

LUCJAN NEHREBECKI

Katedra Elektrowni

PROBLEM LOKALIZACJI ELEKTROWNI CIEPLNYCH
W PERSPEKTYWICZNYM PLANIE ROZWOJU ENERGETYKI

Streszczenie. Przy opracowywaniu koncepcji systemu elektroenergetycznego dla perspektywy kilkunastu lat koniecznym się staje rozwiązanie zagadnienia lokalizacji elektrowni w innym ujęciu niż to ma zwykle miejsce przy lokalizacjach ogólnych i szczegółowych, dokonywanych w ramach operatywnych krótkofalowych planów.

W artykule wyliczono i omówiono problemy, które powinny być rozwiązane w perspektywicznym planie rozwoju systemu oraz na przykładzie naszego systemu podano sposób formułowania zadań lokalizacyjnych.

Wykazane również zostało, że warunki lokalne wyrażające się w cenie węgla dla projektowanej elektrowni oraz w warunkach wodnych, przewozu węgla i odbioru przesłanej lub wytworzonej energii elektrycznej, mogą w niektórych przypadkach wpłynąć na wybór alternatywy lokalizacji elektrowni. Stąd został wyciągnięty wniosek, że modele układów porównywanych nawet w pierwszym przybliżeniu powinny zawierać w pełni rozpoznany i zlokalizowany człon wytwórczy.

1. WPROWADZENIE

W perspektywicznych planach rozwoju energetyki poświęca się zwykle dużo uwagi zagadnieniu umiejscowienia elektrowni. Elektrownie, stanowiące część składową systemu elektroenergetycznego, z jednej strony wywierają przez swoją lokalizację decydujący wpływ na kształtowanie się

ci systemu, z drugiej zaś, ich lokalizacja jest uzależniona od rozmieszczenia odbiorów energii elektrycznej i już istniejącej sieci tegoż systemu. Jest to więc współzależność kształtująca tworzący się z biegiem czasu system, jako pewną całość. Jeżeli rozważa się lokalizację elektrowni w oderwaniu od systemu elektroenergetycznego a tylko z punktu widzenia wymogów procesu wytwarzania energii elektrycznej, czynnikami decydującymi są: rozmieszczenie w kraju źródeł energii i polityka ich rozwoju, dobre warunki wodne oraz szereg czynników o charakterze lokalnym, jak na przykład geologiczne i hydrologiczne właściwości terenu pod budowę elektrowni, warunki komunikacyjne, ograniczenie pod względem dopuszczalnego zapylenia i zagazowania otoczenia itd. Poza tym lokalizacja elektrowni, jako element elektryfikacji, stanowiącej o podstawowym uzbrojeniu terenu, może stać się instrumentem polityki gospodarczej kraju. Rozpatrując zagadnienie lokalizacji elektrowni w planach perspektywicznych powinny być uwzględnione wszystkie trzy aspekty: współpracy z systemem, warunków stawianych przez proces wytwarzania energii elektrycznej i założeń polityki gospodarczej kraju. W odróżnieniu od ujęcia sprawy lokalizacji elektrowni w planach krótkofalowych, w rozważaniach na ten temat w perspektywie 15-20 lat chodzi o ustalenie rozwiązań dla typowych problemów lokalizacyjnych, występujących w określonych fazach rozwoju systemu. Stąd wynika, że opracowanie zagadnienia lokalizacji elektrowni należałoby zacząć od ustalenia typowych problemów z tego zakresu. Proponowane rozwiązania takich zadań, będące wyrazem wielu, często sprzecznych założeń i warunków, powinny być gospodarczo najkorzystniejsze, to znaczy dawać pełne zaspokojenie potrzeb odbiorców energii elektrycznej przy najniższych, społecznie koniecznych, rocznych nakładach na eksploatację systemu elektroenergetycznego.

Dla rozwiązania tak ogólnie sformułowanego zadania trzeba mieć już chociażby najogólniej ustaloną koncepcję systemu elektroenergetycznego dla określonego etapu planu perspektywicznego. Przystępując do prac planistycznych, danych tych nie mamy. To jest powodem, że zadania z zakresu lokalizacji mogą być rozwiązywane tylko metodą kolejnych przybliżeń. W referacie zostanie zaproponowany sposób postępowania przy pierwszym, wstępnym lokalizowaniu elektrowni. Obejmuje on ustalenie mocy podlegającej

lokalizacji, metodę formułowania problemów lokalizacyjnych i sposób postępowania przy wstępnym rozwiązywaniu zadań lokalizacji elektrowni.

2. PROBLEMY Z ZAKRESU LOKALIZACJI ELEKTROWNI BĘDĄCE DO ROZWIĄZANIA W PERSPEKTYWICZNYM PLANIE ROZWOJU ENERGETYKI

2.1. Ustalenie mocy w systemie podlegającej lokalizacji w określonym okresie planu perspektywicznego

Jak wiadomo we właściwie rozwijającym się systemie elektroenergetycznym wzrostowi zapotrzebowania energii elektrycznej powinien towarzyszyć odpowiedni wzrost jej produkcji. Ten wzrost produkcji oparty jest na wzroście mocy osiągalnej w systemie, której wartość w poszczególnych etapach planu perspektywicznego określa się jako sumę mocy potrzebnej do zastąpienia wycofanej w tym okresie mocy w elektrowniach istniejących oraz mocy niezbędnej do wytworzenia energii elektrycznej, odpowiadającej wzrostowi jej zapotrzebowania. Z punktu widzenia lokalizacji elektrowni konieczne jest przeprowadzenie klasyfikacji tej mocy na: ściśle przywiązaną do określonego miejsca w terenie, to znaczy o lokalizacji wymuszonej, o ograniczonym stopniu swobody lokalizacji i całkowicie nieskrępowanej lokalizacji. Podział ten można przeprowadzić na podstawie odpowiednio zestawionego bilansu pracy i mocy elektrycznej. Zestawiając go trzeba mieć na uwadze, że dla poszczególnych etapów planu perspektywicznego ulegają zmianie czasy użytkowania mocy maksymalnej dla całości systemu oraz czasy wykorzystania mocy osiągalnej poszczególnych typów elektrowni, zmieniają się poglądy na wartość koniecznej rezerwy w systemie elektroenergetycznym, jak również przyjmuje się inne wartości dla wskaźników strat w sieciach i zużycia energii na potrzeby własne elektrowni, odpowiednio do wprowadzanego do energetyki postępu technicznego.

