

Joanicjusz Nazarko, prof. zw. dr hab. inż.

Mirosław Popławski, dr inż.

Wojciech Zalewski, dr inż.

Politechnika Białostocka

Białystok

Modelowanie rozmyte w obliczeniach sieci elektroenergetycznych

Streszczenie

Efektywne wykorzystanie dostępnych danych stanowi zwykle największą trudność w modelowaniu stanów pracy systemu elektroenergetycznego. Analiza stanu systemu dokonana na podstawie nieaktualnych lub błędnych informacji może prowadzić do podjęcia decyzji znacznie odbiegających od optymalnych. Dogodnym narzędziem matematycznym pozwalającym opisać niepewność i niedokładność danych wejściowych oraz relacje między nimi jest teoria zbiorów rozmytych. W artykule przedstawiono możliwości zastosowania modelowania rozmytego do estymacji obciążeń szczytowych w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych oraz wyznaczania strat energii elektrycznej. Podejście teoretyczne zilustrowano przykładem obliczeniowym opartym na danych uzyskanych w czasie pomiarów rzeczywistych układów sieciowych.

1. Wstęp

Teoria zbiorów rozmytych obok teorii sztucznych sieci neuronowych i metody algorytmów genetycznych należy do grupy metod sztucznej inteligencji. W ostatnich latach obserwuje się znaczny wzrost zainteresowania teoretyków i praktyków możliwościami aplikacyjnymi tych nowoczesnych narzędzi, w tym także w elektroenergetyce. Zastosowanie teorii zbiorów rozmytych obejmuje wiele dziedzin, w których stykamy się z problemem niepewnych danych, niejednoznacznie sformułowanych celów projektowych lub optymalizacją decyzji w procesie sterowania. Dzięki właściwościom zbiorów rozmytych możemy te trudności częściowo wyeliminować.

Główne kierunki zastosowania teorii zbiorów rozmytych w elektroenergetyce to systemy ekspertowe, układy regulacji i sterowania oraz optymalne planowanie rozwoju układów sieciowych [4].

Specyfika informacji uzyskiwanych w trakcie eksploatacji sieci rozdzielczych polega na znacznym deficycie pomiarów. O ile w sieciach przesyłowych o napięciu 110 kV i wyższym mamy do czynienia z pełną informacją o stanie pracy sieci uzyskiwaną z telepomiarów lub odczytów stacjonarnych przyrządów pomiarowych prowadzonych przez pracowników rejonów energetycznych w ramach codziennych przeglądów, to w sieciach rozdzielczych pomiary wykonywane są sporadycznie i w różnym czasie [5].

Efektywne wykorzystanie dostępnych danych stanowi zatem największą trudność w modelowaniu stanów pracy elektro-energetycznych sieci rozdzielczych. Jeżeli analiza stanu pracy sieci zostanie dokonana na podstawie nieaktualnych lub błędnych informacji, to przyjęte na jej podstawie decyzje mogą istotnie odbiegać od optymalnych. Próba ominięcia tych trudności jest zastosowanie teorii zbiorów rozmytych przedstawione w dalszej części pracy.

Artykuł przedstawia przykłady wykorzystania teorii zbiorów rozmytych do estymacji obciążeń oraz obliczenia strat energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych.

2. Modelowanie obciążeń

Obciążenie stacji transformatorowej jest sumą chwilowych obciążeń poszczególnych odbiorców. Ponieważ zapotrzebowanie na energię elektryczną dla wielu indywidualnych odbiorców nie może być określone precyzyjnie, stąd konieczne jest przy jego wyznaczaniu bazowanie na procesach estymacji.

W procesach modelowania obciążeń szeroko wykorzystywane są modele probabilistyczne. Do określenia typu i parametrów rozkładu prawdopodobieństwa wymagana jest duża liczba pomiarów wielkości badanej i zmiennych objaśniających. Uzyskanie powyższych danych wymaga zaprojektowania i przeprowadzenia specjalnego eksperymentu pomiarowego (często drogiego i pracochłonnego).

Wiele zależności funkcyjnych pomiędzy wielkościami wynikowymi (np. wartością mocy szczytowej, wartością obciążenia, wielkością strat mocy i energii elektrycznej, itp.) a zmiennymi objaśniającymi uzyskanymi z pomiarów można przedstawić za pomocą metody regresji. Rezultaty badań przeprowadzonych na podstawie teorii planowania eksperymentu wskazują, że najbardziej skorelowaną wielkością z obciążeniem szczytowym stacji transformatorowej jest zużycie energii elektrycznej przez odbiorców zasilanych z tej stacji [5, 6].

