

P O L S K A   A K A D E M I A   N A U K  
I N S T Y T U T   G E O G R A F I I  
I   P R Z E S T R Z E N N E G O   Z A G O S P O D A R O W A N I A

---

ZESPÓŁ KOORDYNACYJNY PRORLEMU MIĘDZYRESORTOWEGO  
„PODSTAWY PRZESTRZENNEGO ZAGOSPODAROWANIA KRAJU“

Do użytku służbowego

## **BIULETYN INFORMACYJNY**

ZESZYT 24

### **WYBRANE PROBLEMY INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ**

WARSZAWA 1978



**P O L S K A   A K A D E M I A   N A U K  
I N S T Y T U T   G E O G R A F I I  
I   P R Z E S T R Z E N N E G O   Z A G O S P O D A R O W A N I A**

---

**ZESPÓŁ KOORDYNACYJNY PROBLEMU MIĘDZYRESORTOWEGO  
„PODSTAWY PRZESTRZENNEGO ZAGOSPODAROWANIA KRAJU“**

**Do użytku służbowego**

# **BIULETYN INFORMACYJNY**

**ZESZYT 24**

## **WYBRANE PROBLEMY INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ**

**WARSZAWA 1978**

**Opracowanie redakcyjne: Irena Stańczak**

WDN zam. 496/78 n. 200+23 egz.

<http://rcin.org.pl>

## SPIS TREŚCI

	strona
<b>PODSTAWOWE PROBLEMY ROZWOJU INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ W POLSCE - Cz. Mejro .....</b>	<b>5</b>
<b>MODELOWA ANALIZA ROZWOJU INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ NA TERENACH INTENSYWNEGO ZAGOSPODAROWANIA ROLNICTWA - Cz. Mejro</b>	
<b>B. Wierzbicka .....</b>	<b>25</b>
1. Rozwój energetyzacji rolnictwa w Polsce .....	25
2. Analiza rozwoju elektryfikacji wybranych rejonów .....	45
3. Rejonowe zapotrzebowanie paliw .....	57
4. Niezawodność zasilania energią elektryczną odbiorców wiejskich .....	62
5. Modernizacja sieci terenowych w celu poprawy niezawod- ności zasilania odbiorców energii .....	93
6. Warunki poprawy zaspokojenia potrzeb energetycznych wsi.	109
7. Zakończenie .....	117
Literatura .....	119
<b>ASPEKTY PRZESTRZENNE LOKALIZACJI ELEKTROCIĘPŁOWNI JĄDROWYCH W UJĘCIU SYSTEMOWYM - J. Troszkiewicz .....</b>	<b>121</b>
Wstęp .....	121
1. Elektrociepłownie jądrowe w podsystemach ciepłowniczych i elektroenergetycznych .....	122
2. Wpływ elektrowni jądrowych i konwencjonalnych na otoczenie .....	150
3. Uzasadnienie lokalizacji elektrociepłowni jądrowych ....	163
4. Wpływ budowy elektrociepłowni jądrowych na planowanie przestrzenne .....	174
Literatura .....	177



Czesław Mejre

PODSTAWOWE PROBLEMY ROZWOJU  
INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ W POLSCE

Znajdujące się na dalszych stronach tego Biuletynu dwa opracowania<sup>1</sup>, wykonane zostały w 1977 r. w Zakładzie Gospodarki Energetycznej Politechniki Warszawskiej w ramach prac Grupy Tematycznej 04 Programu Międzyresortowego I 28. Prace te stanowią kontynuację działalności naukowej Zakładu nad rozwojem infrastruktury energetycznej, prowadzonej w latach 1971-1975 /Problem węzłowy 11.2.1./.

Zasadnicze zmiany jakie zaszły w światowej gospodarce energetycznej, a tym samym i w naszej sytuacji w dziedzinie paliw, po 1973 r. - wymagają retrospektywnej oceny wykonanych prac i sformułowania podstawowych tez, których wspomniane zmiany nie naruszyły.

Część prac z problemu węzłowego 11.2.1. wykonanych w latach 1971-1973 była już publikowana w tomie LIII Studiów KPZK w 1975 r.<sup>2</sup>

Na tle wykonanych opracowań ukazało się kilkanaście publikacji pracowników Zakładu, w tym również 4 referaty na konferencje międzynarodowe; zostały również ukończone 3 przewody doktorskie /dr inż. J.Grochowski, dr inż. B.Wierzbicka i dr inż. A.Zielińska/.

---

1 Aspekty przestrzenne lokalizacji elektrociepłowni jądrowych w ujęciu systemowym.

Modelowa analiza rozwoju infrastruktury energetycznej na terenach intensywnego zagospodarowania rolnictwa.

2 Wybrane problemy rozwoju energetyki w Polsce do r. 2000. Studia KPZK, t. LIII, s.77

Główne tezy odnoszące się do gospodarki energetycznej w Polsce, wynikające ze wspomnianych prac Zakładu Gospodarki Energetycznej można streścić następująco:

Teza I. Silne powiązania występujące między podsystemami energetycznymi zmuszają do rozpatrywania ogólnokrajowej gospodarki energetycznej jako jednego, złożonego systemu. Z upływem lat o warunkach rozwojowych tego systemu coraz bardziej decydują jego powiązania zewnętrzne z innymi systemami gospodarczymi i wynikające z nich ograniczenia.

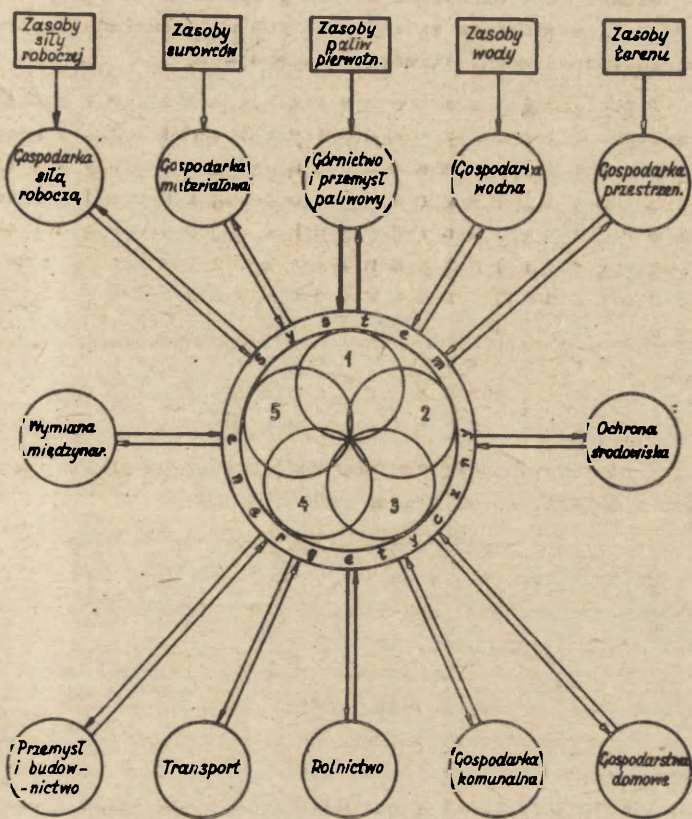
Uproszczony model systemu energetycznego przedstawia rys.1. System dzieli się na 5 grup podsystemów.

Powiązania zewnętrzne występują zarówno z systemami zaopatrzającymi energetykę w paliwa, surowce, wodę, teren i siłę roboczą, jak również z gałęziami gospodarki, które są odbiorcami energii /przemysł, transport, rolnictwo, gospodarka komunalna i gospodarstwa domowe/. Podział ten nie może być ścisły, gdyż np. przemysł jest zarówno odbiorcą energii, jak i dostawcą wyposażenia podsystemów energetycznych. Podobnie i handel zagraniczny obejmuje wymianę maszyn energetycznych i wymianę paliw zarówno w postaci jawnej /np. węgla czy ropy naftowej/ jak i ukrytej w postaci energii zużytej na wytworzenie produktów finalnych, będących przedmiotem importu lub eksportu.

Do oceny energochłonności wyrobów produkowanych dla rynku krajowego jak i na eksport niezbędne jest prowadzenie badań nad "ciągnionym" zapotrzebowaniem energii, czyli nad jej zużyciem na wszystkich etapach produkcji, od surowców kopalnych zaczynając na produkcie finalnym kończąc. W obliczeniach należy również uwzględnić energię zużywaną na wytwarzanie maszyn i urządzeń danego łańcucha technologicznego, na transport itp.

Badania ciągniętej energochłonności, rozpoczęte w latach





- Podsystemy :
- 1 - elektroenergetyczne
  - 2 - ciepło-energetyczne
  - 3 - gazo-energetyczne
  - 4 - paliw ciekłych
  - 5 - paliw stałych

Rys. 1. Powiązania zewnętrzne systemu energetycznego

1972-1973 w Zakładzie Gospodarki Energetycznej PW i prowadzone początkowo w zakresie budownictwa mieszkaniowego, sieci ciepłych, wytwarzania stali i produkcji żywności zostały następnie podjęte w paru innych ośrodkach naukowych /Zakład Problemów Energetyki IPPT PAN, Instytut Energetyki, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Gospodarki Paliwowo-Energetycznej w Katowicach a ostatnia, w następstwie zarządzenia Wicepremiera, w kilkunastu instytutach branżowych/.

Coraz silniejsze jest uzależnienie rozwoju energetyki od warunków środowiskowych, przy czym w miarę wzrostu zużycia energii na terenie kraju, a tym samym wzrostu możliwości zanieczyszczeń powietrza i wody - zjawiska te muszą być rozpatrywane w skali ogólnokrajowej, a niekiedy nawet międzynarodowej /przykłady: "import z CSRS zanieczyszczeń powietrza i wody w Odrze/.

Teza II. Podstawowym kryterium optymalizacji systemu energetycznego powinna być przyszła jakość życia mieszkańców kraju, co w miarę możliwości musi być uwzględniane w obliczeniach ekonomicznej efektywności.

Przyjęcie jakości życia jako kryterium optymalizacyjnego oznacza traktowanie efektywności społecznej jako nadrzędnej w stosunku do efektywności ekonomicznej.

Przyjęcie takiego kryterium stwarza szereg dodatkowych trudności przy podejmowaniu decyzji gospodarczych, gdyż wymaga uwzględniania licznych parametrów trudno wymiernych. Jednym z tych parametrów stają się wymagania ochrony środowiska, wymagające zwykle nakładów inwestycyjnych nie tylko nie przynoszących bezpośrednich efektów gospodarczych, ale nawet wręcz przeciwnie, stanowiących dodatkowe poważne obciążenie budżetu inwestycyjnego.

Trudno wymierny charakter parametrów jakości życia uniemożliwia niekiedy ich wywartościowanie i wprowadzenie w postać liczbowej do obliczeń ekonomicznych. W wielu przypadkach

trzeba się ograniczać jedynie do zestawienia wyników analiz wpływów tych parametrów w formie opisowej lub punktowej z pozostawieniem oceny ich ważności obiektywnemu i obiektywnie poinformowanemu decydentowi.

Szereg parametrów "jakości życia", uważanych do niedawna za niewymierne, można w sposób przybliżony wywartościować. W pracach Zakładu Gospodarki Energetycznej PW wstępnie określiliśmy wartości:

- czasu wolnego;
- przestrzeni w osiedlach i wewnątrz budynków;
- strat spowodowanych zawodnością działania systemu;
- strat spowodowanych emisją związków siarki z urządzeń energetycznych.

Teza III. Korelacja ze wzrostem dochodu narodowego nie może stanowić podstawy do prognozowania zapotrzebowania energii.

Samo już rozszerzenie kryterium optymalizacji systemu /teza II// ogranicza znaczenie syntetycznego wskaźnika rozwoju gospodarki jakim jest dochód narodowy. Dodatkową wątpliwość budzi sposób obliczania dochodu narodowego w krajach, w których układ cen /a pośrednio i kosztów/ oparty jest na centralnie podejmowanych decyzjach o charakterze ponadgospodarczym. Nietrudno udowodnić, że obiektywnie słuszne wysokie ceny sprzedażne wyrobów monopolu spirytusowego dają z tego źródła większą produkcję czystą /a więc składników dochodu narodowego/ niż np. górnictwo węglowe czy też elektroenergetyka, gdzie przy relatywnie niskich cenach sprzedażnych, a wysokich kosztach własnych, wartość produkcji czystej nie jest duża. Trudno również dopatrzeć się jakiegoś logicznego związku energochłonności wymienionych gałęzi przemysłowych z wartością wytwarzanego w nich dochodu narodowego.

O ile jeszcze korelacje zużycia paliw czy energii ze wzrostem dochodu narodowego mogą, w ograniczonym zakresie, stanowić pomoc przy prognozowaniu rozwoju systemu energetycznego w kraju, w którym nie są spodziewane zasadnicze zmiany

w polityce cen, to porównanie tzw. wskaźnika elastyczności /stosunku wzrostu globalnego zużycia energii do wzrostu dochodu narodowego/ w relacjach międzynarodowych może prowadzić do zupełnie błędnych wniosków.

Teza IV. Prognozowanie zapotrzebowania paliw i energii oraz przyszłej struktury bilansu energetycznego wymaga zorganizowania silnego zespołu naukowego, o działaniu ciągłym. Zespół ten musi mieć charakter ponadresortowy. Prognozy muszą być wielowariantowe.

Złożony charakter gospodarki energetycznej i jej powiązań zmusza do wykonywania prognoz kilkoma metodami i w paru wariantach, różniących się zarówno założeniami gospodarczymi /ogólnogospodarcze warianty strategiczne/, jak i przewidywanymi udziałami poszczególnych paliw w części przychodowej krajowego bilansu energetycznego.

W dotychczasowych pracach Zakładu Gospodarki Energetycznej PW wobec niemożności otrzymania oficjalnej koncepcji długofalowego rozwoju przemysłu - sporządzono własne założenia i przebadano dwa skrajne scenariusze strategiczne:

- A - z przewagą produkcji pracochłonnej, precyzyjnej;
- B - z przewagą produkcji materiałochłonnej.

W każdym z tych scenariuszy rozpatrzono dwa sposoby pokrywania potrzeb energetycznych:

- w większym stopniu przez paliwa szlachetne /gazowe i ciekłe/;
- w większym stopniu przez węgiel.

Wyniki obliczeń otrzymane z porównania wymienionych wariantów strategicznych pozwoliły na wyciągnięcie następujących wniosków:

- a/ globalne zapotrzebowanie energii w postaci pierwotnej w latach 1990 i 2000 we wszystkich wariantach jest podobne;

b// oparcie gospodarki energetycznej na bardziej szlachetnych paliwach, przy dużym zastosowaniu energii elektrycznej dałaby większe efekty ekonomiczne dzięki:

- mniejszej materiałochłonności urządzeń,
- łatwiejszej mechanizacji i automatyzacji, a tym samym zwiększeniu wydajności pracy i zmniejszeniu zatrudnienia,
- zmniejszeniu zagrożenia środowiska,
- zmniejszeniu pracy przewozowej.

Teza V. Niski wskaźnik zużycia energii elektrycznej w Polsce każe przewidywać utrzymanie się dotychczasowego trendu wzrostu przynajmniej do roku 1990.

Ograniczone możliwości importu ropy i gazu ziemnego każą spodziewać się w Polsce większego zapotrzebowania energii elektrycznej niż w krajach zaspokajających znaczną część swych potrzeb energetycznych paliwami ciekłymi lub gazowymi.

Niedocenie tego faktu i niedoinwestowanie podsystemu elektro-energetycznego spowodowało w ostatnich paru latach ogromne straty gospodarcze.

W następstwie ograniczeń w zaopatrzeniu w energię elektryczną /obniżanie napięcia w sieciach, obniżanie częstotliwości, wyłączanie odbiorców przemysłowych/ zmniejsza się produkcja przemysłowa, występują przestoje maszyn i ludzi, pogarsza się wydajność pracy itp. Szacunkowo określone straty przekroczyły w roku 1977 sumę 20 mld złotych.

Przyjmując nawet, że szacunek strat jest niedokładny - liczba powyższa daje obraz rzędu wielkości następstw złego prognozowania i planowania, a tym samym wysokiej opłacalności prac naukowo-badawczych w tej dziedzinie.

Teza VI. Polska nie jest krajem taniej i obfitej energii.

Błędne mniemanie o naszych ogromnych zasobach paliw, a zwłaszcza o możliwościach ich łatwego i taniego pozyskiwania,

zaciążyło na naszej dotychczasowej polityce gospodarczej i spowodowało rozwój produkcji wyrobów energochłonnych. Również wyroby eksportowane z Polski w ogromnym zakresie są silnie energochłonne.

Do specjalności naszego eksportu należą jak wiadomo statki, ciężkie maszyny budowlane, ciężkie obrabiarki, wagony kolejowe, siarka itp. Dobra konkurencyjność tych energochłonnych wyrobów na rynkach zagranicznych pozwala przypuszczać, że źródłem jej są niskie relatywnie ceny eksportowanych wyrobów i surowców, nie uwzględniające wysokich kosztów pozyskiwania zawartej w nich energii.

Istnienie znacznych zasobów węgla pod ziemią nie jest równoznaczne z możliwościami łatwego i taniego wydobycia. Dotyczy to zarówno kopalni górnośląskich jak i nowo budowanych w lubelskim zagłębiu węglowym.

Tablica 1 zawiera liczby charakteryzujące zużycie podstawowych czterech paliw w Polsce w 1975 r. oraz przewidywane zużycie w 2000 r.

T a b l i c a 1

Paliwa	1975	2000
węgiel kamienny	133,0	280 + 220
węgiel brunatny   10 <sup>6</sup> t	36,4	120 + 150
ropa naftowa	13,7	70 + 90
gaz ziemny   10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup>	8,7	15 + 25

Znaczne różnice w prognozach dla roku 2000 wynikają z rozbieżności poglądów na granice możliwości zarówno w zakresie wydobycia węgla jak i importu ropy i gazu oraz roli energii jądrowej.

Teza VII. W y d o b y w a n i e , t r a n s p o r t i u z y t k o w a n i e w ę g l a k a m i e n n e g o w P o l s c e n a p o t y k a n a s z e r e g t r u d n y c h d o p o k o n a n i a p r o g ó w .

Łączne udokumentowane zasoby geologiczne węgla kamiennego do głębokości 1000 m wynoszą ok. 58 mld t, z czego ok. 93% znajduje się w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. Mniej więcej 45% wymienionych zasobów nadaje się do wydobycia obecną techniką górniczą.

Przy utrzymaniu obecnego poziomu wydobycia /ok. 180 mln t rocznie/ zasoby przemysłowe wystarczą na lat 140, a przy poziomie wydobycia przewidywanym na rok 2000 - na lat 85+100. Występujący już obecnie niedobór węgla kamiennego ma swoje przyczyny w trudnościach pokonania następujących barier:

a. Bariera zatrudnienia: Obecna liczba zatrudnionych w kopalniach węgla kamiennego /ok. 360 tys. ludzi + ok. 50 tys. w przemyślach pomocniczych/ nie będzie mogła wzrastać zarówno ze względu na malejącą podaż nowych rąk do pracy, jak i z wzrastającej niechęci do ciężkiej i niebezpiecznej pracy pod ziemią. Wzrost wydobycia węgla jest więc uzależniony od wzrostu wydajności pracy w kopalniach, która już obecnie jest bardzo wysoka i wyższa niż w górnictwie francuskim, belgijskim czy brytyjskim.

Dzięki daleko posuniętej mechanizacji pracy na jednego zatrudnionego w kopalniach przypada rocznie ok. 500 t węgla. Dalszy wzrost mechanizacji będzie coraz trudniejszy, jeżeli się uwzględni, że np. udział wybierania mechanicznego osiągnął w 1977 r. 95%.

Wprowadzanie do kopalni coraz wydajniejszych maszyn i urządzeń znacznie zwiększa nakłady inwestycyjne na wydobycie węgla; koszty budowy nowych kopalń wynoszą obecnie od 3 do 4 mld złotych na 1 mln t rocznego wydobycia, nie licząc bardzo poważnych kosztów zamrożenia kapitału w czasie trwającej niekiedy ponad 10 lat budowy kopalni. Wzrasta również szybko materiałochłonność górnictwa węglowego.

b. Bariera transportu. Cały prawie przyrost wydobycia węgla w GOP będzie musiał być wywożony kolejami, co wymagać będzie kapitałochłonnych inwestycji na rozbudowę linii jak i taboru kolejowego. Możliwości zastąpienia transportu kolejowego transportem wodnym są znikome, gdyż wymagać to będzie znacznych i wieloletnich nakładów inwestycyjnych na regulację Odry

i Wisły, budowę zbiorników oraz zakup drogiego taboru. Również rurowy transport węgla zmieszanego z wodą byłby przedsięwzięciem kapitało- wodo- i materiałochłonnym.

c. Bariera dewizowa. Liczne urządzenia górnicze są importowane i to w wielu przypadkach z krajów kapitalistycznych; zastąpienie ich produkcją krajową wymagać będzie kosztownej rozbudowy ciężkiego przemysłu maszynowego.

d. Bariera materiałowa. Mechanizacja wydobycia węgla powoduje szybki wzrost zapotrzebowania na materiały, a w szczególności na stal. Przewiduje się, że ok. 1990 r. trzeba będzie dostarczać rocznie do kopalń maszyny i urządzenia o ciężarze ok. 1 mln t. Maszyny te ponadto zużywają się bardzo szybko /okres amortyzacji 3-4 lata/.

e. Bariera środowiskowa. Intensywna mechanizacja wydobycia węgla zwiększa szybkość wyczerpywania się zasobów podziemnych. Udział, w ogólnym wydobyciu, węgla wydobywanego z "zawałem stropu" wzrósł z 43,7% w 1965 r. do 63,7% w 1976 r.; pociąga to za sobą odkształcenia terenów położonych nad kopalniami, tworzenie się głębokich /do 35 m/ obniżeń, zapadlisk oraz zalewisk bezodpływowych.

Opisane wyżej zjawiska zwiększają tzw. "szkody górnicze", stając się ponadto przyczyną licznych uszkodzeń podziemnych sieci infrastruktury technicznej: rurociągów wodnych, kanalizacyjnych, gazowych, kabli elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych itp.

Nie rozwiązany problem odsalania wód kopalnianych stanowi zagrożenie dla Odry i Wisły. Szacunkowo określa się ilość soli zawartej w wodach zrzuconych do dorzeczy górnej Odry na 2800 t w ciągu doby. Całkowite usunięcie soli, drogą destylacji wypompowywanych z kopalń wód dołowych jest niemożliwe ze względów ekonomicznych i energetycznych /znaczne zapotrzebowanie energii cieplnej/. Planowany półśrodek, jakim jest gromadzenie wód zasolonych w zbiornikach, a następnie wypuszczanie ich w okresach wysokiego przepływu w rzece - nie załatwia oczywiście sprawy.

Węgiel spalany w Polsce w urządzeniach energetycznych



zawiera przeciętnie ok. 1,3% siarki; najgorszy pod tym względem jest węgiel z kopalń Zagłębia Krakowsko-Jawornickiego, w którym zawartość siarki przekracza niekiedy nawet 3%.

Podstawowym środkiem do zmniejszania w pobliżu elektrowni stężenia związków siarki w powietrzu była dotychczas budowa wysokich kominów, rozpraszających zanieczyszczenia na stosunkowo dużym terenie. Znaczne zagęszczenie palenisk na terenie kraju, stanie się w przyszłości przyczyną powstania "tła" zanieczyszczeń, które ok. roku 2000 osiągnie poziom  $0,1 \pm 0,3 \text{ mg/m}^3$ . Nawet przy dolnym poziomie tego tła, co odpowiada założeniu utrzymywania się dwutlenku siarki w atmosferze do 24 godzin, przekroczone zostanie, dopuszczalne normami na terenach specjalnie chronionych, stężenie  $0,075 \text{ mg/m}^3$ . Oznacza to, że bez specjalnych środków ograniczających zasilanie powietrza, wszystkie tereny specjalnie chronione /uzdrowiska, parki narodowe, rezerваты przyrody/ byłyby w 2000 r. zagrożone nadmierną emisją związków siarki.

Pomimo istnienia wielu technologii odsiarczania spalin węglowych, żadna z nich nie nadaje się do rozpowszechnienia ze względów ekonomicznych i trudności eksploatacyjnych /korozja urządzeń/. Nie jest również rozwiązany problem utylizacji odpadów otrzymanych z procesu odsiarczania.

Stosunkowo lepiej opanowane są technologie odpylania spalin węglowych. Nowoczesne elektrofiltry pozwalają na wychwytywanie do 99% pyłów. Trudne pozostaje wychwytywanie pyłów bardzo drobnych /o średnicach poniżej 20 mikronów/, które w niekorzystnych warunkach atmosferycznych pozostają w powietrzu w postaci zawiesiny, mogąc przyczyniać się do powstawania tzw. smogu.

Znaczna zawartość popiołu w spalonym węglu prowadzi do gromadzenia się ogromnych mas odpadów paleniskowych, stających się nie tylko źródłem "wtórnego" zapylenia, ale również wymagających dużych terenów na składowiska. Przewiduje się, że w końcu bieżącego stulecia potrzebować będziemy na ten cel rocznie ok. 200 ha terenów. Prawdopodobnie tylko ok. 40% odpadów paleniskowych uda się w 2000 r. wykorzystywać do produkcji cementu i betonów, ceramiki budowlanej, na utwardzanie dróg itp.

Ostatnim wreszcie problemem związanym z budową i eksploatacją elektrowni ciepłych jest zapotrzebowanie wody chłodzącej, co ma zasadniczy wpływ na lokalizację nowych elektrowni w sąsiedztwie większych rzek lub jezior lub też na wyposażanie ich w bardziej kosztowne i powodujące wzrost bezzwrotnych strat wody - zamknięte lub mieszane obiegi chłodzenia /wieże chłodnicze/. Nie należy wykluczać, że w dalszej przyszłości konieczne stanie się wprowadzanie również suchych obiegów chłodzenia.

Teza VIII. Pogarszająca się z upływem lat jakość węgla kamiennego powoduje liczne trudności w rozwoju energetyki.

Wartość opałowa węgla dostarczanego: zwykle w postaci miałów zmniejszyła się w latach 1973-1976 o ok. 200 kcal/kg. Nowe elektrownie takie jak Ostrołęka, Dolna Odra czy Kozienice były projektowane i budowane do opalania węglem o wartości opałowej 5500 kcal/kg i zawartości popiołu 15%; w rzeczywistości średnia wartość węgla energetycznego dla elektrowni spadła w 1977 r. poniżej 4450 kcal/kg, a zawartość popiołu niekiedy przekracza 23%. Powoduje to szkodliwe następstwa, a mianowicie:

- zwiększenie obciążenia transportu kolejowego;
- przyspieszone zużywanie się młynów węglowych, kotłów i innych urządzeń w elektrowniach;
- zmniejszanie sprawności i dyspozycyjności elektrowni;
- zwiększony czas trwania i koszty remontów;
- zwiększenie liczebności obsługi;
- zwiększone zagrożenie środowiska.

Najbardziej radykalnym, a jednocześnie najtańszym sposobem poprawy w tej dziedzinie, jest wzbogacanie /sortowanie, płukanie itp./ węgla energetycznego na terenie kopalń, co jednak dotychczas jest stosowane w minimalnym zakresie /w 1975 r. wzbogacono zaledwie 3,8 mln t miałów na ogólną ich ilość ok. 81 mln t/. Pogorszeniu uległa również jakość węgla dostarczanego zakładom przemysłowym oraz drobnym odbiorcom miejskim i wiejskim; dokładnych i obiektywnych danych o jakości węgla dostarczanego do wspomnianych odbiorców raczej brak.

Przyczyn pogarszającej się jakości węgla kamiennego doszu-

kiwać się należy zarówno w coraz silniejszej mechanizacji jego wydobywania, ale również w braku odpowiednich bodźców ekonomicznych; górnictwo węglowe jest rozliczane nie w jednostkach pozyskiwanej energii /np. w Tcal, TJ lub tonach paliwa umownego/ lecz w tonach wydobywanego urobku, a więc łącznie z balastem w postaci kamieni, popiołu, wilgoci itp./.

Teza IX. Osiągnięcie planowanego znacznego wzrostu wydobywania węgla brunatnego będzie również połączone z trudnościami.

Wydobycie węgla brunatnego ma wzrosnąć w latach 1978-2000 prawie czterokrotnie, co już samo w sobie daje obraz trudności jakie trzeba będzie pokonać.

W porównaniu z węglem kamiennym górnictwo węgla brunatnego wymaga znacznie mniejszej siły roboczej oraz nie obciąża transportu kolejowego. Pozostałe bariery: środowiska, materiałowe i dewizowe są równie trudne do pokonania jak przy węglu kamiennym; szczególnie dużych trudności można się spodziewać z ochroną powietrza atmosferycznego od zanieczyszczeń związkami siarki i ze składowaniem odpadów paleniskowych, których ze względu na niższą wartość opałową węgla brunatnego, a więc większą jego masę zużywaną na jednostkę wytwarzanej energii elektrycznej - będzie więcej niż w elektrowniach spalających węgiel kamienny.

Szczególnie duże trudności występują z pozyskiwaniem wody chłodzącej dla elektrowni pracujących na węglu brunatnym i często położonych /Bełchatów/ na działle wodnym, gdzie brak jest naturalnych cieków czy zbiorników wodnych. Szkodliwe jest również tworzenie się w sąsiedztwie kopalń węgla lejów depresyjnych i obniżania poziomu wód podziemnych.

Tym niemniej budowa elektrowni na węglu brunatnym jest koniecznością, gdyż jest jedyną możliwością rozwoju podsystemu elektroenergetycznego w najbliższych latach. Nowe inwestycje muszą być jednak oparte na pełniejszym rozpoznaniu geologicznym i głębszej, systemowej ocenie efektywności.

Niska wartość opałowa węgla brunatnego /1800+2200 kcal/kg/

powoduje nieopłacalność jego transportu jak również wyklucza stosowanie go w postaci naturalnej - w małych paleniskach.

Jedną z prac Zakładu Gospodarki Energetycznej PW poświęcono rozpatrzeniu 4 wariantów ucieplnienia aglomeracji łódzkiej z maksymalnym zachowaniem warunków ochrony środowiska, zagrożonego budową kombinatu bełchatowskiego.

Wariant I zakładał, zgodnie z zatwierdzoną już koncepcją, istnienie na terenie Łodzi 5 elektrociepłowni zawodowych i 5 przemysłowych, opalanych węglem kamiennym.

Wariant II stanowi propozycję zasilania Łodzi ciepłem przesyłanym magistralą wody gorącej z Bełchatowa.

Wariant III przewiduje budowę na peryferiach aglomeracji łódzkiej elektrociepłowni jądrowej.

Wariant IV zakłada zgazowanie znacznej części wydobywanego w Bełchatowie węgla brunatnego z użyciem otrzymanego w ten sposób gazu do opalania kotłów elektrociepłowni zlokalizowanych jak w wariantcie I.

Z wymienionych wariantów najgorszy pod względem oddziaływania na środowisko jest wariant I.

Teza X. Olej opałowy jest cennym paliwem, zwłaszcza przy użytkowaniu w mniejszych urządzeniach; produkowany olej opałowy powinien w całości pozostawać w kraju.

Według oceny specjalistów z Min. Przem. Chemicznego w optymalnych warunkach przerobu ropy naftowej otrzymuje się z niej 26+28% oleju opałowego co pozwoli na zastąpienie nim paliw stałych /węgla i koksu/ w wielu zwłaszcza mniejszych paleniskach.

Ze względu na ochronę środowiska oleje opałowe powinny być w rafineriach odsiarczane do poziomu najwyżej 1% siarki.

Pomimo stosunkowo wysokiej ceny oleje opałowe mogą skutecznie konkurować z węglem zarówno w przemyśle, jak i w og-

rzewaniu rozproszonych budynków miejskich i wiejskich, w szklarnictwie, ośrodkach rekreacyjno-wczasowych, w kotłowniach szczytowych itd. Użytkowanie paliw ciekłych daje w stosunku do węgla i koksu oszczędność pracy ludzkiej na obsługę palenisk i w transporcie paliwa, znacznie mniejsze zużycie materiałów na urządzenia energetyczne oraz znacznie mniej zagraża środowisku naturalnemu.

Teza XI. Konieczne jest opracowanie koncepcji gazyfikacji kraju określającej najbardziej efektywne zastosowanie zarówno gazu ziemnego jak i gazów sztucznych.

W latach sześćdziesiątych panował optymizm w zakresie możliwości wydobywania gazu ziemnego w Polsce. W okresie tym przydzielano niekiedy gaz ziemny użytkownikom, którzy mogli zaspokajać swoje potrzeby energetyczne węglem. Przykładem służyć może zagłębie siarkowe.

Ostatnie lata nie potwierdziły optymistycznych prognoz pozyskiwania gazu ziemnego ze złóż krajowych, a jednocześnie przyniosły trudności z importem tego cennego paliwa.

W tych warunkach koniecznym staje się wycofywanie gazu ziemnego z istniejących już urządzeń, co jest trudnym i kosztownym przedsięwzięciem.

Uderzająco niski, w porównaniu z innymi krajami, jest udział odbiorców bytowo-komunalnych w użytkowaniu gazu. W 1975 r. gospodarstwa domowe w Polsce zużyły zaledwie ok. 14% globalnej ilości gazów mocnych /ziemny, koksowniczy i miejski/ zużywanych na terenie kraju.

Sieci gazowe w miastach rozbudowuje się z myślą o dostarczaniu ludności gazu wyłącznie do przygotowywania posiłków, wykluczając ogrzewanie budynków oraz ograniczając ogrzewanie gazem wody. W ten sposób rozdzielcze sieci gazowe są słabo wykorzystywane. Niewłaściwa, zbyt niska cena sprzedażna gazu - wyklucza szerszy rozwój gotowania elektrycznego, co w wielu przypadkach pozwoliłoby na zaniechanie budowy sieci

gazowych na terenach wyposażonych w sieci ciepłne i elektroenergetyczne. •

Natomiast koniecznym jest przeznaczenie pewnej ilości gazu ziemnego dla ośrodków leczniczych i rekreacyjnych /Nałęczów, Ciechocinek, Zakopane, Rymanów itp./, gdzie muszą być zachowane wysokie walory środowiskowe.

Cena sprzedażna gazu ziemnego /60-90 gr/Nm<sup>3</sup>/ jest w rażącej dysproporcji z ceną na rynkach zagranicznych /ok. 8 centów USA w hurcie/.

Brak jest wieloletniej koncepcji rozbudowy sieci gazowych, budowy zbiorników gazu, likwidacji małych gazowni miejskich, dystrybucji i użytkowania gazu w postaci skroplonej itp.

Teza XII. Wzrastające trudności z pozyskiwaniem i użytkowaniem paliw konwencjonalnych zmuszają do przyspieszenia budowy w Polsce elektrowni, a zwłaszcza elektrociepłowni atomowych.

Aktualne, wymuszone trudną sytuacją gospodarczą, prognozy rozwoju energetyki atomowej w Polsce są wyjątkowo pesymistyczne.

Plany budowy do 1990 r. elektrowni atomowych o mocy rzędu 7000-8000 MW, skurczyły się do dwóch reaktorów o mocy 440 MW każdy, jakie mają być zainstalowane w elektrowni Żarnowiec. Dalszych reaktorów, o mocach po 1000 MW, można się spodziewać raczej po 1990 r., gdy rozwinie się ich produkcja w ZSRR, w kooperacji z innymi krajami RWPG. Ilość reaktorów jakie będziemy mogli uzyskać zależeć będzie w dużym zakresie od roli naszego przemysłu w tej międzynarodowej kooperacji.

Wstępne, kompleksowe obliczenia ekonomiczne wskazują jednak na niewątpliwą efektywność budowy elektrowni atomowej w porównaniu z budową coraz kosztowniejszych kopalń węgla, z rozbudową transportu i z ochroną środowiska od następstw spalania węgla.

Wysuwane w wielu krajach obawy przed budową elektrowni

atomowych uznać należy za przesadne i spowodowane tzw. kompleksem Hiroszimy. Można obecnie przyjąć, że elektrownia czy elektrociepłownia atomowa, z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi, umieszczonymi w podwójnej, szczelnej i odpornej na ciśnienie obudowie ochronnej jest całkowicie bezpieczna dla otoczenia nawet w przypadku największej awarii. Prawdopodobieństwo awaryjnego przedostania się do otoczenia większej ilości substancji radioaktywnych szacuje się na 1 zdarzenie w ciągu  $10^5 + 10^6$  reaktor-lat. Słabe dawki radioaktywnych substancji jakie są w sposób kontrolowany wypuszczane do otoczenia z elektrowni atomowych są mniejsze niż wypuszczane z popiołem lotnym substancje radioaktywne z elektrowni spalających węgiel.

Elektrownia atomowa nie zatrafa natomiast otoczenia ani tlenkami siarki, ani tlenkami azotu, ani też nie emituje popiołów lotnych.

Konieczność ochrony powietrza atmosferycznego w Polsce wymagać będzie w wielkich aglomeracjach miejskich i przemysłowych budowy elektrociepłowni atomowych, do zasilania sieci ciepłowniczych. Sprzyja temu postęp techniczny w dziedzinie przesyłania na większe odległości /30-40 km/ ciepła w postaci wody gorącej.

Wstępne studium wykorzystania ciepła odpadowego reaktorów jakie mają być zainstalowane nad jeziorem Żarnowieckim znalazło zainteresowanie zarówno wśród planistów jak i potencjalnych odbiorców ciepła /wielkie kombinaty szklarniowe, nadmorskie ośrodki rekreacyjne itd./.

Odległość wspomnianej elektrowni od Gdyni /ok. 40 km/ wskazuje na realne możliwości zasilania ciepłem zachodniej części tego miasta; budowa magistrali ciepłej Żarnowiec - Gdynia mogłaby również stymulować przyspieszenie rozwoju osiedli mieszkaniowych w Wejherowie, Rewie i Redzie.

Istnieje również cały szereg innych aglomeracji, które ze względu na duże zapotrzebowanie ciepła już obecnie dojrzały do zasilania z elektrociepłowni atomowych, są to aglomeracje: warszawska, katowicka, łódzka, krakowska, wrocławska i bydgosko-toruńska.

Problematyką elektrociepłowni atomowych i przesyłu ciepła na większe odległości zajmuje się między innymi znajdujący się w tym Biuletynie, artykuł mgr inż. J. Troszkiewicza:

Teza XIII. Rozwój budownictwa rozproszanego w miastach i osiedlach podmiejskich wymaga podjęcia decyzji w sprawie ogrzewania budynków na terenach o małej gęstości zabudowy.

Zaopatrzenie ludności miast w paliwa i energię jest jednym z głównych tematów prac badawczych prowadzonych w Zakładzie Gospodarki Energetycznej PW od lat dwudziestu.

Koncepcje zaopatrywania w ciepło osiedli o zabudowie zwartej w większych miastach można uważać za skryształizowane, a rozwój na tych terenach sieci ciepłych wody gorącej - za uzasadniony zarówno względami technicznymi i ekonomicznymi jak i środowiskowymi.

Budowa sieci ciepłych na terenach o małej gęstości zabudowy / $m^3/ha$ , a zatem i  $Gcal/ha$ / jest zbyt kosztowna i zbyt materiałochłonna. Wzrastający poziom życia i wzrost wartości czasu wolnego mieszkańców kraju wykluczają powrót do pieca kaflowego czy też kuchni opalanej węglem. Malejąca, w wyniku likwidowania gazowni, produkcja koksu opałowego będzie również ograniczać budowę kotłowni centralnego ogrzewania, opalanych tym bezdymnym paliwem. Zresztą koks posiada nad węglem tylko przewagę bezdymności; paliwo to tak jak węgiel jest kłopotliwe w transporcie, wymaga podobnego zatrudnienia oraz przy spalaniu zanieczyszcza powietrze związkami siarki.

Z wykonanych ostatnio opracowań wynika celowość przeznaczenia do ogrzewania budynków rozproszonych w terenie pewnej części oleju opałowego jaki będziemy otrzymywać z rafinerii ropy naftowej.

Ogrzewanie elektryczne, zarówno bezpośrednie jak i akumulacyjne musi być z konieczności ograniczone i stosowane raczej w budynkach tylko okresowo użytkowanych. Podstawowym ogranicze-



niem tej formy ogrzewania jest wynikająca z praw termodynamiki, niska /rzędu 35%/ sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach cieplnych, co oznacza, że na każdą kalorię efektywnie zużytą w ogrzewaniu trzeba zużyć ok. 3 kalorii w paliwie zużywanym w elektrowni.

Na terenach o zabudowie rozproszonej poważnym ograniczeniem jest stosunkowo wysoki koszt elektroenergetycznych sieci rozdzielczych.

Teza XIV. Wzrost produkcji żywności jest w dużym zakresie uzależniony od zaopatrzenia wsi w paliwa i energię elektryczną.

Nowoczesne gospodarstwo rolne coraz bardziej przypomina zakład przemysłowy, stając się poważnym odbiorcą energii elektrycznej i paliwa.

Od mechanizacji, elektryfikacji, a częściowo również automatyzacji produkcji rolnej i hodowlanej uzależniony jest wzrost produkcji rolnej.

Dalszym celem jest zmniejszenie zatrudnienia oraz zbliżenie jakości życia na wsi do poziomu mieszkańców miast.

Na całym świecie wzrasta energochłonność produkcji rolnej i przemysłu spożywczego.

Badania ciągniętego zapotrzebowania energii w systemie żywnościowym Stanów Zjednoczonych Ameryki wykazały, że już obecnie na jednostkę energii zawartej w finalnych produktach spożywanych przez ludność, jest zużywane ok. 10 jednostek energii /np. kcal czy kJ/ w surowcach, materiałach, nawozach sztucznych, maszynach, środkach transportu, opakowaniach itp. W niektórych przypadkach wskaźnik ten wyrażony w kcal/kcal przekracza nawet wartość 20 /przykład skrajny: produkcja konserw na statku rybackim, pracującym na odległych akwenach/.

Szacunkowe obliczenia wykonane w warunkach polskich wskazują na poziom energetyzacji naszej produkcji żywności wyrażony wskaźnikiem ok. 4 kcal/kcal, a więc stosunkowo niskim.

Dotychczasowe plany gospodarcze zakładały zmniejszenie się

zatrudnienia w rolnictwie do 2,6 mln osób w 1990 r. /w 1975 r. zatrudnienie na wsi wynosiło 5,2 mln/. Plany te niestety nie będą zrealizowane, na co obok wielu innych przyczyn złożyły się również opóźnienia w zaopatrzeniu wsi w paliwa i energię elektryczną.

Wyniki kontroli przeprowadzonej przez NIK wskazują na nierównomierne lub niedostateczne zaopatrzenie wsi w węgiel i niekiedy niewłaściwą jego jakość, czego następstwem bywa zmniejszenie kontraktacji żywca oraz zahamowania w rozwoju gospodarstw specjalistycznych, silnie uzależnionych od rytmicznego zaopatrzenia w paliwo i w paszę.

Również rozwój elektryfikacji gospodarstw wiejskich, aczkolwiek ilościowo bardzo dobrze zaawansowany /w 1976 r. było przyłączonych do sieci elektroenergetycznej 100% PGR i ok. 97% gospodarstw indywidualnych/ - nie zapewnia odbiorcom dobrej jakości energii elektrycznej /poziom napięcia/ oraz właściwej ciągłości jej dostawy.

- . -

Prace nad rozwojem systemu energetycznego muszą być prowadzone w sposób ciągły, przy czym ich kompleksowy charakter wymaga zorganizowania ponadresortowego instytutu naukowego.

Ostatnie wypowiedzi kierownictwa Partii i Rządu pozwalają spodziewać się rychłego powołania do życia takiego instytutu, o który dopominają się energetycy od lat przeszło dwudziestu.

Czesław Mejro, Barbara Wierzbicka

MODELOWA ANALIZA ROZWOJU INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ  
NA TERENACH INTENSYWNEGO ZAGOSPODAROWANIA ROLNICTWA <sup>x</sup>

1. ROZWÓJ ENERGETYZACJI ROLNICTWA W POLSCE

1.1. Rozwój rolnictwa

Intensyfikacja produkcji rolnej i hodowlanej jest jednym z naczelných zadań naszej gospodarki narodowej. Dodatkową trudnością realizacji tego zadania jest konieczność wygospodarowania z terenu wsi znacznej liczby rąk do pracy w mieście, w przemyśle, w transporcie, usługach itp.

Wzrost wydajności pracy na wsi, przy zmniejszającym się zatrudnieniu, jest możliwy jedynie drogą mechanizacji, a nawet częściowej automatyzacji pracy.

W zakresie produkcji roślinnej mechanizacja prac polowych wymaga zwiększenia liczby ciągników, kombajnów i różnych maszyn prawie wyłącznie napędzanych silnikami spalinowymi. Natomiast intensyfikacja hodowli zwierząt związana jest przede wszystkim z elektryfikacją gospodarstw wiejskich oraz ich zaopatrzeniem w paliwa niezbędne do wytwarzania ciepła, zarówno do celów technologicznych jak i bytowo-komunalnych.

W tablicy 1.1.1. zestawiono liczby charakteryzujące do-

<sup>x</sup> Współwykonawcy: mgr inż. P. Dąbrowski, mgr inż. J. Kulesza, M. Szlegier, dr inż. A. Zielińska.

tymczasowy rozwój rolnictwa w Polsce oraz prognozę na lata przyszłe. Liczby dotyczące lat 1950 - 1975 pochodzą ze statystyk GUS'u; dane w prognozie na lata 1980 i 1990 otrzymano z Departamentu Ekonomiki, Planowania i Rozwoju Ministerstwa Rolnictwa /pismo 0604/3/77 z 9.IX.77, do IPPT PAN/, za wyjątkiem danych o przyszłym zatrudnieniu w rolnictwie, zaczerpniętych z dawnych prognoz Komisji Planowania, podobnie jak i innych nielicznych danych dotyczących prognozy na rok 2000. Prognozy na 2000 r. dotychczas nie były sporządzane w resorcie rolnictwa.

