

MONOGRAFIE, STUDIA, ROZPRAWY

M14

Sylwester Filipiak

**METODY ANALIZY I SYNTEZY
NIEZAWODNOŚCI ELEKTROENERGETYCZNYCH
SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN
ORAZ OPTYMALIZACJA
ICH POAWARYJNYCH POŁĄCZEŃ
Z WYKORZYSTANIEM ALGORYTMÓW
EWOLUCYJNYCH**

W monografii przedstawiono rezultaty badań autora dotyczące porównania możliwości i ograniczeń analitycznych i symulacyjnych metod oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN. Dobrą alternatywą dla metod analitycznych są metody symulacyjne opierające się na modelowaniu statystycznym, a także metoda wykorzystująca o Sieci Petriego, które umożliwiają dokonanie analizy i oceny niezawodności układów elektroenergetycznych w przypadkach niemożności zastosowania klasycznych metod analitycznych. Przedstawiono zastosowanie metody symulowanej ewolucji do oceny niezawodności sieci dystrybucyjnych oraz optymalnego zarządzania (ze szczególnym uwzględnieniem stanów awarii) infrastrukturą złożonych systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej. W pracy wykorzystano metody naukowe należące do klasy metod sztucznej inteligencji (algorytmy genetyczne i ewolucyjne oraz system klasyfikujący) i zaproponowano rozwiązanie problemu optymalizacji poawaryjnych konfiguracji złożonych układów elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Zastosowane podejście obliczeniowe charakteryzuje się stosunkowo szybkim uzyskiwaniem rozwiązań przy mniejszym nakładzie pracy niż w klasycznych metodach programowania matematycznego. Uzyskane w ramach wykonanych badań rezultaty, w postaci opracowanych procedur wyznaczania najefektywniejszych konfiguracji pracy urządzeń sieciowych, można wykorzystać jako element dużo bardziej złożonych systemów informatycznych wykorzystywanych w zarządzaniu pracą elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

PL ISSN 1897-2691

**POLITECHNIKA ŚWIĘTOKRZYSKA
KIELCE 2010**



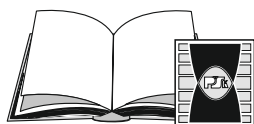
S. FILIPIAK METODY ANALIZY I SYNTEZY NIEZAWODNOŚCI ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI ...

MONOGRAFIE, STUDIA, ROZPRAWY

M14

Sylwester Filipiak

**METODY ANALIZY I SYNTEZY
NIEZAWODNOŚCI ELEKTROENERGETYCZNYCH
SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN
ORAZ OPTYMALIZACJA
ICH POAWARYJNYCH POŁĄCZEŃ
Z WYKORZYSTANIEM ALGORYTMÓW
EWOLUCYJNYCH**



WYDAWNICTWO
POLITECHNIKI ŚWIĘTOKRZYSKIEJ
W KIELCACH

Kielce 2010

MONOGRAFIE, STUDIA, ROZPRAWY NR M14

Redaktor Naukowy serii

NAUKI TECHNICZNE – ELEKTRYKA

prof. dr hab. inż. Roman NADOLSKI

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Jerzy NIEBRZYDOWSKI

prof. dr hab. inż. Zbigniew KOWALSKI

Redakcja

Elżbieta WIKŁO

Redakcja techniczna

Irena PRZEORSKA-IMIOŁEK

Projekt okładki

Tadeusz UBERMAN

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2010

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część tej pracy nie może być powielana czy rozpowszechniana w jakiegokolwiek formie, w jakikolwiek sposób: elektroniczny bądź mechaniczny, włącznie z fotokopiowaniem, nagrywaniem na taśmę lub przy użyciu innych systemów, bez pisemnej zgody wydawcy.

PL ISSN 1897-2691



25-314 Kielce, Al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 7, tel. 41 34 24 581
www.tu.kielce.pl/organizacja/wydawnictwo e-mail: wydawca@tu.kielce.pl

Spis treści

Wykaz ważniejszych oznaczeń	5
1. PRZEDSTAWIENIE PROBLEMU I PRZEGLĄD LITERATURY	7
1.1. Wprowadzenie	7
1.2. Problematyka badania niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN na tle literatury przedmiotu	10
1.3. Zagadnienia optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej	17
1.4. Najważniejsze wnioski	24
2. CEL I UKŁAD PRACY	27
2.1. Podstawowe cele rozprawy	27
2.2. Układ pracy	28
3. STRUKTURA ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	30
3.1. Klasyfikacja elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej	30
3.2. Struktura i zadania miejskich elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych	33
3.3. Terenowe elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne	35
4. ANALITYCZNE METODY OCENY NIEZAWODNOŚCI I ICH OGRANICZENIA	38
4.1. Metody zdarzeń losowych oceny niezawodności układów elektroenergetycznych	38
4.2. Metody procesów losowych oceny niezawodności układów elektroenergetycznych	43
4.3. Podstawowe metody oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN	46
5. CHARAKTERYSTYKA PROBLEMÓW OCENY NIEZAWODNOŚCI ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ SKUTKÓW TECHNICZNO-EKONOMICZNYCH PRZERW W DOSTAWACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	65
5.1. Podstawowe problemy w ocenie niezawodności sieci dystrybucyjnych	65
5.2. Skutki techniczne i ekonomiczne zawodności systemów dystrybucyjnych	69
6. METODY SYMULACYJNE STOSOWANE DO ANALIZY I OCENY NIEZAWODNOŚCI SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH	74
6.1. Metody symulacyjne wykorzystujące technikę Monte Carlo	74

6.2. Metoda symulacyjna oceny niezawodności układów elektroenergetycznych za pomocą sieci Petriego	81
6.3. Metody symulowanej ewolucji	84
7. OPTIMALIZACJA POAWARYJNYCH KONFIGURACJI ZŁOŻONYCH ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN PRZY POMOCY ALGORYTMU EWOLUCYJNEGO	91
7.1. Podstawowe założenia zastosowanej metodyki obliczeniowej	91
7.2. Algorytm ewolucyjny wyznaczający zastępcze konfiguracje elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN	97
7.3. Weryfikacja uproszczonego modelu optymalizacji poawaryjnych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN	108
7.4. Wielokryterialny model optymalizacji poawaryjnych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN	112
7.5. Przykłady optymalizacji poawaryjnych konfiguracji wybranej sieci dystrybucyjnej SN	121
8. ZASTOSOWANIE SYSTEMU KLASYFIKUJĄCEGO DO WYZNACZANIA ZASTĘPCZYCH (W STANACH AWARII) KONFIGURACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN	149
8.1. Analiza możliwości wykorzystania systemów genetycznych uczących się, w rozwiązywaniu problemów decyzyjnych	149
8.2. Modyfikacje i założenia przyjęte w systemie klasyfikującym	152
8.3. Opis aplikacji komputerowej	157
8.4. Przykłady obliczeniowe dotyczące wyznaczania optymalnych poawaryjnych konfiguracji sieci dystrybucyjnej SN	159
9. PODSUMOWANIE	190
Literatura	194
Załączniki	205
Streszczenie	223
Summary	224

Wykaz ważniejszych oznaczeń

$R_i(t)$	– funkcja niezawodności i -tego elementu systemu
$F_i(t)$	– dystrybuenta czasu poprawnej pracy i -tego elementu
$Q_s(t)$	– funkcja zawodności systemu
$\lambda(t)$	– intensywność uszkodzeń
q_i	– wskaźnik zawodności trasy zasilania i -tego węzła sieci
$\Phi[X(t)]$	– funkcja strukturalna przyjmuje wartość 1, gdy system jest zdatny, oraz 0, gdy element jest niezdatny
$P(A_i)$	– prawdopodobieństwo poprawnego funkcjonowania i -tego elementu
$P(A A_i)$	– prawdopodobieństwo zdarzenia poprawnego funkcjonowania systemu pod warunkiem, że i -ty element systemu jest zdatny
$P(\bar{A}_i)$	– prawdopodobieństwo uszkodzenia i -tego elementu
t_a	– wartość średnia czasu naprawy, [h]
t_d	– wartość średnia czasu pomiędzy uszkodzeniami, [h]
μ	– intensywność napraw definiowana jako odwrotność średniego czasu naprawy
λ'_i	– intensywność uszkodzeń i -tego jednoelementowego przekroju niesprawności
λ''_j	– intensywność uszkodzeń j -tego dwuelementowego przekroju niesprawności
$\bar{t}_{aj}''$	– średni czas odnowy j -tego dwuelementowego przekroju niesprawności, [h]
$\bar{t}_{aj}'$	– średni czas odnowy i -tego jednoelementowego przekroju niesprawności, [h]
k_{nap}	– średni koszt naprawy, związany z pojedynczym uszkodzeniem, [zł]
k_{uz}	– średni koszt utraty zysku z jednostki energii elektrycznej niesprzedanej odbiorcy
k_p	– jednostkowy koszt strat mocy, [zł/kW]
k_a	– jednostkowy koszt strat energii, [zł/kW]
S_j	– obciążenie pozorne j -tego elementu sieci, [kV·A]
U_n	– napięcie znamionowe sieci, [kV]
K_{na}	– koszty napraw poawaryjnych, [zł]
K_{ne}	– koszty niedostarczonej energii, [zł]
K_{pe}	– koszty strat mocy i energii wynikające z danej konfiguracji sieci, [zł]

K_{ua}	– roczne przewidywane koszty usuwania skutków awarii, [zł]
K_{uz}	– roczne przewidywane koszty utraty zysku w wyniku niesprzedanej energii, [zł]
P'	– wektor mocy czynnych odbieranych w węzłach
P	– wektor mocy czynnych w łukach (rozpływ mocy czynnych)
Q'	– wektor mocy biernych odbieranych w węzłach
Q	– wektor mocy biernych w łukach (rozpływ mocy biernych)
Y	– kwadratowa, symetryczna macierz admitancji węzłowych
U	– wektor napięć węzłowych
ΔA_n	– niedostarczona odbiorcy energia elektryczna, [W·h]
ΔU_{dopi}	– opuszczalny spadek napięcia w torze zasilania i -tego węzła sieci, [%]
$\sum f_j$	– suma przystosowań ciągów kodowych populacji
$f(H)$	– średnie przystosowanie ciągów będących reprezentantami schematu H
$m(H, t)$	– liczba reprezentantów schematu H w populacji t
$F_c(X_j)$	– funkcja celu umożliwiająca ocenę j -tego wariantu konfiguracji sieci
X_j	– wektor zawierający informacje o j -tym wariantcie konfiguracji sieci dys-trybucyjnej
$u_l(q_l)$	– funkcja określająca l -te kryterium
$q_l(x)$	– l -te kryterium

1. PRZEDSTAWIENIE PROBLEMU I PRZEGLĄD LITERATURY

1.1. Wprowadzenie

Zakłócenia w pracy sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej mogą powodować przerwy w zasilaniu, lub pogarszanie jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom. Następstwem zakłóceń w dostawie energii elektrycznej są straty ekonomiczne występujące u odbiorców i u dystrybutora energii. Współcześni odbiorcy stawiają wysokie wymagania odnośnie jakości i ciągłości dostaw energii elektrycznej. Spełnienie tych wymagań jest konieczne, ponieważ przerwy w zasilaniu (lub niewłaściwe wartości parametrów określających jakość dostarczanej energii) są przyczyną różnych ograniczeń w działalności odbiorców, a w skrajnych przypadkach mogą powodować bezpośrednie zagrożenie życia ludzkiego. Zadaniem sieci elektroenergetycznych jest zagwarantowanie wszystkim odbiorcom ciągłości dostaw energii elektrycznej o odpowiedniej jakości i po możliwie najniższych kosztach.

Przerwy w zasilaniu w energię elektryczną odbiorców można podzielić na kilka rodzajów [78, 100, 126, 131]:

- wywołane uszkodzeniami elementów układu elektroenergetycznego,
- spowodowane wadliwym działaniem zabezpieczeń i automatyki elektroenergetycznej,
- wywołane błędnymi operacjami łączeniowymi,
- wynikające z planowych prac remontowo-konserwacyjnych,
- związane z przeciążeniem elementów sieci elektroenergetycznych.

Sieć elektroenergetyczną definiuje się jako zbiór urządzeń powiązanych funkcjonalnie i połączonych elektrycznie, służący do przesyłania, przetwarzania i rozdzielania energii elektrycznej na określonym obszarze. Określenie *elektroenergetyczna sieć dystrybucyjna* mieści się w zakresie pojęcia sieci rozdzielczej, służącej do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej o napięciu nie wyższym niż 110 kV [54, 114, 138].

W niniejszym rozdziale scharakteryzowano zagadnienia związane z eksploatacją dystrybucyjnych układów energii elektrycznej w zakresie niezawodności oraz ciągłości dostawy energii. Biorąc pod uwagę aktualną problematykę dotyczącą elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej w wymienionym zakresie można wyróżnić m.in. następujące ważne zagadnienia [29, 49, 50, 74, 76, 89], takie jak:

- ocena niezawodności pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych,
- optymalizacja konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych dla określonych warunków pracy,
- optymalizacja rozwoju elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w zakresie dostawy energii elektrycznej.

Niezawodność obiektu definiuje się jako zdolność obiektu do poprawnego wypełniania swoich zadań w wymaganym przedziale czasu, w określonych warunkach środowiskowych [126]. Matematycznie niezawodność określa się jako prawdopodobień-

stwo spełnienia przez urządzenie zadania polegającego na poprawnym jego funkcjonowaniu przez czas t w określonych warunkach pracy [71, 81, 139, 146, 147].

Pełną charakterystykę dowolnej zmiennej losowej daje rodzaj i parametry jej rozkładu, czyli związek między wartościami tej zmiennej losowej i odpowiadającymi im wartościami prawdopodobieństwa występowania [102, 124, 139, 145, 147, 160].

Rozkład czasu poprawnej pracy do uszkodzenia można opisać za pomocą takich funkcji, jak: dystrybuenta $F(t)$, gęstość prawdopodobieństwa $f(t)$, funkcja niezawodności $R(t)$, intensywność uszkodzeń $\lambda(t)$, dla $t \geq 0$. Dystrybuenta $F(t)$ czasu poprawnej pracy do uszkodzenia jest funkcją, której wartość dla ustalonej chwili t wyraża prawdopodobieństwo przyjęcia przez zmienną losową T wartości co najwyżej równej t :

$$F(t) = \Pr\{T \leq t\} \quad (1.1)$$

przy czym: $F(t)$ – jako prawdopodobieństwo jest liczbą z przedziału 0-1.

Ponieważ zajście zdarzenia $T \leq t$ jest równoważne uszkodzeniu elementu, to $F(t)$ określa prawdopodobieństwo uszkodzenia elementu przez czas t . Funkcja $F(t)$ jest nazywana funkcją zawodności i opisuje zawodność elementu od początku jego eksploatacji, przy założeniu, że w chwili rozpoczęcia eksploatacji element był zdalny [124, 147].

Funkcja niezawodności $R(t)$ jest funkcją wyrażającą prawdopodobieństwo przyjęcia przez zmienną losową T wartości większej od t , co jest równoznaczne zdarzeniu, że element nie uszkodzi się do chwili t . Trwałością obiektu jest zmienna losowa T , o funkcji gęstości $f(t)$ i funkcji prawdopodobieństwa $F(t)$:

$$R(t) = \Pr\{T > t\} \quad (1.2)$$

przy czym: $R(t)$ – jako prawdopodobieństwo jest liczbą z przedziału 0-1.

Suma prawdopodobieństwa nieuszkodzenia $R(t)$ i prawdopodobieństwa uszkodzenia $F(t)$ elementu przez czas t jest zdarzeniem pewnym.

Funkcja $R(t)$ charakteryzuje się następującymi właściwościami [139, 145, 148]:

1. $R(t) = \Pr\{T \geq t/R(0) = 1\}$ jest prawdopodobieństwem warunkowym poprawnej pracy elementu przez czas t , a $R(0)$ jest jego niezawodnością początkową i wyraża prawdopodobieństwo, że element jest zdalny w chwili rozpoczęcia eksploatacji.
2. $R(t)$ jest funkcją monotonicznie malejącą, tzn. $R(t_1) \geq R(t_2)$, gdy $t_1 \leq t_2$ i spełniającą równość $R(0) = 1$, $R(\infty) = 0$.
3. $R(t)$ dąży do 0, jeśli t dąży do $+\infty$, co oznacza, że każdy element uszkodzi się z upływem czasu.

