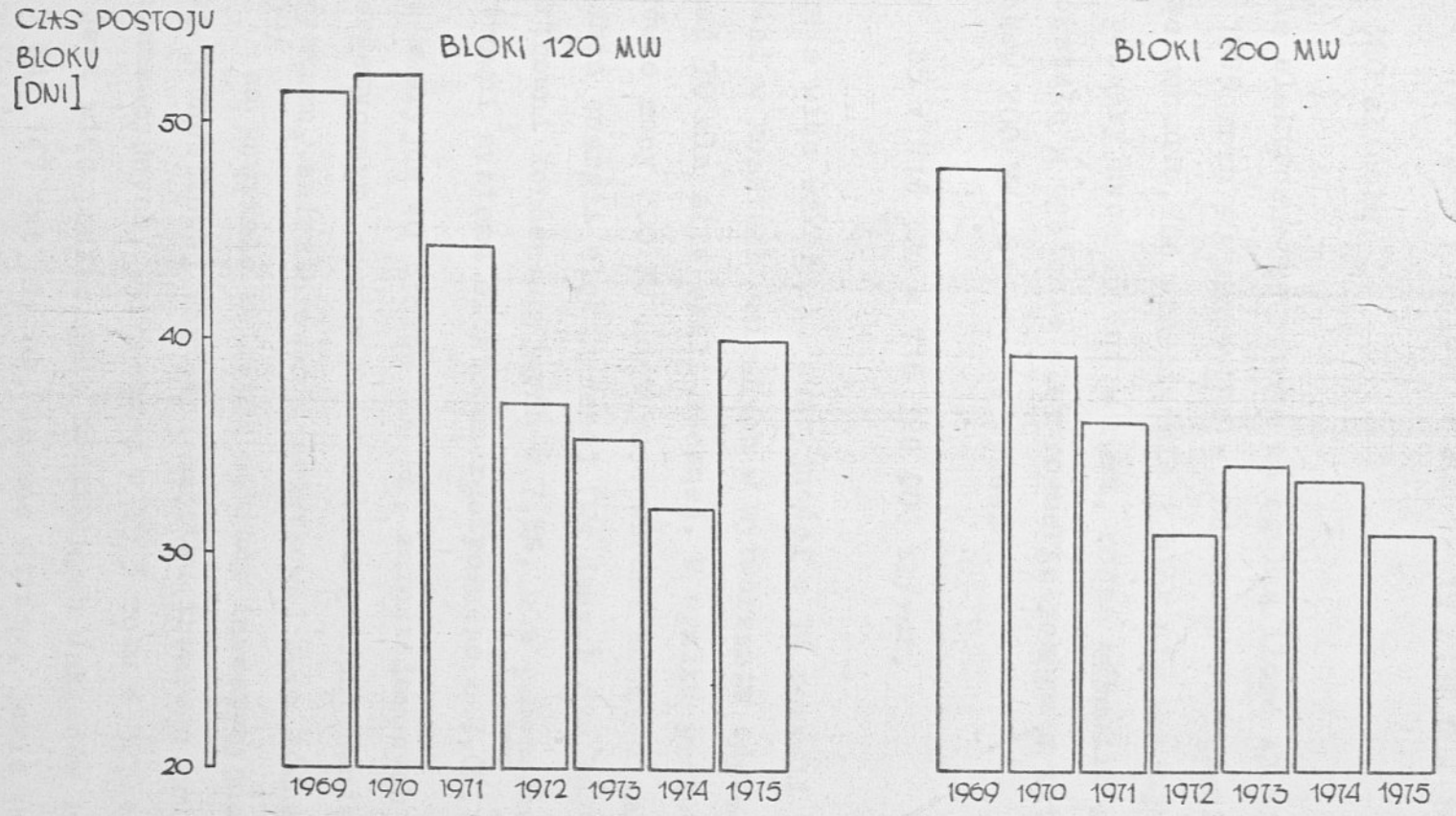
WYKRES 11. DYSPOZYCYJNOŚĆ BLOKÓW 120-200 MW W LATACH 1969-75

Tablica 25. Wartości wskaźników awaryjności dla Elektrowni Turów w latach 1969 - 1975

Rok	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Wartość wskaźników awaryjności %	15,81	15,51	21,68	19,05	21,68	8,7	9,4
Moc elektrowni	7x200	7x200	9x200	10x200	10x200	10x200	10x200

Źródła: Opracowano na podstawie danych uzyskanych w ZEOD

poziomie. Niezależna od tego wartość kosztów zmiennych elektrowni pokrywających krańcowe obciążenie systemu jest inna w przypadku zwiększenia produkcji w danej elektrowni i inna w przypadku jej obniżenia. Przy analizowaniu strat powstałych w związku z awaryjnym postojem bloku dużej mocy, pracującym w podstawie obciążenia, należy przyjąć wielkość kosztów zmiennych, wytwarzania energii w przypadku obniżenia produkcji w strefie doby. Przyjmując, że przeciętny jednostkowy koszt zmienny w 1975 roku dla bloków 200 MW jest równy jednostkowemu kosztowi zmiennemu wytwarzania energii elektrycznych w systemie /w roku 1975 wynosił 142,60 zł MWh/, można obliczyć straty, jakie powstaną w systemie elektroenergetycznym w ciągu 1 doby z tytułu wyłączenia bloku o mocy 200 MW. W tym celu należy jeszcze przyjąć, że strefa wieczornego szczytu wynosi 5 godzin na dobę, a więc czas pracy pozaszczytowej wynosić będzie 19 godzin.



WYKRES 12. PRZECIĘTNE CZASY POSTOJÓW REMONTOWYCH BLOKÓW 120 I 200 MW W REMONTACH PLANOWYCH ŁĄCZNIE

Przeciętne straty dobowe postoju awaryjnego bloku 200 MW w 1975 roku będą więc równe:

S_a = 200 · 5/675,0 · 142,60/ + 200 · 19 /190,0 · 142,60/ =

= 716 320 zł/dobę.

W systemie elektroenergetycznym na ogólną ilość 42 bloków 200 MW w 1975 roku 40 pracowało w podstawie obciążenia. Przyjmując ponadto, że przeciętnie 1 blok nie pracuje z tytułu remontów poawaryjnych 25 dni w roku, można określić roczne straty powstałe w systemie elektroenergetycznym z tytułu awaryjności bloków 200 MW. Straty te wynoszą:

S_r = 40 · 25 · 716 320 = 716 320 000 zł/rok.

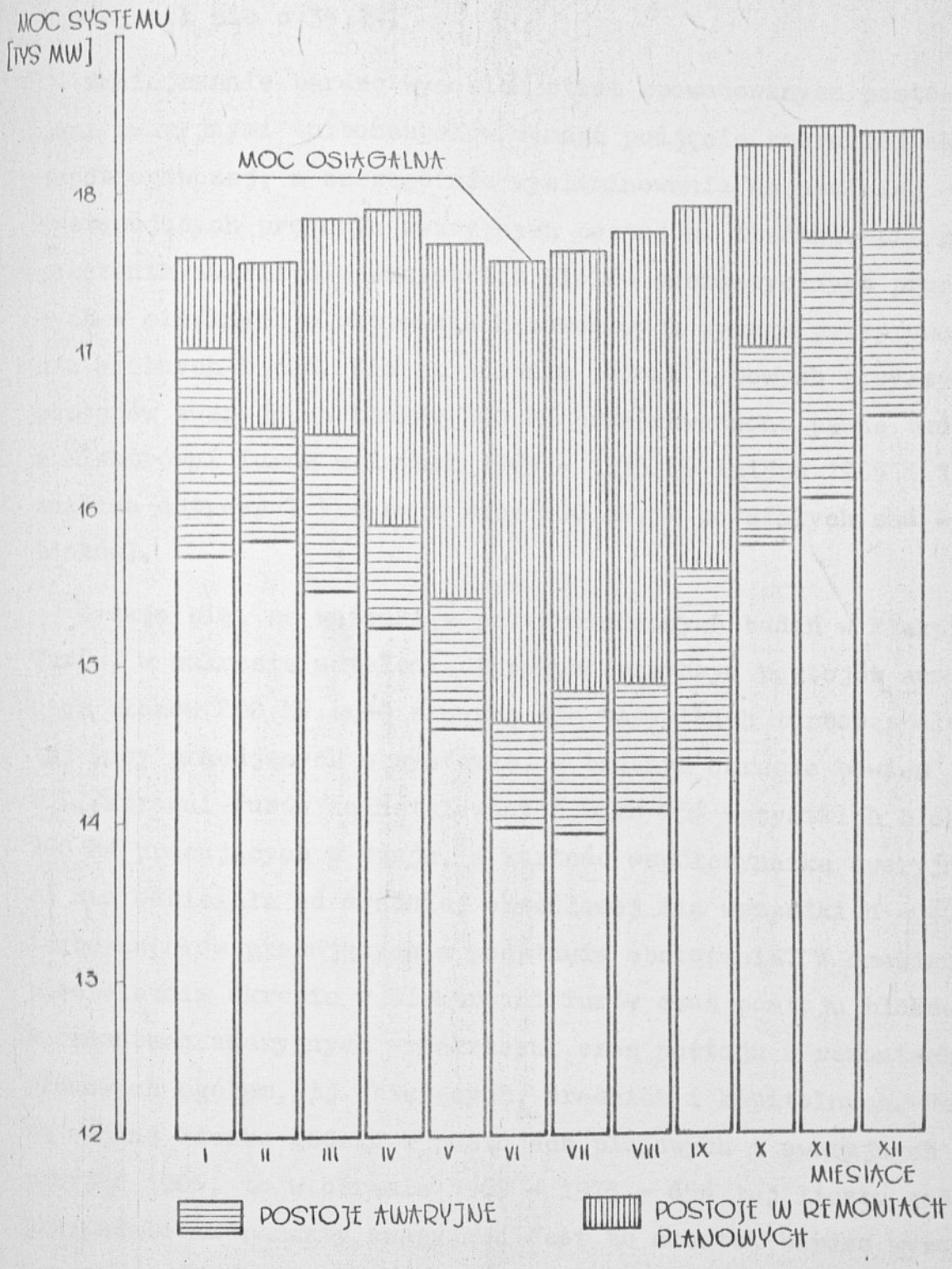
Zmniejszenie więc wskaźnika awaryjności o 1% pozwoli uzyskać oszczędności w kosztach zmiennych w wytworzeniu energii elektrycznej o ponad 70 mln zł w skali rocznej. W wyniku postojów awaryjnych bloków o mocy 200 MW następuje wzrost kosztów zmiennych w wytwarzaniu energii elektrycznej (wg danych dla 1975) w przypadku elektrowni kondensacyjnych o 7,5%, a w przypadku wszystkich elektrowni systemu elektroenergetycznego o 7,0%. [108]

Postoje awaryjne 40 bloków 200 MW, zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym, wymagają, w celu zagwarantowania koniecznej mocy systemu, zainstalowania dodatkowej mocy równej 889 MW, [109] co poważnie zwiększa nakłady inwestycyjne. Przy przeciętnej jednostkowej wartości majątku trwałego brutto elektrowni kondensacyjnych, wynoszącej w 1975 roku 4 323 tys zł/MWh, konieczne jest więc poniesienie dodatkowych nakładów inwestycyjnych o 3 842 147 tys zł/rok. Łączne straty, jakie ponosi gospodarka narodowa z tytułu postojów 40 bloków o mocy 200 MW

wynoszą 4 541 275 tys zł w skali rocznej. [110/]

Należy przy tym zaznaczyć, że obliczona wartość obejmuje nie wszystkie straty, które mogą wystąpić w systemie elektroenergetycznym w związku z awaryjnymi postojami bloków 200 MW. Zawiera ona bowiem tylko straty spowodowane pracą (w okresie postojów poawaryjnych bloków 200 MW) turbozespołów o wyższych kosztach zmiennych wytwarzania energii oraz wzrost nakładów inwestycyjnych powstałych wskutek podniesienia koniecznej mocy systemu. W przeprowadzonym rachunku nie uwzględniono strat, spowodowanych nakładami na nieplanowe remonty, oraz wzrostem kosztów zmiennych danej elektrowni. Zakładano ponadto, że w systemie elektroenergetycznym nie występuje deficyt mocy.

Różnice pomiędzy mocą osiągalną, a mocą dyspozycyjną w poszczególnych miesiącach roku określa wielkość tzw. pola remontów. Na wykresie 13 przedstawiono takie pole remontów w krajowym systemie elektroenergetycznym w 1975 r. na tle bilansu mocy systemu. Z wykresu wynika, że postoje awaryjne bloków energetycznych w 1975 roku wynosiły ponad 12 000 MW-miesięcy. Analiza przeprowadzona przez T. Hoffmana [111/] w latach 1966 - 1970 wykazała systematyczny wzrost zarówno bezwzględnej jak i względnej wartości pola postojów awaryjnych. Tendencja ta częściowo została przełamana w latach 1970 - 1975. Następował w tym okresie dalszy wzrost wartości bezwzględnej pola remontów. Wartość względna zaś w zasadzie nie ulegała zmianie. Jest rzeczą oczywistą, że duże pole remontów awaryjnych, przy ograniczonej mocy osiągalnej systemu elektroenergetycznego, powoduje zmniejszenie pola postojów remontów planowych, co utrudnia lub nawet uniemożliwia wykonanie planowych remontów maszyn i urządzeń zainstalowanych w elektrowniach. Należy jednak stwierdzić, że w latach 1969 - 1975 osiągnięto stosunkowo znaczne zmniejszenie czasu postojów remontowanych bloków 120 - 200MW w remontach planowych, co ilustruje wykres 12. Przeciętny czas postoju bloków 200 MW w remon-



WYKRES 13. POLE REMONTOWE NA TLE BILANSU MOCY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO W 1975 R.

tach planowanych uległ skróceniu z 48 dni do 31 dni, a więc zmniejszył się o 35,4%.

Zmniejszenie bardzo wysokich strat spowodowanych postojami awaryjnymi turbozespołów wymaga podjęcia szerokiej akcji zapobiegawczej, a szczególnie wyeliminowania najczęściej występujących przyczyn awaryjnych postojów. Zbadanie przyczyn powstania awarii dla wszystkich bloków energetycznych pracujących w cieplnych elektrowniach zawodowych wymaga przeprowadzenia osobnych badań. Dla określenia jednak typowych przyczyn postojów awaryjnych bloków 200 MW przeprowadzono pewne badania w Elektrowni Turów w latach 1969 - 1973 (w latach 1969 i 1970 analiza dotyczy 7 bloków o mocy 200 MW, w powstałych zaś - 10 bloków).

Wydaje się, że wnioski z przeprowadzonych badań w Elektrowni Turów, w zakresie ustalenia typowych przyczyn postojów awaryjnych bloków 200 MW będą słuszne dla wszystkich turbozespołów tej mocy pracujących w systemie. W badanym okresie bowiem w Elektrowni Turów zainstalowanych było 25% wszystkich bloków 200 MW pracujących w kraju, a wartość współczynnika awaryjności nie odbiegała od średniej określonej dla wszystkich - 40-tu turbozespołów pracujących w podstawie obciążenia. W omawianym pięcioletnim okresie w Elektrowni Turów czas postoju bloków w remontach awaryjnych przekraczał czas postoju w remontach planowych ogółem, tj. bieżących, średnich i kapitalnych. Jeśli za ogólną liczbę godzin w postojach planowych i awaryjnych - przyjąć 100%, to w okresie 1969 - 1973 - 65% tej liczby godzin przypadało na remonty awaryjne. Jest to odsetek bardzo wysoki. W poszczególnych latach okresu 1969 - 1973 wynosił on: 1969 roku - 47,1%, 1970 - 46,2, 1971 r - 72%, 1972 r - 67,5% i w 1973 r - 55,5%.

Tak duży odsetek czasu postoju bloków w remontach poawaryjnych w ogólnym czasie postoju w remontach był spowodowany różnymi przyczynami, które można podzielić na dwie grupy. Grupę pierwszą stanowią przyczyny zależne bezpośrednio od jakości pracy (nazwane subiektywnymi). Do nich zaliczono: niewłaściwą eksploatację, wady fabrykacyjne i materiałowe oraz wady konstrukcyjne, projektowe, montażu i remontu. Drugą grupę stanowią przyczyny (nazwane obiektywnymi) niezależne bezpośrednio od jakości pracy. Do nich zaliczono: zmęczenie i zestarzenie materiału, erozję, korozję, pełzanie, wpływ uszkodzeń innych urządzeń. Do tej grupy zaliczono także przyczyny niewyjaśnione i inne.

Analiza liczby godzin postojów bloków spowodowanych pierwszą i drugą grupą przyczyn wskazuje na zdecydowaną przewagę grupy pierwszej. Należy przy tym zaznaczyć, że przyczyny zaliczone do tej grupy powstają w zasadzie z winy pracowników odpowiedzialnych bądź za eksploatację,remont lub montaż, bądź też z winy pracowników zatrudnionych w zakładach dostarczających do elektrowni elementy maszyn i urządzeń. Udział liczby godzin awaryjnych postojów bloków spowodowanych przyczynami powstałymi z winy pracowników w ogólnej liczbie godzin postojów awaryjnych wynosił w latach 1969 - 1973 - 56,8%. W poszczególnych latach okresu występowała natomiast tendencja wzrostowa a odsetek ten miał wartość: w 1969 r - 45,6%, 1970 r - 51,2%, 1971 r - 54,3%, 1972 r - 58,9% i w 1973 r - 80,7%. Wyeliminowanie więc przyczyn subiektywnych postojów awaryjnych bloków zainstalowanych w Elektrowni Turów pozwoliłoby na co najmniej dwukrotne zmniejszenie współczynnika awaryjności, co za tym idzie nastąpiłby wyraźny wzrost dyspozycyjności. Pozwoliłoby to uzyskać bardzo wysokie korzyści ekonomiczne w systemie elektroenergetycznym. W grupie przyczyn subiektywnych główną rolę odgrywają wady fabrykacyjne i materiałowe oraz wady montażu.

W grupie przyczyn obiektywnych dominuje działanie erozji. Zestawienie ilościowe przyczyn postojów awaryjnych w Elektrowni Turów podano w tablicy 26.

Z przytoczonych danych wynika, że wyeliminowanie postojów poawaryjnych spowodowanych przyczynami subiektywnymi pozwoli zmniejszyć straty z tytułu wysokiego poziomu awaryjności przynajmniej o połowę. Zakładając występowanie takiej samej tendencji jak w Elektrowni Turów, dla wszystkich bloków 200 MW należy stwierdzić, że uzyskane efekty ekonomiczne wynosiłyby w takim przypadku połowę wartości strat spowodowanych postojami awaryjnymi, a więc 270 637,5 tys zł w skali rocznej.

W świetle przytoczonych danych w polskim systemie elektroenergetycznym specjalnego znaczenia nabiera wykorzystanie środków trwałych zainstalowanych w elektrowniach. Długie okresy postoju bloków energetycznych w remontach poawaryjnych są przyczyną bardzo wysokich strat w systemie elektroenergetycznym zarówno w kosztach eksploatacyjnych, jak również wymagają podniesienia mocy systemu.

Analizując tendencje w kształtowaniu np. wskaźników dyspozycyjności i awaryjności można oczekiwać że straty powstałe z powodu niskiej dyspozycyjności wysokosprawnych bloków energetycznych będą powiększać się, jeśli nie podejmie się szczególnych wysiłków w celu zmniejszenia czasu postoju turbozespołów w remontach poawaryjnych i zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia awarii. Okolicznością, uzasadniającą to przypuszczenie jest zwiększający się w strukturze mocy systemu elektroenergetycznego udział bloków energetycznych dużej mocy i rosnący udział mocy zainstalowanej w największych elektrowniach w całkowitej mocy systemu elektroenergetycznego (Szerzej problem ten został omówiony w podrozdziale 3.6).

Tabela 13. Zestawienie czasu postojów bloków w [illegible]

Lp	Grupa przyczyn	Przyczyna	Lata 1969-1973 ogółem	Lata				
				1969	1970	1971	1972	1973
1	2	3	4=5+6+7+8+9	5	6	7	8	9
1	O charakterze subiektywnym	Niewłaściwa eksploatacja	2768,6	135,9	162,5	660,4	548,4	1261,4
2		Wady fabrykacyjne i materiałowe	11468,4	1630,9	1664,8	3310,0	2282,2	2580,5
3		Wady konstrukcyjne i projektowe	4523,4	406,2	589,0	1777,8	1401,5	348,9
4		Wady montażu	8878,6	1184,0	1116,5	1889,1	2825,8	1663,2
5		Wady remontu	4826,3	533,0	613,2	921,2	921,8	857,1
6		Razem	32465,3	3890,0	4146,0	8559,1	8959,1	6911,1
7	O charakterze obiektywnym	Zmęczenie i zestarzenie materiału	2037,6	239,4	675,0	327,4	402,7	393,1
8		Korozja	19,9	19,9	-	-	-	-
9		Erozja	11132,3	1834,5	1920	2731,6	2521,9	2124,3
10		Pełzanie	68,3	68,3	-	-	-	-
11		Wpływ uszkodzeń innych urządzeń	776,6	621,7	46,2	38,1	63,8	6,8
12		Niewyjaśnione	2614,3	401,5	873,4	804,4	335,4	199,6
13		Inne	8093,9	1243,7	419,5	1977,0	2995,7	1458
14		Razem	25742,8	5673	3934,1	5878,5	6319,5	4181,8
		Razem poz. 6 i poz.14	58208,2	8319,0	8080,1	144376	15278,6	11092,9

Źródło: Opracowano na podstawie informacji uzyskanych w ZEOD i Elektrowni Turów

a/ w latach 1969-1970 dane dla 7 bloków 200 MW, w latach 1971-1973 dane dla 100 bloków 200 MW

W najbliższych latach będą wprowadzone do eksploatacji prototypowe w kraju bloki o mocy 360 i 500 MW i nie ma podstaw by oczekiwać, że będą one charakteryzowały się większym czasem wykorzystania niż stosowane do tej pory turbozespoły o mocy 200 MW.

