ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1999
Seria: ELEKTRYKA z. 164 Nr kol. 1409

Edward SIWY, Kurt ŻMUDA

OPTYMALIZACJA WYBRANYCH PARAMETRÓW MIEJSKICH SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA Z WYKORZYSTANIEM METOD ANALITYCZNYCH

Streszczenie. W artykule przedstawiono zasady oraz wyniki optymalizacji liczby stacji, stopnia obciążenia transformatorów oraz przekroju przewodów w miejskiej sieci niskiego napięcia. Optymalizację przeprowadzono przy użyciu metod analitycznych. Jak wskazują uzyskane wyniki, o doborze powyższych parametrów decydują kryteria techniczne. Zakres optymalizacji ekonomicznej jest więc bardzo ograniczony.

OPTIMISATION OF CHOSEN PARAMETERS IN URBAN LOW VOLTAGE NETWORKS USING ANALYTIC METHODS

Summary. Principles and results of an optimisation of number of substations, load factor of transformers, and section of line conductors in urban low voltage network are presented in the paper. The optimisation was carried out using analytic methods. The obtained results show that technical criteria decide about the above mentioned parameters therefore the range of the economical optimisation is considerably limited.

1. WPROWADZENIE

Podstawowym kryterium optymalizacji rozwoju sieci jest koszt rozdziału energii z tej sieci. W skład kosztu rozdziału energii wchodzą koszty ponoszone przez dystrybutora energii, do których należy zaliczyć:

- koszty inwestycyjne,
- koszty eksploatacyjne stałe (obsługa, remonty, itp.),
- koszty eksploatacyjne zmienne (koszty strat energii występujących w elementach sieci).

Do kosztów powinny być również wliczone koszty strat jakie ponosi odbiorca, spowodowanych niewłaściwą jakością dostarczanej energii. Są to:

- koszty strat związane z przerwami w zasilaniu (koszty niedostarczonej energii),
- koszty strat wynikające z niewłaściwej jakości napięcia.

Koszty strat wynikających z niewłaściwej jakości napięcia są najczęściej niewielkie w stosunku do pozostałych składowych kosztu sieci, o ile parametry jakości są utrzymywane w określonych granicach.

Przy optymalizacji należy uwzględnić dwie podstawowe grupy kryteriów technicznych, które będą stanowiły warunki ograniczające. Pierwszą grupę stanowią parametry jakości, przy czym w szczególności należy wyróżnić:

- dopuszczalne odchylenia napięć,
- dopuszczalną asymetrię napięć.

Drugą grupę stanowią natomiast parametry związane z obciążalnością poszczególnych elementów sieci, a w szczególności:

- obciążalność długotrwała,
- obciążalność zwarciowa.

Przy podanych wyżej założeniach zadanie optymalizacji rozwoju sieci można sformułować następująco:

$$\left.\begin{array}{l} \min K(\mathbf{X}), \\ \text{przy ograniczeniach:} \\ \Delta U(\mathbf{X}) \le \Delta U_{\text{dop}}, \\ a_U(\mathbf{X}) \le a_{U\,\text{dop}}, \\ I_{\text{obc}}(\mathbf{X}) \le I_{\text{obc dop}}, \\ I_z(\mathbf{X}) \le I_{z\,\text{dop}}, \\ \text{warunki dodatkowe} \end{array}\right\} \quad (1)$$

gdzie:

$\mathbf{X}$ - zbiór zmiennych decyzyjnych,

K - koszt rozdziału energii,

ΔU - spadek napięcia w sieci,

a_U - współczynnik asymetrii napięcia w sieci,

I_{obc} - prądy obciążenia poszczególnych elementów sieci,

I_z - prądy zwarcia w sieci.

W ramach optymalizacji rozwoju sieci jako zmienne decyzyjne (ciągłe lub dyskretne) przyjmuje się zwykle:

- liczbę stacji F,
- moc jednostkową transformatorów S_T,
- przekrój żył przewodów lub kabli s.

Zamiast mocy transformatorów S_T równoważnie można wprowadzić współczynnik obciążenia β. W optymalizacji analitycznej podstawę stanowią zwykle koszty roczne, przy czym wszystkie składniki kosztów (nakłady inwestycyjne i koszty strat energii) podane są w formie funkcji ciągłych.