Gęstość prawdopodobieństwa $f(t)$ jest to funkcja charakteryzująca rozkład czasu poprawnej pracy elementu do uszkodzenia. Prawdopodobieństwo przyjęcia przez zmienną losową T wartości w przedziale od t do $t + \Delta t$ jest równe $f(t)dt$:

$$f(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr\{t < T < t + \Delta t\}}{\Delta t} \quad (1.3)$$

Jeśli dystrybuenta $F(t)$ czasu poprawnej pracy T jest znana i jest funkcją ciągłą i różniczkowalną, to:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (1.4)$$

Intensywność uszkodzeń $\lambda(t)$ jest podstawową informacją niezawodnościową, przedstawiającą zmieniające się z czasem zagrożenie awaryjne obiektu. Gdy rozpatruje się dwa przyległe przedziały czasu $(0, t)$ oraz $(t, t + \Delta t)$ uszkodzenie elementu (nienaprawialnego) w przedziale $(t, t + \Delta t)$ może nastąpić tylko wówczas, gdy nie uszkodził się on w przedziale czasu $(0, t)$. Uwzględniając zasadę mnożenia prawdopodobieństw można napisać wyrażenia dla prawdopodobieństwa uszkodzenia $q(t, t + \Delta t)$ elementu, przez czas Δt jako:

$$q(t, t + \Delta t) = f(t) \cdot dt = R(t) \cdot p \quad (1.5)$$

gdzie: $R(t)$ – prawdopodobieństwo poprawnej pracy elementu przez czas t ; p – prawdopodobieństwo uszkodzenia elementu przez czas Δt , pod warunkiem, że w chwili t był zdalny:

$$p = \Pr\{T < t + \Delta t \mid T > t\} \quad (1.6)$$

co można zapisać w postaci:

$$\Pr\{T < t + \Delta t \mid T > t\} = \lambda(t) dt \quad (1.7)$$

gdzie: $\lambda(t)$ – intensywność uszkodzeń.

Intensywność uszkodzeń jest to prawdopodobieństwo uszkodzenia obiektu w jednostce czasu w chwili t , pod warunkiem, że obiekt nie uszkodził się do chwili t :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = -\frac{\frac{dR(t)}{dt}}{R(t)} \quad (1.8)$$

Występowanie przerw w zasilaniu jest nieuchronne, ponieważ elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne wyposażone są w urządzenia o określonej niezawodności. Zasadnicze przyczyny awaryjności urządzeń energetycznych to [74, 78, 124, 125, 126, 146, 160, 164] to:

- błędy rozwiązań konstrukcyjnych i projektowych,
- wady materiałowe,
- błędy budowy i montażu urządzeń,
- zużycie eksploatacyjne materiałów (korozja, zmęczenie, odkształcenie, procesy starzeniowe),

- błędy użytkowania urządzeń,
- niedostateczne zabezpieczenie przed przepięciami,
- niewystarczająca troska o należyty stan techniczny.

Pierwsze trzy grupy przyczyn ujawniają się na ogół w okresie wstępnej eksploatacji urządzeń i są usuwane podczas remontów, modernizacji lub rekonstrukcji urządzeń. Przyczyny awarii wynikające z trzech ostatnich grup często uwidaczniają się dopiero po dłuższym okresie użytkowania i zależą bezpośrednio od jakości eksploatacji urządzeń.

Obliczenia i ocena niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych umożliwiają określenie poziomu niezawodności dostaw energii, wyznaczenie optymalnych czasów pracy urządzeń oraz pozwalają uzyskać potrzebne dane umożliwiające optymalizację poziomu niezawodności zasilania odbiorców.

1.2. Problematyka badania niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN na tle literatury przedmiotu

Podstawowym celem oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN jest dobór optymalnego, ze względu na ciągłość zasilania, rozwiązania układu sieciowego do zadanych warunków pracy. Wyboru optymalnych rozwiązań układów sieciowych dokonuje się na podstawie analizy ekonomicznej, z uwzględnieniem kosztów nieciągłości zasilania [16, 20, 70].

W elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej obliczenia niezawodnościowe oparte na strukturze sieci i danych niezawodnościowych, umożliwiają określenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii i związanych z nimi przerw w dostawie energii odbiorcom [11, 22, 126, 146, 173].

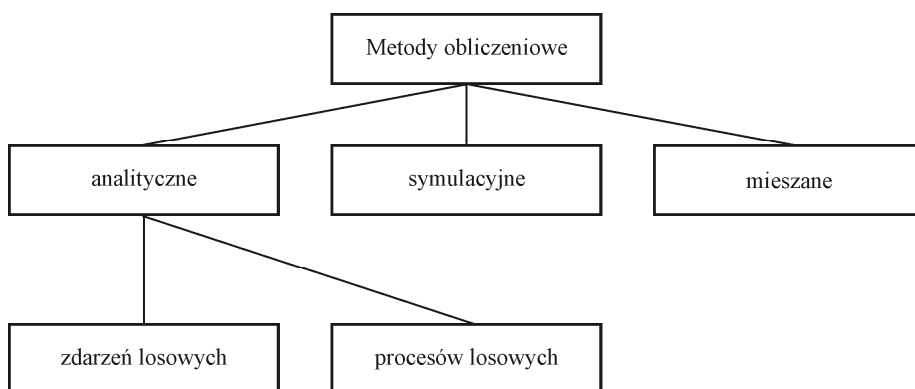
Wyznaczone parametry niezawodnościowe pozwalają określić najbardziej zawodne elementy w układach elektroenergetycznych, optymalne czasy eksploatacji urządzeń, a także wybrać parametry urządzeń oraz strukturę i konfigurację systemu dystrybucyjnego przy uwzględnieniu minimalizacji kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych.

Poprzez określenie „struktura systemu” przyjmuje się jednoznacznie określony układ połączeń wyróżnionych elementów (linii, transformatorów, łączników, sekcji szyn zbiorczych) wraz z parametrami tworzącymi system urządzeń [124]. Pojęcie konfiguracji układu definiowane jest w literaturze przedmiotu jako jednoznacznie określone połączenie danej struktury systemu, otrzymane przez wykonanie określonych czynności łączeniowych w zbiorze elementów systemu. W związku z powyższym danej strukturze systemu odpowiada skończony zbiór konfiguracji.

W literaturze dotyczącej metodyki oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, znany jest następujący ogólny podział metod obliczania niezawodności układów elektroenergetycznych [4, 78, 104, 121, 125, 148, 159]:

- analityczne, polegające na analizie zdarzeń lub procesów losowych,
- symulacyjne, polegające na symulacji zdarzeń i procesów losowych,
- mieszane, będące połączeniem metod analitycznych i symulacyjnych.

Podstawową klasyfikację metod obliczeniowych stosowanych w analizie niezawodności systemów elektroenergetycznych pokazano na rysunku 1.1.



Rys. 1.1. Klasyfikacja metod obliczania niezawodności układów elektroenergetycznych, wg [124]

Analityczne metody oceny niezawodności systemów dystrybucyjnych mogą być skutecznie stosowane do oceny wartości współczynników niezawodności układów sieci elektroenergetycznych. Wartości współczynników albo wartość oczekiwana, nie dostarczają jednak pełnej informacji dotyczącej rzeczywistej zmienności wielkości niezawodnościowych. W związku z powyższym, ważnym zadaniem w określaniu niezawodności dostaw energii odbiorcom jest wyznaczenie rozkładów prawdopodobieństwa zmienności wielkości określających niezawodność elementów systemów dystrybucyjnych.

Sieć elektroenergetyczna składa się z dużej liczby elementów (urządzeń) powiązanych ze sobą pewną formą współpracy. Niezawodność sieci elektroenergetycznej zależy zarówno od parametrów zawodnościowych poszczególnych jej elementów, jak również od wzajemnego powiązania tych elementów w układy funkcjonalne. Analizę niezawodności pracy złożonych układów przeprowadza się przy wykorzystaniu schematów niezawodnościowych, o strukturze zwykle różniącej się od struktury funkcjonalnej układu. Schemat struktury niezawodnościowej ma na celu odwzorowanie wpływu dowolnego elementu na niezawodność pracy całego układu [70, 74, 78, 158].

Struktura niezawodnościowa systemu przedstawia wzajemne powiązania elementów, określając zależność uszkodzeń systemu od uszkodzeń jego elementów składowych. Strukturę niezawodnościową danego systemu opisuje funkcja strukturalna systemu [124]. W przypadku systemów dwustanowych składających się z n -elementów, funkcję strukturalną określa się jako funkcję $\Phi[X(t)]$ wektora zero-jedynkowego $X(t)$ stanu systemu, przy założeniu, że stan systemu jest w pełni określony przez stany jego elementów $x_i(t)$, co można wyrazić wzorem [104, 124]:

$$\Phi[X(t)] = \Phi[x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)] \quad (1.9)$$

gdzie: $\Phi[X(t)]$ – funkcja strukturalna przyjmuje wartość 1 gdy element jest zdalny, oraz 0, gdy element jest niezdatny; $[x_i(t)]$, $i = 1, 2, \dots, n$ – funkcja binarna określająca stan i -tego elementu, przyjmuje wartość 1, gdy element jest zdalny, oraz 0, gdy element jest niezdatny.

Struktura układu elektroenergetycznego odwzorowana w postaci zgrupowania szeregowego charakteryzuje się tym, że awaria jednego elementu powoduje stan awarii całego układu. Cechą charakterystyczną zgrupowania równoległego jest poprawna praca układu przy działaniu określonej liczby elementów. W literaturze znane są także metody obliczania niezawodności układów (systemów) o strukturach złożonych. Systemami o strukturach złożonych przyjęto w teorii niezawodności nazywać systemy nienależące do klasy struktur szeregowo-równoległych. Przykładami tego rodzaju systemów są mostek, siatka, sieć [84].

W przypadku systemów zawierających niewielką liczbę elementów $n \leq 10$, obliczanie niezawodności systemu złożonego można wykonywać w ten sposób, że po wyznaczeniu wszystkich stanów zdalności (niezdalności) oblicza się wartości prawdopodobieństwa poszczególnych stanów, co pozwala wyznaczyć poszukiwaną niezawodność analizowanego systemu. Metoda ta, charakteryzuje się jednak dużą pracochłonnością [105]. W literaturze dotyczącej problematyki oceny niezawodności złożonych systemów znane są inne metody, m.in. takie jak: metoda minimalnych ścieżek zdalności i niezdalności, oraz metody dekompozycji prostej, złożonej oraz zupełnej.

Rzeczywiste układy sieci elektroenergetycznych w większości przypadków charakteryzują się strukturą mieszaną lub złożoną, i są układami wieloelementowymi. Do badania niezawodności złożonych układów sieci elektroenergetycznych wykorzystywane są metody bazujące na zasadach rachunku prawdopodobieństwa, a także metody oparte na teorii stochastycznych procesów Markowa, jak również metody symulacyjne, przy czym metody oparte na teorii procesów Markowa mogą być stosowane do badania układów o stosunkowo niewielkiej liczbie możliwych stanów pracy [124].

Parametry niezawodnościowe poszczególnych elementów układu określa się metodami statystycznymi. Ponieważ układy zasilania są zwykle dość złożone, obliczanie współczynników nieciągłości zasilania na podstawie parametrów poszczególnych urządzeń prowadzi do skomplikowanych zależności. Znajomość współczynników zawodności elementu lub układu elektroenergetycznego pozwala określić prawdopodobieństwo wystąpienia awarii w założonym przedziale czasu. Sieci elektroenergetyczne rozdzielcze charakteryzują się często złożoną strukturą, co utrudnia obliczenie wskaźników zawodnościowych metodami dokładnymi.

W literaturze [78, 126, 147, 148, 172] jest znana i wykorzystywana w analizach niezawodnościowych sieci elektroenergetycznych metoda średniej intensywności awarii i średniego czasu trwania awarii. Pozwala ona uzyskać dla struktur szeregowych i równoległych wypadkową intensywność awarii, która to wielkość określa przewidywaną liczbę awarii w rozpatrywanym przedziale czasu. Metoda umożliwia również obliczenie średniego czasu trwania awarii oraz wypadkowego współ-

czynnika zawodności. Metoda średniej intensywności awarii $\bar{N}$ (uszkodzenia, wyłączenia) i średniego czasu trwania awarii $\bar{t}_a$ oparta jest na znajomości dwóch parametrów $\bar{N}$ i $\bar{t}_a$, każdego elementu, rozpatrywanej struktury niezawodnościowej systemu elektroenergetycznego. Końcowym efektem obliczeń jest wyznaczenie wypadkowych wielkości niezawodnościowych $\bar{N}$, $\bar{t}_a$ dla całego rozpatrywanego układu sieci [47, 172]. Metoda ta uwzględnia jednak tylko wartości średnie analizowanych wielkości niezawodnościowych.

W literaturze przedmiotu przedstawione są także metody oceny niezawodności służące do oceny złożonych układów sieci elektroenergetycznych. Metody te, prezentowane m.in. w pracach [78, 84, 105, 124, 147], wykorzystujące takie pojęcia, jak: krytyczne zbiory elementów sieci (określające grupy elementów, których jednoczesna awaria prowadzi do przerwy w zasilaniu określonego węzła w sieci), a także bloki zawodnościowe (określające powiązania między liniami, odbiorcami i źródłami zasilania), pozwalają wyznaczyć niezawodność całej badanej sieci względem rozpatrywanego punktu.

Przykładem tego rodzaju metody jest metoda dwuskładnikowych schematów niezawodnościowych sieci, oparta o metodę Sinczugowa [78]. Umożliwia ona ocenę niezawodności pracy sieci elektroenergetycznych o dużym stopniu złożoności, takich jak sieci dużych aglomeracji miejskich. Metoda dwuskładnikowych schematów niezawodnościowych sieci stanowi rozszerzenie metody cząstkowych intensywności zakłóceń. W tej metodzie przy tworzeniu schematu niezawodnościowego wyodrębnia się elementy schematu niezawodnościowego oraz wyłączniki schematu niezawodnościowego. Przy zastosowaniu tej metody możliwe jest obliczenie dla dowolnego elementu sieci następujących wskaźników zawodnościowych: wartości oczekiwanej liczby trwałych przerw w zasilaniu odbiorcy, za pośrednictwem elementu obliczeniowego w określonym czasie, $\bar{N}_i$, prawdopodobieństwa uszkodzenia się elementu obliczeniowego w dowolnym momencie w ciągu rozpatrywanego czasu, q_i , oraz wartości oczekiwanej czasu trwania przerwy w zasilaniu za pośrednictwem elementu obliczeniowego, $\bar{t}_{pi}$.

Podstawowe współczynniki zawodnościowe sieci rozdzielczych różnych napięć i różnego rodzaju można także obliczać metodą schematów strukturalnych [78, 139].

Często stosowaną metodą w rozwiązywaniu zagadnienia obliczania niezawodności złożonych układów sieciowych jest metoda przekrojów niesprawności [78, 124, 146]. Jest ona związana z binarnym modelem niezawodnościowym i teorią grafów. Pozwala obliczyć niezawodność (poprzez obliczenie średniej intensywności uszkodzeń, średniego czasu trwania zakłócenia) złożonego układu zasilania z kilkoma źródłami zasilającymi dany węzeł sieciowy.

Na podstawie wykonanego przez autora pracy przeglądu literatury dotyczącej zagadnień niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych dokonano porównania możliwości i ograniczeń metod analitycznych (szczegółowy opis zawarto w rozdziale 4) oraz symulacyjnych (szczegółowy opis zawarto w rozdziale 6) oceny niezawodności tego rodzaju układów sieciowych. Na podstawie wykona-

nego porównania stwierdzono, iż w literaturze dotyczącej zagadnień oceny niezawodności złożonych układów technicznych znane są metody analityczne umożliwiające wykonanie analiz wpływu niezawodności określonych wybranych elementów systemu, na niezawodności pracy układu. W przypadku jednak rzeczywistych układów sieci elektroenergetycznych (charakteryzujących się zwykle złożoną strukturą) uwzględnienie wszystkich wzajemnych oddziaływań elementów prowadziłoby do bardzo złożonych zależności.