Obciążenie szczytowe stacji na podstawie pomiarów zużycia energii może być modelowane za pomocą liniowego modelu regresji rozmytej [6, 7, 9]. W artykule rozpatrzono przypadek, który na podstawie tradycyjnej metody regresji można przedstawić w postaci zależności rozmytej jako:

$$\tilde{Y} = Z\tilde{A} \quad (1)$$

gdzie:

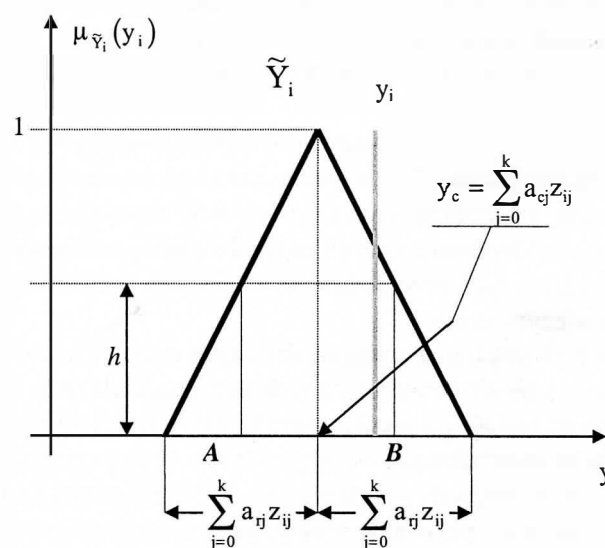
$$\tilde{y}_i(z_i) = \tilde{a}_0 + \tilde{a}_1 z_{i1} + \dots + \tilde{a}_k z_{ik} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

Przy prezentacji wielkości \tilde{y}_i w postaci symetrycznych liczb rozmytych typu trójkątnego otrzymujemy następujące zależności:

$$\tilde{y}_i(z_i) = [a_{0c}, a_{0r}] + [a_{1c}, a_{1r}] z_{i1} + \dots + [a_{kc}, a_{kr}] z_{ik} \quad (3)$$

$$y_{ci}(z_i) = a_{0c} + a_{1c} z_{i1} + \dots + a_{kc} z_{ik} \quad (4)$$

$$y_{ri}(z_i) = a_{0r} + a_{1r} z_{i1} + \dots + a_{kr} z_{ik} \quad (5)$$



Rys. 1. Funkcja przynależności estymatora $\mu_{\tilde{y}_i}(y_i)$ i wielkość estymowana y_i

gdzie:

- y_c, a_c - parametry centralne liczb rozmytych określające położenie wartości funkcji przynależności $\mu = 1$,
- y_r, a_r - parametry opisujące stopień rozmycia liczb.

Współczynniki wielomianu (2) powinny być wyznaczone optymalnie w taki sposób, aby wartość funkcji przynależności estymatora zawierająca odpowiadającą jej wielkość wynikową y_i była większa od zadanego poziomu h , tzn.:

$$\mu_{\tilde{Y}_i}(y_i) \geq h \quad i=1, 2, \dots, n \quad (6)$$

Z zależności (6) wynika, że wartość wyjściowa y_i powinna się znajdować między wartościami A i B (rys. 1).

Parametry $a_i = [a_{ic}, a_{ir}]$ macierzy \tilde{A} wyznacza się przez rozwiązanie problemu programowania liniowego, w którym minimalizuje się sumę współczynników rozmycia $y_r(z_i)$ otrzymanych dla poszczególnych wartości elementów wektora \tilde{Y} [8].

$$J = y_{1r}(z_1) + y_{2r}(z_2) + \dots + y_{nr}(z_n) \rightarrow \text{Minimum} \quad (7)$$

przy założeniu, że $y_i \in \tilde{Y}(z_i), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (8)$

$$a_{jr} \geq 0, \quad j = 0, 1, 2, \dots, k \quad (9)$$

Wykorzystując zależności (3) - (5) otrzymamy:

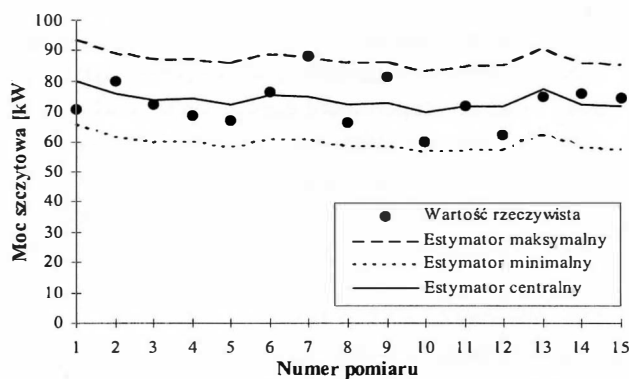
$$J = \sum_{i=1}^n (a_{0r} + a_{1r}|z_{i1}| + \dots + a_{kr}|z_{ik}|) \rightarrow \text{Minimum} \quad (10)$$

$$a_{0c} + \sum_{j=1}^k (a_{jc} z_{ij}) - (1-h) \left(a_{0r} + \sum_{j=1}^k (a_{jr} |z_{ij}|) \right) \leq y_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (11)$$

$$a_{0c} + \sum_{j=1}^k (a_{jc} z_{ij}) + (1-h) \left(a_{0r} + \sum_{j=1}^k (a_{jr} |z_{ij}|) \right) \geq y_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (12)$$

Obliczone z równań (10) - (12) parametry macierzy współczynników spełniają warunki przyjętego optimum.

Rysunek 2 przedstawia rezultaty rozmytego modelowania obciążenia szczytowego przeprowadzonego na rzeczywistych pomiarach w wybranej stacji transformatorowej SN/nn.



Rys. 2. Przykład rozmytego modelu obciążenia szczytowego dla wybranej stacji transformatorowej [9] $P_{ds} = f(A^t_d)$

3. Modelowanie strat energii elektrycznej

Poprzez straty techniczne rozumie się fizyczne straty energii elektrycznej powstające w elementach sieci elektroenergetycznej i związane z procesem przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

Na straty techniczne w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych SN i nn składają się straty obciążeniowe w przyłączach, wewnętrznych liniach zasilających, napowietrznych i kablowych liniach nn, napowietrznych i kablowych liniach SN oraz w uzwojeniach transformatorów SN/nn oraz straty jałowe w cewkach napięciowych liczników, liniach SN oraz w rdzeniach transformatorów SN/nn.

W referacie rozpatruje się straty energii w elektroenergetycznych miejskich sieciach rozdzielczych. W Polsce są to sieci zasilające odbiory komunalno-bytowe, usługowe i przemysłowe znajdujące się na terenie miast. W skład tych sieci wchodzi sieci niskiego napięcia (nn), sieci średniego napięcia (SN) oraz, w przypadku dużych aglomeracji miejskich, sieci 110 kV. Miejska sieć rozdzielcza nn zasilana jest z transformatorów SN/nn. Przeważnie wykonywana jest jako kablowa. Jedynie w dzielnicach peryferyjnych oraz osiedlach domów jednorodzinnych występują sieci napowietrzne niskiego napięcia. O kształcie i sposobie pracy sieci rozdzielczej nn decyduje przede wszystkim rodzaj odbiorów, gęstość obciążenia oraz struktura urbanistyczna. W przypadku dużych aglomeracji miejskich o zabudowie zwartej odbiory rozłożone są wzdłuż siatki ulic i tak też prowadzone są linie kablowe nn. Odbiory przyłączane są do sieci za pomocą złącz kablowych końcowych lub przelotowych. W przypadku ważnych odbiorów, np. wysokich budynków z dźwigami osobowymi, kotłowni, szkół, domów handlowych, biur czy przychodni lekarskich, stosowany jest z reguły pierścieniowy układ zasilania z wykorzystaniem automatu samoczynnego załączania rezerwy (SZR).

Elementem miejskiej sieci rozdzielczej nn są również linie napowietrzne i kablowe nn zasilające obwody oświetlenia ulic. W stacjach transformatorowych SN/nn po stronie niskiego napięcia znajdują się urządzenia sterujące, takie jak zegary, czy fotokomórki, które powodują załączenie lub wyłączenie całych ciągów latarni rozmieszczonych wzdłuż ulic.

Elementarnym wycinkiem sieci rozdzielczej nn rozpatrywanym w niniejszym artykule jest fragment składający się z jednej stacji transformatorowej SN/nn, wychodzących z niej linii zasilających napowietrznych lub kablowych, wewnętrznych linii zasilających, liczników energii elektrycznej oraz kondensatorów energetycznych zainstalowanych po stronie niskiego napięcia.