Dla określonego etapu planu perspektywicznego można przedstawić strukturę rocznego bilansu pracy i mocy elektrycznej z interesującego nas punktu widzenia, w postaci następującej:

$$\sum_{z=1}^{z=n} \frac{P_{ospz} \cdot t_z}{r_z} + \sum_{z=1}^{z=n} \frac{P_{osz} \cdot t_z}{r'_z} = E \quad (1)$$

$$\sum_{z=1}^{z=n} \frac{P_{ospz}}{r_z} + \sum_{z=1}^{z=n} \frac{P_{osz}}{r'_z} = P_m \quad (2)$$

$$P_m \cdot t_s = E \quad (3)$$

gdzie: $P_{osp1}, P_{osp2}, \dots, P_{ospn}$ pozostałe po wycofaniu mocy zainstalowane w istniejących elektrowniach parowych na węgiel kamienny, na odpady węgla kamiennego, na nisko kaloryczny węgiel kamienny, na węgiel brunatny, w elektrociepłowniach, w elektrowniach wodnych zbiornikowych, przepływowych i pompowych oraz pozostałych, nie wymienionych,

$P_{os1}, P_{os2}, \dots, P_{osn}$ - przyrosty mocy w odpowiednich rodzajach elektrowni (jak wyżej), konieczne dla pokrycia dokonanych wycofań mocy i uzyskania dodatkowej produkcji dla zrównoważenia rocznego bilansu energii.

r_1, r_2, \dots, r_n - współczynnik całkowitej rezerwy, obarczające moc osiągalną w poszczególnych rodzajach elektrowni istniejących systemu, dla określonego etapu planu perspektywicznego,

r'_1, r'_2, \dots, r'_n - ditto - dla nowych elektrowni,

t_1, t_2, \dots, t_n - czasy użytkowania obciążenia maksymalnego poszczególnych rodzajów elektrowni istniejących,

t'_1, t'_2, \dots, t'_n - ditto dla elektrowni nowych,

t_s - czas użytkowania mocy maksymalnej obciążenia systemu dla określonego etapu planu perspektywicznego,

P_m - moc maksymalna obciążenia w systemie dla określonego etapu planu perspektywicznego,

E - praca elektryczna obciążenia systemu dla określonego etapu planu perspektywicznego,

Z punktu widzenia lokalizacji elektrowni interesuje nas wyraz $\sum_{z=1}^{z=n} \frac{P_{OSZ}}{r'_z}$ przedstawiający sumę przyrostów

mocy zainstalowanej w różnych rodzajach elektrowni, koniecznych dla zrównoważenia rocznych bilansów energii. Wartość tej sumy może być łatwo obliczona jeżeli został ustalony plan wycofać mocy w elektrowniach oraz przynajmniej w pierwszym przybliżeniu obliczone wartości E , P , r i t . Z tej sumy należy wydzielić moce, których lokalizacja jest z tych czy innych względów wymuszona. Podstawę dla takiej selekcji można ustalić tylko w przypadku, jeżeli się rozpatruje konkretny system, znajdujący się w określonych warunkach gospodarczych i paliwowych. Zaproponowany w referacie sposób postępowania zostanie zilustrowany na krajowym systemie energetycznym.

Jak wiadomo nasza gospodarka energetyczna w perspektywie najbliższych kilkunastu lat będzie oparta na węglu kamiennym i brunatnym. Poza tym istnieje konkretny plan dalszego wykorzystania zasobów energii wodnej. Nie ma więc potrzeby rozpatrywania celowości zastosowania ropy i gazu ziemnego, jako paliwa dla elektrowni, upraszcza to znacznie zagadnienie lokalizacji (1).

Z tych kilku sków wyjaśnień dot. podstaw naszej gospodarki energetycznej wynika, że lokalizację wymuszoną mają elektrownie wodne wszelkiego rodzaju oraz elektrociepłownie przemysłowe i komunalne. Z interesującej nas sumy

$\sum_{z=1}^{z=n} \frac{P_{OSZ}}{r'_z}$ pozostały tylko elektrownie parowe kondensacyj-

ne. I w tej grupie są elektrownie o z góry przesądzonej lokalizacji. Do nich należą w pierwszym rzędzie elektrownie na węglu brunatnym ze względu na dużą zawartość balastu i nieprzydatność do transportu na dalsze odległości oraz trudności składowania. Nie ulega wątpliwości, że również cała będąca do dyspozycji ilość odpadów węgla kamiennego (muł i przerosty) oraz niskokaloryczny węgiel kamienny ($Q \leq 4500$ kcal/kg) powinny być wykorzystywane na miejscu, gdzie są wytwarzane lub wydobywane.

Ostatecznie z całego przyrostu mocy zainstalowanej lokalizację nie wymuszoną mają elektrownie kondensacyjne na energetycznym węglu kamiennym normalnej jakości. Jeżeli przyjąć za słuszną zasadę, że całkowite zapotrzebowanie energii elektrycznej Zagłębia Węglowego powinno być pokryte przez miejscowe elektrownie, to część przyrostu mocy w elektrowniach kondensacyjnych na normalnym węglu energetycznym, zależna od wyniku bilansu pracy i mocy dla Zagłębia Węglowego będzie musiała być zaliczona do mocy o ograniczonym stopniu swobody lokalizacji, gdyż te elektrownie nie powinny być budowane poza obrzeżem niecki węglowej, a nawet w obrębie jej granic stopień swobody lokalizacji jest bardzo ograniczony przez specyficzne warunki GOP-u. Pozostała część przyrostu mocy w elektrowniach kondensacyjnych ma pełny stopień swobody lokalizacji. W tabelicy 1 podane zostały dla 1965 i 1975 r. bilanse pracy i mocy dla Krajowego Systemu w układzie ilustrującym przeprowadzone wyżej rozumowanie.