W związku z powyższym, w zastosowaniach praktycznych w celu oceny niezawodności układów sieci dystrybucyjnych wykorzystywane są uproszczone metody obliczania wskaźników zawodności. W metodach analitycznych obliczane są wskaźniki niezawodności z odpowiedniego modelu matematycznego. Zbiór określanych wskaźników jest więc pochodną przyjętego modelu i zbioru danych wejściowych; zasadniczym problemem w tym przypadku są przyjmowane założenia upraszczające, których efekty powodują trudne do określenia niedokładności przy wyznaczaniu wielkości niezawodnościowych. Podczas oceny parametrów niezawodnościowych jednym z najczęściej stosowanych uproszczeń jest założenie, że wszystkie parametry niezawodnościowe elementów składowych układu posiadają takie same rozkłady, co związane jest z rozszerzeniem wykładniczego prawa niezawodności na wszystkie obiekty techniczne [3, 13, 17, 21], a także zbyt powszechne stosowanie obiektów dwustanowych w modelach niezawodnościowych w miejscach, gdzie uzasadnione byłoby stosowanie obiektów wielostanowych.

Wymagania dotyczące dokładności i złożoność strukturalna oraz logiczna układów znacznie utrudniają zastosowanie metod analitycznych opartych o wartości średnie, np. współczynniki zawodności q i niezawodności p , średnie czasy trwania awarii $\bar{t}_a$ czy średnie intensywności awarii $\bar{N}$. Rozwiązaniem jest stosowanie opisu parametrów niezawodnościowych w postaci rozkładów, które niosą znacznie większą ilość informacji o danym wskaźniku w sposób ciągły i możliwy do określenia w dowolnej chwili czasu. Trudnością, jaką napotkać można w trakcie analizy niezawodnościowej układów elektroenergetycznych w oparciu o rozkłady parametrów niezawodnościowych jest występowanie w układzie elementów, których parametry opisane są za pomocą rozkładów różnych od rozkładu wykładniczego. Występowanie rozkładów różnych od wykładniczych, uniemożliwia wykorzystanie do dalszej analizy na przykład metod opartych o procesy i łańcuchy Markowa.

Pełną informację niezawodnościową można uzyskać poprzez określenie rozkładu podstawowych funkcji niezawodnościowych układu elektroenergetycznego [148, 153]. Przy ocenie niezawodności urządzeń i układów elektroenergetycznych stosowane są rozkłady: wykładniczy, normalny, logarytmiczno-normalny i rozkład Weibulla. Wyznaczenie stanu niezawodnościowego układu jest stosunkowo proste, gdy funkcje odnowy i niezawodności jego elementów składowych są wykładnicze. Natomiast jeśli rozkłady te są różne od rozkładów wykładniczych, co ma miejsce wówczas, gdy elementy poddawane są procesom starzeniowym, analityczne określenie stanów niezawodnościowych jest bardzo skomplikowane. W przypadku złożonych układów elektroenergetycznych, jakimi są sieci rozdzielcze średnich

napieć, poszczególne elementy przesyłowe i rozdzielcze charakteryzują się różnymi rozkładami funkcji niezawodności. Uzyskanie wypadkowego rozkładu niezawodności układu elektroenergetycznego metodą analityczną stwarza duże trudności natury obliczeniowej [78, 158].

Z przedstawionych powyżej stwierdzeń wynika m.in., iż celowe jest opracowywanie nowych, doskonalszych metod oceny niezawodności (opierających się na modelach niezawodnościowych niezawierających daleko idących uproszczeń) złożonych strukturalnie elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Dobrą alternatywą dla metod analitycznych stają się metody symulacyjne opierające się na modelowaniu statystycznym, które umożliwiają dokonanie analizy i oceny niezawodności układów elektroenergetycznych w przypadkach niemożności (ze względu na skomplikowanych opis matematyczny i brak danych) wykorzystania klasycznych analitycznych metod.

W rozdziale szóstym pracy przedstawiono koncepcję i opisy najważniejszych wybranych metod symulacyjnych oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych, oraz opracowaną przez autora pracy metodę strukturalnej oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych, opartą o wykorzystanie zmodyfikowanego algorytmu genetycznego, która charakteryzuje się możliwością oceny oraz optymalizacji poziomu niezawodności tras przesyłu energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych energii elektrycznej.

W pracach [2, 4, 9, 17, 125, 177] przedstawiono przykłady zastosowania symulacyjnych metod do oceny niezawodności pracy złożonych układów sieci elektroenergetycznych, oraz szacowania kosztów związanych z przerwami w dostawie energii elektrycznej. Zaletą metod symulacyjnych jest uzyskiwanie (w dużej części przypadków) porównywalnych wyników z wynikami uzyskiwanymi z użyciem metod analitycznych, przy istotnie mniejszym nakładzie obliczeniowym. Potwierdzeniem tych stwierdzeń jest m.in. praca [17], w której przeanalizowano wpływ przerw w dostawach energii na koszty ponoszone przez odbiorców. Analizy wykonano metodą analityczną uwzględniającą średnie czasy trwania awarii oraz porównano te wyniki z otrzymanymi przy użyciu metody symulacyjnej, w której uwzględniono m.in. losowe czasy trwania awarii. Przedstawiono wyniki obliczeń podstawowych wielkości określających niezawodność sieci dystrybucyjnych, takie jak: średni współczynnik awaryjności sieci, średni czas trwania przerw w dostawie energii i łączne roczne przerwy w tych dostawach.

W celu pełnego uwzględnienia właściwości niezawodnościowych układów elektroenergetycznych zastosować można metodę symulacyjną wykorzystującą rozszerzone sieci Petriego, której opis znaleźć można w pracach [27, 152, 153, 155, 159, 166]. Metoda ta umożliwia wyznaczenie rozkładów podstawowych funkcji niezawodności układów zasilania odbiorców energii elektrycznej, w każdym punkcie analizowanego układu, przy różnych rozkładach niezawodności i odnowy poszczególnych elementów rozpatrywanej struktury systemu elektroenergetycznego. Metoda wykorzystująca sieci Petriego umożliwia uzyskanie następujących rozkładów prawdopodobieństwa [153, 155, 159, 169]:

- czasu poprawnego działania poszczególnych odcinków toru zasilającego,
- czasu działania poszczególnych odcinków toru zasilającego do awarii lub wyłączenia w wyniku awarii pozostałych odcinków,
- czasu przestoju sprawnego odcinka,
- czasu zasilania odbiorcy,
- czasu i liczby przerw w dostawie energii elektrycznej.

Obecnie w badaniach niezawodności układów elektroenergetycznych podejmowane są również próby zastosowania metod wykorzystujących sieci neuronowe, algorytmy genetyczne, niekiedy w tych metodach korzysta się także z podstaw teorii zbiorów rozmytych. Analiza niezawodności systemu elektroenergetycznego w warunkach rozmytości oznacza modelowanie sytuacji w przypadku, gdy danymi są rozmyte obciążenia lub rozmyte wartości wskaźników niezawodnościowych [2, 9, 18, 40, 115, 141, 177].

Możliwości zastosowania metod tzw. symulowanej ewolucji do oceny niezawodności układów elektroenergetycznych przedstawiono m.in. w pracy [115]. Zaprezentowano w niej zastosowanie algorytmu ewolucyjnego do analizy niezawodności zasilania węzłów sieciowych 110 kV. W cytowanej pracy przedstawiono zastosowanie algorytmów ewolucyjnych do wyznaczania miar niezawodności zasilania węzłów sieciowych 110 kV za pomocą metody statystycznej uproszczonej. Algorytmy ewolucyjne zostały wykorzystane do utworzenia modeli regresyjnych, pozwalających wyznaczyć miary niezawodności zasilania węzłów, tj. częstość wyłączeń oraz oczekiwany czas trwania zakłócenia.

Ważnym zagadnieniem jest także wykorzystanie zbiorów rozmytych do analizy niezawodności układów elektroenergetycznych. Metodyka ta jest szczególnie użyteczna w sytuacjach niepewności i nieścisłości statystycznych danych niezawodnościowych. W takim przypadku wielkości niezawodnościowe opisywane są poprzez funkcje przynależności.

Przykładem wykorzystania teorii zbiorów rozmytych do analiz niezawodnościowych układów elektroenergetycznych jest praca [9], dotycząca oceny niezawodności stacji elektroenergetycznych WN. Przy użyciu podejścia ze zbiorami rozmytymi, wielkości niezawodnościowe można przedstawić przez rozkłady ich możliwych wartości. Umożliwia to uwzględnienie przy obliczeniach niezawodnościowych niepewności pozyskanych danych przy określaniu współczynników awaryjności oraz czasów naprawy poszczególnych elementów.

W takim przypadku funkcje przynależności są określane dla współczynników awaryjności i czasów naprawy każdego elementu stacji: transformatorów, wyłączników, linii, szyn zbiorczych, itd. W tego typu analizach przyjmuje się najczęściej, że współczynniki awaryjności i czasy napraw są określone rozkładami wykładniczymi. W celu określenia możliwych scenariuszy awarii, najczęściej stosuje się metodę minimalnych zbiorów krytycznych. Przy użyciu pojęć zbiorów rozmytych, niepewne lub niedokładne dane mogą być reprezentowane przez funkcje przynależności zawierające odpowiednio określone stopnie przynależności. Stopnie przynależności mogą reprezentować górne i dolne wartości dla wskaźników awaryjności i czasów napraw [9, 124].

1.3. Zagadnienia optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej

Istotnym zagadnieniem związanym z eksploatacją elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych jest optymalizacja konfiguracji dla występujących lub planowanych warunków pracy tych sieci. Publikowane wyniki badań podawane w literaturze [5, 6, 51, 53, 65, 66, 85, 93, 94] świadczą o tym, iż wykorzystanie metod optymalizacji do tego rodzaju zagadnień umożliwia nawet kilkunastoprocentowe zmniejszenie strat technicznych.

Bardzo ważnym zadaniem, związanym z zagadnieniem wyboru konfiguracji pracy, są obliczenia strat mocy i energii w układach elektroenergetycznych. W literaturze przedmiotu, m.in. w pracach [88, 91, 113], znaleźć można opis metod umożliwiających obliczanie strat technicznych dla prostych oraz złożonych struktur sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej. W rozległych sieciach elektroenergetycznych do szacowania strat technicznych znajdują zastosowanie m.in. równania regresji liniowej oraz nieliniowej [88, 113].

Wyniki szczegółowych badań i analiz w zakresie metod matematycznych estymacji strat mocy i energii w wiejskich sieciach dystrybucyjnych wraz z analizą problemu strat technicznych w rzeczywistych strukturach sieciowych przedstawiono w pracach [108, 112, 113], w których zawarto m.in. opis metod, takich jak: zmodyfikowana metoda rezystancji równoważnych oraz metoda probabilistyczna.

Metodę rezystancji równoważnych można stosować w przypadku sieci składającej się z linii i podłączonych do niej stacji transformatorowych, a także może być ona stosowana do dużego zbioru sieci rozdzielczych rejonu lub zakładu energetycznego [113]. Określenie tradycyjnymi metodami deterministycznymi strat mocy i energii w terenowych sieciach elektroenergetycznych (np. zasilających dużą liczbę wsi) może być bardzo pracochłonne. Rozwiązaniem tego problemu może być wykorzystanie modelu probabilistycznego statystycznego wyboru minimalnego podzbioru opisującego cały zbiór, składający się z kilkudziesięciu do kilkuset sieci niskiego napięcia [113].

W literaturze (zarówno krajowej, jak i anglojęzycznej) można także znaleźć wiele prac poświęconych problematyce optymalizacji konfiguracji systemów elektroenergetycznych. Problem ten nazywany jest również zadaniem rekonfiguracji sieci. Rekonfiguracja sieci jest związana z wyznaczeniem planu czynności łączeniowych zmieniających konfigurację pracy sieci.

Z matematycznego punktu widzenia, problem wyboru optymalnej konfiguracji sieci rozdzielczej można przedstawić jako zadanie transportowe częściowo dyskretne lub całkowicie dyskretne. Zadanie optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych można rozwiązać wykorzystując metody programowania matematycznego lub specjalistyczne metody heurystyczne. Metody programowania matematycznego, ze względu na ich złożone algorytmy, mogą być stosowane do zadań o niewielkiej liczbie węzłów sieciowych [83, 85].

Sieci rozdzielcze SN (6, 15, 20 kV) budowane w większości jako zamknięte (wielowęzłowe i wielooczkowe), są w praktyce odpowiednio dzielone, tak aby

linie wychodzące z każdej stacji 110 kV/SN miały postać torów otwartych, wielokrotnie obciążonych, w ogólnym przypadku rozgałęzionych. Podziały sieci są realizowane przez otwarcie rozmieszczonych w sieci łączników: odłączników, rozłączników liniowych w sieciach napowietrznych oraz wyłączników lub rozłączników w stacjach przelotowych SN/nn sieci napowietrznych i kablowych.

W związku z powyższym układ pracy sieci zależy od rozmieszczenia w niej tzw. punktów rozcięć (wynikających ze stanu pracy łączników). Każdemu poprawnemu (ze względu na ograniczenia techniczne) rozmieszczeniu punktów rozcięć w sieci odpowiadają inne szczytowe straty mocy czynnej.

Optymalizacja układów pracy sieci polega na znalezieniu w jej strukturze takiego rozmieszczenia punktów rozcięć, przy którym funkcja celu osiąga minimum. Tak sformułowane zadanie optymalizacji można rozwiązać metodą kombinatoryczną podziału i ograniczeń. Jednak zastosowanie tej metodyki dla złożonych i rozległych sieci SN o potencjalnie dużej liczbie możliwych punktów rozcięć byłoby bardzo pracochłonne. Z powyższych względów do optymalizacji układów pracy sieci SN są stosowane metody heurystyczne (algorytmy przybliżone), które są mniej pracochłonne, ale nie zapewniają uzyskania optimum globalnego, natomiast znajdują rozwiązania suboptymalne, wystarczające z praktycznego punktu widzenia [83, 85].

Przykładami metod heurystycznych stosowanych w celu rozwiązywania problemu optymalizacji konfiguracji sieci dystrybucyjnych są m.in. algorytm rozptylowy, algorytm cykli i kar, algorytm CORALI oraz metoda symulowanych zmian punktów rozcięć [83, 85, 171].

Ostatnia z wymienionych jest to stosunkowo niedawno opracowana metoda, która charakteryzuje się mniej złożonym algorytmem optymalizacyjnym niż algorytmy cykli i kar, oraz CORALI. Jak wynika z pracy [171], skuteczność tej metody potwierdzono na przykładzie optymalizacji układu rozległej sieci napowietrzno-kablowej 15 kV w jednej ze spółek dystrybucyjnych. W metodzie tej zakłada się, że zmianę rozptywu mocy w linii spowodowaną przez zmianę punktu rozcięcia można uzyskać wprowadzając do zacisków wybranego otwartego łącznika zmianę mocy ze znakiem dodatnim do węzła od strony łącznika, który zostanie otwarty, i znakiem ujemnym do drugiego z węzłów rozdzielonych punktem rozcięcia. Metoda rozptylowej symulacji zmiany punktu rozcięcia w sieci umożliwia przyjęcie jako zmiennych niezależnych funkcji celu zmian mocy czynnej wprowadzanej do węzłów w punktach rozcięć. W tym przypadku zadanie optymalizacji układów pracy sieci sprowadza się do optymalizacji zmian mocy czynnej w punktach rozcięć, symulujących zmiany tych punktów [171].

W literaturze przedmiotu można także odnaleźć metody rekonfiguracji sieci wykorzystujące algorytmy obliczeniowe, przy opracowywaniu których prowadzono obserwacje procesów biologicznych [5, 51, 57, 65, 66, 67, 173]. Przykładem tego jest praca [65], która dotyczy zastosowania sztucznej sieci neuronowej do rozwiązywania problemu rekonfiguracji sieci, w celu zmniejszania strat mocy w sieciach dystrybucyjnych. Sztuczne sieci neuronowe stanowią dobre narzędzie w rozwiązywaniu problemów z natury nieliniowych. Model obliczeniowy opisany

w pracy [66] jest oparty na sieci neuronowej wielowarstwowej, wykorzystującej w procesie uczenia algorytm propagacji wstecznej. Opracowane modele określają optymalne strategie sterowania łącznikami w punktach zasilania sieci w celu zmniejszania strat mocy. Proponowana metoda testowana była na 16-węzłowym systemie testowym. Uzyskane rezultaty wskazują, że rozwinięte modele z wielowarstwowymi sieciami neuronowymi mogą dostarczyć przydatnych prognoz optymalnych zmian w konfiguracji sieci dla planowych zmian w strukturze obciążeń, gdyż umożliwiają uzyskanie porównywalnych wyników z metodami programowania kwadratowego oraz metodą symulowanego wyżarzania.