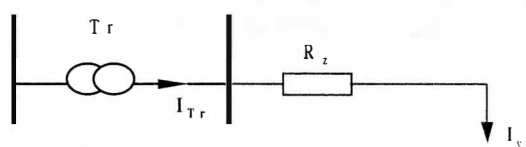
Na całkowite straty techniczne energii elektrycznej dla części sieci rozdzielczej, obejmującej jedną stację transformatorową SN/nn wraz z liniami nn i odbiorcami, składają się [3, 4]:

$$\Delta A_t = \Delta A_{Fe} + \Delta A_{Cu} + \Delta A_{Au} + \Delta A_L + \Delta A_{wLz} + \Delta A_{Lc} + \Delta A_k \quad (13)$$

gdzie:

- ΔA_t - straty techniczne energii elektrycznej w sieci rozdzielczej nn,
- ΔA_{Fe} - straty energii elektrycznej w żelaznym rdzeniu transformatora,
- ΔA_{Cu} - straty obciążeniowe w transformatorze,
- ΔA_{Au} - straty napięciowe energii elektrycznej w liniach nn,
- ΔA_L - straty obciążeniowe energii elektrycznej w liniach nn,
- ΔA_{wLz} - straty energii elektrycznej w wewnętrznych liniach zasilających,
- ΔA_{Lc} - straty energii elektrycznej w licznikach,
- ΔA_k - straty dielektryczne energii czynnej w kondensatorach sieci nn.

Do obliczeń wykorzystuje się uproszczony schemat zastępczy. Uproszczenie schematu polega na przekształceniu rzeczywistego układu zastępczego do układu z jedną rezystancją przedstawionego na rys. 3. Warunkiem przekształcenia jest równość całkowitych strat mocy w układzie zasilającym rzeczywistym i zastępczym [2]. Zakłada się przy tym, że prąd obciążeniowy zastępczy I_{eq} równy jest prądowi I_{Tr} obciążenia transformatora.



Rys. 3. Uproszczony schemat zastępczy układu zasilającego

R_z - rezystancja zastępcza wszystkich linii zasilających wychodzących ze stacji transformatorowej;

I_{eq} - zastępczy prąd obciążeniowy;

I_{Tr} - prąd obciążenia transformatora

Z powodu znacznego deficytu danych i pomiarów w elektroenergetycznych miejskich sieciach rozdzielczych nn, proces estymacji strat energii elektrycznej w tych sieciach prowadzony jest w warunkach ograniczonego dostępu do informacji. Ograniczenie to dotyczy zarówno wiedzy o obciążeniach poszczególnych linii zasilających i węzłów odbiorczych oraz wielkości zużycia energii elektrycznej przez wyodrębnione grupy odbiorców, jak i znajomości parametrów technicznych elementów sieci rozdzielczej nn.

Powyższe rozważania prowadzą do wniosku, iż wszystkie wielkości występujące w równaniu (13) są liczbami niepewnymi, charakteryzującymi się rozmytością. Na podstawie posiadanych informacji o parametrach sieci, danych o odbiorcach oraz wielkości zużycia energii elektrycznej przez poszczególne grupy odbiorców można oszacować przedziały rozmytości tych liczb.

Jednym ze sposobów opisu wielkości rozmytych jest ich przedstawienie w postaci liczb typu trójkątnego [3]. W tym przypadku każdej wielkości można przyporządkować jedną wartość rzeczywistą, która z reguły nie jest znana lub jest znana z pewnym przybliżeniem. Możliwe jest natomiast określenie przedziału liczbowego, w którym wartość ta może się znajdować z wystarczającą do celów praktycznych pewnością. Przy szacowaniu granic takich przedziałów możliwe jest wykorzystanie bądź dostępnych informacji o wartościach średnich badanych wielkości, bądź też danych katalogowych zaczerpniętych od producentów. Ważnym źródłem wiedzy na ten temat może być również doświadczenie i praktyka personelu technicznego zatrudnionego w rejonowych dyspozycjach ruchu poszczególnych rejonów energetycznych.

Przy takim założeniu wszystkie wielkości z wyrażenia (13) można zapisać w następującej postaci:

$$W=(w_1, w_2, w_3) \quad (14)$$

gdzie: w_1, w_2, w_3 - parametry charakterystyczne wielkości rozmytej W .