Przytoczone dane dają także pogląd, co do opłacalności ponoszenia nakładów na przedsięwzięcia z zakresu postępu technicznego mające na celu zmniejszenie wskaźnika awaryjności maszyn i urządzeń produkcyjnych w cieplnych elektrowniach zawodowych.

3.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w warunkach zmiany struktury mocy

Na uzyskanie zdolności wytwórczej 1000 GWh potrzeba przeciętnie ponad 850 mln zł. stanowi to przeszło cztery razy więcej niż wynoszą koszty produkcji tej ilości energii. Dlatego też na kształtowanie się kosztów ma znaczny wpływ baza wytwórcza i poziom cen podstawowego surowca - węgla kamiennego i brunatnego. Poziom techniczny i jakość bazy technicznej determinuje podstawowe parametry wpływające na wielkość i strukturę kosztów, tj. na wielkość amortyzacji, ilość zużywanego paliwa, cenę paliwa, wysokość zatrudnienia, poziom płac nominalnych itd.

W badanym okresie 1960 1975 następowały zmiany wszystkich tych parametrów. Na przykład w latach 1960 - 1975 cena węglabrunatnego wzrosła z 290 do 397 zł/tpu, tj. o 32,0%, a w przypadku węgla kamiennego - do 336 zł/tpu, tj. o 15,8% w stosunku do 1960 roku. [112/] Ponadto w latach 1960 - 1970 następowały - omówione już częściowo w poprzednim rozdziale zmiany w kształtowaniu się stopy amortyzacji. W 1967 roku, np. zwiększyła się stopa amortyzacyjna odnosząca się do kotłów instalowanych w elektrowniach. W roku 1973 wprowadzono istot-

ne zmiany metodologiczne w określaniu wielkości kosztów, przejawiające się we włączeniu do kosztów produkcji kosztów przeprowadzanych kapitalnych remontów. Zmiany te spowodowane były bardzo dynamicznym wzrostem nakładów na remonty. Względny przyrost nakładów na remonty w latach 1968 - 1974 był większy niż względny przyrost energii elektrycznej. [113/] W badanym okresie zachodziły także poważne zmiany w wysokości płacy nominalnej. Płaca nominalna wzrosła w wytwarzaniu energii elektrycznej w grupie przemysłowej z 2140 zł w 1960 roku - do 4655 zł w 1975 roku. Jednocześnie ulegało zmniejszeniu zatrudnienie przypadające na 1 MW zainstalowanej mocy.

Te różnokierunkowe tendencje w kształtowaniu się poszczególnych składników kosztów stwarzają duże trudności w ocenie zmian jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Dokładne określenie tych kosztów w warunkach określonego roku jest praktycznie trudne, a często niemożliwe.

Analiza danych statycznych pozwala tylko na oszacowanie zmian w kształtowaniu się jednostkowych kosztów energii.

Przyjmując za podstawę 1973 rok - przedstawiono w tablicy 27 jednostkowe koszty energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom w latach 1960 - 1973. W tablicy 28 podano natomiast koszty wytwarzania energii sprowadzone do 1975 roku w latach 1970 - 1975.

Tablica 27. Koszty energii dostarczanej odbiorcom w latach 1960 - 1973 w cenach 1973 roku

Rok	Koszt energii dostarczonej odbiorcom w cenach 1973 roku zł/MWh
1960	493,1
1965	386,1
1970	381,2
1973	375,0

Źródło: Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw podległych Zjednoczeniu Energetyki za 1975r. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1976 r. s.107

Tablica 28. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w cieplnych elektrowniach zawodowych w latach 1970 - 1975 w cenach 1975 r.

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Koszt wytworzenia w cenach 1975r.	w tym	
			koszt zmienny	koszt stały
1	2	3	4	5
1970	zł/MWh	272,12	170,37	106,75
1971	"	280,33	170,87	109,46
1972	"	275,43	164,50	110,93
1973	"	267,26	150,46	116,80
1974	"	253,87	135,60	118,21
1975	"	254,92	136,13	118,79
1975/1970	%	92,0	79,9	111,3

Źródło: Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw podległych Zjednoczeniu Energetyki za 1975 r. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1976 s.108

Z tablicy 28 widać, że obniżenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej nastąpiło tylko w wyniku obniżenia zużycia paliwa. Natomiast jednostkowe koszty stałe w badanym okresie rosły.

Wydaje się, że taka analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej nie pozwoli na przeprowadzenie precyzyjnej oceny skutków postępu technicznego w systemie elektroenergetycznym. Wynika to przede wszystkim z ogromnych trudności w sprowadzeniu kosztów zmiennych i stałych do warunków jednego roku. W długookresowej ocenie efektywności jest to często niemożliwe, po-

nieważ wszystkie składniki kosztów ulegają istotnym zmianom.

3.5. Ekonometryczna analiza efektów ekonomicznych wzrostu mocy bloków energetycznych i elektrowni

Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej zostały przyjęte jako jeden z podstawowych mierników oceny ekonomicznej efektywności postępu technicznego. Z tego też względu oraz w związku z trudnościami w precyzyjnym określeniu ich zmian w długim okresie czasu, posłużono się ekonometryczną analizą ekonomicznych efektów wytwarzania energii w cieplnych zawodowych elektrowniach kondensacyjnych. W analizie tej nie badano jednak kosztów wytwarzania jako funkcji czasu, lecz wiązano je z wielkością mocy elektrowni. Pozwoliło to w rezultacie na określenie skutków ekonomicznych wzrostu mocy bloków energetycznych i elektrowni w systemie elektroenergetycznym.

W celu przeprowadzenia ekonometrycznej oceny skutków postępu technicznego wyznaczono funkcję regresji dla zadanej postaci funkcji - hiperboli - o postaci $y = ax.^{b}$ Jako zmienną niezależną x przyjęto wielkość elektrowni. Wybór takiej zmiennej umotywowany był tym, iż postęp techniczny w wytwarzaniu energii elektrycznej w głównej mierze polega na coraz bardziej intensywnym wytwarzaniu produktu, przejawiającym się w instalowaniu w elektrowniach agregatów coraz większych mocy i jednoczesnym wzroście mocy całych elektrowni. Ponieważ podstawowym efektem zmian w technice wytwarzania energii jest obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej przyjęto do obliczeń następujące zmienne zależne:

d - jednostkowe zużycie paliwa umownego w danej elektrowni w g/kWh.

i - jednostkowe nakłądy inwestycyjne w danej elektrowni w zł/MWh,

k - jednostkowy całkowity koszt wytwarzania energii elektrycznej w danej elektrowni w zł/MWh.

Obliczenia przeprowadzono dla 1965, 1970 i 1975 roku. Za wyborem takich momentów pomiaru przemawiają następujące przyczyny: po pierwsze - wszystkie lata dla których dokonano obliczeń są ostatnimi trzech planów pięcioletnich, po drugie - w latach tych zakończone zostały pewne etapy zmian w strukturze mocy systemu. Ponadto 1965 rok był ostatnim planu pięcioletniego w którym jeszcze dominowały w polskim systemie elektroenergetycznym bloki od 25 - 100 MW. Bloki 200 MW były w 1965 roku zainstalowane tylko w Elektrowni Turów, a ich udział w produkcji całego systemu był niewielki. W 1970 roku pracowało w elektrowniach 20 turbozespołów 200 MW, w których było zainstalowane 36% mocy elektrowni zawodowych. W 1975 roku natomiast udział 41 bloków 200MW w mocy zainstalowanej w elektrowniach zawodowych wynosił 47,5%.

Efekty ekonomiczne zmian struktury mocy w systemie elektroenergetycznym, a więc efekty uzyskane dzięki koncentracji mocy i produkcji w poszczególnych obiektach systemu określone zostały w sposób pośredni przez parametry estymacji, tj przez wykładnik potęgowy zmiennej niezależnej - parametr b, oraz parametr - a. Wartość bezwzględna i znak plus lub minus przed wykładnikiem potęgowym zmiennej niezależnej określać będzie korzyści lub straty uzyskane w systemie w danym okresie, wyrażone przez określone zmienne zależne /i, k, d/. Różnice w wartości parametrów estymacji pozwolą określić skalę efektów ekonomicznych wyrażonych przez zmienne, a zatem określić główne źródło efektów ekonomicznych zmian struktury mocy w systemie. Różnice w kształtowaniu się poszczególnych parametrów esty-

macji a i b dla określonej zmiennej pozwolą ocenić efektywność ekonomiczną przyrostów mocy w systemie w okresach 1966 - 1970, 1971 - 1975 i w okresie dziesięcioletnim 1966 - 1975.

Jednostkowe zużycie paliwa umownego jako funkcja mocy elektrowni

W pierwszej kolejności przeanalizowane zostaną efekty ekonomiczne wyrażone przez zmniejszenie zużycia paliwa umownego netto na jednostkę energii elektrycznej. Wielkość tego zużycia w poszczególnych okresach przedstawiona została równaniami $y = a\,x^b$, o następujących wartościach parametrów:

$a_{1d} = 1048,80$, $b_{1d} = -0,146$, $s_{1d} = 0,097$

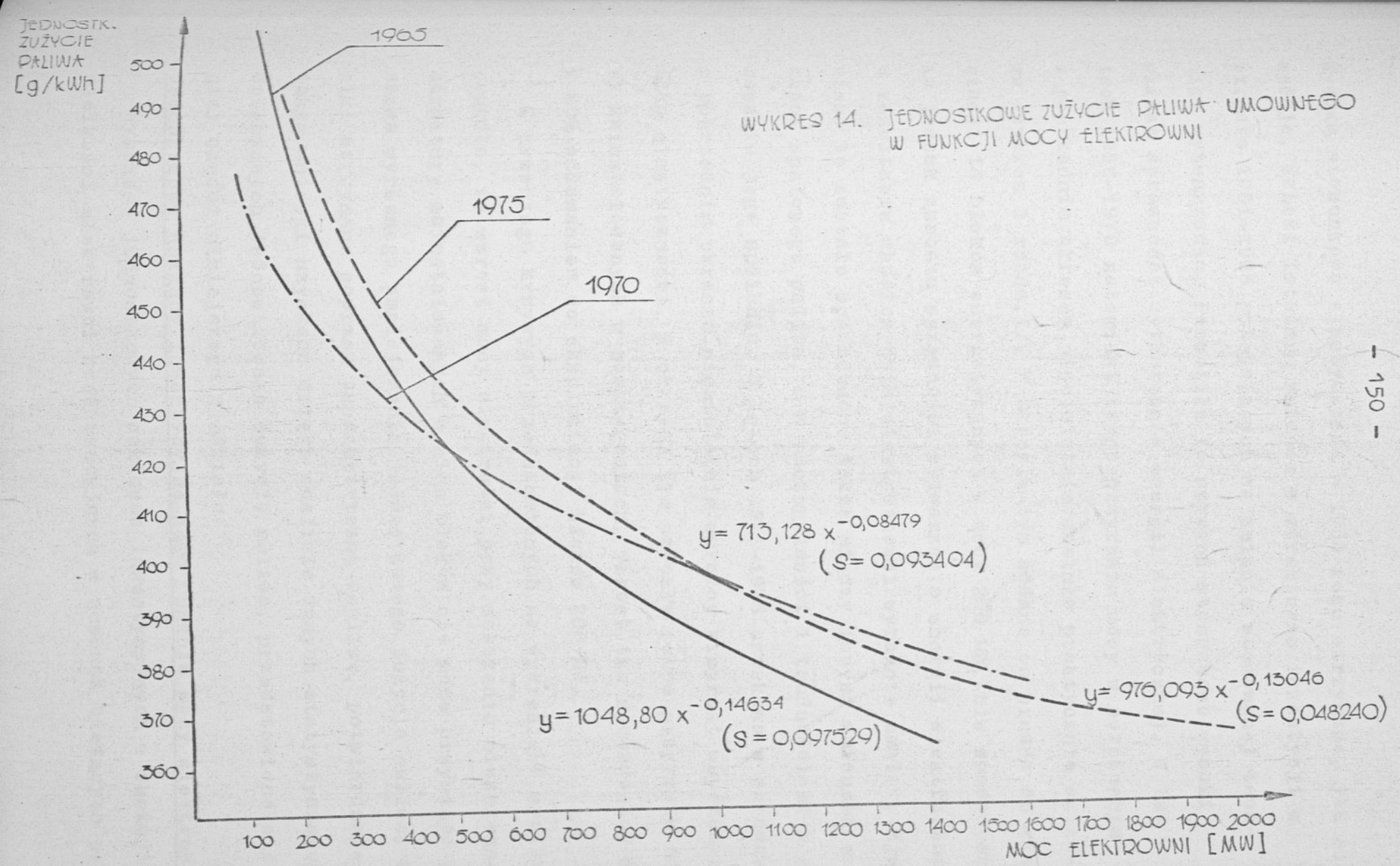
$a_{2d} = 713,18$, $b_{2d} = -0,085$, $s_{2d} = 0,093$

$a_{3d} = 976,09$, $b_{3d} = -0,130$, $s_{3d} = 0,048$

a_{1d}, a_{2d}, a_{3d}; b_{1d}, b_{2d}, b_{3d} - parametry funkcji regresji Odpowiednio w roku 1965, 1970, 1975 s_{1d}, s_{2d}, s_{3d} - współczynnik odchylenia standardowego odpowiednio w 1965, 1970 i 1975 r. Graficznie wyznaczone równanie przedstawione zostało na wykresie 14.

Z podanych relacji ekonomicznych wynika, że wzrost mocy obiektów wytwórczych o 1% przynosił spadek jednostkowego zużycia paliwa umownego o 0,146% w roku 1965, 0,085% w roku 1970, i o 0,130% w 1975 roku. Jest to elastyczność stosunkowo niska, szczególnie uzyskana dla 1970 r. Z porównania wartości wykładników potęgowych wynika, że w poszczególnych okresach uzyskano dość duże zróżnicowanie spadku jednostkowego zużycia paliwa.

WYKRES 14. JEDNOSTKOWE ZUŻYCIE PALIWA UMOWNEGO W FUNKCJI MOCY ELEKTROWNI



Wysoką stosunkowo elastyczność w 1965 roku otrzymano, jak się wydaje, dzięki istotnym zmianom w strukturze inwestycji w okresie 1961-1965 polegających na zmianie stosowanej techniki wytwarzania. Pozwoliło to uzyskać stosunkowo wysoki wzrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej. W latach 1966-1970 natomiast tempo przyrostu mocy w porównaniu z poprzednim okresem pięcioletnim zmalało praktycznie do zera /wykres 1 rozdz.1/. W okresie tym oddano co prawda do eksploatacji 13 bloków energetycznych o mocy 200 MW, nie spowodowało to jednak wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej, w rezultacie współczynnik elastyczności wyraźnie zmalał. Zjawisko to zostało spowodowane także między innymi zmianami w jakości spalonego paliwa, a w szczególności i trudnościami w opanowaniu jego spalania. W latach 1971-1975 uzyskano w porównaniu z poprzednim okresem pięcioletnim wyraźny przyrost współczynnika elastyczności. W okresie tym wzrosło tempo przyrostu mocy zainstalowanych w eoektrowniach. Wzrost ten spowodowany był w 80% oddawaniem do eksploatacji bloków 200 MW.

Z przebiegu krzywych przedstawionych na wykresie 14 wynika ponadto, iż wzrost mocy elektrowni przy założeniu niezmiennej struktury zainstalowanych w nich bloków nie może przynieść dalszego wyraźnego zmniejszenia jednostkowego zużycia paliwa. Wyniki otrzymane poprzez ekonometryczną analizę, potwierdzają także wnioski uzyskane dzięki analizie danych statystycznych dotyczących jednostkowego zużycia paliwa, przedstawione w drugiej części niniejszego rozdziału.

Jednostkowe nakłady inwestycyjne jako funkcja mocy elektrowni

Wysokość jednostkowych nakładów inwestycyjnych w funkcji wielkości elektrowni kondensacyjnych w ocenach bieżących przed-

stawiają w poszczególnych równaniach następujące wartości parametrów:

a_{1i} = 11784,3 b_{1i} = -0,169 s_{1i} = 0,074

a_{2i} = 9143,3 b_{2i} = -0,124 s_{2i} = 0,116

a_{3i} = 5577,0 b_{3i} = -0,035 s_{3i} = 0,089

a_{1i}, a_{2i}, a_{3i}, b_{1i}, b_{2i}, b_{3i} - wartość parametrów estymacji funkcji regresji w roku 1965, 1970 i 1975,

s_{1i}, s_{2i}, s_{3i} - odchylenie standardowe odpowiednio w roku 1965, 1970, 1975.

Z podanych relacji ekonometrycznych wynika, że wzrost mocy elektrowni o 1% przynosił spadek wartości majątku trwałego na jednostkę zainstalowanej mocy o 0,169% w 1965 roku, 0,124% w 1970 roku i zaledwie 0,035% w 1975 roku. Jest to elastyczność stosunkowo niska. Systematyczne zmniejszanie się parametrów estymacji w poszczególnych, kolejnych okresach świadczy o wyraźnym zahamowaniu degresji jednostkowych nakładów inwestycyjnych w funkcji mocy elektrowni. Zahamowanie to zostało, jak się wydaje, spowodowane wspomnianym już pogorszeniem jakości spalanego paliwa. Spalanie odpadowego węgla kamiennego w postaci mułów i przerostów, oraz coraz szersze wykorzystanie węgla grunatnego powoduje wzrost jednostkowych nakładów inwestycyjnych. Wzrost ten jest także spowodowany wymuszonymi lokalizacjami elektrowni, np. w przypadku jej budowy w pobliżu kopalni węgla brunatnego, lub też lokalizacją wymuszoną względami ochrony środowiska. Ponadto wymogi ochrony środowiska naturalnego powodują konieczność montażu dodatkowych urządzeń, których instalowanie powoduje wzrost jednostkowych nakładów inwestacyj-

nych. W rezultacie tych czynników nastąpiło wyraźne spłaszczenie przebiegu krzywej otrzymanej dla 1975 roku, w porównaniu z krzywymi otrzymanymi dla lat 1965 i 1970. Krzywe te przedstawiono na wykresie 15.

Jednostkowe koszty wytwarzania jako funkcja mocy elektrowni

Efekty w postaci obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej wyrażają się w funkcji mocy elektrowni funkcjami regresji określonymi przez następujące parametry:

$a_{1k} = 1283,33$ $b_{1k} = -0,316$ $s_{1k} = 0,130$

$a_{2k} = 661,85$ $b_{2k} = -0,158$ $s_{2k} = 0,130$

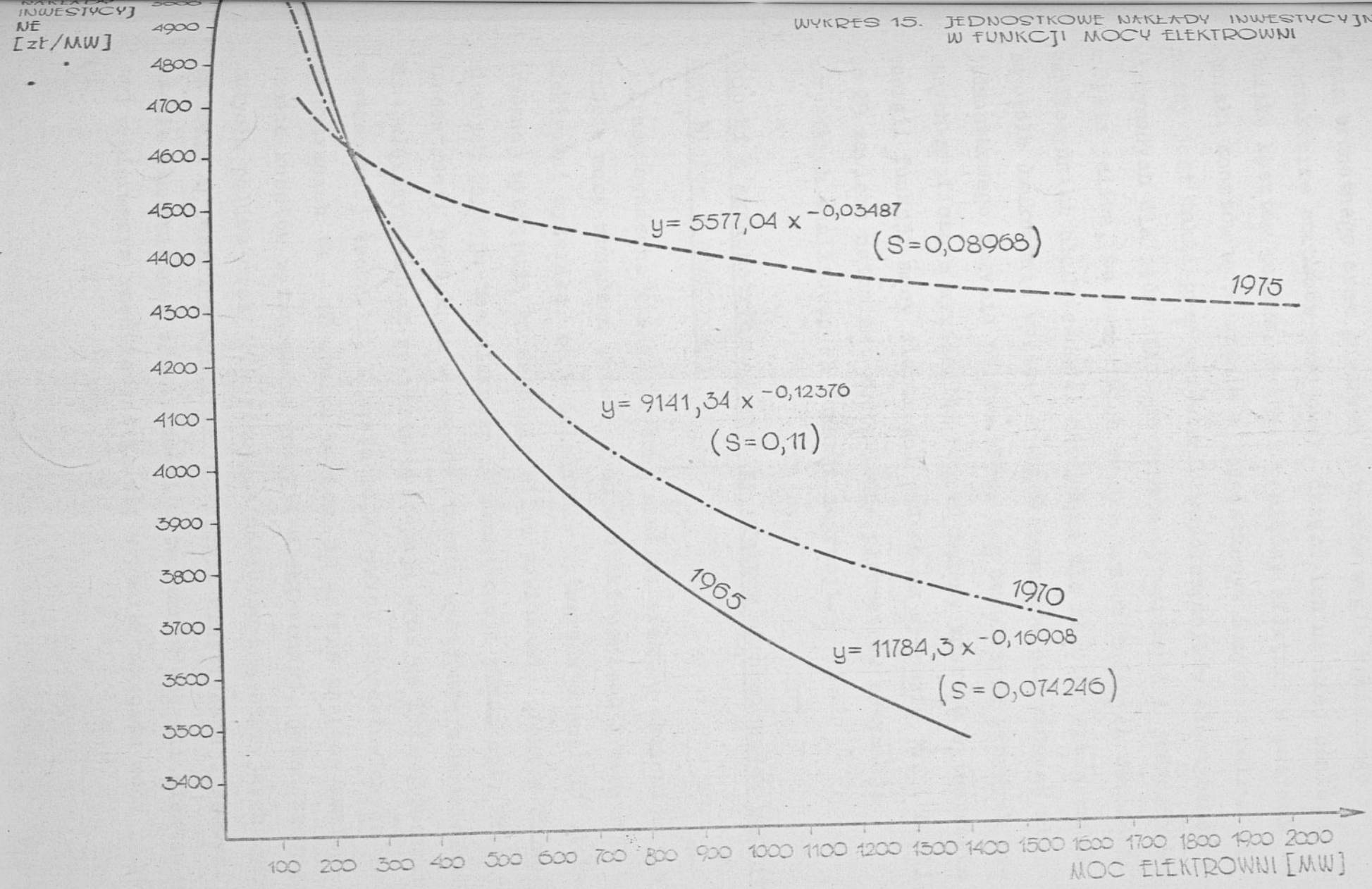
$a_{3k} = 1011,04$ $b_{3k} = -0,206$ $s_{3k} = 0,099$

a_{1k}, a_{2k}, a_{3k}, b_{1k}, b_{2k}, b_{3k} - wartość parametrów odpowiednio w roku 1965, 1970 i 1975.

s_{1k}, s_{2k}, s_{3k} - odchylenie standardowe odpowiednio w roku. 1965, 1970 i 1975.