W pracach [117, 118, 119] przedstawiono zastosowanie adaptacyjnych technik ewolucyjnych w zadaniu optymalizacji konfiguracji sieci elektroenergetycznych wielokrotnie zamkniętych 110 kV. Sformułowano problem optymalizacji konfiguracji sieci 110 kV, ze szczególnym uwzględnieniem postaci funkcji kryterialnych oraz warunków ograniczających. Przedstawiono postacie funkcji celu, zarówno dla przypadku optymalizacji jedno-, jak i wielokryterialnej. W zbiorze warunków ograniczających główną uwagę zwrócono na wymagania prądowe i napięciowe, kryteria niezawodnościowe, kryteria zwarciove oraz wymagania w zakresie równowagi statycznej i dynamicznej. Rozpatrzono wpływ generacji rozproszonej na strukturę i konfigurację sieci 110 kV.

Ważnym zagadnieniem w eksploatacji sieci dystrybucyjnych jest także zarządzanie pracą tych sieci w stanach awarii. Pomimo wysokiego stopnia wykorzystania automatyzacji i techniki informatycznych przez operatorów systemów dystrybucyjnych, analiza stanów awaryjnych jest nadal ważnym i aktualnym zagadnieniem.

Rozróżnia się następujący ogólny podział metod lokalizacji uszkodzeń w sieciach elektroenergetycznych [136]:

- metody lokalizacji odcinkowej,
- metody lokalizacji punktowej.

W okresie wcześniejszym (również obecnie przy niewykorzystywaniu systemów autodiagnostycznych) celem lokalizacji odcinkowej w układach pierścieniowych lub magistralnych sieci kablowych SN było umożliwienie pomiarowej lokalizacji punktowej uszkodzenia w linii za pomocą lokalizatorów statycznych oraz wykonanie przełączeń, zapewniających zasilanie wszystkich stacji SN/nn. Rozróżnić można następujące sposoby realizacji lokalizacji odcinkowej:

- wykonywanie pomiaru izolacji,
- stosowanie sygnalizatorów przepływu prądu zwarciovego,
- wykonywanie łączy próbnych.

Obecnie ważnym krokiem w działaniach zmierzających do przywrócenia dostaw energii po wystąpieniu awarii jest analiza informacji o działaniu automatyki zabezpieczeniowej (informacje o działaniu przekaźników zabezpieczeniowych i wyłączników automatycznych), które to informacje są pomocne do wstępnego określania miejsc wystąpienia awarii w sieciach dystrybucyjnych. Nie zawsze jednak operator dysponuje pewną i wystarczającą informacją. Po wystąpieniu awarii wywołanej przez zaistniałe zwarcie albo uszkodzenie związane z przecią-

żeniem, wadliwe elementy muszą zostać zlokalizowane i odłączone od reszty systemu [133, 134, 135]. Ważnym zadaniem operatora jest odpowiednie zinterpretowanie sygnałów związanych z zadziałaniem urządzeń zabezpieczeniowych i monitorujących [87].

Przy diagnozowaniu zaistniałych awarii bardzo pomocne mogą być nowoczesne technologie komputerowe, takie jak: systemy SCADA, które mogą być wykorzystane w celu diagnozowania anomalii poprzez analizę informacji pochodzących z różnych sensorów [13, 24, 87, 176].

Systemy dyspozytorskie SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) są podstawowym narzędziem do zarządzania pracą sieci w czasie rzeczywistym w sposób efektywny, z zachowaniem niezawodności dostarczania energii elektrycznej i właściwej jakości energii. Ich główne funkcje obejmują zbieranie aktualnych danych (pomiarów), ich wizualizację, sterowanie procesem, alarmowanie oraz archiwizację danych.

W ramach realizacji niniejszej pracy autor dokonał analizy literatury dotyczącej zagadnień eksploatacji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych oraz informacji pochodzących z ośrodków dyspozytorskich zakładów energetycznych. Na podstawie wykonanej analizy autor zauważył potrzebę opracowania metod wspomagających pracę operatorów złożonych elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, ze szczególnym uwzględnieniem stanów awarii (obejmujących w skutkach rozległe fragmenty sieci). Głównym zadaniem tych metod byłoby szybkie (do wykorzystania w systemie *online*) wyznaczanie zastępczych poawaryjnych konfiguracji sieci dystrybucyjnych i poprzez to efektywne i racjonalne wykorzystanie dostępnej infrastruktury sieciowej w celu zmniejszania czasów przerw w zasilaniu odbiorców w energię elektryczną.

Autor pracy skupił się na rozwiązaniu zadania optymalizacji poawaryjnych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w sytuacji znanej lokalizacji uszkodzonego elementu sieci, która to informacja może być uzyskana na przykład przy wykorzystaniu funkcji monitorujących oraz autodiagnostycznych systemów zarządzania sieciami dystrybucyjnymi energii elektrycznej.

Przedstawiony w rozdziale 8 niniejszej pracy opracowany przez autora „algorytm ewolucyjny współpracujący z systemem klasyfikującym”, wspomagający sposób prowadzenia odnowy poawaryjnej, może być zintegrowany z systemami SCADA, które wykorzystywane są w centrach dyspozytorskich elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. SCADA jest to system, który pełni rolę nadrzędną w stosunku do sterowników obiektowych i innych urządzeń. Obiektowe urządzenia telemechaniki (sterowniki) służą do przekształcania i przekazywania na odległość informacji synoptycznej i przyjmowania poleceń sterowniczych pomiędzy centrum nadzoru i urządzeniami technicznymi. Sterowniki połączone są bezpośrednio z urządzeniami wykonawczymi (wyłączniki, odłączniki itp.) i pomiarowymi (pomiar prądu, napięcia, itp.) i zbierają aktualne dane z obiektu oraz wykonują automatyczne algorytmy sterowania i regulacji. Za pośrednictwem tych urządzeń dane trafiają do systemu komputerowego i tam są archiwizowane.

Operatorzy systemów SCADA zadają generalne parametry procesu lub prowadzą proces w trybie ręcznym; systemy te umożliwiają m.in. bieżący nadzór i zarządzanie pracą sieci.

Manipulacje łączeniowe w sieci SN, których celem jest odłączenie uszkodzonego fragmentu sieci lub elementu, w większości przypadków są prowadzone ręcznie przez pogotowia energetyczne. Czas przywrócenia zasilania odbiorcom przyłączonym do sieci pozostałej po wyeliminowaniu fragmentu uszkodzonego jest stosunkowo długi. Rozwiązaniem skracającym czas przerw w dostawie energii elektrycznej może być instalowanie wskaźników przepływu prądu zwarciovego (ziemno-zwarciovego). W elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych SN eksperymentuje się także wdrażanie: automatyki zabezpieczeniowej eliminującej uszkodzony fragment, oraz zdalnego sterowania łącznikami z punktu dyspozytorskiego.

W literaturze publikowane są także metody wykorzystujące sztuczne sieci neuronowe do diagnozowania stanów awaryjnych w systemach dystrybucyjnych [1, 14]. Podejście oparte na sztucznych sieciach neuronowych charakteryzuje się zdolnościami dotyczącymi dynamicznego modelowania zachowania elementów wyposażenia układów elektroenergetycznych.

Praca [24] zawiera opis koncepcji systemu ekspertowego, którego zadanie polega na diagnozowaniu w czasie rzeczywistym, występujących awarii. Wymieniony system wykonuje diagnozę poprzez analizę przyczynowo-skutkową zaistniałych w sieci zdarzeń, heurystyczną wiedzę oraz przeprowadza pomocnicze testy poprawności pracy wybranych urządzeń, co pozwala na określenie prawdopodobnych przyczyn awarii. Stany przełączników zabezpieczeniowych i wyłączników automatycznych wyrażone są poprzez opis matematyczny. Metoda może być wykorzystana do diagnozowania skomplikowanych stanów awaryjnych sieci dystrybucyjnych, oraz pozwala określać prawdopodobne miejsca uszkodzeń i wadliwe działanie urządzeń systemów zabezpieczeniowych stacji zasilających sieci dystrybucyjne.

Zadanie przywracania zasilania w złożonych elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych wiąże się z odszukiwaniem zastępczych poawaryjnych konfiguracji sieci. Problem staje się bardziej złożony, gdy awarie obejmują swymi skutkami znaczne fragmenty sieci dystrybucyjnych. Obecnie, techniki informatyczne dostarczają operatorom dystrybucyjnych możliwości monitoringu oraz zdalnego sterowania aparaturą łączeniową. Po wstępnej diagnozie awarii, wykonywane są badania w miejscu zainstalowania urządzenia. Uszkodzony element sieci musi zostać odłączony oraz muszą być wyznaczone zastępcze elementy, które mogą umożliwić przywrócenie dostaw energii dla jak największej liczby odbiorców. Przy awariach sieci dystrybucyjnych, układy zdalnego sterowania aparaturą łączeniową mogą być wykorzystane w celu tworzenia poawaryjnych konfiguracji sieci [29].

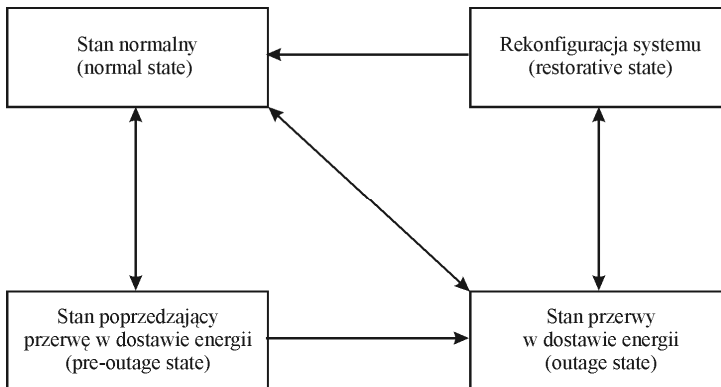
Po zidentyfikowaniu miejsca awarii potrzebny jest plan rekonfiguracji sieci. Jeżeli struktura oraz przepustowość sieci na to pozwalają, możliwe jest pełne lub częściowe przywrócenie dostaw energii. W celu wspomagania operatorów podczas awaryjnych stanów sieci, w przeszłości wykorzystywano scenariusze postę-

powania opracowane dla pewnych wybranych szczególnych przypadków awarii. W przypadku jednak złożonych systemów dystrybucji nie jest możliwe opracowanie takich scenariuszy dla wszystkich możliwych awarii lub stanów przeciążeniowych w sieci [137].

Takie scenariusze bazują na pewnych przyjętych danych wejściowych dotyczących struktury sieci, jak również określonych warunków obciążeniowych. W sieciach dystrybucyjnych obciążenia zmieniają się, sieci te mogą też być sukcesywnie modernizowane i rozbudowywane, w związku z powyższym stwarza to duże trudności w opracowywaniu i wykorzystywaniu tego rodzaju scenariuszy [135, 136, 137]. W sytuacjach awaryjnych stanów pracy sieci rozdzielczych, potrzebne są szybkie decyzje dotyczące zmian w konfiguracji tych sieci.

W niniejszej pracy w rozdziałach siódmym oraz ósmym przedstawiono opracowaną przez autora metodę szybkiego wyznaczania zastępczych (w stanach awarii) konfiguracji sieci dystrybucyjnych, opartą o wykorzystanie algorytmu ewolucyjnego oraz systemu klasyfikującego.

Na rysunku 1.2 pokazano cztery podstawowe stany pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej oraz możliwe przejścia pomiędzy tymi stanami. W normalnym stanie pracy rekonfiguracja sieci może być wykorzystana do minimalizacji strat i wyrównywania obciążeń.



Rys. 1.2. Podstawowe stany pracy systemu dystrybucyjnego, wg [29]

Na rysunku 1.2 wyszczególniono także stan poprzedzający stan przerwy w dostawach energii. Zachodzi on wtedy, kiedy element sieci może ulec przeciążeniu i wskutek tego awaryjnemu wyłączeniu, i wówczas jest możliwość podjęcia działań zapobiegawczych, pozwalających utrzymać normalny stan pracy systemu dystrybucji. W literaturze anglojęzycznej można odnaleźć prace dotyczące problematyki przywracania dostaw energii w stanach awaryjnych systemów dystrybucji [4, 6, 29, 173]. Jest to ważny problem dotyczący pewności dostaw energii i lepszego wykorzystania infrastruktury sieciowej. Ważnym dla operatorów zadaniem jest wyznaczenie w szybki sposób wykonalnego planu przywracania dostaw energii dla odbiorców, przy uwzględnieniu m.in. kryteriów, takich jak [4, 6, 29, 173]:

- minimalizacja liczby odbiorców pozbawionych dostaw energii (ze szczególnym uwzględnieniem odbiorców o wysokich wymaganiach co do pewności dostaw energii),
- minimalizacja liczby czynność łączeniowych prowadzących do zastępczej konfiguracji sieci dystrybucyjnych,
- minimalizacja czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w energię elektryczną.

Przy określaniu poawaryjnych konfiguracji ważne są inne kryteria, niż podczas optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnych w normalnych stanach pracy. Kryteria dotyczące na przykład minimalizacji strat technicznych albo wyrównywania obciążeń zwykle są mniej ważne w sytuacjach przerw w zasilaniu odbiorców w energię elektryczną. W stanach awaryjnych operatorzy sieci dystrybucyjnych dopuszczają niekiedy nieznaczne przekroczenia wartości wielkości określających jakość energii. Dopuszczalne są m.in. nieco większe odchylenia napięć (od napięcia znamionowego) w węzłach sieci. Możliwe jest również okresowe przeciążanie elementów sieci (np. transformatory), przy uwzględnieniu dopuszczalnych stopni przeciążenia.

Przy rozwiązywaniu rozpatrywanego problemu, w literaturze podaje się m.in. następujące podejścia metodologiczne [4, 6, 29, 46, 134, 135, 136, 173, 177]:

- poszukiwanie heurystyczne,
- metody wykorzystujące algorytm minimalnych ścieżek,
- metody programowania całkowitoliczbowego,
- metody symulowanej ewolucji.

Metody heurystyczne pozwalają dla niezłożonych sieci dystrybucyjnych o niewielkiej liczbie węzłów, na określenie scenariuszy postępowania dla zdecydowanej większości możliwych do wystąpienia awarii [134, 135, 136]. W przypadku systemów dystrybucyjnych o znacznej liczbie węzłów stosowane są metody wprowadzające pewne założenia ograniczające przestrzeń rozwiązań, co skutkuje znaczną redukcją procesu obliczeniowego, ale często powoduje odszukiwanie jedynie rozwiązań suboptymalnych, które w większość przypadków są satysfakcjonujące ze względów praktycznych. Efektywne algorytmy wspomagające operatorów systemów dystrybucyjnych w zagadnieniach przywracania pracy sieci dystrybucyjnych, mogą przyczyniać się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa systemu oraz lepszego wykorzystania infrastruktury sieci dystrybucyjnych [45, 46, 48, 140, 173].

W literaturze przedmiotu dotyczącej zagadnień rekonfiguracji sieci elektroenergetycznych można odnaleźć publikacje dotyczące wykorzystania strategii ewolucyjnych oraz algorytmów genetycznych [5, 6, 46, 57]. Przykładem tego jest praca [6], w której problem przywracania dostaw energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych rozwiązany jest przy zastosowaniu ewolucyjnej strategii oraz przy wykorzystaniu zbiorów rozmytych. Do sformułowanego modelu obliczeniowego włączono warunki ograniczające, dotyczące: promieniowej konfiguracyjnej struktury sieci, jak również uwzględniono tutaj ograniczenia związane z kolejnością czynności łączeniowych. Alternatywne warianty rozwiązań mogą zawierać różne liczby otwartych wyłączników albo wykorzystywać różne warianty pracy połączeń podstawci.

W zastosowanej ewolucyjnej metodzie stany pracy elementów sieci opisano zmiennymi logicznymi. Kryteria, które brano pod uwagę to minimalizacja liczby wykonanych przełączeń, minimalizacja odchyień napięcia, ilości odcinków linii pod obciążeniem, oraz przywrócenie zasilania w jak najkrótszym czasie jak największej liczbie odbiorców. Do zamodelowania wielokryterialnej funkcji celu użyto logiki rozmytej.

Praca [57] przedstawia metodę wykorzystującą algorytm genetyczny, w której zapis konfiguracji sieci wykonano w postaci ciągów zerojedynkowych określających stany poszczególnych przełączników w układzie sieci. Algorytm przy znanej strukturze i parametrach sieci oraz przy znajomości obciążeń poszczególnych węzłów sieci umożliwia wyznaczenie scenariuszy czynności łączeniowych przywracających pracę sieci. Do cech algorytmu należało: odszukiwanie układu pracy sieci, przy jak najmniejszej ilości przełączeń, umożliwiającej uzyskanie rozptyłów mocy minimalizujących straty mocy.

