

## Jerzy KULCZYCKI, Janusz BROŻEK, Jan STRZAŁKA, Aleksander KOT, Waldemar SZPYRA

AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA, WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, AUTOMATYKI, INFORMATYKI I ELEKTRONIKI  
KATEDRA ELEKTROENERGETYKI

### Wybrane problemy projektowania i eksploatacji sieci rozdzielczych

#### Prof. dr hab. inż. Jerzy KULCZYCKI

Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach z 1956 r. Stopień naukowy doktora uzyskał 1967 r. oraz stopień dr hab. w 1976 r. na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Tytuł naukowy profesora otrzymał w 1991 r. Obecnie jest na emeryturze.



e-mail: jerkulcz@agh.edu.pl

#### Dr inż. Janusz BROŻEK

Dyplom inżyniera elektryka uzyskał na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej AGH w Krakowie w 1973 r. W roku 1986 obronił na Wydz. EAIiE AGH w Krakowie rozprawę doktorską. Od 1994 jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektroenergetyki AGH w Krakowie.



e-mail: jbroz@agh.edu.pl

#### Dr inż. Jan STRZAŁKA

Absolwent Wydziału EGİH AGH. Od 1967r. Związany zawodowo z AGH, gdzie pracuje w Katedrze Elektroenergetyki na stanowisku adiunkta. W swoim dorobku posiada autorstwo i współautorstwo 5 skryptów, 4 wydawnictw poradnikowych i ponad 100 prac naukowo-badawczych, publikacji i referatów. Od wielu lat zaangażowany w działalność SEP.



e-mail: janstrz@agh.edu.pl

#### Streszczenie

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze stanowią ważne ogniwo systemu elektroenergetycznego. Optymalne projektowanie i efektywna eksploatacja tych sieci jest przedmiotem badań prowadzonych w wielu ośrodkach naukowych. W artykule przedstawiono wybrane problemy projektowania i eksploatacji elektroenergetycznych sieci rozdzielczych będące przedmiotem badań naukowych realizowanych w Laboratorium Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Katedry Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

**Słowa kluczowe:** elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, regulacja napięcia, generacja rozproszona, modelowanie i symulacja, estymacja napięcia, estymacja strat mocy, algorytmy ewolucyjne, sztuczne sieci neuronowe.

### Selected problems of design and operation of power distribution networks

#### Abstract

Power distribution networks are an important element of the Electric Power System. The problems of optimal development and effective utilization of these networks is subject of works realized in many research institutes. In the paper there are presented selected results of scientific research realized in the Networks and Power Systems Laboratory of Department of Electrical Power AGH University of Science and Technology.

#### Dr inż. Aleksander KOT

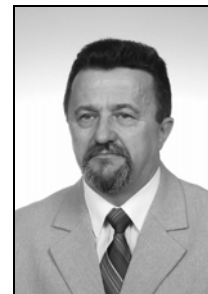
W 1997 roku ukończył studia na kierunku Elektrotechnika na Wydziale Elektrotechniki Automatyki Informatyki i Elektroniki AGH. Od 1997 pracuje w Katedrze Elektroenergetyki. W roku 2005 uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Od 2006 roku pracuje na stanowisku adiunkta.



e-mail: akot@agh.edu.pl

#### Dr inż. Waldemar SZPYRA

Absolwent Wydziału Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej AGH w Krakowie. W roku 1998 obronił rozprawę doktorską na Wydz. Elektrotechniki, Automatyki Informatyki i Elektroniki AGH. Od 1999 jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektroenergetyki AGH.



e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

**Keywords:** power distribution networks, voltage control, dispersed generation, system modelling and simulation, voltage estimation, power losses estimation, evolutionary algorithms, artificial neural networks.

### 1. Wstęp

Na elektroenergetyczne sieci rozdzielcze (ESR) w Polsce składa się ponad 32 tys. km linii 110 kV, około 1600 stacji 110kV/SN zasilających 280 tys. km linii średniego napięcia (głównie o napięciach znamionowych 15 i 20 kV), ponad 230 tys. stacji transformatorowych SN/nn zasilających ponad 390 tys. km linii niskiego napięcia. Za pośrednictwem tych sieci dostarcza się do odbiorców blisko 70 % zużywanej w Polsce energii elektrycznej. Od działających w warunkach gospodarki rynkowej przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących sieci rozdzielcze wymaga się efektywności ekonomicznej, przy jednoczesnym poddaniu ich regulacji wynikającej z przepisów wykonawczych do ustawy Prawo Energetyczne. Przepisy te stawiają coraz to wyższe wymagania w zakresie jakości dostarczanej energii oraz pewności zasilania. Dla sprostania tym wymaganiom przedsiębiorstwa energetyczne poszukują środków służących poprawie efektywności procesu dystrybucji energii elektrycznej. W warunkach rynkowych zasadniczym sposobem poprawy efektywności jest obniżenie kosztów własnych. Można to osiągnąć m.in. przez zmniejszenie kosztów rozwoju i eksploatacji sieci, technicznych strat energii w sieciach elektroenergetycznych, oraz kar płaconych (lub upustów udzielanych) odbiorcom za niedotrzymanie parametrów jakościowych dostarczanej energii.

W związku z powyższym konieczne jest stosowanie metod optymalizacyjnych zarówno na etapie projektowania, jak i podczas eksploatacji tych sieci.

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, charakteryzuje duża liczba elementów, rozproszenie terytorialne oraz słabe opomiarowanie – tym słabsze im niższy poziom napięcia. Zwykle w stacjach 110 kV/SN wykonywane są pomiary ciągłe, lub pomiary wartości średnich (np. godzinnych) napięcia i prądu, natomiast w stacjach SN/nn pomiary wykonuje się okazjonalnie.

W większości metod obliczeniowych dotyczących sieci rozdzielczych problemem jest duża liczba zmiennych, często o wartościach dyskretnych (np. liczba linii między węzłami, zmiana napięcia na skutek przełączenia zaczeplu, parametry znamionowe elementów), brak pełnych danych o obciążeniu i napięciach w sieci.

W sytuacji, gdy metody analityczne, kombinatoryczne i statystyczne okazują się nieefektywne, sięga się po metody oparte na sztucznej inteligencji. Zespół autorów artykułu do rozwiązywania problemów optymalizacji projektowania i eksploatacji sieci elektroenergetycznych stosuje metody sztucznej inteligencji. W szczególności są to:

- algorytmy genetyczne (AG),
- sztuczne sieci neuronowe (SSN),
- symulowane wyzwanie (SW).

Kolejne rozdziały artykułu zawierają przegląd zastosowań AG i SSN do rozwiązania wybranych problemów projektowania i eksploatacji elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Zbudowanie modelu matematycznego opisującego w miarę dokładnie wszystkie sieci wchodzące w skład SE jest ze względu na rozmiar zadania nierealne lub zbyt skomplikowane. Zastosowane techniki obliczeniowe pozwalają znacznie rozszerzyć dziedziny rozwiązywanych problemów.

Rozdział 2 dotyczy sieci promieniowych często stosowanych w średnich i dużych zakładach przemysłowych. Zastosowanie AG dało możliwość równoczesnej optymalizacji struktury sieci oraz rozmieszczenia źródeł mocy biernej.