Współczynniki elastyczności /-0,316; - 0,158; - 0,2081/ są w przypadku pomiaru kosztów wytwarzania w funkcji mocy elektrowni około dwukrotnie większe w roku 1965 i aż sześciokrotnie większe w roku 1975 od współczynników uzyskanych przy analizie nakładów inwestycyjnych. Zjawisko to występuje dlatego, ponieważ głównym efektem postępu technicznego i wzrostu mocy elektrowni jest zmniejszenie zużycia paliwa umownego, którego koszt przeważa w całkowitych kosztach wytwarzania energii elektrycznej. Ponadto zwiększający się w badanym okresie udział

WYKRES 15. JEDNOSTKOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE W FUNKCJI MOCY ELEKTROWNI

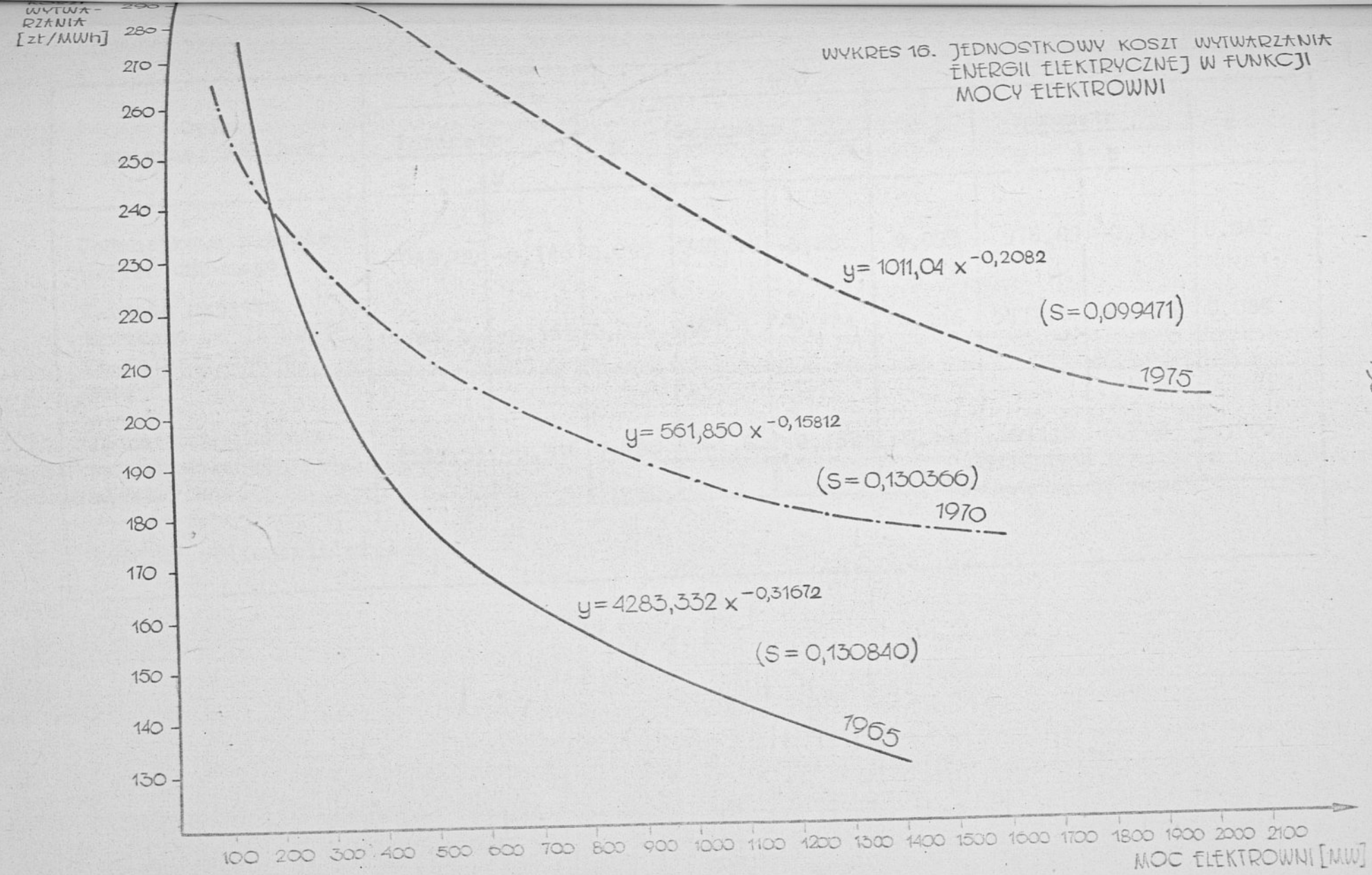


węgla brunatnego oraz gorszych gatunków węgla kamiennego w strukturze surowców powodował, dzięki ich niskiej cenie, obniżkę kosztów paliwa. Związek pomiędzy efektami w postaci obniżki kosztów wytwarzania a jednostkowym zużyciem paliwa widoczny jest także przy porównaniu współczynników elastyczności otrzymanych dla jednostkowego kosztu wytwarzania i jednostkowego zużycia paliwa, we wszystkich bowiem trzech badanych okresach współczynniki elastyczności otrzymane dla kosztów wytwarzania, są około dwukrotnie wyższe od współczynników otrzymanych dla jednostkowego zużycia paliwa. Przebieg omawianych krzywych będących graficznym wyrażeniem równań zmiany kosztów wytwarzania energii funkcji mocy elektrowni podano na wykresie 16. Tablica 29 zawiera natomiast zestawienie parametrów estymacji wszystkich analizowanych funkcji regresji.

Wnioski z ekonometrycznej analizy efektów ekonomicznych wzrostu mocy bloków i elektrowni

Przeprowadzona ekonometryczna analiza efektów ekonomicznych wzrostu mocy urządzeń wytwórczych w elektrowniach i samych elektrowni wykazała, że w dziedzinie wytwarzania energii elektrycznej występują szczególnie silne powiązania efektów ekonomicznych postępu technicznego i koncentracji produkcji. Efekty koncentracji produkcji w pewnym stopniu występują samodzielnie. W największym jednak zakresie występują wraz ze zmianą poziomu zastosowanej techniki. Z kształtu krzywych przedstawionych na wykresach 14 - 16 wynika bowiem, iż dalsze znaczne zmniejszenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej, jednostkowego zużycia paliwa oraz jednostkowych nakładów inwestycyjnych wymaga zmian w technice wytwarzania energii elektrycznej. Podwyższenie ekonomicznej efektywności wytwarzania energii elektrycznej w pierwszym rzędzie osiąga się w wyniku wzrostu mocy jednos-

WYKRES 16. JEDNOSTKOWY KOSZT WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W FUNKCJI MOCY ELEKTROWNI



Tablica 29. Zestawienie parametrów funkcji regresji $y = ax^b$ dla zmiennej niezależnej - wielkości elektrowni

Opis zmiennej zależnej	1965			1970			1975		
	Parametr		s	Parametr		s	Parametr		s
	a	b		a	b		a	b	
Jednostkowe zużycie paliwa umownego	1048,80	-0,146	0,097	713,18	-0,85	0,093	976,09	-0,130	0,048
Wartość majątku trwałego na jednostkę zainstalowanej mocy	11784,3	-0,169	0,074	9141,3	-0,124	0,116	5577,0	-0,035	0,089
Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej	1283,33	-0,316	0,130	561,8	-0,158	0,130	1011,0	-0,208	0,099

Źródło: obliczenia własne

tkowej bloku energetycznego, a więc w wyniku zmian w technice wytwarzania. W znacznie mniejszym stopniu wpływa na wzrost efektywności ogólna moc elektrowni uzyskane w wyniku zwiększenia liczby bloków. Przekonywującym na to dowodem jest to, iż w największym stopniu efekty ekonomiczne postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej wyrażają się w zmniejszeniu jednostkowych kosztów wytwarzania. Zmniejszenie tych kosztów zachodzi jednak przede wszystkim drogą zmniejszenia jednostkowego zużycia paliwa. Kolejnymi czynnikami decydującymi o obniżeniu kosztów wytwarzania jest obniżenie ceny spalanego paliwa, zmniejszenie zatrudnienia oraz stosunkowo niewielka w ostatnich latach degresja jednostkowych nakładów inwestycyjnych. Znaczne zmniejszenie jednostkowego zużycia paliwa, co wykazano już wcześniej można w warunkach polskiego systemu elektroenergetycznego uzyskać jedynie drogą zmiany techniki wytwarzania energii elektrycznej. Wydaje się także, iż zmiana ta spowoduje zahamowanie niekorzystnej tendencji do zmniejszenia degresji jednostkowych nakładów inwestycyjnych w funkcji mocy elektrowni.

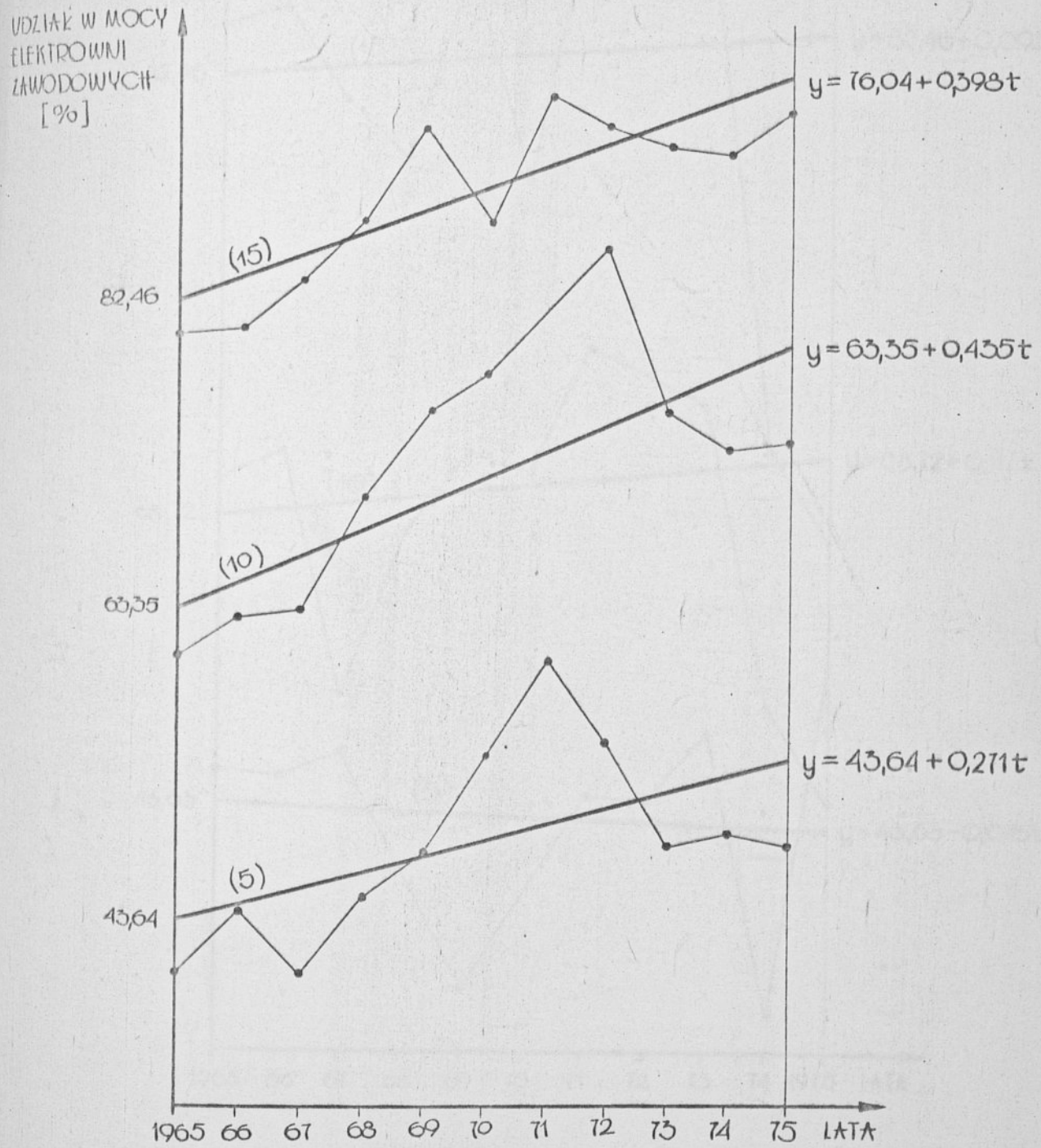
Przeprowadzona analiza prowadzi również do wniosku że rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego w latach 1960 - 1975 zachodził dość nierównomiernie. Wydaje się, że silnie zróżnicowane w poszczególnych okresach tempo i kierunki rozwoju systemu elektroenergetycznego doprowadziło do widocznych różnic w efektywności wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych okresach.

3.6. Charakterystyka niektórych trendów rozwojowych w wytwarzaniu energii elektrycznej

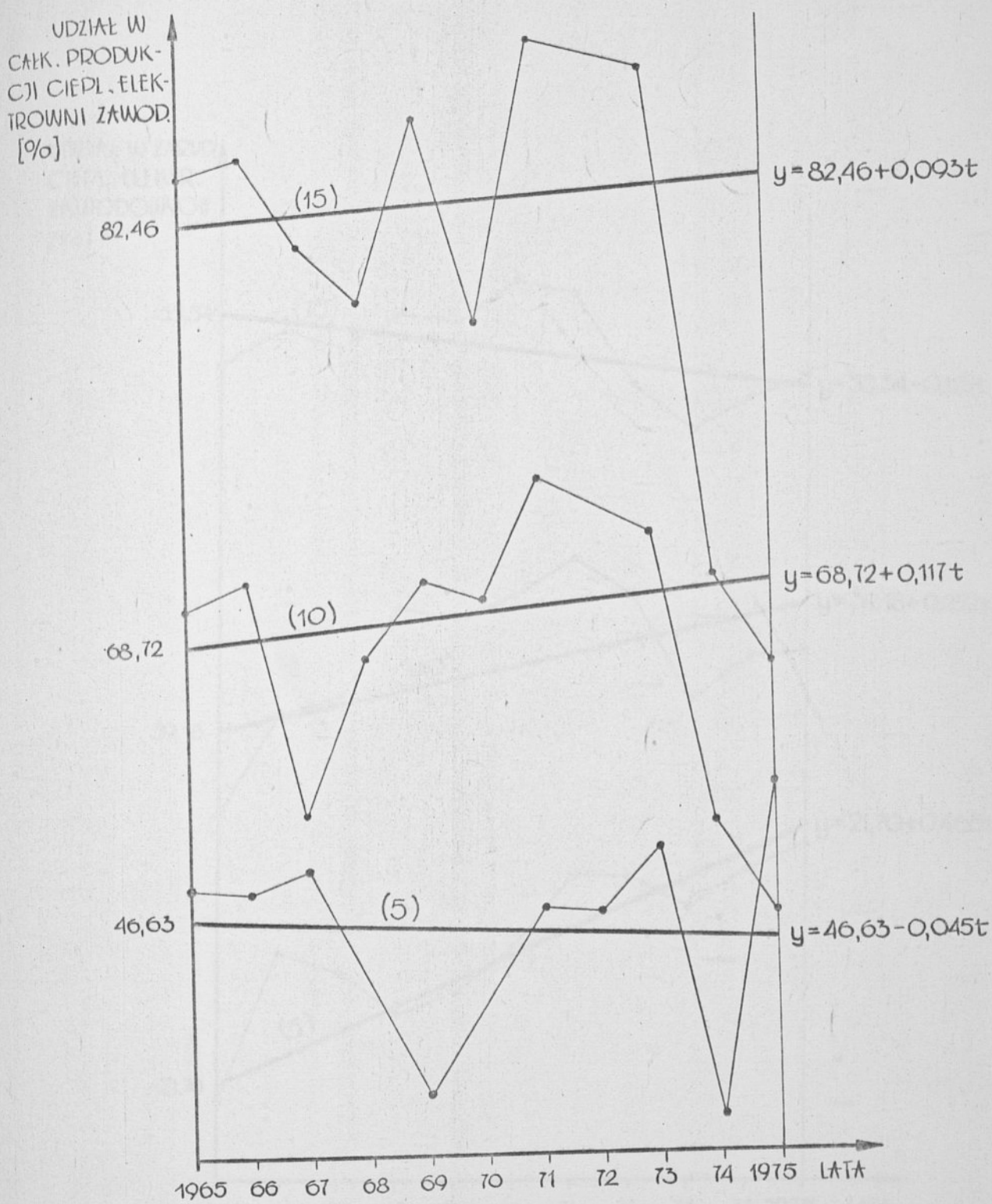
Analizę efektywności ekonomicznej postępu technicznego przy pomocy funkcji regresji żądanego typu uzupełniono określeniem równań linii trendów badając trend procentowego udziału danej liczby największych obiektów (elektrowni) w całkowitej mocy lub produkcji systemu. Analiza linii trendów pozwoli zaobserwować pewne, bardziej ogólne prawidłowości rozwoju systemu elektroenergetycznego w Polsce.

Na wykresie 17, 18 i 19 przedstawiono linie trendów obliczone metodą najmniejszych kwadratów dla udziałów 5, 10 i 15 największych elektrowni w całkowitej mocy (wykres 17), i całkowitej producji (wykres 18) i zatrudnienia (wykres 19) wg danych za lata 1965 - 1975. Jak widać z wykresów linie trendów we wszystkich przypadkach się wznoszą, z wyjątkiem linii trendów przedstawiającej udział produkcji 5-ciu największych elektrowni w całkowitej produkcji systemu. Udział 5-ciu największych elektrowni w całkowitej produkcji systemu w latach 1965 - 1975 wolno malał. Należy zaznaczyć, iż w analizowanych latach w pięciu największych elektrowniach zainstalowana była większość bloków 200 MW. Mimo ujemnej wartości parametru b określającego równanie linii trendu - parametr a, w tym równaniu jest wyższy w przypadku badania udziału produkcji 5-ciu największych, niż udziału ich mocy w całkowitej mocy systemu. W przypadku badania udziału produkcji i mocy 10-ciu największych elektrowni w całkowitej produkcji i mocy systemu wartość parametru b równania jest również większa w przypadku równania linii trendu mocy. Zestawienie parametrów również linii trendów podano w tablicy 30.