2.2. Formułowanie problemów lokalizacyjnych

Ustalony w powyższy sposób przyrost mocy w elektrowniach kondensacyjnych o pełnym i ograniczonym stopniu swobody lokalizacji, może być podmiotem różnych problemów lokalizacyjnych, treść których zależy od charakterystyki energetycznej przewidywanego rozwoju, a w pierwszym rzędzie perspektywicznych bilansów pracy i mocy elektrycznej poszczególnych okręgów systemu. Zachodzi konieczność rozpatrywania bilansów poszczególnych okręgów, gdyż nasz system podobnie jak i większość pozostałych w Europie, składają się z okręgów bardzo różnych pod względem wyposażenia w surowce energetyczne, stopnia uprzemysłowienia i zelektryfikowania oraz gęstości zaludnienia. Niektóre z tych problemów lokalizacyjnych, wynikających z perspektywicznych bilansów pracy i mocy poszczególnych okręgów systemu mogą się okazać typowe i powtarzalne. Z tego względu, że zagadnienie postawione w tym rozdziale nie może być rozważane w oderwaniu od konkretnego, musimy się zwrócić do krajowego systemu. Na mapie pokazanej na rys.1 zrobiona została próba przedstawienia bilansu mocy poszczególnych okręgów w 1965 i 1975., przy czym po stronie czynnej uwzględnione zostały tylko moce elektrowni o wymuszonej lokalizacji.

Przykładowe bilanse mocy i energii elektrycznej krajowego systemu energetycznego
w perspektywie do 1975 r.

Lp.	Pozycja bilansu	Oznaczenia	Jednostki	1955 r.	1965 r.	1975 r.
	<u>A. System</u>					
1.	Zapotrzebowanie energii elektrycznej	E	TWh/a	17,81	44,69	85,43
2.	Czas użytkowania obciążenia maks. systemu	t_s	h/a	5800	5280	5180
3.	Obciążenie maksymalne systemu	P_m	MW	3070	8480	16500
4.	Całkowita rezerwa mocy wraz z mocą związaną w systemie	r_s	%/MW	15,4/558,8	14,6/1447,1	14,7/2830,9
5.	Całkowita rezerwa mocy bez mocy związanej	r_s	%/MW	12,9/453	10,6/1006,8	10,9/2025,9
6.	Moc osiągalna systemu	$P_{os.s}$	MW	3628,8	9927,1	19330,9
7.	Moc osiągalna systemu w szczycie	$P_{os.s}$	MW	3523,0	9486,8	18525,9
	<u>1. Elektrownie przemysłowe</u>					
8.	Produkcja energii elektrycznej	E_1	TWh/a	4,69	7,9	11,46
9.	Ubytki mocy osiąg. w okresie 10 lat	P_{os1}	MW	-	140,4	453
10.	Przyrosty mocy osiąg. w okresie 10 lat	P_{os1}^w	MW	-	528,5	1615
11.	Moc osiągalna	P_{os1}	MW	1010,2	1908,0	3070,0
12.	Czas wykorzystania mocy osiągalnej	t_1	h/a	4640	4140	3730
13.	Rezerwa mocy	r_1	%/MW	22,1/223	30,5/580	28,5/870
14.	Maksymalne obciążenie elektrowni	P_{m1}	MW	787,2	1328	2200
15.	Czas użytkowania maks. obciążenia	t_1	h/a	5980	5950	5200
	<u>2. Elektrownie wodne</u>					
16.	Produkcja energii elektrycznej	E_2	TWh/a	0,71	0,89	5,45
17.	Ubytki mocy osiągalnej w okresie 10 lat	P_{os2}	MW	-	-	6,7
18.	Przyrosty mocy osiągalnej w okr. 10 lat	P_{os2}^w	MW	-	177,7	1493,3
19.	Moc osiągalna	P_{os2}	MW	235,5	413,3	1899,9

Lp.	Pozycja bilansu	Oznaczenie	Jednostki	1955 r.	1965 r.	1975 r.
20.	Czas wykorzystania mocy osiągalnej	t_2	h/a	3008	2160	2870
21.	Rezerwa mocy (moc związana)	r_2	%/MW	13,4/31,6	15,0/62,3	10,0/190
22.	Maks. obciążenie elektrowni	P_{m2}	MW	204	351,0	1709,9
23.	Czas użytkowania maks. obciąż. elektr.	t'_2	h/a	3480	2530	3180
3. <u>Elektrownie wodne pompowe</u>						
24.	Przyrost mocy osiągalnej	P''_{os3}	MW	-	25	736
25.	Moc osiągalna	P_{os3}	MW	-	25	761
4. <u>Elektrownie jądrowe</u>						
26.	Produkcja energii elektrycznej	E_4	TWh/a	-	-	2,5
27.	Maksymalne obciążenie elektrowni	P_{m4}	MW	-	-	500
28.	Czas użytkowania obciążenia elektr.	t'_4	h/a	-	-	5000
5. <u>Elektrociepłownie zawodowe</u>						
29.	Produkcja energii elektrycznej w gosp. skojarz.	E_5	TWh/a	0,11	3,9	5,25
30.	Ubytki mocy osiągalnej w okresie 10 lat	P'_{os5}	MW	-	-	70
31.	Przyrosty mocy osiągalnej w okresie 10 lat	P''_{os5}	MW	-	753	598
32.	Moc osiągalna	P_{os5}	MW	28	781	1309
33.	Czas wykorzystania mocy osiągalnej	t_5	h/a	4000	5000	4000
34.	Rezerwa mocy (moc związana)	r_5	%/MW	7,0/2	9/80	15/200
35.	Maksymalne obciążenie elektrociepłowni	P_{m5}	MW	26	701	1109
36.	Czas użytkowania maks. elektr.	t'_5	h/a	4230	5550	4750
6. <u>Elektrownie ciepłne kondensac.</u>						
37.	Produkcja energii elektrycznej elektrowni kondensac. wraz z członami konden. elektrociepłowni	E_6	TWh/a	12,38	35,41	64,61