Interesujące podejście metodologiczne dla rozwiązywania problemu przywracania pracy w systemach dystrybucji zawarto w pracy [46], która dotyczy zastosowania równoległego algorytmu genetycznego. Zastosowanie efektywnych procedur obliczeniowych dotyczących problemu wyznaczania zastępczych konfiguracji systemu dystrybucji pozwala na szybkie formułowanie planów rekonfiguracji nawet złożonych struktur sieciowych. Celem algorytmu jest m.in. określenie odpowiednich konfiguracji głównych stacji zasilających system dystrybucyjny.

W pracach [9, 69, 93] podejmowane są także próby wykorzystania do rozwiązywania problemów rekonfiguracji sieci modyfikacji algorytmów ewolucyjnych opracowanych dla zadań wielokryterialnych. Modyfikacje te dotyczą rozwijanych specjalizowanych metod kodowania, metod reprodukcji opartych na dominacji oraz stosowania podejścia koewolucyjnego. Aktualnie trwają badania nad rozwojem zastosowań metodyki symulowanej ewolucji w zakresie planowania rozwoju i zarządzania pracą elektroenergetycznych systemów dystrybucji. Praca autora wpisuje się w rozwój tego rodzaju metod obliczeniowych zawierając jednocześnie własne innowacyjne propozycje rozwiązań (dotyczące metody wykorzystującej system klasyfikujący współpracujący z algorytmem ewolucyjnym), które szczegółowo scharakteryzowano w rozdziałach 7 oraz 8.

1.4. Najważniejsze wnioski

W niniejszym rozdziale przedstawiono charakterystykę wybranych ważnych problemów związanych z metodyką oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN i optymalizacją pracy tych sieci. Przedstawiono porównanie możliwości i ograniczeń analitycznych i symulacyjnych metod oceny niezawodności złożonych strukturalnie sieci elektroenergetycznych.

Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, iż możliwe i użyteczne jest zastosowanie metod (wykorzystujących algorytmy ewolucyjne), które oprócz oceny niezawodności analizowanych układów sieci elektroenergetycznych umożliwiają także optymalizację poziomu niezawodności tych układów.

Autor niniejszej pracy udowadnia, iż istnieje potrzeba opracowania efektywnej metody wyznaczania konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN w stanach awarii, uwzględniającej wszystkie kryteria zapewniające najbardziej racjonalne wykorzystanie infrastruktury sieciowej.

Przykładem takich struktur są miejskie sieci średniego napięcia. Istniejące połączenia między poszczególnymi węzłami zasilającymi i rozdzielczymi w takich sieciach, stwarzają duże możliwości wyboru konfiguracji pracy sieci dystrybucyjnych dla warunków normalnych, a także awaryjnych. Na podstawie zgromadzonych informacji oraz wykonanych badań autor opracował metodę optymalizacji poawaryjnych konfiguracji złożonych sieci dystrybucyjnych (opartą o algorytm ewolucyjny oraz system klasyfikujący). Ważną cechą metody jest możliwość analizowania wpływu scenariuszy przywracania dostaw energii elektrycznej na niezawodność zasilania odbiorców.

W rozdziałach 4 i 6 pracy przedstawiono porównanie możliwości i ograniczeń w zastosowaniu metod analitycznych i symulacyjnych oceny niezawodności układów elektroenergetycznych. Opisane w tych częściach pracy metody (zwłaszcza metody symulacyjne) umożliwiają obliczanie wielkości określających niezawodność elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej i jej elementów. Znajomość wartości tych wielkości umożliwia stworzenie listy elementów sieci, których awaria w rozpatrywanym okresie jest najbardziej prawdopodobna (niekorzystne wartości współczynników niezawodności wynikające z długiego okresu eksploatacji). Informacje te mogą być następnie wykorzystane w procesie tworzenia zastępczych konfiguracji sieci dla określonych wybranych przypadków awarii.

W związku z powyższym ocena niezawodności sieci dystrybucyjnej i jej elementów (jedna z wybranych metod) może stanowić pierwszy etap procesu obliczeniowego umożliwiającego efektywne formułowanie zastępczych konfiguracji sieci (dla założonych warunków pracy) przy wykorzystaniu systemu klasyfikującego oraz algorytmu ewolucyjnego jak przedstawiono to w rozdziale 8 pracy.

Problematyka niniejszej pracy w istotny sposób związana jest z tematyką funkcjonalności zawansowanych informatycznych systemów zarządzania, przeznaczonych do wykorzystania w tzw. sieciach inteligentnych [45, 95, 97, 98, 144, 174, 178]. Sieci inteligentne polegają na wykorzystaniu technologii informatycznych wspomagających procesy sterowania funkcjonowaniem elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Do zasadniczych cech sieci inteligentnych zalicza się m.in. wczesne identyfikowanie stanów pracy nienormalnej, co powinno przyczyniać się do zmniejszania częstości awarii i przerw w zasilaniu, dzięki łatwiejszej lokalizacji i szybszej reakcji restytucyjnej, oraz maksymalizację efektywności energetycznej. Biorąc pod uwagę aktualne treści prezentowane w publikacjach naukowo-technicznych stwierdzić można, iż istnieją duże możliwości w zakresie wydajniejszego wykorzystania infrastruktury sieciowej na drodze automatyzacji, monitorowania, zarządzania informacją. Zmiany te są szczególnie ważne dla sieci dystrybucyjnych, które uwzględniając aktualne trendy światowe ewoluują w kierunku sieci inteligentnych [31, 97, 98, 144, 174, 178].

Przedstawiona w niniejszej pracy metoda optymalizacji procedur przywracania zasilania w warunkach awaryjnych pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych, może być wykorzystana jako jeden z pakietów systemów informatycznych wspomagających zarządzanie systemami dystrybucyjnymi, i dedykowana jest w szczególności sposobowi optymalizacji poawaryjnych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN. Ponadto opracowane procedury tworzenia alternatywnych konfiguracji sieci zwiększających efektywność wykorzystania infrastruktury sieciowej, mogą być także spożytkowane w inteligentnych systemach energetycznych do optymalizacji jakości i wydajności pokrywania potrzeb energetycznych zasilanych obiektów.

2. CEL I UKŁAD PRACY

2.1. Podstawowe cele rozprawy

Niniejsza praca dotyczy problematyki oceny poziomu niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN oraz przedstawia możliwości wykorzystania metod symulowanej ewolucji do optymalnego zarządzania infrastrukturą elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej.

W pracy przeanalizowano możliwości i ograniczenia analitycznych i symulacyjnych metod oceny niezawodności złożonych układów sieci elektroenergetycznych.

Najważniejszym celem pracy było opracowanie nowych metod do optymalizacji procedur przywracania zasilania w awaryjnych warunkach pracy systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej. Nowe proponowane metody oparte są na algorytmach tzw. symulowanej ewolucji, do których zalicza się algorytmy genetyczne i ewolucyjne oraz systemy klasyfikujące uczące się.

Zgodnie z przedstawionym powyżej celem sformułowane zostały następujące cele rozprawy:

1. Z analizy aktualnej problematyki eksploatacji elektroenergetycznych układów sieci dystrybucyjnych wynika m.in., iż istnieje potrzeba opracowywania efektywnych metod oceny niezawodności tych sieci oraz optymalizacji ich pracy w stanach awarii. Opracowane metody i ich aplikacje powinny umożliwiać efektywne i racjonalne wykorzystanie istniejącej i planowanej infrastruktury sieciowej.
2. Istnieje możliwość wykorzystania metody opartej na algorytmie ewolucyjnym do optymalizacji poawaryjnych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, przy uwzględnieniu następującego zbioru kryteriów: minimalizacja liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci, maksymalizacja poziomu niezawodności dostaw energii odbiorcom, minimalizacja odchyłeń napięcia w węzłach sieci, minimalizacja strat technicznych w analizowanym systemie dystrybucyjnym, minimalizacja współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci, zapewnienie zasilania jak największej liczbie odbiorców (jeżeli struktury i parametry sieci, to umożliwiają to poszukiwana jest konfiguracja przywracająca zasilanie wszystkim odbiorcom).
3. Opracowany algorytm ewolucyjny może być wykorzystany jako element bardziej złożonej metody opartej na zastosowaniu systemu klasyfikującego uczącego się, umożliwiającego efektywne wyznaczanie zastępczych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN w stanach awarii.

Problematyka niniejszej pracy w istotny sposób związana jest z tematyką opracowywania zaawansowanych informatycznych systemów zarządzania, wykorzystywanych w tzw. sieciach inteligentnych. Sieci inteligentne wykorzystują efektywne metody i narzędzia do konfiguracji rozpyły mocy dla zwiększenia niezawodności przy wykorzystaniu zaawansowanej automatyki dla zapewnienia cech samonapra-

wialności oraz umożliwiają bardziej efektywną eksploatację urządzeń. Uzyskane w ramach wykonanych badań rezultaty, w postaci opracowanych procedur tworzenia najefektywniejszych dla zaistniałych warunków pracy konfiguracji urządzeń sieciowych, można wykorzystać jako element dużo bardziej złożonych systemów informatycznych wykorzystywanych w sieciach inteligentnych.

Według poglądów prezentowanych w literaturze przedmiotu zastosowanie zintegrowanych systemów informatycznych wspomagania zarządzania siecią (dotyczy to zarówno sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej) doprowadzić ma do zoptymalizowania procesów operatora systemu i w efekcie do osiągnięcia wymaganego poziomu usług przy minimalizacji nakładów na utrzymanie sieci i urządzeń w stanie gwarantującym dostarczanie energii elektrycznej o wymaganych parametrach, w ilości zapotrzebowanej przez odbiorców.

2.2. Układ pracy

Pracę podzielono na dziewięć rozdziałów, przy czym rozdział drugi zawiera najważniejsze cele pracy, natomiast rozdział dziewiąty stanowi podsumowanie wyników badań zaprezentowanych w pracy.

Na wstępie przedstawiono przegląd aktualnej problematyki eksploatacji sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem problemów niezawodności pracy tych sieci.

W dalszej części pracy zamieszczono charakterystykę analitycznych metod oceny niezawodności złożonych systemów technicznych. Przedstawiono najważniejsze cechy i ograniczenia tych metod. W kolejnym, szóstym rozdziale pracy, scharakteryzowano wybrane metody symulowanej oceny niezawodności złożonych systemów elektroenergetycznych. W tej części pracy zawarto również opis metody strukturalnej oceny niezawodności układów sieci elektroenergetycznych opracowanej przez autora.

Wyniki wykonanych przez autora badań zaprezentowano w rozdziałach siódmym oraz ósmym. Przedstawione w tych rozdziałach metody oraz opisy procedur obliczeniowych mogą być wykorzystane – zdaniem autora – w informatycznych systemach zarządzania i wspomagania pracy operatorów złożonych systemów sieci dystrybucyjnych, ze szczególnym uwzględnieniem awaryjnych stanów pracy.

W przypadku rozległych i złożonych systemów dystrybucyjnych (np. miejskie sieci SN) o dużej liczbie elementów, w stanach awarii mogą istnieć możliwości przywracania zasilania części lub wszystkim odbiorcom poprzez czynności łączeniowe, zmieniające konfigurację pracy sieci dystrybucyjnych. Metoda zaproponowana przez autora ma za zadanie zapewnienie operatorom sieci dystrybucyjnych w stanach awarii optymalnych (ze względu na założone kryteria) scenariuszy czynności łączeniowych, przy uwzględnieniu m.in. następujących kryteriów: minimalizacja kosztów związanych z niedostarczoną energią elektryczną, minimalizacja czasów trwania przerw w zasilaniu odbiorców, minimalizacja liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci, zapewnienie zasilania jak największej liczbie odbiorców, minimalizacja odchyień napięcia w węzłach sieci.

Przy tworzeniu opracowanej przez autora metody wykorzystano podstawy teoretyczne genetycznego systemu uczącego się. Takie podejście pozwala na wykorzystanie wcześniejszych doświadczeń (odnośnie zaistniałych stanów awaryjnych) wynikających z eksploatacji sieci dystrybucyjnej, oraz umożliwia zastosowanie algorytmu ewolucyjnego w celu szybkiego formułowania scenariuszy przywracania zasilania odbiorcom elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

Systemy genetyczne wykorzystują zalety algorytmów genetycznych (których skuteczne działanie w zakresie rozwiązywania problemów optymalizacji potwierdza wiele publikacji naukowych) oraz specjalizowane procedury umożliwiające symulowanie procesu nabywania doświadczeń. Rezultatem tego jest kreowanie zbioru reguł decyzyjnych pozwalających na szybkie odszukiwanie rozwiązań sytuacji problemowych w analizowanych systemach technicznych.

Zaproponowane podejście obliczeniowe charakteryzuje się szybkim uzyskiwaniem rozwiązań (optymalnych lub suboptymalnych, wystarczająco dobrych z praktycznego punktu widzenia) przy mniejszym nakładzie pracy (przygotowanie danych obliczeniowych, złożone i czasochłonne algorytmy obliczeniowe) niż w metodach klasycznych.

Proponowana metodyka może być stosowana w przypadku rozwiązywania problemów optymalizacji pracy (w stanach awaryjnych) bardzo złożonych strukturalnie sieci dystrybucyjnych, w przypadku których optymalizacja przy pomocy tradycyjnych metod jest trudna lub wręcz niemożliwa do realizacji ze względu na dostępny czas trwania obliczeń. Ograniczenie czasu zapotrzebowanego na wykonanie obliczeń dotyczących wyznaczania zastępczych konfiguracji sieci dystrybucyjnych związane jest z minimalizacją czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców.

Autor wykorzystując metody naukowe należące do klasy metod sztucznej inteligencji (algorytmy ewolucyjne oraz system klasyfikujący) zaproponował rozwiązanie problemu optymalizacji poawaryjnych konfiguracji złożonych sieci dystrybucji energii elektrycznej.

Zastosowanie tego rodzaju metod stanowi oryginalny wkład autora do obszaru nauki dotyczącego optymalizacji pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej w stanach awarii.

Przy określaniu poprawności rozwiązań w opracowanej metodzie uwzględniono wymienione poniżej warunki ograniczające, wynikające z wymogów technicznych poprawnej pracy sieci dystrybucyjnej: bilans mocy w węzłach (I prawo Kirchhoffa), II prawo Kirchhoffa, nieprzeciążanie elementów sieci, nieprzekraczanie dopuszczalnych odchyłeń poziomów napięć w węzłach sieci.

Przedstawiona w pracy metodyka optymalizacji konfiguracji sieci dystrybucyjnych (w stanach awarii) może mieć istotne znaczenie w przypadku zarządzania sieciami o złożonych strukturach sieci (zbliżonych do struktur kratowych) stwarzających możliwości wyboru konfiguracji pracy. Proponowana metodyka jest także zgodna z obecnymi trendami naukowo-technologicznymi dotyczącymi idei inteligentnych systemów dystrybucji.

3. STRUKTURA ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Klasyfikacja elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze (dystrybucyjne) stanowią podsystem rozdziału energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Elementami podsystemu rozdziału są sieci o zróżnicowanych strukturach, które to zróżnicowanie wynika z zadań, jakie sieci te mają wypełniać.

Podstawowym zadaniem systemu dystrybucyjnego (rozdzielczego) jest pobranie energii z głównych punktów zasilających (GPZ – tj. punktów wyjścia z sieci przesyłowej) i dostarczenie jej do odbiorców końcowych przy spełnieniu określonych wymagań jakościowych, tzn. zachowaniu dopuszczalnych wartości wskaźników jakościowych odnośnie napięcia, częstotliwości, harmonicznych, migotania itp. [7, 78]. Kryteria wyboru struktury sieci dla danego poziomu napięcia scharakteryzowano szczegółowo m.in. w pracach [82, 84].

Zakłócenia występujące w elementach sieci elektroenergetycznych prowadzą do zaburzeń realizacji ich zadań. Zaburzenia te mają bardzo różne konsekwencje, które są zależne od rodzaju zakłócenia i jego rozprzestrzeniania się w sieci. W składzie struktury sieci dystrybucyjnych można wyróżnić m.in. [82, 83, 90, 91, 99, 100]:

- a) układy ciągów liniowych – magistral prowadzonych między stacjami,
- b) układy magistral z odgałęzieniami,
- c) układy stacji transformatorowo-rozdzielczych zasilających i odbiorczych z wyposażeniem.