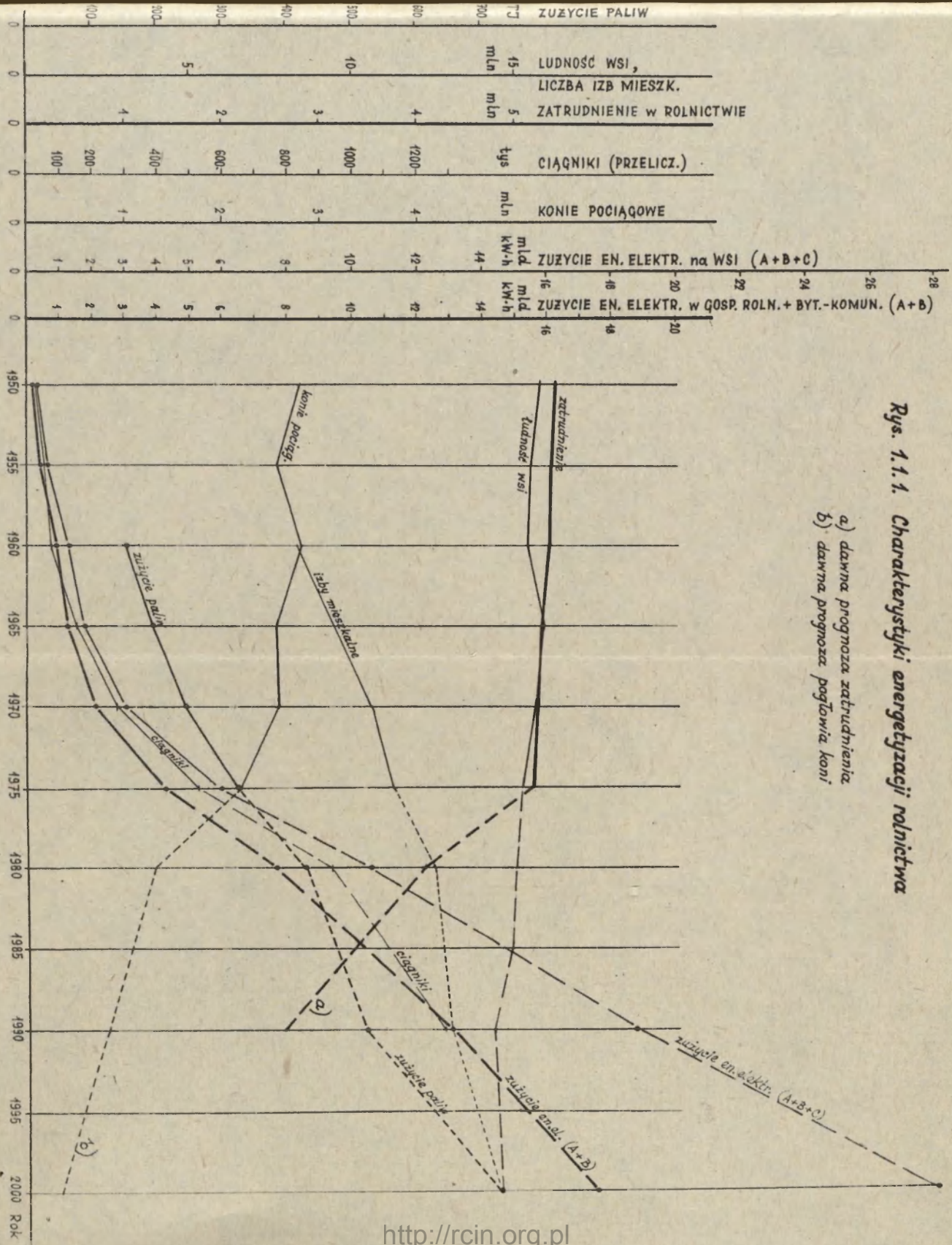
Ilustracją graficzną tablicy 1.1.1. jest rys. 1.1.1. Analizując przebieg krzywych, obrazujących zmiany zasadniczych parametrów rozwoju rolnictwa w Polsce, należy stwierdzić co następuje:

- p o m i m o z n a c z n y c h w y s i ł k ó w w z a k r e s i e m e c h a n i z a c j i p r a c y n a w s i , c o m i ę d z y i n n y m i w y r a ż a s i ę z n a c z n ą l i c z b ą p r a c u j ą c y c h n a w s i c i ą g n i k ó w i m a s z y n p o l o w y c h , z a t r u d n i e n i e n a w s i n i e u l e g ł o w y r a ż n i e j s z e m u z m n i e j s z e n i u .

Ujęcie statystyką rzeczywistej liczby zatrudnionych na wsi jest oczywiście bardzo trudne ze względu na znaczną liczbę chłopo-robotników, o bliżej nieokreślonym podziale pracy między przemysł i rolnictwo. Tym niemniej dotychczasowe zmiany w zatrudnieniu na wsi pozwalają z całą pewnością przypuszczać, że osiągnięcie liczb przewidywanych na lata 1980 /4,05 mln/ i 1990 /2,6 mln/ nie będzie możliwe. Już zresztą obecnie przewiduje się, że liczba zatrudnionych w rolnictwie w 1980 r. będzie tego samego rzędu co i w 1975 r. /5,2 mln/.

Równie niepokojące są powolne zmiany w pogłowie koni.

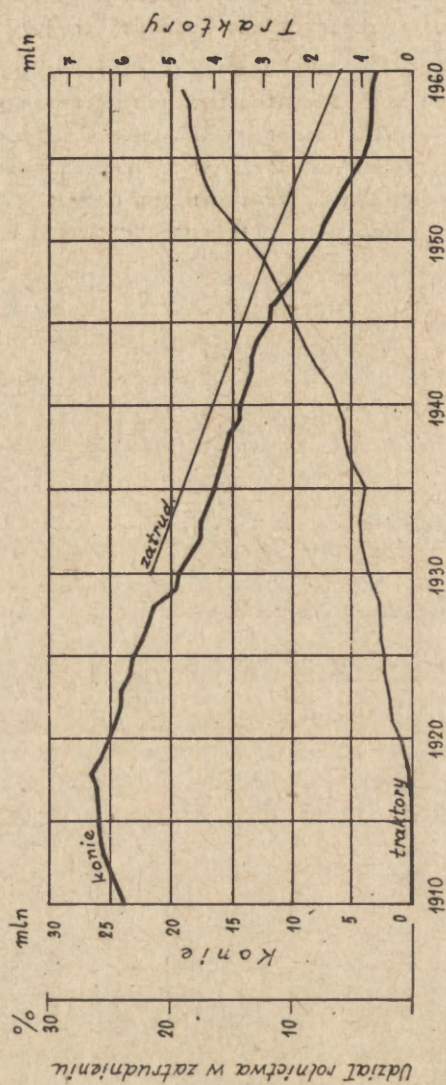
Na rys.1.1.2. przedstawiono dla porównania zasadnicze zmiany w zatrudnieniu, jakie przyniosła mechanizacja rolnictwa w Stanach Zjednoczonych Ameryki w latach 1910 - 1960.



Rys. 1.1.1. Charakterystyki energetyzacji rolnictwa

a) dawna prognoza zatrudnienia  
 b) dawna prognoza pogłowia koni

Wyszczególnienie	Jednostka	S T A T Y S T Y K A				P R O G N O Z A			
		1950	1960	1970	1975	1980	1990	2000	
Ludność kraju	mln	25,0	29,8	32,7	34,2	35,9	39,5	-	
Ludność wsi	"	15,8	15,4	15,6	15,2	15,0	14,3	14,5	
Powierzchnia Użytków Rolnych	tys. ha	20440	20402	19637	19209	19060	18700	17500	
Udział Gosp. Społ. w UR	%	10,4	13,1	24,9	27,4	29	44		
Zatrudnienie w rolnictwie	tys.	5419	5367	5210	5204	4054	2604		
Zatrudnienie na 100 ha UR	osób	26,5	26,3	26,5	27,1	21,5	14,1		
Liczba izb mieszkalnych na wsi	mln	-	8,3	10,6	11,2	12,5	13,0	14,5	
Produkcja na 100 ha UR									
4 zboża	g	567	699	788	939	1340	1720		
ziemiaki	"	1768	1855	2574	2412	2480	2500		
buraki cukrowe	"	312	503	652	818	1100	1335		
żywiec rzeżny	"	80,0	108	145	200	210	250		
mleko	tys. l	20,4	59,4	74,2	82,7	97	130		
Zwierzęta ogółem									
bydło	tys. szt.	7200	8695	10842	13254	14300	16500		
w tym krowy	"	4850	5885	6181	5437	6200	6800		
konie	"	2800	2805	2580	2183	1300	800	320	
trzoda chlewna	"	9350	12615	13446	21310	22000	26000		
owce	"	2198	3661	3199	3174	4200	5500		
Magniki /jedn.przelicz./	"	25,5	77,2	278,9	528,3	937	1280		
jęw. na 100 ha UR	szt.	0,12	0,38	1,43	2,78	4,9	6,8		
Wielbnie	ha	-	202	-	858	1400	2000	4600	



Rys. 1.1.2. Wzrost liczby traktorów w korelacji ze spadkiem zatrudnienia i pogłowiem koni w rolnictwie w St. Zjedn.

W tablicy 1.1.1. nie uwidoczniło się zakłóceń w rozwoju hodowli bydła i trzody chlewnej jakie wystąpiły w 1976 r., przyczyną znanych trudności w zaopatrzeniu ludności kraju w mięso.

Przyczyn tych zakłóceń, obok trudności paszowych, można dopatrywać się również w niedostatecznym zaopatrzeniu gospodarstw hodowlanych w węgiel i inne paliwa oraz w niedostatecznym rozwoju elektryfikacji wsi /słaba przepustowość sieci, liczne przerwy w zasilaniu, brak tanich, dobrych aparatów i maszyn, słaby rozwój usług elektrotechnicznych na wsi itd./.

"Informacja" NIK [10] o wynikach kontroli wykonania decyzji rządowych w sprawie rozwoju energetyzacji rolnictwa i przemysłu spożywczego / II/1977 /, omawiając liczne przyczyny i skutki opóźnień w energetyzacji i elektryfikacji wsi - zwraca również uwagę na niepokojące oddziaływanie niedostatecznego zaopatrzenia wsi w paliwa i energię, na rozwój kontraktacji produkcji żywca i na tworzenie się gospodarstw specjalistycznych.

Aby poprawić sytuację w produkcji hodowlanej przewiduje się na lata najbliższe przeznaczenie znacznych środków inwestycyjnych na rozwój zarówno rolnictwa uspołecznionego jak też i specjalistycznych gospodarstw indywidualnych.

Celem zapewnienia rolnictwu w latach 1977-1980 zwiększonych dostaw energii elektrycznej został opracowany przez specjalistów z resortu rolnictwa projekt Uchwały Rady Ministrów [9], w którym znajdują się założenia rozwojowe w skrócie zestawione w tablicy 1.1.2. Łącznie zużycie energii elektrycznej w wymienionych w tablicy 1.1.2. obiektach oszacowano na przeszło 3,5 mld kWh w 1980 r.

Załączony do projektu powyższej uchwały RM szczegółowy program realizacji zawiera zestawienie potrzebnych materiałów, maszyn, środków transportowych itp. Należy sądzić, że program ten nie będzie mógł być wykonany w planowanym czasie, właśnie z powodu trudności szybkiego zaopatrzenia wsi w potrzebny sprzęt i materiały; jest to prawdopodobnie również przyczyną opóźniania się podjęcia odpowiedniej Uchwały przez RM.



Obiekty	Liczba nowych obiektów w 1980 r.
Fermy: bydła rzeźnego	1000
trzody chlewnej	860
bydła mlecznego	1240
drobiu	1050
Szklarnie	100
Deszczownie	281
Hydrofornie	2500
Mieszalnie i wytwórnie pasz	2200
Gospodarstwa specjalistyczne	200000
Zagrody nowo zelektryfikowane	28000

Opóźnienie realizacji opisanego wyżej programu nie oznacza jednak, że nie będzie on w ogóle realizowany po 1980 r. Będzie to jednak zadanie trudne, wymagające dobrego przygotowania i współdziałania szeregu resortów.

## 1.2. Dotychczasowe i planowane zaopatrzenie wsi w paliwa

### 1.2.1. Statystyka

Podstawowym paliwem użytkowanym na wsi jest węgiel kamienny. Dokładne ustalenie ilości węgla dostarczanego na cele bytowo-komunalne wsi oraz na cele produkcji rolniczej i hodowlanej nie jest możliwe.

Statystyka Gospodarki Paliwowo-Energetycznej prowadzona przez GUS [5] zawiera w bilansie węgla kamiennego 4 pozycje dotyczące wsi, a mianowicie:

- a/ Ministerstwo Rolnictwa /zużycie w PGR i w Zakładach przemysłu rolno-spożywczego należących do tego resortu/,
- b/ wiejscy odbiorcy bytowo-komunalni /zużycie węgla łącznie w wiejskich gospodarstwach domowych i na cele produkcyjne indywidualnych gospodarstw rolnych/,

c/ zaopatrzenie pracowników państwowych gospodarstw rolnych,

d/ deputaty pracownicze.

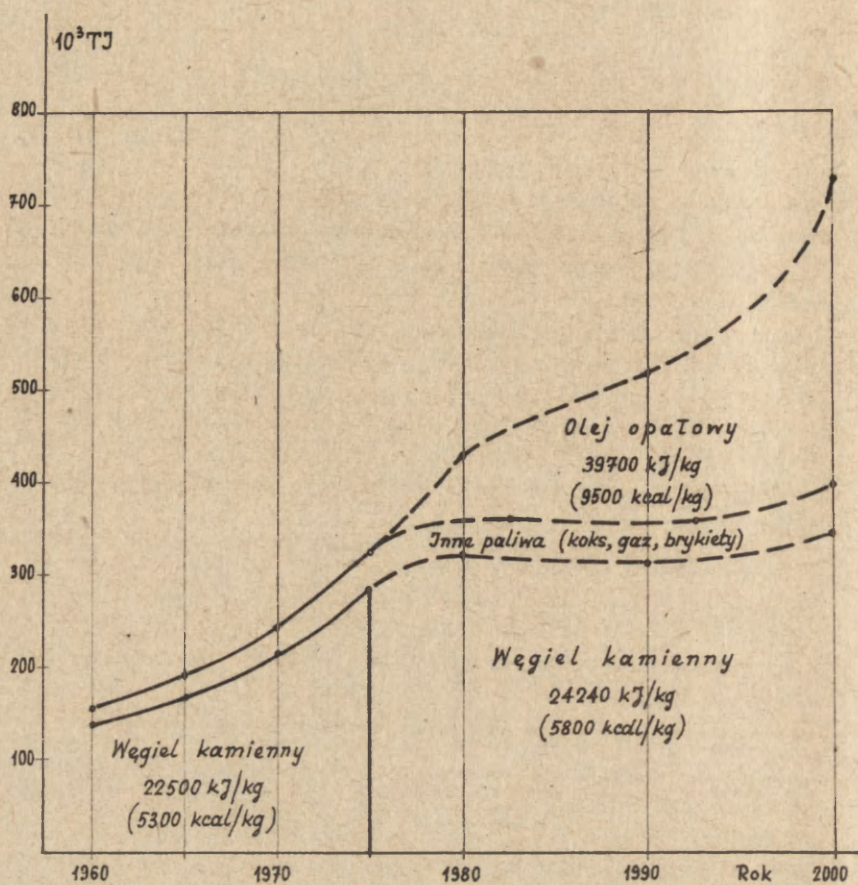
Ilości węgla w powyższych 4 pozycjach miały się do siebie w 1976 r. jak 7:65 : 4:24.

Zużycie węgla w jednostkach podległych Min. Rolnictwa, jak wynika z porównania tabl.1 i tabl.16 /42 Statystyki z 1976 r. [ 5 ] rozkłada się mniej więcej w połowie na rolnictwo i przemysł rolno-spożywczy. Deputaty pracownicze w 1976 r. wyniosły 4228 tys. t węgla i były przydzielane przede wszystkim pracownikom wybranych przemysłów; część deputatów pracownicy ci odsprzedają państwu, część zużywają na własne potrzeby, a resztę sprzedają na wolnym rynku. Ile węgla z deputatów trafia na wieś - nie można określić, podobnie jak trudno jest ustalić ilości węgla przeznaczonego dla ludności, a zakupywanego w GS-ach przez drobne zakłady przemysłowe lub nawet odbiorców miejskich.

Do dalszych rozważań przyjmujemy jako ilość węgla dostarczanego na wieś sumę 3 pozycji /a+b+c/, milcząco zakładając, że zużycie przemysłu podległego Min. Rolnictwa jest kompensowane nie uwzględnieniem dostaw węgla z deputatów pracowniczych.

Jako średnią wartość opałową węgla dostarczanego na wieś do 1975 r. założono 22500 kJ/kg /5300 kcal/kg /. W prognozie na lata 1980 - 2000 przyjęto poprawę tej wartości opałowej do średnio 24240 kJ/kg /5800 kcal/kg /. Kontrole NIK wskazują na znacznie gorszą jakość węgla dostarczanego na wieś. W ostatnim roku rozpoczęto również zastępcze dostarczanie odbiorcom wiejskim węgla brunatnego, co jest z u p e ł - n y m n i e p o r o z u m i e n i e m. Węgiel ten, o wartości opałowej rzędu 8400 kJ/kg /2000 kcal/kg /, zawiera znaczne ilości wilgoci, a ponadto jest całkowicie nieodpowiedni dla istniejących na wsi palenisk. Podobnym nieporozumieniem jest dostarczanie na wieś miału węgla kamiennego zamiast węgla gatunkowego.

Pozostałe, poza węglem kamiennym, paliwa miały dotychczas



Rys. 1.2.1. Zapotrzebowanie paliw.

## Statystyka i prognoza zużycia paliw na wsi /bez paliw napędowych/

P A L I W O	Wartość opałowa		Jedn.	S T A T Y S T Y K A			P R O G N O Z A			
	kJ/kg	kcal/kg		1960	1970	1975	1980	1990	2000	Alternatywa
Węgiel kamienny	po 1980	po 1980	tys.t	6175	9519	12515	13300	12900	14150	29700
	24240	5800								
	do 1975	do 1975	10 <sup>3</sup> TJ	139,0	214,2	281,6	322,4	312,7	343,0	720,0
Koks i półkoks	27235	6500	tys.t	224	581	1014	800	650	500	2000
			10 <sup>3</sup> TJ	5,4	15,8	27,6	21,8	17,7	13,6	54,4
Brykiety z węgla kamiennego	25140	6000	tys.t	193	322	390	400	400	400	400
			10 <sup>3</sup> TJ	4,8	8,1	9,8	10,0	10,0	10,0	10,0
Brykiety z węgla brunatnego	18000	4300	tys.t	185	206	33	-	-	-	-
			10 <sup>3</sup> TJ	3,3	2,7	0,6	-	-	-	-
Olej opałowy	32700	2500	tys.t	-	-	-	1970	4100	8300	-
			10 <sup>3</sup> TJ	-	-	-	70,3	160,8	329,5	-
Gaz ciekły	41800	10000	tys.t	-	16	32	100	300	700	700
			10 <sup>3</sup> TJ	-	0,7	1,3	4,2	12,6	29,3	29,3
R a z e m	-	-	10 <sup>3</sup> TJ	152,5	242,5	320,9	428,7	515,8	725,4	813,7

niewielki udział w pokrywaniu potrzeb energetycznych wsi, co ilustruje tablica 1.2.1.

W tablicy tej nie uwzględniono zapotrzebowania rolnictwa na materiały pędne /olej napędowy i benzyna/, jak również energii elektrycznej, odrębnie omówionej w rozdziale 1.3.

## 1.2.2. Prognoza

Prognozę zapotrzebowania paliw wykonano opierając się o następujące założenia:

- A. Według danych GUS liczba izb mieszkalnych na wsi wzrosła z 8,3 mln w 1960 r. do 11,2 mln w 1975 r., co odpowiada zmniejszeniu wskaźnika liczby osób na 1 izbę z 1,8 w 1960 r. do 1,35 w 1975 r.

Zakładając dalszą poprawę tego wskaźnika do 1,2 M/izbę w 1980 r., 1,1 M/izbę w 1990 r. i 1,0 M/izbę w 2000 r., przyjmując liczbę mieszkańców wsi jak w tablicy 1.1.1.

- otrzymujemy przewidywaną liczbę izb mieszkalnych na wsi:

1980 - 12,5 mln

1990 - 13,0 mln

2000 - 14,5 mln

Należy przypuszczać, że nowo budowane mieszkania będą posiadać izby o większej niż dotychczas średniej powierzchni mieszkalnej, a tym samym o większej kubaturze; należy jednak sądzić, że poprawa izolacji cieplnej budynków skompensuje wzrost strat cieplnych, towarzyszący wzrostowi kubatury ogrzewanych budynków. Pozwala to przyjąć niezmienny wskaźnik zapotrzebowania paliwa na jedną izbę.

Wskaźnik ten, obejmujący oprócz ogrzewania pomieszczeń, ogrzewanie wody do celów bytowych i częściowo gospodarczych, określamy jak następuje:

- przy ogrzewaniu paliwem ciekłym<sup>1</sup> 0,4 t/izba,rok
- przy ogrzewaniu paliwem stałym<sup>2</sup> 0,8 t/izba,rok

1 o wartości opałowej 39700 kJ/kg / 9500 kcal/kg /

2 o wartości opałowej 24240 kJ/kg / 5800 kcal/kg /

Zgodnie z opracowaniem Zakładu Gospodarki Energetycznej ITC PW [4] przewiduje się w 2000 r.:

- ogrzewanie paliwem ciekłym /lekki olej opałowy/ 50 % izb mieszkalnych na terenach wiejskich / w 1980 r.
- 10 % i w 1990 r. - 30 %/, co daje zapotrzebowanie oleju opałowego, zestawione w tabelicy 1.2.2.

Tablica 1.2.2.

Rok	Izby mieszk.	Udział oleju opał.	Zapotrzebowanie	
			oleju opał.	węgla
	tys.	%	tys. t	tys. t
1980	12 500	10	600	10 800
1990	13 000	30	1870	8 740
2000	14 500	50	3500	6 950

W tabelicy tej uwzględniono dodatkowo ok. 20 % ciepła potrzebnego do ogrzewania pomieszczeń administracyjno-usługowych.

- B. Przewiduje się znaczny udział energii elektrycznej w przygotowywaniu posiłków w gospodarstwach domowych na wsi, jednak również rozwijać się będzie użytkowanie gazu ciekłego, w ilości:

1980	- 100 tys. t	$/4,2 \cdot 10^3$ TJ/.
1990	- 300 tys. t	$/12,6 \cdot 10^3$ TJ/
2000	- 700 tys. t	$/29,3 \cdot 10^3$ TJ/

- C. Zapotrzebowanie paliw na cele produkcyjne obliczono na podstawie dawniej wykonanych opracowań [1, 2, 3], przyjmując wskaźniki /średnie dla gospodarstw indywidualnych i uspołecznionych/ zestawione w tabelicy 1.2.3 /bez paliw ciekłych zużywanych przez ciągniki i inne maszyny polowe/.

Przy przeliczaniu liczby hodowanych zwierząt na tzw. "sztuki duże", przyjęto że:

1 koń	= 1 szt. duża ;	1 szt. bydła	= 0,8 szt. dużej
1 świnia	= 0,15 szt. dużej;	1 owca	= 0,08 szt. dużej

Liczby zwierząt hodowlanych przewidywane w latach 1980

i 1990, przyjęto wg założeń Ministerstwa Rolnictwa /tabl. 1.1.1./, a dla roku 2000, wobec braku planów oficjalnych, przyjęto łącznie 19 000 szt. dużych.

Tablica 1.2.3.

Rok	Produkcja rolna		Hodowla		Razem
	kg węgla/ /ha UR	tys.t/a	kg węgla/ /1 szt.d.	tys.t/a	tys.t/a
1980	54	1030	95	1570	2600
1990	86	1610	166	3040	4650
2000	116	2000	209	4000	6000

W pracy [4] wykazano możliwość zastąpienia w 2000 r. całej ilości paliw stałych potrzebnych na cele produkcji rolnej i hodowli przez oleje opałowe w ilości ok. 2,5 mln t rocznie.

Wydaje się, że prognoza ta jest zbyt optymistyczna; w dalszym ciągu przyjmujemy zastąpienie paliw stałych olejem opałowym: w 2000 r. w 60%, 1990 w 40%, 1980 w 20%.

Pewna ilość węgla kamiennego będzie również zastępowana, w dotychczasowej ilości / 400 tys.t/a / przez brykiety z węgla kamiennego.

Obliczone na powyższych zasadach zapotrzebowanie paliw na cele produkcyjne i hodowlane zawiera tablica 1.2.4.

Tablica 1.2.4.

Rok	Węgiel kamienny	Brykiety węgla k.	Olej opałowy
	tys.t/a	tys.t/a	tys.t/a
1980	1680	400	260
1990	2400	400	925
2000	2000	400	1800

D. Obliczenia zapotrzebowania ciepła przez szklarnię znajdują się w pracy [4]; wyniki tych obliczeń, w skrócie, są następujące:

Roczne zapotrzebowanie ciepła do ogrzania 1 ha szklarni wynosi 43,5 TJ /10,4 Tcal/. Przewiduje się, że małe gospodarstwa szklarniowe o powierzchni jednostkowej poniżej 12 ha będą w całości opalane olejem opałowym. Olej ten byłby również stosowany do pokrywania "szczytowego" zapotrzebowania ciepła, w przypadku ogrzewania szklarni ciepłem "podstawowym" dostarczonym z ciepłowni lub elektrociepłowni opalanych węglem.

W opracowaniu [4] jako minimalne zapotrzebowanie oleju opałowego przyjęto 974 tys. t w 2000 r., dla szklarni małych i do wytwarzania ciepła szczytowego. Jako wariant maksymalny przyjęto wytwarzanie ciepła dla szklarni wyłącznie przy użyciu oleju opałowego /4,85 mln t w 2000 r./.

Biorąc pod uwagę możliwości dostarczenia dla szklarni znacznej ilości ciepła ze źródeł odległych, takich jak ciepłownie rejonowe, elektrociepłownie węglowe, a w przyszłości również elektrociepłownie jądrowe, zakładamy, że potrzeby cieplne szklarni pokrywane będą olejem opałowym w 50 %, co daje w rezultacie prognozę zapotrzebowania paliw przedstawioną w tabl. 1.2.5.

Tablica 1.2.5.

Rok	Powierzchnia szklarni	Zapotrzebowanie ciepła	Olej opałowy	Węgiel kamienny	Koks
	ha	tys. TJ/a	tys.t	tys.t	tys.t
1980	1400	60,9	910	820	800
1990	2000	87,0	1300	1760	650
2000	4600	200,0	3000	5200	500

Część węgla kamiennego będzie zastąpiona koksem opałowym, którego podaż będzie się z upływem lat stopniowo zmniejszać.

- E. Wyniki obliczeń ogólnokrajowego zapotrzebowania paliw na wsi zestawiono w tablicy 1.2.1., ilustrując je rysunkiem 1.2.1., który pozwala łatwo zorientować się w dotychczasowej i przewidywanej strukturze bilansu paliwowego wsi /bez paliw napędowych/.



W ostatniej kolumnie tabl. 1.2.1. podano alternatywnie ilości paliw stałych /węgla i koksu/ jakie należałoby w 2000 r. dostarczyć na wieś w przypadku całkowitego braku oleju opałowego. Alternatywę taką należy jednak wykluczyć, gdyż stanowiłaby ona zaprzeczenie postępu technicznego, a brak paliw ciekłych pociągnąłby za sobą zmniejszenie wydajności produkcji oraz zwiększenie zatrudnienia na wsi.

Porównanie ilości paliw dostarczonych na wieś w 1975 r. z ich zapotrzebowaniem obliczonym metodą wskaźnikową pozwala przypuszczać, że wieś miała w tym czasie potrzeby na paliwa stałe pokryte najwyżej w 90 %. Należy jednak sądzić, że zaopatrzenie wsi w paliwa jeszcze bardziej odbiegało od rzeczywistych potrzeb: przyjęcie wartości opałowej dostarczonego na wieś węgla na poziomie 22000 kJ/kg / 5300 Kcal/kg / w 1975 r. jest prawdopodobnie zbyt optymistyczne, lecz niestety niemożliwe do sprawdzenia wobec braku danych o jakości węgla.

### 1.3. Planowany rozwój elektryfikacji wsi

#### 1.3.1. Metody prognozowania

W prognozowaniu zapotrzebowania energii do celów rolniczych mogą mieć zastosowanie trzy metody:

- ekstrapolacji trendów dotychczasowych;
- korelacji z ogólnymi wskaźnikami rozwoju rolnictwa na danym terenie;
- porównań z innymi rejonami kraju lub ze wskaźnikami zagranicznymi.

Wszystkie wymienione metody są jednak niedokładne, czego główną przyczyną jest brak dokładnych danych statystycznych o zużyciu energii elektrycznej na wsi, nie zawsze ściśle zdefiniowany podział zużycia na cele produkcji rolnej lub hodowlanej, na wiejskie gospodarstwa domowe, znajdujące się na terenie wsi obiekty użyteczności publicznej /szkoły, sklepy, biura itp./ lub drobne zakłady usługowe i przemysłowe. W dalszym ciągu tego opracowania przyjęto podział energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom na wsi na 3 grupy:

A - zużycie na cele produkcyjno-rolnicze, jako suma energii odbieranej przez gospodarstwa rolne /wg statystyki Zjednoczenia Energetyki, łącznie gospodarstwa rolne na terenach wiejskich i miejskich/;

B - zużycie w gospodarstwach domowych na wsi;

C - zużycie przez pozostałych odbiorców na terenie wsi /wg statystyki Zjednoczenia Energetyki przez: lokale niemieszkalne, drobny odbiór siłowy i oświetlenie ulic/.

Dane o dotychczasowym zużyciu energii elektrycznej, z uwzględnieniem podziału odbiorców na grupy A, B i C zestawione są w tablicy 1.3.1. oraz częściowo uwidocznione na rys.1.1.1.

Zużycie łączne wszystkich 3 grup stanowi podstawę do planowania elektroenergetycznych sieci terenowych, natomiast do oceny rozwoju elektryfikacji rolnictwa przyjmuje się na ogół energię zużywaną przez grupy A + B. Granica podziału między grupami A i B jest trudna do ustalenia, gdyż wiele energii dostarczanej odbiorcom wiejskim wg taryfy "gospodarstwa rolne" jest zużywane na cele gospodarstwa domowego i odwrotnie, w wielu zwłaszcza mniejszych gospodarstwach, posiadających tylko jeden licznik, energia zużywana na cele produkcyjne jest wykazywana jako zużycie gospodarstwa domowego.

Wobec braku danych o zużyciu energii w podziale wojewódzkim metoda ekstrapolacji dotychczasowego trendu może mieć zastosowanie w zasadzie tylko w zakresie planowania ogólnokrajowego; z pewnym przybliżeniem można jednak założyć przyszły wzrost zużycia energii w poszczególnych województwach według tego samego trendu co i w całym kraju. Brak danych statystycznych uniemożliwia również wyodrębnienie trendów zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach indywidualnych i uspołecznionych.

Najbardziej rozpowszechnioną korelacją jest wiązanie zużycia energii elektrycznej na wsi z powierzchnią użytków rolnych, przy czym korelacją tą obejmuje się również zużycie energii w wiejskich gospodarstwach domowych, co może budzić pewne zastrzeżenia.

Szereg autorów różnicuje wskaźniki zużycia energii elek-

Tablica 1.3.2.

Grupa odbiorców	Autor prognozy	Rok prognozy	Jednostka	1975	1980	1990	2000
A	Instytut Energetyki [3]	1973	kWh/ha UR·a		170	520	-
A	Instytut Energetyki	1975	"		255	520	-
A uspoł.	Ak.Rolnicza Poznań [1]	1976	"		340 - 380	550 - 600	-
A ind.	Ak.Rolnicza Poznań	1976	"		200 - 230	430 - 470	-
B	Zakł.Gosp.Energet. [2]	1973	"	66	303	694	1294
B	Zakł.Gosp.Energet.	1973	kWh/M·a		375	921	1896
A + B	Min.Rolnictwa [4]	1977	kWh/ha UR·a	221	424	-	-
A + B ind.	Instytut Energetyki [3]	1975	"		440	670	-
A + B	Zakł.Gosp.Energet. [2]	1973	"		578	1206	2134
A+B+C	Min.Rolnictwa [4]	1977	"	308	605	-	-

trycznej /kWh/ha UR/ w gospodarstwach indywidualnych i społecznych.

Na podstawie badań statystycznych określone są również wskaźniki zużycia energii elektrycznej na produkcję zwierzęcą /na tonę mleka lub żywca, czy 1000 jaj itp./ i roślinną /na tonę ziarna, ziemniaków, buraków czy warzyw, na ha powierzchni szklarni itp./, na 1 zatrudnionego w rolnictwie, na 1 gospodarstwo itd.

Porównania międzyrejonowe i międzynarodowe są zwykle utrudnione brakiem ścisłych informacji jakich grup odbiorców energii dotyczą wskaźniki statystyczne.

### 1.3.2. Prognoza ekstrapolacyjna

Wzrost zużycia energii elektrycznej na cele rolnicze w Polsce /grupy A + B/ miał w latach 1960 - 1975 wyraźny przebieg wykładniczy, zwiększając się z 45,6 kWh/ha UR w 1950 r. do 221 kWh/ha UR w 1975 r., a więc o 11 % rocznie.

Ekstrapolacja na lata przyszłe dałaby w wyniku:

1980	-	370kWh/ha UR
1990	-	1070 kWh/ha UR
2000	-	3000 kWh/ha UR

Dla dalszej przyszłości jest to prognoza raczej zbyt wysoka, wynikająca z wyjątkowo szybkiego tempa wzrostu zużycia energii elektrycznej na wsi, w ostatnich kilkunastu latach.

### 1.3.3. Wskaźniki zapotrzebowania energii elektrycznej według różnych prognoz

W pracy wykonanej w Akademii Rolniczej w Poznaniu [6], obok prognozy trendu wykładniczego, znajduje się również prognoza ekonometryczna oparta na modelu jednorównaniowym, z której wynikają następujące wskaźniki zapotrzebowania energii:

1980	-	355 kWh/ha UR
1990	-	800 kWh/ha UR

Wskaźniki otrzymane różnymi metodami, w różnych zespołach

Tablica 1.3.2.

Grupa odbiorców	Autor prognozy	Rok prognozy	Jednostka	1975	1980	1990	2000
A	Instytut Energetyki [3]	1973	kWh/ha UR·a		170	520	-
A	Instytut Energetyki	1975	"		255	520	-
A uspoł.	Ak.Rolnicza Poznań [1]	1976	"		340 - 380	550 - 600	-
A ind.	Ak.Rolnicza Poznań	1976	"		200 - 230	430 - 470	-
B	Zakł.Gosp.Energet. [2]	1973	"	66	303	694	1294
B	Zakł.Gosp.Energet.	1973	kWh/M·a		375	921	1896
A + B	Min.Rolnictwa [4]	1977	kWh/ha UR·a	221	424	-	-
A + B ind.	Instytut Energetyki [3]	1975	"		440	670	-
A + B	Zakł.Gosp.Energet. [2]	1973	"		578	1206	2134
A+B+C	Min.Rolnictwa [4]	1977	"	308	605	-	-

naukowych, wykazują znaczne rozbieżności, co ilustruje tablica 1.3.2.

Określanie zapotrzebowania energii elektrycznej przez korelację z powierzchnią użytków rolnych, pomimo że stosowane na całym świecie, może nasuwać poważne wątpliwości.

Zapotrzebowanie energii elektrycznej w specjalistycznym gospodarstwie hodowlanym nie produkującym, lecz wyłącznie zakupującym paszę - nie jest proporcjonalne do powierzchni użytków rolnych, a raczej do liczebności hodowanych zwierząt. Wynika stąd konieczność opierania /lub sprawdzania/ prognoz zapotrzebowania energii przy użyciu wskaźników odniesionych do jednego zwierzęcia lub do jednego stanowiska produkcyjnego w gospodarstwie hodowlanym.

W tablicy 1.3.3. zestawiono wskaźniki zużycia energii elektrycznej w produkcji rolniczej zaczerpnięte z opracowania [6].

Tablica 1.3.3.

Rodzaj produkcji	1980		1990	
	kWh/t		kWh/t	
	uspoł.	ind.	uspoł.	ind.
Żywiec wołowy	120	25	250	50
Żywiec wieprzowy	400	150	600	200
Mleko	50	8	65	15
Zboża	12	1	20	2
Ziemniaki	0,3	0,1	1,2	0,3
Buraki	0,3	0,1	1,2	0,3
Warzywa	0,02	0,02	0,08	0,08

W zestawieniu może budzić wątpliwości założenie utrzymania się nadal znacznych różnic w użytkowaniu energii elektrycznej w gospodarstwach uspołecznionych i indywidualnych.

Biorąc pod uwagę ogólny rozwój gospodarczy wsi, a w szczególności indywidualnych gospodarstw specjalistycznych - wydaje się bardziej prawdopodobne osiągnięcie w gospodarstwach indy-

widualnych w 1990 r. wskaźników gospodarstw uspołecznionych z 1980 r., co przyjęto do dalszych obliczeń.

Według [6] zużycie energii obliczone wg tablicy 1.3.2. stanowi ok. 50 % całkowitego zużycia na cele produkcji rolnej /A/. W nie objętym wskaźnikami zużyciu energii dominującą rolę odgrywają suszarnie i mieszanki pasz.

#### 1.3.4. Porównania międzynarodowe

W opracowaniu [6] podane są wskaźniki zużycia energii elektrycznej na cele produkcyjne rolnictwa w wybranych krajach europejskich w 1971 r.:

Austria - 178 kWh/ha	NRD - 388 kWh/ha
CSRS - 246 -"-	Szwecja- 523 -"-
RFN - 395 -"-	

Należy przypuszczać, że wskaźniki te dotyczą odbiorców grupy A i są porównywalne z naszym wskaźnikiem 155 kWh/ha UR w 1975 r.

Wysoki wskaźnik dla Szwecji może mieć swoje uzasadnienie w strukturze bilansu energetycznego tego kraju, pociągającej za sobą duży udział elektrycznego ogrzewania. Według statystyki RFN w roku 1974 średnie zużycie na 1 gospodarstwo rolne wyniosło w tym kraju 7048 kWh, co odpowiada w przybliżeniu zużyciu 500 kWh/ha UR·a /w 1970 r. - 5001 kWh/gosp. i 370 kWh/ha UR·a/.

#### 1.3.5. Własne propozycje prognozy ogólnokrajowej

Opierając się na materiałach opisanych w rozdziałach 1.3.1. - 1.3.4. - przyjęto jako założenia do planowania elektroenergetycznych sieci terenowych następujące wskaźniki zapotrzebowania energii elektrycznej.

Tablica 1.3.4.  
kWh/UR·a

Grupa odbiorców	1975	1980	1990	2000
A	155	300	500	700
B	66	100	200	400
C	87	150	300	600
A + B + C	308	550	1000	1700

W prognozie powyższej dla roku 1980 przyjęto zużycie energii elektrycznej w grupie A + B - zbliżone do prognozowanego przez Min. Rolnictwa [9], z tym, że spodziewać się należy trudności z osiągnięciem planowanego zużycia już w 1980 r.; nastąpi to prawdopodobnie nieco później.

Dla lat 1980 - 2000 przewidujemy osłabienie tempa wzrostu zużycia energii elektrycznej w grupie A, odpowiednio do przewidywanego tempa wzrostu produkcji roślinnej i zwierzęcej. Natomiast w grupach B i C - przewidujemy podwajanie się wskaźników co każde 10 lat, odpowiadające rocznemu przyrostowi 7,2 %, co znajduje się w uzasadnionej relacji do planowanego tempa wzrostu dochodu narodowego.

Możliwy błąd prognozy dla lat 1990 - 2000 szacować należy w granicach 20 - 30 %, co jest wystarczającym przybliżeniem w planowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznych.

W tych warunkach nie wydaje się potrzebne różnicowanie globalnej /A + B + C/ prognozy dla gospodarstw indywidualnych i uspołecznionych, gdyż prawdopodobnie większe zużycie jednostkowe kWh/ha UR-a w gospodarstwach uspołecznionych, będzie kompensowane większym zużyciem energii elektrycznej na cele bytowe - w gospodarstwach indywidualnych.

## 2. ANALIZA ROZWOJU ELEKTRYFIKACJI WYBRANYCH REJONÓW

### 2.1. Rozwój elektryfikacji wsi województwa ciechanowskiego

Przedmiotem analizy zawartej w niniejszej pracy, a w szczególności planów rozwoju terenowych sieci średniego napięcia - jest w zasadzie tzw. sieciowy rejon ciechanowski, zasilany z Głównego Punktu Zasilającego /GPZ/ w Ciechanowie. Rejon ten wybrano jako typowy pod względem wysokiego udziału użytkowników rolnych znajdujących się w rękach gospodarstw indywidualnych. Granice sieciowego rejonu ciechanowskiego pokrywają się prawie dokładnie z granicami dawnego powiatu ciechanowskiego. Ogólne dane planistyczne były dostępne w nowym podziale



administracyjnym kraju, a więc dla całego woj. ciechanowskiego, co zmusza do przeprowadzenia analizy i prognozy zużycia energii elektrycznej dla całego województwa.

Wskaźnik zużycia energii elektrycznej /A + B/ wynosił w roku 1975 w woj. ciechanowskim 143 kWh/ha UR·a i był niższy od wskaźnika ogólnokrajowego /155 + 66 = 221/ o 32,5 %. Należy przypuszczać, że z upływem lat następować będzie wyrównywanie się poziomu życia mieszkańców na terenie kraju oraz intensywności produkcji rolnej w poszczególnych województwach. Zakładamy, że w roku 1980 wskaźnik dla woj. ciechanowskiego będzie niższy od ogólnokrajowego o 30 %, w 1990 r. o 20 % i w 2000 r. o 12 %, a tym samym wyniesie /łącznie A+B+C/:

1980 - 385 kWh/ha UR·a

1990 - 800 kWh/ha UR·a

2000 - 1500 kWh/ha UR·a

Wskaźniki przyjęte dla 1990 r. sprawdzamy za pomocą wskaźników z tablicy 1.2.3. oraz planów produkcji rolnej i hodowlanej w woj. ciechanowskim [12].

Tablica 2.1.

Rodzaj produkcji	Plan na rok 1990	Przyjęty wskaźnik	Zużycie energii w 1990 r.
	tys. t	kWh/t	tys. kWh
4 zboża	924,0	12	11088
buraki cukrowe	840,0	0,3	252
ziemniaki	1920,0	0,3	576
warzywa	53,0	0,08	8
żywiec wołowy	46,0	120	5520
żywiec wieprzowy	135,2	400	54080
mleko	801,0	50	40050
pozostałe	-	-	~ 100000
		Razem	211574 · 10 <sup>3</sup> kWh

co przy ogólnej powierzchni użytków rolnych woj. ciechanowskiego

wynoszącej ok. 489 tys. ha daje wskaźnik /grupa A/

$$\frac{211\,574 \cdot 10^3}{489 \cdot 10^3} = 433 \text{ kWh/ha UR} \cdot a$$

wobec przyjętego wskaźnika  $500 \cdot 0,8 = 400 \text{ kWh/ha UR} \cdot a$

## 2.2. Zapotrzebowanie energii elektrycznej w sieciowym rejonie ciechanowskim

W roku 1975 zużycie energii na terenie rozpatrywanego rejonu przedstawiało się jak następuje:

Tablica 2.2.

Grupa odbiorców	Liczba odbiorców	MWh/a
Gospodarstwa rolne uspoł. /A/	55	919,6
Gospodarstwa rolne nie uspoł. /A/	11 244	9 947,5
• Razem grupa /A/	11 299	10 867,1
Gospodarstwa domowe /B/	4 059	2 921,2
Lokale niemieszkalne /C/	987	1 893,2
Drobny odbiór siłowy /C/	267	974,9
Oświetlenie ulic /C/	223	395,6
Razem grupa /C/	1 477	3 263,7
Przemysł na wysokie napięcie	6	1 103,0
Przemysł na niskie napięcie	10	1 043,2
Razem przemysł	16	2 146,2
Ogółem	16 851	19 198,2

Z tablicy tej można wyciągnąć wniosek o nader wątpliwym podziale odbiorców indywidualnych na grupy A i B. W rozpatrywanym rejonie, jak widać z tablicy 2.2. ogromna większość gospodarstw wiejskich /11 244/ korzystała z taryfy dla gospodarstw rolnych, nie będąc uwidocznioma w grupie B /gospodarstwa domowe/.

Ogólna powierzchnia użytków rolnych na rozpatrywanym rejonie wyniosła w 1975 r. 88671 ha, stąd wskaźnik zużycia energii

elektrycznej łączny dla grup A + B + C wynosił:

$$\frac{10\ 867 + 2\ 921 + 3\ 264}{88\ 671} \cdot 10^3 = 192 \text{ kWh/ha UR}\cdot\text{a}$$

a dla grup A + B

$$\frac{10\ 867 + 2\ 921}{88\ 671} \cdot 10^3 = 155 \text{ kWh/ha UR}\cdot\text{a}$$

i był zaledwie o 4 % wyższy od wskaźnika wojewódzkiego, co leży w granicach błędu prognozy.

Przyjęto wskaźniki dla rejonu ciechanowskiego takie same jak dla całego województwa.

### 2.3. Zapotrzebowanie mocy pobieranej z sieci średniego napięcia

#### 2.3.1. Czas użytkowania mocy szczytowej

Dane statystyczne dotyczące obciążeń sieci średniego i niskiego napięcia są bardzo skąpe i na ogół niedostateczne do celów planowania.

Wytyczne projektowania sieci elektroenergetycznych [13] zalecają sporządzanie zarówno bilansów energii jak i mocy, nie podając jednak ani potrzebnych do tego wskaźników, ani też wartości czasów użytkowania mocy szczytowej, które pozwoliłyby na przejście z bilansu energii do bilansu mocy.

Bilans mocy, zgodnie z powyższymi "Wytycznymi" powinien być sporządzony dla dwóch charakterystycznych dni w roku i ustalonych godzin, a mianowicie: dla typowego dnia letniego /dzień roboczy w lipcu/ w godzinach 3, 11 i 20; dla typowego dnia zimowego /dzień roboczy w grudniu/ w godzinach 3, 11 i 17. Dla badanego rejonu ciechanowskiego otrzymano z ZE Płock dane dotyczące obciążeń zasilających dany rejon linii magistralnych 15 kV, w szczycie jesienno-zimowym 1976/77 /tablica 2.3./

$$\text{Zakładając } \cos \varphi = 0,85 \quad P_L = 3,25 \text{ J} \cdot 0,85 = 22,08 \text{ J}$$

Porównując łączne szczytowe obciążenie rejonu  $P_r = 5012 \text{ kW}$

## Obciążenie linii magistralnych 15 kV w 1975 r.

Tablica 2.3.

L i n i a 15 kV	Długość km	Prze- krój mm <sup>2</sup>	Obciążenie max.		j A/mm <sup>2</sup>
			Amp.	kW	
Ciechanów I - Głinojeck	24	70 AF1	40	833	0,57
Ciechanów II - Ciemiewo	21	50 AF1	15	331	0,33
Ciechanów II - Słubowo /Gąsocin/	25	70 AF1	51	1126	0,73
Ciechanów I - Gołymin	23	35 AF1	46	1016	1,31
Ciechanów II - Rączki	10+12	50/35AF1	0	0	0
Ciechanów I - Wola Wierz- bowska /Przasnysz/	20	35 AF1	40	883	1,14
Ciechanów I - Puszyce	20	35 AF1	0	0	0
Ciechanów I - Krośnica /Stupsk/	12	70 AF1	15	331	0,27
Ciechanów I - Niedzbórz	19	50 AF1	20	442	0,4
	$\frac{186}{744}$		227	5012	

z rocznym zużyciem energii /tabl.2.2./ wynoszącym  $A_R=19198$  MWh otrzymujemy czas użytkowania mocy szczytowej w 1975 r.

$$T_s = \frac{19198 \cdot 10^3}{5012} = 3830 \text{ h/a}$$

Otrzymana wartość jest wyższa od założonej w pracy [7], gdzie przewidywano czas użytkowania mocy szczytowych odbiorców większych w liniach magistralnych średniego napięcia, jak następuje:

1980 - 2500 h/a

1990 - 3200 h/a

2000 - 3700 h/a

Brak danych nie pozwala na dokładne obliczenie wpływu nie uwzględnionych w pracy [7] odbiorców przemysłowych, które, jak wynika z tablicy 2.2. wynosiły 2146 MWh stanowiąc ok. 11 % całkowitego zużycia energii na terenie rejonu. Wpływ ten

nie przekracza prawdopodobnie 10 %, co dałoby skorygowany czas użytkowania mocy szczytowych w liniach magistralnych 15 kV, bez uwzględnienia przemysłu

$$T_s \approx 3500 \text{ h/a}$$

Wyższa wartość  $T_s$  w stosunku do założeń pracy [7] ma swoje prawdopodobne uzasadnienie w stosunkowo już znaczącym udziale grzejnictwa akumulacyjnego, na co wskazują również wartości obciążeń w porze nocnej /o godz. 3<sup>00</sup>/.

