

Szymon CIURA

Adam GAWŁOWSKI

SYMULACYJNA METODA WYZNACZANIA STRAT MOCY CZYNNEJ W NAPOWIETRZNYCH SIECIACH ROZDZIELCZYCH SN

Streszczenie. Zaprezentowano metodę wyznaczania szczytowych strat mocy czynnej w rozgałęzionych liniach napowietrznych SN. Metoda ta opiera się na symulacji komputerowej konfiguracji poszczególnych linii oraz rozpiływu prądów szczytowych w tych liniach. Uzyskana tą drogą zależność analityczna uogólniona została dla zbioru linii SN. Maksymalny błąd, z jakim można wyznaczać straty mocy czynnej w zbiorze tych linii, nie przekracza z reguły wartości 5%.

Summary. The method of peak real power losses determination in branched MV overheadlines is presented. This method is based on computer simulation of individual lines configuration and their peak current flows. Analytic dependence was generalized for MV lines set. Maximal error of peak real power losses determination by proposed dependence in MV lines set is as a rule less than 5%.

Резюме. В статье представлен метод оценки нагрузочных потерь мощности в воздушных, распределительных линиях среднего напряжения. Метод основан на компьютерном генерировании схем отдельных линий и значений протекающих по этим линиям токов в пиковом режиме загрузки узлов. Этим путём была получена расчётная формула для определения потерь мощности в множестве реально действующих линий, пользуясь которой можно получить максимальную погрешность, не превышающую, как правило, 5 процентов.

1. WPROWADZENIE

W literaturze światowej problemowi wyznaczania strat mocy i energii w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych poświęcono bardzo wiele miejsca. Fakt ten świadczy o złożoności problemu, a ściślej - o

niejednoznaczności uzyskiwanych wyników. Główną przyczyną tego stanu jest brak wiarygodnej informacji o parametrach, od których zależą straty sieciowe, a szczególnie o obciążeniach poszczególnych węzłów odbiorczych i odcinków linii, które to obciążenia mają charakter losowy. Ponadto bardzo trudne do uzyskania są informacje o zmienności czasowej tych obciążeń, o niesymetrii obciążeń, współczynnikach mocy i innych wielkościach, wymagających przeprowadzenia wielu pomiarów. Również - ze względu na rozległość sieci elektroenergetycznych - nie jest możliwe wyznaczenie strat w poszczególnych elementach sieci rzeczywistych. Dlatego też istniejące metody wyznaczania strat sieciowych opierają się na rozmaitych założeniach upraszczających, które z jednej strony ułatwiają przeprowadzenie obliczeń, ale z drugiej - zmniejszają dokładność wyników. Dość powszechnie przyjmowane jest np. założenie o równomiernym rozłożeniu węzłów odbiorczych wzdłuż linii SN bądź nN, o proporcjonalności obciążenia węzłów odbiorczych sieci SN do mocy znamionowych transformatorów SN/nN, o jednakowych obciążeniach węzłów nN, o liniowo zmieniających się przekrojach wzdłuż linii itp. Najbardziej znana w kraju metoda wyznaczania strat w sieciach rozdzielczych SN [5] opiera się m.in. na założeniu o powierzchniowym charakterze tych sieci, a wszelkie odstępstwa od sieci modelowej korygowane są różnego rodzaju współczynnikami poprawkowymi, o różnym stopniu trudności i dokładności ich wyznaczania.

Zwiększenie dokładności wyznaczania strat sieciowych możliwe będzie dopiero po wprowadzeniu odpowiedniego systemu informatycznego, np. SORS¹⁾, gromadzącego niezbędne informacje o poszczególnych sieciach i ich parametrach w swojej bazie danych, i umożliwiającego efektywne przetworzenie tych informacji. Jednak, np. w celu uwzględnienia strat sieciowych w optymalizowanych funkcjach celu [2], w dalszym ciągu potrzebne będą metody wyznaczania strat, oparte na ogólnie dostępnych i wiarygodnych informacjach o parametrach charakteryzujących analizowane sieci, z uwzględnieniem prognozy zmian tych parametrów w określonym horyzoncie czasowym.

W Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej opracowano w ostatnim okresie symulacyjną metodę wyznaczania strat mocy w

¹⁾ System Obliczeń Rozdzielczych Sieci, opracowywany aktualnie w Instytucie Energetyki - Zakładzie Sieci Rozdzielczych w Katowicach.

napowietrznych, rozgałęzionych sieciach rozdzielczych SN, która to metoda może być przystosowana do wyznaczania strat również w innych sieciach. Opiera się ona na losowym generowaniu komputerowym konfiguracji poszczególnych linii SN oraz obciążeń szczytowych ich węzłów odbiorczych. W liniach tych deterministycznie odtwarzany jest rozplyw prądów szczytowych z uwzględnieniem współczynników udziału poszczególnych węzłów odbiorczych w obciążeniu szczytowym kolejnych odcinków linii. Zależności analityczne, uzyskane dla pojedynczych linii, uogólnione zostały dla całej sieci SN.