Ze względu na sposoby prowadzenia ciągów liniowych między stacjami można rozróżnić następujące struktury:

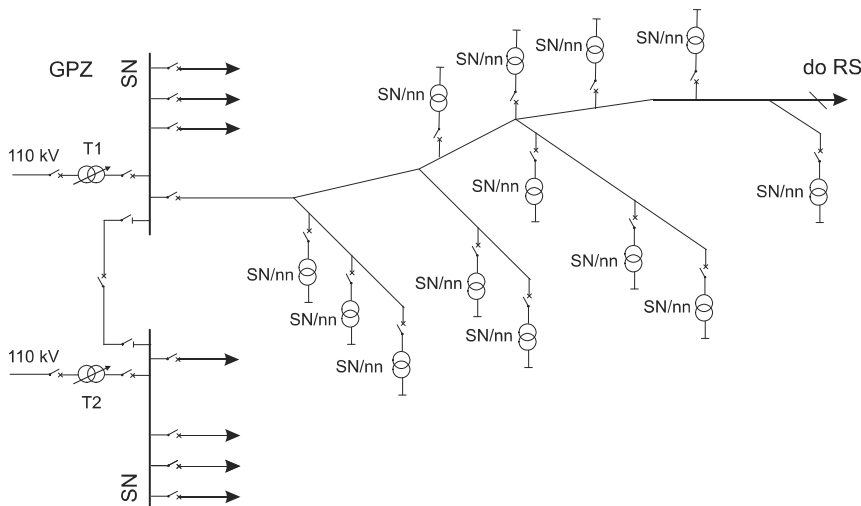
- a) struktura otwarta – w sieciach o takich strukturach istnieje możliwość zasilania stacji odbiorczej z jednej stacji zasilającej,
- b) struktura wielokrotnie zamknięta – w sieciach o takich strukturach stacje odbiorcze mogą być zasilane z kilku stacji zasilających, w takich strukturach można wyodrębnić konfiguracje otwarte.

Przykładem struktury otwartej jest promieniowy układ sieci, który jest zbudowany w taki sposób, że energia elektryczna pobierana jest w jednym punkcie sieci i istnieje tylko jedna droga jej doprowadzania do odbioru, jak to przedstawiono na rysunku 3.1.

Sieci o promieniowej strukturze pozwalają na oszczędności w liczbie urządzeń, ale przy takiej strukturze dystrybucji przy awarii, po zadziałaniu urządzeń automatyki, wyłączone zostają nie tylko uszkodzone elementy sieci, ale także powoduje to przerwy w dostawie energii w obszarach sąsiednich sieci niedotkniętych bezpośrednio skutkami awarii.

Do układów otwartych zalicza się również układy magistralne, w których odbiory rozłożone są wzdłuż jednej linii, zwanej magistralą. W układzie magistrali

SN odbiorami są stacje transformatorowo-rozdzielcze SN/nn. Układy otwarte stosowane są tam, gdzie występują małe wymagania co do pewności dostaw energii przy jednoczesnej dużej niezawodności poszczególnych elementów układu.



Rys. 3.1. Przykład struktury układu promieniowego rozgałęzionego sieci rozdzielczej SN, wg [88]: GPZ – główny punkt zasilający w postaci stacji elektroenergetycznej wysokiego na średnie napięcie o układzie połączeń z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych, T_1 , T_2 – transformatory elektroenergetyczne 110 kV/SN z możliwością zmiany przekładni pod obciążeniem, SN/nn – elektroenergetyczna stacja średniego napięcia na niskie napięcie, RS – elektroenergetyczna stacja rozdzielcza SN

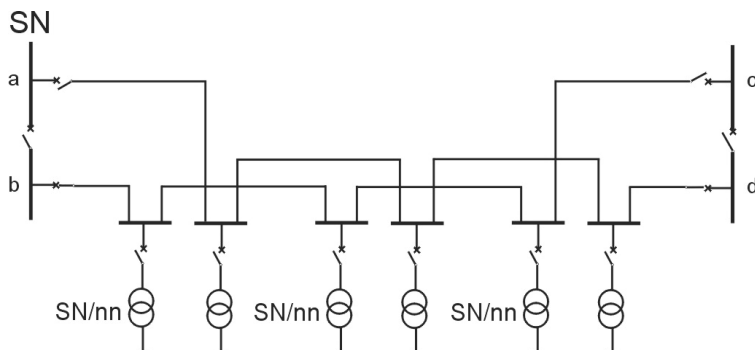
Podstawową cechą i zaletą sieci zamkniętych jest możliwość zasilania każdego z odbiorów z kilku niezależnych źródeł (przynajmniej dwóch). Źródłami tymi mogą być oddzielne stacje zasilające lub sekcje szyn zbiorczych zasilane z oddzielnych transformatorów. Ciągi liniowe w sieciach zamkniętych prowadzone są między niezależnymi źródłami [69, 82, 84, 91]. Sieci o strukturach zamkniętych mogą pracować w konfiguracjach zamkniętych, częściowo otwartych lub otwartych.

Podstawowymi układami sieci o strukturach zamkniętych są [53, 54, 69, 114]:

- układ pętlowy,
- układ dwuliniowy zamknięty,
- układ kratowy,
- ponadto w sieciach przemysłowych stosowane są układy widłowe i trójtransformatorowe, oraz układy kombinowane.

Układy pętlowe tworzone są w ten sposób, że ciągi liniowe z przyłączonymi przelotowo lub doczepowo odbiorcami tworzą pętlę prowadzoną między sekcjami szyn zbiorczych w tej samej stacji lub też między dwiema stacjami [53]. Sieci pętlowe nn i SN pracują w konfiguracjach otwartych, natomiast sieć pętlowa 110 kV pracuje w konfiguracji zamkniętej.

W sytuacjach większych wymagań co do pewności zasilania, niż mogą to zagwarantować układy pętlowe, stosowane są układy dwuliniowe. W układach dwuliniowych każdy odbiór może być zasilany z dwóch źródeł za pomocą niezależnych ciągów liniowych. Układy dwuliniowe stosowane są w sieciach SN i WN do zasilania odbiorów o dużych wymaganiach co do pewności zasilania. Pracują jako zamknięte lub jako otwarte przez wprowadzenie podziałów. Przykład takiego układu pokazano na rysunku 3.2. Przedstawiony układ daje możliwość zasilania odbioru z czterech niezależnych źródeł.



Rys. 3.2. Przykład układu dwuliniowego sieci SN, wg [53], gdzie: a, b, c, d – sekcje dwóch układów szyn zbiorczych tworzących cztery niezależne źródła

Układy kratowe stosowane w miejskich sieciach nn charakteryzują się tym, że energia elektryczna może być dostarczona do każdego z odbiorców z każdego źródła zainstalowanego w sieci. W układach takich linie elektroenergetyczne tworzą siatkę, w węzłach której przyłączone są stacje zasilające. Sieci kratowe mogą pracować jako otwarte lub zamknięte. Konfiguracje otwarte realizuje się przez tzw. rozcinanie boków oczek sieci w miejscach przyłączenia odbioru w złączach dwuwytotowych lub w stacjach transformatorowych SN/nn.

Zważywszy na rolę i zadania elektroenergetycznych sieci rozdzielczych, można wyróżnić następujący podział sieci [53, 69, 82]:

- miejskie,
- terenowe,
- przemysłowe,
- układy specjalne.

Biorąc pod uwagę eksploatowane w kraju i poza jego granicami systemy dystrybucji energii elektrycznej, można zaobserwować, iż mogą one się odróżniać strukturą i wyposażeniem. Istnieją sieci dystrybucyjne z wysokim poziomem bezpieczeństwa i niezawodności systemu, w których wysoki poziom bezpieczeństwa i pewności pracy uzyskuje się poprzez rezerwowanie ważnych elementów systemu oraz stosowanie elementów charakteryzujących się odpowiednio dużą rezerwą dotyczącą ich przepustowości. Może to również prowadzić do stosunkowo niskiego poziomu wykorzystania możliwości systemu przy jego wysokich nakładach inwestycyjnych.

Ważnym zagadnieniem w eksploatacji sieci elektroenergetycznych jest planowanie i optymalizacja rozwoju układów sieciowych. W literaturze dotyczącej tej problematyki znane są różne metody rozwiązywania tego zagadnienia, których opisy można znaleźć m.in. w pracach [8, 21, 23]. Do takich metod zalicza się programowanie nieliniowe, algorytmy heurystyczne, a w ostatnim okresie podejmowane są próby wykorzystania w tym celu algorytmów ewolucyjnych [8, 21, 23, 141, 168].

W wymienionych wcześniej pracach dotyczących problematyki optymalizacji rozwoju układów sieci dystrybucyjnych, wśród podstawowych kryteriów optymalizacyjnych uwzględniane są koszty usuwania awarii oraz koszty niedostarczonej energii. W koncernach energetycznych eksploatujących tysiące ciągów linii kablowych i napowietrznych, dziesiątki tysięcy odcinków linii i innych elementów sieci elektroenergetycznej, problem optymalizacji wydatków na modernizację tych elementów i budowę nowych jest bardzo złożony i nie może zostać rozwiązany za pomocą tradycyjnego programowania całkowitoliczbowego, a algorytmy genetyczne są jedną z propozycji rozwiązywania złożonych problemów decyzyjnych. W pracy [23] minimalizacji podlegają koszty usuwania awarii przeciwstawione kosztom kapitałowym związanym z modernizacją i rozbudową sieci.

Interesujący przykład tego rodzaju podejścia w planowaniu rozwoju sieci rozdzielczych został zaprezentowany także w pracy [168]. W artykule przedstawiono aspekty optymalizacji z zastosowaniem algorytmu genetycznego do odszukiwania optymalnego wariantu rozszerzenia dystrybucyjnej elektroenergetycznej sieci, zapewniającego minimalizację kosztów rozszerzenia sieci rozdzielczej, przy uwzględnieniu odpowiedniego poziomu niezawodności. Zastosowany nieliniowy mieszany optymalizacyjny model umożliwia identyfikację optymalnego rozmieszczenia przyszłych elementów sieci dystrybucyjnych. W dalszej części niniejszego rozdziału przedstawiono charakterystykę sieci dystrybucyjnych miejskich oraz terenowych, a także zawarto wybrane informacje dotyczące sieci przemysłowych [53, 69, 82].

3.2. Struktura i zadania miejskich elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych

Sieciami miejskimi nazywane są sieci zasilające odbiory komunalno-bytowe oraz przemysłowe znajdujące się na terenie miast. W skład sieci miejskiej mogą wchodzić sieci: nn, SN i 110 kV. Decydujący wpływ na strukturę tych sieci mają: gęstość obciążenia, rodzaj odbiorów ze względu na wymaganą pewność zasilania, jak również struktura urbanistyczna rejonów miasta. W przypadku występowania w mieście jednocześnie trzech wymienionych rodzajów sieci, tworzą się złożone struktury pozwalające zapewnić odpowiednią pewność zasilania.

Sieć 110 kV na terenie aglomeracji miejskich jest siecią rozdzielczą, natomiast dla mniejszych ośrodków jest siecią zasilającą. Duże aglomeracje zasilane są z kilku punktów zasilania sieci NN 220 i 400 kV poprzez stacje 400/110 kV lub 220/110 kV oraz lokalnych źródeł energii o mocach nieprzekraczających zwykle 200 MVA [84]. Sieć 110 kV (ze względu na ograniczanie mocy zwarciovych) dzielona jest na sek-

cje, w których może pracować jako zamknięta lub częściowo otwarta. Przy czym podział na sekcje i ich konfiguracja pracy musi uwzględniać zachowanie wymaganej niezawodności i elastyczności sieci.

Struktura sieci i zastosowane w niej układy połączeń zależą od wielkości miasta oraz od obciążenia poszczególnych rodzajów odbiorców. Układy tych sieci, ze względu na ich rolę, muszą charakteryzować się wysokim poziomem niezawodności.

Miejskie sieci rozdzielcze średniego napięcia zasilają transformatory SN/nn zainstalowane w stacjach SN/nn komunalno-bytowych oraz w małych zakładach przemysłowych. Ponieważ sieci te winny charakteryzować się wysokim poziomem niezawodności, buduje się je jako struktury zamknięte o układach [53, 84, 99, 114]:

- a) pętlowym, zasilanym z jednego lub dwóch punktów,
- b) dwuliniowym (dwumagistralnym),
- c) niekiedy w dużych aglomeracji miejskich ich struktura może być zbliżona do struktur kratowych.

Przy wyborze układu sieci bierze się pod uwagę:

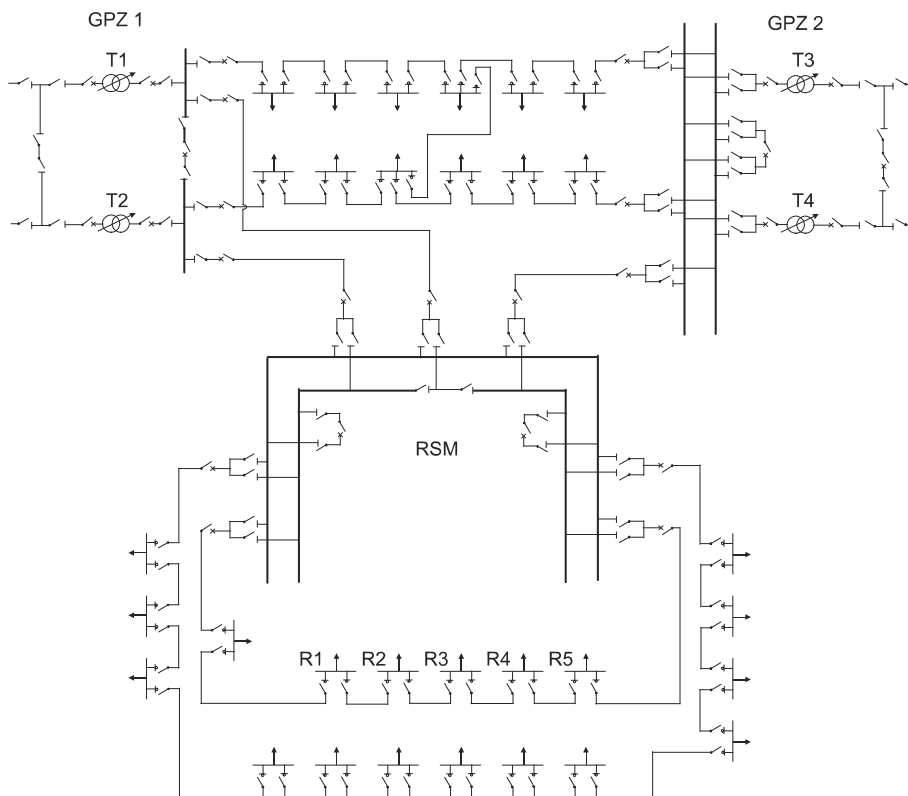
- a) wymagania niezawodnościowe (musi być zapewniona pełna rezerwa zasilania transformatorów SN/nn),
- b) uwarunkowania miejscowe (urbanistyka, rodzaj zasilanej sieci nn, długości ciągów liniowych).

W sieciach miejskich SN, jeżeli nie jest wymagana zwiększona pewność zasilania, stosowane są zwykle układy pętlowe, w których kable dobierane są tak, aby możliwe było jednostronne zasilanie wszystkich węzłów SN/nn zainstalowanych wzdłuż całego ciągu. W sieciach SN wymagających dużej pewności zasilania stosowane są układy dwuliniowe, z których zwykle zasilane są przelotowe stacje dwutransformatorowe. Dużą niezawodność zapewniają stacje SN/nn z zainstalowanymi układami SZR.

W sieciach miejskich SN stosunkowo małych miast (50 tys. mieszkańców) punktami zasilania są przeważanie dwutransformatorowe stacje 110 kV/SN. Natomiast w sieciach miejskich SN dużych aglomeracji, gdzie występują istotne ograniczenia co do możliwości budowy stacji transformatorowo-rozdzielczych, sieć SN zasilana jest z rozdzielni sieciowych miejskich (RSM). Sekcje szyn tych rozdzielni zasilane są liniami średniego napięcia o dużych przekrojach prowadzonych z różnych stacji 110 kV/SN. Przykład rozwiązania takiego układu sieci pokazano na rysunku 3.3. Obecnie istnieje możliwość zastąpienia roli RSM poprzez zastosowanie zasilanych liniami kablowymi 110 kV w izolacji polietylenowej stacji wnetrzowych 110 kV/SN z rozdzielnicami SN w izolacji SF₆ [53, 84, 100].