Należy przypuszczać, że również po roku 1980 udział grzejnictwa akumulacyjnego może wpłynąć na zwiększenie czasu użytkowania mocy szczytowej w magistralach 15 kV. Do dalszych obliczeń zakładamy:

$$1980 - T_s = 3600 \text{ h/a}$$

$$1990 - T_s = 3800 \text{ h/a}$$

$$2000 - T_s = 4000 \text{ h/a}$$

### 2.3.2. Powierzchnia użytków rolnych w sieciowym rejonie ciechanowskim /dawny powiat/

Zmiany podziału administracyjnego dotyczyły również zmian granic poszczególnych gmin, a nawet niekiedy ich likwidacji. Na terenie dawnego powiatu ciechanowskiego zlikwidowano gminę Niedzbórz, włączając jej teren do gmin sąsiednich.

Konieczność sprawdzenia wszystkich danych statystycznych do jednego obszaru zmusza do oparcia się na poprzednim podziale powiatu ciechanowskiego na 10 gmin: o łącznej powierzchni użytków rolnych:

$$1970 - 88671 \text{ ha} \qquad 1990 - 88300 \text{ ha}$$

$$1980 - 88650 \text{ ha} \qquad 2000 - 88200 \text{ ha}$$

### 2.3.3. Przewidywane zapotrzebowanie energii brutto /łącznie ze stratami sieciowymi/ na wyjściu linii 15 kV z Głównego Punktu Zasilającego

Globalne zapotrzebowanie energii brutto w rejonie ciechanowskim obliczono na podstawie powierzchni użytków rolnych

z poz. 2.3.2., wskaźników zapotrzebowania energii przez odbiorców grup A+B+C zestawionych w p.2.1. oraz przy założeniu 5 % strat sieciowych oraz udziału odbiorców przemysłowych w stosunku do odbiorców A+B+C:

1980 - 15 % ; 1990 - 20 % ; 2000 - 25 %.

Otrzymane z tablicy 2.4. wskaźniki jednostkowego zapotrzebowania mocy na hektar użytków rolnych konfrontujemy z założeniami opracowania [11], gdzie przyjęto:

a. Zapotrzebowanie mocy maksymalnej przez odbiorców indywidualnych, bez obciążeń bytowo-komunalnych /a więc tylko grupa A/

1980 - 0,10 - 0,124 kW/ha UR

1990 - 0,188 - 0,22 kW/ha UR

b. Zapotrzebowanie mocy przez odbiorców uspołecznionych:

1980 - 0,17 kW/ha UR

1990 - 0,30 kW/ha UR

Liczby powyższe pozwalają stwierdzić podobny rząd wielkości w opracowaniu [11] i w pracy niniejszej. Dokładne porównanie nie jest możliwe, gdyż w pracy [11] nie podano ani wskaźników jednostkowego zapotrzebowania energii, ani też czasów użytkowania mocy szczytowej. Ponadto w pracy [11] założono dla gospodarstw uprzemysłowionych występowanie szczytu w godzinach przedpołudniowych, a tym samym udział w szczycie krajowego systemu elektroenergetycznego o ok. 30 % niższy od szczytu maksymalnego.

#### 2.4. Charakterystyka rejonu Łęczycy

Jako drugi model służący do analizy rozwoju terenowej sieci rozdzielczej został wytypowany rejon Łęczycy, obejmujący dwa posterunki sieciowe w Łęczycy i w Piątku, należące do Rejonu Energetycznego w Kutnie. Teren ten zasilany jest z Głównego Punktu Zasilającego w Łęczycy. Administracyjnie, wybrany rejon, należy do woj. płockiego.

Wybór modelu został podyktowany przede wszystkim planowanym zwiększeniem uspołecznienia gruntów, które w województwie

Tablica 2.4.

Rok	Powierzchnia użytków rolnych	Wskaźnik zużycia energii netto odbiorców A+B+C	Łączne zużycie energii netto odbiorców A+B+C	Odbiory przemysłowe	Straty sieciowe	Łączne zużycie brutto	T <sub>s</sub>	Moc na wyjściu z GPZ	Wskaźnik mocy brutto
	ha	kWh/ha UR a	MWh	MWh	MWh	MWh	h/a	MW	kW/ha UR
1980	88650	385	34130	5120	1960	41210	3600	11,4	0,13
1990	88300	800	70640	14130	4240	89010	3800	23,4	0,26
2000	88200	1500	132300	33075	8270	173645	4000	43,4	0,49

płockim do 1990 r. wzrośnie czterokrotnie.

Obecnie 83 % gruntów w województwie należy do sektora indywidualnego, charakteryzującego się dużym rozdrobnieniem gospodarstw chłopskich. Gospodarstwa o powierzchni do 2 ha stanowią 13 % ogółu użytków rolnych, a gospodarstwa powyżej 10 ha - 17,2 %. Przewidywana koncentracja ziemi nastąpi w wyniku przejmowania przez PFZ małych gospodarstw indywidualnych.

Drugim aspektem przemawiającym za wyborem modelu są plany intensyfikacji, specjalizacji i rejonizacji produkcji rolnej. Główne kierunki produkcji to: uprawa buraka cukrowego, rzepaku, jęczmienia, pszenicy i warzyw, hodowla bydła mlecznego i trzody typu bekonowego.

Zakłada się wzrost wydajności produkcji roślinnej o około 40 %, a produkcji zwierzęcej o około 30 %.

Przewidywany rozwój rolnictwa w województwie płockim przedstawia w skrócie tablica 3.6.

Funkcją podstawową rejonu Łęczycy i Piątku jest i będzie rolnictwo. Dominować będzie intensywna uprawa warzyw gruntowych i roślin przemysłowych oraz hodowla bydła. Wokół Łęczycy powstanie pierścień żywniowy podobnie jak wokół pozostałych dużych miast województwa /Kutna i Płocka/.

## 2.5. Zapotrzebowanie energii elektrycznej w rejonie Łęczycy

Zużycie energii elektrycznej w 1975 r. w woj. płockim przez odbiorców wiejskich przedstawia tablica 2.5.

Wskaźnik zużycia energii elektrycznej /A+B/ wynosił w województwie płockim w 1975 r. 162 kWh/ha UR i był niższy od krajowego o 23,5 %.

Całkowite jednostkowe zużycie energii przez odbiorców grup A, B i C wynosiło 224 kWh/ha UR.

Należy przypuszczać, że z upływem lat jednostkowe zużycie energii będzie coraz mniej odbiegać od średniej ogólnokrajowej. Przyjęto, że w 1980 r. wskaźnik zużycia energii elektrycznej będzie niższy od wskaźnika krajowego o 20 %, w 1990 r. -



Tablica 2.5.

Grupa odbiorców		MWh/a
Gospodarstwa rolne uspołecznione	/A/	7461
Gospodarstwa rolne indywidualne	/A/	43443
Razem grupa		A
		50904
Gospodarstwa domowe	/B/	13892
Lokale niemieszkalne	/C/	16627
Drobni odbiorcy siłowi		4546
Oświetlenie ulic		3697
Razem grupa		C
		24870
Przemysł na wysokim napięciu		80277
Przemysł na niskim napięciu		4672
Razem przemysł		84949
Ogółem		174615

o 12 %, a w 2000 r. - o 5 %. Wyniesie więc:

1980 - 440 kWh/ha UR

1990 - 880 kWh/ha UR

2000 - 1620 kWh/ha UR

W dalszym ciągu opracowania, dla rozpatrywanego rejonu Łęczycy przyjęto taką samą wartość wskaźników jak dla całego woj. płockiego.

Przemysł wiejski w woj. płockim w 1975 r. zużył 48 % całkowitej energii. Założono, że nastąpi dalszy rozwój zakładów przemysłowych związanych z produkcją wiejską /przetwórnictwo, przechowalnia, cukrownie itp./. Przyjęto, że udział odbiorców przemysłowych w stosunku do odbiorców grup A+B+C wynosić będzie:

1980 - 100 % ; 1990 - 105 % ; 2000 - 110 %.

## 2.6. Zapotrzebowanie mocy pobieranej z sieci średniego napięcia w rejonie Łęczycy

### 2.6.1. Czas użytkowania mocy szczytowej

Szczytowe obciążenie linii magistralnych SN zasilających rejon Łęczycy w szczycie zimowym w 1976 r. /15.12.1976 r./ zawiera tablica 2.6.

Tablica 2.6.

Linie 15 kV	Długość km	Prze- krój mm <sup>2</sup>	Obciążenie max.		j A/mm <sup>2</sup>
			Amp	kW	
Łęczycyca - Grabów	11	25 AF1	42	1126	1,68
Łęczycyca-Topola	24	70 AF1	50	1341	0,72
Łęczycyca - Leźnica	6	35 AF1	21	563	0,60
Łęczycyca - Leśmierz	8	50 AF1	8	219	0,16
Łęczycyca - Piątek	31	50 AF1	55	1475	1,10
Łęczycyca - Daszyna	23	35 AF1	53	1420	1,51
Linie 30 kV					
Łęczycyca - Kutno	28	70 AF1	50	2638	0,72
Łęczycyca - Ozorków	3	50 AF1	15	792	0,30
Razem				9574	

Czas użytkowania mocy szczytowej w 1975 r. wyznaczony z rocznego zużycia energii /40000 ha x 224 kWh/ha = 19360 MWh/ i szczytowego obciążenia rejonu /tabl.2.6./ wynosi

$$T_s = \frac{19360 \text{ MWh}}{9574 \text{ kW}} = 2022 \text{ h}$$

Otrzymana wartość jest zgodna z założoną w pracy [7]. W związku z tym przyjęto dla perspektywy w rejonie Łęczycy następujące czasy trwania mocy szczytowej:

1980 - 2500 h/a ; 1990 - 3200 h/a ; 2000 - 3700 h/a.

Tablica 2.7.

Rok	Powierzchnia użytków rolnych ha	Wskaźnik zużycia energii netto odbiorców A+B+C kWh/ha UR	Łączne zużycie netto MWh	Odbiorcy przemysłowi MWh	Straty sieciowe MWh	Łączne zużycie brutto MWh	$T_s$ h/a	Moc na wyjściu z GPZ MW	Wskaźnik mocy brutto kW/ha UR
1980	44000	400	17600	17600	1760	36960	2500	14,7	0,334
1990	43400	880	38192	40106	3915	82213	3200	25,7	0,59
2000	42800	1620	69336	76270	7280	152886	3700	41,3	0,96

## 2.6.2. Powierzchnia użytków rolnych

Łączna powierzchnia rejonu posterunków energetycznych w Łęczycy i w Piątku wynosi  $564 \text{ km}^2$ .

Udział użytków rolnych w 1975 r. w woj. płockim wynosił 78 % ogólnej powierzchni i w perspektywie zmniejszy się do 76 % /tablica 3.6./.

Przyjęto, że użytki rolne w rejonie Łęczycy będą stanowiły taką samą część powierzchni, jak w całym województwie.

W 1980 r. będą zajmowały  $400 \text{ km}^2$ , w 1990 r. -  $434 \text{ km}^2$ , a w 2000 r. -  $428 \text{ km}^2$ .

## 2.6.3. Przewidywane zapotrzebowanie energii brutto na wyjściu linii 15 kV w GPZ

Całkowite zapotrzebowanie energii elektrycznej brutto obliczono na podstawie powierzchni użytków rolnych z punktu 2.6.2., wskaźników zapotrzebowania energii przez odbiorców grup A, B i C zawartych w p. 2.5.; udziału odbiorców przemysłowych w ogólnym zużyciu energii zestawionego w p. 2.5., oraz przy założeniu 5 % strat sieciowych. Wyniki obliczeń zawiera tablica 2.7.

## 3. REJONOWE ZAPOTRZEBOWANIE PALIW

### 3.1. Województwo ciechanowskie

Zawarte w tym rozdziale obliczenia należy traktować jedynie jako przybliżoną ocenę obecnych i przyszłych potrzeb wsi województwa ciechanowskiego w zakresie paliw stałych.

Dane statystyczne o dystrybucji węgla i koksu są skąpe i nie budzące zaufania. Podział paliw stałych między odbiorców miejskich, wiejskich i przemysłowych nie może być ściśle określony.

Na podstawie Planu zagospodarowania przestrzennego woj. ciechanowskiego [12] oraz ustnie uzyskanych wyjaśnień od jego

autorów zestawione w tabl. 3.1. podstawowe dane do obliczenia zapotrzebowania paliw na wsi.

Tablica 3.1.

Woj. ciechanowskie	jedn.	1975	1990
Liczba mieszkańców wsi	tys.	290	254
Zatrudnienie w rolnictwie	"	123	102-114
Liczba izb mieszkalnych na wsi	"	210	292
Powierzchnia użytków rolnych	tys.ha	490	485
Zwierzęta hodowlane ogółem	tys.szt.	413	540
w tym: bydło	"	311,6	460,0
trzoda chlewna	"	671,1	873,0
owce	"	25,1	145,0
konie	"	61,5	29,5
Powierzchnia szklarni	ha	2,6	10,2

Z tablicy 3.1. wynika przewidywany bardzo powolny spadek zatrudnienia w rolnictwie woj. ciechanowskiego oraz bardzo optymistyczny /niski/ wskaźnik liczby mieszkańców na 1 izbę na wsi w 1990 r.

Zapotrzebowanie paliw na cele bytowo-komunalne wykonane wg zasad i przy użyciu wskaźników jak w rozdziale 1.2.2. dało wyniki następujące /tabl.3.2./.

Tablica 3.2.

Rok	Izby mieszkalne	Udział oleju opałowego	Zapotrzebowanie	
			oleju opałowego	węgla
	tys.	%	tys.t	tys.t
1975	210	0	-	202
1990	292	30	42	196

Zapotrzebowanie paliw na cele produkcyjne i hodowlane podane jest w tablicy 3.3.

Tablica 3.3.  
tys. t

Rok	Produkcja rolna		Hodowla		Razem	
	olej opał.	węgiel	olej opał.	węgiel	olej opał.	węgiel
1975.	-	26,5	-	39,2	-	65,7
1990	8,8	25,0	14,5	41,1	23,3	66,1

Zapotrzebowanie paliw na ogrzewanie szklarni podane jest w tablicy 3.4.

Tablica 3.4.

Rok	Powierzchnia szklarni	Zapotrzebowanie ciepła	Olej opałowy	Koks
	ha	TJ/a	tys.t	tys.t
1975.	2,6	113,1	-	5,5
1990	10,2	443,7	8,0	8,7

Ze względu na stosunkowo niewielką powierzchnię szklarni w woj. ciechanowskim, oraz na ich niewielkie jednostkowe rozmiary, zakładamy że będą one ogrzewane w 60 % olejem opałowym i w 40 % koksem.

Zbiorcze zapotrzebowanie paliw na wsi woj. ciechanowskiego /bez paliw napędowych/ przedstawia tablica 3.5.

Tablica 3.5.  
tys. t

Rok	Cele bytowo-komunalne		Cele produkcyjne		Szklarnie		Razem		
	węgiel	olej opał.	węgiel	olej opał.	olej opał.	Koks	węgiel	olej opał.	Koks
1975	202	-	65,7	-	-	5,5	267,3	-	5,5
1990	196	42	66,1	23,3	8,0	8,7	262,1	73,3	8,7

W roku 1976 sprzedano na terenie całego woj. ciechanowskiego

odbiorcom indywidualnym i uspołecznionym, ok. 360 tys. t węgla, łącznie na wsi i w miastach.

Dzieląc tę ilość proporcjonalnie do liczby izb mieszkalnych otrzymujemy dla wsi ok. 250 tys. t węgla, co mniej więcej odpowiadałoby ilościowemu zapotrzebowaniu podanemu w tabelicy 3.5. z tym jednak, że jakość dostarczanego na wieś węgla znacznie odbiegała od przyjętej w obliczeniu zapotrzebowaniu energii /24 240 kJ/kg = 5800 kcal/kg /.

### 3.9. Województwo płockie

Podstawowe dane do obliczenia zapotrzebowania paliw zestawiono w tabelicy 3.6.

Również i w woj. płockim zakłada się dość powolne zmniejszanie się zatrudnienia w rolnictwie oraz niski wskaźnik liczby mieszkańców na 1 izbę.

Tabelica 3.6.

Województwo płockie	Jedn.	1975	1990
Liczba mieszkańców wsi	tys.	298	253
Zatrudnienie w rolnictwie	"	139	91-101
Liczba izb mieszkalnych	"	216	298
Pow. użytków rolnych	tys.ha	400	394
Zwierzęta hodowlane ogółem	tys.szt.	375	427
w tym: bydło	"	290,1	355,0
trzoda chlewna	"	581,8	713,0
owce	"	38,3	137,0
konie	"	53,3	24,0
Powierzchnia szklarni	ha	2,7	17,9

Zapotrzebowanie paliw na cele bytowo komunalne podane jest w tabelicy 3.7.

Tablica 3.7.

Rok	Izby mieszkalne	Udział oleju opałowego	Zapotrzebowanie	
			oleju opał.	węgla
	tys.	%	tys.t.	tys.t.
1975	216	0	-	207
1990	298	30	43	200

Zapotrzebowanie paliw na cele produkcyjne i hodowlane podaje tablica 3.8.

Tablica 3.8.  
tys.t.

Rok	Produkcja rolna		Hodowla		Razem	
	olej op.	węgiel	olej op.	węgiel	olej op.	węgiel
1975	-	21,6	-	40,6	-	62,2
1990	7,2	20,3	15,0	42,5	22,2	62,8

Zapotrzebowanie paliw na ogrzewanie szklarni w woj. płockim podaje tablica 3.9.

Tablica 3.9.

Rok	Powierzchnia szklarni	Zapotrzebowanie ciepła	Olej opałowy	Koks
	ha	TJ/a	tys.t.	tys.t.
1975	2,7	117,4	-	5,7
1990	17,9	778,6	14,0	15,3

Zbiorcze zapotrzebowanie paliw na wsi woj. płockiego /bez paliw napędowych/ przedstawia tablica 3.10.



Tablica 3.10  
 tys.: t

Rok	Cele bytowo- komunalne		Cele produk- cyjne		Szkłarnie		Razem		
	wę- giel	olej opał.	wę- giel	olej opał.	olej opał.	koks	wę- giel	olej opał.	koks
1975	207	-	62,2	-	-	5,7	269,2	-	5,7
1990	200	43	62,8	22,2	14,0	15,3	262,8	79,2	15,3

W 1975 r. sprzedano na terenie woj. płockiego 305,4 tys.: t węgla kamiennego łącznie w miastach i na wsi, odbiorcom indywidualnym i uspołecznionym. Ilość węgla sprzedanego na wsi można szacunkowo określić na ok. 180 tys.: t.

Biorąc pod uwagę wspomnianą już przy rozpatrywaniu woj. ciechanowskiego - niższą od postulowanej jakość węgla można stwierdzić w woj. płockim niedostateczne zaopatrzenie w paliwa.

#### 4. NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ ODBIORCÓW WIEJSKICH

##### 4.1. Wstęp

Według prognozy zawartej w rozdziale 1.3.5. niniejszego opracowania, do 2000 r. nastąpić ma 5,5-krotny wzrost zużycia energii elektrycznej przez odbiorców wiejskich. Oznacza to zmiany standardu życia i warunków pracy mieszkańców wsi. Energia elektryczna będzie szeroko stosowana zwłaszcza do napędu stacjonarnego w większości prac magazynowych, w obsłudze chlewni, obór i w części warsztatowej gospodarstw.

Produkcyjni odbiorcy wiejscy /zarówno gospodarstwa państwowe jak i gospodarstwa indywidualne/ będą coraz bardziej wrażliwi na przerwy w zasilaniu energią elektryczną. Stwarza to konieczność przeprowadzenia analizy następstw przerw w dopływie energii i wymagań odbiorców w zakresie niezawodności zasilania.

#### 4.2. Charakterystyka produkcji rolniczej w aspekcie niezawodności dostawy energii elektrycznej

Przy ocenie strat spowodowanych brakiem ciągłości dostawy energii elektrycznej należy uwzględnić całą złożoność i specyfikę produkcji wiejskiej, odróżniając ją od innych gałęzi gospodarki narodowej. Temat ten został szerzej omówiony w pracy [17]. Zostaną tu wymienione w skrócie główne elementy charakteryzujące odmienność rolniczych procesów produkcyjnych. Są to:

1. Istnienie dużej ilości samodzielnych gospodarstw /około 3 mln/ bardzo zróżnicowanych pod względem organizacyjnym, ekonomicznym, technologicznym, przyrodniczym itp.;
2. Różnorodność produktów finalnych. W każdym gospodarstwie wytwarza się kilkanaście lub więcej produktów, których cykle produkcyjne trwają albo parę tygodni /drób/ lub parę miesięcy /produkty roślinne/ lub parę lat: /bydło/;
3. Oparcie produkcji na organizmach żywych, rządzonych prawami przyrody.
4. Zmienność procesów produkcyjnych w funkcji pór roku i pór doby.
5. Dokonywanie produkcji w stałej zależności od przebiegu pogody.

Wymienione cechy gospodarki rolnej stwarzają duże trudności w wywartościowaniu strat spowodowanych nieciągłością dostaw energii elektrycznej dla rolnictwa:

#### 4.3. Metoda obliczania rocznych strat w gospodarstwach rolnych [17]

Oczekiwaną wartość strat rocznych  $E/K_r$  gospodarstwa można przedstawić jako sumę oczekiwanych wartości strat kwartalnych  $E/K_k$ :

$$E/K_r = \sum_1^4 E/K_k.$$

Umożliwia to uwzględnienie zmienności procesów produkcyjnych w różnych porach roku. Podział strat rocznych na straty miesięczne byłby bez wątpienia dokładniejszy lecz brak danych o

awaryjności sieci elektroenergetycznych w przedziałach miesięcznych, nie pozwala na taką dokładność obliczeń. Oczekiwana wartość strat kwartalnych, przy założeniu, że instensywność awarii będzie jednakowa dla każdej doby kwartału wyrażona jest przy pomocy zależności:

$$E/K_r/ = 91 \cdot s_d \cdot N_i,$$

w której współczynnik liczbowy 91 oznacza liczbę dni w kwartale,  $s_d$  - oczekiwaną wartość strat dobowych w danym kwartale,  $N_i$  - liczbę awarii w ciągu doby:

Oczekiwana wartość strat dobowych w danym kwartale jest sumą iloczynów wartości oczekiwanych strat jednorazowych poszczególnych technologii występujących w gospodarstwie i prawdopodobieństw wystąpienia tych technologii:

$$s_d = \sum_i^n s_j \cdot P_j$$

$s_j$  - oczekiwana wartość strat jednorazowych dla danej technologii w kwartale,

$i \dots n$  - technologie występuje w gospodarstwie, czułe na brak energii elektrycznej,

$P_j$  - prawdopodobieństwo wystąpienia technologii:

Założono równomierny rozkład w ciągu doby czasu trwania i liczby awarii,  $P_j$  liczone jest jako stosunek czasu trwania technologii w kwartale do liczby godzin kwartału czyli 2184 h:

Spodziewaną wartość strat pojedynczego wyłączenia wyraża wzór:

$$s_j = \int_0^{\infty} w_n / t_a / \cdot f / t_a / \cdot dt_a$$

$w_r / t_a /$  - straty jednorazowe w funkcji czasu trwania awarii dla n-tej technologii,

$f / t_a /$  - funkcja gęstości zmiennej losowej  $t_a$ :

W przypadku sieci elektroenergetycznych średnich i niskich napięć obowiązuje wykładniczy rozkład zmiennej losowej  $t_a$  o postaci:

$$f/t_a/ = \lambda \cdot e^{-\lambda t_a}$$

Parametr  $\lambda$  wynosi

$$\lambda = \frac{1}{\bar{t}_a}$$

$\bar{t}_a$  - średni czas trwania awarii w kwartale.

#### 4.4. Sposoby oszacowywania strat

W produkcji rolniczej wiele czynności musi odbywać się w ściśle wyznaczonych terminach agrotechnicznych. W zależności oć wrażliwości technologii na brak energii elektrycznej dopuszczalne są pewne odchylenia od tych terminów.

W przypadku technologii stosunkowo czułych na przerwy w dostawie energii, rolnik zmuszony jest do podjęcia maksymalnego wysiłku psychicznego i fizycznego /praca ręczna, konieczność zaangażowania dodatkowej siły roboczej, praca w ciągu całej doby itp./ w celu ratowania zagrożonego warsztatu pracy. Straty moralne, jakie w takich okolicznościach ponosi odbiorca energii wprowadzają do oceny skutków ekonomicznych czynnik trudnymierności. Spowodowało to obliczenie strat w dwóch wariantach, dotyczących sytuacji krańcowych. Pierwszy wariant minimalny, obrazujący straty jakie powstają mimo wszelkich możliwych zabiegów ze strony rolnika na rzecz ograniczenia ich skutków. Wariant drugi jest wariantem maksymalnych strat, powstających przy braku nadrobienia produkcji innymi sposobami. Po zakończeniu przerwy w dostawie energii elektrycznej rolnik podejmuje pracę z niezmienną intensywnością.

Należy przypuszczać, że w przyszłości wobec silnej mechanizacji i braku siły najemnej, będą występowały straty, jakie przewiduje wariant drugi.

#### 4.5. Ciągłość zasilania odbiorców wiejskich z terenowych sieci elektroenergetycznych średniego i niskiego napięcia

Sytuację w zakresie ciągłości zasilania odbiorców ocenia się za pomocą wskaźnika nieciągłości zasilania  $q$ , wyrażającego stosunek energii niedostarczonej w określonym czasie do planowej energii do dostarczenia:

W 1975 r. średni krajowy wskaźnik dla sieci średnich napięć wynosił  $14,4 \cdot 10^{-4}$ , w Zakładach Energetycznych Okręgu Centralnego, do których należą oba badane w niniejszej pracy modele /rejon Ciechanowa i rejon Łęczycy/ wskaźnik ten wynosił -  $17,8 \cdot 10^{-4}$ .

Wskaźnik nieciągłości zasilania odbiorców wiejskich ZEOC w sieci niskich napięć wynosił w tym samym roku  $30 \cdot 10^{-4}$ , przy czym był on dwukrotnie większy od wskaźnika w miastach. Wskaźnik nieciągłości zasilania odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia wynosił więc  $47,8 \cdot 10^{-4} / 30 \cdot 10^{-4} + 17,8 \cdot 10^{-4} /$ :

Wskaźnik  $q$  może być wyrażany zależnością

$$q = \frac{N \cdot \bar{t}_a}{T_r}$$

$N$  - liczba awarii w danym okresie,

$\bar{t}_a$  - średni czas trwania awarii,

$T_r$  - spodziewany czas pracy przyjętym okresie.

Postać ta jest bardziej przydatna przy ocenie skutków braku ciągłości dostawy energii, dając obraz ilościowy i jakościowy przerw w zasilaniu odbiorców.

Wysokość strat, jakie ponoszą odbiorcy zależy bowiem zarówno od ilości awarii jak i od czasu ich trwania:

W Zakładzie Energetycznym Okręgu Centralnego /ZEOC/ w 1975 r. odbiorca wiejski pozbawiony był energii elektrycznej łącznie przez 42 godziny /6 przerw 7 godzinnych/:

Przyczyn takiego stanu należy szukać zarówno w wadliwie zaprojektowanych układach sieci SN, w niedostatecznym wyposażeniu sieci w aparaturę łączeniową, w niedostatecznym wyposażeniu obsługi sieci w środki łączności i transportu jak też w opóźnie-

niach prac modernizacyjnych.

- Istnieją jeszcze w kraju nadmiernie długie, ponad 100 km ciągi sieciowe średniego napięcia.
- Są jeszcze linie magistralne nie posiadające drugostronnego zasilania.
- Długości linii zabezpieczonych wyłącznikiem mocy przekraczają znacznie dopuszczalną długość 20 km.
- Liczba stacji transformatorowych zasilanych z jednego obwodu jest często zbyt duża.
- Przepustowość sieci NN jest niedostateczna. Często jest to sieć jednofazowa uniemożliwiająca przyłączanie do sieci silników elektrycznych o większej mocy;

Prognozy poprawy ciągłości zasilania na najbliższe 10 lat przewidują znaczne zmniejszenie wskaźników nieciągłości w stosunku do stanu obecnego. Planuje się, że wskaźnik ogólnokrajowy dla SN wynosić będzie około  $4,8 \cdot 10^{-4}$ , a dla NN -  $2,5 \cdot 10^{-4}$  [19]. Nastąpi to przez poprawę struktury i stanu technicznego sieci, usprawnienie służb remontowych, wprowadzenie prac pod napięciem, poprawę środków organizacyjnych.

Dla perspektywy roku 1990 przyjęto do obliczeń strat u odbiorców wiejskich 4 poziomy ciągłości zasilania z sieci SN i NN:

P o z i o m p i e r w s z y -  $q_1 = 47,8 \cdot 10^{-4}$  - odpowiada obecnemu stanowi sieci w ZEOC;

P o z i o m d r u g i -  $q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$  - założono na obecnym poziomie ciągłości zasilania odbiorców z sieci Electricité de France /EdF/.

P o z i o m t r z e c i -  $q_3 = 11,6 \cdot 10^{-4}$ , równy jest planowanemu na 1990 r; wskaźnikowi nieciągłości zasilania odbiorców wiejskich w EdF.

P o z i o m c z w a r t y -  $q_4 = 5,5 \cdot 10^{-4}$  odpowiada planowanemu krajowemu wskaźnikowi.

W tablicy 4.5.1. podane zostały średnie czasy trwania i liczby przerw w rozbiciu na kwartały dla 4 założonych poziomów ciągłości zasilania;

Wskaźnik zawodności zasilania odbiorców wiejskich

Wskaźnik	I kwartał		II kwartał		III kwartał		IV kwartał	
	$\bar{t}_a$	$\bar{N}$	$\bar{t}_a$	$\bar{N}$	$\bar{t}_a$	$\bar{N}$	$\bar{t}_a$	$\bar{N}$
$q_1=47,8 \cdot 10^{-4}$	6,70	1,56	5,20	1,38	5,50	2,06	7,20	1,80
$q_2=23,5 \cdot 10^{-4}$	3,70	1,32	2,90	1,25	3,10	1,78	3,90	1,65
$q_3=11,6 \cdot 10^{-4}$	2,30	1,10	1,80	0,90	1,90	1,50	2,40	1,30
$q_4=5,6 \cdot 10^{-4}$	1,35	0,84	1,00	1,86	1,12	1,23	1,45	1,07

## 4.6. Opis modeli gospodarstw

## 4.6.1. Gospodarstwa indywidualne

Analizę ciągłości dostaw energii elektrycznej przeprowadzono dla 4 indywidualnych gospodarstw modelowych dla 1990 r.: Modele te zostały szczegółowo omówione w pracy [17].

Modelowe gospodarstwo A o powierzchni 63 ha ukierunkowane jest na produkcję roślinną. Hodowla utrzymywana jest na poziomie zapewniającym niezbędne minimum obornika. Występują w nim 4 technologie wrażliwe na przerwy w dostawie energii elektrycznej: udój, usuwanie obornika, chłodzenie mleka i suszenie siana.

Modelowe gospodarstwo B o powierzchni 24 ha wyspecjalizowane jest w produkcji mleka i częściowo żywca wołowego. Produkcja roślinna zapewnia dostawę pasz. Na brak energii elektrycznej czułe są technologie: udój, chłodzenie mleka, usuwanie obornika.

Modelowe gospodarstwo C o powierzchni 20 ha specjalizuje się w hodowli młodego bydła wołowego. Tylko 2 technologie, usuwanie obornika i suszenia siana wymagają ciągłej dostawy energii elektrycznej.

Modelowe gospodarstwo D o powierzchni 15 ha jest prowadzone tradycyjnie, wielokierunkowo. Energia elek-

tryczna stosowana jest przy udoju i naświetlaniu prosiąt.

#### 4.6.2: Gospodarstwa uspołecznione

Do wyznaczania strat w sektorze uspołecznionym rolnictwa posłużyły 3 modele gospodarstw: E, F i G, wchodzące w skład kombinatu [18].

Modelowe gospodarstwo E o powierzchni 1000 ha. Produkcja roślinna o kierunku zbożowo-ziemniaczanym. Produkcja zwierzęca - tucz 3600 tuczników w 3 chlewniach po 1200 szt. Moc zainstalowana maszyn elektrycznych przewidzianych w gospodarstwie - 545 kW. Roczne zużycie energii elektrycznej - 54970 kWh. W gospodarstwie występuje 5 technologii wrażliwych na przerwy w dostawie energii elektrycznej: parowanie ziemniaków, usuwanie obornika, przygotowanie i zadawanie paszy, wyładunek ziarna z przyczep oraz suszenie ziarna.

Modelowe gospodarstwo F o powierzchni 1200 ha specjalizuje się w uprawie zielonek i zbóż oraz w produkcji mleka. Ferma jest przewidziana na 1000 krów, umieszczonych w 4 oborach po 250 szt. Moc zainstalowana maszyn stosowanych w gospodarstwie 470 kW. Zużycie energii elektrycznej na cele produkcyjne 31440 kWh. Technologie zależne od dostaw energii to: udój, oziębienie mleka, suszenie ziarna i wyładunek ziarna.

Modelowe gospodarstwo G o powierzchni 1200 ha. Zaplanowane są 3 kierunki produkcji roślinnej: uprawa zbóż, zielonek i buraków cukrowych. Produkcja zwierzęca oparta jest na hodowli młodego bydła wołowego w ilości 2800 szt. w 6 budynkach po 466 szt. Moc znamionowa stosowanych maszyn i urządzeń elektrycznych wynosi 450 kW, przewidziane łączne zużycie energii 60 380 kWh. Najbardziej czułe na przerwy w zasilaniu w tym gospodarstwie są czynności związane z usuwaniem obornika, wyładunkiem ziarna i suszeniem ziarna.

Wszystkie gospodarstwa są wyposażone w rezerwowe agregaty prądotwórcze o mocy do 50 kVA.



#### 4.7. Straty wywołane u odbiorców wiejskich przerwami w zasilaniu energią elektryczną

##### 4.7.1. Gospodarstwa indywidualne

Na straty w gospodarstwach rolnych powstające w wyniku nieciągłej dostawy energii elektrycznej mają wpływ następujące składniki:

- 1/ straty robocizny wynikłe z beczynności pracowników,
- 2/ straty wynikłe z pogorszonej jakości wyrobów,
- 3/ koszty zniszczonego surowca i materiałów,
- 4/ koszty napraw i usuwania uszkodzeń oraz koszty zniszczonych urządzeń,
- 5/ koszty rozruchu i przywrócenia procesu do stanu wyjściowego,
- 6/ dodatkowe koszty robocizny, administracyjne, związane z nadrobieniem brakującej produkcji.

W szacunku strat brano pod uwagę elementy najbardziej ważne. Pominięto wszelkie sytuacje katastroficzne. Nie zostały uwzględnione zakłócenia w organizacji pracy. Nie uwzględniono następstw braku energii w części warsztatowej gospodarstw oraz nie rozpatrywano technologii, w których dopuszczalne są przesunięcia parodniowe w stosunku do okresu agrotechnicznego.

Charakterystyki czasowe strat wyznaczono dla następujących czasów  $t_a$  trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej: 1 godzina, 6 godzin, 12, 24 i 48. Wybór takich przedziałów czasowych został z jednej strony podyktowany czasem niewrażliwości modelowych gospodarstw na braki prądu, wynoszącym około jednej godziny, z drugiej strony - średnimi czasami awarii w sieciach rozdzielczych w okresie ostatnich piętnastu lat.

W badanych gospodarstwach przyjęto, że czas przerwy produkcyjnej, będącej skutkiem nieciągłej dostawy energii elektrycznej jest równy czasowi przerwy w zasilaniu. Okres pracy urządzeń jest krótki w porównaniu z okresem postoju /np. dojarki pracują raz na 12 godzin w ciągu  $\frac{1}{2}$  - 1 godziny/. Wznowienie technologii /demontaż uszkodzonych i montaż nowych urządzeń/ można więc przeprowadzać w okresach postoju maszyn.

Wysokość strat jednorazowych w modelowych gospodarstwach

indywidualnych i sposobów ich wyznaczania zostały szczegółowo omówione w pracy [17].

Tablice 4.7.1. i 4.7.2. zawierają dane dotyczące strat rocznych /w podziale na kwartały/ w gospodarstwach indywidualnych, obliczonych w dwóch wariantach. Straty te są podane dla czterech opisanych w p.4.5. poziomów ciągłości zasilania odbiorców wiejskich.

Tablica 4.7.1.

zł

Wariant I

Wskaźnik	Kwartały	Gospodarstwa modelowe			
		A	B	C	D
$q_1 = 47,8 \cdot 10^{-4}$	I	48,5	48,5	12,1	33,80
	II	809,4	794,8	86,4	4,7
	III	1243,2	1219,4	140,4	7,3
	IV	441,3	441,0	14,6	408,2
	Rok	2542,4	2503,7	253,5	758,2
$q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$	I	31,3	31,2	7,8	196,0
	II	565,0	559,8	34,5	3,3
	III	829,2	820,9	53,6	4,9
	IV	303,6	303,9	10,1	253,4
	Rok	1729,1	1714,9	106,0	456,6
$q_3 = 11,6 \cdot 10^{-4}$	I	21,1	21,1	5,3	122,4
	II	323,4	321,5	13,8	1,9
	III	555,6	552,2	24,8	3,3
	IV	193,5	193,5	6,4	148,3
	Rok	1093,6	1088,4	50,3	275,9
$q_4 = 5,6 \cdot 10^{-4}$	I	14,0	14,0	3,5	80,0
	II	255,8	254,7	9,0	1,5
	III	385,6	383,8	14,3	2,3
	IV	140,0	140,5	4,7	105,3
	Rok	795,4	791,0	31,4	189,1

#### 4.7.2. Gospodarstwa uspołecznione

Straty jednorazowe wyznaczono tą samą metodą, co w przypadku gospodarstw indywidualnych.

Wskaźnik	Kwar- tały	Gospodarstwa modelowe			
		A	B	C	D
$q_1 = 47,8 \cdot 10^{-4}$	I	842	813	312	727
	II	2294	1770	890	61
	III	3617	2760	1470	108
	IV	1742	1702	414	900
	Rok	8495	7045	3086	1796
$q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$	I	156	154	53	343
	II	1300	1114	279	5
	III	1940	1647	447	10
	IV	734	730	82	452
	Rok	4130	3645	861	810
$q_3 = 11,6 \cdot 10^{-4}$	I	23	23	0	179
	II	690	625	95	0
	III	1196	1075	175	0
	IV	365	364	0	220
	Rok	2274	2087	268	399
$q_4 = 5,6 \cdot 10^{-4}$	I	12	12	0	107
	II	532	493	57	0
	III	807	743	92	0
	IV	260	260	0	143
	Rok	1611	1508	149	250

Badano straty bezpośrednie dające się odczuwać natychmiast, już w czasie trwania przerwy /np. koszt dodatkowej robocizny/ i straty pośrednie, odleglejsze, których skutki rozkładają się w czasie /np. zachorowalność krów w wyniku długotrwałego niedo-  
jenia/.

Sezonowość prac w rolnictwie została uwzględniona przez wprowadzenie podziału na kwartały.

Podstawą wyceny był najnowszy cennik artykułów rolnych wydany przez Instytut Ekonomiki Rolnej - 1977 r.

G o s p o d a r s t w o   m o d e l o w e   E

Koszty strat jednorazowych liczone według wariantu pierwszego dla każdej technologii zawiera tablica 4.7.3:

- W<sub>1</sub> - usuwanie obornika. Powyżej sześciu godzin przerwy istnieje konieczność ręcznego usunięcia odchodów, celem uniknięcia zamulenia kanałów gnojowych i zniszczenia lub unieruchomienia urządzenia /zgarniaka/. Praca 6-ciu ludzi przez 2 godz. w trzech chlewniach przy założonym koszcie wyniesie 1440 zł /Tabela 4.7.3./'. Wzrost kosztu w funkcji przerwy wynika z konieczności powtarzania czynności.
- W<sub>2</sub> - parowanie ziemniaków. Parnik elektryczny może być zasilany agregatem prądowym. 1,5 godz. x 80 zł/h /koszt pracy/ = 120 zł. W funkcji przerwy rośnie on skokowo przez ilość wymaganych operacji parowania.
- W<sub>3</sub> - przygotowanie i załadunek paszy. Wymagany nakład pracy 12 rbh. + koszt pracy ciągnika z przyczepą i obsługą. Istnieje również ewentualność napędu urządzeń agregatem prądowym w koszcie 80 zł/h /4 h na jedną operację/.
- W<sub>4</sub> - suszenie ziarna. Zboże wymaga przeładowania do innych pomieszczeń składowych i przesypywania /szuflowanie/ celem uniknięcia zagrzenia. Podana strata obrazuje koszt pracy ładowacza i robocizny w wielkości wypracowanego zapotrzebowania do wykonania tej operacji.
- W<sub>5</sub> - wyładunek ziarna z przyczep. Elektryczny mostek uchylny może być zasilony agregatem. Koszty jw., lub rozładunek może być maszynowy /ładowacz/. Koszty wynikają z dodatkowych kosztów pracy ładowacza /ciągnika oraz obsługi/.

Uzupełnieniem tablicy 4.7.3. jest rysunek 4.7.1., obrazujący przebiegi strat jednorazowych w funkcji czasu trwania przerwy w zasilaniu.

Charakterystyki skokowe mają te technologie, których czas pracy jest krótki w stosunku do czasu postoju urządzeń. Progi występują co 12 godzin, w porach gdy dana czynność jest wykonywana.

Na rysunku 4.7.2. zostały przedstawione dobowe wykresy nasilenia skutków przerw w dostawie energii elektrycznej. Sporządzono je dla przerw 12 godzinnych.

Również dla przerw 12 godzinnych podano na rysunku 4.7.3.

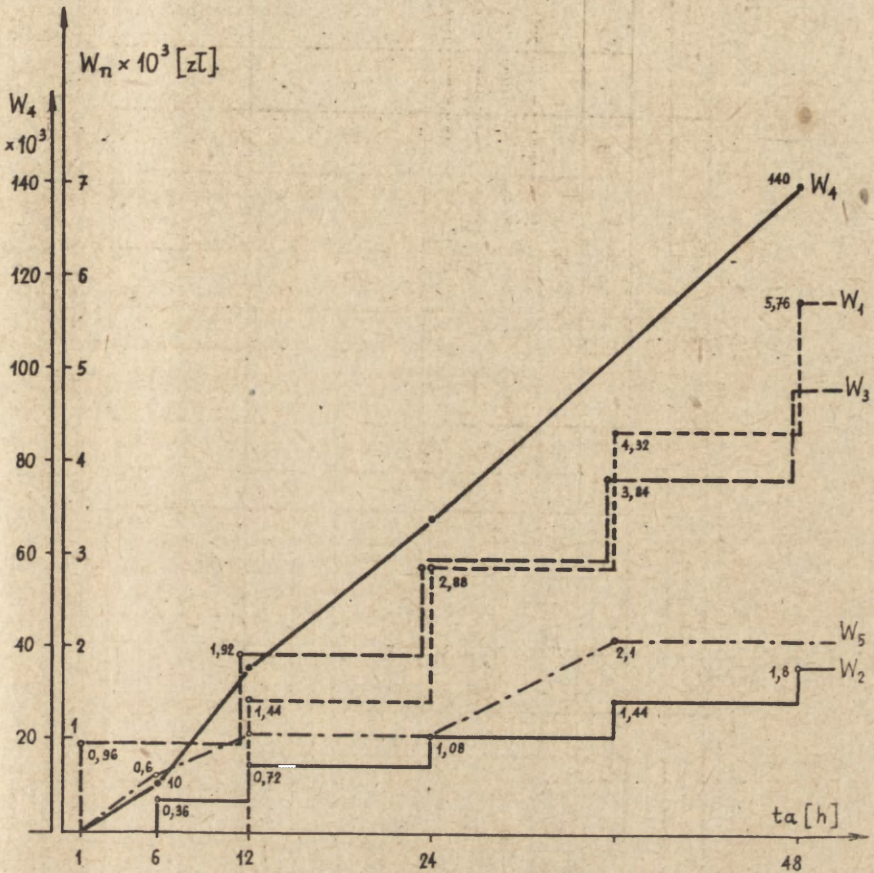
## GOSPODARSTWO MODELOWE E - WARIANT I

Tablica 4.7.3.

Czas trwania przerwy /godz/	I kwartał					II kwartał					III kwartał					IV kwartał				
	Technologia																			
	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>5</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>5</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>5</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>5</sub>
1	-	-	960	-	-	-	-	960	-	-	-	-	960	-	-	-	-	960	-	-
6	-	360	960	-	-	-	360	960	-	-	-	-	960	10000	600	-	360	960	-	-
12	1440	720	1920	-	-	1440	720	1920	-	-	1440	-	1920	35000	1050	1440	720	1920	-	-
24	2880	1080	2880	-	-	2880	1080	2880	-	-	2880	-	2880	70000	1050	2880	1080	2880	-	-
48	5760	1800	4800	-	-	5760	1800	4800	-	-	5760	-	4800	140000	2100	5760	1800	4800	-	-
Dobowy czas trwania czynności w poszczególnych technologiach	2	4	5	-	-	2	4	4	-	-	2	-	4	8	8	2	4	5	-	-
Kwartalny czas trwania czynności w poszcz. techn.	182	364	364	-	-	182	364	364	-	-	182	-	364	74	140	182	364	364	-	-

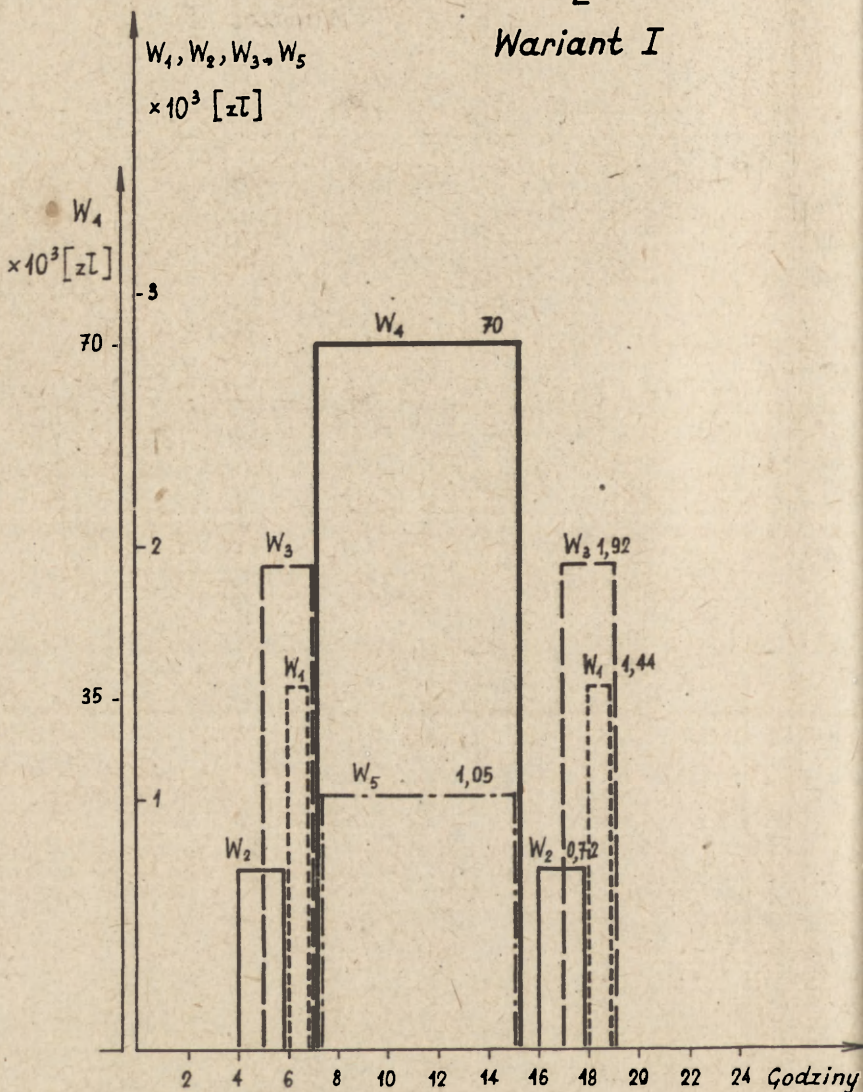
W<sub>1</sub> - usuwanie obornika,W<sub>2</sub> - parowanie ziemniaków,W<sub>3</sub> - przygotowanie i załadunek paszy,W<sub>4</sub> - suszenie ziarna,W<sub>5</sub> - wyładunek ziarna z przyczep.