Rozdział 3 podaje rozwiązanie ważnego i powszechnego w praktyce eksploatacyjnej problemu optymalnej regulacji napięcia. Zasadniczym celem tej regulacji jest zapewnienie odbiorcom energii o wymaganej jakości. Zastosowanie AG pozwala na rozwiązywanie zadań o bardzo dużych rozmiarach. Przykład podany w rozdziale 3, nie największy z możliwych, świadczy o praktycznych możliwościach obliczeń tą metodą. Ponadto, metoda pozwala uwzględnić wpływ generacji rozproszonej na regulację napięcia.

Zastosowanie SSN do estymacji obciążeń sieci rozdzielczej przedstawiono w rozdziale 4. Wyniki tej pracy są istotne zarówno dla eksploatacji sieci rozdzielczych jak i do projektowania ich rozwoju. Wyniki pomiarów obciążenia i napięć w nielicznych stacjach SN/0,4 kV pozwalają estymować (oszacować) obciążenia i napięcia w pozostałych węzłach sieci. Na podstawie estymowanych wartości można określić rozplływ mocy i straty mocy w sieci. W wielu przypadkach przedstawiona metoda pozwoli pokonać trudności obliczeniowe wynikające z braków w opomiarowaniu sieci rozdzielczych.

## 2. Optymalizacja promieniowych struktur sieci elektroenergetycznych z zastosowaniem algorytmów ewolucyjnych

### 2.1. Przedstawienie problemu

Znane jest położenie  $n$  odbiorów o szczytowych obciążeniach  $S_i = P_i + Q_i$ ,  $i=1, \dots, n$ ,  $m$  możliwych lokalizacji stacji transformatorowych ST oraz lokalizacja głównego punktu zasilania GPZ (rys. 1). Ponadto dane są koszty jednostkowe strat mocy i energii, koszty i parametry elementów sieci oraz dla każdego odbioru czas użytkowania mocy szczytowej, współczynniki kosztów niedostarczonej energii. Optymalizacja struktury sieci promieniowej polega na rozwiązaniu zadań:

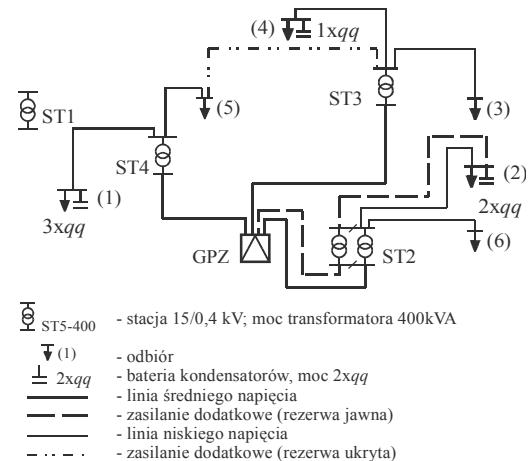
- A) Zaprojektowaniu optymalnej struktury sieci zasilania podstawowego, którą tworzą:
- sieć średniego napięcia  $SN$  - łącząca  $k$  stacji transformatorowych ST z głównym punktem zasilania GPZ, przy czym  $1 \leq k \leq m$ ;
  - sieć niskiego napięcia  $mn$  - łącząca  $n$  odbiorów z  $k$  stacjami transformatorowymi ST;

- B) Zaprojektowaniu optymalnej struktury sieci zasilania rezerwowego, czyli sieci niskiego napięcia łączącej  $l_0$  odbiorów z  $t$  stacjami transformatorowymi ST, przy czym  $0 \leq l_0 \leq n$ ,  $0 \leq t \leq k$ , (jeżeli zasilanie podstawowe i rezerwowe jest realizowane z tej samej stacji transformatorowej, wówczas należy wykonać dodatkowe równoległe połączenie linii średniego napięcia).
- C) Kompensacji mocy biernej dla poszczególnych odbiorów, przy czym  $\cos \varphi$  w danym punkcie sieci nie może przekroczyć wartości granicznej  $\cos \varphi_{gr}$ .

### 2.2. Funkcja celu

Minimalizowaną funkcją celu jest koszt roczny projektowanej sieci rozumiany jako suma rocznych kosztów stałych  $K_s$ , zmiennych  $K_z$  i kosztów niedostarczonej energii  $K_n$ , ( $K_r = K_s + K_z + K_n$ ).

Zaprojektowana sieć ma spełniać wymagania wynikające z praw Kirchhoffa oraz warunki techniczne (nieprzekroczenie dopuszczalnej obciążalności cieplnej i zwarciowej elementów sieci) przy zachowaniu wymaganej jakości dostarczanej energii [1, 2].



Rys. 1. Schematu elektroenergetycznej sieci promieniowej  
Fig. 1. A scheme of an electric power two-voltage radial network

Przyjmuje się założenia:

- moce baterii kondensatorów w węzłach zmieniają się w sposób dyskretny o stałą wartość  $qq$ ,
- w każdym węźle i odcinku sieć nie jest przekompensowana,
- zasilanie dodatkowe jest rezerwą jawną jeżeli jest realizowane z tej samej stacji transformatorowej (rozdzielni) co zasilanie podstawowe (np. odbiór nr (2) rys. 1),
- zasilanie rezerwowe jest rezerwą utajoną jeżeli jest realizowane z innej stacji transformatorowej (rozdzielni) co zasilanie podstawowe (np. odbiór nr (5) rys. 1)

W pracach [2, 3] przedstawiono rozwiązania wybranych zagadnień prezentowanego zadania.

### 2.3. Zastosowanie algorytmów ewolucyjnych do optymalizacji elektroenergetycznej sieci promieniowej

Zmienne decyzyjne badanego problemu są zakodowane w postaci ciągu kodowego (chromosomu). W proponowanej metodzie optymalizacji promieniowej sieci elektroenergetycznej dla każdego odbioru jako zmienne decyzyjne przyjęto:

- wybór zasilania podstawowego – gen 1,
- wybór sposobu zasilania rezerwowego – gen 2,
- kompensacja mocy biernej odbiorów – gen 3.

Zatem każdy ciąg kodowy (chromosom) składa się z  $d=3 \times n$  genów. Ciąg kodowy (chromosom) reprezentujący strukturę sieci

elektroenergetycznej przedstawioną na rysunku 1 podano na rysunku 2.

	(1)			(2)			(3)			(4)			(5)			(6)		
Gen	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	16
wartość	4	-1	3	2	2	2	3	-1	-1	3	-1	1	4	3	-1	2	-1	-1

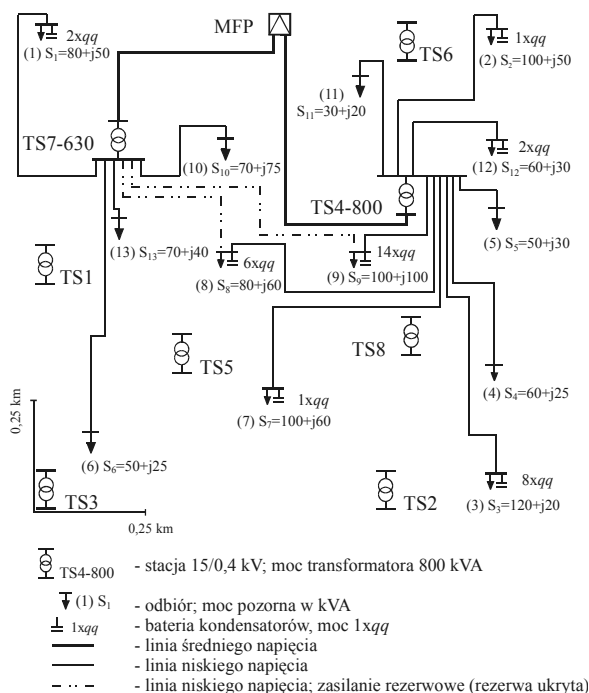
Rys. 2. Chromosom struktury sieci  
Fig. 2. Chromosome of the network's structure

Zauważmy, że 16 genów chromosomu reprezentuje jedną z możliwych struktur zasilania odbiorów (rysunek 1). Chromosom umożliwia obliczenie parametrów struktury sieci dobór jej elementów i obliczenie kosztu rocznego  $Kr$ .