W literaturze krajowej [2] optymalizacja analityczna wykonywana jest zwykle przy daleko posuniętych uproszczeniach, z których główne polega na rozbiciu zagadnienia na dwie składowe (etapy):

- dobór optymalnej liczby stacji F i optymalnego przekroju s, przy pominięciu strat energii w transformatorach,
- optymalizacja współczynnika obciążenia transformatora, przy pominięciu strat energii w sieci (liniach) nN.

Poniżej przedstawiona zostanie łączna analiza optymalizacyjna zmiennych F, S_T (lub β) oraz s, przy czym sformułowane rozwiązania analityczne również zostaną oparte na pewnych uproszczeniach, całkowicie dopuszczalnych w praktyce. Jako wyjściowe równanie rocznych kosztów rozdziału energii przyjmuje się równanie:

$$K = F(k_{Ss} + k_{Sz}S_T)r_S + L(k_{Ls} + k_{Lz}s)r_L + \\ + FS_T^{\frac{3}{4}}(b_o\beta^2\tau k'_{\Delta Eo} + b_j T_r k'_{\Delta Ej}) + \frac{10E^2 W_L k_{\Delta Eo}}{FLs}, \tag{2}$$

gdzie:

F - liczba stacji zasilających sieć,

L - łączna długość linii nN, km,

s - średni przekrój przewodów, mm^2,

S_T - średnia moc znamionowa zainstalowanych transformatorów w sieci, kV·A,

E - roczne zużycie energii, MWh/a,

W_L - współczynnik sieciowy, wyrażający poziom strat energii w liniach nN (w pracach Horaka i Gawlak oznaczony symbolem W_s),

r_S, r_L - współczynniki kosztów rocznych stacji i linii,

k_{Ss} - koszty jednostkowe stacji stałe, PLN/stację,

k_{Sz} - koszty jednostkowe stacji zmienne, PLN/kV·A,

k_{Ls} - koszty jednostkowe linii stałe, PLN/km,

k_{Lz} - koszty jednostkowe linii zmienne, PLN/(km·mm^2),

$k'_{\Delta Eo}$, $k'_{\Delta Ej}$ - koszty jednostkowe obciążeniowych i jałowych strat energii w transformatorach (uwzględniające straty energii biernej), PLN/kWh,

$k_{\Delta Eo}$ - koszty jednostkowe strat energii w liniach, PLN/kWh,

b_o, b_j - współczynniki do wyznaczania obciążeniowych i jałowych strat w transformatorach, kW/(kV·A)$^{3/4}$,

τ - roczny czas występowania maksymalnych strat, h/a,

β - współczynnik obciążenia transformatorów,

T_r = 8 760 h.

W powyższym równaniu dla wyrażenia strat energii w transformatorach wykorzystano wzory Vidmara. Dla strat energii w liniach (sieci) nN wykorzystano zależność znaną z opracowań Horaka, której poprawność potwierdzono poprzez wykonane komputerowe symulacje pracy miejskich sieci niskiego napięcia [1]. Należy zwrócić uwagę, że w zależności od celu analizy z wyjściowego równania (2) należy wyrugować S_T bądź β.

Wyniki symulacji komputerowych wykorzystano w analizie regresji w celu wyznaczenia m.in. następujących zależności:

$$\Delta E_{L\%} = a_{eL}\frac{E}{F}, \qquad \Delta E_{oT\%} = a_{eT}\frac{E}{F}, \qquad S_{obc} = a_S\frac{E}{F}, \tag{3}$$

w których $\Delta E_{L\%}$ oraz $\Delta E_{oT\%}$ oznaczają odpowiednio procentowe straty energii (obciążeniowe) w liniach i transformatorach sieci, natomiast S_{obc} jest mocą obciążenia pojedynczej stacji. Współczynniki a_{eL}, a_{eT} i a_S mają stałą wartość dla sieci na danym obszarze w całym okresie rozwoju (przy zmianie E i F). Analogiczny charakter zależności dla strat energii, oparty na rozważaniach teoretycznych, przyjęto również w [2,3].