Wobec powyższego poszczególne elementy modelu matematycznego strat energii elektrycznej w elektroenergetycznych miejskich sieciach rozdzielczych nn można przedstawić w postaci liczb rozmytych typu trójkątnego o parametrach zestawionych w następujący sposób:

- $\Delta P_{FeN} = (\Delta P_{FeN} - \delta \Delta P_{FeN}, \Delta P_{FeN}, \Delta P_{FeN} + \delta \Delta P_{FeN})$ - znamionowe straty mocy w żelaznym rdzeniu transformatora;
- $\Delta P_{CuN} = (\Delta P_{CuN} - \delta \Delta P_{CuN}, \Delta P_{CuN}, \Delta P_{CuN} + \delta \Delta P_{CuN})$ - znamionowe obciążeniowe straty mocy transformatora;
- $T_m = (T_m - \Delta T_m, T_m, T_m + \Delta T_m)$ - miesięczny czas trwania obciążenia;
- $t_{sm} = (t_{sm} - \Delta t_{sm}, t_{sm}, t_{sm} + \Delta t_{sm})$ - miesięczny względny czas trwania obciążenia szczytowego;
- $U_s = (U_s - \Delta U_s, U_s, U_s + \Delta U_s)$ - napięcie w czasie trwania obciążenia szczytowego;
- $U_{sm} = (U_{sm} - \Delta U_{sm}, U_{sm}, U_{sm} + \Delta U_{sm})$ - średnie miesięczne napięcie w stacji;
- $\cos \varphi_s = (\cos \varphi_{smin}, \cos \varphi_s, \cos \varphi_{smax})$ - współczynnik mocy w czasie trwania obciążenia szczytowego;
- $\cos \varphi_{sm} = (\cos \varphi_{sm, min}, \cos \varphi_{sm}, \cos \varphi_{sm, max})$ - średni miesięczny współczynnik mocy;
- $k_T = (k_{Tmin}, k_T, k_{Tmax})$ - współczynnik zmiany rezystancji uzwojeń transformatora pod wpływem temperatury;
- $B = (B - \Delta B, B, B + \Delta B)$ - stopień obciążenia transformatora;
- $\tau_m = (\tau_m - \delta \tau_m, \tau_m, \tau_m + \delta \tau_m)$ - miesięczny czas trwania maksymalnych strat;
- $I_{eqk} = (I_{eqkmin}, I_{eqk}, I_{eqkmax})$ - prąd obciążenia k-tej linii zasilającej;
- $l_{ik} = (l_{ik} - \delta l_{ik}, l_{ik}, l_{ik} + \delta l_{ik})$ - długość i-tego odcinka k-tej linii zasilającej;
- $A_k = (A_{kmin}, A_k, A_{kmax})$ - energia zużyta przez odbiorców k-tej linii;
- $c_u = (c_{umin}, c_u, c_{umax})$ - współczynnik jednostkowych strat mocy w linii;
- $c_1 = (c_{1min}, c_1, c_{1max})$ - jednostkowe straty energii w licznikach 1-faz.;
- $c_2 = (c_{2min}, c_2, c_{2max})$ - współczynnik określający udział strat energii w przyłączach;
- $c_3 = (c_{3min}, c_3, c_{3max})$ - jednostkowe straty energii w licznikach 3-faz.

Całkowite straty techniczne energii elektrycznej w miejskich sieciach rozdzielczych nn w postaci rozmytej są sumą poszczególnych składników tych strat przedstawionych w postaciach rozmytych. Prawdziwa jest zatem równość (15):

$$\Delta \tilde{A}_r = \Delta \tilde{A}_{Fe} + \Delta \tilde{A}_{Cu} + \Delta \tilde{A}_u + \Delta \tilde{A}_L + \Delta \tilde{A}_{wlz} + \Delta \tilde{A}_{lc} \quad (15)$$

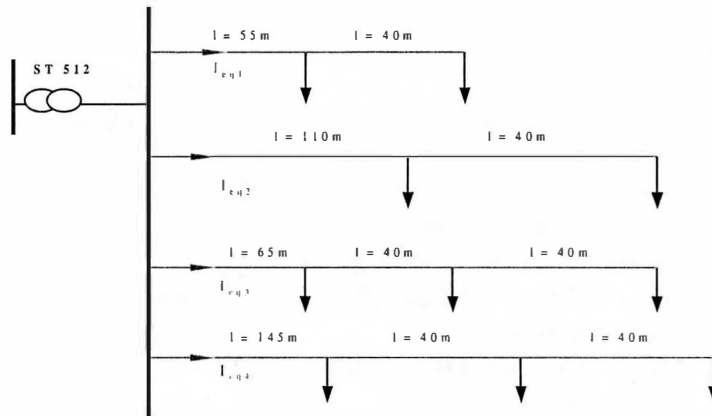
W wyrażeniu (15) poszczególne symbole oznaczają te same wielkości, co we wzorze (13), przedstawione tylko w postaci rozmytej.