Lp.	Pozycja bilansu	Oznaczenie	Jednostki	1955 r.	1965 r.	1975 r.
38.	Ubytki mocy osiągal. w okresie 10 lat	P'_{os6}	MW	-	293	298,9
39.	Przyrosty mocy osiągaln. w okresie 10 lat (bez elektrociepłowni)	P''_{os6}	MW	-	3590	5631,3
40.	Przyrosty mocy osiągaln. w okresie 10 lat (wraz z elektrociepłown.)	P'''_{os6}	MW	-	3836	6231,3
41.	Moc osiągalna łącznie z elektrociepł.	P_{os6}	MW	2383	7580,8	13100,0
42.	Moc osiągalna bez mocy związanej	$P_{os6/a/}$	MW	2381	7500,8	12900,0
43.	Moc osiągalna bez elektrociepłowni	$P_{os6/b/}$	MW	2355	6799,8	11791,0
44.	Czas wykorzystania mocy osiągalnej z uwzględnieniem elektrociepłowni bez mocy związanej (w szczycie)	t_6	h/a	5200	4720	5020
45.	Jak wyżej bez elektrociepłowni	$t_6/b/$	h/a	5200	4650	5050
46.	Rezerwa mocy z uwzględnieniem elektrociepłowni bez mocy związanej	r_6	%/MW	12,7/302,2	9,6/724,8	12,0/1570,9
47.	Jak wyżej ale z mocą związaną	r'_6	%/MW	12,7/304,2	10,6/804,8	13,7/1770,9
48.	Maksymalne obciążenie elektrowni wraz z elektrociepłowniami (bez mocy związanej)	P_{m6}	MW	2078,8	6776,0	13329,1
49.	Czas użytkowania maks. obciąż.	t'_6	h/a	5950	5250	5700
50.	Przyrost mocy osiągalnej w elektrowniach kondensacyjnych:					
	na węgiel brunatny	$P''_{os6/b/}$	MW		2300	2045
	na węgiel odpadkowy	$P''_{os6/o/}$	MW		200	600
	na węgiel niskokaloryczny	$P''_{os6/nk/}$	MW		-	1400
51.	Razem przyrost mocy w elektrowniach kondensacyjnych o wymuszonej lokalizacji	$P''_{os6/wym/}$	MW		2500	4045
52.	Przyrost mocy w elektrowniach kondensacyjnych o nieskrępowanej lokalizacji	$P''_{os6/n/}$	MW		1090	1586

Z zestawienia liczb bilansowych poszczególnych okręgów oraz założenia wstępnego, że Okręg Południowy powinien być co najmniej samowystarczalny wynika, że problemy lokalizacyjne elektrowni mogą powstać w okręgach deficytowych, to znaczy północnym, centralnym i wschodnim. Lokalizacje elektrowni w tych okręgach mają pełny stopień swobody, natomiast w Okręgu Południowym, gdzie na razie przewiduje się tylko uzyskanie samowystarczalności - stopień swobody lokalizacji jest ograniczony.

Rozpatrywane trzy okręgi deficytowe nie są jednolite pod względem energetycznym nawet w obrębie swoich granic i dlatego może okazać się celowym zastosowanie różnych sposobów pokrycia deficytów pracy i mocy, występujących w poszczególnych obszarach tego samego okręgu, jak na przykład dla wschodniej części Okręgu Północnego i północnej części Okręgu Centralnego. Problemy lokalizacyjne elektrowni w planowaniu perspektywicznym wynikają zwykle z istniejących różnych możliwości pokrycia przewidywanego zapotrzebowania energii elektrycznej w określonym okręgu. Zastanawiając się nad możliwościami pokrycia deficytu energii elektrycznej, występującego w deficytowym okręgu lub jego części, bierze się pod uwagę przesłanki lokalizacyjne, o których była mowa we wstępie, w następującej kolejności: ogólne wytyczne rozwoju gospodarki narodowej, a w szczególności w zakresie surowców energetycznych, wypełnienie zadań stawianych przez system energetyczny i uzyskanie możliwie dobrych warunków dla procesu wytwarzania energii elektrycznej.

W tablicy 2 przedstawiona została próba sformułowania problemów lokalizacyjnych i alternatyw ich rozwiązań dla okręgów północnego, centralnego, wschodniego i południowego. Problem A dotyczy okręgu północnego, problem B - okręgu centralnego i wschodniego, problem C - okręgu południowego. Dla okręgu północnego zarysowują się dwie możliwości pokrycia deficytu: A₁ - zaspokojenie jego potrzeb przez przesył energii liniami najwyższych napięć z elektrowni na węglu brunatnym, z jednoczesnym ograniczeniem dostaw z tych elektrowni do okręgu centralnego; A₂ - dla zasilania trójmiasta i jego zaplecza wybudowanie elektrowni na węglu kamiennym w pobliżu punktu ciężkości odbioru tego obszaru, w dobrych warunkach wodnych (na Wiśle), resztę zapotrzebowania okręgu pokrywałyby elektrownie na węglu brunatnym, oddając nadwyżki do okręgu centralnego. Przyjęte zostało, że moc elektrowni na węglu brunatnym w poszczególnych etapach perspektywiczne-

go planu została określona jako ekonomicznie uzasadniona na podstawie porównania z rozbudową kopalń i elektrowni na niskokalorycznym węglu kamiennym. Rozwiązanie problemu A polegałoby na wyborze jednej z dwóch alternatyw (A_1 i A_2) lokalizacji elektrowni na podstawie porównania rocznych kosztów eksploatacji odpowiednich układów. Uwzględnia się też zwykle okoliczności przemawiające za jednym czy drugim rozwiązaniem, nie dające się wyrazić bezpośrednio w kosztach. W tym przypadku na przykład byłoby nimi: zwiększenie pewności dostawy energii dla trójmiasta oraz ułatwienie pracy portów węglowych, jeżeli traktować elektrownię jako buforowego odbiorcę węgla - przemawiałyby one za alternatywą A_2 .

Okręgi centralny i wschodni, nie posiadając własnych surowców energetycznych, są ściśle związane z Górnosląskim Zagłębiem Węglowym. Nasuwają się dwa rozwiązania wyrównania deficytu pracy i mocy elektrycznej, występującego w tych okręgach. Rozwiązania te obejmują oba okręgi jako jedną całość.

Alternatywa B_1 przewiduje budowę kilku dużych elektrowni kondensacyjnych w obrębie niecki węglowej i przesyłanie wytworzonej tam energii liniami n.w. napięć do punktów ciężkości odbiorów na obszarze tych okręgów. Rozwiązanie to jest układem wielokrotnym: ilość elektrowni i linii przesyłowych jest zależna od przyjętej wartości mocy poszczególnych elektrowni i sposobu zgrupowania punktów ciężkości odbiorów.