2. ALGORYTM GENEROWANIA KONFIGURACJI ROZGAŁĘZIONYCH LINII SN

Komputerowe generowanie konfiguracji poszczególnych linii SN przeprowadzane jest z wykorzystaniem ogólnej metody, przedstawionej w pracach [6,7], oraz zestawu danych, przytoczonych przykładowo w tablicy 1.

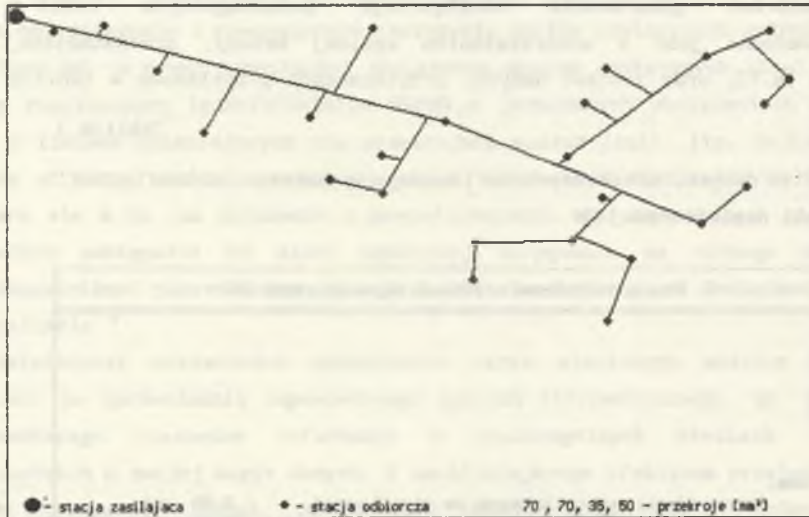
Tablica 1

Zestaw danych, niezbędnych do losowego wygenerowania konfiguracji linii napowietrznej SN

Straty techniczne w liniach napowietrznych SN	
Dane:	
Przec. liczba wyjść liniowych ze stacji zasil.	: 8.00 szt.
Liczba stacji odbiorczych, zasilanych z linii	: 25.00 szt.
Minim. odległość między stacjami odbiorczymi	: 0.80 km
Przeciętna moc znamionowa transform. w sieci	: 110.00 kVA
Przec. współcz. obciąż. szczyt. transf. w sieci	: 0.62 -
Napięcie znamionowe sieci	: 15.00 kV

Na płaszczyźnie, powstałej przez podzielenie koła na tyle części, ile założono wyjść liniowych ze stacji zasilającej, i obrazującej obszar zasilany jedną linią SN, wybierane są losowo współrzędne biegunowe punktu,

będącego miejscem usytuowania pierwszej stacji SN/nN. Punkt ten zostaje połączony najkrótszym odcinkiem ze środkiem koła, w którym umownie umieszczona jest stacja zasilająca sieć SN. Dalszy rozwój sieci opiera się na kryterium czasowo-ekonomicznym - kolejno pojawiające się w czasie stacje SN/nN przyłączane są do istniejącej już części linii najkrótszymi odcinkami. Generowanie poszczególnych liści drzewa (miejsc usytuowania stacji SN/nN) może odbywać się z ograniczeniem minimalnej odległości między nimi lub bez tego ograniczenia, przy stałej lub zmiennej gęstości powierzchniowej stacji SN/nN wzdłuż linii. Generowanie konfiguracji całej linii SN kończy się po wylosowaniu współrzędnych zadanej liczby stacji SN/nN i połączeniu ich w jedno drzewo, jak to przedstawiono przykładowo na rys.1.



Rys. 1. Schemat wygenerowanej losowo linii SN

Fig. 1. Configuration of random generated MV line

Przyporządkowanie poszczególnym węzłom odbiorczym obciążeń szczytowych odbywa się 3-etapowo. W pierwszym etapie węzłom tym przyporządkowywane są moce znamionowe transformatorów, wybierane losowo z zakresu spotykanego w praktyce. Odbywa się to zgodnie z zaleceniami [10], m.in. o tym, że transformatory o mocach $S_n > 250 \text{ kV}\cdot\text{A}$ umieszczawiane powinny być w stacjach, zasilanych przelotowo. Częstości występowania poszczególnych mocy wynikają z założonego rozkładu tych mocy w całej sieci SN oraz zadawanej, przeciętnej w

sieci, wartości mocy znamionowej transformatorów SN/nN. Podobnie w drugim etapie poszczególnym transformatorom przyporządkowywane są współczynniki ich szczytowego obciążenia, a w trzecim - współczynniki mocy. Wykorzystuje się przy tym założenie, że brak jest istotnej korelacji między mocami znamionowymi transformatorów a współczynnikami ich szczytowego obciążenia [8] oraz miejscami ich przyłączenia do linii SN (z wyjątkiem wspomnianych już zaleceń, zawartych w pracy [10]). Postaci wszystkich rozkładów wybrano, opierając się na wynikach badań przedstawionych w pracy [2]. Dla każdego węzła odbiorczego wyznaczana jest zatem szczytowa wartość prądu czynnego i biernego oraz rozpięt tych prądów w całej linii, z uwzględnieniem współczynników udziału obciążenia szczytowego węzłów w obciążeniu szczytowym poszczególnych odcinków linii. Współczynniki te wyznaczane są wg zależności przedstawionej np. w pracy [9]

$$k_j = A + \frac{(1-A)}{n_t} \quad (1)$$

gdzie:

- A - zadawany współczynnik, do którego dąży k_j przy $n_t \rightarrow \infty$,
- n_t - liczba stacji odbiorczych, do których płynie prąd przez określony odcinek linii.

Przekroje przewodów w poszczególnych odcinkach linii dobierane są z wykorzystaniem gęstości granicznej prądu, przy której przeciętnie powinna nastąpić zmiana przekroju na większy [10]. Gęstość ta każdorazowo przyjmuje wartość losową wokół zadawanej jej wartości przeciętnej. Założono maksymalnie trzy stopnie przekroju przewodów (największy, średni i najmniejszy), zadawane przed uruchomieniem programu. Oprócz tego możliwe jest zadawanie dodatkowo czwartego stopnia, występującego ewentualnie tylko w torze głównym od miejsca trwałego rozcięcia sieci do węzła, od którego w torze tym występuje przekrój wyższy z powodu przekroczenia gęstości granicznej. Wspomniany, czwarty stopień przekroju, przyjmuje się w celu zapewnienia odpowiedniej przepustowości toru w przypadku zasilania rezerwowego linii, o ile najmniejszy z przekrojów przy stopniowaniu naturalnym nie spełniałby tego warunku (np. stopniowanie naturalne 120, 70 i 35mm² AFL, oraz 70mm² AFL lub 50mm² AFL dla odcinka toru głównego z przekrojem 35mm² AFL). Założono przy tym, że punkt trwałego rozcięcia sieci pokrywa się z miejscem przyłączenia stacji SN/nN, do której - przy naturalnym stopniowaniu przekroju przewodów - spadek napięcia byłby

największy. Dla przypadku, gdy w torze głównym występuje ww. czwarty przekrój, różny od przekroju najmniejszego, spadki napięcia do węzłów odbiorczych wyznaczane są po raz drugi.

3. STRATY MOCY CZYNNEJ W POJEDYNCZYCH LINIACH SN

Szczytowe straty mocy czynnej ΔP w wygenerowanych liniach SN oblicza się w sposób dokładny (odcinek po odcinku) na podstawie znajomości rozplywów prądów szczytowych, przekrojów i długości poszczególnych odcinków tych linii wg zależności

$$\Delta P = \frac{3}{\gamma} \sum_{i=1}^{n_0} \frac{I_1^2 l_1}{s_1} \quad (2)$$

w której:

- n_0 - liczba odcinków linii,
- I_1 - szczytowe obciążenie prądowe i-tego odcinka linii, A,
- l_1 - długość i-tego odcinka linii, m,
- s - przekrój przewodów i-tego odcinka linii, mm^2 ,
- γ - konduktywność materiału przewodów linii, $\frac{\text{MS}}{\text{m}}$.

W praktyce bez większych trudności można uzyskać co najwyżej informacje o całkowitej długości L każdej linii rzeczywistej, o przekrojach linii s_1 na wyjściu ze stacji zasilających, o ich obciążeniach prądowych I_1 , mierzonych w okresie szczytowym, oraz o liczbie n_t stacji SN/nN, zasilanych z każdej linii. Z tego więc powodu dokładnie wyznaczone straty mocy (2) w linii uzależniono od powyższych zmiennych wg wzoru

$$\Delta P = 3I_1^2 \frac{L}{\gamma s_1} k \quad (3)$$

przy czym wartość współczynnika k zależna jest m.in. od rozłożenia obciążeń wzdłuż linii, rzeczywistego stopniowania przekrojów, względnej długości toru głównego linii, kształtu obszaru zasilanego z linii (liczby linii SN, zasilanych z jednej stacji WN/SN) itp.