Rys. 4.7.1. Gospodarstwo Modelowe  
E  
Wariant I



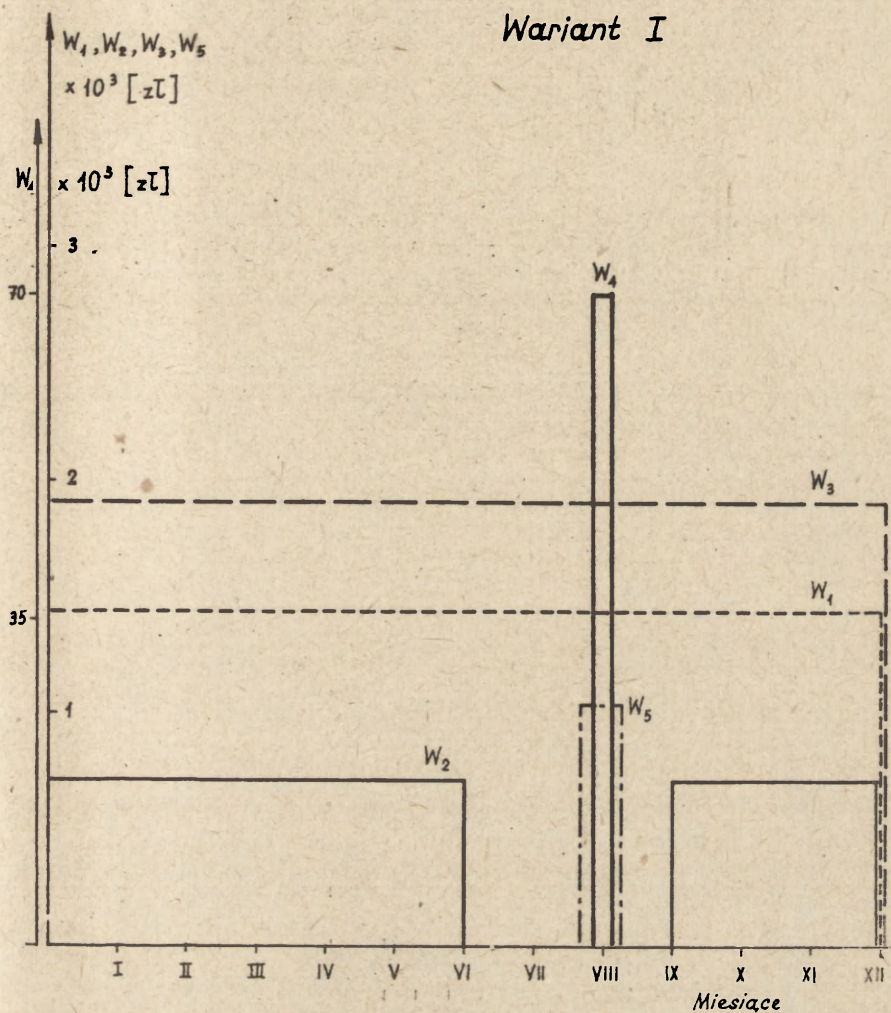
Rys. 4.7.2. Gospodarstwo Modelowe  
E

Wariant I



Rys. 4.7.3. Gospodarstwo Modelowe  
E

Wariant I

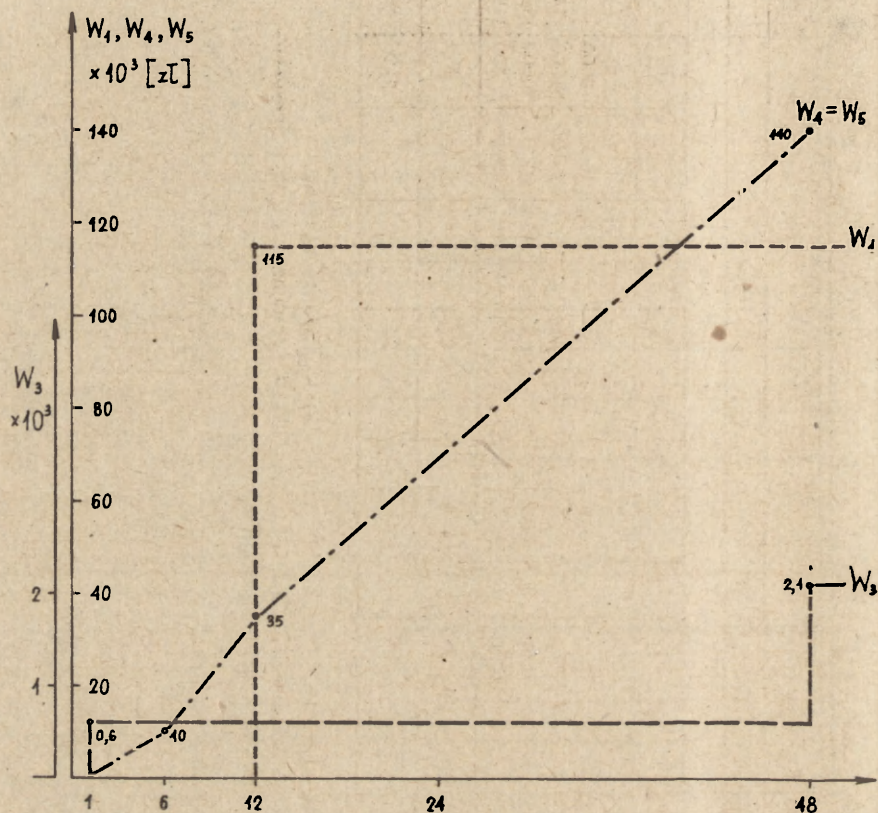




## Rys. 4.7.4. Gospodarstwo Modelowe

E

Wariant II



Czas trwania przerwy/godz	I kwartał					II kwartał					III kwartał					IV kwartał				
	T e c h n o l o g i a																			
	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>5</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>5</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>5</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>5</sub>
1	-		600	-	-	-		600	-	-		-	600	-	-			600	-	-
6	-		600	-	-	-		600	-	-		-	600	10000	10000			600	-	-
12	115000		600	-	-	115000		600	-	-	115000	-	600	35000	35000	115000		600	-	-
24	115000		600	-	-	115000		600	-	-	115000	-	600	70000	70000	115000		600	-	-
48	115000		2100	-	-	115000		2100	-	-	115000	-	2100	140000	40000	115000		2100	-	-
T <sub>d</sub>	2	4	4	-	-	2	4	4	-	-	2	-	4	8	8	2	4	4	-	-
T <sub>k</sub>	182	364	364	-	-	182	364	364	-	-	182	-	364	74	140	182	364	364	-	-

W<sub>1</sub> - usuwanie obornika,W<sub>2</sub> - parowanie ziemniaków,W<sub>3</sub> - przygotowanie i załadunek paszy,W<sub>4</sub> - suszenie ziarna,W<sub>5</sub> - wyładunek ziarna z przyczep.

roczny rozkład intensywności powstawania strat.

Straty obliczone według wariantu drugiego zawiera tablica 4.7.4., a przebiegi tych strat w czasie obrazuje rysunek 4.7.4.:

- $W_1$  - strata jest sumą kosztu zniszczonego urządzenia oraz kosztów jego demontażu i założenia nowego, oraz ręcznego usunięcia odchodów.
- $W_2$  - straty analogiczne do występujących w wariantcie I, gdyż przerwa nawet 48 h w żywieniu tuczników nie da wymierzalnych strat w hodowli.
- $W_3$  - strata wynika z konieczności ręcznego czyszczenia urządzeń po ustaniu przerwy w dopływie prądu.
- $W_4$  - zagrzanie ziarna w wyniku przechowywania go w stanie wilgotnym powoduje obniżkę jego jakości lub zepsucie w części lub całości zależnie od długości przerwy. Średnia cena zboża osiąga obecnie ok. 550 zł/q /różne zboża/.
- $W_5$  - analogicznie jak w  $W_4$  skutki powoduje zatrzymanie elektrycznych urządzeń wyładowczych i zamknięcie ziarna w wyniku np. opadów.

#### G o s p o d a r s t w o   m o d e l o w e   F

W tablicy 4.7.5. zestawiono wartości strat dla wszystkich technologii obliczone według wariantu pierwszego.

- $W_1$  - udój. Dojarka mechaniczna może być napędzana z sieci lub agregatem prądotwórczym. Koszt pracy agregatu odpowiedniej mocy wynosi 80 zł/h. Strata rośnie w miarę przetwarzania operacji doju z zastosowaniem agregatu. Wydłużony czas pracy wynika ze zmienionych warunków doju oraz czasu przygotowawczo-zakończeniowego.
- $W_2$  - oziębianie mleka. Mleko w oziębiaczu ulegnie skwaszeniu w przypadku braku prądu. Ewentualne zużycie go na paszę jest skomplikowane, gdyż trudno je zmagazynować do czasu osiągnięcia przydatności do spożycia /dojrzwianie/.
- $W_3$  - wyładunek ziarna z przyczep. Istnieje możliwość stosowania agregatu, ale w gospodarstwie omawianym będzie on konieczny do obsługi obory wydójowej. Stąd konieczność zastosowa-

## GOSPODARSTWO MODELOWE F - WARIANT I

Tablica 4.7.5.  
zł

Zas rwan przer- ry /godz/	I kwartał				II kwartał				III kwartał				IV kwartał			
	T e c h n o l o g i a															
	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	960	-	-	-	960	33000	-	-	960	33000	900	10000	960	-	-	-
12	1920	-	-	-	1920	66000	-	-	1920	66000	1500	35000	1920	-	-	-
24	2880	-	-	-	2880	99000	-	-	1920	99000	1500	70000	1920	-	-	-
48	4800	-	-	-	4800	165000	-	-	3840	165000	3000	140000	3840	-	-	-
T <sub>d</sub>	10	-	-	-	10	24	-	-	10	24	8	8	10	-	-	-
T <sub>k</sub>	910	-	-	-	910	2184	-	-	910	2184	150	80	910	-	-	-

W<sub>1</sub> - udój,W<sub>2</sub> - oziębienie mleka,W<sub>3</sub> - wyładunek ziarna z przyczep,W<sub>4</sub> - suszenie ziarna.

## GOSPODARSTWO MODELOWE F - WARIANT II

Tablica 4.7.6.

zł

Czas trwania przerwy /rodz/	I kwartał				II kwartał				III kwartał				IV kwartał			
	T e c h n o l o g i a															
	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	33000	-	-	-	33000	33000	-	-	33000	33000	10000	10000	33000	-	-	-
12	86000	-	-	-	86000	33000	-	-	86000	33000	35000	35000	86000	-	-	-
24	160000	-	-	-	160000	33000	-	-	160000	33000	70000	70000	160000	-	-	-
48	285000	-	-	-	285000	33000	-	-	285000	33000	140000	140000	285000	-	-	-
T <sub>d</sub>	10	-	-	-	10	24	-	-	10	24	8	8	10	-	-	-
T <sub>k</sub>	910	-	-	-	910	2184	-	-	910	2184	150	80	910	-	-	-

W<sub>1</sub> - udój,W<sub>2</sub> - oziębienie mleka,W<sub>3</sub> - wyładunek ziarna z przyczeł,W<sub>4</sub> - suszenie ziarna.

nia ładowacza z ciągnikiem, których koszty pracy podano w tabeli /50 zł/h - ciągnik, 100 zł/h - ładowacz/.

$W_4$  - suszenie ziarna. Wystąpią straty z tytułu zagrzania, ponieważ przy omawianej skali produkcji nie wydaje się możliwym znalezienie powierzchni do składowania i przewietrzania ziarna wilgotnego.

Przebiegi opisanych charakterystyk podaje rysunek 4.7.5.

Dobowy rozkład intensywności powstawania strat w gospodarstwie F przykładowo sporządzony dla wariantu pierwszego i 12 godzinnej przerwy w dopływie energii przedstawiony jest na rysunku 4.7.6. Na rysunku 4.7.7. podano rozkład roczny. Straty jednorazowe dla czterech technologii gospodarstwa F obliczone według założeń wariantu drugiego zawarte zostały w tablicy 4.7.6:

$W_1$  - strata mleka z udoju, oraz koszty leczenia krów z zapalenia wymienia, których liczba może stanowić od 5% - 30% stada, zależnie od długości przerwy.

$W_2$  - w tym wariantcie straty nie wystąpią, gdyż mleko nie zostało udojone i jego wartość została zaliczona w poczet strat w  $W_1$ .

$W_3$  - zgodnie z założeniami metodycznymi zakładamy możliwość zamoknięcia ziarna i utratę jego wartości od 5% - 20% w funkcji czasu trwania przerwy. Cena 550 zł/q - stąd drogą przeliczeń wielkość straty.

$W_4$  - analogicznie jak w  $W_3$  i wariantcie I brak możliwości innego składowania lub dosuszania ziarna. Nieuchronne straty.

Rysunek 4.7.8. obrazuje zmianę wartości strat gospodarstwa F w funkcji czasu trwania awarii.

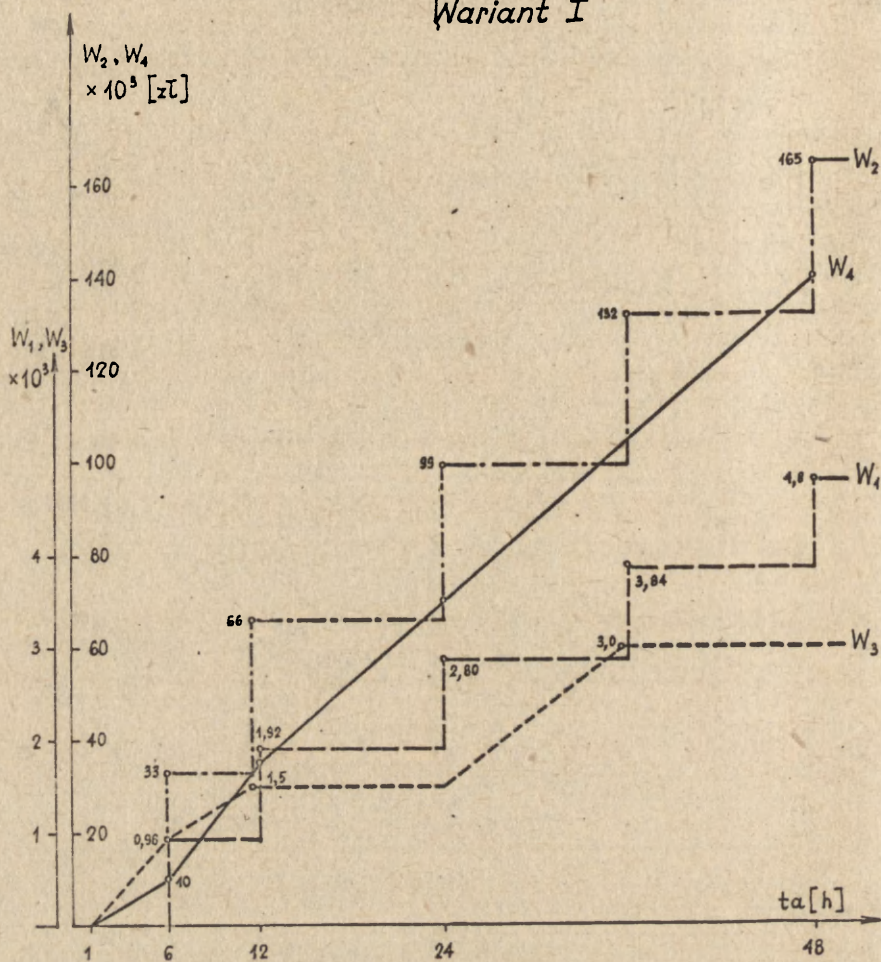
#### G o s p o d a r s t w o   m o d e l o w e   G

Koszty strat jednorazowych powstających w gospodarstwie G wyznaczonych według założeń wariantu pierwszego zawiera tablica 4.7.7. Przebiegi charakterystyk pokazane zostały na rysunku 4.7.9.

Rys. 4.7.5. Gospodarstwo Modelowe

F

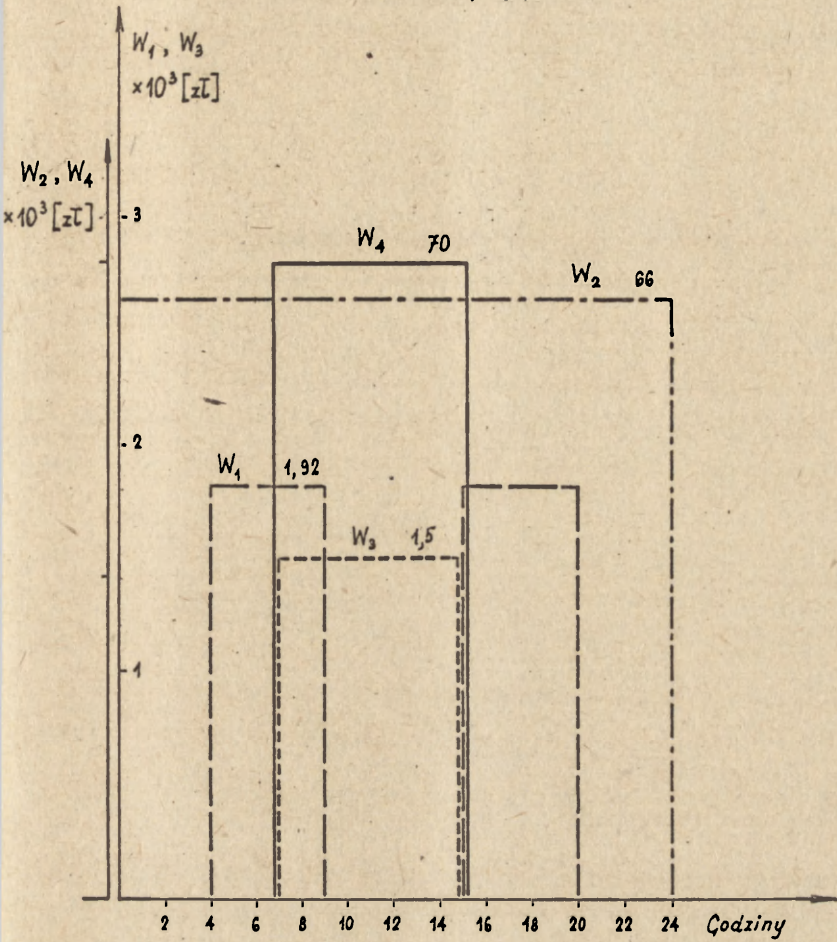
Wariant I



Rys. 4.7.6. Gospodarstwo Modelowe

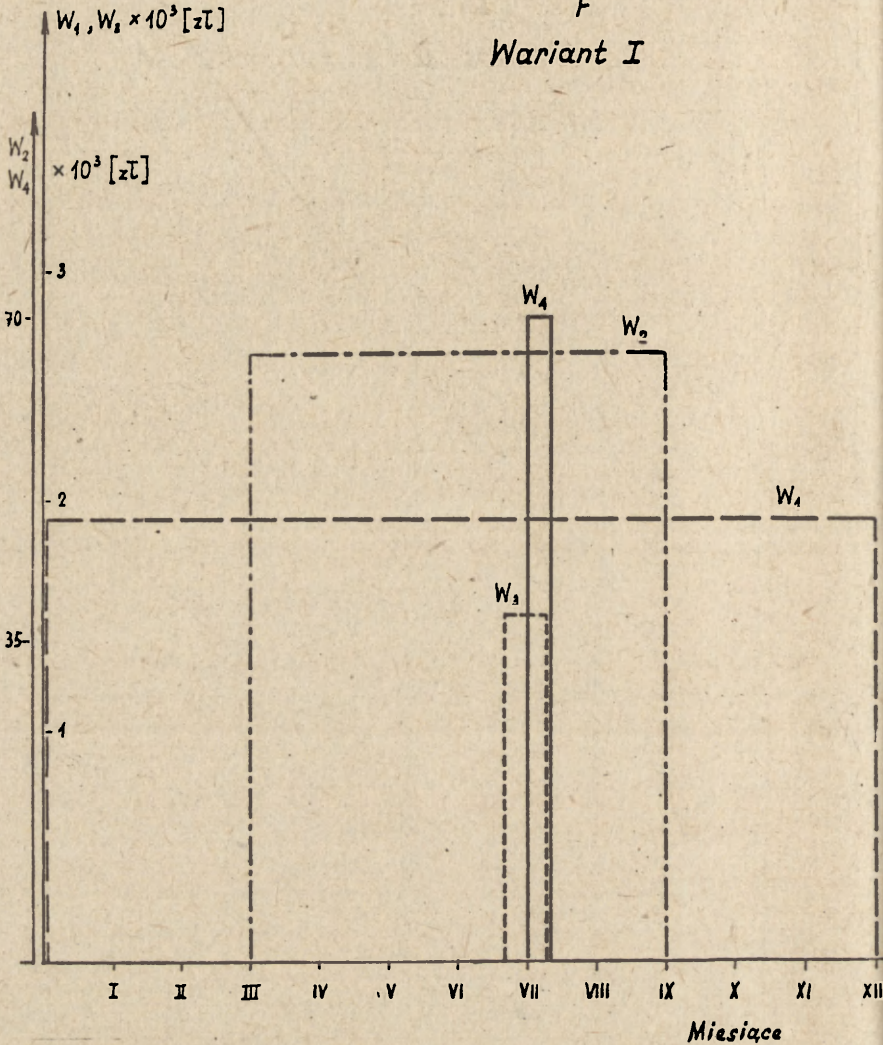
F

Wariant I





Rys. 4.7.7. Gospodarstwo Modelowe  
F  
Wariant I



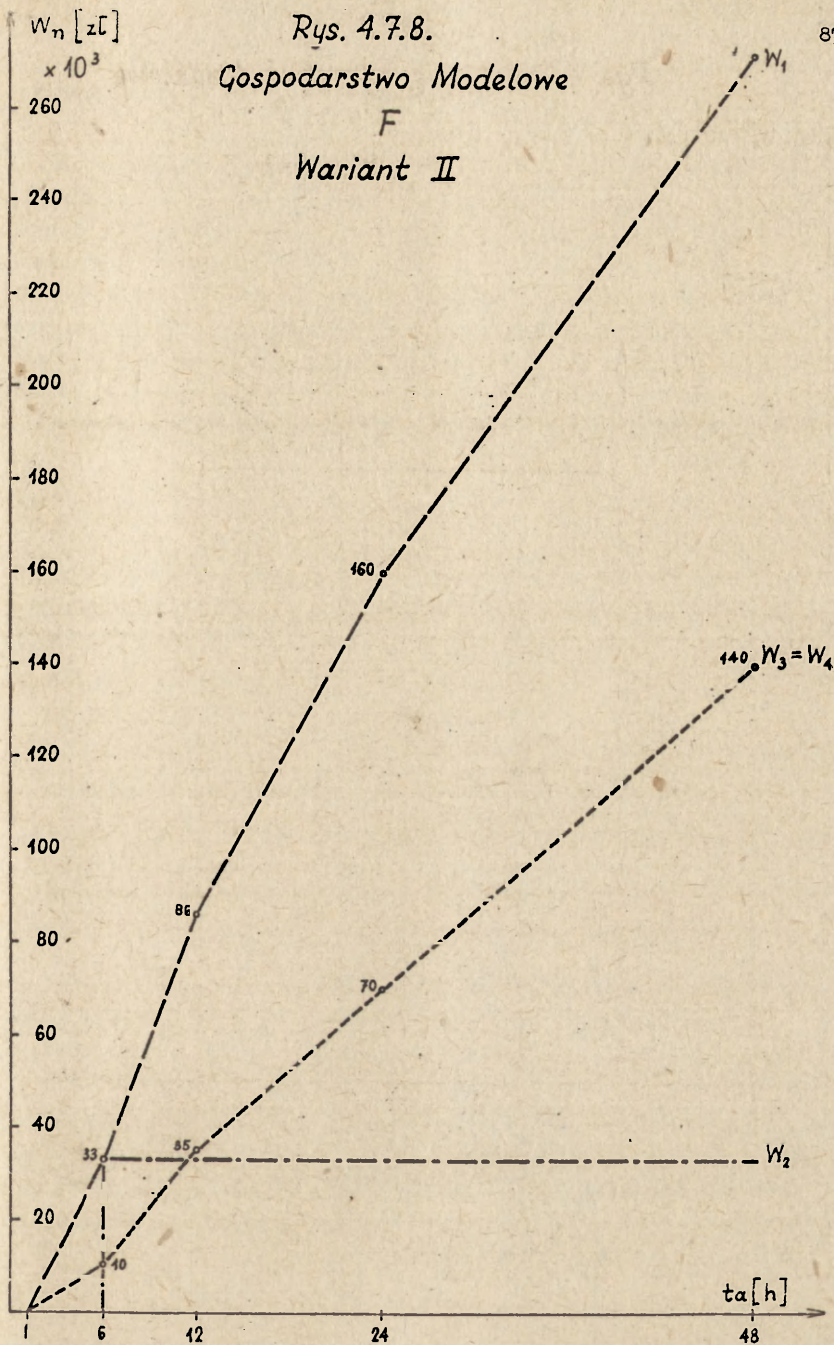
Rys. 4.7.8.

Gospodarstwo Modelowe

F

Wariant II

87



$W_1$  - usuwanie obornika. Koszty stosowania agregatu prądowórczego w 6-ciu budynkach.

$W_2$  - wyładowanie ziarna z przyczep. Sytuacja analogiczna do omówionej w gospodarstwie B, jedynie sumaryczna wielkość strat jest większa ze względu na skalę produkcji i ilości ziarna znajdujące się w obrocie /1400 t w gospodarstwie C, 650 G w gospodarstwie B/. Różnica ta nie wystąpi w przedziale czasowym wyznaczonym przez maksymalną rozpatrywaną przerwę /48 h/, gdyż dobowe przeładunki są analogiczne w obu gospodarstwach, i jedynie powtarzanie się przerw w okresie agrotechnicznym zbioru zbóż powodowałoby dalsze straty, większe w gospodarstwie C.

$W_3$  - straty wynikają z napędu urządzeń wyładowniczych agregatem prądowórczym:

Dobowe i roczne zmienności intensywności powstawania strat przedstawione są na rysunkach 4.7.10. i 4.7.11. Wyznaczono je dla przerw 12 godzinnych obliczonych według wariantu drugiego!

W tabelicy 4.7.8. podano straty obliczone dla wariantu drugiego. Rysunek 4.7.12. przedstawia przebiegi charakterystyk strat.

Wartości strat obliczono według następującej kalkulacji:

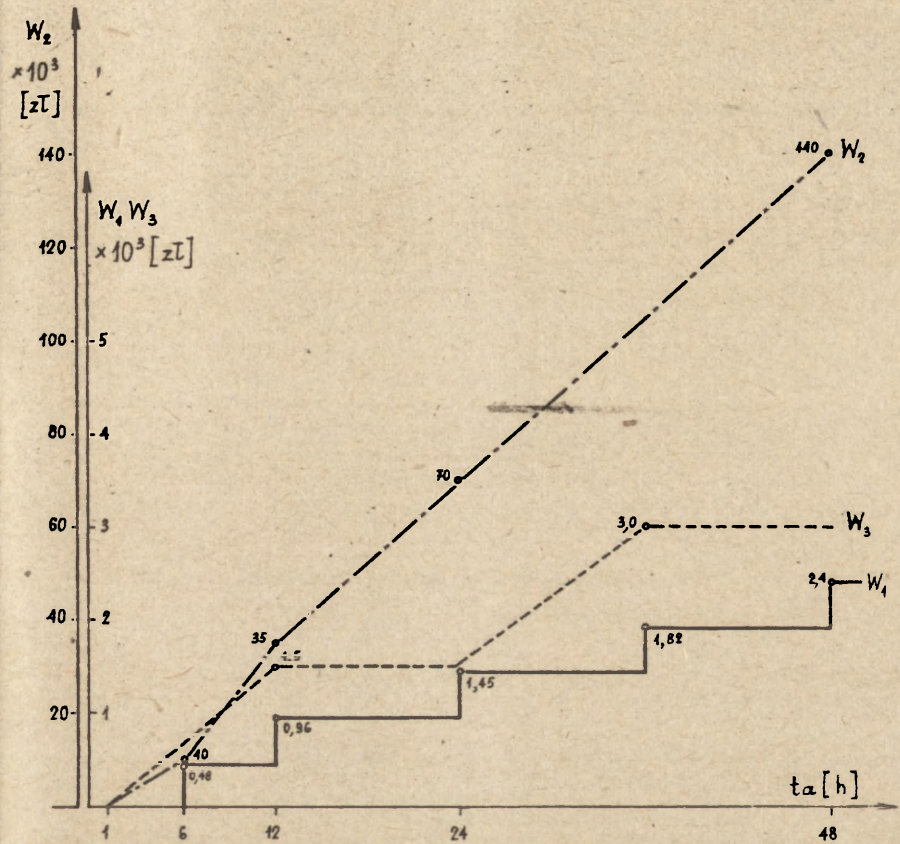
$W_1$  - koszty zniszczonych urządzeń do usuwania obornika oraz koszty prac montażowych i ręcznego czyszczenia budynku wynikają z ceny zastosowanych urządzeń i oszacowanych koniecznych nakładów robocizny.

$W_2$  i  $W_3$  - analogicznie jak w wariantcie I.

Straty roczne w gospodarstwach modelowych E, F i G obliczono według przedstawionego w p.4.3. algorytmu, za pomocą maszyny cyfrowej CDC-6400 pracującej w systemie CYBER-72:

Tablice 4.7.9. i 4.7.10. zawierają wartości kosztów strat w zł., powstających w wyniku braku energii elektrycznej w państwowych gospodarstwach modelowych wielkotowarowych. Straty zostały wyznaczone w dwóch wariantach i przy czterech poziomach ciągłości zasilania gospodarstw.

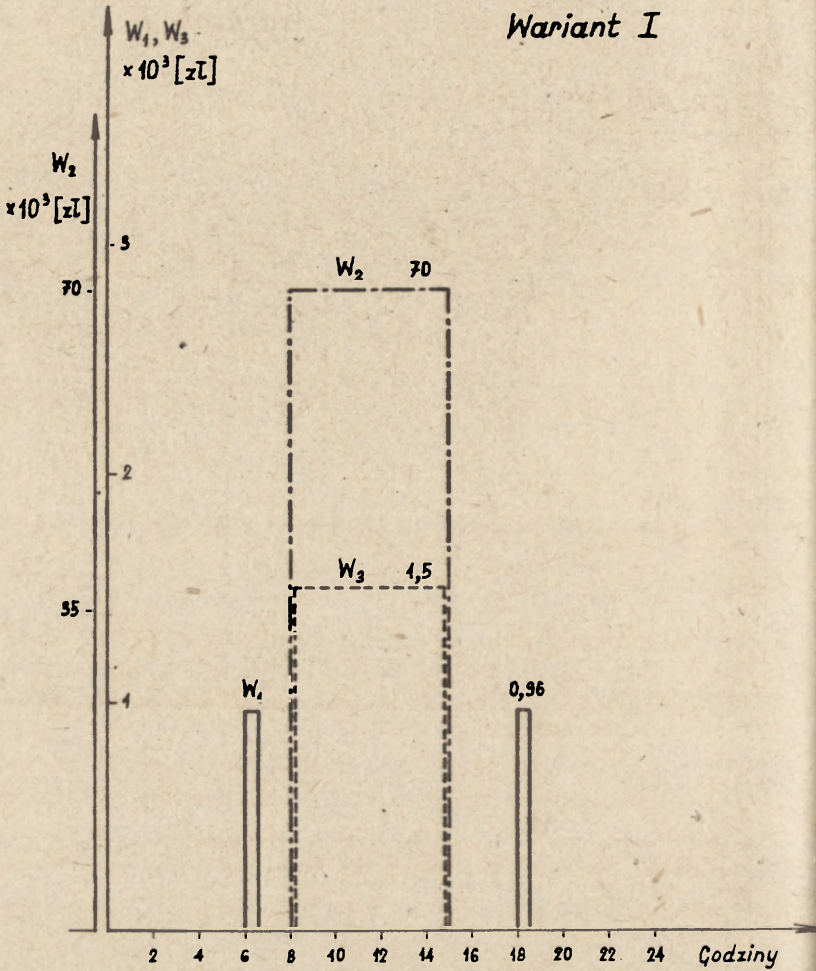
Rys. 4.7.9. Gospodarstwo Modelowe  
G  
Wariant I



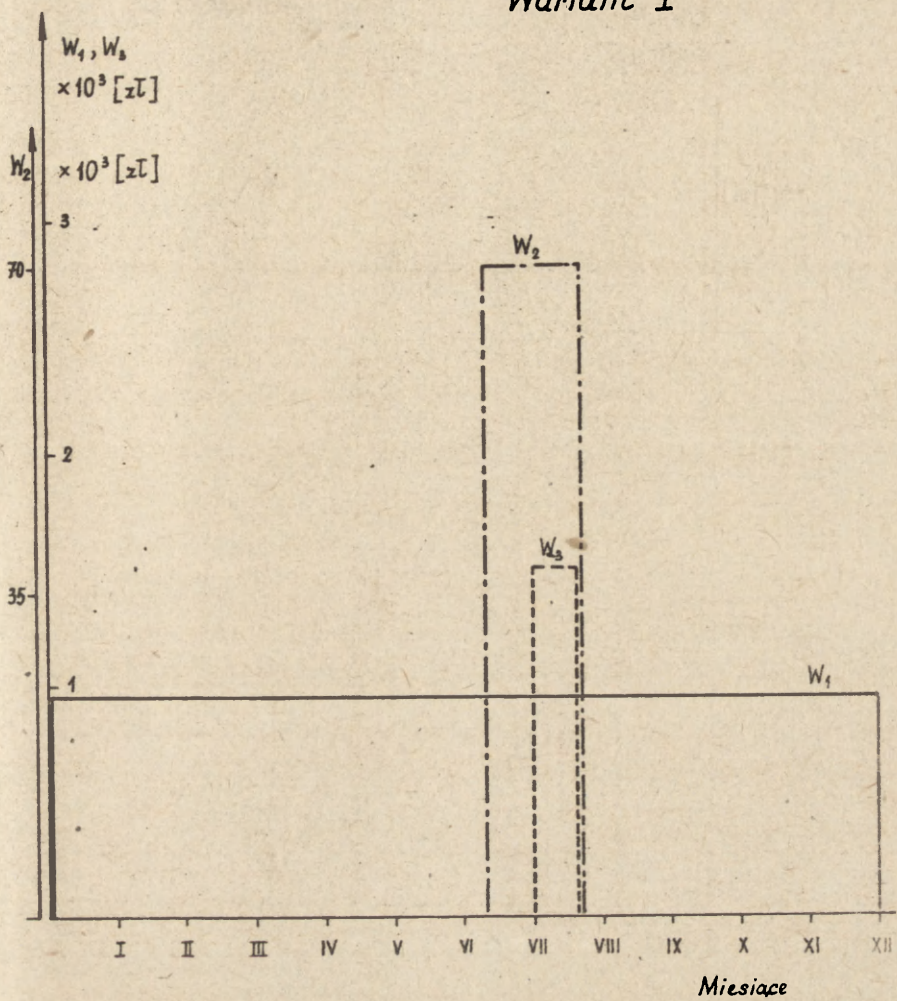
Rys. 4.7.10. Gospodarstwo Modelowe

G

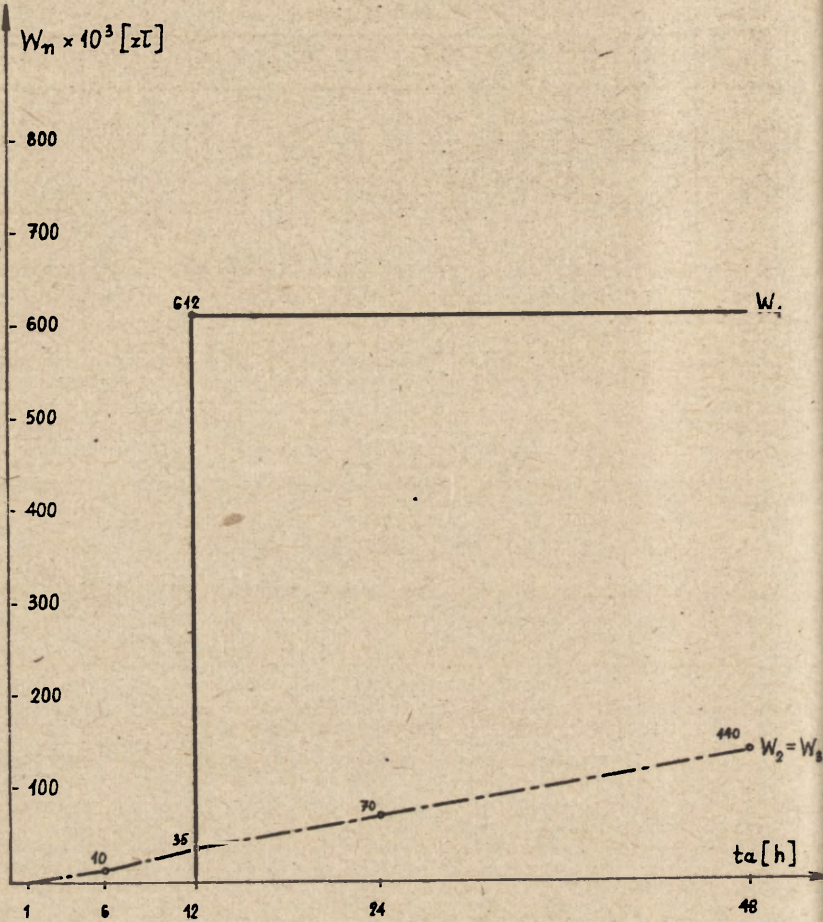
Wariant I



Rys. 4.7.11. Gospodarstwo Modelowe  
G  
Wariant I



Rys. 4.7.12. Gospodarstwo Modelowe  
G  
Wariant II



## GOSPODARSTWO MODELOWE G - WARIANT I

Tablica 4:7.7:

Czas trwania przerwy /godz/	I kwartał			II kwartał			III kwartał			IV kwartał		
	Technologia											
	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	480	-	-	480	-	-	480	10000	900	480	-	-
12	960	-	-	960	-	-	960	35000	1500	960	-	-
24	1440	-	-	1440	-	-	1440	70000	1500	1440	-	-
48	2400	-	-	2400	-	-	2400	140000	3000	2400	-	-
T <sub>d</sub>	0,7	-	-	0,7	-	-	0,7	8	8	0,7	-	-
T <sub>k</sub>	64	-	-	64	-	-	64	300	160	64	-	-

W<sub>1</sub> - usuwanie obornika,

W<sub>2</sub> - wyładowanie ziarna z przyczep,

W<sub>3</sub> - suszenie ziarna.

Wartość strat w gospodarstwach wielkotowarowych powinna być zwiększona o koszty roczne amortyzacji rezerwowych agregatów prądotwórczych, w które wyposażone są rozpatrywane modele gospodarstw. Z braku dokładnych danych technicznych o tych urządzeniach przyjęto, że amortyzacja wynosić będzie około 15 tys. rocznie.

## 5. MODERNIZACJA SIECI TERENOWYCH W CELU POPRAWY NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA ODBIORCÓW ENERGII

### 5.1. Kierunki modernizacji

W 1977 r. Zakład Sieci Rozdzielczych Instytutu Energetyki dokonał przeglądu zagranicznych doświadczeń w zakresie rozwoju i eksploatacji sieci terenowych [20]. Na ich tle została przeprowadzona analiza przydatności przedstawionych propozycji w



## GOSPODARSTWO MODELOWE G - WARIANT II

Tabela 4.7.8.

zł •

Czas trwania przerwy /godz/	I kwartał			II kwartał			III kwartał			IV kwartał		
	T e c h n o l o g i a											
	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-	-	10000	10000	-	-	-
12	612000	-	-	612000	-	-	612000	35000	35000	612000	-	-
24	612000	-	-	612000	-	-	612000	70000	70000	612000	-	-
48	612000	-	-	612000	-	-	612000	140000	140000	612000	-	-
	0,7	-	-	0,7	-	-	0,7	8	8	0,7	-	-
	64	-	-	64	-	-	64	300	160	64	-	-

W<sub>1</sub> - usuwanie obornika,W<sub>2</sub> - wyładowywanie ziarna z przyczep,W<sub>3</sub> - suszenie ziarna.

Tablica 4.7.9.

WARIANT I

zł

Wskaźnik	Kwar- tał	Gospodarstwa modelowe		
		E	F	G
$q_1 = 47,8 \cdot 10^{-4}$	I	347	377	14
	II	251	19607	9
	III	1212	32808	3524
	IV	424	475	18
	Rok	2234	53267	3565
$q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$	I	189	126	5
	II	153	5951	3
	III	541	10239	1289
	IV	245	174	7
	Rok	1128	16490	1304
$q_3 = 11,6 \cdot 10^{-4}$	I	117	34	2
	II	83	1110	1
	III	264	2373	466
	IV	142	46	2
	Rok	606	3553	471
$q_4 = 5,6 \cdot 10^{-4}$	I	63	4	0
	II	107	154	0
	III	118	243	137
	IV	85	7	0
	Rok	373	408	137

Wskaźnik	Kwar- tał	Gospodarstwa modelowe		
		E	F	G
$q_1 = 47,8 \cdot 10^{-4}$	I	2558	26515	4644
	II	1416	31908	2460
	III	4868	53506	9530
	IV	3298	33047	6056
	Rok	12140	144978	22690
$q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$	I	593	10932	924
	II	279	12633	357
	III	1422	21090	2682
	IV	855	14643	1364
	Rok	3149	59308	5327
$q_3 = 11,6 \cdot 10^{-4}$	I	128	4662	106
	II	62	3667	20
	III	470	7223	811
	IV	170	5871	157
	Rok	830	21423	1094
$q_4 = 5,6 \cdot 10^{-4}$	I	41	1499	2
	II	68	2038	0
	III	162	1869	241
	IV	56	2163	5
	Rok	327	7569	248

warunkach polskich: Opracowanie zawiera koncepcyjne rozwiązanie terenowych sieci zasilających obszary wiejskie, zmierzające do poprawy jakości energii i ciągłości jej dostawy:

Prace nad poprawą ciągłości zasilania odbiorców wiejskich powinny iść w dwóch kierunkach:

- 1/ modernizacji i rozbudowy układów sieciowych
- 2/ poprawy eksploatacji:

W dziedzinie modernizacji i rozbudowy sieci terenowych obowiązują następujące zasady:

- ujednoczenie napięć średnich i wyeliminowanie napięć niższych od 20 kV,
- utrzymywanie dopuszczalnego spadku napięcia w zakresie 5-10%,
- budowa dwutransformatorowych stacji WN/SN,
- wyposażanie wszystkich pól SN w rozdzielniach SN i GPZ w wyłączniki,
- utrzymanie dotychczasowego układu sieci napowietrznej złożonej z magistral, promieniowych odgałęzień i odczepów,
- sekcjonowania linii magistralnych,
- zasilanie dwustronne magistral z dwóch różnych GPZ,
- zmniejszenie liczby stacji przyłączonych do jednego odgałęzienia,
- wdrażanie samoczynnego odcinania uszkodzonych odgałęzień za pomocą odłączników lub załączników słupowych,
- wprowadzanie do projektowania kablowych sieci napowietrznych NN,
- wyposażenie wszystkich wyłączników liniowych w urządzenia dwukrotnego SPZ,
- wprowadzanie telemechaniki umożliwiającej zdalne sterowanie wyłącznikami i odłącznikami w GPZ oraz zdalne pomiary:

W kierunku poprawy eksploatacji należy powołać organy koordynujące i sterujące pracą sieci w 10 - 12 GPZ, wyposażone w nowoczesne środki techniczne: zdalne sterowanie, przetwarzanie teleinformacji, automatyka itp. Wprowadzenie prac pod napięciem /eksploatacyjnych i inwestycyjnych/ w sieciach średnich i niskich napięć może w znacznym stopniu poprawić ciągłość zasilania odbiorców. Przewiduje się, że o kilkanaście procent zmniejszyła by się nieciągłość zasilania spowodowana zakłóceniami i o kilka-

dziesiąt procent - pracami planowymi:

W analizach technicznych nad poprawą ciągłości zasilania odbiorców wiejskich pomija się ważny w naszych warunkach czynnik jakim jest sprawnie działająca służba techniczna w postępkach sieciowych, której zadaniem jest usuwanie awarii, jak też konserwacja sieci i instalacji. Wykwalifikowane ekipy monterskie, pracujące na 3 ewentualnie na 2 zmiany, powinny być wyposażone w odpowiednie środki lokomocji, sprzęt do mechanizacji robót sieciowych oraz radiotelefony. Zapewnienie odpowiednich środków technicznych, w szczególności transportu i łączności jest jednym z najtańszych sposobów poprawy ciągłości zasilania odbiorców:

## 5.2: Obliczenia linii magistralnych 15 kV w rejonie Ciechanowa

### 5.2.1. Obliczenie modelu sieci idealnej

Pod pojęciem sieci idealnej rozumieć należy sieć obejmującą całą powierzchnię badanego rejonu, z równomiernym rozkładem zapotrzebowania energii. Drugą cechą charakterystyczną dla sieci idealnej jest regularnie geometryczny układ linii elektroenergetycznych.