W alternatywie B_2 proponuje się zlokalizowanie kilku dużych elektrowni na terenie centralnego i wschodniego okręgu w warunkach wodnych, umożliwiających wprowadzenie otwartego obiegu chłodzenia kondensatorów. Elektrownie te będą pracować na węglu kamiennym, dowożonym koleją z Zagłębia Węglowego. Dla części północnej okręgu centralnego należałoby, szczególnie w alternatywie B_1 , przewidzieć zbadanie celowości innego rozwiązania: zasilania, wspólnego z częścią wschodnią okręgu północnego. Problem lokalizacyjny polegałoby - podobnie jak dla okręgu północnego - na wyborze jednej z dwóch alternatyw. Ze względu na znane duże trudności towarzyszące budowie i eksploatacji dużych elektrowni na terenie ścisłego GOP-u, założono tylko samowystarczalność w zakresie zaopatrzenia w energię tego okręgu. Może się więc okazać koniecznym dla zrównoważenia bilansu wybudowanie, poza elektrowniami o lokalizacji wymuszonej, kilku elektrowni na terenie GOP- pracujących na pełnowartościowym węglu

Tabela 2

Zestawienie problemów lokalizacyjnych w planie perspektywnym dla krajowego systemu elektroenergetycznego

Problem lokalizacyjny	Alternatywa rozwiązania	Koszt wielkości mocy MW	Czas użytkowania mocy h/a	Filar ochronny	Obstrzeżenia pod względem dopuszcz. zapyłań	Paliwo rodzaj jakość	Transport kolejowy					Obieg chłodzący	Przebieg energii elektr.			Uwagi	
							Trudności w transporcie kolej.	Typ wagonów	Manipulacje początkowe	Przewóz koleją na odleg. 2066 km	Transport własn. środk.		Manipulacje końcowe	Liniami najwyższych napięć km	w sieci okręgowej		w sieciach w.n.
A	A ₁	600	6800			Węgiel brunatny, spółka		Talbot	X	-	X	X	zam.	300	wg skorygowanych rzeczywistych wskaźników	3-4	
	A ₂	600	3500			Węgiel kam. Dr I lub DrII		Talbot	X	450		X	otwarty	-	"	3	
B	B ₁	1000	6000	X	X	"	X	Wdd	X	50		X	zam.	200-400	"	3-4	
	B ₂	800	4000			"		Talbot	X	225 275		X	otwarty	150	"	3-4	
C	C ₁	750	6000	X	X	"	X	Wdd	X	15		X	zam.	-	"	3	
	C ₂	750	6000			"	X	Talbot	X	50		X	mieszany	-	"	3	

energetycznym. Alternatywa C_1 przewiduje budowę tych elektrowni bezpośrednio w pobliżu kopalń zasilających te elektrownie, alternatywa C_2 - budowę elektrowni takiej samej mocy na obrzeżu nieckii węglowej. Istotne różnice tych pozornie mało różniących się lokalizacji zostały podane w tabelicy 2.

3. SPOSÓB POSTĘPOWANIA

PRZY WSTĘPNYM USTALANIU LOKALIZACJI ELEKTROWNI

Już w rozdziale pierwszym zostało zaznaczone, że konieczne jest wstępne rozwiązanie pewnej ilości problemów lokalizacyjnych dla zapoczątkowania prac nad stworzeniem koncepcji systemu elektroenergetycznego dla określonego etapu planu perspektywicznego. Trzy takie problemy lokalizacyjne, sformułowane jako przykład dla krajowego systemu energetycznego na okres 1965-1975, scharakteryzowane zostały w tabelicy 2. Panuje dość rozpowszechniony pogląd, że przy porównywaniu alternatyw lokalizacyjnych czynnikiem decydującym jest koszt transportu energii: paliwa koleją lub elektrycznej liniami wysokiego napięcia. Tym się tłumaczy duża ilość prac opublikowanych na temat porównania ekonomicznego i technicznego tych dwóch rodzajów transportu energii. Słuszność tego poglądu w dużym stopniu zależy od przyjętej metody obliczenia kosztów transportu, szczególnie duże różnice zdań występowały w zakresie transportu kolejowego. W ostatnim czasie Komitet Elektryfikacji Polski PAN opublikował z tej dziedziny dwie prace (3) i (4), które w dużym stopniu zagadnienie to wyjaśniły dla naszych warunków ekonomicznych.

Z przykładów obliczonych metodą zaproponowaną przez prof. K. Kopeckiego (4) można wyciągnąć wniosek, że w naszych warunkach na ogół korzystniejszy jest transport energii koleją w postaci węgla, z tym jednak, że w warunkach optymalnych dla transportu energii elektrycznej, różnice na korzyść transportu kolejowego maleją do 12-14%. Trzeba zaznaczyć, że parametry i warunki układów zasilających i odbiorczych w omawianych przykładach zostały przyjęte arbitralnie, zdaniem autora jako typowe. Powstałe pytanie, czy inne czynniki występujące w układzie zasilającym i odbiorczym rzeczywiście wywierają na wysokość rocznych kosztów tak mały wpływ, że mogą być pomijane wobec wpływu rodzaju transportu energii. Przy rozpa-

trywaniu tego zagadnienia nie można się oprzeć na umyślnych typowych układach zasilających i odbiorczych, gdyż przy bardzo dużej ilości możliwych kombinacji trudna by była ocena słuszności jednego z układów. Jeżeli wziąć pod uwagę, że w systemie elektroenergetycznym silnie rozwiniętym, a takim jest nasz system, zmiany w trakcie jego rozwoju zachodzą w sposób ciągły a nie skokowy, to odpowiedzi na postawione pytanie należałoby raczej szukać w wynikach eksploatacji układów istniejących.