Biorąc pod uwagę nowe tendencje związane z projektowaniem struktur miejskich sieci SN, zauważyć można, iż opracowywane są nowe metody w zakresie rozwiązywania tych problemów. Przykładem tego może być zadanie optymalnego planowania rozwoju sieci miejskich dużych miast w przypadku wzrastającego obciążenia i ograniczeń w zakresie zwiększania mocy transformatorów w GPZ sieci, powodującego wzrost mocy zwarciovych. Dotychczas tego rodzaju problemy rozwiązywano poprzez lokalizację i budowę nowych GPZ. Obecnie przy uwzględnieniu aktualnych uwarunkowań i nowych, bardziej niezawodnych rozwiązań w zakresie urządzeń

rozdzielczych oraz kabli, podejmowane są próby zastosowania sposobu polegającego m.in. na zaniechaniu budowy nowych GPZ i wzmocnieniu układu sieci SN przez budowę linii między stacjami GPZ, a w niektórych przypadkach rozdzielni dwusystemowych SN [53, 84, 91].



Rys. 3.3. Fragment sieci miejskiej SN zasilanej z dwóch stacji 110 kV/SN i rozdzielni sieciowej miejskiej RSM, wg [84], gdzie: GPZ 1, GPZ 2 – główne punkty zasilające, RSM – rozdzielnia sieciowa miejska, T₁, T₂, T₃, T₄ – transformatory elektroenergetyczne 110 kV/SN z możliwością zmiany przekładni pod obciążeniem, R1, ..., R5 – rozdzielnice SN

Nowe połączenia wzmacniające układ sieci SN w warunkach pracy normalnej mogłyby zasilać duże i nieliczne odbiory, a w warunkach poawaryjnych zasilac GPZ, w których wyłączono jeden transformator. Przy takim podejściu metodologicznym do rozwiązania pozostaje kombinatoryczny problem wyboru optymalnego układu związanego z nowymi liniami SN łączącymi istniejące w danej sieci GPZ [91].

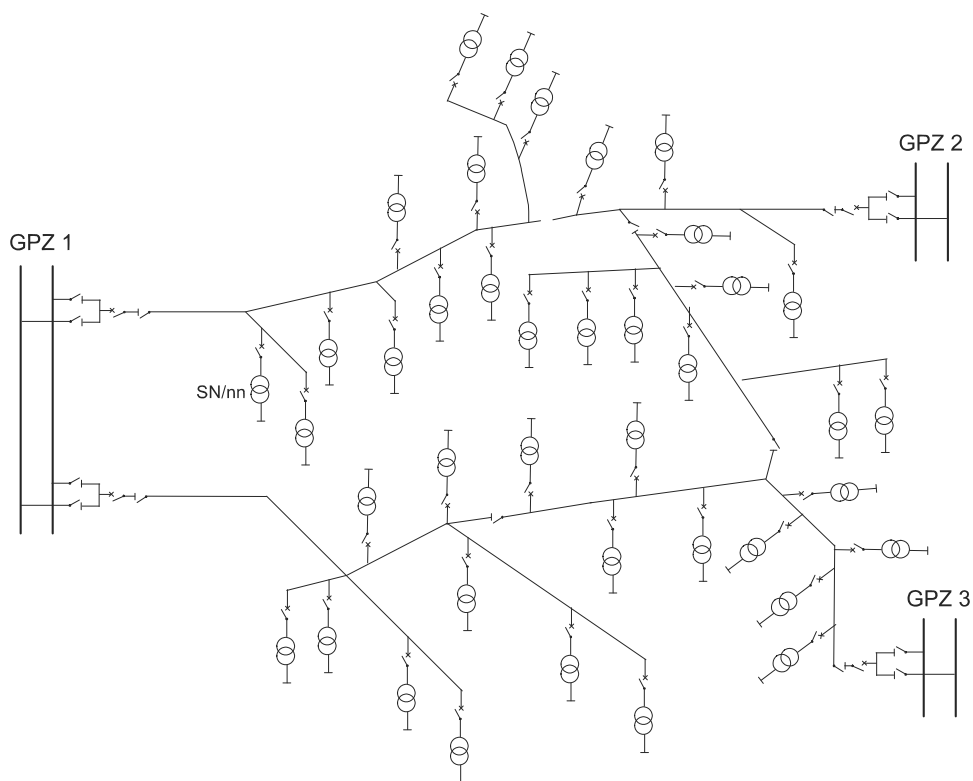
3.3. Terenowe elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne

Sieci terenowe zasilające odbiorców (w przeważającej części zlokalizowane na terenach wiejskich) o znacznym stopniu rozproszenia, budowane są jako mniej złożone

żone struktury, które w znacznej części pracują w układach promieniowego zasilania, bez możliwości rezerwowania. Biorąc pod uwagę przykładowo intensyfikację i specjalizację w zakresie rolnictwa oraz zwiększenie wymagań co do pewności zasilania i jakości dostarczanej energii, należy liczyć się z potrzebą zapewnienia określonym obiektom możliwości dwustronnego zasilania z niezależnych magistral sieci SN. Sieci terenowe muszą być też tak projektowane, aby możliwe było samoczynne sekcjonowanie w przypadku zwarć, aby ograniczać skutki przerw w dostawach energii do fragmentów sieci bezpośrednio dotkniętych awariami.

Terenowa sieć SN zasilą sieci wiejskie nn, sieci nn małych miast, oraz mniejsze zakłady przemysłowe i usługowe o mocach do kilkuset kVA. W sieciach terenowych SN stosuje się zwykle rozgałęzione układy promieniowe. Poszczególne wycinki takiej sieci mogą być również zasilane z dwóch lub większej liczby stacji. Obecnie podejmowane są prace mające na celu przebudowy tych sieci na struktury zamknięte.

Sieci terenowe SN pracują w układach otwartych, tzn. promieniowych z rozgałęzieniami lub magistralnych z rozgałęzieniami. Na rysunku 3.4 przedstawiono typowy układ terenowej sieci SN z odgałęzieniami.



Rys. 3.4. Układ magistralny sieci terenowej SN z odgałęzieniami, gdzie: GPZ 1, GPZ 2, GPZ 3 – główne punkty zasilające w postaci stacji wysokiego na średnie napięcie z podwójnym systemem szyn zbiorczych, SN/nn – elektroenergetyczna stacja średniego napięcia na niskie napięcie

W celu umożliwienia dokonywania podziałów oraz przełączeń awaryjnych, w liniach głównych tych sieci instalowane są odłączniki sekcyjne [88, 90]. Sieci terenowe SN w przeważającej części budowane są jako napowietrzne, ale w przypadkach zasilania miejscowości o zabudowie mającej charakter miejski, używa się także linii kablowych. W takich przypadkach stosowane są następujące układy tych sieci: pólpetłowy, oczek niezależnych, jednooczkowe [84].

Nowe perspektywy rozwoju wynikające z postępu technicznego w zakresie parametrów i możliwości urządzeń elektroenergetycznych, w istotny sposób wpływają na zmianę dotychczasowych metod optymalizacji rozwoju sieci elektroenergetycznych.

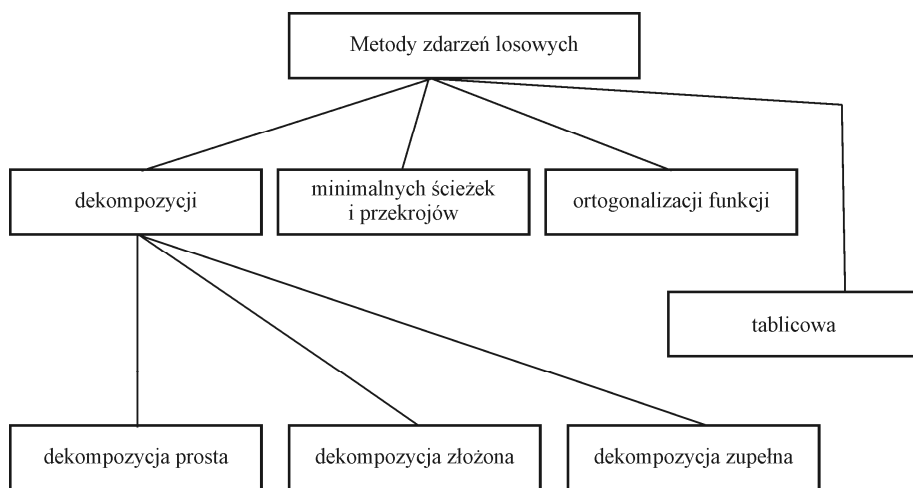
Przykładem może być problem optymalizacji rozbudowy terenowej sieci SN, związany z dobudową nowych stacji SN/nn. Dotychczas w celu rozwiązania tego problemu stosowano model tzw. „najkrótszego drzewa w grafie” zapewniającego minimalizację nakładów inwestycyjnych sieci. Obecnie w przypadku stosowania zestawów zdalnego sterowania zawierających łącznik (lub kilka łączników) oraz sterownik i transformator zasilający, w celu optymalizacji rozwoju sieci istnieje potrzeba tworzenia mniejszej liczby węzłów odgałęźnych, a ponadto celowe jest zastosowanie węzłów z większą liczbą odchodzących linii. Stosowanie ŁZS wiąże się z nakładami inwestycyjnymi wynikającymi z ich instalowania oraz ze zmniejszeniem kosztów eksploatacji sieci i ze zmniejszeniem kosztów wynikających z przerw w dostawie energii elektrycznej [7, 91]. Opracowywane są również nowe metody rozwiązywania problemów wyboru optymalnej liczby i miejsc lokalizacji ŁZS, czego przykładem są prace [89, 90].

Bardzo interesujące wyniki badań w zakresie planowania i optymalizacji rozwoju sieci przedstawiono także w pracy [113], która dotyczy metodyki programowania sieciowego wyznaczania wartości przepływów w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych. Przesyłanie mocy z jednego miejsca (wierzchołka sieci) w inne miejsce w sposób optymalny ma bowiem duże znaczenie praktyczne. W pracy [113] opisano metodę oraz algorytm rozwiązywania zadania wyznaczania maksymalnych przepływów mocy w sieciach rozdzielczych, przy uwzględnieniu minimalizacji całkowitych kosztów przepływu.

4. ANALITYCZNE METODY OCENY NIEZAWODNOŚCI I ICH OGRANICZENIA

4.1. Metody zdarzeń losowych oceny niezawodności układów elektroenergetycznych

Podział metod zdarzeń losowych oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych, różniących się zastosowanym aparatem matematycznym, zobrazowano na rysunku 4.1. W przypadku wyznaczania wskaźników niezawodnościowych dla systemów o strukturach złożonych, ale zawierających małą liczbę elementów $n \leq 10$, obliczenie niezawodności można wykonać w taki sposób, iż po wyznaczeniu wszystkich stanów zdadności (lub niezdadności) oblicza się wartości prawdopodobieństw poszczególnych stanów, których znajomość umożliwia określenie niezawodności analizowanego systemu. W metodach dekompozycji system o strukturze złożonej dekomponuje się na pewną liczbę podsystemów prostych. Zależnie od sposobu przeprowadzenia dekompozycji można wyróżnić metodę dekompozycji prostej, złożonej oraz zupełnej [104, 145].



Rys. 4.1. Klasyfikacja metod zdarzeń losowych, wg [145]

Metoda dekompozycji prostej polega na przekształceniu (drogą kolejnych operacji strukturalnych) systemu o strukturze złożonej na pewną liczbę podsystemów prostych szeregowo-równoległych. Cechą charakterystyczną tej metody jest to, że dekompozycje n -elementowego systemu złożonego wykonuje się względem jednego odpowiednio wybranego i -tego elementu systemu, w wyniku czego uzyskuje się dwa podsystemy $(n - 1)$ -elementowe, niezawierające i -tego elementu. Podstawy teoretyczne oraz interpretację geometryczną tej metody obliczeniowej można znaleźć w pracy [104]. Poniżej przytoczono najważniejsze założenia i zależności wykorzystywane w tej metodzie.

Zależność wiążącą poprawne funkcjonowanie systemu z funkcjonowaniem jego i -tego elementu przy wprowadzeniu odpowiednich oznaczeń zdarzeń i ich prawdopodobieństw można wyrazić następująco:

$$A = (A_i \cup \bar{A}_i) \cap A = (A_i \cap A) \cup (\bar{A}_i \cap A) \quad (4.1)$$

gdzie: A – poprawne funkcjonowanie systemu; $\bar{A}$ – uszkodzenie systemu; A_i – poprawne funkcjonowanie i -tego elementu; $\bar{A}_i$ – uszkodzenie i -tego elementu.

Ponieważ zdarzenia złożone $(A_i \cap A)$ oraz $(\bar{A}_i \cap A)$ wykluczają się wzajemnie, niezawodność systemu n -elementowego o strukturze złożonej można wyrazić wzorem:

$$R^{(n)} = P(A) = P(A_i)P(A | A_i) + P(\bar{A}_i) \cdot P(A | \bar{A}_i) \quad (4.2)$$

gdzie: $P(A)$ – prawdopodobieństwo poprawnego funkcjonowania systemu, $P(A_i)$ – prawdopodobieństwo poprawnego funkcjonowania i -tego elementu, $P(A|A_i)$ – prawdopodobieństwo zdarzenia poprawnego funkcjonowania systemu, pod warunkiem, że i -ty element systemu jest zdalny, $P(\bar{A}_i)$ – prawdopodobieństwo uszkodzenia i -tego elementu, $P(A|\bar{A}_i)$ – prawdopodobieństwo zdarzenia poprawnego funkcjonowania systemu, pod warunkiem, że i -ty element systemu jest uszkodzony.

W celu sformułowania uproszczonej zależności wprowadzono następujące oznaczenia prawdopodobieństw warunkowych:

$$R_{(i)}^{(n-1)} = P(A | A_i) \quad (4.3)$$

$$R_{(i)}^{(n-1)} = P(A | \bar{A}_i) \quad (4.4)$$

Uwzględniając poprzednie zależności oraz wprowadzone oznaczenia, wzór na obliczanie niezawodności systemu n -elementowego o strukturze złożonej w metodzie dekompozycji prostej można określić następująco [104]:

$$R^{(n)} = R_i \cdot R_{(i)}^{(n-1)} + (1 - R_i) \cdot R_{(i)}^{(n-1)} \quad (4.5)$$

w którym:

$$R^{(n)} = R^{(n)}(R_1, \dots, R_{i-1}, R_i, R_{i+1}, \dots, R_n)$$

$$R_{(i)}^{(n-1)} = R_{(i)}^{(n-1)}(R_1, \dots, R_{i-1}, R_i = 1, R_{i+1}, \dots, R_n)$$

$$R_{(i)}^{(n-1)} = R_{(i)}^{(n-1)}(R_1, \dots, R_{i-1}, R_i = 0, R_{i+1}, \dots, R_n)$$

Metoda dekompozycji złożonej jest najbardziej ogólną metodą obliczania niezawodności systemów złożonych, wśród metod dekompozycyjnych. W odróżnieniu od poprzednio scharakteryzowanej dekompozycji prostej, cechą charakterystyczną tej metody jest to, że dekompozycje n -elementowego systemu wykonuje się ze względu na odpowiednio wybraną grupę elementów o liczebności $1 < g < n$. Pozwala to na uzyskanie 2^g różnych podsystemów $(n - g)$ elementowych niezawierających elementów, względem których przeprowadzana jest dekompozycja systemu.

Podobnie jak w metodzie dekompozycji prostej liczba niezbędnych dekompozycji analizowanego systemu jest funkcją jego złożoności oraz sposobu przeprowadzania dekompozycji. Według źródeł literaturowych [104, 145] umiejętne stosowanie metody dekompozycji złożonej pozwala znacznie uprościć proces obliczania niezawodności złożonych systemów, przy jednoczesnym ograniczeniu ewentualnych błędów rachunkowych.