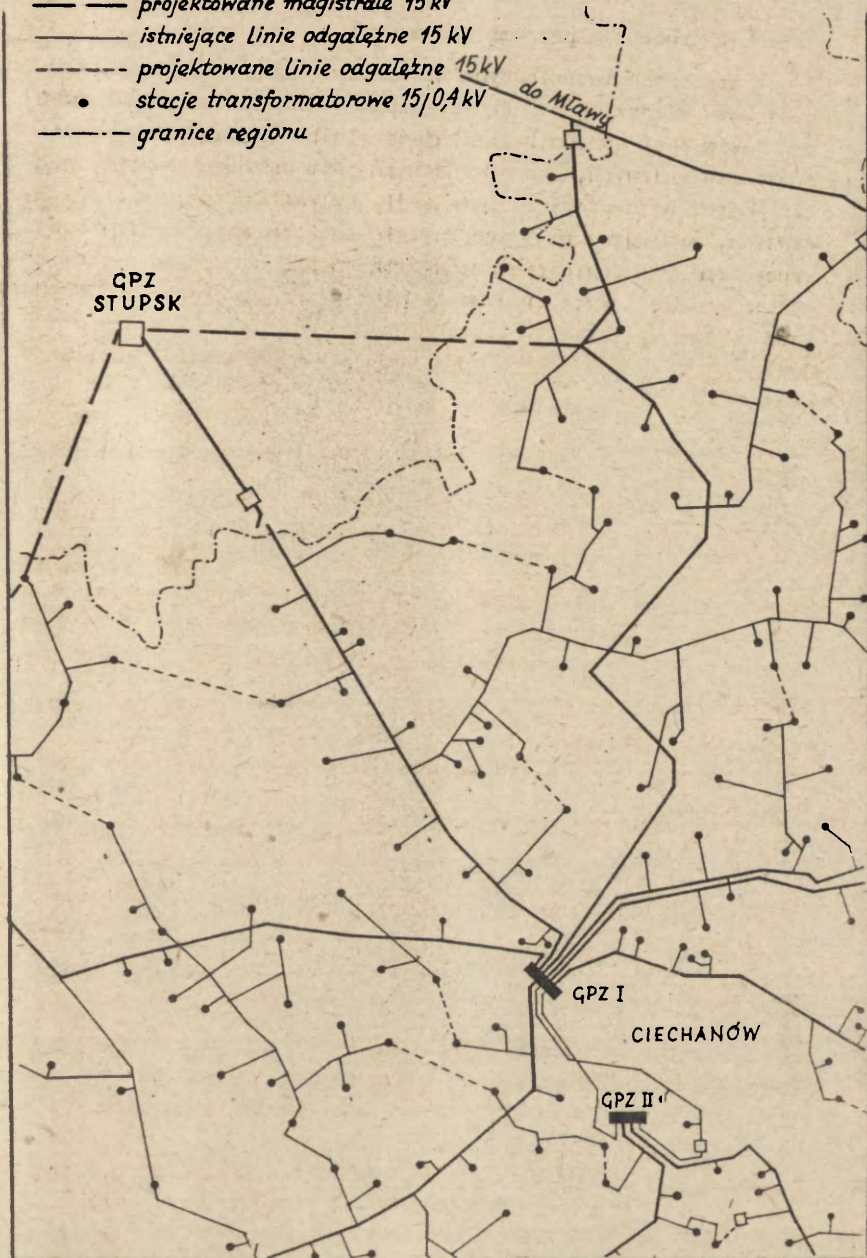
Do dalszych badań przyjęto model geometryczny znajdujący się w pracy [17], zbudowany jako aproksymacja układu rzeczywistego przedstawionego w pracy [7]. Powierzchnia modelu jest równa powierzchni badanego rejonu i wynosi  $1100 \text{ km}^2$ , z czego wynika promień koła  $r = 18,1 \text{ km}$ .

Do zasilania modelu /rys.5.1./ przewidziano 8 promieniowych linii magistralnych, o przekroju przewodów  $120 \text{ mm}^2 \text{ AF1}$ , linie okrężne o przekroju  $3 \times 50 \text{ AF1}$  oraz linie odgałęźne o przekroju  $3 \times 25 \text{ AF1}$ :

Linie magistralne mają przewidziane zasilanie rezerwowe z innych Głównych Punktów Zasilających /GPZ/ wyposażonych w stacje transformatorowe 110/15 kV. Linie okrężne dają możliwość dwustronnego zasilania przyłączonych do nich stacji transformatorowych w w. mniejszych punktach rejonu /np. w ośrodkach gminnych, PGR, itp./, a ponadto umożliwiają właściwy rozkład obciążeń w

Rys. 5.1

- istniejące Linie magistralne 15 kV
- projektowane magistrale 15 kV
- istniejące Linie odgałęźne 15 kV
- - - projektowane Linie odgałęźne 15 kV
- stacje transformatorowe 15/0,4 kV
- - - granice regionu



liniach magistralnych: Przyjęte w pracy [7] przekroje przewodów, jak również układ sieci rozdzielczej wymagają sprawdzenia zarówno ze względu na zmienioną prognozę obciążeń sieci jak i nowe możliwości jej zasilania z dwóch dodatkowych GPZ 110 kV, przewidzianych do zasilania trakcji kolejowej w m. Stupsk i Wyrzyki:

Podstawowym kryterium wyboru przekrojów linii jest obliczenie gospodarczej gęstości prądu:

Obliczony w ten sposób przekrój musi być sprawdzony na:

- dopuszczalny spadek napięcia w pracy normalnej i zakłócieniowej,
- dopuszczalną obciążalność grzejną przewodu,
- warunki zwarciove:

O b l i c z e n i e   p r z e k r o j u   g o s p o d a r c z e g o

Przy założeniu równomiernego rozkładu obciążeń na terenie rejonu, każda z 8 linii magistralnych 15 kV będzie przenosić w pracy normalnej w latach:

1980 - 5151 MW h i 1425 kW

1990 - 11126 MW h i 2925 kW

2000 - 21706 MW h i 5425 kW

Wartości maksymalne prądów w przewodach, przy założeniu  $\cos \varphi = 9,85$  wyniosą:

1980 - 64 A ; 1990 - 132 A ; 2000 - 245 A:

Powierzchniowa gęstość obciążenia, liczona na wyjściu linii 15 kV z GPZ wyniesie:

1980 - 10,4 kW/km<sup>2</sup>; 1990 - 21,2 kW/km<sup>2</sup>; 2000 - 39,5 kW/km<sup>2</sup>

Gospodarczy przekrój przewodów wyznacza się z podstawowego wzoru:

$$I_g = I_{\max} \sqrt{3} \sqrt{\frac{k_m + k_e \tau}{N \gamma / r + d}}$$

w którym:  $k_m$  - jednostkowy koszt mocy,

$k_e$  - jednostkowy koszt energii,

$\tau$  - czas trwania maksymalnych strat,

$N$  - współczynnik liczbowy określający koszt przewodów

$\gamma$  - przewodność właściwa materiału przewodzącego,  
 r - rata rozszerzonej reprodukcji,  
 d - względne koszty remontów, konserwacji, obsługi,  
 rekonstrukcji itp.

W aktualnej sytuacji gospodarczej wartości wymienionych wyżej parametrów można przyjąć jak następuje:

W e l e k t r o w n i  $k_m = 1360$  zł/kW·a, co odpowiada jednostkowemu nakładowi inwestycyjnemu ok: 9100 zł/kW,  
 $k_e = 0,26$  zł/kW h, co odpowiada cenie paliwa ok: 750 zł/t p.u.

W s i e c i 15 kV  $k_m = 2360$   $k_e = 0,29$  zł/kW h,  
 1980 r:  $\tau = \frac{2}{3} T_s = \frac{2}{3} 3600 = 2400$  h/a,  
 2000 r:  $\tau = \frac{2}{3} T_s = \frac{2}{3} 4000 = 2670$  h/a.

Wartość N obliczyć można z aktualnych cenników linii napowietrznych o napięciu 15 kV:

AFL-6  $s = 35$  mm<sup>2</sup> - 105000 zł/km  
 AFL-6  $s = 120$  mm<sup>2</sup> - 235000 zł/km

stąd

$N = 1530$  zł/km·mm<sup>2</sup>  $M = 51\ 500$  zł/km

Można założyć, że wartość N, reprezentująca przede wszystkim koszt materiału przewodowego, nie uległa zmianie od 1973 r., gdyż cena dewizowa podstawowego surowca jakim jest importowany tlenek aluminium zmieniła się bardzo nieznacznie /w 1970 r: 345 zł dew/t, a w 1975 r: - 363 zł dew/t/, a jednostkowe zużycie energii elektrycznej na produkcję aluminium nieco się zmniejszyło:

Stosunek cen miedzi i aluminium wynosił w 1973 r: na rynkach światowych 2,45:1, co wskazuje na niecelowość przewidywania wprowadzania w naszych sieciach przewodów miedzianych, zamiast stalowo-aluminiowych /AFL/, stąd

$$\gamma = 34 \frac{\text{m}}{\text{mm}}$$

Rata rozszerzonej reprodukcji, przy założonym oprocentowaniu



środków trwałych  $p = 0,08$  oraz okresie amortyzacji linii na słupach betonowych - 30 lat wynosi

$$r = 0,089 .$$

Odpisy roczne na remonty, konserwację i administrację linii napowietrznych przyjęto w wysokości 2,5% od wartości początkowej, stąd:

$$d = 0,025$$

Gospodarcza gęstość prądu w linii obciążonej równomiernie na całej długości i niezmiennie w ciągu całego okresu eksploatacji wyniosłaby

$$j_g = \frac{J_{\max}}{s_g} - \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{N \cdot \gamma}{k_m + \gamma} \frac{r+d}{k_e}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{1530 \cdot 34 \cdot 0,114}{2360 + 2400 \cdot 0,29}} = 0,8 \left[ \frac{A}{\text{mm}^2} \right]$$

W przypadku rozpatrywanego modelu sieci, obciążenia magistral zmieniają się od  $J_{\max}$  na początku do 0 - na końcu, co każe wprowadzić do wartości strat sieciowych współczynnik 0,33. Ponadto opierając się na opracowaniu, wprowadzamy współczynnik 0,56, uwzględniający narastanie obciążeń linii w ciągu pierwszych 15 lat jej eksploatacji:

Skorygowana wartość gospodarczej gęstości prądu wyniesie na linii:

$$j_g = \frac{I_{\max}}{s_g} - \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{1530 \cdot 34 \cdot 0,114}{0,33 \cdot 0,56 / 2360 + 2400 \cdot 0,29}} = 1,87 \frac{A}{\text{mm}^2}$$

Przewidywanym obciążeniom linii magistralnych odpowiadać będą wartości gospodarczych przekrojów linii AF1, podane w tabl.5.1.

Tablica 5.1.

Rok	$I_{\max}$	$s_g$
	amp.	$\text{mm}^2$ AL
1980	64	34
1990	132	70,6
2000	245	131

## O b l i c z e n i e s p a d k ó w n a p i ę c i a

Spadek napięcia w linii trójfazowej obciążonej symetrycznie wyraża wzór:

$$\Delta U = \sqrt{3} I R \cos \varphi / 1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi /$$

Zakładając:  $\cos \varphi = 0,85$

$$X' = 0,4 \Omega / \text{f km}$$

$$\gamma = 34 \text{ m/mm}^2$$

$$l = 1 \text{ km}$$

otrzymujemy wartość spadku napięcia na długości 1 km w funkcji prądu obciążenia  $I$  oraz przekroju przewodu  $s$ .

$$\Delta U' = \sqrt{3} I \frac{10000}{34 \cdot \pi} 0,85 / 1 + 0,0084 s / = I / \frac{43}{s} + 0,36 / \left[ \frac{\text{V}}{\text{km}} \right].$$

Do obliczenia maksymalnego spadku napięcia na końcu linii zasilającej odbiorców zgrupowanych w sposób równomierny na powierzchni wycinka koła o promieniu  $l$ , wprowadzamy, zgodnie z pracą [15] zastępczą długość linii  $l' = 0,55 l$ . Stąd dla różnych wartości prądu oraz promienia sieci idealnej  $l = 18 \text{ km}$  otrzymujemy w tabelicy 5.2: dla różnych przekrojów przewodów spadki napięcia w % od 15 kV.

Tabela 5.2:

Rok	$I_{\max}$	$s \text{ mm}^2 \text{ AFL}$				
	amp	35	50	70	95	120
1980	64	6,7	5,1	4,0	3,4	3,1
1990	132	13,8	10,6	8,5	6,5	6,3
2000	245	25,7	19,7	15,7	13,0	11,6

Ze względu na warunki regulacji napięcia, opracowanie [8] zaleca nie przekraczanie 8% spadku napięcia w sieciach 15 kW, a więc w liniach magistralnych  $\Delta U_{\max}$  nie powinno przekraczać 6 - 7 %.

## Sprawdzenie przekrojów linii na nagrzewanie

Dopuszczalne obciążenia grzejne przewodów AFL-6 wynoszą:

s mm <sup>2</sup>	16	25	35	50	70	95	120
I <sub>dop</sub> Amp	90	120	145	170	235	290	345

Przy założeniu, że w pracy zakłóceniowej obciążenia linii magistralnych mogą wzrastać nawet dwukrotnie, należałoby w badanym modelu sieci dla linii magistralnych przewidzieć przekroje:

1980	I <sub>max</sub> = 64 A	I <sub>zakł</sub> = 128 A	s 35 mm <sup>2</sup> AFL
1990	I <sub>max</sub> = 132 A	I <sub>zakł</sub> = 264 A	s 95 mm <sup>2</sup> AFL
2000	I <sub>max</sub> = 245 A	I <sub>zakł</sub> = 490 A	s 2x95 mm <sup>2</sup>

## Wnioski z obliczeń linii magistralnych

Wszystkie 3 obliczenia wskazują, że przy założonych obciążeniach nie będzie można po 1990 r. zasilić badanego rejonu z jednego, centralnie położonego GPZ 8 liniami o przekroju s=120 mm<sup>2</sup>. Należy dodatkowo wziąć pod uwagę, że obliczenia wykonane na modelu idealnej sieci, po uwzględnieniu nierównomierności rozmieszczenia obciążeń w terenie, jak i nierównomierności obciążeń linii magistralnych - dałyby wyniki przynajmniej o 20 - 25 wyższe.

Należy również uwzględnić fakt istnienia w badanym rejonie linii magistralnych o przekrojach 70, 50, a nawet 35 mm<sup>2</sup> AFL, które powinny jeszcze pracować w 2000 r. i tym samym muszą być wkomponowane w projektowaną sieć.

Poprawny układ sieci 15 kV w badanym rejonie można osiągnąć następującymi sposobami:

- przez zwiększenie liczby GPZ,
- przez zwiększenie liczby linii magistralnych wychodzących z jednego GPZ.

Wykluczamy ewentualność stosowania większych od 120 mm<sup>2</sup> przekro-

jów przewodów, ze względu na znikomą efektywność zmniejszenia w ten sposób spadków napięcia /wpływ prawie niezależnej od przekroju przewodów reaktancji linii/.

Wpływ ewentualnego zmniejszenia zasięgu GPZ 110/15 kV rozpatrzmy na sieci idealnej o zalecanym [13] promieniu 12 km.

Dalsze rozważania prowadzone będą na planach sieci rzeczywistych:

### 5.2.2: Obliczenie sieci idealnej $l = 12$ km

Powierzchnie modelu 452 km<sup>2</sup>

Moc odbierana z GPZ:

1980 - 4700 kW  
 1990 - 9580 kW  
 2000 - 17850 kW.

Moc i prąd maksymalny w 1 linii /zakładając 8 magistral 15 kV wychodzących z GPZ/:

1980 - 587 kW - 27 A  
 1990 - 1197 kW - 54 A  
 2000 - 2231 kW - 101 A

Wyniki obliczeń spadków napięcia na końcu linii magistralnej 15 kV, o długości 12 km, podaje tablica 5.3:

Tablica 5.3.

Rok	$I_{max}$	$s$ mm <sup>2</sup> AFL				
	amp	35	50	70	95	120
1980	27	1,9	1,5	1,2	1,0	0,9
1990	54	3,8	2,9	2,4	2,0	1,8
2000	101	7,1	5,4	4,3	3,6	3,2

Wybór przekroju przewodów linii magistralnych 15 kV

Rok	$I_{max}$	Przekrój $s$ mm <sup>2</sup> AFL		
	amp	$U_{dob.}$	$I_{dob.zakłóc.}$	$S_{gosp.}$
2000	101	50	70	54

Biorąc pod uwagę ewentualną nierównomierność rozkładu obciążeń - należy stosować w zasadzie przekrój  $70 \text{ mm}^2$  AFL; przekrój  $50 \text{ mm}^2$  AFL wymagałby prawdopodobnie zwiększenia liczby linii magistralnych wychodzących z GPZ do 9 lub 10:

K o n c e p c j a   p r z y s z ł e g o   u k ł a d u   s i e c i   15 kV

Na załączonej mapie uwidocznione są istniejące 2 GPZ /Ciechanów I i Ciechanów II/ oraz 2 stacje 110/15 kV przewidziane do zasilania zelektryfikowanej linii kolejowej /Stupsk i Wyrzyki/:

Analiza rozplywu mocy w liniach magistralnych i zasięgu wymienionych 4 GPZ wykazała konieczność wybudowania po 1990 r. jeszcze jednego GPZ w Glinojocku, zasilającego zachodnie części rejonu. Wybór Glinojocka jako GPZ uzasadniony jest między innymi budową w tej miejscowości cukrowni przerabiającej w czasie kampanii 6 tys. t buraków na dobę i zatrudniającej w tym czasie 880 robotników. W miejscowości tej przewidywany jest również wyspecjalizowany gminny ośrodek rozwojowy:

Układ nowych linii napowietrznych / $70 \text{ mm}^2$  AFL/, przewidzianych do wyprowadzenia mocy z GPZ Stupsk, Wyrzyki i Glinojock przedstawiony jest liniami przerywanymi na rys.5.1.

### 5.3. Linie magistralne 15 kV w rejonie Łęczycy

#### 5.3.1: Obliczenie linii magistralnych na modelu rzeczywistym

Rejon Łęczycy o łącznej powierzchni  $564 \text{ km}^2$  zasilany jest z jednej stacji 110/15 kV w Łęczycy, połączonej sieci 110 kV z GPZ w Kutnie i Kraskach.

Z GPZ w Łęczycy wychodzi 6 linii magistralnych, zasilających tereny wiejskie, pracujących na napięciu 15 kV i 2 linie 30-kilowoltowe /tablica 2.6./.. Łączna długość linii średniego napięcia wynosi 425 km, z czego około 134 km to linie magistralne.

Do 1980 r. linie 30 kV Łęczycza-Kutno i Łęczycza-Ozorki mają ulec likwidacji. Plany rozwoju sieci w tym rejonie przewidują budowę nowego GPZ-u w Piątku. Zasięg GPZ-ów nie przekroczy 12 km.

Tereny zasilane ze stacji w Łęczycy i w Piątku będą znacznie mniejsze aniżeli wynosi powierzchnia koła o 12-kilometrowym promieniu, ponieważ obie miejscowości nie są położone centralnie. Łęczycza usytuowana jest zaledwie o 3 km od południowej granicy rejonu:

GPZ w Łęczycy obejmie obszar około 21 000 ha UR, a GPZ w Piątku - około 18 500 ha UR /użytki rolne w woj. płockim stanowią 78% ogółu powierzchni/. Pozostały obszar rejonu, tj: północno-wschodni jego kraniec /około 7 000 ha UR/ leży w 12-kilometrowym zasięgu GPZ-u w Krośniewicach i będzie stamtąd zasilany.

Obliczeń linii magistralnych ŚN dokonano na modelu rzeczywistym sieci, w trzech etapach czasowych: 1980, 1990 i 2000: Założono już istnienie GPZ w Piątku, likwidację linii 30 kV i przyjęto równomierny rozkład powierzchniowy obciążeń w całym rejonie:

Na podstawie planów sieci ŚN wyznaczono obszary zasilania każdej linii magistralnej:

Obciążenia linii w poszczególnych latach oraz energię dostarczaną odbiorcom z magistral obliczono na podstawie wskaźników odniesionych do ha UR, podanych w tablicy 2.7:

Maksymalne obciążenia prądowe i spadki napięć /tablica 5:4./ zostały obliczone według założeń zawartych w punkcie 5.1.

Z obliczeń wynika, że istniejące linie, wychodzące z Łęczycy w kierunkach Leśmierza i Topoli będą mogły przenieść zakładane dla perspektywy obciążenia: Spadki napięć w tych liniach nie będą przekraczać 6%. Magistrala łącząca Łęczycę z Grabowem musi ulec przebudowie już po 1980 r.

Biorąc pod uwagę fakt, że w rzeczywistości obciążenia nie są równomierne i otrzymane wyniki mogą być o 20 - 25% wyższe, należałoby również przebudować linię Łęczycza-Piątek:

W GPZ w Piątku tylko linia do Główna dostosowana jest do przyszłych obciążeń:

Wartości spadków napięć wskazują na konieczność budowy z GPZ Piątek nowych magistral w kierunku Łęczycy /ok. 1990 r:/

Tablica 5.4.

Magistrale	Długość linii	Zreduk. długość linii	Przekrój przew.	Obszar zasilania ha	Zużycie energii w obszarze zasilania MWh		
	km	km	mm <sup>2</sup>		1980	1990	2000
Łęczycza-Leśmierz	7,5	4,1	50AFL	1100	924	2080	3850
Łęczycza-Piątek	12,5	6,9	50AFL	4100	3444	6509	14350
Łęczycza-Topola	14,0	7,7	70AFL	3000	2520	5670	10500
Łęczycza-Daszyna	12,0	6,6	70/35AFL	6500	5460	12285	22750
Łęczycza-Grabów	11,0	6,05	25AFL	5700	4789	10773	19950
Piątek-Łęczycza	11,0	6,05	50AFL	10000	8400	18900	35000
Piątek-Głowno	6,0	3,3	35AFL	2200	1848	4158	7700
Piątek-Łęk	16,0	8,8	35AFL	6200	5208	11718	21700

Tablica 5.4. c.d.

Obciążenie linii kW			Maksymalny prąd w linii A			Spadek napięcia %		
1980	1990	2000	1980	1990	2000	1980	1990	2000
367	649	1059	16,6	29,4	48,0	0,55	0,97	1,5
1369	2419	3936	62,0	109,6	178,3	3,5	6,1	9,9
1002	1770	2890	45,4	80,1	130,4	2,2	4,0	6,6
2171	3835	6240	98,3	173,6	282,6	4,9	8,9	14,2
1904	3363	5412	86,2	152,3	245,1	7,3	12,8	20,6
3340	5900	9600	151,3	267,2	434,8	7,4	13,1	21,4
735	1298	2112	33,2	58,8	95,6	1,1	2,1	3,3
2077	3658	5952	94,1	165,7	269,6	8,7	15,4	25,1

i w kierunku Łęków /po 1980 r./.

Wobec dużej gęstości rozmieszczenia GPZ-ów w rejonie Łęczycy poprawę warunków zasilania odbiorców można osiągnąć przez zwiększenie liczby magistral bez podwyższenia przekrojów przewodów, co nie ma dużego wpływu na spadki napięć /wpływ reaktancji/.

### 5.3.2: Koncepcja przyszłego układu sieci 15 kV

Układ sieci rozdzielczej 15 kV dostosowany został do przyszłych obciążeń rejonu Łęczycy.

Obliczenia zawarte w p.5.3.1: wykazały konieczność wybudowania dodatkowych czterech magistral, których długość wynosić będzie ok. 40 km. Nowo wybudowane odcinki sieci nie przekroczą 30 km. W większości przypadków zostały one wkomponowane w istniejącą sieć, nie naruszając jej dotychczasowego układu i parametrów. Nowe ciągi linii powstały z zamykania linii odgałęźnych i poprowadzone zostały przewodami o przekroju  $35 \text{ mm}^2$  AFL. Linia Piątek-Leśmierz jest linią nową, powinna posiadać przekrój  $70 \text{ mm}^2$  AFL.

Jedynie w przypadku magistrali wychodzącej z Piątku do Łęków zachodzić będzie po 1990 r: potrzeba zwiększenia przekroju przewodów do  $50 \text{ mm}^2$  AFL.

Wszystkie linie magistralne mają przewidziane rezerwowe zasilanie z sąsiednich GPZ-ów.

Dane dotyczące nowych magistral i odciążonych przez nie istniejących linii zawiera tablica 5.5:

## 6. WARUNKI POPRAWY ZASPOKOJENIA POTRZEB ENERGETYCZNYCH WSI

### 6.1: Drugostronne zasilanie linii odgałęźnych

W rozdziale 5.1. zostały podane zalecane kierunki poprawy ciągłości zasilania odbiorców wiejskich. W myśl tych założeń zostały zaprojektowane układy sieci rozdzielczej 15 kV w obu rejonach modelowych: Ciechanowa i Łęczycy.



Tablica 5.5.

Magistrale	Długość linii km	Zreduk. długość linii km	Prze-krój przewo- dów mm <sup>2</sup>	Obszar zasilania ha	Obciążenie linii kW			Maksymalny prąd w linii A			Spadek napięcia %		
					1980	1990	2000	1980	1990	2000	1980	1990	2000
Łęczycza-Daszyna	12	6,6	70/35	3300	1102	1947	3168	49,9	88,2	143,5	2,2	4,1	6,6
Łęczycza-Goszczywno	13	7,2	35	3200	1068	1888	3072	48,3	85,5	139,1	3,6	6,5	10,6
Łęczycza-Grabów	11	6,05	25	2800	935	1652	2688	42,3	74,8	121,7	3,5	6,3	10,2
Łęczycza-Borów	10	5,5	35	2500	836	1475	2400	37,8	66,8	108,7	2,2	3,9	6,3
Piątek-Łęki	16	8,8	50	3100	1035	1829	2976	46,8	82,8	134,7	3,2	5,7	9,4
Piątek-Kuchary	9	5	35	3100	1035	1829	2976	46,8	82,8	134,7	2,5	4,2	6,9
Piątek-Łęczycza	9	5	50	6000	2004	3540	5760	90,8	160,3	260,8	3,6	6,4	10,4
Piątek-Leśmierz	18	9,9	70	4000	1336	2360	3840	60,5	106,8	173,9	3,6	6,4	11,2

Przedstawione układy sieci wskazują na celowość rozmieszczenia Głównych Punktów Zasilających w odległości 20 - 25 km, co w 2000 r. gwarantować będzie spadki napięcia nie przekraczające od 10% oraz będzie zapewniać możliwość drugostronnego zasilania linii magistralnych z sąsiednich GPZ-ów.

Zastosowanie automatyki i telesterowania stanowić będzie następny, poważny krok w dziedzinie poprawy ciągłości dostawy energii elektrycznej.

W chwili obecnej elektroenergetyka polska boryka się z dużymi trudnościami w zakresie zaopatrzenia sieci w wyłączniki, odłączniki, przekaźniki, bezpieczniki i w inny podstawowy osprzęt.

W tej sytuacji plany poprawy ciągłości zasilania drogą automatyki wydają się być bardzo odległe.

Jako rozwiązanie opłacalne, skuteczne i łatwe w realizacji proponuje się dwustronne zasilanie linii odgałęźnych z dwóch różnych magistral 15 kV.

Jest to sposób praktykowany na świecie. W Holandii i w Wielkiej Brytanii buduje się odgałęzienia z możliwością rezerwowego zasilania. W ostatnich latach następuje powolny odwrót od takiego kierunku spowodowany rozpowszechnianiem się telesterowania oraz wdrażaniem prac pod napięciem.

Niemniej w warunkach polskich może to być rozwiązanie dające dobre rezultaty. Przede wszystkim pozwoliłoby wyeliminować całkowicie przerwy remontowe, które stanowią ciągle prawie połowę wszystkich wyłączeń /awaryjnych + remontowych/, a średni czas przerwy planowej jest dłuższy od czasu trwania zakłócenia.

W Zakładzie Energetycznym Płock, w którym leżą oba badane modelowe rejony, w 1976 r. było 1926 wyłączeń awaryjnych o średnim czasie trwania awarii równym 8,5 godziny i 1557 wyłączeń remontowych, których średni czas wynosił 11,2 godziny.

W tym Zakładzie Energetycznym liczba uszkodzeń na magistralach była w 1976 r. taka sama jak w liniach odgałęźnych. Drugostronne zasilanie linii odgałęźnych efektywnie skróci czas wyłączeń spowodowanych awariami w magistralach oraz w znacznym

stopniu wyeliminuje wyłączenia, których przyczyną są awarie w odgałęzieniach.

## 6.2. Obliczenia opłacalności drugostronnego zasilania linii odgałęźnych

Szczegółowej analizy opłacalności drugostronnego zasilania linii odgałęźnych z dwóch różnych magistral dokonano na przykładzie sieci ciechanowskiej.

Zaplanowano zamknięcie linii odgałęźnych tak, aby zagwarantować drugostronne zasilanie wszystkim stacjom transformatorowym z wyjątkiem tych stacji, które pojedynczo są przyłączane do linii magistralnych.

W ten sposób drugostronne zasilanie może otrzymać na terenie rejonu ciechanowskiego 520 stacji 15/0,4 kV na 640 wszystkich /rys.5.1/.

W tym celu należałoby przeprowadzić około 100 km linii w 56 odcinkach i każdy odcinek linii wyposażyc dodatkowo w 2 słupy z odłącznikami.

Łączne nakłady wynosiłyby około 17,5 mln zł /100 km linii x 150 tys. zł + 112 odłączników ze słupami x 22 tys. zł /szt/ i przyniosłyby efekty w postaci zmniejszenia kosztów strat powstających u odbiorców w wyniku nieciągłej dostawy energii elektrycznej.

Chcąc uzasadnić opłacalność inwestycji przyjęto co następujące

- 1/ założono, że układ sieci ciechanowskiej przedstawiony w p.5.2 gwarantuje drugi poziom ciągłości zasilania odbiorców z sieci 15 kV  $q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$  /p.4.6/ <sup>3</sup>;
- 2/ przyjęto, że wprowadzenie możliwości drugostronnego zasilania linii odgałęźnych zlikwiduje wyłączenia remontowe, które stanowią połowę wszystkich wyłączeń. Wskaźnik  $q_2$  zmniejszy się więc dwukrotnie i osiągnie wartość  $q_3 = 11,6 \cdot 10^{-4}$ ;

---

3 Wskaźnik  $q_2$  został przyjęty w p.4.6 dla odbiorców zasilanych z sieci NN, a więc jest to łączny wskaźnik awaryjności sieci SN i NN/. W Rejonie Energetycznym Ciechanów  $q$  sieci SN wynosił w 1976 r.  $65 \cdot 10^{-4}$ . Przyjęty wskaźnik  $q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$  odnosić się będzie w tym przypadku tylko do sieci SN.

- 3/ założono, że w rejonie ciechanowskim 20% użytków rolnych zajmować będą gospodarstwa państwowe, a w sektorze indywidualnym 10% UR stanowić będą gospodarstwa modelowe A, 20% - gospodarstwa B, 30% - gospodarstwa C, 40% - gospodarstwa D. Łączna liczba gospodarstw wynosić będzie 3660 ;
- 4/ uznano, że gospodarstw domowych będzie o 20% więcej niż gospodarstw rolnych, czyli 4440 szt. Straty powstające w nich z powodu braku dostawy energii elektrycznej będą na poziomie strat, jakie obecnie ponoszą mieszkańcy miast [21] ;
- 5/ założono, że straty w gospodarce komunalnej rejonu i straty w zakładach przemysłowych, znajdujących się na terenie wsi będą miały wartość tego samego rzędu co straty łączne w gospodarstwach domowych i rolnych ;
- 6/ obliczano straty w części produkcyjnej gospodarstw według wariantu drugiego /p.4.2/ uznając ten wariant za bardziej prawdopodobny dla perspektywy.

$$\text{Przy } q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$$

straty w gospodarstwach rolnych:

indywidualnych	- 5 027 600 zł
PGR	- 3 698 600 zł

w gospodarstwach

domowych	- 2 344 300 zł
----------	----------------

---

Razem- 11 070 500 zł

straty w przemyśle

i gospod.kom.-byt:	11 070 500 zł
--------------------	---------------

---

Ogółem 22 141 000 zł

Łącznie w rejonie ciechanowskim straty powstające na wsi w wyniku nieciągłości dostawy energii elektrycznej przy  $q_2 = 2,35 \cdot 10^{-4}$  wynosić będą 22 141 000 zł.

$$\text{Przy } q_7 = 11,6 \cdot 10^{-4}$$

straty w gospodarstwach rolnych:

indywidualnych	- 2 503 400 zł
PGR	- 1 609 000 zł

w gospodarstwach

domowych	- 2 344 300 zł
----------	----------------

---

Razem- 6 462 700 zł

straty w przemyśle i gospod.kom.-byt:	-	6 462 700 zł
		<hr/>
		Ogółem 12 925 400 zł

Całkowite straty powstające na wsi w rejonie ciechanowskim z powodu nieciągłości zasilania przy  $q_2 = 11,6 \cdot 10^{-4}$  osiągną wartość 12 925 400 zł.

Przejście z poziomu pewności zasilania odpowiadającemu wskaźnikowi  $q_2 = 23,5 \cdot 10^{-4}$  na poziom  $q_3 = 11,6 \cdot 10^{-4}$  pozwoliłoby zaoszczędzić około 9 215 tys. zł.

Z obliczeń wynika więc, że nakłady inwestycyjne w wysokości 17,46 mln zł na zapewnienie drugostronnego zasilania linii odgałęźnych zwróciłyby się w ciągu niecałych 2 lat. Jest więc to przedsięwzięcie całkowicie opłacalne.

W rzeczywistości okres amortyzacji byłby krótszy ponieważ eliminacja przerw remontowych w sieciach ŚN nie jest jedynym efektem tego rozwiązania. Dochodzi jeszcze skrócenie czasu przerw awaryjnych, ale wywartościowanie zysków jest w tym przypadku bardzo kłopotliwe.

Chcąc zapewnić w rejonie ciechanowskim drugostronne zasilanie wszystkim stacjom, łącznie ze 120 stacjami przyłączonymi pojedynczo do magistral, należałoby jeszcze dodatkowo wybudować około 180 km linii. Na 1 stację transformatorową przypadałoby średnio 1,5 km linii 15 kV. Nakłady inwestycyjne wynosiłyby około 230 tys. zł/stację.

Średnio w rejonie 1 stacja zasilą obszar o powierzchni 170 ha. Zyski, wynikające z przejścia z poziomu nieciągłości zasilania  $q_2$  na poziom  $q_3$  wynosiłyby 15 tys. zł/stację.

Z porównania jednostkowych nakładów i efektów widać, że okres amortyzacji trwałby około 15 lat.

Zasilanie drugostronne linii odgałęźnych, do których przyłączona jest tylko jedna stacja transformatorowa jest nieopłacalne. Opłaca się w rejonie ciechanowskim prowadzić do pojedynczej stacji linię rezerwową, jeśli jej długość nie przekroczy 0,7 km. Wówczas okres zwrotu nakładów wynosić będzie 5 - 6 lat.

Analizę opłacalności drugostronnego zasilania linii odgałęźnych przeprowadzono tylko dla rejonu Ciechanowa:

W rejonie Łęczycy sytuacja będzie bardzo podobna. Ze względu na dużą gęstość rozmieszczenia GPZ-ów i bardzo wysoki udział przemysłu w zużyciu energii elektrycznej, okres zwrotu nakładów inwestycyjnych na zamykanie odgałęzień powinien być bardzo krótki.

### 6.3: Sekcjonowanie magistral

Naturalny rozwój sieci terenowych, polegający na znacznym zagęszczeniu GPZ-ów prowadzi do skracania linii magistralnych 15 kV. Jak wynika z poprzednich rozdziałów tej pracy, zasięg GPZ-u nie będzie przekraczał w przyszłości koła o promieniu 10 - 15 km.

Usuwanie uszkodzeń awaryjnych na stosunkowo krótkich magistralach nie powinno trwać dłużej jak 2- 3 godziny. Już obecnie, przy znacznie dłuższych magistralach i stosunkowo słabym wyposażeniu służb sieciowych w środki transportu i łączności - czas ten wyjątkowo tylko przekracza 4 godziny, co jak wynika zarówno z tej pracy, jak i poprzednich [17], nie pociąga za sobą znacznych strat u odbiorców energii.

W tych warunkach, przy ogólnym braku wyłączników, wydaje się niecelowym przewidywanie sekcjonowania magistral przy pomocy wyłączników wyposażonych w urządzenia do samoczynnego wyłączenia:

Natomiast dla skrócenia przerw spowodowanych pracami remontowymi - wskazane jest sekcjonowanie magistral odłącznikami. Przykładowo w Czechosłowacji linie magistralne są sekcjonowane co 5 - 7 km.

Jako zasadę należałoby w naszych sieciach przyjąć sekcjonowanie magistral odłącznikami w punktach odgałęzień do więcej niż 2 stacji transformatorowych, jednak nie częściej niż 2 - 3 razy na każdym promieniu /a więc max. co 4 - 5 km/.

Dzieląc 12 km linii magistralnej na 2 odcinki - za pomocą odłącznika, uzyskuje się kosztem 20 - 25 tys. złotych znaczną poprawę ciągłości zasilania. Opłacalność takiego rozwiązania

jest oczywista i nie wymaga dokładniejszego uzasadnienia.

#### 6.4. Poprawa niezawodności sieci niskiego napięcia

Znaczna liczba przerw w zasilaniu z sieci niskiego napięcia ma swoje źródło w wadliwie wykonanych i źle eksploatowanych urządzeniach i instalacjach u odbiorców. Zwłaszcza w instalacjach odbiorczych, przy złym doborze bezpieczników, albo też, co często się zdarza, przy ich niefachowej reperacji - przenoszą się na linie zasilające, powodując przepalanie się bezpieczników np. w stacjach transformatorowych.

Niezmiernie rzadko rozmieszczone brygady pogotowia awaryjnego nie są w stanie szybko usuwać uszkodzeń w sieciach niskiego napięcia, nawet jeżeli są o nich szybko zawiadamiane, co przy braku telefonów nie zawsze jest możliwe.

Przykładowo na terenie całego Rejonu Sieciowego Kutno, obsługującego ok. 50 000 odbiorców, znajdują się 4 brygady awaryjne liczące po 4 osoby + 1 samochód. Brygady te pracują w zasadzie jednoczłonowo, co dodatkowo wydłuża czas trwania awarii w sieciach niskiego napięcia.

Sprawa eksploatacji sieci niskiego napięcia jak również kontroli działania instalacji elektrycznych u odbiorców - wymaga osobnego omówienia.

Przy pozornie znacznej liczbie pracowników Zakładów Energetycznych /ok. 4 pracowników na 1000 odbiorców, podczas gdy w Electricite de France ok. 2 pracowników/1000 odb./są oni scentralizowani w nielicznych punktach, w warsztatach remontowych, w GPZ-ach itd. Kontakt personelu z sieci z odbiorcą energii jest wyjątkowo słaby, sprowadzający się najwyżej do kontroli instalacji w chwili jej przyłączenia do sieci.

Z drugiej strony wiejski użytkownik energii nie posiada odpowiedniego przygotowania fachowego do prowadzenia konserwacji i eksploatacji posiadanych urządzeń elektrycznych, a zwłaszcza do utrzymywania ich w stanie nie powodującym zagrożenia porażeniem lub pożarem. Następstwem tego stanu rzeczy są stosunkowo liczne wypadki śmiertelnego porażenia ludzi i zwierząt oraz pożary budynków mieszkalnych i gospodarczych. W samym tylko kut-

nowskim rejonie energetycznym - w roku ubiegłym - były dwa śmiertelne wypadki wśród użytkowników energii.

Użytkownicy energii są również bezradni w przypadkach uszkodzeń maszyn i aparatów elektrycznych; brak jest na wsi fachowych rzemieślników, brak części zamiennych itd. - wszystko to stanowi nie mniejsze zagrożenie ciągłości działania zelektryfikowanych urządzeń w gospodarstwach wiejskich - niż przerwy w zasilaniu powstające w następstwie uszkodzeń sieci zasilającej.

Należałoby przeanalizować celowość organizowania w ośrodkach gminnych lub nawet we wsiach rozwojowych, placówek zajmujących się instruktażem, projektowaniem, pomocą w zakupach, kontrolą działania i usuwaniem uszkodzeń w instalacjach domowych i gospodarczych na wsi. Punkt taki, wyposażony w niewielki warsztat reperacyjny i samochód mogłyby działać w ramach Samopomocy Chłopskiej, Kółek Rolniczych, czy też wręcz - jako koncesjonowany warsztat rzemieślniczy. W miarę podnoszenia kwalifikacji i uprawnień personelu zatrudnionego w takim gminnym ośrodku można by mu przekazać do konserwacji i usuwania uszkodzeń całą wiejską sieć niskiego napięcia. Pozwoliłoby to znacznie odciążyć personel Zakładów Energetycznych, a jednocześnie skróciłoby czas trwania zakłóceń w zasilaniu odbiorców.

## 7. Z A K O Ń C Z E N I E

- 7.1. Dokonany w ostatnich latach znaczny wysiłek w dziedzinie elektryfikacji i mechanizacji pracy nie znalazł dotychczas swego odbicia w spadku zatrudnienia na wsi.
- 7.2. Na podstawie analizy dwóch rejonów sieciowych, tj. ciechanowskiego i łęczyckiego, można stwierdzić prawidłowość rozwoju terenowych sieci wysokiego i średniego napięcia i ich wystarczająco elastyczny układ, pozwalający na prostą adaptację do spodziewanych obciążeń w perspektywie najbliższych 20 lat.
- 7.3. Zasadniczym kierunkiem działania powinno być zagęszczenie GPZ 110/15 kV i skracanie magistralnych linii 15 kV.



- 7.4. Wszystkie linie magistralne muszą w najbliższym czasie otrzymać możliwość drugostronnego zasilania. W dalszej kolejności należy budować krótkie linie umożliwiające drugostronne zasilanie odgałęzień prowadzących do więcej niż 2 stacji transformatorowych.
- 7.5. Stosunkowo mała wrażliwość odbiorców wiejskich na krótkotrwałe /max: 4-5 godzin/ przerwy w zasilaniu pozwala na opóźnienie w zakresie automatyzacji pracy sieci średniego napięcia do czasu, gdy przemysł elektromaszynowy będzie w stanie dostarczać potrzebną do tego celu aparaturę, w odpowiedniej ilości a zwłaszcza jakości, dostosowanej do trudnej pracy w sieciach terenowych.
- 7.6. Większy odbiorcy wymagający szczególnie dużej ciągłości zasilania /przykład: wylęgarnie kurcząt/ muszą posiadać rezerwowe źródła zasilania. Nie należy jednak w tej dziedzinie przesadzać, ograniczając moc agregatów do rzeczywistych potrzeb.
- 7.7. Nie ma uzasadnienia żądanie wielkich gospodarstw uspołecznionych budowy specjalnych linii "czystych", prowadzonych bezpośrednio z GPZ. Linie posiadające możliwość dwustronnego zasilania dają wystarczająco dobrą pewność zasilania również dla największych gospodarstw rolnych i hodowlanych.
- 7.8. Zorganizowanie fachowej obsługi odbiorców energii ma nie mniejsze znaczenie od poprawy niezawodności sieci średniego i wysokiego napięcia.
- 7.9. Zaopatrzenie wsi w paliwa jest niedostateczne: dotyczy to szczególnie jakości węgla i jego nierównomiernej dystrybucji. Brak jest koncepcji zaopatrzenia wsi i rolnictwa w oleje opałowe i gaz ciekły, pomimo że zastępując nimi paliwa stałe /węgiel i koks/ można by osiągnąć znaczne zmniejszenie zatrudnienia na wsi.

## LITERATURA

- [1] Opracowanie metodologii i doboru nośników energii w rolnictwie. Zakład Elektrotechniki i Eksploatacji Urządzeń Elektrycznych SGGW, XI/1968.
- [2] Koncepcja energetyki wiejskiej. Problem węzłowy 11.2.1/06. Zakład Gospodarki Energetycznej ITC PW, 1972.
- [3] Wytyczne gospodarki paliwami i energią na terenach wiejskich. 11.2.1/06. ZGE ITC PW, I/1973.
- [4] Prognoza potrzeb gospodarki narodowej na oleje opałowe, a w szczególności na oleje niskosiarkowe, do r.2000. ZGE ITC PW, XI/1976.
- [5] GUS Gospodarka paliwowo-energetyczna. 1976 r. VIII/77.
- [6] Społeczne i produkcyjne czynniki wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Akademia Rolnicza w Poznaniu, XII/1976.
- [7] Wytyczne gospodarki paliwami i energią na terenach wiejskich. Zespół Gospodarki Energetycznej ITC PW, Warszawa, 1973.
- [8]. Wpływ rozwoju rolnictwa na zużycie energii elektrycznej przez wieś. Instytut Energetyki, ZUE, 1975.
- [9] Program zapewnienia rolnictwu w latach 1977-1980 zwiększonych dostaw energii. Załącznik do projektu Uchwały RM Min. Rolnictwa, V/1977.
- [10] Informacja o wynikach kontroli rozwoju energetyzacji rolnictwa i przemysłu spożywczego. NIK, II/1977.
- [11] Koncepcja rozwoju terenowej sieci 15 kV w ZEL-T, XI/1976.
- [12] Plan przestrzennego zagospodarowania województwa ciechanowskiego. Biuro Planowania Przestrzennego w Ciechanowie. III/1977.
- [13] Wytyczne projektowania sieci elektroenergetycznych, Zjedn. Energetyki, 1976.
- [14] Plan przestrzennego zagospodarowania województwa płockiego. Biuro Planowania Przestrzennego w Płocku, 1977 r.

- [15] Kahl T., Mejro Cz.: Wytyczne projektowania sieci średniego napięcia. PE, 1948.
- [16] Wskaźniki kosztów nakładów inwestycyjnych elektroenergetycznych obiektów sieciowych. BSiPE "Energoprojekt", Poznań, XI/1973.
- [17] Wierzbicka B. - Niezawodność zasilania jako element prognozowania terenowego systemu elektroenergetycznego. ITC Warszawa, 1976.
- [18] Borowiec M. - Modele mechanizacji gospodarstw kombinatu - - IBMER, 1973.
- [19] Zieliński Z. - Kierunki poprawy ciągłości zasilania odbiorców z sieci elektroenergetycznych. - mat.konf. Politechn. Śląska, Gliwice, 1977.
- [20] Przegląd zagranicznych rozwiązań w zakresie sieci terenowych oraz ocena ich przydatności w warunkach krajowych - Instytut Energetyki, Katowice, 1977.
- [21] Bojarski W. - Próba szacunku strat powodowanych przerwami w dostawie energii elektrycznej dla gospodarstw domowych /referat na sympozjum PAN - RTPN/ Rzeszów, 1972.

Janusz Troszkiewicz

## ASPEKTY PRZESTRZENNE LOKALIZACJI ELEKTROCIĘPŁOWNI JĄDROWYCH W UJĘCIU SYSTEMOWYM

### WSTĘP

Wzrost zapotrzebowania ciepła w wielkich ośrodkach miejskich wymaga budowy nowych lub rozbudowy istniejących jego źródeł. Niezwykle ważny problem ochrony środowiska, transportu paliwa oraz wzrost cen paliw klasycznych wywołały zwiększone zainteresowanie wykorzystaniem reaktorów jądrowych do celów ogrzewczych.

Energetyka jądrowa w dziedzinie ciepłownictwa pozwoli na uniknięcie dalszego powiększania zanieczyszczenia atmosfery oraz na prawie całkowite uniezależnienie tej formy ciepłownictwa od transportu paliw. Niższe koszty wytwarzania ciepła w elektrociepłowniach jądrowych niż w źródłach konwencjonalnych pozwolą na ekonomicznie uzasadniony przesył ciepła do odbiorców na odległość rzędu kilkudziesięciu kilometrów. Dodatkową cechą charakteryzującą energetykę jądrową jest wielkość zatrudnienia, które wraz z zatrudnieniem w przemyśle paliw jądrowych jest znacznie mniejsze od zatrudnienia w energetyce konwencjonalnej wraz z górnictwem węglowym. Ta cecha energetyki jądrowej może mieć duże znaczenie w przypadku występowania deficytu siły roboczej, zwłaszcza w górnictwie.