Do realizacji algorytmu ewolucyjnego wykorzystano typowe techniki tworzenia populacji początkowej i funkcji przystosowania, oraz zastosowano operatory genetyczne: krzyżowanie proste, reprodukcję proporcjonalną, mutację [4].

## 2.4. Przykład

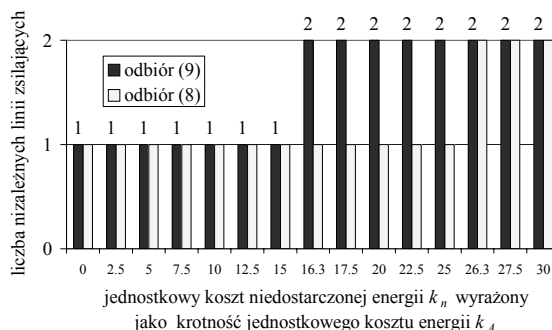
Wzajemne usytuowanie  $n=13$  odbiorów,  $m=8$  możliwych lokalizacji stacji transformatorowych i GPZ przedstawiono na rysunku 3. Znane są wszystkie koszty i parametry elementów sieci (poziom cen z 2005 roku). Obciążenie mocą czynną  $P_i$  i bierną  $Q_i$  poszczególnych odbiorów podano na rysunku 3.



Rys. 3. Schemat struktury sieci elektroenergetycznej promieniowej: liczba stacji transformatorowych  $m=8$ , liczba odbiorów  $n=13$   
Fig. 3. A scheme of the electric power radial network structure: the number of transformer stations  $m=8$ , the number of loads  $n=13$

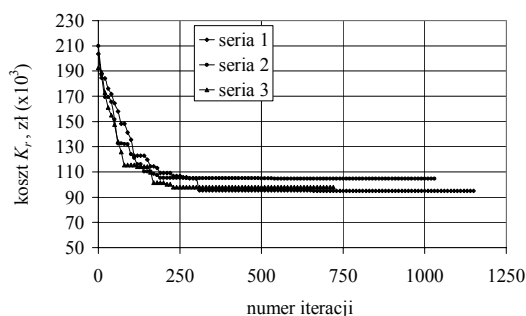
Na rysunku 3 przedstawiono również najlepszą w sensie kosztów rocznych strukturę elektroenergetycznej sieci promieniowej ( $Kr_{min}=92216$  PLN.) Odbiory (8) i (9) mają zasilanie podstawowe i rezerwowe, co wynika z przypisania tym odbiorom wysokich kosztów jednostkowych niedostarczonej energii  $k_n=250 \times k_A$  zł/kWh gdzie  $k_A$  jednostkowy koszt energii ( $k_A=0.4$  PLN/kWh), dla pozostałych odbiorów  $k_n=0$  PLN/kWh. Z przeprowadzonych obliczeń wynika (rys. 4), że drugie zasilanie rezerwowe jest uzasadnione ekonomicznie dla jednostkowych kosztów niedostarczonej energii większych niż:  $k_n=6.3 \times k_A$  PLN/kWh dla odbioru (9) o rocznym zapotrzebowaniu na energię roczną  $A_r(9)=280$  MWh

i  $k_n=10.5 \times k_A$  PLN/kWh dla odbioru (8) o rocznym zapotrzebowaniu na energię roczną  $A_r(8)=120$  MWh. Na rysunku 5 przedstawiono zależność jakości rozwiązania (wartość kosztu rocznego struktury sieci) w zależności od liczby iteracji  $itr$ .



Rys. 4. Zależność liczby niezależnych linii zasilających od wartości jednostkowego kosztu niedostarczonej energii  $k_n$ , wyrażonego jako krotność jednostkowego kosztu energii  $k_A$  ( $k_A=0.4$  zł/kWh) dla odbiorów (8) i (9)

Fig. 4. The dependence between the number of independent feeding lines and the unitary value of the cost of undelivered energy  $k_n$  expressed in relation to the unitary energy cost  $k_A$  ( $k_A=0.4$  PLN/kWh) for the loads (8) and (9)



Rys. 5. Stabilizacja wyników w funkcji liczby iteracji  $itr$

Fig. 5. The stability of the results in relation to the number of iterations  $itr$

## 2.5. Wnioski

Opracowany algorytm ewolucyjny może być wykorzystany do projektowania struktur elektroenergetycznych sieci promieniowych. Uwzględnienie w obliczeniach kosztów niedostarczonej energii generuje rozwiązania struktur sieci, w których pojawiają się niezależne (rezerwowe) drogi zasilania. Decydujący wpływ na jakość uzyskiwanych wyników oraz szybkość obliczeń mają parametry algorytmu genetycznego.

W dalszych analizach przewiduje się określenie zależności parametrów algorytmu genetycznego od parametrów optymalizowanej sieci elektroenergetycznej.

## 3. Optymalizacja regulacji napięcia w rozległej sieci rozdzielczej zawierającej lokalne źródło mocy

### 3.1. Przedstawienie problemu

System regulacji napięcia w sieci rozdzielczej składa się z przełączników zaczepek transformatorów SN/nn oraz przełącznika zaczepek transformatora 110/SN w GPZ, który posiada większą rozdzielczość, zakres regulacji i może pracować pod obciążeniem.

Regulację napięcia w sieciach rozdzielczych średniego napięcia prowadzi się przede wszystkim w interesie finalnych odbiorców

energii elektrycznej. Oznacza to, że praca układu regulacji napięcia podporządkowana jest zasadniczemu celowi, jakim jest utrzymanie poziomu napięcia u odbiorców energii elektrycznej w określonym przedziale dopuszczalnych odchyłań.

Wprowadzenie do obwodu sieci rozdzielczej jednostki wytwórczej produkującej energię elektryczną stwarza zupełnie nową sytuację i rodzi nowe problemy w stosunku do stanu obecnego, gdzie sieć pasywna zasila wyłącznie odbiory. W takim przypadku można stwierdzić, że:

- moc wprowadzana jest do obwodu nie tylko od strony GPZ ale także ze źródła, co skutkuje istotnymi zmianami rozpyły prądów,
- ze względu na zmiany rozpyły prądów zmiane ulega profil napięciowy sieci – zaburzony zostaje dotychczas monotoniczny rozkład napięć wzdłuż obwodu.

Wobec powyższego celowym wydaje się rozważenie dostosowania istniejącego systemu regulacji napięcia w sieciach rozdzielczych do nowych warunków.

### 3.2. Model matematyczny

W ogólnym przypadku optymalnej regulacji napięcia w okresie T w sieci zawierającej  $i=1...n$  transformatorów w  $j=1...r$  przedziałach czasu rozwiązania zadania poszukujemy w postaci wektora

$$[\mathbf{x}; \mathbf{y}] = [x_1, \dots, x_n; y_1, \dots, y_r] \quad (1)$$

minimalizującego określoną funkcję celu przy spełnieniu warunków ograniczających, gdzie:  $x$  – położenie zaczełu regulacyjnego wybranego transformatora SN/nn,  $y$  – położenie zaczełu regulacyjnego transformatora 110/SN.