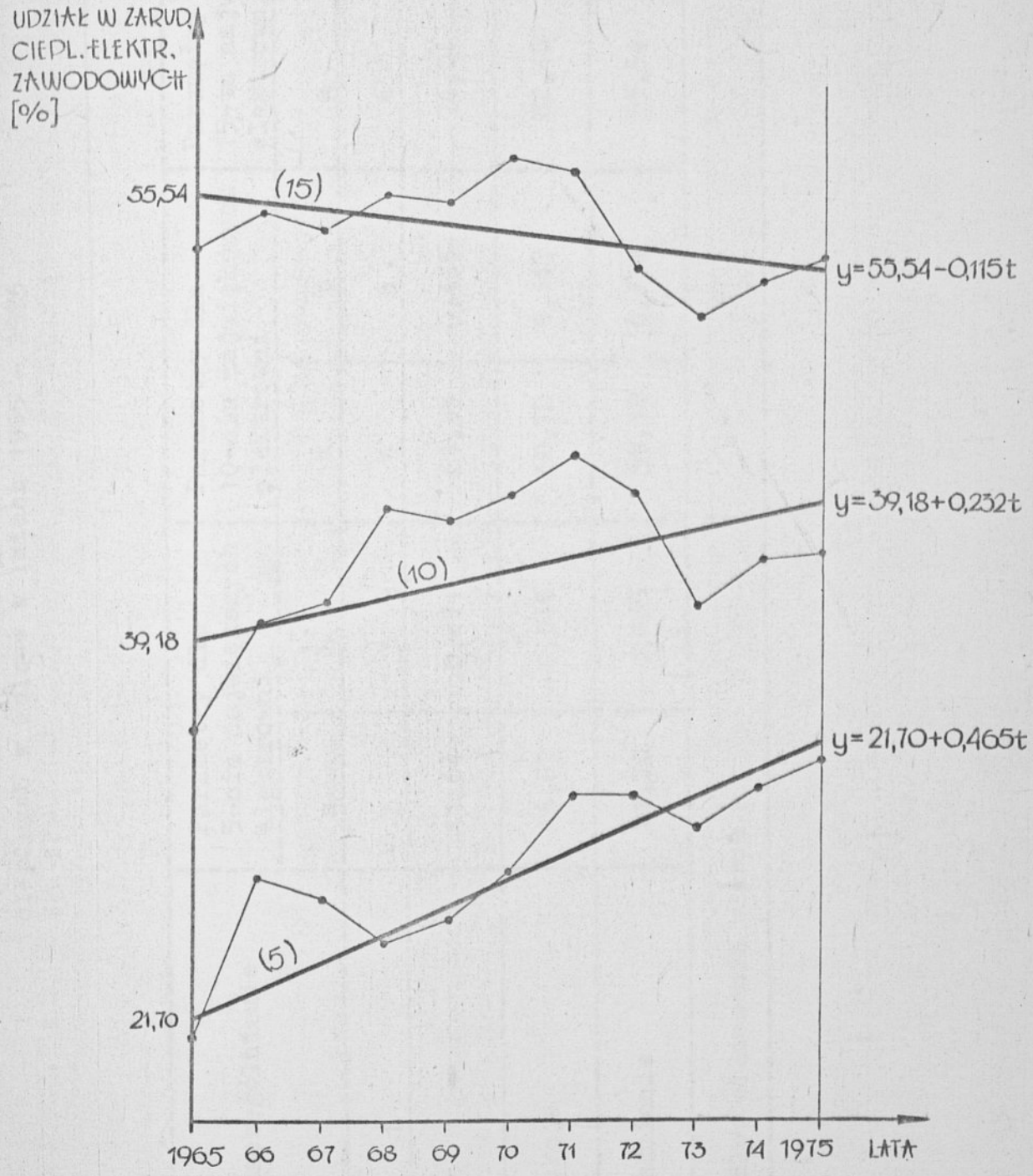
Łatwo dostrzec, że odległości między liniami trendów na obydwu wykresach, nie są jednakowe, maleją w miarę przesuwania



WYKRES 17. LINIE TRENDÓW UDZIAŁÓW MOCY 5-CIU, 10-CIU, 15-TU NAJWIĘKSZYCH CIEPLNYCH ELEKTROWNI W MOCY CAŁKOWITEJ CIEPLNYCH ELEKTROWNI ZAWODOWYCH



WYKRES 18. LINIE TRENDÓW UDZIAŁÓW PRODUKCJI 5-CIU, 10-CIU I 15-TU NAJWIĘKSZYCH CIEPLNYCH ELEKTROWNI W CAŁKOWITEJ PRODUKCJI CIEPLNYCH ELEKTROWNI ZAWODOWYCH



WYKRES 19. LINIE TRENDÓW UDZIAŁÓW ZATRUDNIENIA W 5-CIU, 10-CIU I 15-TU NAJWIĘKSZYCH CIEPLNYCH ELEKTROWNI W CAŁKOWITYM ZATRUDNIENIU W CIEPLNYCH ELEKTROWNIACH ZAWODOWYCH

Tablica 30.

Zestawienie parametrów równań trendów /y = a + bt/ wyznaczonych dla mocy, produkcji i zatrudnienia 15-tu największych elektrowni cieplnych w Polsce w latach 1965 - 1985

Wyszczególnienie	Parametry dla 5-ciu największych elektrowni		Parametry dla 10-ciu największych elektrowni		Parametry dla 15-tu największych elektrowni	
	a	b	a	b	a	b
1	2	3	4	5	6	7
Moc	41,64	0,271	63,35	0,435	76,04	0,398
Produkcja	46,63	-0,045	68,72	0,117	82,46	0,093
Zatrudnienie	21,70	0,465	39,18	0,232	55,54	0,115

Źródło: obliczenia własne

się w górę. Oznacza to, że w całym okresie 1965 - 1975 występowało dość silne zróżnicowanie elektrowni. Stałym przyrostom liczby elektrowni, odpowiadają bowiem coraz to mniejsze przyrosty ich procentowych udziałów w łącznej mocy i produkcji systemu elektroenergetycznego. Fakt ten wyrażają coraz to mniejsze przyrosty parametru a równań stojących obok odpowiednich linii trendów.

Można zauważyć także, że najwyższa wartość parametru b występuje na obu wykresach, w przypadku linii trendów przedstawionej dla 10-ciu elektrowni. Oznacza to, co łatwo dostrzec na wykresach,- że procentowy udział większej liczby największych elektrowni w łącznej mocy i produkcji systemu wzrasta znacznie szybciej w przypadku 10-ciu elektrowni, niż w przypadku mniejszej lub większej ich liczby. Przedstawia to mniejsze nachylenie linii trendów dla 5-ciu i 15 elektrowni niż dla 10-ciu największych elektrowni. Oznacza to, że zróżnicowanie wielkości mocy, choć silne w całym okresie 1965 - 1975 w miarę upływu czasu wyraźnie słabło, a w przypadku 10-ciu i 15-tu największych elektrowni zróżnicowanie co do wielkości mocy, a szczególnie produkcji - wyraźnie rosło.

Należy sądzić, że w razie niskiego wskaźnika awaryjności urządzeń wytwórczych zainstalowanych w 5-ciu największych elektrowniach, linia trendów udziału produkcji tych elektrowni w całkowitej produkcji systemu wznosiłaby się w górę (przy czym wartość parametru b tej linii trendu byłaby jednak niższa od wartości parametru b występującego w równaniu linii trendu udziału mocy 5-ciu największych elektrowni).

Przyczyną stopniowego spadku zróżnicowania kolejnych 5-ciu i 10-ciu największych elektrowni był omówiony wcześniej wzrost efektów ekonomicznych produkcji energii elektrycznej, wywołany

zmianą struktury mocy w systemie. Wzrost tych korzyści skłania do rezygnacji z budowy małych elektrowni i nakazywał budować siłownie o mocach coraz większych. W związku ze stosunkową dużym poziomem awaryjności urządzeń wytwórczych występujące korzyści są mniejsze niż można by tego oczekiwać ze zróżnicowania technicznego poziomu obiektów.

Zaskakujące z pozoru równanie linii trendów otrzymano dla udziałów zatrudnienia w 5-ciu, 10-ciu i 15-tu największych elektrowniach w ogólnej liczbie zatrudnionych w cieplnych elektrowniach zawodowych. Otrzymano w tym przypadku linie trendów zbieżne. Może być to zaskakujące, jeśli weźmie się pod uwagę fakt, iż coraz szersze wprowadzenie wielkich bloków energetycznych mocy 200 MW powinno spowodować zmniejszenie zatrudnienia. Tymczasem udział zatrudnionych w 5-ciu największych elektrowniach zdecydowanie rośnie i to wyraźnie szybciej niż udział mocy. 5-ciu największych elektrowni. Z porównania malejącego udziału produkcji 5-ciu największych elektrowni w całkowitej produkcji cieplnych elektrowni zawodowych z silnie rosnącym udziałem zatrudnienia w 5-ciu największych elektrowniach w całkowitym zatrudnieniu elektrowni cieplnych elektrowni zawodowych wynika, że różnica wartości współczynnika kątowego pomiędzy obiema liniami trendów wynosi 0,50, co odpowiada $27^{\circ}50'$. Podstawową przyczyną tych paradoksalnych z pozoru zjawisk jest omówiona wcześniej wysoka awaryjność tych bloków. Powoduje ona z jednej strony niewykorzystanie majątku trwałego i jest przyczyną ujemnego współczynnika kątowego udziału produkcji 5-ciu największych elektrowni w całkowitej produkcji cieplnych elektrowni zawodowych. Z drugiej strony natomiast długie czasy postojów bloków w remontach poawaryjnych i wysoka pracochłonność tych remontów, są przyczyną poważnego wzrostu udziału zatrudnienia w największych elektrowniach systemu elektroenergetycznego. 114/

3.7. Wpływ ochrony środowiska naturalnego na efektywność ekonomiczną postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej

W ostatnich latach wzrost mocy elektrowni - osiągających w świecie często od 2000 - 4000 MW - oraz prognozy dalszego jej zwiększenia powodują coraz większe zaniepokojenie społeczeństwa wynikające ze zwiększonego zagrożenia środowiska. Względy te spowodowały, że przy wyborze techniki wytwarzania energii elektrycznej jako jedno z podstawowych kryteriów wyboru traktuje się coraz częściej stopień zagrożenia otoczenia elektrowni przez produkty spalania. W pewnych przypadkach, wymagania związane z zanieczyszczeniem środowiska, ograniczają moc elektrowni, a przez to wpływają na dekoncentrację wytwarzania, co ma poważny aspekt ekonomiczny. Konieczność zapewnienia dostatecznie nieskażonego środowiska wpływa nie tylko na zmiany w koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju i lokalizacji elektrowni, ale także powoduje wzrost nakładów inwestycyjnych. W rezultacie ochrona środowiska staje się jednym z głównych czynników determinujących kierunki rozwoju techniki i wpływa na postać przyszłych rozwiązań technicznych.

Wymogi w zakresie ochrony środowiska stały się jednak dopiero w ostatnich latach dostatecznie ważnym czynnikiem, który należy uwzględniać przy podejmowaniu decyzji o lokalizacji elektrowni i jej wielkości. Wymuszona lokalizacja elektrowni oraz zapewnienie stosunkowo mniejszego zanieczyszczenia atmosfery popiołem i dwutlenkiem siarki spowoduje poważny wzrost nakładów inwestycyjnych. Wzrost ten następuje przede wszystkim w wyniku:

- zwiększających się kosztów odwodnienia terenu i budowy fundamentów,

- zagospodarowanie tzw. strefy ochrony sanitarnej wokół elektrowni, a szczególnie składowiska popiołu i żużla,
- instalowania elektrofiltrów o dużej sprawności odpylania spalin,
- instalowanie urządzeń do odbioru zwiększonych ilości pyłów lotnych na terenie elektrowni (budowa zbiorników pyłu, rurociągów),
- budowy składowiska paliwa interwencyjnego, charakteryzującego się mniejszą ilością zanieczyszczeń,
- stosowanie obiegów zamkniętych wody chłodzącej,
- budowy instalacji alarmowych kontroli powietrza i wody,
- kosztów przedsięwzięć zabezpieczających przed hałasem,
- kosztów studiów ekspertyz i dokumentacji projektowych mających na celu uwzględnienie wszystkich powyższych czynników.

Szacuje się, że łączne zwiększenie jednostkowych kosztów budowy elektrowni, z tytułu uwzględnienia podanych czynników, wynosi do 12% w zależności od mocy elektrowni, jakości spalanego paliwa i warunków lokalnych. Równocześnie następuje wzrost kosztów stałych produkcji energii elektrycznej poprzez zwiększenie odpisów na amortyzację. Następnie także pogorszenie sprawności obiegu cieplnego elektrowni od 0,2 - 2% i zwiększenie zatrudnienia w elektrowni o 10-15%. W rezultacie wystąpić może wzrost kosztów własnych wytwarzania energii elektrycznej o około 8% w skali rocznej. 115/

Szczególnie duże straty w gospodarce narodowej wynikające z zanieczyszczenia środowiska powstawać mogą, gdy obok pogorszenia się warunków wodnych w rejonie budowy elektrowni występuje duże zanieczyszczenie atmosfery związków siarki. Pogorszenie się warunków wodnych następuje szczególnie silnie w przypadku elektrowni spalającej węgiel brunatny z pobliskiej

kopalni odkrywkowej. Tereny przylegające do kopalni odwodnione są wskutek działania leja dyspersyjnego, którego zasięg w zależności od głębokości kopalni wynosi 5 - 15 km. W wyniku zmniejszania ilości wilgoci w glebie na terenie występowania leja dyspersyjnego, roślinność, a szczególnie lasy stają się bardzo wrażliwe na stężenie dwutlenku siarki w atmosferze i opady pyłu. [116/]

W związku ze zwiększaniem się ilości związków siarki emitowanych do atmosfery uważa się dość powszechnie, że duża jej zawartość w paliwie może stać się poważnym czynnikiem ograniczającym rozwój energetyki. [117/] Szacuje się, że przy spalaniu paliw o takiej zawartości związków siarki jak obecnie, praca elektrowni o mocy powyżej 2000 MW stanie się szczególnie uciążliwa już w latach 80-tych. Ponadto, zgodnie z aktualnymi prognozami należy się spodziewać, że około roku 2000 nawet zmniejszenie zawartości siarki w paliwie może spowodować ograniczenie mocy elektrowni pracującej na węglu do 1600 MW. [118/]

Mimo tych dość pesymistycznych stwierdzeń, w wytwarzaniu energii elektrycznej w latach 1965 - 1975 uzyskano stosunkowo znaczny postęp w zakresie ochrony środowiska naturalnego w latach 1965 - 1975. Tempo przyrostu ilości spalanego paliwa przez elektrownie wynosiło przeciętnie około 10% w skali rocznej. Mimo tego, ilość stałych produktów spalania emitowanych do atmosfery w postaci popiołów wyraźnie zmalała, a to dzięki zwiększeniu sprawności urządzeń odpylających - przede wszystkim elektrofiltrów. Sprawność urządzeń odpylających w Polsce wzrosła od 72 - 83% (tylko w Elektrowni Łagisza wynosiła 92%) w 1965 roku do poziomu 96 -98% w 1975 r., w kilku dużych elektrowniach. Poza tym elektrofiltry w roku 1975 charakteryzowały się mniejszą awaryjnością w porównaniu z 1965 rokiem. Niektóre najważniejsze dane dotyczące oceny przedsięwzięć związanych z ochroną powietrza atmosferycznego w latach 1965 -

1975 prezentuje tablica 31.

Jak wynika z podanych w tablicy liczb emisja popiołów lotnych do astmosfery zmniejszyła się w latach 1965 - 1975 o 378 tys ton. W tym samym czasie nastąpił wzrost ilości spalanego paliwa o około 35 mln ton. Wskaźnik uchwycenia popiołu wzrósł z 73,6% do 94,3% co daje przyrost równy 26,8% w porównaniu z 1965 rokiem. Podane dane świadczą o tym, iż w latach 1965 - 1975 uzyskano w wytwarzaniu energii elektrycznej znaczne zmniejszenie zagrożenia atmosfery emisją popiołów. Rośnie natomiast bardzo wyraźnie ilość SO_2 emitowana do atmosfery przez kominy elektrowni. Zawartość siarki zawartej w paliwie spalanym przez krajowe elektrownie jest duża i wynosiła np. w 1975 roku od 0,8 - 1,49%, a w przypadku jednej elektrowni aż 2,72%. [119/] Tak duża zawartość siarki w paliwie może w przyszłości nie tylko ograniczać wzrost mocy elektrowni, a także może wpływać na czas wykorzystania dużych bloków w elektrowniach. Przy niektórych stanach atmosfery może okazać się bowiem, że ze względu na stężenie SO_2 w atmosferze należy ograniczyć moc pracujących turbozespołów.

W związku z przytoczonymi prognozami i danymi dotyczącymi ochrony środowiska należy sądzić, że jeśli nie uda się wprowadzić do praktyki gospodarczej metod wyeliminowania z paliw lub ich produktów spalania związków siarki, nastąpić muszą pewne zjawiska dekoncentracji produkcji energii elektrycznej, a co się z tym wiąże nastąpi obniżenie efektów ekonomicznych wynikających ze stosowania wielkiej skali produkcji.

Uważa się coraz częściej, iż z punktu widzenia ochrony środowiska może okazać się koniecznością zmiana struktury mocy wytwarzania energii, na rzecz elektrowni spalających paliwo jądrowe. Elektrownie te przy założeniu bardzo małego

w energetyce zawodowej w latach 1965 - 1975

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka miary	1965	1970	1971	1972	1973	1974	1975
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Emisja popiołów	tys ton/rok	1187	1053	936	939	878	807	809
2.	Emisja SO_2	tys ton/rok	.	.	.	.	1139	1215	1370
3.	Uchwycony popiół i żużel	tys ton/rok	.	8040	8767	9937	10826	12061	13606
4.	Wskaźnik uchwycenia popiołu a/	%	73,6	89,6	90,1	91,4	92,4	93,7	94,3
5.	Nakłady na modernizacje i inwestycje związane z ochroną środowiska	mln zł	.	.	258,3	245,8	330,8	345,7	299,5
6.	Całkowita ilość spalanego węgla kamiennego i brunatnego	mln ton	33717	51150	55216	60866	65123	69083	74380

Źródło: Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw podległych Zjednoczeniu Energetyki, roczniki 1965 s.84, 1970 s.72, 1975 s.74.

a/ Wskaźnik uchwycenia popiołu = $\frac{\text{Ilość uchwyconego popiołu (tys.ton/rok)}}{\text{Ilość popiołu zawartego w paliwie (tys.ton/rok)}} \cdot 100\%$

prawdopodobieństwa wystąpienia poważnej awarii reaktora atomowego stanowią znacznie mniejsze zagrożenie dla środowiska.

3.8. Ekonomiczne i techniczne przesłanki zmian w poziomie automatyzacji urządzeń wytwórczych w elektrowniach

Wszystkie pracujące i nowo budowane elektrownie o dużej mocy posiadają pełną mechanizację, a procesy mechanizacji najważniejszych układów w elektrowniach zostały praktycznie zakończone. Mechanizacja ta dotyczy przede wszystkim nawęglania i odpopielenia. Dobór urządzeń służących do nawęglania, odżużlania i usuwania pyłów zależy od wielu różnych czynników, a jako najważniejsze z nich podane są: ilość spalonego paliwa, ilość otrzymywanych popiołów i żużlu, odległość ich transportowania oraz sposób i możliwości składowania. Procesy mechanizacji wiążą się ściśle z realizowanym postępem technicznym i koncentracją mocy i produkcji. Osiągnięcie bowiem wysokiego stopnia koncentracji i wysokiego poziomu techniki wytwarzania ze względów technicznych, a także ekonomicznych nie byłoby możliwe bez wysokiego stopnia mechanizacji. Mechanizacja powoduje wyeliminowanie z procesu produkcyjnego robót wymagających dużego wysiłku fizycznego, przeprowadzanych często w warunkach szkodliwych dla zdrowia, a przez to umożliwia poważne zmniejszenie zatrudnienia.

Osiągnięcie wysokiego stopnia efektywności wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem turbozespołów dużej mocy wymaga nie tylko pełnej mechanizacji, ale także odpowiedniego poziomu automatyzacji. Automatyzacja pracy większości urządzeń pracujących w elektrowniach jest podobnie jak mechanizacja uzasadniona nie tylko względami ekonomicznymi, ale również technicznymi. Składa się na to wzrost mocy poszczególnych

obiektów systemu w elektrowni, wzrost ilości maszyn i urządzeń stosowanych w procesie wytwórczym, oraz intensyfikacja tego procesu. Sterowanie w tych warunkach poszczególnymi urządzeniami bardzo się komplikuje, a trudne problemy sterowania wynikają z potrzeby precyzyjnej realizacji zadań elektrowni w systemie elektroenergetycznym. Poza tym występują poważne trudności w opanowaniu przez człowieka procesów zachodzących bardzo szybko, do których kontrolowania konieczne jest bardzo duża ilość przetwarzanych informacji. 120/

Automatyzacja w wytwarzaniu energii elektrycznej obejmuje prace nastawczo-regulacyjne oraz prace związane z dystrybucją energii. W trakcie eksploatacji systemów energetycznych powstają nieuchronne uszkodzenia urządzeń elektrowni, sieci energetycznych oraz odbiorników energii u użytkowników. Uszkodzenie takie naruszają tryb zaopatrzenia w energię i tworzą sytuacje awaryjne. Zapobieganie takim przypadkom bez automatyzacji byłoby niemożliwe. Człowiek, ze względu na kontrolę dużej ilości punktów pomiaru różnych wielkości zareagowałby za późno, lub też należałoby zwiększyć kilkakrotnie liczbę osób czuwających nad sprawnym funkcjonowaniem obiektu, co spowodowałoby zwiększenie kosztów wytwarzania i przesyłania energii.

Szczególnie wysokiego poziomu automatyzacji wymagają bloki energetyczne dużych mocy pracujące na wysokich parametrach czynnika roboczego. W takich przypadkach prowadzone procesy eksploatacyjne wymagają wysokiej precyzji i staranności. Zespoły techniczne stosowane w elektrowniach wyposażonych w takie bloki są bardzo złożone, wskutek czego nie można przewidzieć każdej niebezpiecznej sytuacji, zwłaszcza podczas rozruchów lub wyłączeń. Zupełnie przypadkowe zakłócenia mogą spowodować awarie, której skutki będą bardzo poważne ze wzglę-

du na straty jakie powoduje w systemie elektroenergetycznym postój wysokospranwego bloku i straty wynikające z uszkodzenia urządzeń.

Jeszczebardziej skomplikowane układy automatyki niż w elektrowniach cieplnych opalanych paliwem konwencjonalnym stosuje się w elektrowniach jądrowych. Skutkiem awarii niektórych elementów takiej elektrowni możebyć radioaktywne skażenie instalacji, a nawet całej elektrowni. W normalnej pracy elektrowni promieniowanie utrudnia dostęp do niektórych maszyn i urządzeń, a potrzeba ich naprawy może spowodować długotrwały postój bloku.