Po wykonaniu sumowania poszczególnych składników równania (15) otrzymuje się następującą rozmytą postać modelu matematycznego strat technicznych energii elektrycznej w miejskich sieciach rozdzielczych nn:

$$\Delta \tilde{A}_r = \left\{ \left\{ \left\{ \frac{1}{U_N^2} (\Delta P_{FeN} - \delta \Delta P_{FeN}) (T_m - \Delta T_m) (U_{sm} - \Delta U_{sm})^2 + [(\Delta P_{CuN} - \delta \Delta P_{CuN}) (\tau_m - \Delta \tau_m) k_{Tmin} (B - \Delta B)^2] + [(T_m - \Delta T_m) c_{umin} (L - \Delta L)] + 3 [(I_{imin})^2 (R_i - \Delta R) (\tau_m - \Delta \tau_m)] + [c_{2min} A_{kmin}] + [(n_1 c_{1min} + n_3 c_{3min}) (T_m - \Delta T_m)] \right\}, \left\{ [\Delta P_{FeN} T_m U_{sm}^2] + [\Delta P_{CuN} \tau_m k_T B^2] + [c_u L T_m] + [(I_i)^2 R_i \tau_m] + [c_2 A_k] + [(n_1 c_1 + n_3 c_3) T_m] \right\}, \left\{ [(\Delta P_{FeN} + \delta \Delta P_{FeN}) (T_m + \Delta T_m) (U_{sm} + \Delta U_{sm})^2] + [(\Delta P_{CuN} + \delta \Delta P_{CuN}) (\tau_m + \Delta \tau_m) k_{Tmax} (B + \Delta B)^2] + [(T_m + \Delta T_m) c_{umax} (L + \Delta L)] + 3 \sum_{i=1}^n [(I_{imax})^2 (R_i + \Delta) (\tau_m + \Delta \tau_m)] + [c_{2max} A_{kmax}] + [(n_1 c_{1max} + n_3 c_{3max}) (T_m + \Delta T_m)] \right\} \right\} \right\} \quad (16)$$

4. Przykład obliczeniowy

Rozpatrzono przykładowy fragment miejskiej sieci rozdzielczej nn zasilanej z jednej stacji transformatorowej 15/0,4 kV z transformatorem o mocy 400 kVA (rys. 4). Zasilanie odbiorców (budynki mieszkalne wielorodzinne) po stronie nn odbywa się za pomocą czterech linii kablowych YAKY 4x120 pracujących w układzie promieniowym o łącznej długości 605 m. Wartości parametrów modelu przyjęte do obliczeń zestawiono w tabeli 1.

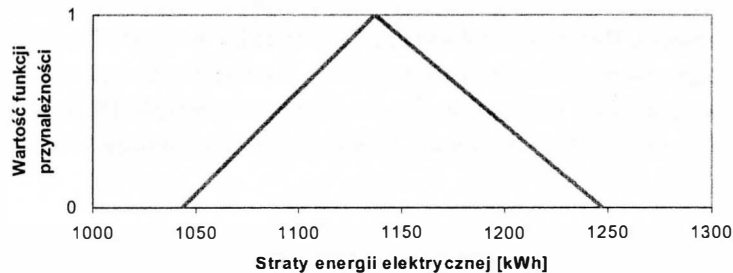


Rys. 4. Przykładowy wycinek miejskiej sieci rozdzielczej niskiego napięcia

Tabela 1. Wartości parametrów rozmytego modelu strat energii przyjęte do obliczeń