Biorąc pod uwagę:

- trudność rozwiązania tak postawionego zadania ze względu na jego wymiar  $n+r$  zmiennych (fakt poszukiwania optymalnego w czasie procesu regulacji ciągłej napięcia dolnego transformatora 110/SN w skali roku) oraz
- ograniczenie ilości łączeń przełącznika zaczełów transformatora 110/SN

dokonano dekompozycji zadania.

Dekompozycja polega na wprowadzeniu podziału zbioru r przedziałów czasu na  $k=1...s$  podzbiorów ( $s \ll r$ ) zwanych strefami, w obrębie, których poziom napięcia dolnego transformatora 110/SN jest stały. Zatem poszukiwać będziemy rozwiązania zadania w postaci wektora  $[x_1, \dots, x_n; y_1, \dots, y_s]$ .

Postępowanie takie istotnie redukuje liczbę zmiennych, co ułatwia rozwiązanie zadania dzieląc go na dwa etapy:

1. Wyznaczenie optymalnego wektora  $[x_1, \dots, x_n; y_1, \dots, y_s]$  mające głównie na celu określenie podwektora  $[x_1, \dots, x_n]$  odpowiednich nastaw przełączników zaczełów transformatorów SN/nn stałych dla całego procesu regulacji,
2. Zakładając stały i znany podwektor  $[x_1, \dots, x_n]$  wskazanie algorytmu określającego pożądaną wartość  $y_j$  w zależności od chwilowego obciążenia sieci i mocy generowanej w rozważanym  $j$ -tym przedziale czasu.

Zakładając, że: rozkład obciążenia na węzły odbiorcze będzie proporcjonalny do mocy znamionowej transformatora w stacji SN/nn, współczynniki mocy obciążeń będą jednakowe, a źródła rozproszone stanowią wymuszenie mocy w punkcie przyłączenia spadku napięcia w sieci średniego napięcia i na transformatorach będą liniową funkcją obciążenia sieci i generacji mocy w źródłach. Zatem równanie bilansu określające odchylenie napięcia w połowie ciągu niskiego napięcia za  $i$ -tą stacją transformatorową w  $j$ -tym przedziale czasu należącym do  $k$ -tej strefy regulacji przyjmie postać:

$$\Delta U_{nij} = y_k - a_i \cdot w_j + b_j \cdot g_j - c_i \cdot w_j + \Delta U_{iT} + x_i - 0.5 \cdot w_j \cdot \Delta U_{nmax} \quad (2)$$

gdzie:  $y_k, x_i$  – zmienne poszukiwane w zadaniu optymalizacji,  $a_i, b_i$  – stałe zadania zależne od danych sieci, współczynniki rów-

nania spadku napięcia pomiędzy szynami rozdzielni SN w GPZ a zaciskami górnego napięcia transformatora SN/nn w  $i$ -tej stacji transformatorowej,  $c_i$  – stała zadania zależna od danych transformatora, współczynnik równania spadku napięcia na transformatorze SN/nn w  $i$ -tej stacji transformatorowej,  $w_j, g_j$  – współczynniki określające:  $w_j$  poziom obciążenia sieci i  $g_j$  wielkość mocy generowanej w  $j$ -tym przedziale czasu (wartości względne odniesione do mocy szczytowej obciążenia i maksymalnej mocy generowanej źródła),  $\Delta U_{iT}$  – stała zadania (odchylenie napięcia wynikające z różnicy przekładni znamionowej transformatora i poziomów napięć znamionowych sprzęganych sieci,  $\Delta U_{nmax}$  – parametr zadania wynikający z założonego maksymalnego spadku napięcia w sieci niskiego napięcia.

Funkcję celu będącą miarą jakości regulacji napięcia w rozważanej sieci rozdzielczej zawierającej n stacji transformatorowych w zbiorze r przedziałów czasu zdefiniowano jako sumę kwadratów odchyłań napięcia w torach niskiego napięcia wszystkich stacji transformatorowych we wszystkich przedziałach czasu. Ostatecznie więc:

$$F([\mathbf{x}, \mathbf{y}]) = \sum_{j=1}^r \sum_{i=1}^n (\Delta U_{nij})^2 \quad (3)$$

Ograniczenia zadania podzielić można na dwie zasadnicze grupy: ograniczenia na zmienne (wynikające bezpośrednio z samej natury zadania, związane z dyskretnym i ograniczonym zbiorem możliwych nastaw zaczełów zarówno transformatorów SN/nn jak i transformatora 110/SN) oraz ograniczenia na odchylenia napięcia u odbiorców (wynikające z istnienia formalnych przepisów normujących zakres dopuszczalnych odchyłań napięcia).

O ile pierwsza grupa ograniczeń wynika wprost z danych znamionowych poszczególnych urządzeń, o tyle spełnienie ograniczeń drugiej grupy sprowadza się do następujących warunków:

$$\forall_{i,j} \begin{cases} \Delta U^{min} \leq \Delta U_{nij} + 0.5 \cdot w_j \cdot \Delta U_{nmax} \leq \Delta U^{max} \\ \Delta U^{min} \leq \Delta U_{nij} - 0.5 \cdot w_j \cdot \Delta U_{nmax} \leq \Delta U^{max} \end{cases} \quad (4)$$

gdzie:  $\Delta U^{min}$  i  $\Delta U^{max}$  odpowiednio dolna i górna granica pasma dopuszczalnych odchyłań napięcia.

### 3.3. Technika rozwiązania zadania

Ze względu na dyskretny z natury charakter zadania zdecydowano się na wybór nieklasycznej metody optymalizacyjnej opartej na technice algorytmów ewolucyjnych. Tworząc program realizujący obliczenia optymalizacyjne zastosowano naturalne kodowanie zadania. Oznacza to, iż poszczególne zmienne, jakimi są położenia przełączników zaczełów transformatorów nie podlegają kodowaniu, lecz są wykorzystywane i przetwarzane przez algorytm wprost.

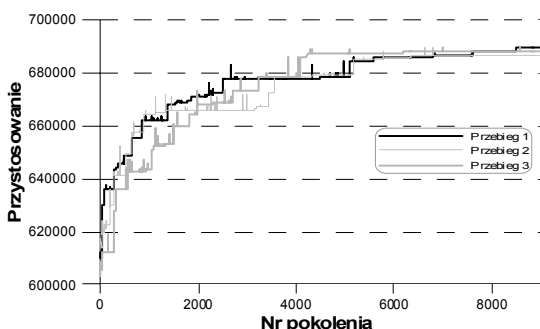
Procedurę losowania populacji początkowej wyposażono w algorytm naprawczy dokonujący kontroli ograniczeń zadania danych równaniami (4) i modyfikujący odpowiednie elementy rozwiązania (osobnika). Procedura losowania, kontroli i korekcji wykonywana jest cyklicznie, aż do momentu powstania populacji początkowej dopuszczalnych rozwiązań o zadanej liczebności.

Program tworzy kolejne pokolenia wykorzystując mechanizmy selekcji proporcjonalnej, krzyżowania jednopunktowego oraz mutacji. Eliminację rozwiązań niedopuszczalnych powstających w procesie ewolucyjnym zapewnia mechanizm karania polegający na celowym obniżaniu przystosowania osobników, u których stwierdzono naruszenie ograniczeń zadania.