Powtarzając wielokrotnie symulacje konfiguracji i obciążeń linii przy zadawanych wielkościach wejściowych z tablicy 1, otrzymuje się każdorazowo inną wartość ΔP , I_1 , L i s_1 , oraz - przekształcając wzór (3) - każdorazowo inną wartość współczynnika k . Jak wykazały przeprowadzone analizy, współczynnik k zależy istotnie od liczby n_t stacji SN/nN, zasilanych z

Jednej linii SN. Zależność tę można przedstawić jako zależność nieliniową o postaci

$$k = 0,093 + \frac{2,45}{n_t} \quad (4)$$

obowiązującą dla $10 < n_t < 50$ przy $\gamma = 31 \frac{MS}{m}$. Współczynnik zmienności statystycznej współczynnika k dla powyższego zakresu n_t nie przekracza z reguły wartości $V_k = 0,2$. Oznacza to, że przy znanych wartościach I_1 , L , s_1 , n_t dla każdej linii SN można prognozować szczytowe straty mocy ΔP , zawierające się przy poziomie ufności $\alpha = 0,95$ orientacyjnie w przedziale

$$\Delta P = (0,6 + 1,4) \Delta \bar{P} \quad (5)$$

przy czym $\Delta \bar{P}$ oznacza przeciętną wartość strat wyznaczoną wg wzoru (3) z wykorzystaniem wzoru (4) dla współczynnika k .

Tak duży rozrzut wartości strat mocy wynika z losowej konfiguracji poszczególnych linii, czyli inaczej - z losowego rozplywu prądów szczytowych w tych liniach, spowodowanego losowym przyporządkowaniem losowych wartości obciążeń losowo rozmieszczonym węzłom odbiorczym, zasilanym z każdej linii. W praktyce znacznie bardziej interesująca jest wartość oczekiwanych strat mocy w zbiorze linii SN, pracujących np. na obszarze rejonu lub zakładu energetycznego.

4. STRATY MOCY CZYNNEJ W ZBIORZE LINII SN

Dla n_1 linii SN sumaryczną wartość strat mocy ΔP można wyznaczyć jako sumę strat występujących w poszczególnych liniach

$$\Delta P = \frac{3}{\gamma} \sum_{i=1}^{n_1} I_{11}^2 L_i k_i \frac{1}{s_{11}} \quad (6)$$

Sposób ten nie nadaje się jednak do prognozowania strat mocy w określonej perspektywie czasowej, gdyż wymaga informacji o parametrach I_1 , L , s_1 , n_t dla każdej linii, która będzie pracować na rozpatrywanym obszarze sieciowym. W rzeczywistości dla analizowanego okresu może być co najwyżej znana ogólna prognoza wzrostu zapotrzebowania energii, a pozostałe parametry są zwykle zmiennymi sterowanymi w procesach optymalizacyjnych [2] i to w dodatku skorelowanymi w określony sposób ze sobą. Odpowiednia zależność analityczna do określania strat mocy powinna więc to uwzględniać.

Znalezienie przybliżonej wartości sumy iloczynów kilku zmiennych losowych o postaci (6) możliwe jest poprzez rozwinięcie funkcji tych zmiennych w szereg Taylora wokół ich wartości oczekiwanych [1]

$$E(Y) = E(X_1)E(X_2)\dots E(X_n) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{\partial^2 Y}{\partial X_i \partial X_j} \bigg|_{E(X)} \text{cov}(X_i, X_j) \quad (7)$$

przy czym $\text{cov}(X_i, X_j)$ oznacza kowariancję par poszczególnych zmiennych. Przechodząc od wzoru (6) do (7) otrzymuje się w przybliżeniu

$$\begin{aligned} E(\Delta P) = & \frac{3}{\gamma} n_1 \left[\bar{I}_1^2 (1+V_1^2) \bar{L} \left(\frac{\bar{I}}{s_1} \right) \bar{k} + 2\rho_{(I_1, L)} \sigma_{I_1} \sigma_L \left(\frac{\bar{I}}{s_1} \right) \bar{k} + \right. \\ & + 2\rho_{(I_1, 1/s_1)} \sigma_{I_1} \sigma_{(1/s_1)} \bar{L} \bar{k} + 2\rho_{(I_1, k)} \sigma_{I_1} \sigma_k \left(\frac{\bar{I}}{s_1} \right) \bar{L} + \\ & + \rho_{(L, 1/s_1)} \sigma_L \sigma_{(1/s_1)} \bar{I}_1^2 \bar{k} + \rho_{(L, k)} \sigma_L \sigma_k \bar{I}_1^2 \left(\frac{\bar{I}}{s_1} \right) + \\ & \left. + \rho_{(1/s_1, k)} \sigma_{(1/s_1)} \sigma_k \bar{I}_1^2 \bar{L} \right] . \quad (8) \end{aligned}$$

W powyższym wzorze wartości $\rho_{(X_i, X_j)}$ oznaczają współczynniki korelacji poszczególnych par zmiennych, natomiast σ_{X_i} oznacza odchylenie standardowe i -tej zmiennej.