Głównymi czynnikami hamującymi dotychczas rozwój ciepłownictwa jądrowego były względy bezpieczeństwa i pewności zasilania. Obecnie rozwój techniki reaktorowej i osłon bezpieczeństwa umożliwia budowę urządzeń, które zdolne są nawet w razie największej możliwej awarii, tzw. MCA /Maximum Credible Accident/, powstrzymać aktywne produkty rozszczepienia przed

wydotaniem się do otoczenia. Prawdopodobieństwo awaryjnego skażenia otoczenia jest przy zastosowaniu podwójnej, szczelnej obudowy znikome, a wydalone do otoczenia w sposób kontrolowany substancje radioaktywne mają stężenie setki razy mniejsze od dozwolonego przez przepisy.

Doświadczenia z 10-letniej eksploatacji pierwszej na świecie elektrociepłowni jądrowej Agesta w Szwecji, wykazały wysoką dyspozycyjność i pewność pracy reaktora, potwierdzając możliwość wykorzystania reaktorów jądrowych do celów ciepłownictwa.

W wielu krajach prowadzone są od lat analizy techniczno-ekonomiczne i prace projektowe, których wyniki uzasadniają w pełni możliwości wykorzystania ciepła z reaktorów jądrowych do zasilania sieci ciepłych, do celów przemysłowych i do odsalania wody morskiej.

Koncepcje wytwarzania, przesyłu i wykorzystania ciepła z elektrociepłowni jądrowych /ECJ/, przedstawione głównie przez specjalistów z RFN [16], [17], Szwecji [4], [8], Szwajcarii [18], Finlandii [20] i Związku Radzieckiego [23], omówione są szczegółowo w opracowaniu Zakładu Gospodarki Energetycznej Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej /ZGE ITC PW/ pt. "Wpływ gospodarki energetycznej kraju na jej infrastrukturę i środowisko. Wybór metod przesyłu ciepła na duże odległości" [13] oraz w opracowaniach [11], [21].

## 1. ELEKTROCIEPŁOWNIE JĄDROWE W PODSYSTEMACH CIEPŁOWNICZYCH I ELEKTROENERGETYCZNYCH

W warunkach polskich, do r. 1990 + 2000, moc bloków jądrowych będzie wynosiła 440 + 500 MW lub 1000 MW.

Ze względu na wielką moc cieplną reaktorów, wynoszącą w przypadku WWR 440 - 1375 MW, a w przypadku WWR 1000 - 3000 MW oraz fakt, że ze względu na niezawodność zasilania instalowane będą co najmniej dwa reaktory, z elektrociepłowni jądrowych korzystać będą wielkie aglomeracje miejskie, lub bardzo duże zakłady przemysłowe o energochłonnej produkcji.

## 1.1. Elektrociepłownie jądrowe przemysłowe i elektrociepłownie jądrowe komunalne

Elektrociepłownie jądrowe przemysłowe mają, jako główne zadanie, zaopatrzenie w energię cieplną zakładów przemysłowych tak wielkich, że mogą zapewnić całoroczny odbiór ciepła z dużym czasem użytkowania i to przy średniej mocy cieplnej rzędu tysięcy megawatów. Warunek zapewnienia nieprzerwanej dostawy ciepła, nawet w czasie dłuższego odstawienia reaktora dla przeładunku paliwa, wymaga zainstalowania w ECJ co najmniej dwóch bloków.

Duże nakłady inwestycyjne i niskie koszty paliwa, zmuszają do jak najpełniejszego wykorzystania mocy, eksploatacja zakładu natomiast nie zawsze może zapewnić stały równomierny pobór pary, należy zatem przewidywać turbiny kondensacyjno-upustowe lub zespół turbin kondensacyjnych i przeciwprężno-upustowych, jak np. w projektowanej ECJ dla zakładów BASF w Ludwigshafen w RFN.

W przypadku przemysłowych ECJ - głównym produktem jest energia cieplna, nośnikiem ciepła - przeważnie para /np. w BASF - 2000 t/h/, a produktem dodatkowym - energia elektryczna.

Produkcja elektrociepłowni obciążona jest całymi jej kosztami stałymi i zmiennymi, a sprawą umowną jest podział kosztów pomiędzy energię elektryczną i cieplną, np. według metody Mareckiego, zakładającej podział zysków gospodarki skojarzonej pomiędzy energię elektryczną i cieplną.

Odbiór mocy cieplnej w ECJ komunalnych wykazuje duże zróżnicowanie w okresie rocznym. Przy niskim i prawie stałym odbiorze mocy cieplnej w okresie letnim, występują duże wahania w okresie zimowym ogrzewniczym - w zależności od temperatury dla różnych stref klimatycznych.

W polskich warunkach klimatycznych, czas pracy urządzeń ogrzewniczych wynosi 4800 - 5000 h/a, a czas użytkowania największego obciążenia zawiera się w granicach 2000 - 2200 h/a,

Wprowadzenie całorocznej dostawy ciepłej wody użytkowej

zwiększa obciążenie elektrociepłowni o ok. 10 % oraz czas wykorzystania mocy cieplnej do ok. 3000 h/a. Ze względu na duże koszty stałe, a małe koszty zmienne, układ reaktor-wytwornica pary - wysokoprężna część turbiny, powinien pracować z czasem wykorzystania bliskim 7000 h/a.

Elektrociepłownia jądrowa komunalna będzie elektrownią z turbinami wyposażonymi w specjalny kadłub ciepłowniczy i podgrzewacze sieciowe, które przez część roku mogą pracować w układzie kondensacyjnym, a w okresie ogrzewniczym - kondensacyjno-upustowym.

Pobór ciepła z turbiny powoduje obniżenie mocy elektrycznej. Wielkość ubytku mocy zależy od schematu cieplnego elektrociepłowni i współczynnika skojarzenia.

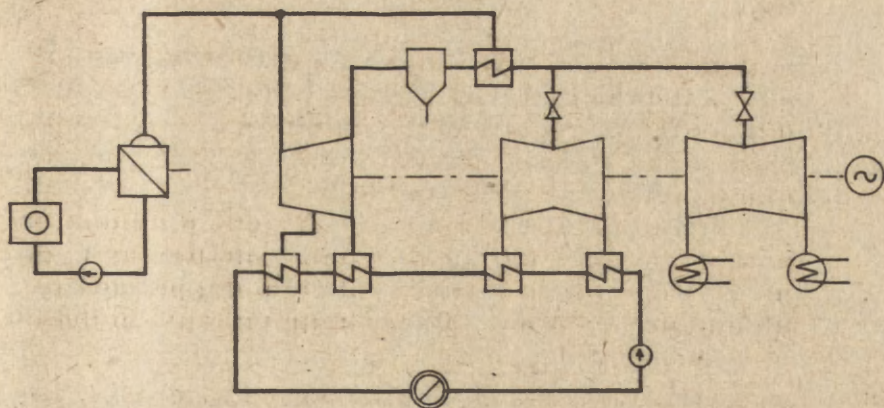
W opracowaniu Zakładu Układów i Gospodarki Energetycznej ITC PW pt. "Analiza warunków pracy elektrociepłowni jądrowych" podjęto próbę wyboru optymalnego układu elektrociepłowni jądrowej z reaktorami typu PWR. Przeanalizowano szereg układów cieplnych ECJ i przeprowadzono obliczenia ubytku mocy elektrycznej w zależności od pobieranej mocy cieplnej i temperatury wody sieciowej. Korzystnymi wskaźnikami charakteryzował się układ cieplny, nazwany dalej układem równoległym /rys. 1/. Turbina w tym układzie posiada trzy kadłuby. Para z części wysokoprężnej /WP/ po przejściu przez separator wilgoci i przegrzewacz pary, przepływa równolegle przez dwie części niskoprężne /NP/, spełniające odmienne role w układzie cieplnym turbiny - część niskoprężną ciepłowniczą /NP<sub>c</sub>/ i część niskoprężną kondensacyjną /NP<sub>k</sub>/.

Wyloty z części NP<sub>c</sub> zasilają parą wymienniki sieciowe z szeregowym przepływem wody. W okresie letnim, w przypadku pracy bez odbioru ciepła, wymienniki te mogą być zasilane wodą chłodzącą z przepływem szeregowym - co powodować będzie również w okresie letnim nieznaczny ubytek mocy elektrycznej.

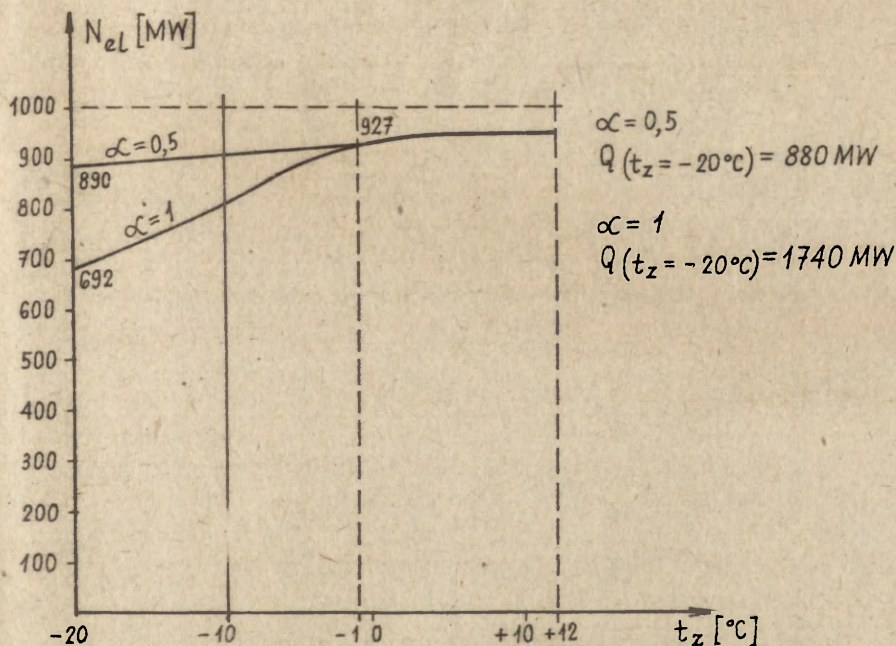
Druga część, niskoprężna NP<sub>k</sub> kondensacyjna współpracuje ze skraplaczami zasilanymi wodą chłodzącą.

Wyniki obliczeń<sup>1</sup> wykazały, że przy współczynniku skojarze-

1 Dla parametrów pary dolotowej 52 bar,  $x = 0,9975$  i przegrzania do 220°C przy ciśnieniu 7 bar.



Rys. 1. Schemat cieplny ECJ w układzie równoległym dla  $\alpha = 1$



Rys. 2. Moc elektryczna ECJ (układ równoległy) w okresie ogrzewniczym w funkcji temperatury zewnętrznej



nia  $\alpha_{sk} = 1,0$  i przy poborze ciepła z elektrociepłowni jądrowej o mocy elektrycznej 1000 MW, ubytek mocy przy szczytowym poborze ciepła /temperatura zewnętrzna - 20°C/ 1740 MW, wynosi około 308 MW, a przy współczynniku skojarzenia  $\alpha_{sk} = 0,5$  i szczytowym poborze ciepła / $t_z = - 20^\circ\text{C}$ / 880 MW, ubytek mocy elektrycznej wynosi 110 MW.

Wykres mocy elektrycznej ECJ /o znamionowej mocy elektrycznej 1000 MW/ w funkcji temperatury zewnętrznej przedstawiony jest na rys. 2.

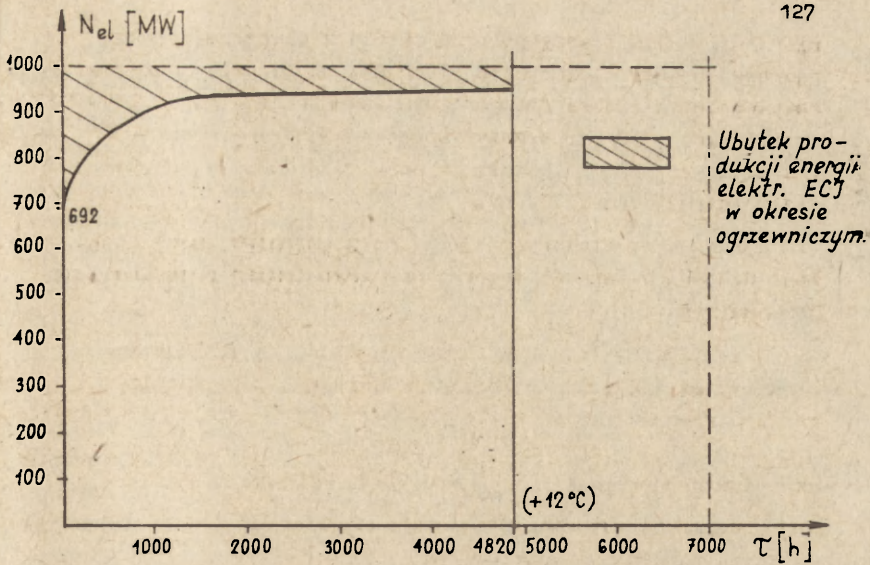
Wskaźnik ubytku mocy, określający, o ile zmaleje moc elektryczna ECJ przy największej oddawanej mocy cieplnej, w rozpatrywanym układzie ECJ wynosi: przy współczynniku skojarzenia  $\alpha_{sk} = 1,0$   $u_q = 0,205$  MW/Gcal  $\text{h}^{-1}$ , a przy współczynniku skojarzenia  $\alpha_{sk} = 0,5$   $u_q = 0,146$  MW/Gcal  $\text{h}^{-1}$ .

Drugim charakterystycznym wskaźnikiem, jest wskaźnik ubytku energii, określający, o ile zmniejszy się produkcja energii elektrycznej w czasie całego sezonu w stosunku do ilości oddanej energii cieplnej. Obliczony wskaźnik ubytku energii wynosi: przy  $\alpha_{sk} = 1,0$   $u_e = 0,131$  MWh/Gcal, a przy  $\alpha_{sk} = 0,5$   $u_e = 0,110$  MWh/Gcal.

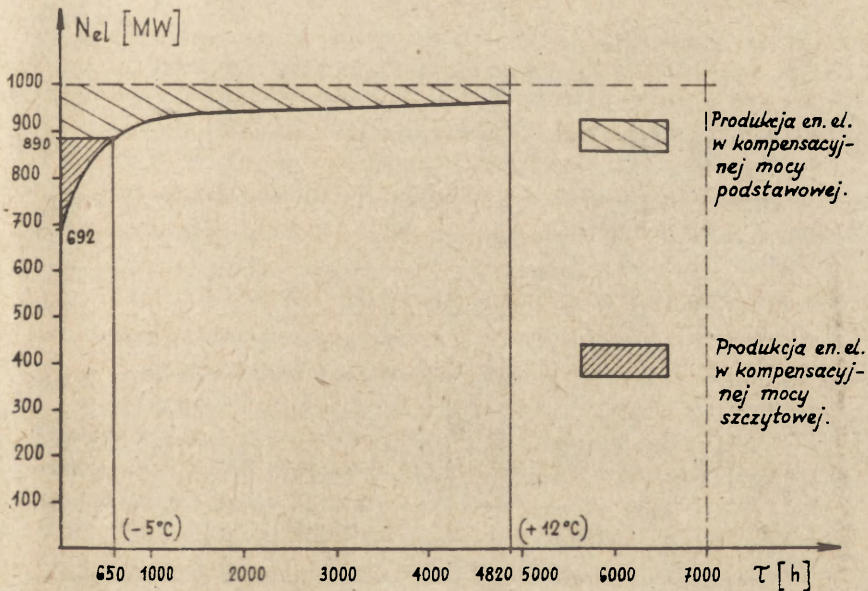
Wskaźnik ubytku energii jest mniejszy, niż wskaźnik ubytku mocy, ponieważ wskaźnik ubytku mocy określa się przy największym poborze ciepła. W miarę jak ten pobór maleje, tzn. jak podnosi się temperatura zewnętrzna, a więc gdy obniża się temperatura wody sieciowej, maleje również ciśnienie i ilość pobieranej pary upustowej, a więc maleje ubytek mocy.

Ze względu na sezonową zmienność obciążenia cieplnego podstawową produkcję elektrociepłowni jądrowej stanowić będzie energia elektryczna. Pobór ciepła w postaci poboru pary upustowej będzie powodował obniżenie mocy elektrycznej i zmniejszenie produkcji energii elektrycznej.

Na rysunku 3 przedstawiony jest uporządkowany wykres mocy elektrycznej ECJ, wyrażający zmianę wielkości mocy elektrycznej ECJ w funkcji czasu trwania określonych temperatur zewnętrznych. Przy sporządzaniu wykresu, przyjęto wartości mocy elektrycznej ECJ /o znamionowej mocy elektrycznej 1000 MW i przy



Rys. 3. Uporządkowany wykres mocy elektr. ECJ (układ równoległy,  $\alpha=1$ ) w okresie ogrzewniczym



Rys. 4. Podział mocy kompensacyjnej wyrównującej ubytek mocy i ubytek produkcji en. elektr. ECJ w okresie ogrzewniczym

$d_{sk} = 1,0$ , w funkcji temperatury zewnętrznej - przedstawiona na rys. 2 - oraz częstotliwość występowania średnich dobowych temperatur w warunkach klimatycznych Polski centralnej, w zakresie temperatur okresu ogrzewniczego od  $+ 12^{\circ}\text{C}$  do  $- 20^{\circ}\text{C}$ .

Pole zawarte pomiędzy prostą poziomą - 1000 MW, a krzywą mocy elektrycznej ECJ /rys. 3/, przedstawia ubytek produkcji energii elektrycznej w okresie ogrzewniczym wskutek poboru ciepła. Ubytek ten, spowodowany poborem ciepła - ok. 3830 GWh /moc szczytowa ciepła 1740 MW i czas wykorzystania 2200 h/, wynosi ok. 430 GWh, a więc stanowi znikomą część produkcji elektrycznej ECJ.

Ubytek mocy elektrycznej ECJ /rys. 2 - 308 MW przy szczytowym poborze ciepła 1740 MW/ jest wielokrotnie mniejszy niż moc ciepła oddawana do sieci, jednak ponieważ zachodzi on w czasie zimowego szczytu elektroenergetycznego, będzie musiał być wyrównany /skompensowany/ tzw. mocą kompensacyjną. Kompensacyjną moc elektryczną stanowić może elektrociepłownia konwencjonalna z turbinami przeciwprężnymi /ECK/ lub elektrownia kondensacyjna /EK/.

Współpraca ECJ i kompensacyjnej mocy kondensacyjnej daje możliwość zapewnienia pełnej mocy kondensacyjnej zespołowi EK - ECJ, niezależnie od poboru ciepła. Zużycie paliwa jądrowego jest stałe, niezależne od obciążenia ciepłowniczego. Pobór ciepła powodować będzie powstanie kosztów budowy mocy kondensacyjnej oraz zużycie w niej paliwa klasycznego /zamykającego bilans paliwowy energetyki, tj. u nas węgla/ potrzebnego do wytwarzania energii elektrycznej uzupełniającej ubytek produkcji ECJ.

Głównym składnikiem kosztów stałych energii cieplnej pobieranej z ECJ będą koszty stałe mocy kompensacyjnej, a głównym składnikiem kosztów zmiennych energii cieplnej pobieranej z ECJ - koszt paliwa zużytego do wytworzenia energii elektrycznej, wyrównującej ubytki produkcji ECJ. Koszty energii cieplnej pobieranej z ECJ nie są więc zależne ani od kosztów budowy ECJ, ani od kosztów paliwa jądrowego.

Ponieważ stosunkowo duże wartości ubytku mocy elektrycznej ECJ występują w przeciągu krótkiego czasu, moc kompensacyjna

cyjną można podzielić na: moc kompensacyjną podstawową i moc kompensacyjną szczytową.

Moc kompensacyjną podstawową stanowić powinny bloki kondensacyjne o wysokiej sprawności i niskim jednostkowym koszcie paliwa. Moc kompensacyjną szczytową, która pracować będzie z krótkim czasem wykorzystania mocy, powinien stanowić układ, charakteryzujący się niskimi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi, a więc układ stosunkowo prosty. Sprawność tego układu może być znacznie niższa, niż mocy kompensacyjnej podstawowej i może on spalać droższe paliwo.

Dzięki takiemu podziałowi zmniejszenie kosztów stałych mocy kompensacyjnej będzie znacznie większe, niż wzrost łącznych kosztów paliwa /wobec krótkiego czasu wykorzystania kompensacyjnej mocy szczytowej/, zużytego do wytworzenia energii elektrycznej, wyrównującej ubytki produkcji ECJ.

Przykładowy podział mocy kompensacyjnej przedstawiono na wykresie rys. 4.

W tym przypadku moc kompensacyjną podstawową stanowić może blok kondensacyjny 120 MW /lub część 120 MW bloku o dowolnej mocy instalowanego w systemie/, pracujący z czasem wykorzystania mocy około 3300 h/a. Moc kompensacyjną szczytową - 188 MW, pracującą z czasem wykorzystania około 200 h/a, mogą stanowić tańsze inwestycyjnie bloki na niższe parametry lub np. turbozespoły gazowe, których jednostkowe nakłady inwestycyjne są około 40 % niższe od nakładów na bloki kondensacyjne o dużej sprawności, charakteryzują się one ponadto krótkim czasem rozruchu oraz stosunkowo płaską krzywą sprawności.

Można także przeanalizować możliwość zainstalowania tych turbozespołów w ECK i ich pracy w układzie gospodarki skojarzonej - stanowiłyby one wówczas równocześnie szczytowe źródło ciepła.

Moc kompensacyjną mogą zapewnić także stare elektrownie, stanowiące tzw. zimną rezerwę. Ponieważ zmiany temperatury na najbliższe 24 h dadzą się stosunkowo łatwo przewidzieć, to w przypadku spodziewanego spadku temperatury byłby czas na uruchomienie elektrowni z zimnej rezerwy.

Zagadnienie podziału mocy kompensacyjnej wymaga szerszej analizy i obecnie jest to tylko zasygnalizowanie problemu.

Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego, zespół elektrociepłowni /nawet odległych od siebie/ składający się z elektrociepłowni jądrowej i elektrociepłowni konwencjonalnej z turbinami przeciwprężnymi, daje również możliwość zapewnienia pełnej mocy elektrycznej ECJ, niezależnie od temperatury zewnętrznej.

Przebieg ubytku mocy ECJ w funkcji czasu kalendarzowego, stanowi niemal dokładnie odbicie lustrzane mocy ECK, z tym, że jeśli elektryczna moc ECK w szczycie obciążenia cieplnego jest równa ubytkowi mocy ECJ, to w okresie poza szczytem powstaje pewna nadwyżka mocy ECK nad ubytkiem mocy ECJ.

Uzupełnienie się mocy elektrycznej ECK i ECJ usuwa pewną wadę, jaką dla systemu ma moc elektryczna ECK, a mianowicie jej zależność od temperatury zewnętrznej, co sprawia, że nie jest to moc gwarantowana. W tym przypadku, gdy moc kompensacyjną zapewnia ECK, koszty zarówno stałe jak i zmienne ECK są dzielone przez sumaryczną moc i produkcję energii cieplnej ECJ i kompensującej ECK.

W dużych aglomeracjach miejskich /warszawskiej, katowickiej, łódzkiej, gdańskiej i in./, w których będą budowane ECJ - komunalne, pracują obecnie elektrociepłownie klasyczne, wyposażone zarówno w turbozespoły przeciwprężne jak i kondensacyjno-upustowe z kotłami szczytowymi. W takim przypadku współczynnik skojarzenia ECJ musi być każdorazowo optymalizowany.

ECJ od chwili uruchomienia będą włączane do lokalnego systemu ciepłowniczego. W układzie ECK - ECJ - sieć, podział obciążenia cieplnego na ECJ i ECK uzależniony będzie między innymi od: wskaźnika skojarzenia w ECK /kWh/Gcal/, wskaźnika ubytku energii w ECJ i sprawności mocy kompensacyjnej.

#### 1.2. Metoda określania kosztów wytwarzania energii cieplnej w ECJ

Koszt ubytku mocy i koszt ubytku energii są głównymi składnikami kosztu energii cieplnej pobieranej z ECJ.

W konkretnych warunkach należy jednak uwzględnić te czynniki, które mogą wpłynąć na dodatkowe koszty, powstałe w systemie elektroenergetycznym w związku z poborem ciepła z ECJ.

Takim niewątpliwie obciążającym energię cieplną kosztem, będzie koszt dodatkowego wyposażenia ECJ, związanego z dostawą energii cieplnej do sieci. Do tego rodzaju kosztów należy zaliczyć zwiększony koszt turbiny, która w większości przypadków musi mieć dodatkowy kadłub oraz regulację dławieniową na przelotni do kadłubów kondensacyjnych, koszt stacji wymienników i pomp sieciowych. Dodatkowy kadłub może zwiększyć koszt turbiny o ca 30 %.

Należy w kosztach również uwzględnić fakt, że po to, aby ECJ mogła oddawać ciepło do aglomeracji miejskiej, musi być ona zbudowana w odległości nie większej niż wynosi zakres ekonomicznego przesyłu ciepła. Według dotychczasowych kalkulacji, była to odległość nie większa niż kilkanaście kilometrów. Niższa cena ciepła z ECJ zwiększa ten zakres przesyłu, który według źródeł szwedzkich sięga 30 km, a według źródeł RFN - 60 km.

Wielka moc cieplna ECJ sprawia, że obszar zasilania będzie również bardzo duży, a zatem oddalenie ECJ od środka ciężkości odbioru będzie większe, niż w przypadku kilku mniejszych ECK. Przesunięcie ECJ do miasta może się wiązać z gorszymi warunkami chłodzenia, a więc np. koniecznością zrezygnowania z chłodzenia przepływowego na rzecz obiegowego, a może nawet suchego. Podwyższy to zarówno koszty stałe jak i zmienne wytwarzania energii elektrycznej.

Natomiast umieszczenie ECJ o wielkiej mocy elektrycznej w bezpośrednim sąsiedztwie aglomeracji miejskiej, która zawsze jest dużym odbiorcą energii elektrycznej, może obniżyć koszty dostawy energii elektrycznej od ECJ do odbiorcy. Pozwoli to na oszczędności na budowie linii przesyłowych oraz zmniejszy straty w sieci.

Moc kompensacyjna z klasycznej elektrociepłowni przeciwprężnej będzie wykazywała pewne nadwyżki w okresie poza szczytem ogrzewniczym, co dzięki niskim kosztom zmiennym może dać oszczędności na paliwie.

Gdy moc kompensacyjną stanowi klasyczna elektrownia kondensacyjna, to w okresie poza szczytem obciążenia ogrzewniczego, będzie ona również miała dużą nadwyżkę mocy, która przez zastąpienie starszych elektrowni może dać oszczędność na paliwie. Ten zysk będzie tym mniejszy, im bardziej są wyrównane parametry i sprawności elektrowni kondensacyjnych pracujących w systemie.

Czynnikami niekiedy decydującym, ale trudnym do oszacowania, jest ochrona środowiska, która może zawierać zarówno zmniejszenie zanieczyszczenia atmosfery, odciążenie miasta od ruchu pociągów z paliwem, brak popiołu i składu odpadów paleniskowych.

Uwzględniając wyżej omówione czynniki, można koszty stałe i zmienne wytwarzania energii cieplnej w ECJ wyrazić następującymi wzorami:

$$K_S = K_{S_{mk}} + K_{r_{uc}} + K_{r_{ks}} + K_{r_p} + \Delta K_{S_{sc}} - \Delta K_{r_{se}}$$

gdzie:

- $K_S$  - koszty stałe /roczne/ mocy cieplnej ECJ
- $K_{S_{mk}}$  - koszty stałe mocy kompensacyjnej
- $K_{S_{uc}}$  - koszty stałe urządzeń ciepłowniczych, łącznie z podrożeniem turbiny
- $K_{S_{ks}}$  - koszty stałe kotłów szczytowych
- $K_{S_p}$  - koszty stałe związane z przybliżeniem ECJ do miasta
- $\Delta K_{S_{sc}}$  - koszty stałe zwiększonego kosztu sieci cieplnej wskutek większej koncentracji wytwarzania
- $\Delta K_{r_{se}}$  - koszty stałe zmniejszonych kosztów przesyłowej sieci elektroenergetycznej.

Nie w każdym przypadku będą występowały wszystkie składniki. Na przykład, gdy nie ulegną zmianie ani warunki chłodzenia ani inne czynniki związane z przybliżeniem ECJ do miasta, odpadnie składnik  $K_{S_p}$ . Gdy współczynnik skojarzenia będzie  $\mathcal{L} = 1$  odpadnie  $K_{S_{ks}}$ .

Dyskusyjny może być składnik  $K_{S_{sc}}$ , ponieważ trudno zakładać, że koncentracja mocy cieplnej jest wyłącznie wynikiem przyjęcia jądrowej EC.

Koszty zmienne przedstawia poniższy wzór:

$$K_z = K_{z_{ek}} + K_{z_{ks}} + \Delta K_{z_{ecj}} + \Delta K_{z_{sc}} - \Delta K_{z_{se}} - \Delta K_{z_{syst.}}$$

gdzie:

- $K_{z_{ek}}$  - roczne koszty zmienne energii cieplnej
- $K_{z_{ks}}$  - roczne koszty zmienne energii kompensującej ubytki produkcji ECJ
- $K_{z_{ks}}$  - roczne koszty zmienne ciepłej mocy szczytowej /kotły wodne/
- $\Delta K_{z_{ecj}}$  - zwiększenie kosztów zmiennych energii elektrycznej wskutek gorszych warunków chłodzenia
- $\Delta K_{z_{sc}}$  - zwiększone straty w sieci ciepłej wywołane większą koncentracją wytwarzania
- $\Delta K_{z_{se}}$  - zmniejszone straty przesyłu energii elektrycznej wskutek przybliżenia ECJ do miasta
- $\Delta K_{z_{syst.}}$  - korzyści systemu wskutek wykorzystania mocy kompensacyjnej poza szczytem ogrzewniczym.

Podobnie, jak w przypadku kosztów stałych, nie zawsze występują wszystkie składniki.

Zysk na zaoszczędzonym transporcie węgla nie jest tu wliczony, ponieważ koszty przewozu węgla wchodzi do kosztu paliwa porównywalnej ECK.

Wszystkie wyżej wymienione koszty stałe i zmienne odnoszą się do energii cieplnej dostarczonej do sieci przez ECJ, w przypadku, gdy moc kompensującą ubytki stanowi moc kondensacyjna. Natomiast, gdy moc kompensującą stanowi ECK, to wszystkie koszty odnoszą się do sumy energii cieplnej, dostarczonej przez ECJ i ECK. W przypadku, gdy moc ECK w szczycie ogrzewniczym jest większa, niż ubytek mocy ECJ, to należy uwzględnić tylko część energii cieplnej ECK proporcjonalną do udziału mocy kompensującej w całej mocy ECK.

Koszty stałe będą zależne przede wszystkim od wielkości



ubytku mocy, który z kolei jest określony wskaźnikiem ubytku mocy. Jest to wskaźnik, charakteryzujący korzyści odniesione z gospodarki skojarzonej w ECJ. Wskaźnik ten jest jakby przeciwieństwem wskaźnika skojarzenia w ECK. Tam, korzyści z gospodarki skojarzonej są tym większe, im większy jest wskaźnik skojarzenia, im większa jest produkcja energii związana z dostawą ciepła.

Głównym produktem ECK jest bowiem energia cieplna. W lecie, jeżeli nie ma zapotrzebowania na wodę gorącą, to ECK z turbinami przeciwprężnymi jest nieczynna. Nawet gdy ECK ma turbiny kondensacyjno-upustowe, to jej praca na kondensację jest mniej ekonomiczna, niż praca współczesnej z nią elektrowni kondensacyjnej.

ECJ musi natomiast przez cały rok dostarczać energię elektryczną, produkcja energii cieplnej stanowi zaś jakby produkt uboczny i w lecie ECJ może wcale nie dostarczać do sieci energii cieplnej, może natomiast pracować z pełną mocą elektryczną.

Toteż, o ile w ECK staramy się uzyskać jak największy wskaźnik skojarzenia, tj. jak największą produkcję energii elektrycznej na dostarczoną jednostkę energii cieplnej, to w ECJ staramy się uzyskać jak najmniejszy ubytek energii elektrycznej na dostarczoną jednostkę energii cieplnej.

### 1.3. Ekonomicznie uzasadniona odległość ECJ od odbiorców ciepła

Elektrociepłownie jądrowe o dużej mocy cieplnej będą lokalizowane z reguły na skraju aglomeracji miejskich - czasami w znacznej odległości od środka ciężkości odbioru ciepła.

Zachodzić więc będzie konieczność budowy magistralnych sieci cieplnych, a w związku z tym, trzeba będzie ponieść dodatkowe nakłady i koszty związane z przesyłem ciepła do odbiorców. Rozwiązaniem alternatywnym jest wytwarzanie ciepła w źródłach o mniejszej koncentracji mocy /np. ciepłownie konwencjonalne/, dla których nie zachodziłaby konieczność przesyłu magistralnego.

Ekonomicznie uzasadniony zasięg sieci magistralnej będzie

taki, dla którego koszt energii cieplnej wytworzonej w ECJ, loco odbiorca, będzie nie większy od kosztu energii cieplnej wytworzonej w ciepłowniach usytuowanych w pobliżu jej odbiorców.

### 1.3.1. Kryterium ekonomicznie uzasadnionego zasięgu magistrali ciepłowniczych

Ekonomicznie uzasadniony zasięg magistrali ciepłowniczych można określić, porównując jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w ECJ, dla której będzie konieczny magistralny przesył ciepła i jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w ciepłowniach, przy założeniu w obu przypadkach jednakowych kosztów przesyłu ciepła sieciami rozdzielczymi i jednakowych kosztów instalacji wewnętrznych.

Przesył magistralny jest ekonomicznie uzasadniony, gdy:

$$k_{CR} - k_{ECJ} \geq k_{PL} \quad \text{zł/Gcal}$$

gdzie:

$k_{CR}$	- jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w ciepłowniach	zł/Gcal
$k_{ECJ}$	- jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w ECJ	zł/Gcal
$k_{PL}$	- jednostkowe koszty przesyłu magistralnego	zł/Gcal

Jednostkowe koszty przesyłu magistralnego można przedstawić w funkcji długości magistrali cieplnej

$$k_{Pr} = L \cdot k_p \quad \text{zł/Gcal}$$

gdzie:

$L$	- długość magistrali cieplnej	km
$k_p$	- jednostkowe koszty przesyłu ciepła	zł/Gcal km

Kryterium ekonomicznie uzasadnionej maksymalnej długości magistrali cieplnej ma postać:

$$k_{CR} - k_{ECJ} - L_{max} k_p = 0$$

a maksymalna ekonomicznie uzasadniona długość magistrali

cieplnej wynosi:

$$L_{\max} = \frac{k_{CR} - k_{ECJ}}{k_p} \quad km$$

Koszty wytwarzania i przesyłu ciepła z dużych źródeł scentralizowanych - ECJ, wpływające w znacznym stopniu na ekonomicznie uzasadniony zasięg magistrali ciepłych, zależą od wielu czynników techniczno-ekonomicznych, między innymi od:

- wielkości zapotrzebowania mocy i energii cieplnej,
- wyposażenia, warunków pracy i lokalizacji podstawowych źródeł ciepła /ECJ/,
- wyposażenia, warunków pracy i lokalizacji szczytowych źródeł ciepła,
- rodzaju nośnika ciepła i jego parametrów,
- technologii budowy i wyposażenia sieci ciepłych,
- regulacji systemu ciepłowniczego,
- poziomu cen: paliw, materiałów, robocizny ...

### 1.3.2. Ocena ekonomicznie uzasadnionego zasięgu magistrali ciepłowniczych

W rozdziale 1.3.1. przedstawiono kryterium ekonomiczne oraz wymieniono szereg czynników wpływających na ekonomicznie uzasadniony zasięg magistrali ciepłych.

Wpływ niektórych z tych czynników, przedstawiony zostanie przy porównaniu czterech wariantów wytwarzania i przesyłu ciepła. Przyjęte warianty przedstawione są na rys. 5.

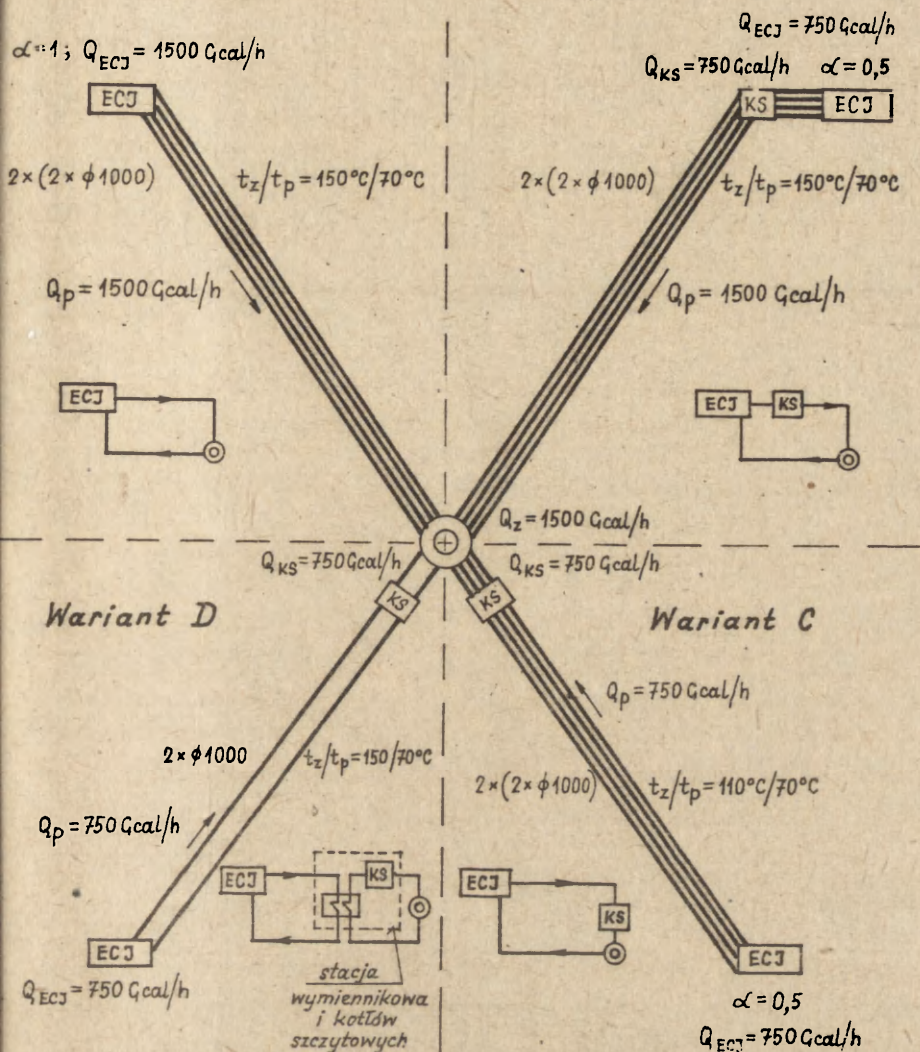
Zakładamy, że zapotrzebowanie mocy cieplnej u odbiorców w szczycie obciążenia wynosi 1500 Gcal/h. Przyjęty do obliczeń roczny uporządkowany wykres obciążeń ciepłych przedstawiony jest na rys. 6.

#### O m ó w i e n i e w a r i a n t ó w

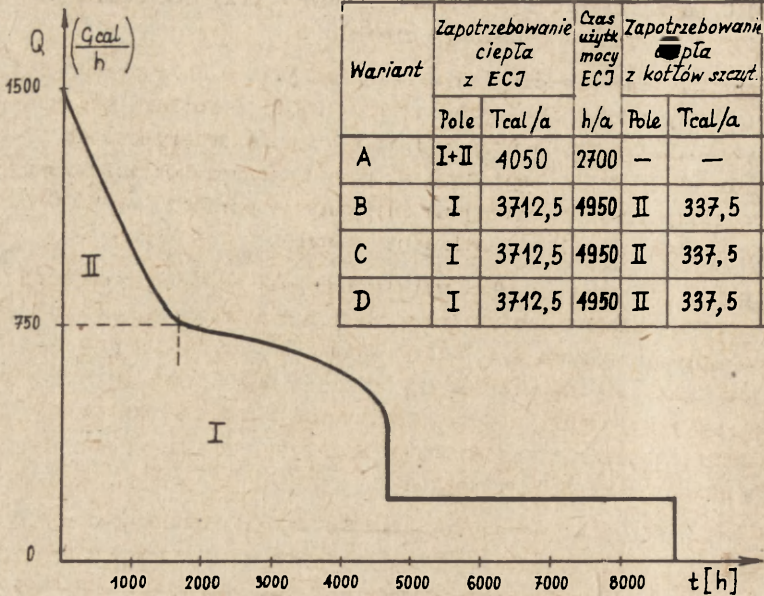
Wariant A. Cała energia cieplna wytwarzana jest w ECJ, pracującej ze współczynnikiem skojarzenia  $\alpha = 1$  i przesyłana jest do odbiorców magistralą ciepłowniczą. Nośnikiem ciepła jest woda gorąca o parametrach: w szczycie obciążenia cieplnego

## Wariant A

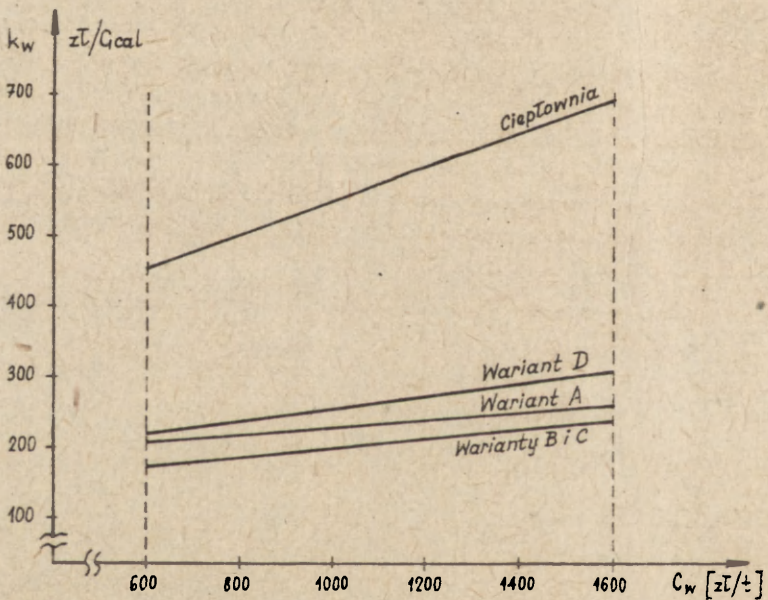
## Wariant B



Rys. 5. Warianty wytwarzania i przesyłu ciepła



Rys. 6. Roczny uporządkowany wykres obciążeń cieplnych



Rys. 7. Jednostkowe koszty wytwarzania w funkcji ceny węgla

- 150°C na zasilaniu i 70°C na powrocie - przy założeniu jakościowej regulacji oddawania ciepła.

Wariant B. Energia cieplna wytwarzana jest w ECJ, pracującej ze współczynnikiem skojarzenia  $\alpha = 0,5$  i w kotłach szczytowych, zlokalizowanych przy ECJ, a następnie przesyłana do odbiorców magistralą ciepłowniczą, przy założeniu obliczeniowej temperatury wody sieciowej na zasilaniu i powrocie - 150°C / 70°C i jakościowej regulacji oddawania ciepła.

Wariant C. Energia cieplna wytwarzana jest w ECJ, pracującej ze współczynnikiem skojarzenia  $\alpha = 0,5$  i w kotłach szczytowych zlokalizowanych w pobliżu odbiorców ciepła. Gorąca woda, jako nośnik ciepła, przesyłana będzie z ECJ do kotłów szczytowych /przy założeniu obecnie stosowanego układu regulacji/ w szczycie obciążenia o temperaturze 110°C i w kotłach szczytowych podgrzewana będzie do 150°C.

Wariant D. Całkowite zapotrzebowanie ciepła  $Q$  pokrywane jest z ECJ o mocy  $\frac{1}{2} Q$  /moc podstawowa/ i kotłów szczytowych o mocy  $\frac{1}{2} Q$  /moc szczytowa/ zlokalizowanych w pobliżu odbiorców ciepła. Gorąca woda przesyłana będzie z ECJ do stacji wymienników i kotłów szczytowych, przy stałych w okresie pracy kotłów szczytowych parametrach 150°C / 70°C. Parametry obliczeniowe wody sieciowej w wariantcie tym należałoby optymalizować. Podwyższenie parametrów - zwiększenie obliczeniowej różnicy temperatur - wpływa na zmniejszenie natężenia przepływu wody, a w konsekwencji powoduje zmniejszenie nakładów inwestycyjnych na rurociągi i zmniejszenie kosztów pompowania; powoduje jednak wzrost kosztów wytwarzania ciepła, ze względu na zmniejszenie produkcji energii elektrycznej.

O k r e ś l e n i e   k o s z t ó w   w y t w a r z a n i a  
c i e p ł a

Koszty wytwarzania ciepła obliczone zostały zgodnie z metodą przedstawioną w rozdziale 1.2.