O zadaniach jakie spełnia automatyka w nowoczesnych elektrowniach pośrednio może świadczyć liczba punktów w których dokonuje się niezbędnych pomiarów potrzebnych do kontrolowania procesu produkcyjnego. Turbozespół o mocy 500 MW posiada np około 650 takich punktów, a liczba ich w jednym bloku /typu planowego do wprowadzenia w Polsce/ elektrowni atmowej przekracza 1000. [121/] Jeden człowiek - dyspozytor nie posiada możliwości percepcji tylu informacji, szczególnie w stanach awaryjnych, lub okresach rozruchów i odstawień, tj. wtedy, gdy wymagana jest natychmiastowa decyzja. Dlatego układy automatyki obok przejęcia roli kontroli pracy turbozespołu w czasie normalnej eksploatacji musi umożliwiać - w przypadku, bloków energetycznych o mocach powyżej 200 MW - przeprowadzenie automatycznego rozruchu lub odstawienia bloków w stanach awaryjnych z przedstawionych względów koniecznym jest ciągłe ulepszanie i rozbudowywanie układów automatu.

Obok rozbudowy konwencjonalnych układów automatyki coraz częściej w elektrowniach wielu krajów świata wykorzystuje się duże maszyny cyfrowe. [122/] Stanowią one coraz bardziej ulepszone narzędzie, pomagające dyspozytorom ocenić niezawodność

pracy systemu elektroenergetycznego lub elektrowni dzięki szybkiej i zwięzłej interpretacji nasuwających na bieżąco danych, oraz symulacji zachowania się urządzeń po ewentualnych stanach awaryjnych. Pomimo tych niewątpliwych korzyści przydatność maszyn cyfrowych do kompleksowej automatyzacji pracy całej elektrowni jest na razie niepełna. W krajowych elektrowniach np. przeprowadza się obecnie próby wykorzystania maszyny cyfrowej do sterowania pracą niektórych maszyn elektrowni. Trudności w szerokim wykorzystaniu komputerów do kompleksowej regulacji pracy elektrowni wynikają przede wszystkim z tego, iż sterowanie pracy elektrowni przy pomocy komputera jest niemożliwe poprzez dołączenie układu komputerowego do istniejących instalacji. Musi to być bowiem uwzględnione już w projekcie instalacji.

Bloki 200 MW stosowane dotychczas w kraju nie wymagają stosowania maszyn cyfrowych. Należy jednak sądzić, że wprowadzenie do eksploatacji bloków wyższych mocy - 360 i 500 MW może wymagać, dla sprawnego sterowania pracy elektrowni stosunkowo szerokiego wykorzystania, maszyn cyfrowych. Warto przy tym podkreślić, że zastosowanie komputerów nie pozwoli na oszczędności w kosztach obsługi. Jeśli nawet można w takich wypadkach zlikwidować niektóre stanowiska dyspozytorskie, to i tak trzeba zatrudniać wysokokwalifikowany personel do obsługi maszyn cyfrowych.

Określenie ekonomicznej efektywności automatyzacji w elektrowniach jest bardzo trudne. W literaturze trudno jest spotkać artykuły, które przedstawiałyby ten problem zarówno od strony metodologicznej jak i praktycznej. Między innymi z tych też względów trudno jest w obecnie podjąć próbę empirycznego ustalenia występujących w tym zakresie efektów ekonomicznych. Wydaje się jednak, że w niektórych przypadkach przydatne do tego

celu mogą być metody oceny ekonomicznej efektywności przedsięwzięć związanych z poprawą niezawodności maszyn i urządzeń stosowanych w elektrowniach. Jednym z podstawowych bowiem zadań układów automatyki jest zapewnienie wysokiego stopnia niezawodnej pracy elektrowni.

UWAGI KOŃCOWE

Przedstawiona w pracy analiza efektywności ekonomicznej postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej obejmuje piętnastoletni okres gospodarki PRL. Pozwoliło to na dokonanie oceny przemian technicznych, zachodzących w dziedzinie wytwarzania energii elektrycznej i określenie rozmiarów zadań w najbliższej przyszłości.

Uwagi i wnioski z przeprowadzonych badań dotyczą głównie czterech problemów, a mianowicie: oceny ekonomicznej efektywności dotychczasowych technik wytwarzania energii elektrycznej w kraju w porównaniu z technikami stosowanymi w innych uprzemysłowionych krajach świata; ekonomicznej efektywności wytwarzania energii elektrycznej w skali gospodarki narodowej; oceny ekonomicznej efektywności koncentracji mocy w elektrowniach kondensacyjnych energetyki zawodowej oraz oceny wpływu czynników decydujących o tej efektywności.

Z zebranych materiałów wynika, że poziom techniki wytwarzania energii elektrycznej w kraju odbiega wyraźnie od tendencji rozwojowych występujących w wielu krajach świata. W elektrowniach krajowych od 12 lat pracują niezmienione typy maszyn i urządzeń, gdy tymczasem w wielu krajach wprowadzono w tym zakresie poważne zmiany techniczne polegające przede wszystkim na wprowadzaniu do eksploatacji bloków energetycznych coraz większych mocy. W przodujących więc krajach pod względem postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej uzyskano bardziej korzystne, z punktu widzenia ekonomicznego i technicznego, wskaźniki techniczno-ekonomiczne, co pozwoliło zmniejszyć nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne przypadające odpowiednio na jednostkę zainstalowaną mocy i jednostkę wytworzonej energii elektrycznej.

W krajowym systemie elektroenergetycznym do tej pory nie wykorzystano nowych, stosowanych na świecie technik wytwarzania, polegających na zastosowaniu jako surowca paliwa jądrowego. W rezultacie w okresie przynajmniej najbliższych 10 lat udział energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach jądrowych w globalnej produkcji energii elektrycznej będzie niewielki, co doprowadza do poważnego wzrostu zużycia paliwa konwencjonalnego przez elektrownie i odbije się na krajowym bilansie paliwowo-energetycznym.

Opóźnienie rozwoju techniki wytwarzania energii elektrycznej w kraju w porównaniu z szeregiem wysoko uprzemysłowionych krajów świata jest w pewnym stopniu usprawiedliwione strukturą surowcową wytwarzania energii elektrycznej. W okresie minionych 15 lat opanowano w krajowych elektrowniach spalanie "trudnych" paliw w postaci węgla brunatnego, oraz odpadowego węgla kamiennego - mułów i przerostów. Niską stosunkowo wartość opałową ma również energetyczny węgiel kamienny, spalany przez elektrownie.

W związku ze stosunkowo stabilną w kraju sytuacją paliwowo-energetyczną wytwarzanie energii elektrycznej w energetyce zawodowej jest oparte prawie wyłącznie na paliwie mineralnym. W elektrowniach wykorzystywane są maszyny i urządzenia przystosowane do wykorzystania tego paliwa. Udział sił wodnych w globalnej produkcji energii elektrycznej jest niewielki.

Wysoka w badanym okresie dynamika mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym i produkcji energii elektrycznej (wyższa w zasadzie od dynamiki dochodu narodowego i produkcji przemysłowej) nie pozwoliła za zaspokojeniew pełni potrzeb gospodarki narodowej. W niektórych latach wystę-

pował okresowy deficyt mocy w systemie, co spowodowało poważne straty. Szczególnie niekorzystne tendencje w tym zakresie pojawiły się w 1975 r. Deficyt ten w 1976 roku uległ dalszemu pogłębieniu. Główną przyczyną okresowego braku mocy w systemie elektroenergetycznym były bardzo nierównomierne przyrosty mocy w systemie w poszczególnych latach badanego okresu oraz duża awaryjność bloków energetycznych zainstalowanych w elektrowniach pracujących w podstawie obciążenia systemu.

W latach 1960 - 1975 zachodziła poważna zmiana struktury mocy zainstalowanej w elektrowniach, przejawiająca się w zwiększaniu udziału mocy zainstalowanej w dużych blokach energetycznych w całkowitej mocy zainstalowanej w cieplnych elektrowniach zawodowych. W wyniku tych przemian nastąpiły korzystne zmiany w kształtowaniu się parametrów techniczno-ekonomicznych. Duże efekty ekonomiczne osiągnięto dzięki zmniejszeniu jednostkowego zużycia paliwa umownego brutto i netto. Zmniejszenie jednostkowego zużycia paliwa netto uzyskano przez zwiększenie sprawności wytwarzania energii i zmniejszenie zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne obiektów wytwórczych. Dalsze poważne zmniejszenie tego wskaźnika osiągnąć można przez podniesienie średniej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w obiegu kondensacyjnym, z czym wiążą się dalsze zmiany w strukturze mocy systemu i zwiększenie ilości energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z energią cieplną.

Poważne korzyści ekonomiczne w wytwarzaniu energii elektrycznej możnaby osiągnąć zmniejszając stopień awaryjności poszczególnych turbozespołów o mocy 120 - 200 MW. Zmniejszenie czasu trwania remontów poawaryjnych oraz zmniejszenie częstości występowania awarii pozwoliłoby uzyskać stosunkowo duże

zmniejszenie jednostkowych kosztów wytwarzania. Szczególnie ważnym efektem ekonomicznym byłoby zmniejszenie rezerwowej mocy w systemie elektroenergetycznym co pozwoliłoby w znacznym stopniu ograniczyć nakłady inwestycyjne konieczne do zwiększenia mocy systemu. Duża awaryjność wysokosprawnych bloków energetycznych powoduje, że efektywność ekonomiczna ich funkcjonowania jest niższa niż możnaby tego oczekiwać z różnic w poziomie zastosowanej techniki wytwarzania pomiędzy tymi blokami, a turbozespołami niższych mocy. Uzasadnia to porównanie linii trendów udziałów mocy, produkcji i zatrudnienia pięciu największych elektrowniach w całkowitej mocy, produkcji i zatrudnieniu w cieplnych elektrowniach zawodowych. Wznoszącej się bowiem linii trendów udziału mocy odpowiada nieco spadająca linia trendu udziału produkcji oraz wyjątkowa silnie wznosząca się linia trendu udziału zatrudnienia.

Jest wiele przyczyn, powodujących wysoki stopień awaryjności turbozespołów dużych mocy. Decydujące jednak znaczenie mają przyczyny związane bezpośrednio z jakością pracy pracowników elektrowni. W związku z tym należy zwrócić szczególną uwagę na staranność wykonania montażu i remontu, jakość materiałów i półfabrykatów przeznaczonych do montażu i remontu oraz właściwą eksploatację maszyn i urządzeń zainstalowanych w elektrowniach.

Efektywność ekonomiczna postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej w czasie ostatnich 15-tu lat zmieniała się wyraźnie w poszczególnych okresach rozwoju gospodarczego kraju. Najwyższą efektywność ekonomiczną wykazywały przedsięwzięcia z zakresu postępu technicznego wprowadzone w latach 1960 - 1965. Wyraźne zmniejszenie efektów ekonomicznych wystąpiło w okresie następnych pięciu lat. W latach 1971 - 1975 obserwuje się pewien wzrost efektywności wytwarzania energii elektrycznej w porównaniu z poprzednim okresem pięcio-

letnim.

Podstawowym efektem ekonomicznym postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej jest obniżka jednostkowych kosztów wytwarzania. Obniżenietych kosztów zachodzi przede wszystkim drogą zmniejszenia kosztów zmiennych, a więc głównie dzięki zmniejszeniu jednostkowego zużycia paliwa umownego. Jednostkowe nakłady inwestycyjne wpływały w poszczególnych okresach pięcioletnich w coraz mniejszym stopniu na obniżenie jednostkowych kosztów wytwarzania. Poważne dalsze zmniejszenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii możnaby uzyskać przez zwiększenie czasu wykorzystania wysokosprawnych bloków energetycznych.

Obok zmniejszenia jednostkowego kosztów wytwarzania energii elektrycznej efekty ekonomiczne postępu technicznego przejawiają się w poprawie wskaźników techniczno-ekonomicznych, a szczególnie w zakresie jednostkowego zużycia paliwa, co ma duże znaczenie z punktu widzenia bilansu paliwowo-energetycznego kraju.

Zachodzące w szybkim tempie procesy koncentracji produkcji energii elektrycznej i mocy zainstalowanych w jednym bloku lub elektrowni są podstawowym czynnikiem wpływającym na wzrost efektywności ekonomicznej wytwarzania energii. Procesy te są także przyczyną negatywnych zjawisk związanych przede wszystkim z zanieczyszczeniem środowiska naturalnego. W związku z tym szczególną uwagę należy zwrócić na zanieczyszczenie atmosfery produktami spalania paliw mineralnych w konwencjonalnych elektrowniach cieplnych oraz na bilans wody w rejonie elektrowni.

Elektrownie cieplne zawodowe spalające paliwo mineralne o dużej zawartości popiołu i związków siarki stanowią znaczne

zagrożenie dla środowiska naturalnego z otoczenia elektrowni. Dzięki instalowaniu w elektrowniach sprawnych elektrofiltrów ilość emitowanego popiołu, przez elektrownie do atmosfery uległa w ostatnich pięciu latach zdecydowanemu zmniejszeniu. Niepokojąco rośnie natomiast ilość emitowanego do atmosfery, bardzo szkodliwego, dwutlenku siarki.

W wyniku spalania paliwa o tak dużej zawartości siarki jak obecnie, przedsięwzięcia mające na celu zmniejszenia zagrożenia środowiska powodować będą bez wątpienia, wzrost jednostkowych nakładów inwestycyjnych i kosztów wytwarzania energii. W pewnych przypadkach dla zmniejszenie zanieczyszczenia atmosfery związkami siarki może okazać się konieczne zahamowanie procesu koncentracji mocy w elektrowniach co spowoduje dalsze obniżenie efektów ekonomicznych wynikających z wielkiej skali produkcji.

Analiza dotychczasowego przebiegu efektywności ekonomicznej postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej stwarza pewną możliwość wnioskowania o jego kształtowaniu się w przyszłości i wstępnego sformułowania niektórych postulatów dotyczących jego rozwoju.

Warunki dalszego rozwoju gospodarczego kraju wymagają - uwzględniając dalszy wzrost globalnego zużycia energii elektrycznej oraz wzrost udziału tej postaci energii w globalnym zużyciu wszystkich rodzajów energii - szybkiego rozwoju potencjału wytwórczego w wytwarzaniu energii elektrycznej. Tempo przyrostu mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym powinno, z punktu widzenia potrzeb gospodarki narodowej, zachodzić w tempie conajmniej równym, przyrostowi produkcji przemysłowej.

Osiągnięcie wysokiego poziomu efektywności ekonomicznej wytwarzania energii elektrycznej wymaga wprowadzenia zmian w technikach wytwarzania, na rzecz zastosowania wysokospraw-

nych bloków energetycznych wyższych mocy niż dotychczas stosowane. Rezultatem tych zmian powinno być obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej i poważna poprawa innych parametrów techniczno-ekonomicznych. Realizacja tych zadań wymaga jednak wprowadzenia szeregu przedsięwzięć dotyczących zwiększenia czasu wykorzystania wysokosprawnych turbozespołów.

Efekty ekonomiczne postępu technicznego w dziedzinie wytwarzania energii elektrycznej są związane ściśle z zabezpieczeniem odpowiedniej czystości środowiska naturalnego. W najbliższych latach przed energetyką muszą pojawić się zadania wymagające zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska szczególnie związkami siarki. W przeciwnym wypadku mogą okazać się konieczne procesy dekoncentracji mocy elektrowni, co spowoduje zahamowanie obniżenia społecznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Potrzeba wprowadzenia bardziej sprawnych technik wytwarzania energii elektrycznej i uwzględnienie ochrony środowiska naturalnego stająsię szczególnie pilne, gdy zwróci się uwagę na przyszłe zadania energetyczne kraju. W prognozie "Polska 2000" przewiduje się zużycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca rocznie, w granicach od 10 500 - 15 000 kWh.[123/] Zakładając, że zużycie to będzie w 2000 roku wynosić 12000 kWh rocznie należy stwierdzić ponad pięciokrotny wzrost zużycia energii na jednego mieszkańca w stosunku do 1975 r. Przyjmując liczbę ludności kraju w roku 2000 w wysokości 40 mln trzeba uzyskać produkcję energii elektrycznej w ilości 480 000 GWh. Taka produkcja wymaga zainstalowania 80 000 MW mocy energetycznej czyli czterokrotnie więcej niż w 1975 r. Zakładając dotychczasowe techniki wytwarzania energii elektrycznej należałoby zainstalować 400 bloków energetycznych o mocy 200 MW,

co jest równoznaczne z budową 40 elektrowni o mocy 2000 MW, a więc mocy Elektrowni Turów.

Chcąc uczynić ten program realny okazuje się konieczne szybkie zastosowanie energii jądrowej oraz likwidację opóźnień w budowie elektrowni atomowych w stosunku do poziomu światowego. Obecnie należy przystąpić także do znacznego przyśpieszenia rozbudowy i unowocześnienia konwencjonalnych elektrowni w systemie elektroenergetycznym.

PRZYPISY

1) Postęp techniczny jest pojęciem bardzo złożonym i może być rozpatrywany w różnych płaszczyznach. B. Pilawski pisze, że "Zdefiniowanie postępu technicznego jest niemożliwe. Możliwe jest natomiast określenie przyjętego punktu widzenia, celu i założeń pracy, oraz wynikająca stąd indywidualna interpretacja pojęcia postępu technicznego." Zob. B.Pilawski; Obliczanie efektów ekonomicznych postępu technicznego w przedsiębiorstwie przemysłowym. PWE, Warszawa 1970 r., s.374.

2) K. Wandelt: Istota i rodzaje postępu technicznego. Poznańskie Towarzystwo Przyjaciół Nauk, Poznań 1960, s.4 i 59.

3/ Podobnie obszar występowania postępu technicznego w energetyce określa W. Spruch; W. Spruch: Strategia postępu technicznego. PWE, Warszawa 1974 r. s.122.

4) Pod pojęciem systemu elektroenergetycznego rozumie się zespół urządzeń służących do wytwarzania, przesyłania i użytkowania energii elektrycznej.Por. Modele matematyczne planowania elektrowni w systemie elektroenergetycznym (część teoretyczna), Poznańskie Towarzystwo Przyjaciół Nauk, Wydział Nauk Technicznych, Prace Komisji Elektrotechniki. t.I. z.1. Poznań 1970. s.3.

5) Przez elektrownie zawodowe rozumie się elektrownie podległe Zjednoczeniu Energetyki. Wraz ze zmianami organizacyjnymi resortu energetyki w 1976 roku rozwiązano Zjednoczenie Energetyki. Elektrownie te zostały podporządkowane Ministerstwu Energetyki i Energii Atomowej poprzez odpowiednie zjednoczenia.
Elektrownie podporządkowane wszystkim innym resortom określa się mianem elektrowni przemysłowych.

6) K.Kopecki: Zasoby surowców energetycznych Polski i ich wykorzystanie do roku 2000 na tle bilansu światowego. /w/ Polska 2000, z.1. Ossolineum 1973 r., s.61 - 64.

7) Znaczenie elektryfikacji dla społeczeństwa socjalistycznego często podkreślał w swoich pracach W.L. Lenin. Ogólnie znane jest określenie "Komunizm - to władza radziecka plus elektryfikacja całego kraju..." W.L. Lenin: Dzieła. Warszawa 1956, t.31. s. 427, także W.L. Lenin: Dzieła. Warszawa 1956 t.31, ss. 153,290,427, t.32 s.s. 131,487.

8) Produkcja energii elektrycznej netto jest to produkcja brutto zmniejszona o zużycie własne elektrowni. Produkcja brutto - produkcja zmierzona na zaciskach generatorów w elektrowniach.
Zużycie netto energi elektrycznej netto określone jest jako zużycie finalne, lub mierzone przez liczniki odbiorców.

9) Por. K. Kruszko: Użytkowanie energii elektrycznej w Polsce w układzie regionalnym. PWN, Warszawa 1976 r., s.32 - 35, tenże St. Andrzejewski: Podstawy projektowania siłowni cieplnych WNT Warszawa 1972 r. s. 9 - 10.

10) Por.B.Bartoszek, M. Janczewski: Kierunki rozwoju elektroenergetyki. Przegląd Elektrotechniczny. 1973 r., nr 7 s. 293-297.

11) Por.J.Trojak: Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce. Przegląd Elektrotechniczny 1974 r., nr 1 s.6-8.

12) Konieczność uzyskania szybszego tempa rozbudowy potencjału energetycznego kraju porusza; St. Andrzejewski: Uwagi do programu rozwoju i utrzymania systemu elektroenergetycznego w latach 1976 - 1980. Energetyka 1975 nr 12, s. 322 - 324; także L. Nehrebecki: Uwagi do programu rozwoju i utrzymania systemu elektroenergetycznego w latach 1976 - 1980, Energetyka 1975 nr 12, s. 323 - 324.
Uwagi te dotyczą Programu zabezpieczenia i utrzymania systemu elektroenergetycznego w latach 1976 - 1980 przez rozbudowę potencjału produkcyjnego, wykonawczego oraz zaplecza projektowo-remontowego i naukowo-badawczego, opracowanego w 1975r. dla Kolegium MGiE.

13) Por. St. Andrzejewski: Podstawy projektowania ... . Op.cit. s.16.

14)Por.Cz.Mejro: Podstawy gospodarki energetycznej. WNT Warszawa 1974, s.37.

15) Opracowano na podstawie K. Kopecki.: Zasoby surowców ... . Op.cit. s.68.