Równanie (2) przedstawia koszt w roku t, $K(t)$. Wielkością zmienną w czasie jest przede wszystkim zużycie energii E. Wielkością zmienną może być także liczba stacji F oraz moc średnia transformatorów S_T (lub współczynnik β), a w dużych sieciach nawet średni przekrój przewodów s. Koszty roczne $K(t)$ z poszczególnych lat wymagają w takich przypadkach zdyskontowania za cały okres analizy T.

Ogólne rozwiązanie oparte na równaniu (2) w postaci jednoczesnej optymalizacji trzech zmiennych niezależnych (F, S_T lub β i s) metodami analitycznymi nie jest możliwe. Zadanie to można natomiast rozwiązać etapowo, dopuszczając pewne uproszczenia wynikające z optymalizacji etapowej (cząstkowej).

2. OPTYMALIZACJA WSPÓŁCZYNNIKA OBCIĄŻENIA TRANSFORMATORÓW

W pierwszym etapie rozpatrzono optymalizację współczynnika β, przy potraktowaniu pozostałych zmiennych jako parametry. Wykorzystując wyniki symulacji komputerowych, w równaniu (2) należy najpierw dokonać podstawienia:

$$FS_T = \frac{F}{\beta}S_{obc} = \frac{F}{\beta}\cdot\frac{a_S E}{F} = \frac{a_S E}{\beta}. \tag{4}$$

Z równania (2) otrzymuje się:

$$\begin{aligned} K = {} & Fk_{Ss}r_S + \frac{a_S E k_{Sz} r_S}{\beta} + L(k_{Ls} + k_{Lz}s)r_L + \\ & + F^{\frac{1}{4}}\left(\frac{a_S E}{\beta}\right)^{\frac{3}{4}}(b_o\beta^2\tau k'_{\Delta Eo} + b_j T_r k'_{\Delta Ej}) + \frac{10E^2 W_L k_{\Delta Eo}}{FLs}. \end{aligned} \tag{5}$$

Z warunku $\frac{\partial K}{\partial \beta} = 0$ przy podstawieniu $x = \beta^{-\frac{1}{4}}$ otrzymuje się równanie:

$$x^8(ax + b) = c \tag{6}$$

o współczynnikach a, b, c równych:

$$a = \left(\frac{a_S E}{F}\right)^{\frac{1}{4}} k_{Sz} r_S, \quad b = \frac{3}{4} b_j T_r k'_{\Delta Ej}, \quad c = \frac{5}{4} b_o \tau k'_{\Delta Eo}. \tag{7}$$

Rozwiązanie równania (6) znajduje się metodą iteracyjną. Należy podkreślić, że czas występowania maksymalnych strat τ, jak również czas występowania obciążenia szczytowego T_s, znajduje się na podstawie wyników symulacji. Zachodzi mianowicie:

$$T_r = \frac{1\,000}{a_S \cos\varphi_s}, \quad \tau = \frac{10 a_{eT} S_{nT}^{\frac{1}{4}}}{b_o a_S^2}. \tag{8}$$

przy czym S_{nT} jest mocą znamionową transformatorów, dla których przeprowadzono symulację (wyznaczenie współczynnika a_{eT}).

Tablica 1

Optymalny współczynnik obciążenia stacji w sieci modelowej*) dla różnych wartości stosunku E/F

E/F	β	
	Sieć otwarta	Sieć zamknięta
1 000	1,17	1,10
1 500	1,20	1,13
2 000	1,23	1,16
2 500	1,25	1,18
3 000	1,27	1,19

Jak wynika z równania (6), a konkretnie z wyrażenia na stałą a, optymalny współczynnik β jest zależny od stosunku E/F, tj. od obciążenia jednostkowego stacji. Wykonane obliczenia dla różnych wartości E/F (tablica 1), które mogą występować w sieciach niskiego napięcia, wskazują jednak na niewielką zmienność współczynnika β. W praktyce można założyć, że optymalna wartość współczynnika obciążenia transformatorów praktycznie nie zależy od pozostałych optymalizowanych zmiennych (w tym zwłaszcza od liczby stacji F).