Wykorzystanie wzoru (8) do wyznaczania strat mocy w sieciach rzeczywistych również nie jest możliwe. Przede wszystkim brak jest możliwości oszacowania współczynników korelacji między poszczególnymi parami zmiennych. Można się co najwyżej domyślać, czy jest to korelacja dodatnia czy ujemna, duża czy mała, ale to nie zastąpi wartości poszczególnych współczynników. Problem ten można jednak rozwiązać na drodze badań symulacyjnych. Otóż zamiast badać każdą korelację z osobna, można w wyrażeniu (8) wyciągnąć przed nawias pierwszy składnik sumy, zapisując to wyrażenie jako

$$E(\Delta P) = \frac{3}{\gamma} n_1 \bar{I}_1^2 (1+V_1^2) \bar{L} \left(\frac{\bar{I}}{s_1} \right) \bar{k} (1+b) \quad (9a)$$

a dla dalszego uproszczenia - w postaci

$$E(\Delta P) = \frac{3}{\gamma} \bar{I}_1^2 (1+V_1^2) L_\Sigma \left(\frac{1}{\bar{s}_1} \right) k_p (1+c) \quad [\text{kW}] \quad (9b)$$

gdzie:

\bar{I}_1 - przeciętna wartość prądu obciążenia szczytowego, wyznaczona dla zbioru n_1 linii SN, w A,

V_1 - współczynnik zmienności statystycznej obciążeń szczytowych I_1 w zbiorze n_1 linii SN,

$\left(\frac{\bar{I}}{\bar{s}_1} \right)$ oraz $\frac{1}{\bar{s}_1}$ - odpowiednio przeciętna wartość odwrotności przekrojów pierwszych odcinków linii SN i łatwiejsza do wyznaczenia wartość odwrotności przeciętnego przekroju pierwszych odcinków linii SN, w mm^{-2} ,

L i L_Σ - odpowiednio przeciętna długość n_1 linii SN oraz sumaryczna długość tych linii w rozpatrywanej sieci, w km,

\bar{k} i k_p - odpowiednio przeciętna wartość współczynnika k (wzór (4)) w zbiorze n_1 linii i łatwiejsza do wyznaczenia wartość tego współczynnika przy przeciętnej liczbie \bar{n}_t stacji SN/nN, zasilanych z jednej linii SN,

b i c - współczynniki uwzględniające wpływ wszystkich korelacji, wyszczególnionych we wzorze (8) oraz ww. uproszczeń, na wartość strat mocy w rozpatrywanej sieci SN.

Efektom badań symulacyjnych jest właśnie przeciętna wartość współczynnika c ze wzoru (9b). Wartość tę można wyznaczyć, porównując z jednej strony sumę szczytowych strat mocy, wyznaczonych w sposób dokładny dla n_1 wygenerowanych linii SN (wzór (2)), a z drugiej strony - straty mocy, wyznaczone za pomocą wzoru (9b) przy znanych wartościach \bar{I}_1 , V_1 , \bar{s}_1 , L_Σ , \bar{n}_t oraz k_p dla rozpatrywanych n_1 linii SN. Przeciętna wartość współczynnika c wynosi $c=0,1^{2)}$.

2) Według przeprowadzonych badań, wartość ta zawierała się zwykle między ok. 0,05 a 0,15, w zależności od występujących trudno mierzalnych korelacji

$\rho(x_1, x_j)$.

5. OCENA BŁĘDU METODY SYMULACYJNEJ

Błąd estymacji strat mocy w zbiorze linii SN, przeprowadzanych według wzoru (9b), wynika głównie z dużego rozrzutu wartości współczynnika k_p , wyznaczanego z zależności (4) przy $n_t = \bar{n}_t$. Według pracy [3] błąd predykcji dla pojedynczego punktu pomiarowego określany jest wzorem

$$\Delta y_1 = \pm t_{\alpha, k} S_o \sqrt{1 + \frac{1}{n} + \frac{(x_1 - \bar{x})^2}{nS_x^2}} \quad (10)$$

natomiast tzw. przedziały Neumana (dla n punktów pomiarowych) - według wzoru

$$\Delta y_n = \pm t_{\alpha, k} S_o \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{(x_1 - \bar{x})^2}{nS_x^2}} \quad (11)$$

gdzie:

- $t_{\alpha, k}$ - współczynnik rozkładu t-Studenta na poziomie ufności $1-\alpha$ przy $k=n-2$ stopniach swobody,
- S_o - błąd standardowy resztkowy, określający przeciętne odchylenie od wyznaczonej funkcji regresji $y=f(x)$,
- S_x - odchylenie standardowe zmiennej x ,
- \bar{x} - wartość przeciętna zmiennej x .