16) Statystyka elektroenergetyki 1975 r. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej Warszawa 1975 r. s.68.

17) Problem ten został omówiony przez R. Sorgensteina. R. Sorgenstein.: Okres eksploatacji zespołów górniczo-energetycznych na węglu brunatnym. praca doktorska. Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Wrocław 1963 r. s. 9-10.

18) Por. J.Biernat, J. Wdowiak.: Optymalizacja gospodarki surowcowej w Polsce w okresie perspektywicznym. Gospodarka planowa 1975 nr 10 s. 554; także J. Biernat.: Niektóre problemy rozwoju gospodarki paliwowo-energetycznej Polski w latach 1971 - 1980. Gospodarka Planowa, 1971 r. nr 5, s. 290.

19) Por. P. Kiżewski.: Perspektywy rozwojowe systemów energetycznych oraz technika przesyłu i magazynowania energii.; OIC , WIT 1976 nr 27 s. 5.

20) La Situation de l'energie e'lectrigue on Europe et les perspektives, Document St. /ECE/EP/59, 1970 r. tabl. 22.

21/ S.Rosiak.: Energetyka /w/ Problemy nowoczesności w gospodarce PRL, PWE, Warszawa 1974, s.51.

22/ Energochodziajstwo za Rubieżom., 1972 r., nr 9, s.39-43.

23) Por. J. Trojak.: Op.cit. s.7.

24) Electrical Review 1972 - 191, nr 1, s. 18-24.

25) Zob. St. Czosnowski.: Energia jądrowa w służbie energetyki. Energetyka 1973 r. nr 11 s. 364-368.

26) Por. St. Andrzejewski: Perspektywy rozwoju energetyki jądrowej /w/. Perspektywy rozwoju energetyki jądrowej w Polsce,Materiały na konferencję naukowo-techniczną 24-26 listopada 1972 r. Toruń.

27) Por.K. Mosakowski.: Problemy rozwoju elektrowni atomowych, Godpodarka Planowa, 1973 r., nr 4, s. 23.

28) Omówione w: St.Andrzejewski.: Rozwój energetyki jądrowej, Stan obecny i prognozy. Warszawa 1975 r. OIC CINTE, Sygnały 1975 r. nr 14; także St. Góra.: Ekonomiczna efektywność elektrowni jądrowych /w/ materiałach na I Międzynarodowe Sympozjum "Nowe kierunki optymalizacji w energetyce" Zbiór referatów, Poznań 24-27 wrzesień 1975 r.

29) Por. St. Andrzejewski.: Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce. Przegląd Elektrotechniczny 1974 r. nr 1, s.1-8.

30) Obliczono na podstawie: Long - Terms of the elekctric Power Industry in Europe 1970 - 1985. ECE/EP/7 1974 r. s.63 tabl. 9.

31) Problematyka wpływu energetyki jądrowej na środowisko naturalne dość szeroko omówiono w: Energetyka jądrowa a środowisko. WNT, Warszawa 1975.

32) Por.St. Andrzejewski.: Rozwój energetyki jądrowej ... . Op.cit.s.14.

33) Por.St. Andrzejewski.: Podstawy projektowania ... . op.cit. s. 21-21 także. Cz.Mejro.: Podstawy gospodarki ... . op.cit. s.72-80.

34) Por. C. Bienveni, J. Spinzrt.: - l'infuence de l'utilisation et du d'exploitation sur la concepction des centrales thermique. /w/ Dokłady VIII Mirowoj energiticzeskoj konferencji, Bukareszt 1971 r., Energia - Moskwa 1973 r.s.98.

35) Por. Analiza i prognoza obciążeń elektroenergetycznych. WNT Warszawa 1973 s. 253, także W. Malewicz.: Zastępcza sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Energetyka 1971 r., nr 12, s. 423.

36) Zob. Ekonomika i organizacja przemysłu energetycznego. PTE, Katowice cz.II, 1968 r., s. 95.

37) Por. W. Spruch.: Ekonomiczna analiza efektywności postępu technicznego w przedsiębiorstwie przemysłowym. PWE, Warszawa 1967 r., s.30.

38) Podobnie klasyfikuje czynniki postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej B.W. Poszechonow. B.W. Poszechonow.: Ekonomika nadieżności energieticzeskich maszin, Maszinostrojenije, Leningrad 1974 r., s.15-18.

39) Przez strukturę mocy w systemie elektroenergetycznym rozumie się udział różnych typów maszyn i urządzeń wytwórczych w mocy systemu elektroenergetycznego.

40) Źródło: Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw. podległych Zjednoczeniu Energetyki. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa, roczniki 1965 r., s. 195, 1970 r. s.196, 1975 r., s. 198.

41) Opracowano na podstawie materiałów zebranych w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych, Zakładach Energetycznych Okręgu Dolnośląskiego i Zjednoczeniu Energetyki oraz: W. Szczerba: Ważniejsze prace naukowo-badawcze i wdrożeniowe instatutu; s.11-18, Prace Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych, z.28, Wrocław 1974. M.Jaczewski, XXX lat badań naukowych w energetyce; s. 266-268, Energetyka 1974 r., nr 7.

42) Podkreśla to W. Fiszer: Elektryfikacja kraju a ochrona środowiska. Energetyka 1972 r., nr 8 s. 255.

43) Por.A. Melich.: Rachunek ekonomiczny w gospodarce socjalistycznej, PWE Warszawa 1973 r., s. 133. także J. Czupiał, N. Słopecki.: Podstawy rachunku ekonomicznego. Skrypt Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1976 s.16.

44) O. Lange.: Ekonomia polityczna. t.I. PWN Warszawa 1974 s.217.

45) W niektórych przypadkach rachunek ekonomiczny nie może dostarczyć kryterium wyboru określonej techniki wytwarzania. Por. J.Czupiał; Granice stosowania rachunku ekonomicznej efektywności postępu technicznego; W : Rachunek ekonomicznej efektywności postępu naukowo-technicznego i inwestycji, Prace Naukowe Instytutu Organizacji i Zarzą-

dzania Politechniki Wrocławskiej z.10 serie Konferencje z.2, Wrocław 1975 r., s.122.

46) Por.L.A. Mielentiew; Optymalizacja rozwoju i sterowania dużymi systemami energetyki., PAN, Ossolineum 1975 r., s.12.

47) Por. K. Kopecki; Ogólne założenia i metodyka rachunku gospodarczego w pracach planowo-projektowych w elektroenergetyce., PAN - K.E.P. Tom V. Warszawa 1960 r., s.67.

48) Zachodzi bowiem konieczność podporządkowania kryteriów mikroekonomicznych kryteriom makroekonomicznym przy podejmowaniu decyzji dotyczącej stosowania określonego poziomu i charakteru techniki. Por. K. Secomski. Ze studiów nad problematyką postępu technicznego, Zeszyty Naukowe SGPiS , 1962 r., Nr 42.

49) Por.C. Bienvenu, J. Spinart., op.cit. s.94-99.

50) Por.W.Bojarski., Problemy optymalizacji struktury mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym s.41-44, Archiwum Energetyki nr 1/1976. Także Bojarski W. Procedura optymalizacyjna średniorocznego planowania budowy elektrowni cieplnych w systemie krajowym. Energetyka nr 9 1974 r., Biuletyn Instytutu Energetyki s. 49-59. Także R.Chaussard; R. Perret, J. Richolet. Automatique et economie d'energie. Automatisme 1976 nr 5 s. 159.

51) Por.W.Bojarski.: Problemy optymalizacji struktury mocy... . op.cit., s.40.

52) Por. P.Kiżewski, J.K.Zieliński, R. Frydrychowski. Analiza wariantów systemu elektroenergetycznego w latach 1970-1975 przy zastosowaniu metod wyboru optymalnej lokalizacji i etapwania elektrowni. Instytut Energetyki, Warszawa 1968. Nr ewidencyjny 6733 s. 294.
także D. Landyn, Czynniki lokalizacji elektrowni cieplnych Energetyka 1975 r., nr 1 s. 1-4.
W.Winnicki; Czynniki lokalizacji wielkich elektrowni zawodowych opalanych węglem kamiennym na przykładzie Południowego Okręgu Energetycznego, Praca doktorska, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Wrocław 1969 r., s.19.

53) Składniki kosztów wytwarzania energii elektrycznej podaje Cz. Mejro.; Podstawy gospodarki ... . Op.cit. s.171.

54) Koszty zmienne zwane są również kosztami energii, a koszty stałe - kosztami mocy.

55) Obliczono na podstawie: Analiza działalności ... . Op.cit., rocznik 1975 r., s. 195.

56) Por. J.Czarnek.: Rachunek efektywności inwestycji i postępu technicznego w przemyśle. PWE, Warszawa 1976 r., s.94-98.

57) Na relacjitego typu opiera się aktualna metodyka oceny efektywności inwestycji i innych zamierzeń rozwojowych.

58) W ten sposób dzieli efekty ekonomiczne W. Spruch.: Ekonomiczna analiza ... . op.cit.s.94., Podobny podział podaje M. Napierała; dzieli mianowicie efekty ekonomiczne ze względu na skutki postępu technicznego (efekty oszczędnościowe i użytkowe) oraz ze względu na możliwość ich kwantyfikacji (efekty mierzalne i niemierzalne), M. Napierała.: Ekonomiczna efektywność postępu technicznego (w) Wynalazczość i Ochrona Patentowa, Wrocław, wrzesień 1968.

59) B.Bilawski.: Obliczenie ... . Op.cit. s.37.

60) Por. A. Saj.: Z metodologicznych problemów badania efektysności postępu technicznego. (w) Rachunek ekonomicznej efektywności postępu naukowo-technicznego i inwestycji. Prace Naukowe Instytutu Organizacji i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej z.10 seria Konferencje z.2, Wrocław 1975.

61) Por.W.Spruch.: Strategia ... . op.cit. s.408, także S.Szwedowski.: Efektywność postępu naukowo-technicznego PWN,Warszawa 1976.

62) Por.J. Czarnek.: Rachunek efektywności inwestycji i postępu technicznego, op.cit. s.97.

63) W elektroenergetyce obowiązywała "Tymczasowa instrukcja branżowa badania ekonomicznej efektywności inwestycji energetycznych MGiE.", Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1965r.,

oparta na "Instrukcji ogólnej w sprawie badań i ekonomicznej efektywności inwestycji." Komisja Planowania przy R.M.: Warszawa 1962-r., Wraz ze zmianą tej metodyki w 1969 roku w elektroenergetyce wprowadzono prowizoryczną "Instrukcję w sprawie oceny i klasyfikacji inwestycji energetycznych nowo rozpoczynanych w latach 1971 - 1975." MGiE, Warszawa 1970r.

64) Propozycje K. Kopeckiego zawarte są w pracy: Ogólne założenia ... ., op.cit. oraz K. Kopecki; Koncepcja rozbudowy źródeł wytwarzania energii elektrycznej w latach 1975-1985 i kierunki rozwoju elektroenergetyki w perspektywie do roku 2000, część I, Gdańsk 1968 r., Z publikowanych prac Instytutu Energetyki należy wymienić W. Bojarski.; Kryteria oceny ekonomicznej programów rozbudowy systemu krajowego i układów sieciowych", Archiwum Energetyki 2/172 r. nr 2.
A. Kopystasiński.; Założenia i metodyka rachunku efektywności inwestycji w elektroenergetyce.; Archiwum Energetyki 1972 r. nr 2.
J.Łaskow i inni.; Przystosowanie metody obliczania efektywności ekonomicznej rozwoju systemu do oceny wariantów wytwarzania przedstawionych w koncepcji rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego w latach 1970-1985, Instytut Energetyki, nr ewidencyjny 5805, 1967 r.

65) Rysunek podano za A.Kopystasińskim.: op.cit.s.71.

66) Rata rozszerzonej reprodukcji. (Obecnie wyrażenie to określa się także mianem raty aktuarialnej) wyprowadził i wprowadził do rachunku ekonomicznego w elektroenergetyce K.Kopecki.: Ogólne założenia ... . op.cit.s. 21. Omawia ją także Cz.Mejro.: Podstawy... . op.cit. s. 189 oraz A.Kopystasiński.: op.cit. s.71. Wyprowadzenie wzoru podaje także H. Fiszel.: Teoria efektywności inwestycji i jej zastosowanie, PWN, Warszawa 1969 s.15.

67) Wskaźnik ten obliczany jest w: Analiza działalności gospodarczej ... . op.cit., roczniki 1970 r., s. 52, 1975 r., s.61. Oznaczenie występujące we wzorze przytoczono za Analizą działalności gospodarczej... op.cit.

68) E. Ehrenkraitz.: Wytyczne obliczenia efektów stanowiących podstawę do ustalenia wynagrodzenia za projekty wynalazcze, Zjednoczenie Energetyki, Warszawa, 1974.

69) B. Sauczek.: Rachunek ekonomiczny postępu technicznego w elektrowniach. Energetyka 1968 r., nr 20 s. 342-347 oraz B. Sauczek.: Rachunek ekonomiczny postępu technicznego w zakładach energetycznych. Energetyka 1968 r., nr 7 s.242-247.

70) Por.B.Sauczek.: Rachunek ekonomiczny postępu technicznego w elektrowniach. Op.cit. s.347, także T. Hoffman.: Wykorzystanie środków trwałych w elektrowniach. (w) Wykorzystanie środków trwałych. PWE, Warszawa 1974 r., s.69-70.

71) Podano za E. Ehrenkraitz.: Wytyczne ... . op.cit.s.17.

72) Poziom tych kosztów powinien być przyjmowany - zgodnie z zaleceniami Zjednoczenia Energetyki - w latach 1974 i 1975 dla określenia ekonomicznej efektywności prac racjonalizatorskich i wynalazczych mających na celu zmiany w wielkości produkcji poszczególnych obiektów systemu.

73) E. Łapińska.: Koszty wytwarzania energii elektrycznej a postęp techniczno-organizacyjny. Energetyka 1973 r., nr 6, s. 205 - 207.

74) W.Bojarski jako podstawowe kryterium przyjmuje koszty produkcji energii podkreślając przy tym występowanie dużego błędu przy ich określaniu. Jako kryterium cząstkowe przyjmuje wielkość nakładów inwestycyjnych. W. Bojarski.: Kryterium optymalizacji programu rozbudowy systemu elektroenergetycznego. Energetyka 1971 r., nr 11. Biuletyn Instytutu Energetyki nr 11/12, s. 83-87.

75) K.Kopecki.: Wybór optymalnego rozwiązania a zagadnienie tzw. wielokrytarialności na przykładzie gospodarki paliwowo-energetycznej. Archiwum Energetyki 1976 r., nr 4 s.193-195.

76) Podobnie zjmuje zagadnienie L. Krzyżanowski.: Rola czynnika czasu w wyborze wariantów inwestycyjnych. Zeszyty Naukowe Politechniki Wrocławskiej. Wrocław 1967 nr 157, s.58.

77) Por.L.A. Mielentiew.: Główne założenia metodyczne długoterminowego prognozowania w energetyce. Archiwum Energetyki 1976 r., nr 4, s.187.

78) Klasyfikację wskaźników cząstkowych podaje J.Czarnek.:

Rachunek efektywności inwestycji ... . op.cit. s.89.

79) Za przyjęciem takiej funkcji regresji dla opisu związków pomiędzy wielkościami techniczno-ekonomicznymi w gospodarce energetycznej wypowiada się: K. Kopecki, St.Góra, J.Marecki, R. Pochylnik.; Zbiór zadań z gospodarki elektroenergetycznej, Warszawa-Poznań, PWN, 1975 r., s.5. Taką funkcję przyjmuje też: J. Bobek.: Najważniejsze efekty koncentracji w elektroenergetyce. Zeszyty Naukowe SGPiS, nr 62 1967 r. s. 67-83.

80) Problem ekonometrycznej analizy korzyści wielkiej skali produkcji porusza Z. Pawłowski; Ekonometryczna analiza procesu produkcyjnego, PWN, 1976 r. s. 210-215.

81) Dane te podano w dodatku statystycznym w wynikach obliczeń otrzymanych z maszyny matematycznej. op.cit.s.165.

82) Por.O.Lange.: Wstęp do ekonometrii. PWN, Warszawa 1972 r., s. 40.

83) W celu badania procesów koncentracji w przemyśle podobne linie trendów dla wytwarzania energii elektrycznej wyznaczał J. Bobek. Badania te dotyczyły okresu 1950 - 1965. J. Bobek.: Koncentracja ... . op.cit., s.23.

84) Por.K.Kopecki.: Ogólne założenia ... ., op.cit., s.48 oraz St. Andrzejewski.: Podstawy ... . op.cit., s.78.

85) Omówienie metod obliczania oceny niezawodności przeprowadził L. Twardy.: Porównanie metod obliczeniowych oceny niezawodności wytwarzania mocy w systemie. Archiwum Energetyki 1974 r., nr 4.

86) Problem stopniowego wyczerpywania się możliwości doskonalenia techniki opartej na znanych zasadach porusza J.Czupiał.: Granice stosowania ... . op.cit., s.114-116.

87) Por.M.Napierała.: Utrzymanie ruchu w systemach rozwoju. (w) Problemy sterowania systemami rozwoju. Wrocław - Warszawa- Kraków- Gdańsk, Zakład Narodowy Imienia Ossolińskich Wydawnictwo PAN, Wrocław 1974r., s.161 i dalsze.

88) tamże., s.161.

89) Por.D. Landyn.: Koszty wytwarzania energii elektrycznej w zależności od dyspozycyjności elektrowni, Energetyka 1970 r., nr 12, s. 411-414.

90) Dyspozycyjność reprezentuje wartość użytkową układu produkcyjnego - M. Napierała.: Utrzymanie ruchu ... . op.cit. s.165.

91) St.Andrzejewski.: Podstawy projektowania ... op.cit.s.74.

92) D. Landyn.: Koszty wytwarzania:... . op.cit. s.413.

93) Por.T. Hoffman.: op.cit., s.71.

94) Por.B.W. Poszechonow.: op.cit. s.55.

95) tamże, s.58.

96) Zob. St. Andrzejewski, Podstawy projektowania ... . op.cit., s. 35 - 37; także Cz. Rukszo., Zasadnicze kierunki postępu technicznego w podstawowych urządzeniach elektrowni. Energetyka 1973 r. nr 10 s. 321., także Z. Szalbierz; Niektóre problemy rozwoju energetyki w Polsce na tle rozwoju w wybranych krajach świata. Gospodarka Paliwami i Energią 1975 r. nr 6 s. 1-3.

97) Por. Cz. Rukszo, op.cit., s.323.

98) Problem ten obszernie omówiono: Problemy rozwoju energetyki do 2000 r. PWT, Warszawa 1975.

99) Wynika to z przebiegu procesu termodynamicznego zastosowanego w elektrowniach.

100) Moc turbiny w uproszczeniu wyraża się wzorem:

$$N = \frac{D \cdot H \cdot i}{860}$$

gdzie:
N - moc turbiny w MW
D - ilość przepływającego czynnika roboczego w ton/godz.
i - sprawność wewnętrzna turbiny
860 - cieplny równoważnik pracy mechanicznej

101) Obliczono na podstawie: Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw podległych Zjednoczeniu Energetyki w 1975 roku. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1976, s.62.

102) Zależność jednostkowego zużycia paliwa od ogólnej sprawności elektrowni określona jest wzorem:

$$b = \frac{860}{\eta_e \cdot w}$$

gdzie:

b - jednostkowe zużycie paliwa umownego w kg/MWh
η_e - ogólna sprawność elektrowni
w - wartość opałowa paliwa w kcal/kg.

103/ Analiza ... . op.cit. s.83.

104) tamże, s. 97.

105) tamże, s. 58.

106) E.E. Thomas, J.G. Holman, G. Schawtfroff.; Operating experience With lorge suprecritical units American Power. Konference Vol 32, Chicago 1970 p. 332-333, także S.L. Posziechonow, op.cit. s.31.

107) Straty te podawano szacunkowo w pracach: J.Kamiński, M. Kula, Analiza ekonomicznej efektywności elektrowni zbudowanych w latach 1959-1964. Energetyka 1967 r. nr 5 s. 183. Straty roczne wynikające z wysokiego stopnia awaryjności szacowano w tym przypadku na około 100 tys.zł/MW, T. Hoffman podaje, że dla bloków 200 MW w 1967 roku postój bloku w czasie jednejdoby przynosił straty w wysokości 446 - 592 tys.zł., T. Hoffman., op.cit. s.73.

108) Obliczono dla danych dotyczących wielkości kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach kondensacyjnych zawodowych wynoszących w 1975 r. - 9 981 194 tys./zł, a we wszystkich elektrowniach systemu - 10 811 439 tys.zł. Analiza ... . op.cit. s. 195.

109) Wielkość dodatkowej mocy obliczona w sposób:
W czasie postoju awaryjnego jednego bloku 200 MW, trwającego 600 godz. rocznie nie zostanie wyprodukowana energia w ilości 600 x 200 = 120 000 MWh. W wyniku postoju 40 bloków o mocy 200 MW ilość nie wyprodukowanej energii wyniesie więc 4 800 000 MWh. Dzieląc tą ilość energii przez przeciętny czas pracy bloku 200 MW - równy 5 400 godz/rok otrzymamy szukaną wielkość.

110) Z badań T. Hoffmana wynika, iż w związku z niską niezawodnością urządzeń wytwórczych konieczne było dla zapewnienia produkcji energii elektrycznej w ilości odpowiadającej potrzebom odbiorców zainstalowanie w 1970 roku dodatkowej mocy równej 513 Mw. T. Hoffman, op.cit., s.67.