W tabelicy 3 zestawiono interesujące nas dane dla 9 typowych z punktu widzenia lokalizacji elektrowni układów. Elektrownie te tworzą 4 grupy po 2 elektrownie, do piątej grupy należy elektrownia Konin, spalająca węgiel brunatny. Elektrownie należące do jednej grupy są zlokalizowane w podobny sposób i mają zbliżone do siebie warunki pracy. Porównanie elektrowni z grup I i V odpowiadałoby mniej więcej alternatywom problemu A - według zestawienia w tabelicy 2 i dalej odpowiednio: elektrowni grupy II i III - problemu B, elektrowni grupy III i IV - problemu C. Dla wymienionych układów obliczono koszty roczne: wytwarzania i całkowite wraz z przesyłem, odpowiednie koszty jednostkowe oraz udział w tych kosztach kosztu paliwa, wody, transportu paliwa, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej loco odbiorcy w.n. Poza tym obliczono wpływ jakości paliwa (klasa, czystość) na wysokość całkowitego kosztu pracy układu dla ekstremalnych cen paliwa energetycznego w ramach obowiązującego cennika. Obliczenia te zostały oparte na danych statystycznych z 1958 r. z tym, że koszty stałe zostały uzupełnione przez pełne odpisy amortyzacyjne i nadwyżki akumulacyjne, a ceny węgla dostosowane do obecnie obowiązujących. W koszcie ogólnym zawarty jest koszt przesyłu i rozdziału energii elektrycznej loco odbiorcy w.n.; taki a nie inny punkt końcowy przesyłu energii w omawianych układach został obrany w przekonaniu, że w ten sposób zostały najlepiej uchwycone właściwości okręgu zasilanego przez elektrownie. W elektrowniach zlokalizowanych w okręgach dysponujących nadwyżką energii elektrycznej energię wyeksportowaną obciążono kosztami przesyłu liniami najwyższych napięć, obliczonych metodą podaną w pracy prof. Kopeckiego (4). Koszt transportu węgla kolejną obliczono również w oparciu o wyżej wymienioną pracę.

Z liczb przytoczonych w tabelicy 3 wynika, że w układach istniejących w wielu przypadkach charakterystyczne

Tablica 3

Charakterystyka ekonomiczna eksploatacji 9 większych elektrowni krajowych za 1958 rok

Elektrownia	Moc maks.	Moczna produkcja	Paliwo rodzaj klasa czystość oena	Jedn. zużycie paliwa umown.	Czas użytkowania mocy maks.	Rozdział produkcji energii elektrycznej			Roczne koszty				Jednostkowy koszt			Udział kosztu w koszcie energii elektrycznej				Wpływ zmiany jakości paliwa	Obieg chłodzący Średnia odległość transportu paliwa i rodzaj transportu względnie wagonów
						dziś			wytwarzania				Całkowite	Całkowite	wytwarzania	paliwa	gosp. wodnej	transportu paliwa	przesyłu i rozdz. energii		
						rat.	średnie	najwyższego	stałe	zmienne	całkowite	10 ⁶ zł									
	Pm kW	E 10 ⁶ kWh	lit/wu	kg/kWh	T h	%	%	%	10 ⁶ zł	10 ⁶ zł	10 ⁶ zł	10 ⁶ zł	gr/kWh k _w	gr/kWh k _w	gr/kWh k ₁	gr/kWh k ₂	gr/kWh k ₃	gr/kWh k ₄	%	km	
Gdynia II I ₁	33	185	w.kam. 34%	0,604	3600	-	54	46	20,1	40,5	60,6	79,1	42,8	32,8	20,8 48,5	0,33 0,77	5,0 11,7	10,0 23,3	7,75	otwarty 545 km Wdd	
Ostrołęka I ₂	82	290	w.kam. 320	0,567	3550	50	-	50	23,2	59,5	82,7	92,3	31,8	28,5	18,0 56,5	0,75 2,4	4,36 13,8	3,3 10,4	9,6	otwarty 465 km wdd	
Stalowa Wola II I ₁	110	413	w.kam. 239	0,535	3760	54	-	46	21,5	52,8	74,3	91,3	22,1	18,0	12,5 56,5	6,3 1,36	3,27 14,8	4,1 18,5	11,3	otwarty 313 km Wdd	
Zerań II I ₂	260	1499	w.kam. 250	0,469	5750	-	10	90	94,5	189,0	283,5	382,5	25,6	18,9	11,7 45,7	0,18 0,7	2,2 8,6	6,7 26,2	9,6	otwarty 220 km Talbot	
Miechówiec III I ₁	220	1287	w.kam. 330	0,508	5880	8	-	92	70	233	303	341	26,6	24,6	16,8 63,5	0,67 2,51	0,19 0,71	1,7 6,4	19,0	zamknięty 614 km Taśma, kolej, lin. i Wdd	
Jaworano II III I ₂	300	1898	w.kam. 230	0,512	6330	-	-	100	57	270	371	432,6	22,9	19,6	11,8 51,5	0,28 1,23	0,38 1,66	3,0 13,1	15,5	zamknięty 16,0 km kol. lin. Talbot	
Blachownia IV I ₁	165	635	w.kam. 290	0,433	3920	-	1	99	38,4	84,5	122,9	142,5	22,4	19,4	12,5 55,6	0,53 2,37	0,38 1,7	2,9 13	18,5	zamknięty 40 km Talbot	
Skawina IV I ₂	200	683	w.kam.	0,515	3430	-	-	100	39	124	163	184,7	27,0	23,8	11,2 41,5	0,16 0,6	0,84 3,11	3,0 11,2	14,9	otwarty 68 km Wdd	
Konin V	110	398	w.bf. 78	0,508	3250	-	-	100	19,2	13,8	33	72,5	20,2	9,2	4,0 19,8	0,18 0,9	0,42 2,1	11,0 54,5		otwarty (jezioro) 2 km Talbot	

zależności i proporcje ulegają poważnym odchyleniom w stosunku do wartości występujących w układach typowych. Jest to spowodowane częściowo przez stosunkowo duże różnice mocy elektrowni i czasów ich użytkowania w poszczególnych alternatywach lokalizacyjnych, częściowo przez odmienne warunki lokalne. Dla uzasadnienia tego twierdzenia można przytoczyć np. wpływ jaki wywiera dobór typu wagonów do transportu węgla na koszt transportu. Dla pewnych odległości transportu zastosowanie wagonów typu Talbot może obniżyć koszt transportu nawet o kilkadziesiąt procent. Równie duży wpływ na całkowity koszt energii wywiera jakość paliwa; klasa i czystość - przy transporcie kolejowym węgla na małe odległości, wpływ ten wyraża się zmianą kosztu całkowitego energii elektrycznej o kilkanaście procent. Mniejsze znaczenie ma koszt gospodarki wodnej; jednak w pewnych warunkach, uwzględniając, że wprowadzenie otwartego obiegu chłodzenia kondensatorów turbin daje średnio około 2,2% obniżenia całkowitego kosztu energii, wpływ przyjętego rozwiązania gospodarki wodnej może się wyrazić zmianą rocznego kosztu energii o 4 do 5%.