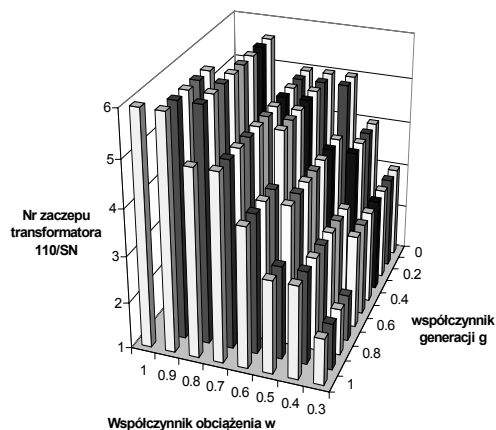
Dla przyspieszenia obliczeń i poprawy ich efektywności wprowadzono do programu elementy heurystycznej wiedzy o zadaniu (dla grup transformatorów przynależnych do krótkich obwodów o nieznacznym obciążeniu szczytowym i niewielkich spadkach napięcia przewidziano możliwość jednolitego ustawiania przełączników zaczełów).

### 3.4. Charakterystyka obiektu oraz parametrów algorytmu

Dla potrzeb badań zbudowano model matematyczny stacji położonej na terenie jednej ze Spółek Dystrybucyjnych w południowej części Polski. Zasila ona 156 stacji SN/nn zlokalizowanych w 4 obwodach (długość obwodów od 3 km do 95 km, liczba stacji od 6 do 83 sztuk). W największym obwodzie pracuje elektrownia wodna o mocy osiągalnej 1050 kVA. Transformator 110/15 kV w GPZ to jednostka o mocy 16 MVA i zakresie regulacji napięcia +/- 16% z rozdzielczością 1,78%, co daje +/- 9 stopni położenia przełącznika zaczepów. Wykorzystano zarejestrowany, roczny przebieg obciążenia z nałożonym nań losowym przebiegiem generacji mocy elektrowni.



Rys. 6. Przebieg procesu optymalizacji dla 3 cykli obliczeń  
Fig. 6. Optimization process for three cycles of computation



Rys. 7. Optymalny poziom napięcia w GPZ w funkcji obciążenia sieci i mocy generowanej – sezon zimowy  
Fig. 7. Optimal value of voltage in the MFP (number of tap) in a function of load on network  $w$  and power generation coefficient  $g$  for winter period

### 3.5. Wybrane wyniki obliczeń

Dla przedstawionego obiektu przeprowadzono obliczenia optymalizacyjne przy użyciu programu dla przypadków zadanego przebiegu obciążenia z generacją nałożoną losowo dla dwóch sezonów: zimowego oraz letniego.

Dla poszczególnych przypadków uzyskano rozwiązania o przystosowaniach:

- sezon zimowy 689 181,4
- sezon letni 707 320,4

Dobór optymalnych nastaw zaczepów zbioru transformatorów SN/nn pracujących w sieci rozdzielczej badanego obiektu pozwala na przejście do drugiego etapu zadania. Obejmuje on prowadzenie ciągłej regulacji napięcia w GPZ dla każdego przedziału czasu,

uwzględniając występujące w nim obciążenie sieci oraz wielkość mocy generowanej źródła.

Na rysunku 6 pokazano przebieg procesu obliczeń, a na rysunku 7 optymalną wartość napięcia w GPZ (numer zaczepu przełącznika) w funkcji stopnia obciążenia sieci i współczynnika generacji mocy dla sezonu zimowego.

### 3.6. Wnioski

1. Rozwiązanie zadania optymalnej regulacji napięcia w sieci rozdzielczej zawierającej źródła rozproszone jest możliwe przy użyciu techniki wykorzystującej algorytm ewolucyjny. Właściwy dobór parametrów procesu obliczeniowego pozwala na rozwiązanie zadania z uzyskiwaniem powtarzalnych rozwiązań.
2. Wprowadzanie do obliczeń elementów heurystycznych (wiedzy o właściwościach zadania) pozwala na przyspieszenie uzyskiwania optymalnych rozwiązań.
3. Konstrukcja programu obliczeniowego realizującego obliczenia optymalizacyjne w oparciu o algorytm ewolucyjny jest uniwersalna. Pozwala na wykonywanie obliczeń zarówno dla sieci rozdzielczych zawierających źródła, jak i sieci pasywnych.
4. Występowanie generacji rozproszonej w sieci SN wpływa na pracę układu regulacji napięcia (nastawy przełączników zaczepów transformatorów SN/nn oraz poziomy napięcia w GPZ). Obecność losowo pracujących, rozproszonych źródeł mocy pogarsza warunki regulacji napięcia.
5. Charakterystyki optymalnej regulacji napięcia w GPZ w funkcji obciążenia sieci i generacji mocy w źródłach rozproszonych mogą stanowić podstawę dla rozważenia decyzji o wyposażeniu danego obiektu w nadany układ regulacji napięcia transformatora 110/SN oparty na ciągłej estymacji warunków napięciowych zasilanej sieci rozdzielczej, uwzględniający aktualne obciążenie tej sieci jak i wielkość mocy generowanej przez współpracujące z nią jednostki wytwórcze.

## 4. Zastosowanie sztucznych sieci neuronowych do estymacji poziomów napięcia i strat mocy w sieci SN

### 4.1. Wprowadzenie

Podstawową trudność obliczeń i analiz wykonywanych dla sieci rozdzielczych średniego napięcia stanowi określenie obciążenia węzłów sieci. Wynika to z rozległości oraz braku wyposażenia tych sieci w rejestrującą aparaturę pomiarową. Obciążenia poszczególnych stacji SN/nn są więc szacowane przy użyciu różnych metod. Można tu wymienić metody statystyczne i modle rozmyte [5, 6], algorytmy ewolucyjne i sztuczne sieci neuronowe [5, 7-10], algorytmy optymalizacji wielocząsteczkowej [11].

Poniżej zostanie w skrócie przedstawiony neuronowy model sieci rozdzielczej średniego napięcia oraz wybrane wyniki badań wykonanych przy jego użyciu [7-10].

### 4.2. Neuronowy model sieci SN

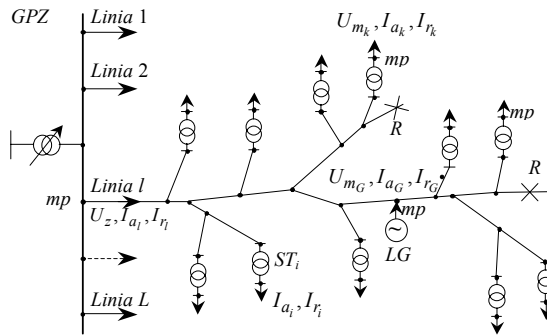
Estymacji obciążeń stacji SN/nn dokonuje się na podstawie pomiarów prądów i napięć w punkcie zasilania sieci oraz w nielicznych, wybranych stacjach SN/nn. Zakłada się przy tym, że w każdym z  $L$  obwodów sieci średniego napięcia, zasilanej z GPZ (rysunek 8) znane są parametry znamionowe transformatorów SN/nn i parametry linii oraz pomierzone wartości:

- a) napięcia na szynach SN w stacji WN/SN zasilającej sieć oraz prądów czynnych i biernych wpływających do poszczególnych linii;
- b) napięcia na szynach nn oraz prądów czynnych i biernych odbieranych w nielicznych, wybranych stacjach SN/nn;
- c) napięcia w punkcie przyłączenia generatora do sieci oraz prądu czynnego i biernego wpływającego do sieci z generatora.