Dla przeprowadzonych $n=48$ symulacji, na podstawie których wyznaczono zależność (4), uzyskano następujące wartości parametrów:

$$S_y = 1,715, \quad S_x = 16,33, \quad S_o = 0,83, \quad \bar{x} = 30, \quad t_{0.05, 46} = 2,01.$$

Przedziały ufności i względne błędy estymacji przedstawiono w tabelicy 2. Z tabelicy tej wynika, że względny, maksymalny błąd estymacji strat mocy za pomocą wzoru (9b) z uwzględnieniem wartości współczynnika k_p , wyznaczonego dla zbioru linii SN według wzoru (4), jest rzędu 5%. Jedynie dla sieci, w których pracują linie o stosunkowo małych długościach (rzędu 10+15km), błąd ten może być około 2-krotnie większy. Podobnie - maksymalny błąd estymacji strat mocy w pojedynczej linii SN według wzoru (3) jest przeciętnie rzędu 30%, a w najkrótszych liniach - rzędu 50%. Należy tutaj stwierdzić, że dodatkowe uwzględnienie rozrzutu współczynnika c nieznacznie tylko zmieni wartość błędu estymacji ΔP dla zbioru linii SN. Wzrost błędu estymacji dla krótszych linii tłumaczy się większym wpływem czynników losowych; dla linii

Tablica 2

Przedziały ufności dla współczynnika k oraz względne błędy jego estymacji

Wyszczególnienie		Liczba stacji transformatorowych n_t				
		10	20	30	40	50
Wartość k wg wzoru (4)		0,337	0,215	0,174	0,154	0,141
Przedziały ufności dla $\alpha=0,05$	$\pm \Delta k_1$	0,171	0,085	0,056	0,042	0,034
	$\pm \Delta k_n$	0,038	0,014	0,008	0,007	0,008
Względne błędy estymacji	$\left \frac{\Delta k_1}{k} \right 100\%$	50,8	39,5	32,2	27,5	24,3
	$\left \frac{\Delta k_n}{k} \right 100\%$	11,3	6,6	4,6	4,5	5,4

zasilających większą liczbę stacji SN/nN wpływ tych czynników "uśrednia się".

6. PRZYKŁADOWE WYNIKI SYMULACJI I WNIOSKI KOŃCOWE

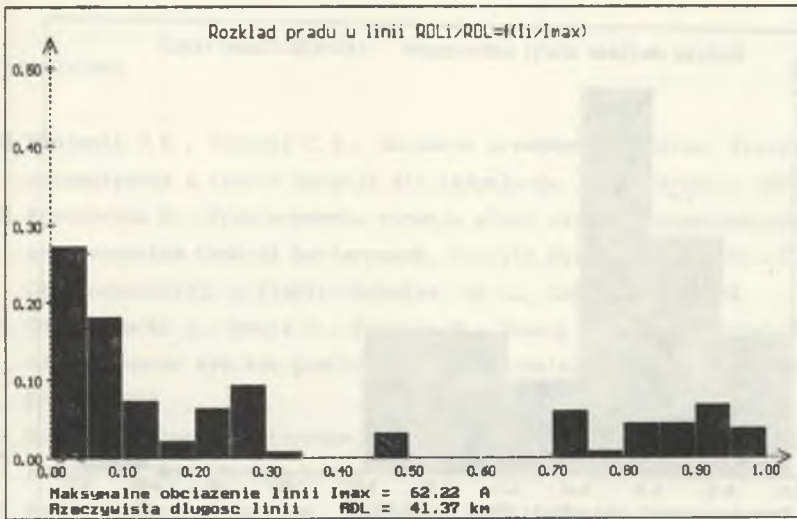
Na rys.1 przedstawiono przykładowy schemat napowietrznej linii SN, wygenerowanej losowo z wykorzystaniem danych zawartych w tablicy 1. W tablicy 3 przedstawione zostały natomiast wyniki obliczeń wybranych wielkości w wygenerowanej linii SN, a na rys.2+5 - uzyskane rozkłady niektórych wielkości w tej linii. Szczególnie charakterystyczny jest rozkład obciążeń poszczególnych odcinków linii, przedstawiony na rys.2. Postać tego rozkładu jest bardzo zbliżona do rozkładu przytoczonego np. w pracy [4], uzyskanego na podstawie badań, przeprowadzonych w rzeczywistych sieciach. Równie charakterystyczna jest wartość tzw. współczynnika wykorzystania przekrojów,

którą można wyznaczyć jako iloraz przekroju "technicznego" i przekroju "handlowego" linii. Współczynnik ten - przy 3 stopniach przekrojów przewodów - przyjmuje wartość rzędu 1,4, odpowiadającą przeciętnym wartościom praktycznie osiągalnym w krajowych sieciach terenowych [4]. Świadczy to o prawidłowości poczynionych założeń i możliwościach stosowania generowanych losowo sieci do badania zależności i związków, zachodzących w sieciach rzeczywistych. Po dopasowaniu niektórych założeń i nałożonych ograniczeń do warunków, występujących w sieciach różnych regionów kraju, symulacja komputerowa może stać się wygodnym narzędziem do zastąpienia wielu czasochłonnych pomiarów w tych sieciach. Prosta zależność (9b), uzyskana na podstawie przeprowadzonych symulacji komputerowych wielu linii SN, umożliwiającą wyznaczenie szczytowych strat mocy w sieciach rzeczywistych z wykorzystaniem podstawowych - znanych zwykle - parametrów tych sieci, jest tego jednym z przykładów.