*) Sieć modelowa opisana w pracy [1] jest siecią zasilającą kwadratowy obszar o powierzchni 0,36 km^2, posiadający równomierną prostokątną siatkę ulic o oczkach 50m×100m, wzdłuż których prowadzone są linie. Przyjęto dane ogólne w jednostkach podawanych przy wzorze (2): k_{Ls}=27800, k_{Lz}=161, k_{Ss}=59400, k_{Sz}=27,4, $k_{\Delta Eo}$=0,135, $k_{\Delta Ej}$=0,115, r_S=0,137, r_L=0,137, b_o=0,0525, b_j=0,0117. Z symulacji dla sieci otwartej otrzymano: a_S=0,274, a_{eL}=0,000688, a_{eT}=0,000230, zaś dla sieci zamkniętej: a_S=0,247, a_{eL}=0,000528, a_{eT}=0,000224 (symulacje wykonano dla s=120 mm^2 Al oraz S_{nT}=630 kVA).

3. OPTYMALIZACJA LICZBY STACJI

Drugi etap uproszczonej analizy obejmuje wyznaczenie optymalnej liczby stacji F przy potraktowaniu pozostałych zmiennych, czyli stopnia obciążenia transformatorów β oraz przekroju przewodów s, jako parametry. Korzystając z równania (5), z warunku $\frac{\partial K}{\partial F} = 0$ przy podstawieniu $x = \left(\frac{E}{F}\right)^{\frac{1}{4}}$ otrzymuje się równanie:

$$x^3(ax^5 - b) = c \tag{9}$$

o współczynnikach a, b i c równych:

$$a = \frac{10W_L k_{\Delta Eo}}{Ls}, \quad b = \frac{1}{4}\left(\frac{a_S}{\beta}\right)^{\frac{3}{4}}(b_o\beta^2\tau k'_{\Delta Eo} + b_j T_t k'_{\Delta Ej}), \quad c = k_{Sz} r_S. \tag{10}$$

Rozwiązanie powyższego równania znajduje się metodą iteracyjną. Należy zwrócić uwagę, że istnieje możliwość jednoczesnego rozwiązywania metodą iteracyjną równań (6) i (9), co pozwala określić ścisłą optymalną wartość współczynnika β oraz liczby transformatorów F. Współczynnik sieciowy W_L wyznacza się na podstawie wyników wykonanych symulacji. Zachodzi mianowicie:

$$W_L = a_{eL} Ls. \tag{11}$$

Z otrzymanego równania (9) wynika (przy przyjętym uproszczeniu, że współczynnik β pozostaje stały), że liczba stacji powinna przyrastać w tempie identycznym jak zużycie energii. Mając określony optymalny stosunek E/F, znamy obciążenie, jakie powinna przenosić pojedyncza stacja (transformator). Ponieważ dodatkowo znany jest optymalny współczynnik β, można określić optymalną moc średnią transformatorów:

$$S_T = \frac{S_{obc}}{\beta} = a_S\left(\frac{E}{F}\right)\frac{1}{\beta}. \tag{12}$$

Wyniki obliczeń przedstawiono w tablicy 2.

Tablica 2

Optymalna wartość stosunku E/F oraz optymalna moc średnia transformatorów w sieci modelowej dla różnych przekrojów przewodów

s [mm²]	E/F [MWh/(stacja·a)]		S_T [kV·A]	
	Sieć otwarta	Sieć zamknięta	Sieć otwarta	Sieć zamknięta
70	2 322	2 789	509	583
95	2 720	3 268	596	684
120	3 074	3 694	663	766
150	3 454	4 152	739	840
185	3 856	4 637	812	924
240	4 074	5 322	924	1 035

Przedstawiona optymalizacja dokonuje optymalnego rozdziału całkowitej wymaganej mocy transformatorów na odpowiednią liczbę stacji. Należy zwrócić uwagę, że przy ustalonym współczynniku β wymagana moc całkowita transformatorów zasilających sieć jest jednoznacznie określona. Rozbicie tej mocy na większą liczbę punktów zasilających zwiększa łączny koszt budowy stacji (rośnie koszt stały) oraz zwiększa straty transformacji (obciążeniowe i jałowe), lecz jednocześnie zmniejsza straty sieciowe w liniach nN. Wynika stąd, że przy wzroście przekroju przewodów (np. ze 120 mm^2 do 240 mm^2) maleje optymalna liczba stacji, czyli rośnie optymalna moc znamionowa transformatorów. Potwierdzają to wyniki obliczeń, zamieszczone w tablicy 2.