Dla sieci jak na rysunku 8 należy znaleźć taki zbiór wartości prądów czynnych i biernych dopływających do stacji transformatorowych SN/nn nie objętych pomiarami, dla którego będą spełnione wynikające z praw Kirchhoffa warunki wyrażone układem równań:

$$\begin{aligned} \delta U_k &= (U_{m_k} - U_{c_k}) / U_{n_k} = 0, & \forall k \in MP, \\ \delta I_{a_l} &= \left( I_{a_l} + I_{a_G} - \sum_{i \in TS_l} I_{a_i} \right) / I_{a_l} = 0, & \forall l \in L, \\ \delta I_{r_l} &= \left( I_{r_l} + I_{r_G} + I_{q_l} - \sum_{i \in TS_l} I_{r_i} \right) / I_{r_l} = 0, & \forall l \in L, \end{aligned} \quad (5)$$

gdzie:  $I_{a_l}, I_{r_l}$  – odpowiednio składowe czynna i bierna prądu wpływającego z GPZ do linii  $l$ ;  $I_{a_G}, I_{r_G}$  – odpowiednio składowe czynna i bierna prądu wpływającego z generatora do linii  $l$ ;  $I_{q_l}$  – prąd ładowania linii  $l$ ;  $I_{a_i}, I_{r_i}$  – odpowiednio składowe czynna i bierna prądu dopływającego do stacji  $i$ ;  $U_{c_j}$  – wartość napięcia w punkcie pomiarowym  $k$  obliczona na podstawie rozpręgu prądów w sieci;  $U_{m_k}$  – wartość napięcia zmierzona w punkcie pomiarowym  $k$ ;  $U_n$  – wartość znamionowa napięcia w sieci średniego napięcia;  $L$  – zbiór linii zasilanych z danej sekcji szyn SN w GPZ;  $MP$  – zbiór węzłów, w których dokonywane są pomiary;  $TS_l$  – zbiór stacji transformatorowych zasilanych z linii  $l$ .



Rys. 8. Uproszczony schemat linii średniego napięcia: GPZ – główny punkt zasilający, LG – lokalne źródło energii, mp – punkt pomiarowy, R – punkt rozcięcia sieci, TS – stacja transformatorowa

Fig. 8. Simplified diagram of MV power distribution line: MFP – main feeding point; mp – point of measure; TS – MV/LV transformer station; R – point of network disconnection, DG – dispersed generation

Poszukiwane rozwiązanie powinno ponadto spełniać wymagania techniczne, które reprezentuje układ nierówności:

$$\begin{aligned} I_{\min_i}^2 &\leq I_{a_i}^2 + I_{r_i}^2 \leq I_{\max_i}^2, \\ \tan \varphi_{\min_i} &\leq \frac{I_{r_i}}{I_{a_i}} \leq \tan \varphi_{\max_i}, \\ I_{a_{\min_i}} &\leq I_{a_i} \leq I_{a_{\max_i}}, \\ I_{r_{\min_i}} &\leq I_{r_i} \leq I_{r_{\max_i}}, \\ \forall i \in TS, \end{aligned} \quad (6)$$

gdzie:  $I_{\min_i}, I_{\max_i}$  – odpowiednio minimalna i maksymalna wartość modułu prądu odbieranego w stacji  $i$ ;  $I_{a_{\min_i}}, I_{a_{\max_i}}$  – odpowiednio minimalna i maksymalna wartość składowej czynnej prądu odbieranego w stacji  $i$ ;  $I_{r_{\min_i}}, I_{r_{\max_i}}$  – odpowiednio minimalna i maksymalna wartość składowej biernej prądu odbieranego w stacji  $i$ ;  $\tan \varphi_{\min_i}, \tan \varphi_{\max_i}$  – odpowiednio minimalna i maksy-

malna wartość stosunku składowej biernej do składowej czynnej prądu odbieranego w stacji  $i$ ;  $TS$  – zbiór stacji transformatorowych SN/nn zasilanych z analizowanej sieci.

Przedstawione wyżej zadanie sprowadza się do rozwiązania układu równań liniowych (5), przy liniowych i nieliniowych ograniczeniach (6). Układ równań (5) ma nieskończoną liczbę rozwiązań. Zadanie to można transformować do zadania minimalizacji funkcji kwadratowej, której minimum jest równe zero [11, 12]:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \sum_{k \in MP} \delta U_k^2(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_{l \in L} \delta I_{a_l}^2(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_{l \in L} \delta I_{r_l}^2(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (7)$$

przy ograniczeniach:

$$o_{d_j} \leq g_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq o_{g_j}, \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (8)$$

gdzie: wektory  $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n]^T$  i  $\mathbf{y} = [y_1, y_2, \dots, y_i, \dots, y_n]^T$  reprezentują szukane wartości prądów czynnych i biernych odbieranych w stacjach SN/nn:  $x_i = I_{a_i}, y_i = I_{r_i}$ ;  $g(\mathbf{x}, \mathbf{y})$  – funkcja opisująca warunki ograniczające,  $m$  liczbą warunków ograniczających ( $m = 4n$ , przy czym  $n$  – jest liczbą stacji SN/nn).

Do rozwiązania zadania minimalizacji funkcji (7) przy ograniczeniach (8) skonstruowano sztuczną sieć neuronową (SSN) wykorzystującą ideę metody Lagrange'a z przesuwaną funkcją kary [12]. Funkcję energetyczną sieci neuronowej opisuje zależność:

$$\begin{aligned} E(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda_x, \kappa_x, \lambda_y, \kappa_y) &= f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \\ &+ \sum_{j=1}^m P_{x_j} (g_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}), \lambda_{x_j}, \kappa_{x_j}) + \sum_{j=1}^m P_{y_j} (g_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}), \lambda_{y_j}, \kappa_{y_j}), \end{aligned} \quad (9)$$

gdzie:  $P_{x_j}, P_{y_j}$  – funkcja kary za naruszenie ograniczenia  $j$  odpowiednio przez zmienną  $x$  i  $y$ ;  $\lambda_x, \lambda_y$  – wektory mnożników Lagrange'a odpowiednio dla zmiennej  $x$  i  $y$ ;  $\kappa_x$  i  $\kappa_y$  – wektory współczynników kary za naruszenie ograniczeń odpowiednio przez zmienną  $x$  i  $y$ .

Sieć neuronową rozwiązującą zadanie minimalizacji funkcji (9) oraz neuronowy model sieci przedstawiono bardziej szczegółowo w [7, 8].

### 4.3. Wyniki estymacji poziomów napięcia i strat mocy w rzeczywistych liniach SN

Dla sprawdzenia przydatności neuronowego modelu sieci SN do estymacji stanu pracy sieci rozdzielczej średniego napięcia wykonano obliczenia testujące. Obliczenia wykonano dla dwóch rzeczywistych linii SN „Wiśniowa” i „Wysowa”. Poniżej podano krótką charakterystykę tych linii.

#### Linia „Wiśniowa”

Linia 15 kV zasilana z GPZ Dobczyce o długości  $l = 87,8$  km (wraz z odgałęzieniami i odczepami do stacji SN/nn) w tym długość magistrali 36,8 km. Linia zasilana  $n = 83$  stacje transformatorowe 15/0,4 kV, o łącznej mocy zainstalowanych transformatorów  $\Sigma Sn = 9,7$  MVA. Obciążenie linii w szczycie zimowym wynosi 3,3 MW.