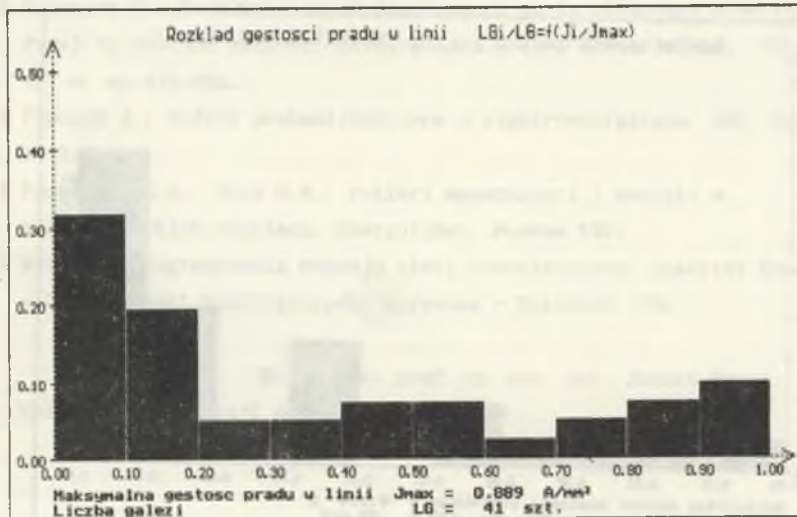
Tablica 3

Wyniki obliczeń charakterystycznych wielkości w wygenerowanej linii SN

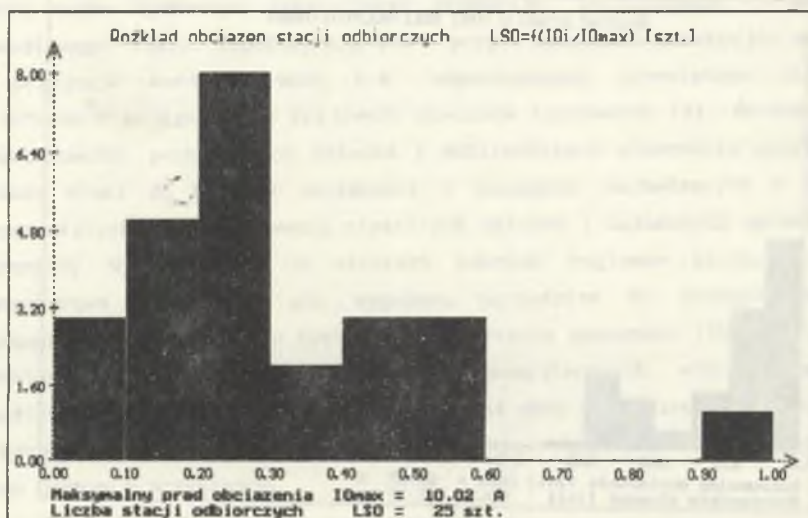
Straty techniczne w liniach napowietrznych SN		
Wyniki:		
Liczba odcinków wygenerowanej linii	=	41 szt.
Rzeczywista długość linii	=	41.37 km
Względna długość toru głównego linii	=	0.398 -
Przeciętna moc znamionowa transformat. w linii	=	123.5 kVA
Przec. współcz. obciąż. szczyt. transf. w linii	=	0.665 -
Gęstość prądu "wejściowa"	=	0.889 A/mm ²
Gęstość prądu maksymalna	=	0.889 A/mm ²
Gęstość prądu przeciętna w odcinkach linii	=	0.316 A/mm ²
Odczylenie standardowe gęstości prądu w linii	=	0.291 A/mm ²
Przekroj "handlowy" linii	=	46.11 mm ²
Przekroj "techniczny" linii	=	65.55 mm ²
Przec. wartość spadku napięcia w szczycie obciąż.	=	3.58 %
Odczylenie standardowe spadków napięcia w linii	=	1.39 %
Straty techniczne w linii w szczycie obciążenia	=	50.50 kW
Straty odnies. do sumy szczytowych mocy odbiorów	=	2.05 %
Straty odnies. do obciążenia szczytowego linii	=	3.53 %
Szczytowe obciążenie prądowe na wejściu linii	=	62.22 A
Współczynnik mocy na wejściu linii	=	0.886 -
Przeciętne obciążenie szczyt. węzłów odbiorczych	=	3.08 A



Rys. 2. Rozkład obciążeń poszczególnych odcinków wygenerowanej linii SN
 Fig. 2. Distribution of individual segment loads of generated MV line