Jednostkowy koszt wytwarzania ciepła:

$$k_w = \frac{K_c + K_z}{W_c} \quad \text{zł/Gcal}$$

gdzie:

$W_c$  - roczna produkcja ciepła w ECJ i kotłach szczytowych Gcal

$$W_c = Q_{ECJ} \cdot T_{ECJ} + Q_{KS} \cdot T_{KS}$$

$Q_{ECJ}$  - moc cieplna ECJ Gcal/h

$Q_{KS}$  - moc cieplna kotłów szczytowych Gcal/h

$T_{ECJ}$  - czas użytkowania mocy cieplnej ECJ h

$T_{KS}$  - czas użytkowania mocy cieplnej kotłów szczytowych h

$K_s$  - roczne koszty stałe zł

$$K_s = K_{s_{mk}} + K_{s_{uc}} + K_{s_{ks}} \quad \text{zł}$$

$K_{s_{mk}}$  - roczne koszty stałe mocy kompensacyjnej zł

$$K_{s_{mk}} = Q_{ECJ} \cdot u_q \cdot I_e \cdot p \quad \text{zł}$$

$u_q$  - wskaźnik ubytku mocy elektrycznej ECJ MW/Gcal h<sup>-1</sup>

$I_e$  - jednostkowe nakłady inwestycyjne mocy kompensacyjnej zł/MW

$p$  - współczynnik kosztów stałych %

$K_{s_{uc}}$  - roczne koszty stałe urządzeń ciepłowniczych łącznie z podrozeniem turbiny zł

$$K_{s_{uc}} = Q_{ECJ} \cdot I_c \cdot p$$

$I_c$  - jednostkowe nakłady inwestycyjne urządzeń ciepłowniczych i dodatkowego wyposażenia turbiny zł/Gcal h<sup>-1</sup>

$K_{s_{ks}}$  - roczne koszty stałe kotłów szczytowych zł

$$K_{s_{ks}} = Q_{KS} \cdot I_{ks} \cdot p \quad \text{zł}$$

Symbol	Oznaczenie	Jednostki	Wariant A	Wariant B Wariant C	Wariant D	Uwagi
$\alpha$	Współczynnik skojarzenia		1	0,5	0,5	
$Q_{ECJ}$	Moc cieplna ECJ	Gcal/h	1500	750	750	
$Q_{KS}$	Moc cieplna kotłów szczytowych	Gcal/h	-	750	750	
$T_{ECJ}$	Czas użytkowania mocy cieplnej ECJ	h/a	2700	4950	4950	rys. 6
$T_{KS}$	Czas użytkowania mocy cieplnej kotłów szczytowych	h/a	-	450	450	rys. 6
$u_q$	Wskaźnik ubytku mocy elektrycznej ECJ	MW/Gcalh <sup>-1</sup>	0,205	0,146	0,205	rozdz. 1.1.
$u_e$	Wskaźnik ubytku energii elektrycznej ECJ	MW/Gcal	0,131	0,110	0,170	rozdz. 1.1.
$I_e$	Jednostkowe nakłady inwestycyjne mocy kompensacyjnej	zł/MW	11·10 <sup>6</sup>	11·10 <sup>6</sup>	11·10 <sup>6</sup>	[3],[5]
$I_c$	Jednostkowe nakłady inwestycyjne urządzeń ciepłowniczych i dodatkowego wyposażenia turbiny	zł/Gcalh <sup>-1</sup>	0,6·10 <sup>6</sup>	0,6·10 <sup>6</sup>	0,6·10 <sup>6</sup>	[3],[5]
$I_{KS}$	Jednostkowe nakłady inwestycyjne kotłów szczytowych	zł/Gcalh <sup>-1</sup>	-	2,4·10 <sup>6</sup>	2,7·10 <sup>6</sup>	[5] w wariantcie D są to jednostkowe nakłady inwestycyjne stacji wymienników i kotłów szczytowych
$b$	Jednostkowe zużycie paliwa netto w kondensacyjnej mocy kompensacyjnej	g p.u./kWh	350	350	350	[6]
$\eta_{KS}$	Sprawność kotłów szczytowych	-	-	0,8	0,8	[5]
$p$	Współczynnik kosztów stałych	%	16	16	16	[3]
$k_e$	Jednostkowe koszty zmienne energii elektrycznej produkowanej w kompensacyjnej mocy kondensacyjnej	zł/MWh				Tablica 1 A

Tablica 1 A

Cena węgla zł/t /W <sub>u</sub> = 5500 kcal/kg /	600	800	1000	1200	1400	1600
$k_a$ zł/MWh	267	356	445	534	623	712



$I_{ks}$	- jednostkowe nakłady inwestycyjne kotłów szczytowych	zł
$K_z$	- roczne koszty zmienne	zł
$K_z = K_{zek} + K_{ks}$		zł
$K_{zek}$	- roczne koszty zmienne energii kompensującej ubytki produkcji ECJ	zł
$K_{zek} = Q_{ECJ} \cdot T_{ECJ} \cdot u_e \cdot k_e$		zł
$u_e$	- wskaźnik ubytku energii elektrycznej	MWh/Gcal
$k_e$	- jednostkowe koszty zmienne energii elektrycznej produkowanej w kompensacyjnej mocy kondensacyjnej	zł/MWh
$K_{zks}$	- roczne koszty zmienne kotłów szczytowych	zł
$K_{zks} = \frac{Q_{KS} \cdot T_{KS}}{\eta_{KS} \cdot W_u}$		zł
$\eta_{KS}$	- sprawność kotłów szczytowych	
$W_u$	- wartość opałowa paliwa	Gcal/t
$c_p$	- cena paliwa	zł/t

Obecnie, ze względu na początkowe stadium rozwoju elektrowni jądrowych, brak jest wielu danych, umożliwiających dokładne obliczenie kosztów wytwarzania energii cieplnej ECJ.

W obliczeniach nie uwzględniono między innymi kosztów związanych z przybliżeniem ECJ do miasta, korzyści systemu wskutek wykorzystania mocy kompensacyjnej poza szczytem ogrzewczym - założono, że składniki te w pewnej mierze kompensują się.

Wielkości przyjęte do obliczeń przedstawione są w tablicy 1.

Ponieważ interesuje nas horyzont czasowy 1990 - 2000 przyjęto zakładany w [5] wzrost cen urządzeń energetycznych w stosunku do cen z roku 1975.

Obliczenie kosztów wytwarzania ciepła przeprowadzono dla różnych cen węgla  $/W_u = 5500 \text{ kcal/kg/}$  od 600 zł/t do 1400 zł/t [5].

Jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w rozpatrywanych wariantach, przy różnych cenach węgla przedstawione są w tablicy 2.

Tablica 2

Wariant	Jednostkowe koszty wytwarzania ciepła zł/Gcal						
	Cena węgla zł/t	600	800	1000	1200	1400	1600
A		204	215	227	239	251	262
B		174	187	200	212	225	238
C		174	187	200	212	225	238
D		217	235	253	270	288	306

K o s z t y p r z e s y ł u m a g i s t r a l n e g o

Zagadnienie określenia wskaźnika efektywności przesyłu ciepła omówione zostało szczegółowo w pracach [10], [11].

Poniżej określono jednostkowe koszty przesyłu ciepła w rozważanych wariantach, przy różnych cenach węgla. Jednostkowe koszty przesyłu ciepła zależą głównie od nakładów inwestycyjnych, kosztów osobowych, kosztów energii pompowania i kosztów strat ciepła.

Wielkości przyjęte do obliczeń kosztów przesyłu ciepła zamieszczone są w tablicy 3.

Jednostkowe koszty przesyłu  $k_{pm}$  /bez uwzględnienia dodatkowych przepompowni/ są sumą jednostkowych kosztów stałych  $/k_{sp}/$ , jednostkowych kosztów energii przepompowania  $/k_{pp}/$  i jednostkowych kosztów strat ciepła  $/k_{pw}/$ .

• Przy długich magistralach ciepłowniczych będzie zachodziła

Wielkości przyjęte do obliczeń kosztów przesyłu ciepła

Symbol	Opiszenie	Jednostki	Wariant A	Wariant B	Wariant C	Wariant D	Uwagi
$Q_p$	Moc cieplna przesyłana	Gcal/h	1500	1500	750	750	
$W_p$	Energia cieplna przesyłana magistralą	Tcal/a	4050	4050	3712,5	3712,5	rya. 6
$t_z/t_p$	Temperatura obliczeniowa wody sieciowej	$^{\circ}C/^{\circ}C$	150/70	150/70	110/70	150/70	
$G_o$	Wydatek wody sieciowej	kg/s	5156	5156	5195	2578	wielkość obliczona
$D_n$	Srednica nominalna	mm	1000	1000	1000	1000	
$n$	Ilość rurociągów na zasilaniu = ilość rurociągów na powrocie	szt	2x/2x $\phi$ 1000/	2x/2x $\phi$ 1000/	2x/2x $\phi$ 1000/	2x $\phi$ 1000	wielkości określone
			2	2	2	1	
$I$	Wydatki inwestycyjne /dla n = 1/	zł/km	52 $\cdot$ 10 <sup>6</sup>	52 $\cdot$ 10 <sup>6</sup>	52 $\cdot$ 10 <sup>6</sup>	52 $\cdot$ 10 <sup>6</sup>	[13],[5]
$T_p$	Ekwiwalentny czas pompowania	h/a	5000	5000	5000	5000	[11]
$A_n$	Roczne zużycie energii elektr. na pompowanie	MWh/km a	4495	4495	4438	2247	wielkość obliczona
$W_1$	Opór cieplny izolacji rurociągu	$\frac{m \cdot h \cdot ^{\circ}C}{kcal}$	0,47	0,47	0,47	0,47	[12]
$W_{st}$	Roczne straty ciepła na 1 km	$\frac{Gcal}{km \cdot a}$	1321	1321	1685	1211	wielkość obliczona
$p$	Współczynnik kosztów stałych	%	14	14	14	14	
$k_{ep}$	Jednostkowy koszt energii elektrycznej na pompowanie	zł/kWh					Tablica 3 A
$k_{wp}$	Jednostkowy koszt ciepła na wejściu do magistrali ciepłej	zł/Gcal					Tablica 3 A

Tablica 3 A

Cena węgla	zł/t	600	800	1000	1200	1400	1600	
$k_{ep}$	zł/kWh	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	
$k_{wp}$	Wariant A	zł/Gcal	204	215	227	239	251	262
	Wariant B	zł/Gcal	174	187	200	212	225	238
	Wariant C	zł/Gcal	100	100	120	130	140	150
	Wariant D	zł/Gcal	137	152	168	183	198	213

konieczność instalowania dodatkowych przepompowni. Ze względu na wytrzymałość rurociągów maksymalne ciśnienie na tłoczeniu dawane przez pompy w źródle może wynosić 2,5 MPa.

W pracach [24], [25] szacuje się zasięg sieci bez przepompowni na około 10 - 12 km. Przepompownia obciąża przesył dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi, kosztami osobowymi i kosztami energii pompowania.

W obliczeniach założono, że  $k_{pc} = 1,2 k_{pm}$ , tzn. przyjęto, że przepompownia zwiększa jednostkowe koszty przesyłu o 20 %.

Jednostkowe koszty stałe, jednostkowe koszty energii pompowania, jednostkowe koszty strat i jednostkowe koszty przesyłu bez uwzględnienia przepompowni i z uwzględnieniem przepompowni przedstawione są w tabelicy 4.

W y z n a c z a n i e e k o n o m i c z n i e u z a s a d -  
n i o n e g o z a s i ę g u m a g i s t r a l i c i e -  
p ł o w n i c z y c h

Maksymalna ekonomicznie uzasadniona długość magistrali ciepłowniczych wyznaczona została zgodnie z podanym kryterium ekonomicznym.

Jako rozwiązanie porównawcze do założonych wariantów wytwarzania i przesyłania ciepła, przyjęto wytwarzanie ciepła w ciepłowniach o mocy 200 Gcal/h, zlokalizowanych w pobliżu odbiorców ciepła.

Jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w ciepłowniach, przy założonych na lata 1990 - 2000 nakładach inwestycyjnych i przy różnych cenach węgla i oleju opałowego, obliczone zostały w opracowaniu [5]. Koszty te, uwzględniające straty w środowisku naturalnym, związane ze spalaniem określonego paliwa, przy założonych relacjach cen węgla i oleju opałowego, są zbliżone dla ciepłowni węglowych i ciepłowni olejowych<sup>2</sup>.

2 Założone w pracy [5] relacje cen węgla  $/W_u = 5500 \text{ kcal/kg}/C_w$  i oleju opałowego niskosiarkowego  $/W_u = 9800 \text{ kcal/kg}/C_o$ .

$C_w = 1200 \text{ zł/t}$  i  $C_o = 2680 \text{ zł/t}$

$C_w = 1400 \text{ zł/t}$  i  $C_o = 3340 \text{ zł/t}$

$C_w = 1600 \text{ zł/t}$  i  $C_o = 4400 \text{ zł/t}$

Jednostkowe koszty przesyłu ciepła w założonych wariantach

Cena węgla zł/t	Symbol	W a r i a n t y			
		A	B	C	D
1	2	3	4	5	6
600	k <sub>pw</sub>	0,066	0,057	0,045	0,045
	k <sub>pp</sub>	0,999	0,999	1,076	0,545
	k <sub>sp</sub>	3,593	3,593	3,919	1,960
	k <sub>pm</sub>	4,658	4,648	5,040	2,550
	k <sub>pc</sub>	5,589	5,578	6,048	3,060
800	k <sub>pw</sub>	0,070	0,061	0,050	0,050
	k <sub>pp</sub>	1,110	1,110	1,195	0,600
	k <sub>sp</sub>	3,593	3,593	3,919	1,960
	k <sub>pm</sub>	4,773	4,764	5,164	2,610
	k <sub>pc</sub>	5,728	5,717	6,197	3,132
1000	k <sub>pw</sub>	0,074	0,064	0,054	0,055
	k <sub>pp</sub>	1,221	1,221	1,315	0,660
	k <sub>sp</sub>	3,593	3,593	3,919	1,960
	k <sub>pm</sub>	4,888	4,878	5,288	2,675
	k <sub>pc</sub>	5,866	5,854	6,346	3,210
1200	k <sub>pw</sub>	0,078	0,067	0,059	0,061
	k <sub>pp</sub>	1,332	1,332	1,435	0,720
	k <sub>sp</sub>	3,593	3,593	3,919	1,960
	k <sub>pm</sub>	5,000	4,992	5,413	2,741
	k <sub>pc</sub>	6,000	5,990	6,495	3,289
1400	k <sub>pw</sub>	0,082	0,073	0,064	0,065
	k <sub>pp</sub>	1,443	1,443	1,554	0,780
	k <sub>sp</sub>	3,593	3,593	3,919	1,960
	k <sub>pm</sub>	5,118	5,109	5,537	2,805
	k <sub>pc</sub>	6,142	6,131	6,644	3,366
1600	k <sub>pw</sub>	0,085	0,078	0,068	0,069
	k <sub>pp</sub>	1,554	1,554	1,673	0,840
	k <sub>sp</sub>	3,593	3,593	3,919	1,960
	k <sub>pm</sub>	5,232	5,225	5,660	2,869
	k <sub>pc</sub>	6,278	6,270	6,792	3,443

## Oznaczenie symboli:

$k_{pw}$ - jednostkowe koszty strat ciepła	$\frac{z\text{ł}}{\text{Gcal km}}$
$k_{pp}$ - jednostkowe koszty pompowania	$\frac{z\text{ł}}{\text{Gcal km}}$
$k_{sp}$ - jednostkowe koszty stałe	$\frac{z\text{ł}}{\text{Gcal km}}$
$k_{pm}$ - jednostkowe koszty przesyłu ciepła bez uwzględnienia dodatkowej przepompowni	$\frac{z\text{ł}}{\text{Gcal km}}$
$k_{pc}$ - jednostkowe koszty przesyłu ciepła $/k_{pc} = 1,2 k_{pm}/$	$\frac{z\text{ł}}{\text{Gcal km}}$

Do porównania przyjęto koszty wytwarzania ciepła w ciepłowniach węglowych.

Określony na tej podstawie maksymalny zasięg magistrali ciepłowniczych będzie miał wartości zbliżone do tych, które uzyskanoby przy przyjęciu do porównania kosztów wytwarzania ciepła w ciepłowniach olejowych <sup>3</sup>.

Przedstawione w tablicy 4 jednostkowe koszty przesyłu ciepła  $/k_{pc}/$   $z\text{ł}/\text{Gcal km}$ , są kosztami odniesionymi do przesyłanej ilości ciepła:

Ponieważ przy wyznaczaniu maksymalnego zasięgu magistrali ciepłej, porównujemy koszty ciepła u odbiorcy, to w przypadku, gdy część ciepła wytwarzana jest w ECJ i przesyłana magistralą ciepłą  $/W_{ECJ}/$ , a część w kotłach szczytowych, zlokalizowanych w pobliżu odbiorców ciepła /nie przesyłana magistralą ciepłą  $/W_{KS}/$ , to jednostkowe koszty przesyłu odniesione do ilości ciepła dostarczonego odbiorcom wynoszą  $/k_p/$ :

<sup>3</sup> Przy cenie węgla niższej niż 1200  $z\text{ł}/t$  i cenie oleju równej 2680  $z\text{ł}/t$ , jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w ciepłowniach węglowych byłyby niższe niż w ciepłowniach olejowych, wówczas maksymalny zasięg przesyłu, przy porównywaniu z ciepłowniami olejowymi, będzie większy niż przy porównywaniu z ciepłowniami węglowymi.

$$k_p = \frac{W_{ECJ}}{W_{ECJ} + W_{KS}} \quad k_{pc} \quad \text{zł/Gcal km}$$

Obliczone wartości maksymalnego zasięgu magistrali ciepłych w założonych wariantach i przy różnych cenach węgla przedstawione są w tabelicy 5.

Na wykresie /rys. 7/ przedstawiono jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w poszczególnych wariantach i w ciepłowni w funkcji ceny węgla.

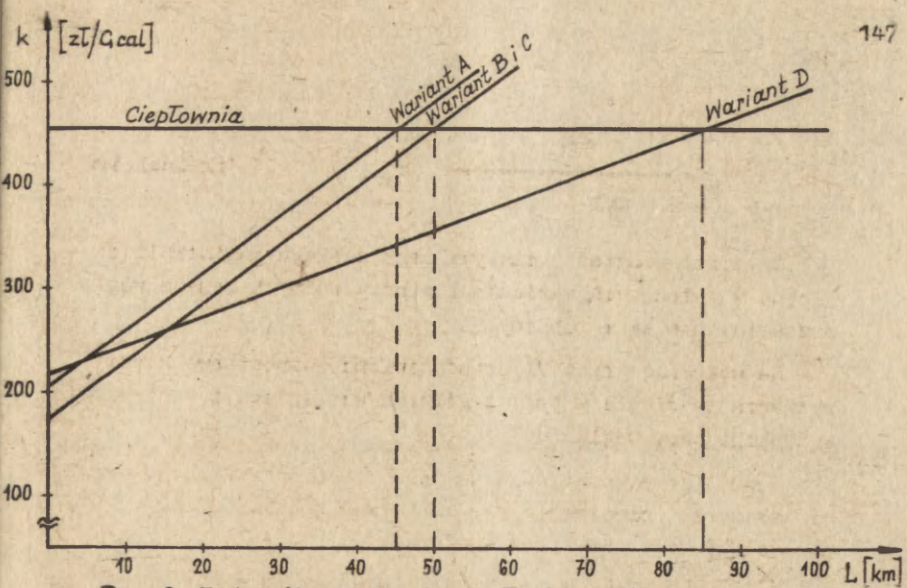
Jednostkowe koszty ciepła loco odbiorca w funkcji długości magistrali ciepłej, przy cenie węgla  $c_w = 600$  zł/t, przedstawione są na wykresie /rys. 8/.

Z wykresu tego widać, że w zależności od zakładanej długości magistrali ciepłej, korzystne jest przyjęcie jednego z omawianych wariantów. Koszty wytwarzania ciepła w wariantcie D są wyższe niż w wariantach A, B i C, ale niższe są jednostkowe koszty przesyłu.

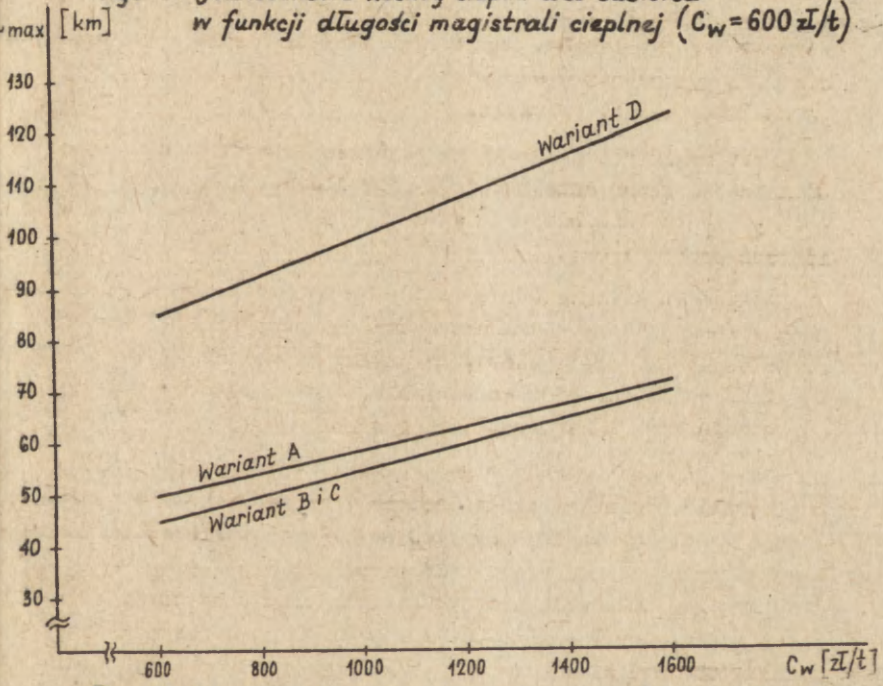
Przy magistralach do 15 km najniższe koszty ciepła loco odbiorca są w wariantach B i C. Przy dłuższych magistralach koszty ciepła loco odbiorca w wariantcie D są niższe niż w wariantach pozostałych.

Maksymalny zasięg magistrali ciepłych w założonych wariantach w funkcji ceny węgla przedstawiony jest na rys. 9. Przy cenie węgla 600 zł/t maksymalny zasięg wynosi od 45 do 85 km, w zależności od przyjętego wariantu, a przy założonej cenie węgla 1600 zł/t maksymalny zasięg wynosi od 70 do 123 km.

Należy jednak wyraźnie podkreślić, że maksymalny zasięg magistrali ciepłych zależeć będzie w dużym stopniu od szczytowego zapotrzebowania mocy ciepłej. Przedstawione wielkości maksymalnego zasięgu magistrali ciepłych /rys. 9/ określone zostały przy założeniu przesyłu ciepła przy szczytowym zapotrzebowaniu mocy  $Q = 1500$  Gcal/h. W miarę zmniejszania przesyłanej mocy ciepłej rosną jednostkowe koszty przesyłu ciepła, a w związku z tym maleje maksymalny ekonomicznie uzasadniony zasięg magistrali ciepłych /np. przy mocy przesyłanej



Rys. 8. Jednostkowe koszty ciepła loco odbiorcy w funkcji długości magistrali ciepłej ( $C_w = 600 \text{ zł/t}$ )



Rys. 9. Maksymalnie ekonomicznie uzasadniona długość magistrali ciepłych w funkcji ceny węgla



Tablica 5

Maksymalna ekonomicznie uzasadniona długość magistrali  
cieplnej

Wariant	$c_w$ cena węgla $W_u = 5,5 \text{ Mcal/kg}$ zł/t.	$k_w$ jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w poszczególnych wariantach zł/Gcal	$k_{wCR}$ jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w ciepłowniach zł/Gcal	$k_p$ jednostkowe koszty przesyłu ciepła zł/Gcal km	$L_{max}$ maksymalna długość magistrali cieplnej $\frac{k_{wCR} - k_w}{k_p}$ km
A.	600	204	454	5,6	45
	800	215	502	5,7	50
	1000	227	550	5,9	55
	1200	239	598	6,0	60
	1400	251	647	6,1	65
	1600	262	695	6,3	70
B.	600	174	454	5,6	50
	800	187	502	5,7	55
	1000	200	550	5,8	60
	1200	212	598	6,0	64
	1400	225	647	6,1	69
	1600	238	695	6,3	72
C.	600	174	454	5,6	50
	800	187	502	5,7	55
	1000	200	550	5,8	60
	1200	212	598	6,0	64
	1400	225	647	6,1	69
	1600	238	695	6,3	72
D.	600	217	454	2,8	85
	800	235	502	2,9	92
	1000	253	550	2,95	100
	1200	270	598	3,0	109
	1400	288	647	3,1	115
	1600	306	695	3,15	123

200 Gcal/h maksymalny zasięg jest prawie dwukrotnie mniejszy od wielkości podanych na rys. 9./.

Przedstawione warianty różnią się również czynnikami nie ujętymi w obliczeniach.

Z punktu widzenia niezawodności dostawy energii cieplnej do odbiorców, warianty C i D, w których założono lokalizację źródeł szczytowych w pobliżu odbiorców ciepła - są korzystniejsze od wariantów A i B. Źródła szczytowe zlokalizowane w pobliżu odbiorców ciepła stanowią bowiem w okresach mniejszego zapotrzebowania ciepła rezerwę w stosunku do rurociągów przesyłowych.

Źródłami szczytowymi w tych wariantach mogą być np. ciepłownie rejonowe, pokrywające całkowite zapotrzebowanie ciepła u odbiorców w danym rejonie, które po wybudowaniu ECJ przeszłyby do pracy w szczycie obciążenia.

Podobnie przy założeniu dostawy ciepła z ECJ do obszarów o wzrastającym zapotrzebowaniu ciepła np. WZM, rozwiązanie według wariantów C i D umożliwia etapowanie budowy systemu.

W pierwszej fazie oddane byłyby do eksploatacji ciepłownie z zainstalowanymi kotłami wodnymi, a następnym etapem byłoby wybudowanie ECJ i rurociągów magistralnych.

Należy przewidywać, że w warunkach polskich w latach 1990 - 2000 ograniczona będzie liczba reaktorów przewidzianych do ECJ i EJ. Z tego względu istotnym argumentem przemawiającym za wariantami B, C, D jest możliwość pełniejszego wykorzystania reaktorów w ECJ. Przykładowo - przy zapotrzebowaniu mocy cieplnej rzędu 3500 - 4000 Gcal/h, np. w WSM, pokrycie jej zapewniłyby w wariantcie A 4 reaktory WWER-440, podczas gdy przy przyjęciu wariantów B, C, D - w ECJ wystarczyłoby zainstalowanie 2 reaktorów WWER-440.

Ponieważ uzyskanie wielu danych możliwe będzie dopiero po określeniu konkretnej lokalizacji ECJ, ustaleniu warunków pracy, wyborze technologii budowy sieci ciepłych itd., obliczone koszty wytwarzania i przesyłu ciepła oraz obliczona maksymalna długość magistrali ciepłych, są wartościami orientacyjnymi.

Uzyskane wyniki pozwalają jednak na stwierdzenie, że z punktu widzenia przesyłu ciepła, lokalizacja ECJ na skraju aglomeracji miejskich będzie uzasadniona ekonomicznie, a maksymalna ekonomicznie uzasadniona długość magistrali ciepłych zależeć będzie między innymi w znacznym stopniu od koncepcji rozwiązania współpracy ECJ i źródeł szczytowych.

## 2. WPLYW ELEKTROWNI JĄDROWYCH I KONWENCJONALNYCH NA OTOCZENIE

### 2.1. Zanieczyszczanie atmosfery

Współczesne elektrownie konwencjonalne emitują do atmosfery substancje gazowe - tlenek węgla, dwutlenek węgla, tlenki azotu, tlenki siarki, aldehydy i węglowodory oraz cząstki stałe - lotny popiół. Ilość tych zanieczyszczeń zależy m. in. od rodzaju paliwa, jego składu chemicznego, sposobu spalania oraz od wyposażenia elektrowni w urządzenia oczyszczające.

Porównanie rocznych zanieczyszczeń uwalnianych do atmosfery przez elektrownie konwencjonalne i elektrownie jądrowe o mocy 1000 MW każda, przedstawione jest w tablicy 6 [26].

Tablica 6

Wyszczególnienie	Jednostka	Elektrownia na węgiel	Elektrownia na ropę	Elektrownia jądrowa
Tlenki siarki	t/a	138800	52618	-
Tlenki azotu	t/a	20900	21682	-
Tlenek węgla	t/a	522	8	-
Aldehydy	t/a	117	117	-
Węglowodory	t/a	209	667	-
Cząstki stałe	t/a	4490	726	-
Radioaktywność	Curie/a	28/Ra/	0,5/Ra/	$5,7/Xe + Kr$ $9,5 / J$
Objętość powietrza potrzebnego do rozcieńczenia zanieczyszczeń do stężenia dopuszczalnego	$m^3/a$	$5,3 \cdot 10^{14}$	$2,3 \cdot 10^{13}$	$1,5 \cdot 10^8$

Ilość zanieczyszczeń, powstających przy spalaniu węgla, podano przy założeniu, że zawartość siarki w węglu wynosi 3,0 % z czego 15 % pozostaje w popiele; zawartość popiołu wynosi 9,0 %, a lotny popiół usuwany jest z 97,5 % - ową wydajnością.

Zanieczyszczenia emitowane przez elektrownię spalającą ropę podane zostały przy założeniu, że elektrownia ta nie jest wyposażona w urządzenia oczyszczające. Zawartość popiołu w ropie wynosi 0,05 %, a zawartość siarki w ropie 1,6 % wag.

Lotny popiół emitowany do atmosfery przez duże elektrownie konwencjonalne zawiera śladowe ilości uranu i toru oraz produktów ich rozpadu.

Analiza danych zebranych w trakcie trzyletnich studiów prowadzonych przez Biuro Ochrony Radiologicznej w USA, dotyczących pracy amerykańskich elektrowni jądrowych i elektrowni spalających paliwa kopalne wykazała, że w przypadku wszystkich elektrowni moce dawek promieniowania w otoczeniu były niewielkie. Największe moce dawek występowały w otoczeniu elektrowni z wodnymi reaktorami wrzącymi /BWR/, przy czym największa zmierzona wartość mocy dawki poza terenem elektrowni wynosiła 5 - 15 mrem/rok, co stanowi 1-3 % poziomu dopuszczalnego dla ludności przez normy ochrony radiologicznej, wynoszącego 500 miliremów rocznie.

Dawki zmierzone wokół pozostałych elektrowni były znacznie mniejsze, z tym, że dawki mierzone wokół elektrowni z reaktorami typu PWR były wielokrotnie mniejsze niż dawki zmierzone wokół elektrowni węglowych.

Widać więc, że w przypadku elektrowni jądrowych problem zanieczyszczenia atmosfery praktycznie nie istnieje. Pewna ilość radioaktywnych substancji przenikająca do atmosfery przy normalnej pracy elektrowni jądrowej nie stwarza żadnego poważniejszego zagrożenia ludności.

Zanieczyszczenia emitowane przez elektrownie spalające paliwa konwencjonalne /głównie węgiel/, powodują natomiast w środowisku naturalnym powstawanie poważnych strat.

W okresie ostatnich lat dużo uwagi poświęcono zmniejszeniu ilości pyłów wyrzucanych do atmosfery przez elektrownie spalające węgiel. Znaczne zmniejszenie ilości emitowanych pyłów uzyskano dzięki zastosowaniu wysokosprawnych urządzeń odpylających /np. elektrofiltrów/ o sprawności dochodzącej do 99 %. Jednakże unoszenie mniejszych cząsteczek /o średnicach poniżej 20 mikronów/, które trudno jest usunąć ze strumienia gazu, stwarza zagrożenie dla zdrowia.

Najbardziej jednak kłopotliwym składnikiem zanieczyszczeń atmosfery przez elektrownie spalające paliwa kopalne są tlenki siarki. Część dwutlenku siarki utlenia się w atmosferze do trójtlenku siarki a po połączeniu z wodą daje kwas siarkowy, który działa szkodliwie na drogi oddechowe i płuca ludzi i zwierząt oraz niszczy roślinność.

Określenie strat w środowisku naturalnym - wynikających z emisji zanieczyszczeń - jest bardzo trudne i dotychczas brak jest metod ich kompleksowego oszacowania.

W poszczególnych krajach starano się określić straty wynikające ze szkodliwego działania tlenków siarki [6]:

w USA - na podstawie przeprowadzonych w 1969 r. badań i obliczeń szkód powstających w wyniku szkodliwego oddziaływania emitowanych do atmosfery tlenków siarki określono, że straty globalne wywołane tym zanieczyszczeniem wyniosły około 12 mld dolarów/rok.

w ZSRR - badania przeprowadzone dla rolnictwa wykazały, że przy stężeniach  $0,5 \text{ mg SO}_2/\text{m}^3$  w powietrzu, straty w przyroście roślin wynoszą 48 %, przy stężeniach  $0,2 \text{ mg SO}_2/\text{m}^3$  - 29 %, a przy stężeniach  $0,1 \text{ mg SO}_2/\text{m}^3$  - 19 % - w stosunku do przyrostu jaki byłby w czystej atmosferze.

w Szwecji - stwierdzono, że straty z tytułu zwiększonej korozji wywołanej obecnością i działaniem  $\text{SO}_2$  w powietrzu atmosferycznym wynoszą ponad 1 mld dolarów/rok.

w Czechosłowacji - obliczono, że straty materialne wywołane działaniem  $\text{SO}_2$  wynoszą ponad 3 mld Kcs. Ponadto stwierdzono, że w rejonach silnie zanieczyszczonych tlenkami siarki, średnia życia ludzi jest niższa o 4 lata niż w innych rejonach.

Ocena szkodliwości poszczególnych składników skażenia atmosfery jest zagadnieniem niezwykle złożonym, gdyż wszystkie zanieczyszczenia działają synergicznie, ich działanie zależy od warunków atmosferycznych, obszaru w którym występują itd.

Tlenek węgla powoduje głównie straty o charakterze niewymiernym, takie jak zmiany w krwi człowieka i nieodwracalne zmiany w całym organizmie. Nie ma natomiast większego wpływu na straty w produkcji roślinnej ani na korozję. W działaniu synergicznym z tlenkami azotu i przy dużym nasłonecznieniu, co jest jednak niezmiernie szkodliwe dla życia biologicznego, przyspiesza również korozję.

W Polsce do gazów, które stanowią najbardziej powszechny składnik zanieczyszczenia atmosfery, należy zaliczyć tlenki siarki i azotu. Tlenki azotu są emitowane głównie przez wielkie bloki energetyczne, z kotłowni o wysokiej temperaturze w komorze spalania, jak również przez środki transportu samochodowego. Z reguły tlenki azotu występują łącznie z tlenkami siarki, przy czym szkodliwość tlenków azotu jest co najmniej dwukrotnie większa. Synergiczne działanie mieszaniny tych gazów w wilgotnym powietrzu powoduje powstawanie kwasu azotowego i siarkowego, zwiększając korozję metali.

Pyły są elementem skażenia atmosfery, który współdziała z gazami, często jako katalizator przemiany  $\text{SO}_2$  na  $\text{SO}_3$ . Powodują one straty w promieniowaniu słonecznym i hamują fotosyntezę.

Dotychczas nie zostały opracowane ekonomiczne w zastosowaniu metody usuwania z węgla lub spalin węglowych związków siarki. Budowa bardzo wysokich kominów również nie rozwiązuje problemu, gdyż zmniejsza to co prawda zanieczyszczenia lokalne, ale zwiększa ogólne tło zanieczyszczeń na dużym obszarze.

W opracowaniu [27] stwierdzono, że straty wywołane łącznie przez tlenki siarki i tlenki azotu stanowią 80 % wszystkich szkód materialnych spowodowanych w Polsce w wyniku skażenia atmosfery. Na tej podstawie określono, że strata,

jaką wyrządza gospodarce narodowej /1971 r./ spalenie 1 t węgla o zawartości 1 % siarki, wynosi około 54 zł/t, a przy spaleniu 1 t paliwa ciekłego o zawartości 1 % siarki - strata wynosi około 64 zł/t.

Według obliczeń J. Judy [6], straty w gospodarce narodowej wynikające z emisji 1 tony popiołu lotnego do atmosfery rocznie wynoszą około 3500 do 5000 zł.

## 2.2. Gospodarka wodna

Elektrociepłownie jądrowe i elektrociepłownie klasyczne o dużej mocy wyposażone będą głównie w zespoły upustowo-kondensacyjne. W okresie letnim, przy stosunkowo niewielkim poborze ciepła, a w związku z tym przy pracy głównie na kondensację, występuje duże zapotrzebowanie wody chłodzącej.

Przy pracy na kondensację pobór wody chłodzącej dla elektrociepłowni jądrowej jest większy niż pobór wody przez elektrownię klasyczną o takiej samej mocy.

Ilość ciepła oddawana do otoczenia w cyklu termodynamicznym elektrowni parowej jest odwrotnie proporcjonalna do sprawności cyklu. Ponieważ sprawności uzyskiwane w budowanych obecnie elektrowniach jądrowych są mniejsze od sprawności elektrowni konwencjonalnych, więc przy tych samych mocach elektrowni należy liczyć się z tym, że w elektrowniach jądrowych będzie występowało zapotrzebowanie wody chłodzącej o ok. 30 % wyższe, niż w elektrowniach klasycznych.

Skutki dla gospodarki wodnej będą w bardzo dużym stopniu zależę od rodzaju obiegów chłodzących, jakie zostaną zastosowane w budowanych elektrowniach.

Rozróżnia się następujące podstawowe obiegi:

1. Otwarte rzeczne - woda pobrana z rzeki przepływa przez skraplacz turbiny, odbiera ciepło skraplania pary i podgrzana o 8 - 11°C wraca do rzeki. Obieg ten jest najtańszy inwestycyjnie, powoduje małe straty bezzwrotne na odparowanie /średnio rocznie ok. 0,2 - 0,3 m<sup>3</sup> na MWh/.

Zrzut ciepła i wzrost temperatury wody obniża zawartość tlenu i oddziałuje negatywnie na rozwój mikroorganizmów,

których obecność jest konieczna do oczyszczania się wody ze szkodliwych bakterii; zawartość tlenu nie może być mniejsza niż 5 mg/l. Moc elektrowni, jaką można zlokalizować nad rzeką jest ograniczona /z punktu widzenia gospodarki wodnej// ze względu na dopuszczalne przyrosty temperatury w rzece, przy czym miarodajne są niskie stany /jeżeli elektrownia ma pracować tylko w obiegu otwartym/. Wymaganie to wyznacza więc "naturalną" granicę mocy zbiornika elektrowni, jakie można zlokalizować wzdłuż rzeki /przy uwzględnieniu, oczywiście, innych źródeł podgrzewających wodę rzeczną - istniejących lub przewidywanych do budowy/.

2. Otwarte zbiornikowe - obieg podobny jak przy rzece, lecz wodę pobiera się z jeziora lub zbiornika sztucznego i podgrzaną zrzuca się zdala od ujęcia, aby mogła się schłodzić na powierzchni przed ponownym pobraniem. Obieg jest nieco droższy inwestycyjnie i eksploatacyjnie od rzecznoego, straty bezzwrotne parowania są też większe /średnio 0,8 - 0,9 m<sup>3</sup> na MWh/; dla elektrowni konwencjonalnej 1000 MW potrzebna jest powierzchnia zbiornika ok. 5 km<sup>2</sup>, a dla jądrowej jeszcze o ok. 30 % większa.

Pewną odmianę tego obiegu stanowi morze, jako zbiornik chłodzący. Skutki dla gospodarki wodnej kraju przy takim obiegu są pomijalne, ale występują tu znaczne trudności techniczne spowodowane przede wszystkim korozją powodowaną przez wodę morską, zagrożeniem lodem, możliwością wystąpienia "zwarcia" cieplnego, a również "obrastaniem" urządzeń mięczakami, podobnie jak to się dzieje z zanurzonymi powierzchniami statków.

3. Zamknięte mokre - woda krąży w obiegu zamkniętym: skraplacz - chłodnia - skraplacz. W chłodni /o ciągu naturalnym lub wymuszonym wentylatorem/ woda jest rozpryskiwana i parując oddaje ciepło pobrane w skraplaczu. Obiegi te są stosunkowo kosztowne inwestycyjnie i drogie eksploatacyjnie; choć powodują one największe straty parowania /średnio 1 do 1,5 m<sup>3</sup> na MW/ są stosowane na terenach ubogich w wodę - na których nie ma dostatecznych jej ilości dla obiegów otwartych.



4. Mieszane - obiegi otwarte z dobudowanymi chłodniami /wentylatorowymi, tańszymi inwestycyjnie niż chłodnie w ciągu naturalnym/; w korzystnych warunkach hydrologicznych elektrownia pracuje w obiegu otwartym, a przy niskich stanach wód lub przy wysokiej temperaturze, część elektrowni przełącza się na pracę w obiegach zamkniętych. Nakłady i koszty eksploatacyjne obiegów mieszanych są pośrednie między otwartymi i zamkniętymi. Elektrownie z takimi obiegami mają znaczną perspektywę rozwoju. Są one nieco tylko kosztowniejsze od elektrowni o obiegu otwartym i bardzo nieznacznie droższe w eksploatacji.

Przy rzekach o średnich nawet przepływach, przy stosowaniu obiegu mieszanego, graniczna moc elektrowni będzie wynikać raczej z innych powodów niż względy hydrologiczne /głównie ze względu na dopuszczalne zanieczyszczenie powietrza/.

5. Zamknięte suche - woda chłodząca krąży jak w obiegu mokrym, lecz w chłodni przepływa przez liczne ożebrowane rurki i oddaje ciepło przez ścianki do powietrza. Jest to obieg najkosztowniejszy inwestycyjnie i eksploatacyjnie, za to praktycznie nie powoduje żadnych skutków w gospodarce wodnej.

### 2.3. Odpady paleniskowe i odpady promieniotwórcze

W wielu aglomeracjach miejskich występują już obecnie poważne trudności ze składowaniem popiołu i żużla.

Tereny wokół aglomeracji, jeśli nie są zamieszkane, przeznaczone są głównie na intensywną produkcję rolniczą /ogrodnictwo/ i rekreację. Zachodzi więc konieczność transportowania dużych mas popiołu i żużla na składowiska położone daleko od miasta.

Potrzebna powierzchnia składowiska dla EC o mocy 2000 Gcal/h wynosi ok. 200 ha. Obecnie odpady z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych przekraczają już znacznie krajowe możliwości racjonalnego ich wykorzystania w produkcji materiałów budowlanych, czy też w budowie dróg.

Składowiska odpadów stają się poważnym źródłem zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego. Prowadzi się więc rekultywację składowisk odpadów, wyłącznie celem ograniczenia wtórnego

pylenia oraz planuje się przywracanie terenom składowisk pełnej użyteczności rolniczej. Odpady paleniskowe z EC klasycznych stanowią więc poważny problem.

W reaktorze energetycznym typu PRW, zużyte elementy paliwowe są usuwane i zastępowane przez nowe elementy. Zużyte paliwo jest przez pewien czas przechowywane, do chwili, gdy temperatura wytwarzana przez produkty rozszczepienia spadnie poniżej określonej wartości, umożliwiając transport tych materiałów do zakładu chemicznego przerobu paliwa. Ilość elementów przewidzianych do jednego transportu zależy od ilości ciepła, którą pojemnik transportowy może odprowadzić oraz od sposobu transportu.

Przykładową częstotliwość przewozów dla tych przypadków przedstawiono w tablicy 7.

Tablica 7

Rodzaj transportu	Ciężar pojemnika t	Liczba transportów rocznie
Drogowy	40	35 - 40
Drogowy, kolejowy	70	10 - 15
Tylko kolejowy	120	5

Z ECJ transportuje się również do centralnych składowisk odpady promieniotwórcze powstające w obiekcie, które nie mogą być rozcieńczone poniżej norm dopuszczalnych i usunięte do otoczenia.

Odpady promieniotwórcze nie stanowią w elektrowni jądrowej poważnego problemu. Problem ten staje się dosyć istotny dopiero w zakładach przeróbki paliwa wypalonego.

#### 2.4. Obciążenie transportu

Energetyka jądrowa, ze względu na stosunkowo małą masę paliwa jądrowego /duża koncentracja energii/, w minimalnym stopniu absorbuje środki transportu do przewozu paliwa jądrowego.

ECJ o mocy 1000 MW zużyje około 30 t paliwa rocznie. Elektrociepłownia klasyczna zużyłaby około 3 mln t węgla.

Odciążenie transportu jest więc olbrzymie; istotne jest to zwłaszcza dla węzłów kolejowych dużych aglomeracji miejskich, w znacznym stopniu przeciążonych. Wpływa to jednocześnie pośrednio na poprawę warunków środowiskowych przez zmniejszony ruch pociągów.

## 2.5. Zagadnienia bezpieczeństwa jądrowego

Rozwój energetyki jądrowej wymaga wnikliwego podejścia do zagadnień bezpieczeństwa elektrowni jądrowych.

Z punktu widzenia potrzeb ciepłownictwa jądrowego najkorzystniejszy jest typ reaktora wodno-ciśnieniowego, w którym istnieje oddzielenie układu pierwotnego - aktywnego od układu wtórnego - roboczego.

Przedostawanie się najdrobniejszych ilości aktywnego czynnika pierwotnego do obiegu wtórnego jest zawsze możliwe do wykrycia, dzięki prowadzeniu za pomocą bardzo czułej aparatury ciągłego pomiaru promieniowania w obiegu wtórnym i ewentualne uszkodzenie szczelności możliwe jest do zlokalizowania w stadium początkowym jego tworzenia się.

Dodatkowe zabezpieczenie stanowi oddzielenie obiegu wtórnego od obiegu ciepłowniczego; prawdopodobieństwo przedostania się produktów procesu rozszczepienia do tego obiegu jest bardzo małe. Istotną cechą reaktora typu wodno-ciśnieniowego jest to, że na większość nagłych zmian obciążenia elektrycznego reaktor reaguje obniżeniem mocy, w przypadku innych zakłóceń istnieje zawsze wystarczający margines czasowy do opanowania niebezpiecznej sytuacji.

Reaktor bloku 1000 MW zawiera po dłuższym okresie eksploatacji produkty rozszczepienia o łącznej aktywności rzędu  $10^9$  Curie. Potencjalnym zagrożeniem dla otoczenia jest właśnie niekontrolowane wyzwolenie się tych produktów.

W związku z tym przewiduje się bariery zapobiegające rozprzestrzenianiu się promieniotwórczości:

- niezawodne osłony, tzw. koszulki elementów paliwowych, za-

pobiegające przedostawaniu się produktów rozszczepienia do obwodu nośnika ciepła;

- dokładne uszczelnienie wyposażenia obwodu promieniotwórczego, uniemożliwiający przedostanie się promieniotwórczości do pomieszczeń elektrowni;
- konstrukcję budynku, która w razie awarii reaktora uniemożliwiłaby przedostanie się promieniotwórczości poza obręb pomieszczenia reaktora.

Uzupełnienie tych barier stanowią techniczne systemy zabezpieczeń, których zadaniem jest zapobieganie awariom lub zmniejszenie i lokalizowanie skutków ewentualnych awarii.

Jednym z podstawowych pojęć stosowanych dotąd w technice zabezpieczeń jest największa możliwa awaria /MCA/. Zakładając pewien typ uszkodzenia układu jądrowego wytwarzania pary - bada się następstwa awarii przy najbardziej niekorzystnym jej przebiegu i stosownie do wyników analizy projektuje się zabezpieczenia.

Najbardziej rozwinięta jest obecnie technika zabezpieczeń reaktorów wodnych.

W krajach zachodnich, a ostatnio również w ZSRR, przyjęto za maksymalną hipotetyczną awarię całkowite rozerwanie głównego rurociągu obiegu chłodzącego reaktor. Na wypadek tej awarii elektrownia wyposażona jest we wtryskowe systemy bezpieczeństwa.

Zadaniem wysokociśnieniowego wtryskowego systemu chłodzenia o niewielkiej wydajności jest dostarczenie chłodziwa do zimnej i gorącej odnogi każdej z zewnętrznych pętli w wypadku ubytków chłodziwa z układu. Niskociśnieniowe systemy wtryskowe dostarczają wody z borem bezpośrednio do zbiornika reaktora w wypadku poważniejszych ubytków chłodziwa. Reaktor może być wyposażony ponadto w jeszcze jeden dodatkowy bierny system chłodzenia awaryjnego, z którego przechowywana w ciśnieniowych zbiornikach z poduszką azotową woda z borem jest wtryskiwana do zbiornika reaktora w wypadku obniżenia ciśnienia chłodziwa w układzie chłodzenia poniżej ustalonego poziomu dopuszczalnego.

Specjalny system zapewnia utrzymanie zanieczyszczeń w chłodziwie obiegu pierwotnego w dopuszczalnych granicach oraz dostarczenie w razie potrzeby odpowiedniej ilości wody do wtryskowego układu bezpieczeństwa. Ostatnią z barier zabezpieczających przed ewentualnym dostaniem się do otoczenia substancji radioaktywnych jest obudowa bezpieczeństwa.