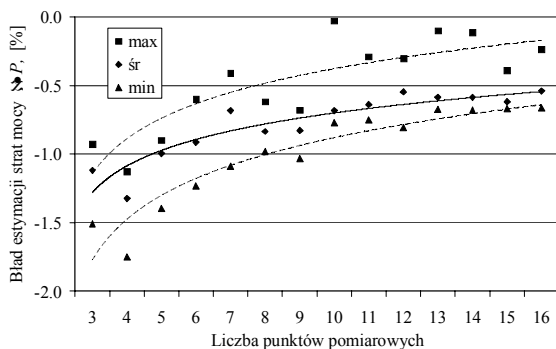
#### Linia „Wysowa”

Linia 15 kV zasilana z GPZ Stróżówka o długości  $l = 120,7$  km (wraz z odgałęzieniami i odczepami do stacji SN/nn) w tym długość magistrali 43,7 km. W odległości 19,7 km od GPZ do linii przyłączona jest mała elektrownia wodna o mocy 1050 kVA. W badanym stanie pracy linia zasilana  $n = 101$  stacji 15/0,4 kV o łącznej mocy zainstalowanych transformatorów  $\Sigma Sn = 5,64$  MVA.

### Badania dla linii Wiśniowa

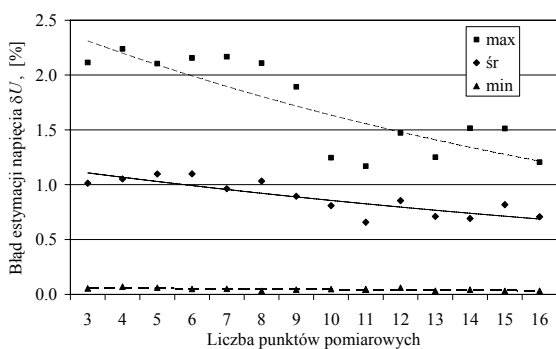
W dniach 12 ÷ 18 stycznia 2004 oraz 14 ÷ 22 kwietnia 2004, w wybranych stacjach zasilanych z linii oraz w polu odpływowym linii z GPZ wykonano pomiary napięć i prądów oraz mocy czynnej i biernej. Dla różnych stanów obciążenia linii Wiśniowa wykonano badania wpływu lokalizacji i liczby punktów pomiarowych oraz dopuszczalnej wartości niezbilansowania napięcia w punktach pomiarowych  $\varepsilon_u$ , na dokładność estymacji strat mocy i poziomów napięcia oraz czas obliczeń. Stacje, w których wykonano pomiary podzielono na dwa podzbiory „pomiarowy” i „kontrolny”.

Na rysunku 9 pokazano maksymalny, średni i minimalny błąd estymacji strat mocy czynnej w sieci (dla obciążenia w szczycie wieczornym) w funkcji liczby punktów pomiarowych. Z kolei na rysunku 10 pokazano maksymalny, średni i minimalny błąd estymacji napięcia na szynach niskiego napięcia stacji transformatorowych SN/nn w funkcji liczby punktów pomiarowych.



Rys. 9. Błąd estymacji strat mocy czynnej w sieci w funkcji liczby punktów pomiarowych

Fig. 9. Error of estimation of active power losses as a function of the number of measurement points



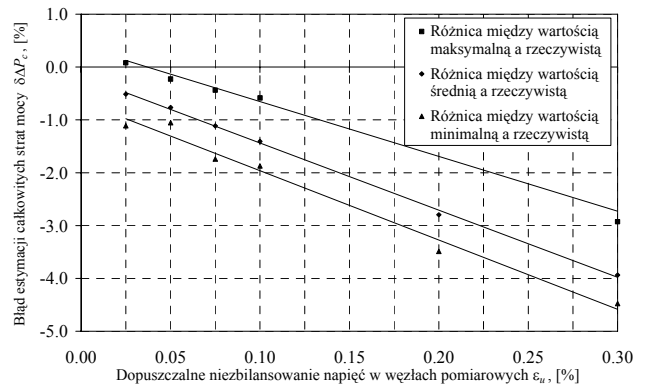
Rys. 10. Błąd estymacji napięcia na szynach niskiego napięcia stacji SN/nn w funkcji liczby punktów pomiarowych

Fig. 10. Influence of number measurement points on error of voltage estimation

Dla zbadania wpływu dopuszczalnej wartości niezbilansowania napięć w węzłach pomiarowych  $\varepsilon_u$  na wyniki estymacji strat mocy i poziomów napięć w węzłach sieci wykonano serie po 10, 15, 20 i 25 obliczeń wartości napięć w węzłach i strat mocy w sieci zakładając, że  $\varepsilon_u$  zmienia się w zakresie 0,025% ÷ 0,3% napięcia znamionowego. Wybrane wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 11 ÷ 13.

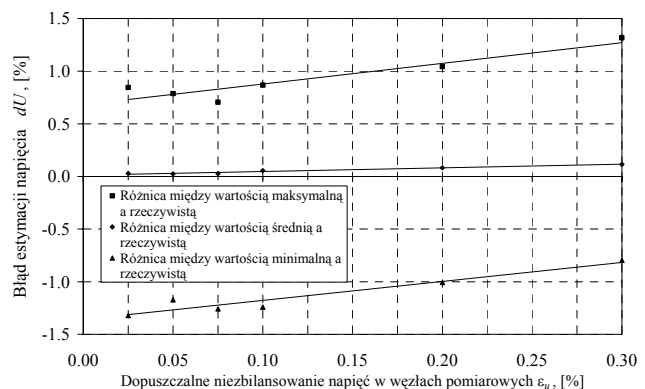
Obliczenia wykazały, że już przy tylko trzech punktach pomiarowych, maksymalny błąd estymacji strat mocy czynnej w sieci

nie przekracza 2%. Błąd ten maleje ze wzrostem liczby punktów pomiarowych.



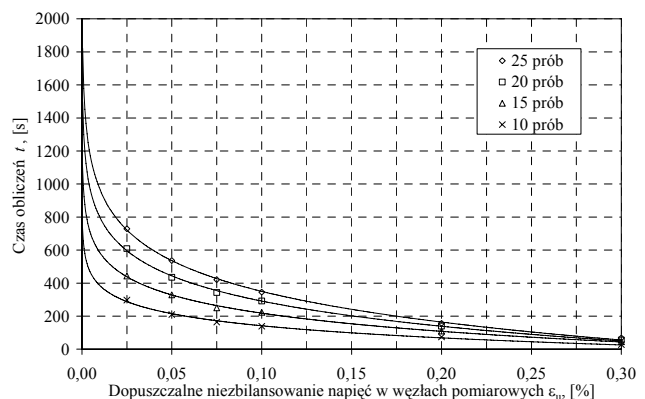
Rys. 11. Zależność błędów obliczeń strat mocy w sieci od dopuszczalnej wartości niezbilansowania napięcia  $\varepsilon_u$

Fig. 11. Dependence of error of power losses estimation on admissible unbalance of voltage  $\varepsilon_u$



Rys. 12. Zależność błędów obliczeń napięcia od dopuszczalnej wartości niezbilansowania napięcia  $\varepsilon_u$

Fig. 12. Dependence of error of voltage estimation on admissible unbalance of voltage  $\varepsilon_u$



Rys. 13. Zależność czasu obliczeń od dopuszczalnej wartości niezbilansowania napięcia  $\varepsilon_u$  i od liczby prób (powtórzeń).