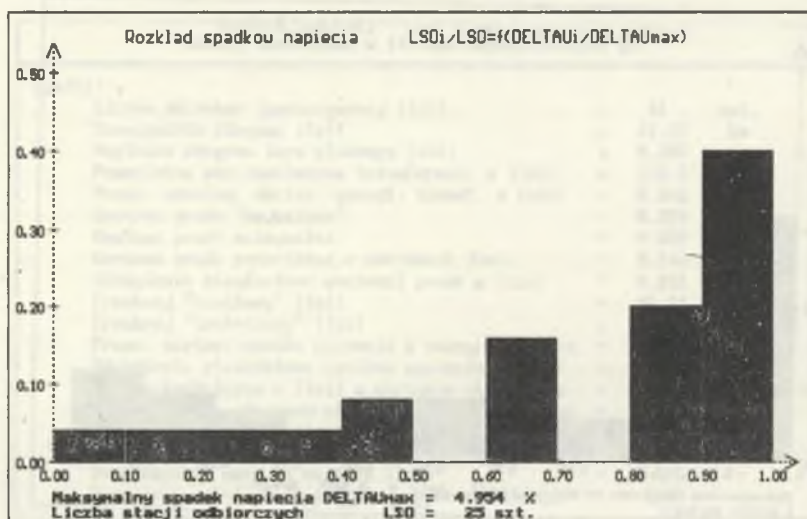


Rys. 3. Rozkład gęstości prądu w poszczególnych odcinkach wygenerowanej linii SN
 Fig. 3. Distribution of individual segments current densities of generated MV line



Rys. 4. Rozkład obciążeń węzłów odbiorczych wygenerowanej linii SN

Fig. 4. Distribution of receiver stations loads of generated MV line



Rys. 5. Rozkład spadków napięcia w wygenerowanej linii SN, wyznaczonych dla poszczególnych węzłów odbiorczych tej linii

Fig. 5. Distribution of voltage drops in generated MV line determined for individual receiver stations of the line

LITERATURA

- [1] Benjamin J.R., Cornell C.A.: Rachunek prawdopodobieństwa, statystyka matematyczna i teoria decyzji dla inżynierów. WNT, Warszawa 1977
- [2] Brzozowska M.: Programowanie rozwoju sieci elektroenergetycznych z zastosowaniem funkcji barierowych. Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej, s. Elektrotechnika, nr 12, Częstochowa 1984
- [3] Godziszewski J., Mania R., Pampuch R.: Zasady planowania doświadczeń i opracowywanie wyników pomiarów. Skrypt uczelniany nr 1093. Wyd. AGH, Kraków 1987
- [4] Horak J.: Sieci elektryczne. Część II. Sieci rozdzielcze jako zbiór elementów. Wyd. Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1984
- [5] Horak J.: Straty sieciowe. Wyd. Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1989
- [6] Messenger P.: Modélisation des réseaux MT aériens. EDF bulletin - serie B, 1980, N.2, pp.25-53.
- [7] Messenger P.: Modélisation du développement de la structure d'un réseau rural en moyenne tension. Revue générale de l'Electricité, 1982, N.7-8, pp.472-486.
- [8] Popczyk J.: Modele probabilistyczne w elektroenergetyce. WNT, Warszawa 1991
- [9] Pospiełow G.E., Sycz N.M.: Potier i moshchnosti i energii w elektricheskikh sietiach. Energoizdat, Moskwa 1981
- [10] Wytyczne programowania rozwoju sieci rozdzielczych. Instytut Energetyki - Zakład Sieci Rozdzielczych, Warszawa - Katowice 1986

Recenzent: prof. dr hab. inż. Janusz Horak

Wpłynęło do redakcji dnia 1 czerwca 1991r.

SIMULATION METHOD OF PEAK REAL POWER LOSSES DETERMINATION IN OVERHEAD MV DISTRIBUTION NETWORKS

Abstract

In this paper the method of peak real power losses determination in branched MV overhead lines is presented. This method is based on computer simulation of individual lines configuration and their peak current flows. The simulation includes three stages. In the first stage, making use of data set in table 1, the lay-out and connection of individual MV/LV receiver station are generated on a plane that represents an area supplied by MV line. Stations appearing by turn are connected with the shortest segments to the part of already existing MV line. The tree as on Fig.1 is formed. In the second stage rated power values of the MV/LV transformers are assigned to individual leaves of the tree (receiver stations) and on the third stage peak load factors and power ones of the transformers are assigned to them. Then peak current flow is determined in generated line and on the ground of this line conductors cross-sections are attributed to individual line segments. Real power losses are calculated with accurate method (segment by segment) and then with known current load, length and cross-section of line a numerical value of k-coefficient is computed from dependence (3) that is approximated by least square method (formula (4)).

To determine real power losses in the MV network a formula (9b) can be used with following input quantities:

- average peak current load for whole MV network and variation factor of this value,
- length of all the lines composed on considered MV network,
- average cross-section of the conductors of the MV main lines,
- average number of MV/LV receiver station supplied from one line.

All the correlations among above quantities are replaced by average correction factor c determined from simulation research. Table 2 includes error analysis of the method and table 3 - characteristic quantities appearing on the generated line from Fig.1. Moreover on Fig.2+5 distributions of receiver stations load and individual line segments loads, current density in generated line and voltage drops computed on the current path from supply station to individual receiver stations during peak of their loads are presented.