Kryteria projektowe wymagają, by była ona w stanie wytrzymać ciśnienie i uderzenia, jakie wystąpiłyby ewentualnie w wypadku awarii utraty chłodziwa, w sytuacji dodatkowych obciążeń, jakie mogłyby powstać w związku z efektami drgań skorupy ziemskiej bądź huraganami.

W większości projektów przewidziana jest sucha obudowa o konstrukcji i pojemności zdolnej wytrzymać ciśnienie i utrzymać szczelność w przypadku MCA. W projektach tych przewidziany jest również system technicznych zabezpieczeń, zapewniających poawaryjne obniżenie ciśnienia wewnątrz obudowy.

Dla reaktorów wodno-ciśnieniowych stosowane są obudowy jednopowłokowe i obudowy dwupowłokowe. Ze względu na lokalizację elektrociepłowni jądrowych w pobliżu dużych skupisk ludności i zastosowanie jednostek dużej mocy, a więc z dużą ilością materiałów radioaktywnych w rdzeniu reaktorów, preferowanym rozwiązaniem będzie obudowa dwupowłokowa. Rozwiązanie to pozwala na stałą kontrolę przecieków radioaktywności z obudowy pierwotnej, a ewentualne przecieki byłyby zatrzymywane w przestrzeni między ścianami i dopiero po przefiltrowaniu wydalane do atmosfery.

Komisja Energii Atomowej Stanów Zjednoczonych zleciła grupie ekspertów pod kierownictwem Normana C. Rasmussena opracowanie studium na temat bezpieczeństwa reaktorów jądrowych.

Studium to miało na celu określenie ryzyka związanego z eksploatacją reaktorów jądrowych i porównanie go z ryzykiem z przyczyn innych niż energetyka jądrowa, na które narażone jest społeczeństwo, jak i poszczególne jednostki.

Niebezpieczeństwo w razie awarii urządzeń elektrowni jądrowych, polega na możliwości porażenia przez promieniowanie

jonizujące, powstające w procesach rozszczepienia atomów.

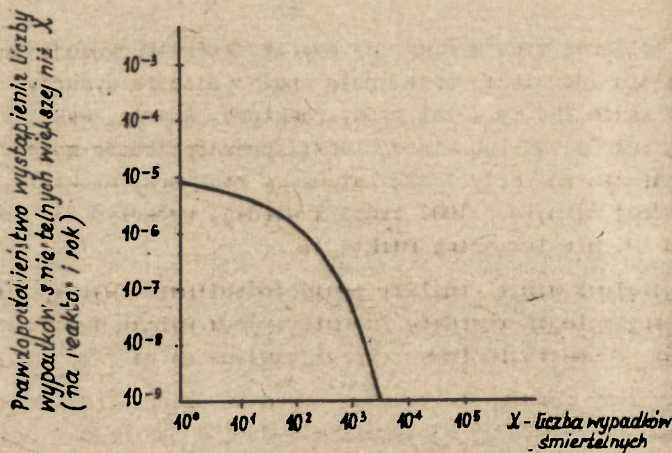
Poważna emisja substancji promieniotwórczych może przedostać się na zewnątrz obudowy ochronnej reaktora, jedynie w przypadku, gdyby aktywny rdzeń reaktora uległ stopieniu. Przepalone paliwa, usunięte z reaktora i składowane na terenie elektrowni jest silnie promieniotwórcze.

Potencjalne niebezpieczeństwo wynikłe wskutek stopienia się zużytego paliwa, jest jednak niewielkie, w porównaniu z niebezpieczeństwem wynikłym wskutek stopienia całego rdzenia reaktora.

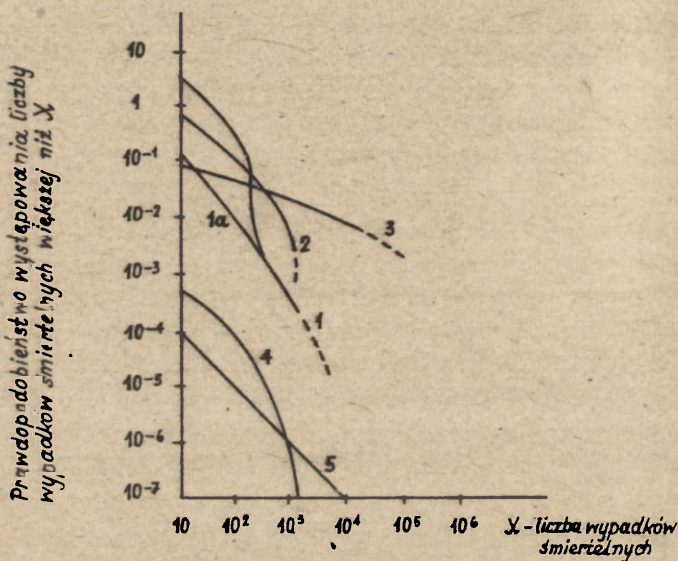
Koncepcja zabezpieczeń reaktora przewiduje ograniczenie ewentualnej jego emisji promieniotwórczej oraz zastosowanie kilku układów zabezpieczających przed przegrzaniem paliwa - w tych warunkach mogłoby dojść do emisji substancji promieniotwórczych oraz do skażenia otaczającego środowiska, jedynie w przypadku kilku równoczesnych defektów, gdyż dopiero wtedy doszłoby do przegrzania paliwa i przedostania się emisji na zewnątrz. Musiałyby zawieść układy zarówno przeznaczone do ograniczania natężenia emisji, jak i chroniące przed jej wydostaniem się na zewnątrz. W czasie prac nad studium przebadano setki możliwych dróg, przez które mogłaby się przedostać emisja i określono ryzyko, jakie przedstawia każda z nich.

Trzeba zaznaczyć, że w ciągu 200 reaktorolat eksploatacji, nie zdarzył się ani jeden wypadek stopienia rdzenia reaktora, przy jednoczesnym uszkodzeniu obudowy przez powstałe nadciśnienie lub wyrzucone w czasie wypadku z dużą siłą odłamki instalacji. Dopiero taki wypadek może spowodować znaczne skażenie powietrza atmosferycznego i może mieć poważne konsekwencje.

Skutki zależą przede wszystkim od trzech okoliczności: od ilości substancji promieniotwórczych, które przedostały się na zewnątrz, od sposobu, w jaki się rozproszyły przy panujących warunkach atmosferycznych, od liczby osób, które były narażone na napromieniowanie. W ramach studium obliczono następstwa w 4800 możliwych kombinacjach tych parametrów.



Rys. 10. Rozkład prawdopodobieństwa liczby wypadków śmiertelnych w wyniku awarii reaktorów wodno-ciepłowniczych.



Rys. 11. Rozkłady prawdopodobieństwa liczby wypadków śmiertelnych dla różnego typu wypadków.

- 1 - wypadki lotnicze (1a - w odniesieniu do ofiar na ziemi),
- 2 - pożary,
- 3 - trzęsienie ziemi,
- 4 - awarie reaktorów wodnych (w odniesieniu do 100 jednostek),
- 5 - uderzenia meteorytów.

Z obliczeń tych wynika, że awaria, która spowoduje śmierć dziesięciu lub więcej osób, może prawdopodobnie wydarzyć się raz na każde 250 tys. lat pracy reaktora. Awaria, wskutek której zginęłoby 100 lub więcej ludzi, prawdopodobnie może wydarzyć się raz na każdy 1 mln lat pracy reaktora, a awaria, wskutek której zginęłoby 1000 ludzi i więcej, wydarzyć się może raz na 100 mln lat pracy reaktora.

Ilościowe wyniki analizy prawdopodobieństwa wystąpienia określonej ilości wypadków śmiertelnych w wyniku awarii reaktorów wodno-ciśnieniowych przedstawione są na rys. 10.

Rozkłady prawdopodobieństwa wypadków śmiertelnych w wyniku awarii reaktora /w odniesieniu do 100 jednostek/ oraz dla wypadków spowodowanych przyczynami takimi, jak: pożary, katastrofy lotnicze, trzęsienia ziemi i uderzenia meteorytów przedstawia rys. 11.

Studium pozwala na stwierdzenie, że stopień ryzyka publicznego z tytułu awarii energetycznych instalacji jądrowych jest bardzo mały. Skutki potencjalnej awarii reaktora nie są groźniejsze, a w wielu przypadkach są mniej groźne, od skutków awarii urządzeń klasycznych.

Prawdopodobieństwo awarii jądrowej jest znacznie mniejsze niż awarii o współmiernych skutkach wielu urządzeń klasycznych. Zbadane w trakcie prowadzenia studium różnorodne wypadki, łącznie z pożarami, wybuchami, załamaniem się zapór wodnych, katastrofami lotniczymi, trzęsieniami ziemi itd., zdarzają się częściej niż awarie instalacji jądrowych i mogą mieć skutki współmierne a nawet groźniejsze od następstw awarii jądrowych.

### 3. UZASADNIENIE LOKALIZACJI ELEKTROCIĘPŁOWNI JĄDROWYCH

#### 3.1. Wytyczne ogólne

"Koncepcja planu przestrzennego zagospodarowania kraju do roku 1990" opracowana w Zespole Planowania Przestrzennego Komisji Planowania przy Radzie Ministrów zakłada, że istotnym elementem układu przestrzennego kraju będą aglomeracje miejskie. W planie założono dalszy rozwój aglomeracji Warszawy



i Śląska oraz przyspieszenie rozwoju pozostałych aglomeracji, utrzymując je jednak w rozmiarach nie kolidujących z wymaganiami stałego podnoszenia jakości życia ich mieszkańców.

W aglomeracjach miejskich, ze względu na występujące zanieczyszczenie, konieczne będzie zastosowanie "czystych" paliw oraz dążenie do centralizacji źródeł wytwarzania ciepła.

Przy pokrywaniu potrzeb cieplnych gospodarki bytowo-komunalnej, dążyć się będzie więc, w zależności od typu zabudowy, do centralizacji wytwarzania ciepła lub użytkowania energii w szlachetniejszej postaci /paliwa ciekłe, gaz ziemny, energia elektryczna/. Źródła scentralizowane będą zaopatrywały w ciepło głównie obszary charakteryzujące się zabudową intensywną.

W opracowaniu Zespołu Gospodarki Energetycznej ITC PW pt. "Prognoza rozwoju do roku 2000 systemów energetycznych z uwzględnieniem elementów preferencji społecznych" zaproponowano, aby do rachunku optymalizacyjnego wprowadzić parametry charakteryzujące nie tylko efektywność ekonomiczną, lecz także jakość życia. Przedstawiono 33 modele pokrywania potrzeb energetycznych odbiorców bytowo-komunalnych i modele te uszeregowano według subiektywnie ocenianego komfortu właściwego każdemu modelowi.

Przyjęto, że do oceny komfortu energetycznego, należy brać pod uwagę następujące parametry:

- 1/ wartość pracy zużytej na obsługę urządzeń energetycznych w mieszkaniu;
- 2/ łatwość regulacji;
- 3/ wpływ danego układu na zanieczyszczenie powietrza w pomieszczeniu mieszkalnym;
- 4/ wpływ danego układu na lokalne zanieczyszczenie powietrza atmosferycznego w pobliżu mieszkania;
- 5/ wpływ danego układu na zwiększenie "tła" zanieczyszczenia w skali kraju;

Na pierwszym miejscu pod względem komfortu energetycznego umieszczono modele, w których ciepło do ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej dostarczane jest z elektrociepłowni jądrowych.

Analizy techniczno-ekonomiczne wykazują, że moc cieplna ECJ powinna wynosić od 500 + 4000 Gcal/h. Elektrociepłownie jądrowe będą więc zaopatrywały w ciepło głównie duże aglomeracje miejskie. Bardzo często czynnikiem decydującym o budowie ECJ będzie konieczność ochrony atmosfery w wielkich aglomeracjach miejskich.

### 3.2. Zapotrzebowanie mocy cieplnej z elektrociepłowni do roku 2000

Elektrociepłownie i ciepłownie zawodowe pracują obecnie w trzydziestu miastach, dziesięć innych miast otrzymuje ciepło z członów ciepłowniczych zainstalowanych w elektrowniach kondensacyjnych.

Udział elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych w produkcji ciepła na ogrzewanie i ciepłą wodę wzrósł z 12,8 % w 1970 r. do 21 % w 1975 r. Przewiduje się dalszy wzrost tego udziału do 40 % w 1980 r. i 58 % w 1990 r. [22]:

Łączne zapotrzebowanie ciepła w większych miastach przez budownictwo komunalne, użyteczności publicznej i przemysł, zakwalifikowane do pokrycia przez elektrociepłownie, zestawiono w tabelicy 8.

Tablica 8

Aglomeracja	Zapotrzebowanie mocy cieplnej Gcal/h				
	1977	1980	1985	1990	2000
Warszawa	3500	4270	5570	9500	10500
Łódź <sup>x</sup>	2300	3500	4800	6000	7500
Kraków	600	1200	2100	3100	4500
GOP	1200	2700	3700	5300	8000
Wrocław	610	1050	1700	2300	3500
Gdańsk	1000	1740	2640	3200	4200
Bydgoszcz	760	1050	1780	2200	3400
Poznań	380	600	1000	1600	2300

<sup>x</sup> W tym około 20 % ciepła w parze technologicznej

W zestawieniu tym nie figuruje zapotrzebowanie ciepła przez duże zakłady przemysłowe, które posiadają swoje źródła ciepła.

Wielkość potrzeb cieplnych z elektrociepłowni w latach 1977 - 1985, przyjęto zgodnie z opracowaniem pt. "Aktualizacja programu rozwoju ciepłownictwa scentralizowanego w latach 1976 - 1980 oraz wstępny program na lata 1981 - 1985" [34].

Potrzeby cieplne w latach 1990 i 2000 przyjęto na podstawie opracowań Zakładu Gospodarki Energetycznej ITC PW [30], [31] oraz na podstawie opracowania [9].

### 3.3. Zanieczyszczenia atmosfery w aglomeracjach miejskich w Polsce

W miarę urbanizacji i uprzemysłowienia kraju zagadnienia skażenia środowiska naturalnego stanowiąc będą coraz częściej barierę dalszego rozwoju.

We wszystkich krajach uprzemysłowionych użytkowanie paliw klasycznych ma duży udział w skażeniu powietrza atmosferycznego, więc ustalone normy regulują nie tylko ilość szkodliwych emisji, lecz i jakość paliw, która można stosować w konkretnych warunkach.

W Polsce udział węgla w bilansie paliw pierwotnych jest bardzo wysoki. Znaczna część węgla energetycznych jest zasilaczona; średnia zawartość siarki wynosi w nich około 1,4 %, a czasami nawet 3 % /np. węgiel krakowski/.

Na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 13.9.1966 r. obowiązuje podział kraju na dwa rodzaje obszarów podlegających ochronie powietrza atmosferycznego przed zanieczyszczeniami:

- 1/ obszary specjalnie chronione /uzdrowiska, parki narodowe, rezerваты przyrody/;
- 2/ obszary chronione /pozostałe tereny kraju bez terenów zajmowanych przez zakłady lub inne źródła zanieczyszczenia oraz terenów stref ochronnych /art. 2 Ustawy z dnia 21.4.1966 r./

Obowiązujące normy dopuszczalnego opadu pyłu wynoszą 250 t/km<sup>2</sup> na rok dla terenów chronionych, natomiast dla terenów specjalnie chronionych - 40 t/km<sup>2</sup> na rok. Dopuszczalne stężenia SO<sub>2</sub> w powietrzu - jednorazowe w ciągu 20 minut dla terenów chronionych wynoszą - 0,9 mg/m<sup>3</sup>, a dla terenów specjalnie chronionych - 0,25 mg/m<sup>3</sup>. Natomiast dopuszczalne stężenia dobowe SO<sub>2</sub> wynoszą 0,35 mg/m<sup>3</sup> dla terenów chronionych i 0,07 mg/m<sup>3</sup> dla terenów specjalnie chronionych.

Już obecnie w wielu ośrodkach miejskich występuje bardzo często przekroczenie dopuszczalnych norm emisji SO<sub>2</sub> i pyłów - występuje to zwłaszcza w aglomeracjach: warszawskiej, łódzkiej, śląskiej i krakowskiej.

Szczególnie zagrożonym rejonem kraju jest Górnośląski Okręg Przemysłowy - duża ilość drobnych elektrowni i elektrociepłowni przemysłowych, powoduje emisję kilkakrotnie przekraczającą dopuszczalny opad pyłu i dopuszczalne stężenie SO<sub>2</sub>. Również w Krakowie i Częstochowie występuje przekroczenie dopuszczalnego opadu pyłu, jak i emisji SO<sub>2</sub> /15/.

Ilość odpadów paleniskowych oraz emitowanych do atmosfery pyłów i dwutlenku siarki, wynikających z założonego planu produkcji energii elektrycznej i ciepła w energetyce zawodowej w 1990 r. [6], przedstawiona jest w tabelicy 9.

Odpady paleniskowe - popiół i żużel - są bezpośrednio związane z terenem województwa, w którym zlokalizowana jest elektrownia.

Natomiast SO<sub>2</sub>, a częściowo również pył, ze względu na znaczne wyniesienie i łatwość rozprzestrzeniania się, stanowić mogą w zależności od kierunku i prędkości wiatru poważne obciążenie terenów województwa sąsiedniego. Przedstawione zatem wielkości nie są miarą rzeczywistego obciążenia na terenie danego województwa, lecz zmieniają się wraz ze zmianą warunków meteorologicznych.

Z tabelicy 9 wynika jednakże, że największy udział w emisji SO<sub>2</sub> i pyłów w 1990 r. będą miały następujące województwa: łódzkie, krakowskie, wrocławskie, katowickie; natomiast na terenie województw koszalińskiego, olsztyńskiego, białostockiego i rzewszowskiego - emisja ta będzie bardzo mała.

Tablica 9

Lp.	Województwo	Odpady paleniskowe		Emisje do atmosfery	
		popiół tys. t.	żużel tys. t.	pył tys. t.	SO <sub>2</sub> tys. t.
1.	Białostockie	140,3	16,6	9,0	22,2
2.	Bydgoskie	223,0	38,8	11,6	36,9
3.	Gdańskie	1067,9	131,7	52,9	125,0
4.	Katowickie	3962,1	589,3	198,9	500,1
5.	Kieleckie	1629,3	193,3	70,0	280,2
6.	Krakowskie	2500,0	293,1	116,6	595,5
7.	Koszalińskie	-	-	-	-
8.	Lubelskie	50,2	9,4	3,2	13,8
9.	Łódzkie	7270,7	828,6	166,0	887,0
10.	Opolskie	1471,8	170,7	64,2	197,0
11.	Olsztyńskie	-	-	-	-
12.	Poznańskie	1303,3	165,2	38,6	267,9
13.	Rzeszowskie	117,6	29,7	7,5	28,5
14.	Szczecińskie	1097,2	127,1	46,9	117,4
15.	Warszawskie	1360,0	170,3	71,1	198,1
16.	Wrocławskie	6229,0	718,8	141,6	594,6
17.	Zielonogórskie	994,9	116,6	54,4	100,9

W opracowaniu Zespołu Gospodarki Energetycznej ITC Pw pt. "Przewidywana wartość stężenia tła zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego niektórych aglomeracji Polski dwutlenkiem siarki w roku 2000" określono przewidywane wielkości stężenia tła SO<sub>2</sub> w aglomeracji łódzkiej, warszawskiej oraz lubelskiej.

W aglomeracji łódzkiej, po uwzględnieniu wpływu emisji Bełchatowa, stężenie tła SO<sub>2</sub> w 2000 r. przekraczać będzie znacznie wartości dopuszczalne średniodobowe. Uwzględniając dodatkowo wpływ emisji lokalnych, które już w chwili obecnej w okresie zimowym występują w Łodzi w stężeniu wyższym od dopuszczalnego, należy spodziewać się stężeń średniodobowych SO<sub>2</sub> - 1 mg/m<sup>3</sup> [14]. Łódź stanie się więc, poza regionem śląsko-kra-kowskim, jedną z najbardziej zagrożonych aglomeracji ze względu

na zanieczyszczenie powietrza atmosferycznego.

W aglomeracji warszawskiej i lubelskiej w roku 2000, przy założeniu najbardziej niekorzystnych kierunków i prędkości wiatrów, wartości średniodobowe stężenia tła  $\text{SO}_2$  /a więc bez uwzględnienia działania lokalnych źródeł emisji/ będą kształtowały się w pobliżu dopuszczalnego stężenia  $\text{SO}_2$  w powietrzu atmosferycznym.

Już obecnie na terenie prawie całej Warszawy występuje przekroczenie dopuszczalnej emisji  $\text{SO}_2$ . Przekroczenie dopuszczalnych stężeń występuje także na terenie Puszczy Kampinoskiej.

Wykonane przez "Energopomiar" obliczenia zanieczyszczenia atmosfery Warszawskiego Zespołu Mieszkaniowego wykazały, że w roku 1985 praca samych elektrociepłowni /bez uwzględnienia tła/ powodować będzie stężenia  $\text{SO}_2$  w granicach 50 % stężenia dopuszczalnego. Do obliczeń tych przyjęto, że elektrociepłownie będą spalały węgiel o zawartości siarki od 0,7 do 1,2 %. Natomiast Centrala Zbytu Węgla przewiduje dla elektrociepłowni "Kawęczyn" węgiel o zawartości siarki około 1,5 % - szanse na uzyskanie lepszego węgla są znikome.

Rozkład zanieczyszczeń w skali całego kraju do roku 1990 określono w opracowaniu pt. "Analiza perspektywicznej struktury pokrycia potrzeb energetycznych kraju z uwzględnieniem zagadnień ochrony i racjonalnego kształtowania środowiska" [32].

W wymienionym opracowaniu uwzględniono następujące sektory gospodarki narodowej:

- energetykę zawodową wraz z elektrociepłowniami,
- energetykę przemysłową,
- energetyczne potrzeby komunalno-bytowe,
- energetyczne potrzeby przemysłu i transportu kolejowego.

Dla wymienionych sektorów określono emisję tlenków siarki na podstawie prognozowanego zużycia paliw pierwotnych i dla prognozowanej charakterystyki paliw. Emisję tlenków siarki można uznać, jako wskaźnik charakteryzujący stopień zagrożenia środowiska przez energetykę. Emisja tlenków siarki stanowi

bowiem w warunkach polskich najistotniejsze zagrożenie środowiska, a emisja tlenków azotu jest w przypadku energetycznego spalania paliw proporcjonalna do emisji tlenków siarki.

Znając więc przestrzenno-czasowe rozkłady tlenków siarki w środowisku, można równocześnie szacować te rozkłady także dla tlenków azotu.

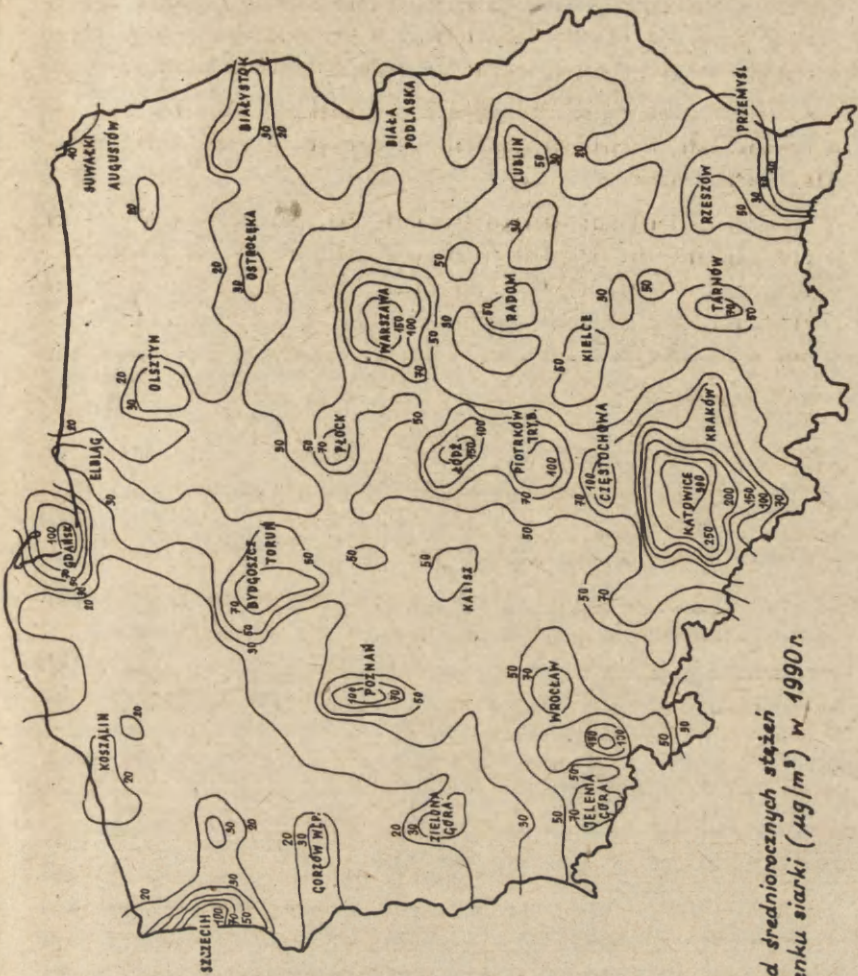
Rozkład średniorocznego stężenia  $\text{SO}_2$  /suma związków siarki w przeliczeniu na  $\text{SO}_2$ / na terenie Polski w 1990 r. przedstawiony jest na rys. 12 [32]. Zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami, dopuszczalna średnioroczna wartość stężenia  $\text{SO}_2$  wynosi  $100 \mu\text{g}/\text{m}^3$ .

Z przedstawionej mapy /rys. 12/ można określić, że w 1990 r. na około 5 % obszaru kraju będą występowały stężenia wyższe od dopuszczalnych. Ponieważ dotyczyć to będzie głównie dużych ośrodków miejskich, około 27 % ogółu mieszkańców kraju będzie mieszkało na terenach, na których stężenia będą wyższe od dopuszczalnych.

Przedstawione /rys. 12/ rozkłady stężeń  $\text{SO}_2$  powinny stanowić jeden z elementów uwzględnianych w planowaniu przestrzennym oraz w planach rozwoju poszczególnych regionów, a w szczególności powinny być uwzględnione przy planowaniu lokalizacji większych obiektów przemysłowych.

W aglomeracjach miejskich, w okresach niekorzystnych warunków atmosferycznych, w celu zapobieżenia zagrożeniom, powinno stosować się niskosiarkowe paliwo interwencyjne. Wiąże się to z koniecznością zgromadzenia paliwa zastępczego na okres około 800 godzin rocznie /okres występowania najbardziej niekorzystnych kierunków i prędkości wiatrów/. Konieczne jest również zorganizowanie systemu pomiarowego zasilczenia powietrza atmosferycznego łącznie z systemem ciągłej kontroli meteorologicznej.

Jednak w wielu aglomeracjach miejskich jedynym korzystnym rozwiązaniem, ze względu na stały wzrost zanieczyszczenia atmosfery, będzie budowa elektrociepłowni jądrowych.



Rys. 19. Rozkład średniorocznych stężeń dwutlenku siarki ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) w 1990 r.



### 3.4. Propozycja lokalizacji elektrociepłowni jądrowych

Elektrociepłownie jądrowe lokalizowane będą w pobliżu aglomeracji miejskich, w których występować będzie duże zapotrzebowanie ciepła.

O kolejności oddawania ECJ do eksploatacji decydować powinny głównie względy podyktowane ochroną środowiska. Z punktu widzenia zapotrzebowania ciepła w 1990 r. elektrociepłownie jądrowe mogłyby być zlokalizowane w pobliżu aglomeracji warszawskiej, katowickiej, łódzkiej, gdańskiej, krakowskiej, wrocławskiej i bydgosko-toruńskiej.

Zatwierdzony program rozwoju energetyki jądrowej zakłada jednak, że w 1990 r. całkowita moc zainstalowana jednostek jądrowych nie przekroczy 8000 MW.

Dwa bloki po 440 MW zainstalowane będą w elektrowni jądrowej zlokalizowanej nad Jeziorem Żarnowieckim, której uruchomienie przewidziane jest w 1984 r.

Zgodnie z opinią autorów opracowania pt. "Infrastruktura energetyczna Polski do roku 2000" /synteza prac wykonanych w Zespole Gospodarki Energetycznej ITC PW w latach 1971 - 1974 w ramach problemu węzłowego 11.2.1. grupa tematyczna 0.6. /77 / zakłada się, że dalsze dwa bloki WWR - 440 /500/ przewidziane do dostawy z ZSRR zainstalowane będą w pierwszej elektrociepłowni jądrowej. W terminie późniejszym przewiduje się sprowadzenie z ZSRR bloków WWR - 1000, które również powinny być instalowane głównie w ECJ.

Uwzględniając omówiony w p. 3.2. stan zanieczyszczenia atmosfery w aglomeracjach miejskich, można założyć, że w pierwszej kolejności ECJ powinny być budowane w pobliżu aglomeracji warszawskiej, katowickiej, krakowskiej, łódzkiej oraz ze względu na ochronę ośrodków rekreacyjnych położonych nad Zatoką Gdańską - w pobliżu aglomeracji gdańskiej.

Po roku 1990 ECJ powinny być budowane w pobliżu pozostałych dużych aglomeracji miejskich - wrocławskiej, poznańskiej, bydgosko-toruńskiej.

Z punktu widzenia zapotrzebowania ciepła i tempa jego

narastania, w pobliżu aglomeracji warszawskiej powinny być zlokalizowane dwie duże elektrociepłownie jądrowe: ECJ - Warszawa Zachód i ECJ - Warszawa Północ. ECJ - Warszawa Zachód zastąpiłaby projektowaną elektrociepłownię klasyczną EC - Pruszków II i pokrywałaby zapotrzebowanie ciepła zurbanizowanego zespołu pruszkowskiego i zachodnich obszarów m. Warszawy.

Budowa w tamtym rejonie elektrociepłowni opalanej węglem, o mocy ok. 2000 Gcal/h, jest z punktu widzenia ochrony środowiska niekorzystna - wobec przewagi wiatrów zachodnich nastąpiłby wzrost zanieczyszczenia atmosfery w rejonie Pruszków - Ursus i w m. Warszawie.

W 1977 r. podjęto już decyzję budowy EC - Pruszków II, ze względu na szybki wzrost zapotrzebowania ciepła w zachodnich dzielnicach Warszawy i w Zakładach Mechanicznych "Ursus". Budowę ECJ - Warszawa Zachód powinno się jeszcze brać pod uwagę, pod warunkiem jednak, że uruchomienie elektrociepłowni musiałoby nastąpić około 1985 r.<sup>4</sup>

ECJ - Warszawa Północ, zlokalizowana w pobliżu wsi Skierdy [9], [28], zaopatrywałaby w ciepło Północne Pasma Rozwojowe WZM, którego rozwój przewidziany jest na lata 1984 - 2000 i zastąpiłaby projektowane elektrociepłownie klasyczne: EC - Mońki i EC - Północ.

Wstępna lokalizacja elektrociepłowni jądrowej, zaopatrującej w ciepło GOP - w Wojtkowicach k. Katowic, zaproponowana została przez "Energoprojekt" Katowice. Budowa ECJ - GOP umożliwiłaby wycofanie z eksploatacji wielu małych uciążliwych elektrociepłowni i ciepłowni.

Podobnie w Łodzi - rozwiązaniem, które poprawiłoby zdecydowanie stan atmosfery, byłaby likwidacja szeregu małych elektrociepłowni i ciepłowni i budowa dużej ECJ, zaopatrującej w ciepło nie tylko odbiorców bytowo-komunalnych, ale również mniejsze zakłady przemysłowe.

ECJ - Gdańsk będzie zasilała w ciepło Trójmiasto oraz

<sup>4</sup> Termin ten jest niestety mało realny.

zakłady przemysłowe, budowane w pobliżu Portu Północnego.

Zapotrzebowanie ciepła w aglomeracjach miejskich /omawiane w p. 3.1./ jest zapotrzebowaniem gospodarki bytowo-komunalnej i drobnego przemysłu. Natomiast duże zakłady przemysłowe będą miały swoje źródła ciepła; w niektórych wypadkach zakłady chemiczne, jak np. Oświęcim, będą mogły w przyszłości pokrywać potrzeby ciepłe z przemysłowych elektrociepłowni jądrowych.

Proponowana kolejność oddawania do eksploatacji elektrociepłowni jądrowych oraz docelowa moc cieplna ECJ przedstawiona jest w tablicy 10.

Tablica 10

Lp.	Lokalizacja	Moc docelowa Gcal/h
1.	ECJ-Warszawa Zachód	2000
2.	ECJ-Katowice	3000
3.	ECJ-Warszawa Północ	3000-3500
4.	ECJ-Lódź	2500
5.	ECJ-Kraków	2000
6.	ECJ-Gdańsk	2500
7.	ECJ-Wrocław	1500
8.	ECJ-Bydgoszcz	1500
9.	ECJ-Poznań	1500

#### 4. WPŁYW BUDOWY ELEKTROCIEPŁOWNI JĄDROWYCH NA PLANOWANIE PRZESTRZENNE

W dużych aglomeracjach miejsko-przemysłowych koncentracja ludności i różnorodnych elementów gospodarczych powoduje coraz większy wpływ na środowisko naturalne.

Rozwój aglomeracji powinien wykorzystywać zasoby środowiska przyrodniczego, ale jedynie w tych granicach, które nie budzą zagrożenia jego zniszczenia.

Prawidłowość warunków ekologicznych w mieście zależy w dużym stopniu od odpowiedniej struktury przestrzennej miasta

oraz od przeznaczenia terenów pod właściwe formy użytkowania, zgodnie z ich przyrodniczymi uwarunkowaniami. W większości aglomeracji istniejący stan zagospodarowania i technologia produkcji przemysłowej powodują zanieczyszczenia atmosfery ponad dopuszczalne stężenia. W aglomeracjach tych, jeśli nie można zmniejszyć emisji zanieczyszczeń przez zaniechanie produkcji stanowiącej główne ich źródło lub przez zmianę technologii wytwarzania, niezbędne jest podjęcie takich przedsięwzięć planistycznych, które łagodziłyby złą sytuację. A mianowicie:

- rozluźnienie zagospodarowania /odsunięcie miejsc zamieszkania i wypoczynku od obszarów głównych zagrożeń/,
- podniesienie standardów środowiska mieszkaniowego przez obniżenie wskaźników intensywności i duży udział budownictwa jednorodzinnego, zwiększenie terenów otwartych w obrębie zainwestowania miejskiego,
- zwiększenie lesistości okalających obszarów,
- przeniesienie głównych źródeł zanieczyszczenia do obszarów o korzystnych warunkach rozproszenia zanieczyszczeń poza główne skupiska osadnicze [38], [39].

Budowa elektrociepłowni jądrowych umożliwi w wielu aglomeracjach zastąpienie projektowanych, bądź istniejących elektrociepłowni klasycznych, a tym samym wpłynie właśnie na znaczne poprawienie warunków środowiska.

Powaznemu zmniejszeniu ulegnie bowiem zanieczyszczenie atmosfery tlenkami siarki, tlenkami azotu i pyłami - głównymi składnikami emisji z elektrociepłowni klasycznych.

Brak popiołu i żużlu pozwoli na wykorzystanie do innych celów dużych obszarów, przeznaczonych w wypadku budowy elektrociepłowni klasycznych na składowiska odpadów; oraz odciąży transport wewnątrz aglomeracji.

Powazne zmniejszenie ilości transportowanego paliwa wpłynie na poprawę sytuacji zarówno na silnie obciążonych liniach kolejowych łączących rejony wydobycia węgla /GOP/ z dużymi aglomeracjami, jak i znacznie przeciążonych węzłach kolejowych i liniach w obrębie poszczególnych aglomeracji.

Ustalenie konkretnej lokalizacji elektrociepłowni jądrowej

uwarunkowane będzie między innymi odbiorem ciepła, warunkami chłodzenia, względami bezpieczeństwa i możliwością dowozu w okresie budowy olbrzymich elementów /np: zbiornika reaktora/, których transport odbywa się głównie drogą wodną.

Stosunkowo duży, ekonomicznie uzasadniony, zasięg przesyłu ciepła z ECJ pozwoli na pewną swobodę lokalizacji elektrociepłowni jądrowych z punktu widzenia odległości od środka ciężkości odbioru ciepła. Uzasadniona więc będzie budowa ECJ np. na skraju aglomeracji miejskiej i przesył ciepła na odległość kilkunastu do kilkudziesięciu kilometrów.

Ze względów bezpieczeństwa zakłada się, że stałe przebywanie ludności będzie wykluczone zaledwie w promieniu około 1 + 2 km od ECJ.

Zapotrzebowanie wody chłodzącej dla elektrociepłowni jądrowej - przy pracy na kondensację - jest o około 30 % wyższe niż dla równoważnej elektrowni klasycznej. Ponieważ w wielu aglomeracjach występować będzie brak dostatecznej ilości wody do chłodzenia w obiegu otwartym, stosowane będą musiały być obiegi mieszane lub nawet zamknięte.

W pobliżu elektrociepłowni jądrowych powinny być lokalizowane dodatkowe duże odbiory ciepła, np: szklarnie, chłodnie itp. Szczytowe zapotrzebowanie ciepła dużego kombinatu szklarniowego o powierzchni 200 ha wynosi około 900 Gcal/h, a pokrycie tego zapotrzebowania z ECJ jest w pełni ekonomicznie uzasadnione. W obiektach chłodniczych maksymalne zapotrzebowanie ciepła występuje w okresie letnim. Pobór ciepła w tym okresie pozwoli więc na zmniejszenie znacznych ilości ciepła odpadowego z ECJ.

Przedstawione aspekty budowy elektrociepłowni jądrowych uzasadniają celowość ich lokalizacji w dużych aglomeracjach. Po przeprowadzeniu dokładnych analiz, powinny być one uwzględniane przy opracowywaniu planów przestrzennego zagospodarowania aglomeracji miejskich.

## LITERATURA

- [1 ] ANDRZEJEWSKI S. - Podstawy projektowania siłowni ciepłych, WNT, Warszawa, 1972.
- [2 ] MEJRO CZ. - Podstawy gospodarki energetycznej, WNT, Warszawa, 1974.
- [3 ] ANDRZEJEWSKI S., TROSKIEWICZ J. - Elektrociepłownie jądrowe w systemie elektroenergetycznym, Referat na III Międzynarodową Konferencję Ciepłownictwa, Warszawa, 1976.
- [4 ] ITEC: a congress that stuck to its theme. Energy International, December 1976.
- [5 ] Prognoza potrzeb gospodarki narodowej na oleje opałowe, a w szczególności na oleje niskosiarkowe do roku 2000, Zakład Gospodarki Energetycznej ITC PW, Warszawa, 1976.
- [6 ] Prognoza rozwoju elektroenergetyki do 1990 r. i hipotezy na 2000 r., Instytut Energetyki, Warszawa, 1974.
- [7 ] ANDRZEJEWSKI S., MEJRO CZ., SROCYŃSKI W., WENGIEROW S. - Infrastruktura energetyczna Polski do roku 2000 - synteza prac wykonanych w Zespole Gospodarki Energetycznej ITC P W w latach 1971 - 1974 w ramach problemu węglowego 11.2.1. grupa tematyczna 0,6.
- [8 ] MARGEN P.H. - A future trend in district heating? The economic relevance of regional nuclear district heating schemes, Energy World Nr 7, July 1974.
- [9 ] ANDRZEJEWSKI S., ARCHUTOWSKI M., BOBER M., PODOWSKI M. - Rozwój elektrociepłowni jądrowych na terenie województwa stołecznego warszawskiego, Warszawa, 1976.
- [10 ] Wskaźniki techniczno-ekonomiczne przesyłania ciepła w funkcji temperatur wody sieciowej, GBSiPE "Energo-projekt", Warszawa, 1976.
- [11 ] Analiza zasięgu sieci ciepłowniczej zasilanej z elektrociepłowni jądrowej, Cz. I, Zakład Siłowni i Reaktorów Jądrowych ITC P.W., Warszawa, 1977.

- [12 ] KAMLER W. - Ciepłownictwo, PWN, Warszawa, 1976.
- [13 ] Wybór metod przesyłu ciepła na duże odległości. Przykłady zasilania ciepłem wybranych aglomeracji, Zakład Gospodarki Energetycznej ITC P.W., Warszawa, 1976.
- [14.] Przewidywana wartość stężenia tła zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego w niektórych aglomeracjach Polski dwutlenkiem siarki w roku 2000, Zespół Gospodarki Energetycznej ITC P.W., Warszawa, 1974.
- [15 ] Państwowa Rada d/s Wykorzystania Energii Atomowej Komisja Energetyki - referat pt. "Elektrociepłownie jądrowe", Warszawa, 1974.
- [16 ] Economic and technical problems arising from long-distance transport of heat for district heating - Group of Experts on Electric Power Stations, United Nations Economic and Social Council, Seventh session, 27 - 29 September 1976.
- [17 ] MICHEJDA J. - Plany masowego rozwoju skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej w RFN, GPiE n 6/1975.
- [18 ] HOHL R. - Fernbeheizte Schweiz? Die totale Energieverwertung und ihre mögliche Rolle in einer umweltfreundlichen Gesamtenergieversorgung, Brown Boveri Mitteilungen - Juni 1973.
- [19 ] MEJRO CZ. - Ciepłownictwo a ochrona środowiska, COW n 7 - 8, 1976.
- [20 ] MIKOLA J., SEPPA M., TIAINEN A., TAIVIAINEN E. - A study concerning different energy supply alternatives of the Helsinki Metropolitan Area in Finland, Detroit, 1974.
- [21 ] Analiza warunków pracy elektrociepłowni jądrowych, Zakład Układów i Gospodarki Energetycznej ITC P.W., Warszawa, 1975.
- [22 ] ŻYWIECKA-PITNER D. - Obecne i przyszłe problemy rozwoju ciepłownictwa w Polsce - referat na III Międzynarodową Konferencję Ciepłownictwa, Warszawa, 1976.

- [23] MIELIENTIEW L.A. - Tieplofikacja w energetycznym chaziaistwie ZSRR, Tieploenergietyka, 1974.
- [24] FISZER W. - Nowa koncepcja przesyłania ciepła na duże odległości, Energetyka n 2/1976.
- [25] GLINKA J., HORBOWIEC E. - Wpływ przepompowni na pracę sieci ciepłej, COW n 2/1976.
- [26] Energetyka Jądrowa, 1970. Ośrodek Informacji o Energii Jądrowej. Warszawa 1971.
- [27] ZIELINSKA A. - Straty gospodarki narodowej spowodowane emisją  $SO_2$ , Warszawa, 1976.
- [28] MRÓZ W. - Praca dyplomowa pt. "Koncepcja ucieplowienia Północnego Pasma Rozwojowego W.Z.M.", Zakład Układów i Gospodarki Energetycznej ITC P.W., Warszawa, 1974.
- [29] Prognoza rozwoju do r. 2000 systemów energetycznych z uwzględnieniem elementów preferencji społecznych - Zakład Gospodarki Energetycznej ITC P.W., Warszawa, 1974.
- [30] Wstępna prognoza rozwoju infrastruktury miast i wsi Polski. Ogrzewnictwo /1970 - 1990/ - Zespół Gospodarki Energetycznej ITC P.W., Warszawa, 1972.
- [31] Prognoza wariantowych rozwiązań gospodarki paliwowo - energetycznej miast w sektorze bytowo-komunalnym, Zakład Gospodarki Energetycznej ITC P.W., Warszawa, 1975.
- [32] Analiza perspektywicznej struktury pokrycia potrzeb energetycznych kraju z uwzględnieniem zagadnień ochrony i racjonalnego kształtowania środowiska, Zakład Ochrony Atmosfery IIS P.W., Warszawa, 1976.
- [33] Studium o bezpieczeństwie reaktorów jądrowych - Komisja Energii Atomowej USA. Przegląd zagranicznej literatury prognostycznej Polska 2000 3/II/1977, P.A.N.
- [34] Aktualizacja Programu Ciepłownictwa Scentralizowanego w latach 1976 - 80 oraz wstępny program na lata 1981 - 1985, Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej, Warszawa, 1977.



- [35 ] MEJRO CZ. - Problemy gospodarki energetycznej, PAN IPPT, Zakład Problemów Energetyki, Warszawa, 1976.
- [36 ] MARECKI J. - Skojarzona gospodarka ciepłno-elektryczna, WNT, Warszawa, 1973.
- [37 ] DREWNOWSKI J., WILK J. - Warunki rozwoju aglomeracji z punktu widzenia zasobów wodnych i możliwości odprowadzania ścieków, IKS, Warszawa, 1975.
- [38 ] KARBOWNIK W. i inni - Wybrane problemy zagospodarowania przestrzennego aglomeracji miejskich. Podsumowanie wyników badań, IKS, Warszawa, 1975.
- [39 ] Kształtowanie wewnętrznej struktury jednostek osadniczych, Biuletyn Informacyjny - z. 14, PAN IGiPZ, Warszawa, 1976.



## WYKAZ ZESZYTÓW BIULETYNU INFORMACYJNEGO

1. Bibliografia opracowań wykonanych w latach 1970—1973. 1974.
2. Studia nad infrastrukturą społeczną „sensu stricto”. 1974.
3. Struktura przestrzenna rolnictwa. Wybór prac. 1975.
4. Wariantowa prognoza rozwoju transportu w Polsce do roku 2000. 1975.
5. Gospodarka wodna. 1975.
6. System regionalnych centrów i ośrodków wzrostu. Materiały z seminarium — Warszawa 22 V 1973. 1975.
7. Wybrane problemy przestrzennego kształtowania infrastruktury społecznej. 1975.
8. Surowik Cz. Wybrane problemy przestrzennego kształtowania infrastruktury ochrony zdrowia i pomocy społecznej. 1975.
9. Prognoza rozwoju infrastruktury ekonomiczno-technicznej Polski do roku 2000. 1975.
10. Uprzemysłowienie i struktura przestrzenna przemysłu. 1976.
11. Nowe metody i techniki w planowaniu przestrzennym. 1976.
12. Problem węzłowy 11.2.1. Podstawy przestrzennego zagospodarowania kraju. Synteza badań I. 1976.
13. Problem węzłowy 11.2.1. Podstawy przestrzennego zagospodarowania kraju. Synteza badań II. 1976.
14. Kształtowanie wewnętrznej struktury jednostek osadniczych. Raport końcowy części B problemu węzłowego 11.2.1. „Zagospodarowanie przestrzenne miast i osiedli wiejskich”. 1976.
15. Dziembowski Z. Ekonomiczna efektywność infrastruktury gospodarczej w aglomeracjach miejskich. Raport końcowy tematu. 1976.
16. Bibliografia opracowań wykonanych w latach 1971—1975. 1977.
17. Szczotka F. A. Podstawy taksonomii numerycznej. 1976.
18. Ekonomiczna efektywność przemysłu zlokalizowanego w aglomeracjach miejskich. 1977.
19. System gospodarki przestrzennej, mechanizmy i organizacja. 1977.
20. Truszkowska R. Charakterystyka warunków przyrodniczych rolnictwa. Metoda i mapa. Załącznik — rejestr. 1977.
21. Zarys organizacji i planowania gospodarki przestrzennej. 1977.
22. Problemy kształtowania przestrzennej struktury przemysłu. 1978.
23. Bielecka K., Szczotka F. A. Badania nad oceną stosowalności metod ilościowych w typologii rolnictwa. 1978.