Wielkość	Przedział rozmycia	Wielkość	Przedział rozmycia
ΔP_{FeN}	[0,986; 1,038; 1,090]	I_{Tr}	[0,772; 0,902; 1,033]
	[-5%; +5%]		[-14%; +14%]
ΔP_{CuN}	[5,108; 5,377; 5,646]	A_k	[13728; 14451; 15174]
	[-5%; +5%]		[-5%; +5%]
T_m	[675,1; 696,0; 716,9]	C_u	[1,4; 1,7; 2,2]
	[-3%; +3%]		[-18%; +29%]
U_{sm}	[0,352; 0,371; 0,389]	c_2	[0,0027; 0,003; 0,0032]
	[-5%; +5%]		[-10%; +7%]
$\cos \varphi_s$	[0,895; 0,942; 0,989]	c_1	[1,4; 1,5; 1,7]
	[-5%; +5%]		[-7%; +13%]
k_T	[1,045; 1,100; 1,155]	c_3	[2,5; 3,4; 4,1]
	[-5%; +5%]		[-27%; +21%]

Obliczone na podstawie przedstawionego rozmytego modelu matematycznego straty energii elektrycznej reprezentowane są przez liczbę rozmytą typu trójkątnego (1.043 kWh; 1.247 kWh) o wartości centralnej równej 1.137 kWh. Graficzny obraz rozmycia wielkości wynikowej strat energii elektrycznej przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Graficzny obraz rozmycia strat energii elektrycznej w rozpatrywanym układzie

Końcowym efektem prowadzonych obliczeń jest określenie przedziału, w którym wartość strat energii elektrycznej z pewnością się znajduje. Szerokość tego przedziału jest uzależniona od stopnia rozmycia poszczególnych parametrów tworzących model matematyczny strat energii.

5. Wnioski

Z zależności opisanych w artykule wynika, że zastosowanie teorii zbiorów rozmytych do obliczeń elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych wnosi nową jakość w procesach analizy systemu w warunkach niepewności. Dzięki swej adekwatności i prostocie metoda analizy rozmytej może być łatwo adoptowana w praktycznych algorytmach wykorzystujących dane, które mogą zawierać różne typy błędów.

Zaproponowane metody pozwalają modelować dobowe obciążenie szczytowe stacji transformatorowej w czasie normalnych warunków pracy na podstawie zużycia energii elektrycznej. Przeprowadzone w artykule rozważania potwierdzają możliwość budowy modelu matematycznego opartego na teorii zbiorów rozmytych do estymacji strat energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych niskiego napięcia. Wykorzystanie reguł analizy rozmytej do obliczania strat umożliwiło uzyskanie zadawalających wyników ich szacowania, pomimo znacznego deficytu pomiarów występującego w rozdzielczych układach zasilających.

Przedstawiony w pracy sposób estymacji strat technicznych energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych niskiego napięcia pozwala na efektywne wykorzystanie dostępnej informacji o obciążeniach i parametrach technicznych poszczególnych linii zasilających i węzłów odbiorczych oraz o wielkości zużycia energii elektrycznej przez odbiorców.

Bibliografia

- [1] Chen C.S., Hwang J.C., Cho M.Y., Chen Y.W.: Development of Simplified Loss Models for Distribution System Analysis. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 3, July 1994.
- [2] Cheng-Ching L., Seung J.L., Khoi V.: Loss Minimization of Distribution Feeders: Optimality and Algorithms. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, April 1989.
- [3] Lakervi E., Holmes E.J.: Electricity distribution network design. Peter Pergrinus Ltd., London 1995.
- [4] Momoh J.A., Ma X.W., Tomsovic K.: Overview and Literature Survey of Fuzzy Set Theory in Power Systems. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [5] Nazarko J.: Modeling of Electrical Power Distribution Systems. Białystok Technical University Publisher, Białystok, 1993.

- [6] Nazarko J., Zalewski W.: The Fuzzy Regression Approach to Peak Load Estimation in Power Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, 1999.
- [7] Nazarko J., Zalewski W.: An Evaluation of an Accuracy of the Fuzzy Regression Analysis in the Electrical Load Estimation. The 8th International Conference on Fuzzy Systems „Fuzz-IEEE'99”, Seoul, Korea, August 22-25, 1999.
- [8] Popławski M.: Estymacja strat energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych niskiego napięcia. Rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska, 1998.
- [9] Zalewski W.: Comparison of the Fuzzy Regression Analysis and Least Squares Regression Method to the Electrical Load Estimation. Proceedings of the 9th Mediterranean Electrotechnical Conference MELECON'98 „Regional Cooperation in Technology”, Tel-Aviv, Izrael, May 18-20, 1998.