Wyniki obliczeń wskazują również, że przy założonych współczynnikach kosztowych, a zwłaszcza przy wysokim koszcie budowy stacji, optymalne może być zastosowanie transformatorów zasilających SN/nN o mocy znamionowej 1 000 kV·A. Wniosek ten wymaga jednak pogłębionych analiz, w których należy uwzględnić, że przystosowanie typowych stacji do mocy znamionowej transformatorów 1 000 kV·A zwiększy ich koszt (w analizie przyjęto, że koszt samej stacji, bez transformatorów, nie ulega zmianie). W efekcie optymalne mogą być jednak transformatory 630 kV·A.

Z uwagi na uzyskany wynik zasady optymalizacji liczby stacji F muszą ulec modyfikacji, a mianowicie musi być ona wykonana przy ustaleniu mocy znamionowej transformatorów. Będzie to optymalizacja wymuszona, wskutek czego koszty rozdziału energii nieco się zwiększą. Równanie wyjściowe (2) wymaga w tym aspekcie wyrugowania β na rzecz S_T. Wykorzystując przytaczane już zależności, otrzymuje się:

$$K = Fk_{Ss}r_S + FS_{nT}k_{Sz}r_S + L(k_{Ls} + k_{Lz}s)r_L + \\ + \frac{b_o a_S^2}{S_{nT}^{\frac{5}{4}}} \cdot \frac{E^2}{F} \tau k'_{\Delta Eo} + FS_{nT}^{\frac{3}{4}} b_j T_r k'_{\Delta Ej} + \frac{10E^2 W_t k_{\Delta Eo}}{FLs}. \tag{13}$$

Korzystając z równania (13), z warunku $\frac{\partial K}{\partial F} = 0$ przy podstawieniu $x = \frac{E}{F}$ otrzymuje się równanie:

$$ax^2 - b = 0 \tag{14}$$

o współczynnikach a i b równych:

$$a = \frac{b_o a_S^2}{S_{nT}^{\frac{5}{4}}} \tau k'_{\Delta Eo} + \frac{10W_t k_{\Delta Eo}}{Ls}, \quad b = k_{Ss}r_S + S_{nT}k_{Sz}r_S + S_{nT}^{\frac{3}{4}} b_j T_r k'_{\Delta Ej}. \tag{15}$$

Z otrzymanego rozwiązania wynika, że tak jak poprzednio liczba stacji powinna przyrastać proporcjonalnie do zużycia energii. Mając określony optymalny stosunek E/F oraz znając przyjętą moc transformatorów S_{nT}, można określić wynikający stąd optymalny stopień obciążenia transformatorów:

$$\beta = \frac{S_{obc}}{S_{nT}} = a_S\left(\frac{E}{F}\right)\cdot\frac{1}{S_{nT}}. \tag{16}$$

Wyniki obliczeń przedstawiono w tablicy 3.

Tablica 3

Optymalna wartość stosunku E/F oraz optymalny współczynnik obciążenia stacji w sieci modelowej dla różnych przekrojów przewodów przy ustalonej mocy znamionowej transformatorów (S_{nT} = 630 kVA)

s [mm^2]	E/F [MWh/(stacja·a)]		β	
	Sieć otwarta	Sieć zamkn.	Sieć otwarta	Sieć zamkn.
70	2 457	2 860	1,07	1,12
95	2 780	3 218	1,21	1,26
120	3 040	3 500	1,32	1,37
150	3 295	3 772	1,43	1,48
185	3 538	4 027	1,54	1,58
240	3 837	4 334	1,67	1,70