Interesują nas różnice w wartościach wskaźników dla elektrowni należących do jednej grupy jak i elektrowni z różnych grup. Pierwsze dają pogląd, jakie mogą zachodzić różnice w kosztach jednostkowych energii na skutek różnicy w założeniach lub warunków lokalnych, drugie pozwalają ocenić mogące wystąpić w praktyce różnice kosztu jednostkowego, spowodowane zmianą lokalizacji. Różnice te zostały zestawione w tablicy 4.

Nie ma tu możliwości szczegółowego przeanalizowania różnic w wartościach wskaźników występujących przy porównaniu elektrowni jednej grupy, wiążąc je z odmiennymi założeniami lub różnymi warunkami lokalnymi pracy elektrowni. Jako bardzo charakterystyczna, dla przykładu, zostanie tu omówiona grupa II elektrowni. Wbrew przewidywaniom elektrownia dwukrotnie większa, sprawniejsza i lepiej wykorzystywana ma wyższe całkowite koszty jednostkowe. Lepsze warunki transportu węgla (wagony Talbot'a), dające około 2,5 gr/kWh oszczędności dla elektrowni Żerań, są niwelowane z nadwyżką przez gorsze lokalne warunki przesyłu i rozdziału energii elektrycznej; jednak zasadniczą przyczyną odwrócenia się stosunku kosztu jednostkowego energii elektrycznej produkowanej przez te elektrownie są niewspółmiernie wysokie koszty stałe elektrowni Żerań, że względu na rozbudowany człon ciepłowni-

czy, nadmiernie rozwiniętą część budowlaną elektrowni i wygórowane nakłady na niektóre inne urządzenia o mniejszym znaczeniu, np. elektrofiltry. W grupie III elektrowni, bardzo do siebie zbliżonych, o przewodze elektrowni III₂ decydują niekorzystne ceny węgla, podyktowane elektrowni III₁ przez warunki lokalne.

Przeprowadzone w dalszym ciągu tablicy 4 porównanie wskaźników elektrowni o różnych lokalizacjach nie może dać ma się rozumieć podstaw do osądu, która alternatywa lokalizacji jest słuszna pod względem ekonomicznym. Tym nie mniej pozwala ona wyciągnąć pewne wnioski, które mogą być wykorzystane przy ustalaniu układów wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii, przyjmowanych dla przeprowadzenia porównania alternatyw lokalizacji elektrowni. W okręgu eksportującym energię elektryczną nie ma elektrowni pracujących wyłącznie na eksport, biorą w nim udział w wysokości od kilku do kilkunastu % rocznej produkcji prawie wszystkie większe elektrownie tego okręgu. Jest to pierwszy wniosek. Drugi dotyczy elektrowni lokalizowanych w okręgach deficytowych; chodzi o pełne wykorzystanie wszystkich możliwości dla powiększenia rozpiętości kosztów energii elektrycznej na korzyść alternatywy transportu węgla kołowej, w pierwszym rzędzie przez obniżenie kosztów przewozu przez stosowanie np. wagonów Talbot'a a w gospodarce wodnej wprowadzając między innymi otwarte obiegi chłodzenia kondensatorów. Na koniec najistotniejszy czynnik dla elektrowni lokalizowanych w pobliżu punktu ciężkości odbioru: dobór właściwej jakości węgla, tak, żeby uzyskać minimum możliwej w granicach cennika ceny za 1 t węgla umownego.

Trzeci wniosek przypomina na podstawie danych zawartych w tablicy 3 ogólnie znany fakt, że koszty przesyłu i rozdziału energii elektrycznej wypadają w okręgach importujących energię, u nas mniej uprzemysłowionych i zelektryfikowanych, znacznie wyższe, niż w eksportujących. Przeprowadzona analiza wskaźników ekonomiczno-technicznych elektrowni pracujących w warunkach zbliżonych do podanych w tablicy 2 sformułowań trzech podstawowych problemów lokalizacyjnych wykazała, że warunki lokalne, wyrażające się w cenie węgla dla projektowanej elektrowni oraz w warunkach wodnych, przewozu węgla i odbioru przesłanej lub wytworzonej energii elektrycznej mogą w niektórych przypadkach wpłynąć na wybór alternatywy lokalizacji elektrowni. Stąd wniosek, że mo-

Różnice w wartościach wskaźników elektrowni porównywanych (w %)

Elektrownie porównywane	ΔP_m	ΔE	Δq	ΔT	Δk_o	Δk_w	Δk_1	Δk_2	Δk_3	Δk_4	U w a g i
$I_1 - I_2$	+148	+ 57	- 6,1	- 37	- 25,7	- 13,1	+ 16,5	+ 213	+ 18	- 55,5	Elektrownia $I_1 - 100\%$
$II_1 - II_2$	+136	+263	- 12,3	+ 53	- 15,8	- 5,0	- 19,2	- 66	- 42	- 47,1	" $II_1 - 100\%$
$III_1 - III_2$	+ 37,5	+ 47,5	- 0,79	+ 8,2	- 13,9	- 20,6	- 19,0	- 51	+134	+104	" $III_1 - 100\%$
$IV_1 - IV_2$	+ 21,2	+ 7,5	+ 19,0	+ 12	+ 20,5	+ 22,7	- 25,3	- 74,5	+ 82,5	- 14,6	" $IV_1 - 100\%$
$II_2 - III_2$	+ 15,4	+ 26,7	+ 9,2	+ 10	- 10,6	+ 3,7	+ 12,7	+ 76,0	- 80,5	- 50,0	" $II_2 - 100\%$
$III_2 - IV_2$	+ 50,0	+178	- 058	+ 84	- 15,2	- 17,6	+ 24,1	+ 105	+ 46,6	+ 18,0	" $IV_2 - 100\%$
$I_2 - V$	+ 34,1	+ 23,4	- 10,4	+ 8,5	- 16,5	- 67,5	- 65,0	- 62,5	- 85,0	+425	" $I_2 - 100\%$

dele układów porównywanych nawet w pierwszym przybliżeniu powinny zawierać w pełni rozpoznany i zlokalizowany człon wytwórczy.