111) tamże, s. 64.

112) Obliczono na podstawie: Analiza ... . op.cit. roczniki: 1960 r., s. 64; 1970 r., s. 78; 1975 r., s.105.
tpu - tona paliwa umownego

113) Zob. Analiza ... . op.cit., 1970 r., s. 98, 1975 r., s. 107.

114) Wskaźnik wzrostu zatrudnienia w elektrowniach jest jednak znacznie niższy od wskaźnika wzrostu produkcji energii. W latach 1960 - 1975 malała także liczba zatrudnionych w elektrowniach przypadająca na 1 MW zainstalowanej mocy. Por. S. Sauczek, Zatrudnienie i wydajność pracy w energetyce zawodowej w latach 1945 - 1964. Zeszyt Specjalny, Zjednoczenie Energetyki 1964 r. s. 79.; S. Gralec, Wpływ postępu technicznego na zatrudnienie w elektrowniach (w). Wpływ nauki i postępu technicznego na wzrost gospodarczy, Materiały na konferencję naukową, Część I, Łódź 1973 r., s. 272-274.

115) Por. D. Laudyn., Ochrona środowiska a lokalizacja konwencjonalnych elektrowni parowych, Energetyka 1975 r. nr 1. s. 1-4.

116) Zob. Wybrane problemy rozwoju energetyki w Polsce do 2000 r. op.cit. s. 79.

117) tamże, s. 81.

118) tamże, s. 83.

119) Analiza działalności ... . op.cit., 1975 r. s. 184.

120) Por. T. Halawa, A. Kowalski, J. Malkiewicz, Kierunki automatyzacji systemu elektroenergetycznego. Prace Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych z.28 Wrocław 1974 r., s. 20.

121) Por.S. Kołkiewicz, Kierunki automatyzacji dużych bloków energetycznych. Prace Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych z. 28, Wrocław 1974 r., s. 179-180.

122) T.Halawa, A.Kowalski, J. Malkiewicz, op.cit. s.25.

123) K. Kopecki, Zasoby surowców energetycznych Polski ... . op.cit. s. 30 i 99; 12 000 KWh zużycia energii elektrycznej na jednego mieszkańca w 2000 roku przyjmuje A. Szpilewicz.: Energochłonność i stałochłonność "Polski 2000" (w) Prognozowanie potrzeb surowcowych. Prace Komitetu Badań i Prognoz "Polska 2000" PAN 1971 nr 1. Ossolineum - Wrocław - Warszawa - Kraków - Gdańsk, 1971 r, s.204.

LITERATURA

1. Analiza działalności gospodarczej przedsiębiorstw podległych Zjednoczeniu Energetyki. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa, roczniki z okresu 1960-1975.

2. Analiza i prognoza obciążeń elektroenergetycznych. WNT Warszawa, 1973.

3. Andriat J.: Ekonomie et perpectives de l'energie atomigue. Dunod, Paris 1964.

4. Andrzejewski St.: Podstawy projektowania siłowni cieplnych. WNT, Warszawa, 1972.

5. Andrzejewski St.: Perspektywy rozwoju energetyki jądrowej (w) Perspektywy rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Materiały na konferencję naukowo-techniczną 24-26 listopad, Toruń 1972.

6. Andrzejewski St.: Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce, Przegląd Elektrotechniczny. 1974 r., nr 1.

7. Andrzejewski St.: Rozwój energetyki jądrowej, stan obecny i prognozy. OIC CINTE, Sygnały 1975 r. nr 14.

8. Andrzejewski St.: Uwagi do programu rozwoju i utrzymania systemu elektroenergetycznego w latach 1976 - 1980. Energetyka 1975 r., nr 12.

9. Annual Biulletin of Electric Energy Statistics for Europe. Economic Commission for Europe, United Nations. New York, roczniki 1960 - 1973.

10. Bartoszek B., Janczewski M.: Kierunki rozwoju elektroenergetyki. Przegląd Elektrotechniczny 1973 r., nr 7.

11. Bielkind L.D., Wiesiołowskij O.N., Konfederatow I.J. Sznejberg I.L. : Istoriji energieticzeskoj tiechniki., Gosenergoizdat, Moskwa, 1960 r.

12. Bienwenu C. Spinart J.: L'iuflenuce de l'utilisation et du mode d'exploitation sur la concepction des centrales thermigue. (w) Dokłady VIII Mirowoj Energiticzeskoj Konferencji, Bukareszt 1975.

13. Biernat J.: Niektóre problemy rozwoju gospodarki paliwowo-energetycznej Polski w latach 1971-1980. Gospodarka Planowa 1971 r., nr 5.

14. Biernat J., Wdowiak J.: Optymalizacja gospodarki surowcowej w Polsce w okresie perspektywicznym. Gospodarka Planowa, 1975 r., nr 10.

15. Bobek J.: Najważniejsze efekty koncentracji w elektroenergetyce. Zeszyty Naukowe SGPiS, 1967 r., nr 62.

16. Bobek J.: Koncentracja w przemyśle. SGPiS, Warszawa 1969 r.

17. Bojarski W.: Kryterium optymalizacji programu rozbudowy systemu elektroenergetycznego. Energetyka 1971 r., nr 11. Biuletyn Instytutu Energetyki nr 11/12.

18. Bojarski W.: Kryteria oceny ekonomicznej programów rozbudowy systemu krajowego i układów sieciowych. Archiwum Energetyki 1972 r., nr 2

19. Bojarski W.: Problemy optymalizacji struktury mocy wytwórczych w krajowym systemie elektronergetycznym. Archiwum Energetyki 1976 r., nr 1

20. Chaussard R., Petet R. Richolet J.: Automatigue et écomomié d'énergie. Automatisme 1976, nr 5.

21. Chwieduk R.: Warunki efektywnego zastosowania automatyzacji w przemyśle. PWE, Warszawa 1970.

22. Czarnek J.: Rachunek efektywności inwestycji i postępu technicznego w przemyśle. PWE, Warszawa 1976.

23. Czupiał J.: Granice stosowania rachunku ekonomicznego efektywności postępu technicznego.(w) Rachunek ekonomicznej efektywności postępu naukowo-technicznego i inwestycji. Prace Naukowe Instytutu Organizacji i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej, z.10, seria Konferecja z.2 Wrocław 1975.

24. Czupiał J. Słopecki N.: Podstawy rachunku ekonomicznego. Skrypt Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1976.

25. Dembiński A.: Tendencje w światowej elektroenergetyce. OIC CINTE, IA 1974 r., nr 22.

26. Dołgow P.P.: Matematiczeskije modeli energoekonomiczeskowo analiza. Izdatielstwo Nauka, Leningrad 1968.

27. Ehrenkroitz E.: Wytyczne obliczania efektów stanowiących podstawę do ustalania wynagrodzenia za projekty wynalazcze. ZjednoczenieEnergetyki, Warszawa 1974.

28. Ekonomika i organizacja przemysłu energetycznego. PWE, Katowice 1968 r., cz. I,II.

29. Energetyka jądrowa a środowisko. WNT, Warszawa 1975.

30. Feron J.: Operating Costs of Nuclear Power Station. European Nuclear Conference. Nuclear Energy Maturity Paris 21-25 april, 1975.

31. Fiszel M.: Teoria efektywności inwestycji i jej zastosowanie. PWN, Warszawa 1969.

32. Fiszer W.: Elektryfikacja kraju a ochrona środowiska. Energetyka 1977 r., nr 8.

33. Frydrychowski R., Zieliński J.K., Kiżewski P.: Analiza wariantów systemu elektroenergetycznego w latach 1970-1975 przy zastosowaniu metod wyboru optymalnej lokalizacji i etapowania elektrowni. Instytut Energetyki, Warszawa 1968, nr ewidencyjny 6733.

34. Gordon J.: Zarys ekonomiki postępu technicznego. PWE, Warszawa 1971.

35. Góra St.: Ekonomiczna efektywność elektrowni jądrowych.(w) Materiały na I Międzynarodowe Sympozjum "Nowe kierunki optymalizacji w energetyce" Zbiór referatów, Poznań 24-27 wrzesień 1975.

36. Góra St., Kopecki K., Marech P., Pochyluk J.: Zbiór zadań z gospodarki elektroenergetycznej. PWN, Warszawa - Poznań 1975.

37. Gralec S.: Wpływ postępu technicznego na zatrudnienie w elektrowniach. (w) Wpływ nauki i postępu technicznego na wzrost gospodarczy. Materiały na konferencję naukową, część I. Łódź 1973.

38. Halawa T., Kowalski A., Malkiewicz J.: Kierunki automatyzacji systemu elektroenergetycznego. Prace Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych. z.28 Wrocław 1974.

39. Haustein H.D., Neumann K.: Analiza ekonomiczna poziomu technicznego produkcji przemysłowej. PWE, Warszwa 1970.

40. Hoffman T.: Wykorzystanie środkówtrwałych w elektrowniach. (w) Wykorzystanie środków trwałych, PWE Warszawa 1974.

41. Instrukcja ogólna w sprawie metodyki badań ekonomicznej efektywności inwestycji. Komisja Planowania przy R.M., Warszawa 1962.

42. Instrukcja w sprawie oceny i kwalifikacji inwestycji energetycznych nowo rozpoczynanych w latach 1971 - 1975. MGiE, Warszawa 1970.

43. Jaczewski M.: XXX lat badań naukowych w energetyce. Energetyka 1974 r, nr 7.

44. Kamiński J., Kula M.: Analiza ekonomicznej efektywności elektrowni zbudowanych w latach 1959-1964. Energetyka 1967 r., nr 5.

45. Kiżewski D.: Perspektywy rozwojowe systemów energetycznych oraz technika przesyłu i magazynowania energii. O/C WIT 1976 r. nr 27.

46. Kn-yziak Z., Lisowski W.: Ekonomika i programowanie inwestycji przemysłowych. PWN, Warszawa 1967.

47. Kołkiewicz S.: Kierunki automatyzacji dużych bloków energetycznych. Prace Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych, z.28, Wrocław 1974.

48. KopeckiK.: Ogólne założenia i metodyka rachunku gospodarczego w pracach planowo-projektowych w elektroenergetyce. PAN - KEP, Tom V, Warszawa 1960.

49. Kopecki K.: Koncepcja rozbudowy źródeł wytwarzania energii elektrycznej w latach 1975-1985 i kierunki rozwoju elektroenergetyki w perspektywie do roku 2000. część I Gdańsk 1968.

50. Kopecki K.: Zasoby surowców energetycznych Polski i ich wykorzystanie do roku 2000 na tle bilansu światowego. Prognoza bilansu paliwowo-energetycznego Polski do roku 2000. (w) Polska 2000. z.1, Wrocław-Warszawa-Kraków-Gdańsk, Zakład Narodowy Imienia Ossolińskich. Wydawnictwo PAN 1973.

51. Kopecki K.: Wybór optymalnego rozwiązania a zagadnienia tzw. wielokryterialności na przykładzie gospodarki paliwowo-energetycznej. Archiwum Energetyki 1976 r., nr 4.

52. Kopystasiński A.: Założenia i metodyka rachunku efektywności inwestycji w elektroenergetyce. Archiwum Energetyki, 1972 r., nr 2.

53. Kruszko K.: Użytkowanie energii elektrycznej w Polsce w układzie regionalnym.PWN, Warszawa - Poznań, 1976.

54. Krzyżanowski L.: Rola czynnika czasu w wyborze wariantów inwestycyjnych. Zeszyty naukowe Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1967, nr 157.

55. La situation de l'energie électrigue en Europe et les perpectives, Document St ECE/EP/59/, 1970.

56. Lange O.: Optymalne decyzje. PWN, Warszawa 1964.

57. Lange O.: Wstęp do ekonometrii. PWN, Warszawa 1972 r.

58. Lange O.: Ekonomia polityczna. t.I, PWN, Warszawa 1974 r.

59. Laudyn D.: Koszty wytwarzania energii elektrycznej w zależności od dyspozycyjności elektrowni. Energetyka 1970 r., nr 12.

60. Laudyn D.: Ochrona środowiska a lokalizacja konwencjonalnych elektrowni parowych. Energetyka 1975 r., nr 1.

61. Lenin W.L.: Dzieła.t.31, Warszawa 1956.

62. Lenin W.L.: Dzieła.t.32, Warszawa 1956.

63. Long-Terms Prospects of the electric Power Industry in Europe 1970 - 1985. ECE/EP/7., New York 1974.

64. Łapińska E.: Koszty wytwarzania energii elektrycznej a postęp techniczno-organizacyjny. Energetyka 1973 r., nr 6.

65. Łaskow J. i inni: Przystosowanie metody obliczenia efektywności ekonomicznej rozwoju systemu do oceny wariantów wytwarzania przedstawionych w koncepcji rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego w latach 1970 - 1985. Instytut Energetyki 1967 r., nr ewidencyjny 5805.

66. Malewicz W.: Zastępcza sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Energetyka 1971 r., nr 12

67. Mała encyklopedia ekonomiczna. PWE, Warszawa 1974.

68. Mandel J., Kopecki K., Kopystasiński A., Przanowski K., Wagner J.: Wnioski iuogólnienia dotyczące rozwoju elektroenergetyki polskiej w przyszłości. Komitet Elektryfikacji Polski PAN, Materiały i Studia, t.X., z.12, PWN, Warszawa 1962.

69. Mejro Cz.: Podstawy gospodarki energetycznej. WNT, Warszawa 1974.

70. Mielentiew L.A.: Optymalizacja rozwoju i sterowania dużymi systemami energetyki. Wrocław - Warszawa - Kraków - Gdańsk, Zakład Narodowy Imienia Ossolińskich, Wydawnictwo PAN 1975.

71. Mielentiew L.A.: Główne założenia metodyczne długoterminowego prognozowania w energetyce. Archiwum Energetyki, 1976 r., nr 4.

72. Mielich A.: Rachunek ekonomiczny w gospodarce socjalistycznej. PWE, Warszawa 1973.

73. Mosakowski K.: Problemy rozwoju elektrowni atomowych. Gospodarka Planowa, 1973 r., nr 4.

74. Napierała M.: Ekonomiczna efektywność postępu technicznego. (w) Wynalazczość i Ochrona Patentowa, Wrocław, wrzesień 1968.

75. Napierała M.: Utrzymanie ruchu w systemach rozwoju. (w) Problemy sterowania systemami rozwoju., Zakład Narodowy Imienia Ossolińskich PAN, Wrocław 1974.

76. Nehrebecki L.: Uwagi do programu rozwoju i utrzymania systemu elektroenergetycznego w latach 1976 - 1980. Energetyka 1975 r., nr 12.

77. Ökonomik der Energiewirstchaft. VEB Deutscher Verlang für Grundstaffindustrie, Leipzig 1972.

78. Ocena ekonomicznej efektywności inwestycji i innych zamierzeń rozwojowych z 12 lipca 1974 r. Zbiór przepisów, PWE, Warszawa 1974.

79. Pawłowski Z.: Ekonometryczna analiza procesu produkcyjnego. PWN, Warszawa 1976.

80. Pilawski B.: Obliczanie efektów ekonomicznych postępu technicznego w przedsiębiorstwie. PWE, Warszawa 1970 r.

81. Postęp naukowo-techniczny a efektywność produkcji społecznej.PWE, Warszawa 1975 r.

82. Poszechonow B.W.: Ekonomika nodieżnosti energeticzeskich. maszin. Leningrad, Maszinostrojenije, 1974.

83. Problemy nowoczesności w gospodarce PRL. PWE, Warszawa 1974.

84. Pruzner S.Ł.: Ekonomia tiepłoenergetyki CCCR. Izdatielstwo "Wyższaja Szkoła" Moskwa 1975.

85. Rocznik statystyczny. GUS, roczniki 1960 - 1975.

86. Rosiak Cz.: Rozwój elektroenergetyki polskiej w latach 1945 - 1966. Energetyka 1967 r., nr 7.

87. Rozwój energetyki w Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej. WNT, Warszawa 170.

88. Rukszo Cz.: Zasadnicze kierunki postępu technicznego w podstawowych urządzeniach elektrowni. Energetyka 1973r. nr 10.

89. Saj A.: Z metodologicznych problemów badania efektywności postępu technicznego. (w) Rachunek ekonomicznej efektywności postępu naukowo-technicznego i inwestycji. Prace Naukowe Instytutu Organizacji i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej z.10, seria Konferencje z.2, Wrocław 1975 r.

90. Sauczek B.: Rachunek ekonomiczny postępu technicznego w elektrowniach. Energetyka 1968, nr 10.

91. Sauczek B.: Rachunek ekonomiczny postępu technicznego w zakładach energetycznych. Energetyka 1968, nr 7.

92. Sauczek B.: Zatrudnienie i wydajność pracy w energetyce zawodowej w latach 1945 - 1964. Zeszyt specjalny, Zjednoczenie Energetyki, sierpień 1964.

93. Secomski K.: Ze studiów nad problematyką postępu technicznego. Zeszyty Naukowe SGPiS, 1962 r., nr 42.

94. Sorgenstein R.: Okres eksploatacji zespołów górniczo-energetycznych na węglu brunatnym. Praca doktorska. Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Wrocław 1963.

95. Spruch W.: Ekonomiczna analiza efektywności postępu technicznego w przedsiębiorstwie przemysłowym. PWE, Warszawa 1967.

96. Spruch W.: Strategia postępu technicznego. PWN, Warszawa, 1973.

97. Statistigues de l'energie. OECD, Paris 1974.
Statystyka elektroenergetyki 1975 r. Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej, Warszawa 1976.

98. Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa, roczniki z okresu 1959 - 1974.

99. Statystyka rozwoju elektroenergetyki polskiej i zagranicznej w latach 1938 - 1958. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1959.

100. Szalbierz Z.: Niektóre problemy rozwoju energetyki w Polsce na tle rozwoju w wybranych krajach świata. Gospodarka Paliwami i Energią, 1975 r., nr 6.

101. Szczawielew D.S.: Techniczno-ekonomiczeskije rozczoty w usłowijach dynamiki rozwitja energositem. Izdatielstwo Energia, Moskwa - Leningrad 1964.

102. Szczerba Z.: Ważniejsze prace naukowo-badawcze i wdrożeniowe instytutu. Prace Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych, z.28, Wrocław 1974.

103. Szpilewicz A.: Energochłonność i stałochłonność "Polski 2000" (w) Prognozowanie potrzeb surowcowych. Prace Komitetu Badań i Prognoz "Polska 2000". Wrocław - Warszawa - Kraków - Gdańsk, Zakład Narodowy Imienia Ossolińskich, PAN, z.1, 1971.

104. Tendencji energopotriebienija i ekonomiczeskij rosta. Szdatielwo "Nauka", Moskwa 1974.

105. Trojak J.: Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce. Przegląd Elektrotechniczny, 1974 r., nr 1.

106. Twardy L.: Porównanie metod obliczeniowych oceny niezawodności wytwarzania mocy w systemie. Archiwum Energetyki, 1974 r., nr 4.

107. Tymczasowa instrukcja branżowa badania ekonomicznej efektywności inwestycji energetycznych. MGiE, Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1975.

108. Wandelt K.: Istota i rodzaje postępu technicznego. Poznańskie Towarzystwo Przyjaciół Nauk, Poznań 1960.

109. Wesołowski W.J.: Programowanie nowej techniki. PWN, Warszawa 1975.

110. Winnicki W.: Czynniki lokalizacji wielkich elektrowni zawodowych opalanych węglem kamiennym na przykładzie Południowego Okręgu Energetycznego. Praca Doktorska, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Wrocław 1969.