Fig. 13. Dependence of time of calculation on admissible unbalance of voltage  $\varepsilon_u$  and number of trials

Czas obliczeń w niewielkim stopniu zależy od liczby punktów pomiarowych (nieznacznie maleje przy 12 i więcej punktach pomiarowych).

Dokładność estymacji strat mocy i poziomów napięcia rośnie wraz ze zmniejszeniem dopuszczalnego błędu niezbilansowania napięcia w węzłach pomiarowych, jest to jednak okupione wzrostem czasu obliczeń.

#### Badania dla linii Wysowa

W okresie 12-19 lutego 2005 roku wykonano pomiary napięć po stronie dolnego napięcia oraz mocy czynnej i biernej odbieranej w stacjach A31 i A59 zasilanych przelotowo z magistrali linii oraz w stacjach B12, B24 i B43 zasilanych z odczepów o długościach odpowiednio 506 m, 1099 m i 181 m. Jednocześnie mierzono wartość napięcia na szynach SN w GPZ i generatora oraz moc czynną i bierną wpływającą do linii z GPZ i z elektrowni. W okresie pomiarów moc czynna oddawana do linii z elektrowni wynosiła ok. 500 kW przy współczynniku mocy bliskim jedności. Obliczenia wykonano zakładając, że pomiary wykonane w jednej ze stacji są pomiarami kontrolnymi, a pomiary w pozostałych 4 stacjach, w GPZ i elektrowni stanowią dane do obliczeń. Stacjami kontrolnymi były kolejno stacje A31, B12, B24 i B43. W tabeli 1 podano pomierzone oraz obliczone średnie, minimalne i maksymalne wartości napięcia w stacjach kontrolnych, średnie minimalne i maksymalne obciążeniowe straty mocy czynnej w liniach i transformatorach SN/nn oraz czas wykonania serii 5 obliczeń dla stanu obciążenia z godz. 17:00 w dniu 14 lutego 2005 roku.

Tab. 1. Wybrane wyniki estymacji poziomów napięć i strat mocy  
Tab. 1. Selected results of voltage and power losses estimation

Stacja kontrolna	$U_{pom}$ V	$U_{sr}$ V	$U_{min}$ V	$U_{max}$ V	$\Delta P_{sr}$ kW	$\Delta P_{min}$ kW	$\Delta P_{max}$ kW	$t_{obl.}$ s
A31	402,0	402,8	402,5	403,3	171,5	170,9	172,1	78
B12	398,7	400,6	400,3	400,9	174,6	174,0	175,2	305
B24	407,0	402,4	401,8	402,8	172,9	172,6	173,4	196
B43	381,7	380,3	379,8	380,7	172,8	172,1	173,8	188

#### 4.4. Wnioski

Na podstawie wykonanych badań można sformułować następujące wnioski:

- 1) Wystarczy kilka punktów pomiarowych, by w rozległym obwodzie średniego napięcia z dużą dokładnością wyznaczyć napięcia w węzłach oraz straty mocy w sieci.
- 2) Badania potwierdziły wpływ liczby i lokalizacji punktów pomiarowych na dokładność estymacji. Dokładniejsze wyniki otrzymuje się przy większej liczbie punktów pomiarowych oraz gdy punkty te są zlokalizowane w rozległych odgałęzieniach, zasilających po kilka stacji transformatorowych SN/nn.
- 3) Dokładność estymacji poziomów napięć i strat mocy można w istotny sposób poprawić dobierając odpowiednio wartości dolnych i górnych ograniczeń obciążeń poszczególnych stacji transformatorowych.
- 4) Opracowany neuronowy model sieci średniego napięcia jest skutecznym narzędziem, które może być wykorzystane do wspomagania pracy służb ruchowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w zakresie bieżącej kontroli i regulacji poziomów

napięć, zwłaszcza w sieciach z przyłączonymi lokalnymi źródłami energii. Może też być wykorzystany jako narzędzie do wyznaczania rozptyłów mocy dla oceny start i optymalizacji konfiguracji istniejących sieci, oraz planowania optymalnego ich rozwoju.

#### 5. Podsumowanie

1. Wyniki badań przedstawionych w pracy łączy zastosowanie różnych metod sztucznej inteligencji do projektowania i eksploatacji Elektroenergetycznych Sieci Rozdzielczych (ESR).
2. Zastosowanie metod sztucznej inteligencji pozwoliło rozwiązać zadania, które charakteryzują się skomplikowaną funkcją celu, rozległością i wielkością oraz brakiem pełnej informacji o analizowanej sieci elektroenergetycznej sieci rozdzielczej.

#### 6. Literatura

- [1] Kujszczyk Sz.: Nowoczesne metody obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych, WNT, Warszawa 1984.
- [2] Kulczycki J.: Optymalizacja struktur sieci elektroenergetycznych, WNT, Warszawa, 1990.
- [3] Brożek J., Tylek W.: Optimization of Structures of Open Electric Power Networks with Use of Evolutionary Algorithms. 3rd International Symposium on Modern Electric Power Systems (MEPS 06), Wrocław, September 6-8 2006, pp. 79-86.
- [4] Michalewicz Z.: Algorytmy genetyczne + struktury danych = programy ewolucyjne. WNT, Warszawa 1996.
- [5] Falcao D.M., Henriques H.O.: Load estimation in radial distribution systems using neural networks and fuzzy set techniques. Proc. of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. Vancouver, 15-19 July 2001, Vol. 2, pp. 1002-1006.
- [6] Nazarko J., Zalewski W., Estymacja obciążeń w miejskich sieciach rozdzielczych z wykorzystaniem modeli rozmytych. Mat. 8 Międzynarodowej Konferencji „Naukowej Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE'97, Gdańsk-Jurata, 11-13 czerwca 1997, t. 1, 65-72.
- [7] Szpyra W., A method of MV/LV Transformer Stations loads estimation. Energetyka Nr 7, 2005, 134-158.
- [8] Szpyra W.: Artificial Neural Network for Load Estimation of MV/LV Transformers 3rd International Symposium on Modern Electric Power Systems (MEPS 06), Wrocław, September 6-8 2006, pp. 541-546 (referat przyjęty na konferencję MEPS'06).
- [9] Szpyra W.: Estimation of power losses and voltage level in MV power distribution networks using an artificial neural network 3rd International Symposium on Modern Electric Power Systems (MEPS 06), Wrocław, September 6-8 2006, pp. 550-553.
- [10] Szpyra W.: Estymacja poziomów napięć oraz strat mocy w sieci rozdzielczej z rozproszonymi źródłami energii przy wykorzystaniu sztucznych sieci neuronowych VIII Konferencja Naukowa "Prognozowanie w Elektroenergetyce 2006", Częstochowa (Złoty Potok) 21-22 września 2006, Przegląd Elektrotechniczny 9/2006 str. 75-77.
- [11] Naka S. Fukuyama Y., Genji T., Yura T., Practical Distribution State Estimation Using Hybrid Particle Swarm Optimization, Proc. of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, January 28 - February 1st, 2001, Columbus, Ohio, USA
- [12] Cichocki A., Unbehauen R.: Neural Network for Optimization and Signal Processing. John Wiley & Sons Ltd. & B.G. Teubner. Stuttgart 1993.