Wnioski z analizy pozostają takie same jak poprzednio, tzn. preferowana jest mała liczba stacji zasilających. Przy ustalonej mocy znamionowej transformatorów (630 kV·A) „sugerowane" jest w związku z tym znaczne ich przeciążenie, niedopuszczalne jednak w praktyce. Wynika stąd generalny wniosek, że o liczbie stacji transformatorowych decyduje w praktyce kryterium techniczne, wynikające z ograniczenia do 630 kV·A mocy jednostkowej transformatorów oraz z ograniczenia do β = 1,0 stopnia obciążenia transformatorów w stanie normalnej pracy sieci. Liczba stacji, wynikająca wprost z mocy obciążenia, może przy tym przyrastać proporcjonalnie do wzrostu obciążenia (wariant ROZ), bądź może zostać przyjęta jako stała, dostosowana do obciążenia końcowego sieci (wariant STA). Dla takich dwóch skrajnych przypadków przeanalizowany zostanie dobór optymalnego (stałego) przekroju przewodów w sieci.

4. OPTYMALIZACJA PRZEKROJU PRZEWODÓW

Podstawę do analizy optymalnego przekroju przewodów stanowi równanie (13). W równaniu tym można pominąć człony niezależne od przekroju przewodów. Koszt zdyskontowany na rok zerowy wyraża się w związku z tym wzorem:

$$K_d = Lk_{Lz}sr_L\sum_{t=1}^{T}\alpha^{-t} + \frac{10W_L k_{\Delta E_0}}{Ls}\sum_{t=1}^{T}\frac{E^2(t)}{F(t)}\alpha^{-t}, \tag{17}$$

przy czym $\alpha = 1 + d$ (d - stopa dyskonta). Poniżej rozpatrzone zostaną oddzielnie dwa wspomniane wyżej charakterystyczne przypadki.

W pierwszym przypadku zakłada się, że liczba stacji przyrasta proporcjonalnie do wzrostu obciążenia (ROZ), tzn. zachodzi:

$$E(t) = E_k \frac{q^t}{q^T} \quad \text{oraz} \quad F(t) = F_k \frac{q^t}{q^T}, \tag{18}$$

gdzie:

F_k, E_k - odpowiednio liczba stacji i ich obciążenie wypadkowe w roku końcowym analizy,

q - współczynnik rocznego przyrostu zużycia energii (w obliczeniach przyjęto $q = 1{,}03$).

Należy zwrócić uwagę, że przy $\beta = 1{,}0$ moc znamionowa transformatorów wynika z relacji:

$$S_{nT} = S_{obc} = a_S \left(\frac{E_k}{F_k} \right), \tag{19}$$

czyli zachodzi:

$$\frac{E_k}{F_k} = \frac{S_{nT}}{a_S}. \tag{20}$$

Przy wykorzystaniu (18) i (20) równanie (17) przyjmuje postać:

$$K_d = Lk_{Lz} s r_L u(\alpha, t) + \frac{10 W_L E_k S_{nT} k_{\Delta Eo}}{L s a_S} \cdot \frac{w(q, \alpha, T)}{q^T}, \tag{21}$$

gdzie:

$$u(\alpha, t) = \sum_t \frac{1}{\alpha^t}, \qquad w(q, d, T) = \sum_t \frac{q^t}{\alpha^t}. \tag{22}$$

Z warunku $\frac{\partial K_d}{\partial s} = 0$ otrzymuje się więc następujące wyrażenie na optymalny przekrój przewodów:

$$s_{opt} = \frac{1}{L} \sqrt{\frac{10 W_L E_k S_{nT} k_{\Delta Eo}}{k_{Lz} r_L a_S} \cdot \frac{w(q, \alpha, T)}{q^T \cdot u(\alpha, T)}}. \tag{23}$$

W drugim przypadku liczba stacji przez cały okres analizy pozostaje stała, równa F_k. Równanie (17) przyjmuje w związku z tym postać:

$$K_d = Lk_{Lz} s r_L u(\alpha, t) + \frac{10 W_L E_k S_{nT} k_{\Delta Eo}}{L s a_S} \cdot \frac{z(q^2, \alpha, T)}{q^{2T}}, \tag{24}$$

gdzie:

$$z(q^2,\alpha,T)=\sum_t \frac{q^{2t}}{\alpha^t}. \tag{25}$$

Z warunku $\frac{\partial K_d}{\partial s}=0$ otrzymuje się w tym przypadku wyrażenie na optymalny przekrój przewodów:

$$s_{opt}=\frac{1}{L}\sqrt{\frac{10W_L E_k S_{nT} k_{\Delta Eo}}{k_{1,z} r_L a_S}\cdot\frac{z(q^2,\alpha,T)}{q^{2T}\cdot u(\alpha,T)}}. \tag{26}$$