111. Wybrane problemy rozwoju energetyki w Polsce do 2000 r. PWE, Warszawa 1975 r.

SPIS TABLIC

A. Tablice zamieszczone w tekście str.

B. Tablice zamieszczone w dodatku statystycznym

Wyniki obliczeń funkcji regresji

Model 3. Zawiera dane wejściowe i obliczone parametry funkcji dla 1975 roku

SPIS WYKRESÓW

DODATEK STYTYSTYCZNY

Tablica I. Moc zainstalowana 15-tu największych elektrowni w Polsce /w MW/ w latach 1965÷1975

Oznaczenie elektrowni	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
1	1400	1400	1400	1400	1400	1600	2000	2000	2000	2000	2000
2	550	583	600	800	1200	1200	1200	1200	1400	1600	1600
3	525	550	583	600	620	840	840	1000	1220	1400	1600
4	375	435	550	583	600	740	819	840	1000	1220	1220
5	350	360	435	550	583	619	740	800	840	840	1000
6	364	360	419	435	550	600	600	740	740	800	840
7	328	350	400	421	480	583	583	600	600	740	800
8	287	265	360	419	435	435	550	583	600	600	740
9	260	260	350	380	421	421	435	550	600	600	600
10	240	240	260	350	419	350	421	521	583	583	600
11	220	220	260	265	350	250	350	435	550	550	583
12	217	200	240	240	284	220	275	421	435	435	550
13	200	200	220	220	220	200	220	350	421	421	435
14	175	179	200	200	200	200	200	275	350	400	421
15	166	157	200	200	200	200	200	220	220	350	350
Wszystkie elektrownie zawodowe w Polsce	7478	7614	8487	9101	9985	10867	11648	12932	14483	15792	16690

Tablica II. Produkcja netto 15-tu największych elektrowni w Polsce /MWh/ w latach 1965÷1975

Czna-czenie elek-trowni	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
1	6151100	6658627	7213439	7372465	7994844	7942954	9407423	11843574	12033776	12295594	1309466[illegible]
2	3503773	3617835	2170431	2494266	5131160	6781833	6529044	6826325	6439188	6725554	9655[illegible]
3	3453005	3646447	3896106	2113985	1910960	3030096	4163333	3129863	6212412	6850411	659[illegible]
4	671182	1629533	3640971	3861350	1832535	2723828	2212662	3853423	3179647	2197324	660[illegible]
5	2184514	1728702	1845670	3731279	3537132	1998224	3222179	2743862	4513921	4286887	3162[illegible]
6	2225931	2054469	900169	2471524	3585735	2579816	2694257	3486125	3584112	4830216	3685103
7	927600	2089048	269539	2184833	2180071	3066355	3072003	2540381	2560125	3675880	5057081
8	1357629	1353893	1884635	1607748	2453456	2535075	3617655	3008458	2062087	2830324	3837214
9	1433885	1451808	2069292	1472093	2345734	2101303	2517944	3454861	3413510	2803327	2905[illegible]
10	1417643	1401913	1550814	2123299	2083668	2010444	2201886	3335844	3446941	3031403	250[illegible]
11	1212558	1133708	1437625	1352764	1921590	1179930	1964815	2983376	3183064	3069844	310[illegible]
12	992375	1090692	1629286	1426131	1238062	984042	1389105	2201756	2253022	2160010	3112992
13	1148421	1208725	1176047	1141190	1066229	1160585	1185856	1764343	1892022	1710179	188[illegible]887
14	801905	776458	1281701	1148818	1224489	1007097	1165900	1243914	1614693	842726	3837973
15	560232	669755	1145334	1201616	1041462	844011	1056975	943233	855114	1311562	1279442
Wszyst-kie elek-trownie zawodowe w Polsce	33656080	36461470	39129260	42843028	46901909	49883774	54539697	60524833	67641149	76792542	79420568

Tablica III. Zatrudnienie 15-tu największych elektrowni w Polsce w latach 1965 ÷ 1975 :

Oznaczenie elektrowni	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
1	1204	1388	1342	1393	1577	1817	2015	2245	2303	2269	2362
2	779	807	698	782	1213	1354	1382	1348	1538	1621	1936
3	821	776	817	791	506	666	877	836	1590	1597	1607
4	387	959	765	924	818	640	1190	1083	781	1563	1511
5	630	604	928	789	949	1046	716	1052	1018	1008	1302
6	556	584	895	870	779	819	822	720	803	1187	997
7	915	627	460	723	537	936	941	918	923	790	1173
8	772	778	666	925	876	869	792	940	336	832	748
9	380	411	629	442	709	705	871	767	828	818	805
10	414	412	408	740	952	634	710	783	893	876	818
11	554	558	778	756	637	813	636	833	839	837	864
12	649	628	425	475	776	557	881	710	872	872	820
13	406	413	559	562	557	419	547	708	732	697	894
14	802	917	412	667	419	710	420	839	732	471	691
15	603	603	663	418	684	751	770	545	543	1181	1146
Wszystkie elektrownie zawodowe w Polsce	18078	18631	19028	20264	21634	22654	24382	26447	28259	30791	32406

Tablica IV. Udział mocy, produkcji oraz zatrudnienia 5-ciu największych cieplnych elektrowni zawodowych w całkowitej mocy, produkcji i zatrudnieniu elektrowni w systemie elektroenergetycznym.

Rok	Udział mocy w %	Udział produkcji w %	Udział zatrudnienia w %
1	2	3	4
1965	42,79	47,43	20,58
1966	43,70	47,39	24,33
1967	42,04	47,96	23,81
1968	43,21	45,68	23,08
1969	44,09	43,50	23,40
1970	46,00	45,05	24,37
1971	48,06	46,81	25,54
1972	46,18	46,89	25,58
1973	44,60	47,86	25,66
1974	44,70	42,13	26,16
1975	44,45	49,24	26,90

Tablica V. Udział mocy, produkcji oraz zatrudnienia 10-ciu największych cieplnych elektrowni zawodowych w całkowitej mocy, produkcji i zatrudnieniu elektrowni w systemie elektroenergetycznym

Rok	Udział mocy w %	Udział produkcji w %	Udział zatrudnienia w %
1	2	3	4
1965	62,56	69,30	37,37
1966	63,07	70,29	39,42
1967	63,21	65,01	39,88
1968	65,24	68,69	41,33
1969	67,17	70,46	41,20
1970	67,98	69,69	41,86
1971	70,28	72,66	42,63
1972	68,26	71,14	41,23
1973	66,16	70,13	39,79
1974	65,74	64,46	40,78
1975	65,98	61,89	40,91

Tablica VI. Udział mocy, produkcji oraz zatrudnienia 15-tu największych cieplnych elektrowni zawodowych w całkowitej mocy, produkcji i zatrudnieniu elektrowni w systemie elektroenergetycznym

Rok	Udział mocy %	Udział produkcji %	Udział zatrudnienia %
1	2	3	4
1965	75,50	83,31	54,59
1966	75,62	83,67	55,16
1967	76,40	82,05	54,78
1968	77,60	81,02	55,53
1969	79,72	84,30	55,40
1970	77,82	80,06	56,20
1971	80,96	85,05	56,07
1972	80,14	84,96	54,13
1973	79,80	84,61	52,98
1974	79,39	75,77	53,93
1975	79,90	88,53	54,53

Oznaczenia:

Y - moc elektrowni w MW

X - wprowadzone zmienne niezależne (kolejno)

- jednostkowe nakłady inwestycyjne w tys zł/MW,
- jednostkowe koszty wytwarzania w zł/MWh,
- jednostkowe zużycie paliwa umownego w kg/MWh,

X_{OB} - obliczone wielkości X dla danej funkcji

B_{WZG} - odchylenie dla danego pomiaru. $B_{WZG} = \frac{X - X_{OB}}{X}$.

MODEL 1

A= 0.1173438E 05 B= -0.16908 WSPÓŁCZYNNIK KORELACJI R= -0.73

Y=1400.00000	X=3393.00000	XOB=3462.16510	BWZG= -0.01998
Y= 550.00000	X=3098.00000	XOB=4054.67311	BWZG= -0.01308
Y= 625.00000	X=3939.00000	XOB=3967.97387	BWZG= -0.00730
Y= 368.00000	X=4005.00000	XOB=4339.73656	BWZG= -0.06331
Y= 375.00000	X=4691.00000	XOB=4325.93196	BWZG= 0.08439
Y= 328.00000	X=4028.00000	XOB=4424.99845	BWZG= -0.08972
Y= 364.00000	X=4164.00000	XOB=4347.76347	BWZG= -0.04227
Y= 237.00000	X=5093.00000	XOB=4526.04203	BWZG= 0.12527
Y= 260.00000	X=4693.00000	XOB=4602.28696	BWZG= 0.01971
Y= 240.00000	X=5565.00000	XOB=4664.99712	BWZG= 0.19721
Y= 217.00000	X=4691.00000	XOB=4745.13990	BWZG= -0.01141

Y= 220.00000 X=4591.00000 X0B=4734.13663 BWZG= -0.03024

Y= 200.00000 X=4394.00000 X0B=4811.04692 BWZG= -0.08669

Y= 175.00000 X=5709.00000 X0B=4920.90581 BWZG= 0.17235

Y= 156.00000 X=5505.00000 X0B=5017.46757 BWZG= 0.10913

Y= 146.00000 X=4972.00000 X0B=5073.98747 BWZG= -0.02010

Y= 148.00000 X=4136.00000 X0B=5062.32825 BWZG= -0.17903

Y= 132.00000 X=4829.00000 X0B=5161.21164 BWZG= -0.06437

S= 0.074240

A= 0.128332E 04 B= -0.31672 WSPOLCZYNNIK KORELACJI R= -0.74

Y=1400.00000 X= 101.71000 X0B= 129.38469 BWZG= 0.24984

Y= 550.00000 X= 108.25000 X0B= 173.93950 BWZG= -0.03271

Y= 625.00000 X= 102.45000 X0B= 167.03773 BWZG= -0.02747

Y= 368.00000 X= 176.70000 X0B= 197.54732 BWZG= -0.10523

Y= 375.00000 X= 194.25000 X0B= 196.37186 BWZG= -0.01081

Y= 328.00000 X= 243.73000 X0B= 204.87976 BWZG= 0.18962

Y= 364.00000 X= 176.22000 X0B= 198.23231 BWZG= -0.11104

Y= 287.00000 X= 102.36000 X0B= 213.73048 BWZG= -0.14631

Y= 260.00000 X= 176.43000 X0B= 220.52437 BWZG= -0.19995

Y= 217.00000 X= 214.21000 XOB= 233.51979 BWZG= -0.08269

Y= 220.00000 X= 170.07000 XOB= 232.50649 BWZG= -0.26854

Y= 200.00000 X= 260.04000 XOB= 239.63216 BWZG= 0.08516

Y= 175.00000 X= 260.04000 XOB= 249.98417 BWZG= 0.08023

Y= 156.00000 X= 305.29000 XOB= 259.25149 BWZG= 0.17758

Y= 146.00000 X= 402.79000 XOB= 264.74876 BWZG= 0.52140

Y= 148.00000 X= 261.48000 XOB= 263.61036 BWZG= -0.00808

Y= 132.00000 X= 258.80000 XOB= 273.33783 BWZG= -0.05319

S= 0.130840

A= 0.104830E 04 B= -0.14634 WSPOLCZYNNIK KORELACJI R= -0.58

Y=1400.00000 X= 406.00000 XOB= 363.31653 BWZG= 0.11748

Y= 550.00000 X= 426.70000 XOB= 416.54845 BWZG= 0.02437

Y= 625.00000 X= 426.00000 XOB= 408.82837 BWZG= 0.04200

Y= 368.00000 X= 475.00000 XOB= 441.77874 BWZG= 0.07520

Y= 375.00000 X= 427.00000 XOB= 440.56170 BWZG= -0.03078

Y= 328.00000 X= 484.00000 XOB= 449.28052 BWZG= 0.07728

Y= 364.00000 X= 411.00000 XOB= 442.48537 BWZG= -0.07116

Y= 287.00000 X= 368.00000 XOB= 458.14635 BWZG= -0.17494

Y= 260.00000 X= 371.00000 XOB= 464.81864 BWZG= -0.15881

Y= 240.00000 X= 372.00000 XOB= 470.29534 BWZG= -0.20901

Y= 217.00000 X= 440.00000 XOB= 477.28012 BWZG= -0.07811

Y= 220.00000 X= 405.00000 XOB= 476.32209 BWZG= -0.02377

Y= 200.00000 X= 435.00000 XOB= 483.01230 BWZG= -0.05800

Y= 175.00000 X= 503.00000 XOB= 492.54377 BWZG= 0.15320

Y= 150.00000 X= 536.00000 XOB= 500.89794 BWZG= 0.11001

Y= 146.00000 X= 658.00000 XOB= 505.77779 BWZG= 0.30097

Y= 143.00000 X= 547.00000 XOB= 504.77175 BWZG= 0.04404

Y= 132.00000 X= 510.00000 XOB= 513.29429 BWZG= -0.00642

S= 0.007529

MODEL 2

A= 0.914134E 04 B= -0.12376 WSPOLCZYNNIK KORELACJI R= -0.55

Y=1600.00000 X=3934.00000 XOB=3668.20082 BWZG= 0.07791

Y=1200.00000 X=3533.00000 XOB=3801.15963 BWZG= -0.06529

Y= 840.00000 X=3842.00000 XOB=3972.71584 BWZG= -0.03290

Y= 740.00000 X=3804.00000 XOB=4035.52877 BWZG= -0.05737

Y= 619.00000 X=4802.00000 XOB=4125.69667 BWZG= 0.16392

Y= 600.00000 X=3897.00000 XOB=4141.64618 BWZG= -0.05907

Y= 583.00000 X=3869.00000 XOB=4156.40551 BWZG= -0.06915

Y= 435.00000 X=3765.00000 XOB=4309.81093 BWZG= -0.12409

Y= 421.00000 X=4705.00000 XOB=4327.29561 BWZG= 0.08728

Y= 350.00000 X=3896.00000 XOB=4427.35383 BWZG= -0.12002

Y= 250.00000 X=6294.00000 XOB=4615.15977 BWZG= 0.36377

Y= 220.00000 X=-532.00000 XOB=4689.22216 BWZG= -0.03353

Y= 200.00000 X=4632.00000 XOB=4744.86392 BWZG= -0.02379

Y= 200.00000 X=6197.00000 XOB=4744.86392 BWZG= 0.30604

Y= 183.00000 X=5403.00000 XOB=4797.31757 BWZG= 0.13876

Y= 161.00000 X=3882.00000 XOB=4873.97061 BWZG= -0.20352

Y= 156.00000 X=4532.00000 XOB=4893.03859 BWZG= -0.07379

Y= 121.00000 X=4538.00000 XOB=5049.34147 BWZG= -0.09731

S= 0.116320

A= 0.561850E-03 B= -0.15812 WSPOLCZYNNIK KORELACJI R= -0.58

Y=1000.00000 X= 107.90000 XOB= 174.97859 BWZG= -0.04045

Y=1200.00000 X= 160.87000 XOB= 183.12188 BWZG= -0.06691

XII

Y= 840.00000 X= 200.20000 XOB= 193.72626 BWZG= 0.08128

Y= 740.00000 X= 231.93000 XOB= 197.66849 BWZG= 0.17333

Y= 619.00000 X= 241.56000 XOB= 203.32849 BWZG= 0.18803

Y= 600.00000 X= 215.28000 XOB= 204.33327 BWZG= 0.05357

Y= 583.00000 X= 180.05000 XOB= 205.26403 BWZG= -0.12284

Y= 435.00000 X= 223.03000 XOB= 214.99207 BWZG= 0.03739

Y= 421.00000 X= 205.90000 XOB= 216.10702 BWZG= -0.04723

Y= 350.00000 X= 205.54000 XOB= 222.51143 BWZG= -0.07627

Y= 250.20000 X= 224.80000 XOB= 234.64061 BWZG= -0.04194

Y= 220.00000 X= 251.91000 XOB= 239.46194 BWZG= 0.05198

Y= 200.00000 X= 178.97000 XOB= 243.09806 BWZG= -0.26380

Y= 200.00000 X= 195.96000 XOB= 243.09806 BWZG= -0.19391

Y= 183.00000 X= 197.67000 XOB= 246.53671 BWZG= -0.19821

Y= 161.00000 X= 206.74000 XOB= 251.58055 BWZG= 0.06026

Y= 156.00000 X= 376.71000 XOB= 252.83867 BWZG= 0.48992

Y= 121.00000 X= 305.13000 XOB= 263.20270 BWZG= 0.15930

S= 0.130360

A= 0.713182E 03 B= -0.08479 WSPOLCZYNNIK KORELACJI R= -0.43

Y=1600.00000 X= 349.00000 XOB= 381.51297 BWZG= 0.04586

Xm

Y=1200.00000	X= 387.00000	XOB= 390.93396	BW7G= -0.01006
Y= 840.00000	X= 386.00000	XOB= 402.93798	BW7G= -0.04204
Y= 740.00000	X= 393.00000	XOB= 407.29204	BW7G= -0.03509
Y= 619.00000	X= 444.00000	XOB= 413.50519	BW7G= 0.07375
Y= 600.00000	X= 436.00000	XOB= 414.59974	BW7G= 0.05162
Y= 583.00000	X= 433.00000	XOB= 415.41144	BW7G= 0.04184
Y= 435.00000	X= 416.00000	XOB= 426.06079	BW7G= -0.02361
Y= 421.00000	X= 397.00000	XOB= 427.24428	BW7G= -0.07079
Y= 350.00000	X= 480.00000	XOB= 433.98822	BW7G= 0.10602
Y= 250.20000	X= 385.00000	XOB= 446.51836	BW7G= -0.13777
Y= 220.00000	X= 477.00000	XOB= 451.41535	BW7G= 0.05668
Y= 200.00000	X= 456.00000	XOB= 455.07836	BW7G= 0.00203
Y= 200.00000	X= 370.00000	XOB= 455.07836	BW7G= -0.18695
Y= 183.00000	X= 341.00000	XOB= 458.51913	BW7G= -0.25630
Y= 161.00000	X= 504.00000	XOB= 463.52606	BW7G= 0.08732
Y= 156.00000	X= 651.00000	XOB= 464.76771	BW7G= 0.40070
Y= 121.00000	X= 500.00000	XOB= 474.88897	BW7G= 0.05288

S= 0.003404

MODEL 3

A= 0.557704E 04 B= -0.03487 WSPOLCZYNNIK KOREJACJI R= -0.21

Y=1600.00000	X=4305.00000	XOB=4312.00765	BWZG= -0.00163
Y= 435.00000	X=3910.00000	XOB=4512.34643	BWZG= -0.13349
Y=1040.00000	X=4582.00000	XOB=4377.26687	BWZG= 0.04677
Y= 220.00000	X=5083.00000	XOB=4620.89335	BWZG= 0.10000
Y= 200.00000	X=4904.00000	XOB=4636.27579	BWZG= 0.05775
Y= 840.00000	X=4244.00000	XOB=4409.08646	BWZG= -0.03764
Y= 550.00000	X=4135.00000	XOB=4475.58925	BWZG= -0.07610
Y= 350.00000	X=4053.00000	XOB=4546.68427	BWZG= -0.11298
Y= 800.00000	X=5274.00000	XOB=4417.49537	BWZG= 0.19389
Y= 421.00000	X=4892.00000	XOB=4517.49648	BWZG= 0.08290
Y= 740.00000	X=3991.00000	XOB=4429.52037	BWZG= -0.09900
Y=2000.00000	X=4076.00000	XOB=4278.58712	BWZG= -0.04735
Y= 583.00000	X=3864.00000	XOB=4466.50510	BWZG= -0.13489
Y= 600.00000	X=4162.00000	XOB=4462.03094	BWZG= -0.07621

Y=1200.00000 X=5050.00000 XOB=4355.47973 BWZG= 0.13946

Y= 400.00000 X=5050.00000 XOB=4525.56370 BWZG= 0.11588

Y=1000.00000 X=4597.00000 XOB=4383.25724 BWZG= 0.04876

S= 0.089688

A= 0.101104E 04 B= -0.20802 WSPOLCZYNNIK KORELACJI R= -0.74

Y=1600.00000 X= 246.40000 XOB= 217.90033 BWZG= 0.03901

Y= 435.00000 X= 209.19000 XOB= 285.70547 BWZG= -0.05781

Y=1040.00000 X= 287.09000 XOB= 238.32709 BWZG= 0.20460

Y= 220.00000 X= 352.72000 XOB= 329.23451 BWZG= 0.07133

Y= 200.00000 X= 306.66000 XOB= 335.82709 BWZG= -0.08685

Y= 840.00000 X= 205.94000 XOB= 249.15490 BWZG= 0.14764

Y= 550.00000 X= 245.94000 XOB= 272.09914 BWZG= -0.16964

Y= 350.00000 X= 301.40000 XOB= 298.92328 BWZG= 0.00829

Y= 800.00000 X= 203.55000 XOB= 251.69649 BWZG= 0.04709

Y= 421.00000 X= 314.08000 XOB= 287.65629 BWZG= 0.09186

Y= 740.00000 X= 247.31000 XOB= 255.81161 BWZG= -0.11142

Y=2000.00000 X= 175.47000 XOB= 208.01707 BWZG= -0.15646

Y= 583.00000 X= 241.97000 XOB= 268.82096 BWZG= -0.17428

Y= 600.00000 X= 314.12000 XOB= 267.21850 BWZG= 0.17552

Y=1200.00000 X= 243.93000 XOB= 231.33814 BWZG= -0.03202

Y= 400.00000 X= 304.15000 XOB= 290.73442 BWZG= 0.04614

Y=1000.00000 X= 257.35000 XOB= 240.28035 BWZG= 0.07104

S= 0.099471

A= 0.976093E 03 B= -0.13046 WSPOLCZYNNIK KORELACJI R= -0.81

Y=1600.00000 X= 303.00000 XOB= 372.76456 BWZG= -0.02627

Y= 435.00000 X= 505.00000 XOB= 441.83882 BWZG= 0.14295

Y=1040.00000 X= 396.00000 XOB= 394.34614 BWZG= 0.00419

Y= 220.00000 X= 492.00000 XOB= 482.93627 BWZG= 0.01877

Y= 200.00000 X= 491.00000 XOB= 488.97884 BWZG= -0.05722

Y= 840.00000 X= 390.00000 XOB= 405.48859 BWZG= -0.03820

Y= 550.00000 X= 434.00000 XOB= 428.52196 BWZG= 0.01278

Y= 350.00000 X= 500.00000 XOB= 454.55079 BWZG= 0.11979

Y= 800.00000 X= 381.00000 XOB= 408.07789 BWZG= -0.06635

Y= 421.00000 X= 438.00000 XOB= 443.72857 BWZG= -0.01291

Y= 740.00000 X= 386.00000 XOB= 412.24970 BWZG= -0.06367

Y=2000.00000 X= 391.00000 XOB= 362.09817 BWZG= 0.07982

Y= 583.00000 X= 404.00000 XOB= 425.27669 BWZG= -0.05003

Y= 600.00000 X= 478.00000 XOB= 423.68496 BW7G= -0.07342

Y=1200.00000 X= 380.00000 XOB= 387.05220 BW7G= -0.01822

Y= 400.00000 X= 425.00000 XOB= 446.70063 BW7G= -0.04858

Y=1000.00000 X= 415.00000 XOB= 396.36913 BW7G= 0.04700

S= 0.048246