Dla uzyskania potrzebnych do tego celu informacji i wskaźników ekonomiczno-technicznych konieczne jest opracowanie założeń projektowych dla elektrowni w różnych alternatywach lokalizacyjnych.

Porównanie rocznych kosztów eksploatacji układów dla dwóch możliwych alternatyw lokalizacji elektrowni można przeprowadzić przeciwstawiając sobie sumy rocznych kosztów: przewozu paliwa, zawierającego również koszty operacji końcowych i na stacjach węzłowych, wytwarzania energii elektrycznej i przesyłu energii elektrycznej, uwzględniając transformacje pośrednie, aż do punktu lub punktów zasilania sieci okręgowej. Kosztów rocznych przesyłu i rozdziału energii elektrycznej w sieci okręgowej i wysokiego napięcia można nie uwzględniać, gdyż jako składniki identyczne w obu alternatywach (w pierwszym przybliżeniu) nie wywierają wpływu na wynik w obliczeniach porównawczych. Wszystkie wymienione składniki kosztów rocznych występują w każdym problemie lokalizacyjnym, który byłby do pomyślenia, jak również w każdej z alternatyw problemu, z tym jednak, że wartości tych składników i ich udział w całkowitym rocznym koszcie mogą być bardzo różne w zależności od układu, obrazującego alternatywę lokalizacyjną. Wartość różnicy całkowitych rocznych kosztów i jej znak świadczą, która z alternatyw i w jakim stopniu jest korzystniejsza pod względem ekonomicznym. Ogólny schemat takiego porównania można przedstawić w następującej postaci:

$$(K'_{pw} - K''_{pw}) + (K'_w - K''_w) + (K'_{pe} - K''_{pe}) = \pm \Delta K \quad (4)$$

gdzie: K'_{pw} i K''_{pw} - koszty roczne przewozu paliwa
 K'_w i K''_w - koszty roczne wytwarzania energii elektr.
 K'_{pe} i K''_{pe} - koszty roczne przesyłu energii elektrycznej odpowiednio dla każdej z alternatyw.

Przy porównaniu rocznych kosztów alternatyw lokalizacyjnych w drugim i dalszych przybliżeniach, jako koszty wytwarzania w alternatywie elektrowni "na węglu" należałoby przyjmować średnie roczne koszty elektrowni ekspor-

tujących w Zagłębiu Węglowym, a koszty przesyłu w obu alternatywach rozciągnąć na sieć okręgową i wysokiego napięcia w okręgu importującym energię.

Omówienie porównania kosztów wytwarzania w elektrowniach na węgiel brunatny i kamienny zostało tu pominięte, gdyż zagadnienie to zostało wyczerpująco opracowane w jednej z ostatnich publikacji Komitetu Elektryfikacji Polski PAN (5).

LITERATURA

1. Zespół Katedry Elektrowni Politechniki Śląskiej i Oddziału Śląskiego B.S.E.P.-PAN pod red. prof. L.Nehrebeckiego - Bilans energetyczny Polski na lata 1965-1975 (wersja IV).
Komitet Elektryfikacji Polski PAN - Warszawa 1959.
2. Z.Kopecki - Ogólne założenia i metoda rachunku gospodarczego w pracach planowo-projektowych w elektroenergetyce.
Komitet Elektryfikacji Polski PAN - Warszawa 1959.
3. Z.Jasicki i Zespół - Zagadnienie techniczno-ekonomiczne transportu kotła energii elektrycznej w aspekcie lokalizacji elektrowni.
Komitet Elektryfikacji Polski PAN - Warszawa 1958.
4. K.Kopecki - Techniczno-ekonomiczne porównanie transportu paliwa i energii elektrycznej w aspekcie lokalizacji elektrowni.
Komitet Elektryfikacji Polski PAN - Warszawa 1960.
5. B.Turyn, J.Mandel, J.Wagner - Metoda szybkiej oceny wartości użytkowej węgla brunatnego przeznaczonego dla potrzeb elektroenergetyki.
Komitet Elektryfikacji Polski PAN - Warszawa 1960.



РЕЗЮМЕ

При разработке исходных положений касающихся перспективного планирования энергосистем, вопрос локализации электростанции приходится, по необходимости, решать базируясь на других предпосылках, чем те, которые принимаются обычно при разработке, как общих, так и уточненных локализаций, входящих в оперативные планы на ближайшие периоды времени.

В работе приведены и обсуждены вопросы, которые подлежат решению в связи с перспективным планированием развития энергосистемы. На примере польской энергосистемы выяснен способ формулировки локализационных задач.

Сверх того обращено внимание на то обстоятельство, что местные условия определяют стоимость угля для проектированной электростанции а также возможность удовлетворить потребности водного хозяйства, транспорта угля и использования передаваемой либо производимой на месте электроэнергии. Следовательно они могут в некоторых случаях повлиять на выбор решения относительно локализации электростанций.

Из вышесказанного можно заключить, что компоновки сравниваемых схем, даже в начальной стадии, должны заключать подробную характеристику и точную локализацию электростанций.

R é s u m é

En élaborant la conception du système énergétique de l'avenir pour un période prolongé plus que de dix ans il est indispensable de résoudre le problème de la localisation des centrales électrothermiques en utilisant d'autres méthodes qu'en des cas de la localisation (générale ou détaillé) pour le temps actuel. Dans le travail on a fait un rappel des problèmes, qu'on doit résoudre, dans les projets du développement du système. On a présenté aussi une méthode formuler les principes de la localisation (en prenant notre système à titre d'exemple). On a démontré que les conditions locales: le coût du charbon, les ressources de l'eau, les possibilités du transport de charbon et de la consommation de l'énergie électrique produite peuvent parfois exercer une influence sur le choix d'une localisation de la centrale thermique. On arriva à une conclusion que les modèles comparatifs des systèmes doivent être (même en première approximation) bien défini.