Tablica 4

Optymalny przekrój przewodów przy różnych wartościach energii w roku końcowym analizy w sieci modelowej

E_k [MWh/a]	s [mm^2]			
	Wariant ROZ		Wariant STA	
	Sieć otwarta	Sieć zamkn.	Sieć otwarta	Sieć zamkn.
4 000	76	50	65	42
6 000	93	61	80	52
8 000	107	70	92	60
10 000	120	78	103	67
12 000	132	86	113	73

Otrzymane w wyniku analizy optymalne przekroje przewodów są małe. Podobnie jak w przypadku transformatorów „sugerowane" jest więc niedopuszczalne w praktyce ich przeciążenie.

5. WNIOSKI

Z przedstawionej powyższej analizy wynika, że zarówno o liczbie stacji SN/nN (stopniu obciążenia transformatorów), jak i o przekroju przewodów w liniach nN, a więc o sumarycznych kosztach inwestycyjnych sieci, decydują kryteria techniczne - obciążalność prądowa i spadek napięcia. Wnioski te zostały także potwierdzone w wyniku zastosowania programowania dynamicznego do wyboru optymalnej strategii rozwoju sieci [1,4]. Oznaczają one, że zakres optymalizacji ekonomicznej w miejskich sieciach niskiego napięcia (ale nie tylko) jest bardzo ograniczony. Wnioski te różnią się istotnie od poglądów prezentowanych w literaturze krajowej [2,3].

LITERATURA

1. Siwy E.: Wielokryterialna ocena zamkniętych elektroenergetycznych sieci miejskich. Praca doktorska, Gliwice 1997.
2. Gawlak A., Horak J.: Sieci elektryczne. Część 3. Zagadnienia optymalizacyjne w projektowaniu sieci rozdzielczych. Skrypt Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1996.
3. Gawlak A.: Rozmaite sposoby optymalizacji współczynnika obciążenia transformatorów. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce", Gdańsk, czerwiec 1997.
4. Siwy E., Żmuda K.: Wykorzystanie analizy regresji i programowania dynamicznego w optymalizacji rozwoju sieci niskiego napięcia. Materiały IV Sympozjum „Metody matematyczne w elektroenergetyce". Zakopane, październik 1998.
5. Kujszczyk Sz.: Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. PWN, Warszawa 1994.
6. Kulczycki J.: Optymalizacja struktur sieci elektroenergetycznych. WNT, Warszawa 1990.
7. Marzecki J.: Miejskie sieci elektroenergetyczne. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1996.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Zbigniew Kowalski

Wpłynęło do Redakcji dn. 15 czerwca 1998 r.

Abstract

Number of substations, power of transformers, and section of line conductors are usually used as the decision variable during an optimisation of network development. Load factor of transformers can be used instead of power of transformers. Yearly costs of energy distribution (2) are usually the optimisation criterion. Some quantities used in the equation (2) were determined basing on computer simulations described in [1]. In Chapter 2 optimisation of the load factor of transformers is presented. The calculation results show that optimal value of the load factor does not practically depend on the number of substations. It allows to use it as a parameter during optimisation of the number of substations. The optimisation is presented in Chapter 3. The obtained optimal power of substations (resulting from the obtained optimal number of substations) is bigger than the typical values of the power of substations used in LV network. According to it principles of the optimisation have to be modified. The optimisation must be made for the fixed power of substations (13). Conclusion resulting from the optimisation is that not the economic optimisation but the technical criteria decide about the number of substations. Optimisation of the section of line conductors is presented in Chapter 4. The obtained optimal sections are small which suggests non-allowable overload of the lines. The conclusion is similar to the previous one. Technical criteria also decide about the section of the line conductors. The range of the economical optimisation in the LV networks is therefore very small. This general conclusion differs essentially from opinions presented in Polish literature [2,3].