W celu sformalizowania procedury obliczeniowej, właściwej metodzie dekompozycji złożonej, należy rozważyć poniższą tożsamość wiążącą poprawne funkcjonowanie systemu (zdarzenie A) z funkcjonowaniem wybranej grupy elementów $E_i, E_j, \dots, E_l, E_m$:

$$A = I \cap A = [(A_i \cap A_j \cap \dots \cap A_l \cap A_m) \cup (\bar{A}_i \cap A_j \cap \dots \cap A_l \cap A_m) \cup \dots \cup (A_i \cap \bar{A}_j \cap \dots \cap \bar{A}_l \cap \bar{A}_m) \cup (\bar{A}_i \cap \bar{A}_j \cap \dots \cap \bar{A}_l \cap \bar{A}_m)] \quad (4.6)$$

Dokładne analizy matematyczne i interpretację geometryczną metody dekompozycji złożonej przedstawiono w pracy [104, 105]. W metodzie dekompozycji złożonej niezawodność $R^{(n)}$ systemu n -elementowego o strukturze złożonej można wyrazić wzorem:

$$R^{(n)} = R_{ij.lm}^{(g)} \cdot R_{(ij.lm)}^{(n-g)} + R_{ij.lm}^{(g)} \cdot R_{(ij.lm)}^{(n-g)} + \dots + R_{i.j.lm}^{(g)} \cdot R_{(i.j.lm)}^{(n-g)} + R_{i.j.lm}^{(g)} \cdot R_{(i.j.lm)}^{(n-g)} \quad (4.7)$$

przy czym:

$$\begin{aligned} R_{ij.lm}^{(g)} &= P(A_i \cap A_j \cap \dots \cap A_l \cap A_m) = \prod_{k=i}^m R_k \\ R_{ij.lm}^{(g)} &= P(\bar{A}_i \cap A_j \cap \dots \cap A_l \cap A_m) = (1 - R_i) \prod_{k=j}^m R_k \\ &\dots = \dots \\ R_{i.j.lm}^{(g)} &= P(A_i \cap \bar{A}_j \cap \dots \cap \bar{A}_l \cap \bar{A}_m) = R_i \prod_{k=j}^m (1 - R_k) \\ R_{i.j.lm}^{(g)} &= P(\bar{A}_i \cap \bar{A}_j \cap \dots \cap \bar{A}_l \cap \bar{A}_m) = \prod_{k=i}^m (1 - R_k) \end{aligned} \quad (4.8)$$

natomiast:

$$\begin{aligned}
 R_{ij,lm}^{(n-g)} &= R_{ij,lm}^{(n-g)}(R_1, \dots, R_{i-1}, R_i = 1, R_j = 1, \dots, R_l = 1, R_m = 1, R_n) \\
 R_{ij,lm}^{(n-g)} &= R_{ij,lm}^{(n-g)}(R_1, \dots, R_{i-1}, R_i = 0, R_j = 1, \dots, R_l = 1, R_m = 1, R_n) \\
 &\dots \\
 R_{ij,lm}^{(n-g)} &= R_{ij,lm}^{(n-g)}(R_1, \dots, R_{i-1}, R_i = 1, R_j = 0, \dots, R_l = 0, R_m = 0, R_n) \\
 R_{ij,lm}^{(n-g)} &= R_{ij,lm}^{(n-g)}(R_1, \dots, R_{i-1}, R_i = 0, R_j = 0, \dots, R_l = 0, R_m = 0, R_n)
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

Metoda dekompozycji zupełnej jest szczególnym przypadkiem metody dekompozycji złożonej, ponieważ dekompozycje analizowanego n -elementowego systemu przeprowadza się ze względu na wszystkie jego elementy. Podstawową wadą metody dekompozycji zupełnej jest jej czasochłonność wynikająca z analizy wszystkich stanów niezawodnościowych systemu w liczbie 2^n . Istotną cechą tej metody obliczeniowej jest możliwość wykonywania analiz użytecznych w diagnostyce technicznej systemów dla ustalania optymalnej kontroli stanów, lokalizacji uszkodzeń oraz wyznaczania najbardziej prawdopodobnych stanów niezawodnościowych złożonych systemów.

W procesie obliczeniowym, realizowanym według charakteryzowanej metody, wyróżnić można pięć następujących etapów [104, 124]:

1. Wyznaczenie liczby możliwych stanów niezawodnościowych systemu n -elementowego.
2. Każdemu stanowi niezawodnościowemu analizowanego systemu przyporządkowuje się odpowiadający mu numer, np. 0, 1, 2, ..., $2^n - 3$, $2^n - 2$, $2^n - 1$.
3. Na podstawie struktury niezawodnościowej systemu wyznacza się wszystkie jego stany zdatności lub niezdatności.
4. Wyznacza się wartości prawdopodobieństw poszczególnych stanów zdatności lub niezdatności.
5. Wyznacza się niezawodność systemu, sumując wartości prawdopodobieństw wszystkich stanów zdatności lub niezdatności.

W praktyce zastosowanie metody przeglądu wszystkich stanów (dekompozycji zupełnej) ogranicza się do układów o małej liczbie elementów. Możliwe jest ograniczanie liczby rozpatrywanych stanów systemu w układach elektroenergetycznych o wysokim poziomie niezawodności elementów, poprzez wyłączanie z analizy stanów z liczbą niesprawnych elementów większą niż 3. Innym sposobem ograniczenia liczby analizowanych stanów systemu jest wprowadzenie granicznej wartości prawdopodobieństwa stanu systemu, poniżej której stany nie są uwzględniane w analizie [92, 116]. Kolejnym sposobem zmniejszenia liczby rozpatrywanych stanów systemu jest wprowadzenie elementów zastępczych, odwzorowujących zgrupowania elementów.

Metody dekompozycji są również stosowane do obliczania niezawodności systemów o elementach zależnych. Systemy techniczne, biologiczne oraz biologiczno-

techniczne są zwykle systemami o elementach zależnych, czyli takich, dla których określone właściwości jednych elementów zależą w istotny sposób od właściwości innych elementów. Ważną cechą takich systemów jest to, że na podstawie zmian właściwości zachodzących w jednych elementach systemu można w sposób zdeterminowany lub losowy wnioskować o odpowiednich zmianach właściwości w innych elementach systemu [104].

Wśród metod obliczania niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych wyróżnić można grupę metod określanych mianem metod analizy strukturalnej, do których zalicza się metody [78, 124, 148]:

- minimalnych ścieżek i przekrojów,
- logiczną,
- schematów blokowych,
- tablicową,
- drzewa uszkodzeń.

Badanie niezawodności układów elektroenergetycznych za pomocą metod analizy strukturalnej można sprowadzić do następujących etapów:

- a) dokonanie analizy struktury badanego układu i odwzorowanie jego schematu niezawodnościowego,
- b) określenie strukturalnej funkcji systemu,
- c) przejście od funkcji strukturalnej do odpowiednich funkcji probabilistycznych – obliczenie wskaźników niezawodności układu.

Metodę logiczną, a także metodę drzewa uszkodzeń, opracowano przy wykorzystaniu podstaw algebry Boole'a. Inne metody wykorzystują różne sposoby zapisu struktury niezawodnościowej układu. Do takich zalicza się: schematy blokowe, grafy, funkcjonały logiczne, tablice [82, 102, 123, 124]. Metody analizy strukturalnej odróżniają się od siebie różnymi sposobami opisu struktury niezawodnościowej systemu oraz zastosowanym aparatem matematycznym. Są one wykorzystywane wtedy, gdy zachodzą następujące prawidłowości [124]:

- a) struktura modelu niezawodnościowego jest monotoniczna, a elementy systemu są dwustanowe,
- b) w czasie pozostawania obiektu odnawialnego w stanie awarii, każde ze sprawnych urządzeń składowych może ulegać uszkodzeniom tak jak przed awarią obiektu,
- c) uszkodzenia elementów systemu są niezależne (założenie dodatkowe zmniejszające złożoność obliczeń).

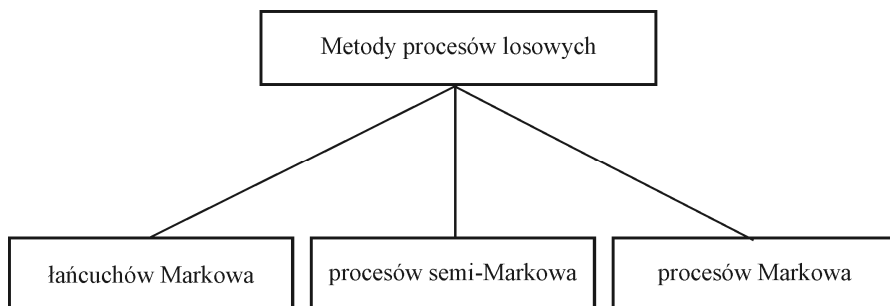
Metody minimalnych ścieżek (minimalnych ścieżek sprawności) oraz minimalnych przekrojów (minimalnych ścieżek niesprawności) opierają się na teorii grafów. Minimalna ścieżka sprawności jest to pewien minimalny zbiór elementów systemu, których sprawność warunkuje sprawność systemu, a przejście dowolnego elementu z tego zbioru do stanu niesprawności powoduje przejście systemu do stanu niesprawności. Rzeczywista struktura niezawodnościowa systemu może być odwzorowana strukturą równoległo-szeregową, w której minimalne drogi są połączone równolegle.

Minimalna ścieżka niesprawności jest to minimalny zbiór elementów systemu, których niesprawność powoduje niesprawność systemu. Przejścia któregoś z tych elementów do stanu sprawności powoduje przejście systemu do stanu sprawności. Rzeczywista struktura niezawodnościowa systemu może być odwzorowana strukturą szeregowo-równoległą, w której minimalne ścieżki niesprawności są połączone szeregowo.

Niezawodność systemów elektroenergetycznych określa się poprzez wskaźniki: prawdopodobieństwa dyspozycyjności funkcjonowania systemu (zdatności) w przedziale $(0, t)$, średni czas dyspozycyjności funkcjonowania systemu, oraz średni czas niedyspozycyjności funkcjonowania systemu. Przy obliczaniu wskaźników niezawodnościowych złożonych układów często występują trudności wiążące się z tym, że nawet przy założeniu niezależności procesów uszkodzania się elementów układu, przekroje i drogi są zależne od siebie, ponieważ pewne elementy analizowanego układu mogą wchodzić do różnych dróg czy też przekrojów. W praktyce do analizy niezawodnościowej złożonych układów sieci elektroenergetycznych często wykorzystuje się metodę przekrojów niesprawności [147].

4.2. Metody procesów losowych oceny niezawodności układów elektroenergetycznych

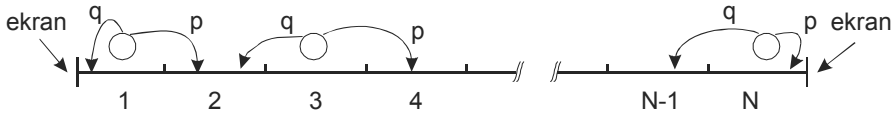
Do metod analitycznych opartych na analizie procesów losowych zaliczyć można metodę łańcuchów Markowa oraz procesów Markowa i procesów semi-Markowa. Przyjęto w nich za model niezawodnościowy badanego obiektu proces losowy spełniający własność Markowa. Klasyfikacje metod procesów losowych zobrazowano na rysunku 4.2.



Rys. 4.2. Klasyfikacja metod procesów losowych

Metodę łańcuchów Markowa stosuje się przy założeniu, że proces zmiany stanów jest pierwszego rzędu. Wielelementowy obiekt, z punktu widzenia niezawodności, może przyjmować w czasie eksploatacji różne stany, zależnie od zdatności jego poszczególnych elementów. Niektóre z tych stanów odpowiadają dyspozycyjności obiektu, inne jego niedyspozycyjności albo dyspozycyjności ograniczonej [81].

Mechanizm zmian stanów niezawodnościowych obiektu w czasie można przedstawić w postaci modelu umownego, obejmującego cząstkę abstrakcyjną jako reprezentantkę obiektu, która może się znaleźć w jednej z N komórek, odpowiadających stanom niezawodnościowym urządzenia, jak to przedstawiono na rysunku 4.3.



Rys. 4.3. Model łańcucha Markowa: p, q – prawdopodobieństwa przejścia cząstki w ustalonym przedziale czasu, wg [81]

Przejście cząstki do poszczególnych komórek jest zdarzeniem losowym, o określonym prawdopodobieństwie, zależnym od tego, w której komórce cząstka znajduje się bezpośrednio przed przejściem. W modelu przejść przedstawionym na rysunku 4.3 przyjmując możliwość przejścia tylko do dwóch komórek sąsiednich, a mianowicie do prawej – z prawdopodobieństwem p , do lewej – z prawdopodobieństwem q , oraz zakładając, że cząstka w każdym przedziale czasu powinna zmienić miejsce przebywania tylko jeden raz, otrzymuje się związek: $p + q = 1$.

Przyjmuje się, że w każdym przedziale czasu może nastąpić tylko jedno przejście cząstki z komórki wewnętrznej modelu i co najwyżej jedno z komórki skrajnej. Wybór komórki na miejsce przebywania cząstki w tak określonym modelu jest zdarzeniem losowym.

Przyjmując za zmienną losową adres wybranej komórki, w której cząstka przebywa w kolejnych przedziałach czasu jako: $0, 1, 2, \dots, n, n-1$, oznaczając zmienną losową jako X_i , przyjmującą w odpowiednich chwilach wartości: $X(0), X(1), X(2), \dots, X(n), X(n-1)$, oraz zakładając, że układ przechodzi w przedziale czasu $(n, n+1)$ ze stanu i do stanu j , opis stanu układu w chwili n można określić wyrażeniem:

$$X(n) = i \quad (i = 1, 2, 3, \dots, N) \quad (4.10)$$

Możliwość przejścia układu ze stanu i do j w przedziale czasu $(n, n+1)$ określa prawdopodobieństwo warunkowe:

$$P_{ij} = P \{X(n+1) = j \mid X(n) = i\} \quad (i, j = 1, 2, \dots, N) \quad (4.11)$$

przy czym: P_{ij} – prawdopodobieństwo przejścia.

Prawdopodobieństwo przejścia układu ze stanu i do j równa się prawdopodobieństwu znalezienia się układu w stanie j w chwili $n+1$, pod warunkiem, że przebywał on w stanie i w chwili n , tj. o jeden przedział wcześniej. Taki proces zmian stanów nazywa się łańcuchem Markowa [81]. Prawdopodobieństwa przejścia P_{ij} dla różnych stanów i, j będących elementami zbioru $(0, N)$, zależą tylko od stanu, w którym układ znajdował się bezpośrednio przed przejściem, tj. nie zależą od jego stanów poprzednich. Jeżeli wyrażenie P_{ij} nie zależy od n , tj. od wyboru chwili na osi czasu, to w tym przypadku używa się określenia: jednorodny łańcuch Markowa [78, 81].

Łańcuch Markowa jest jednoznacznie określony, kiedy znamy jego pozycję wyjściową i prawdopodobieństwa przejść. Prawdopodobieństwa te najwygodniej jest zapisywać w postaci macierzowej. Jest to macierz przejść w jednym przedziale czasu. Numer wiersza macierzy odpowiada stanowi, w którym układ się znajduje przed przejściem, numer kolumny określa stan, do którego układ przechodzi w danym przedziale czasu.

Wykorzystanie łańcuchów Markowa umożliwia określenie prawdopodobieństw wystąpienia poszczególnych stanów, a także pozwala obliczyć wskaźniki określające dyspozycyjność i awaryjność obiektu.

Jeśli dyskretne przedziały czasu łańcucha Markowa ulegałyby ciąglemu zmniejszaniu, a liczba ich nieskończenie rosła, to w granicy łańcuch Markowa przekształci się w proces w czasie ciągłym. Prawdopodobieństwa przejść w malejących przedziałach czasu będą zdążały do zera, zaś ich stosunek do długości przedziału będzie zdążał do wartości intensywności przejścia.

W małych przedziałach czasu, gdy prawdopodobna liczba przejść jest wielkością proporcjonalną do czasu, słuszna jest zależność [81, 124]:

$$\text{intensywność przejść} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\lambda(t)}{\Delta t} = \lambda = \text{const} \quad (4.12)$$

gdzie: λ – prawdopodobna liczba przejść z określonego stanu w jednostce czasu.

Macierz intensywności przejść ciągłego **procesu Markowa** jest równa macierzy prawdopodobieństw łańcucha, którego przedziały dyskretne przyjęto za jednostki miary czasu. Prawdopodobieństwo zajęcia stanu j w chwili t zależy wyłącznie od stanu zajmowanego bezpośrednio przed chwilą t , nie zależy ono natomiast od tego, jakie stany proces zajmował w dalszej przeszłości. Proces, w którym spełniona jest taka zależność nazywa się jednorodnym w czasie. Prawdopodobieństwa przejść w takim procesie nie zależą od czasu, który upłynął od jego rozpoczęcia, zależą natomiast od długości przedziału czasu, w którym są rozpatrywane.

W zagadnieniach niezawodnościowych istotną rolę odgrywają punktowe procesy Markowa, określone na przedziale $T = [t_0, \infty]$ z przestrzenią stanów $S = \{0, 1, 2, \dots\}$. Dla punktowego procesu Markowa prawdopodobieństwa przejścia określone zależnością (4.13) spełniają związki określone wzorem (4.14).

$$p_{ij}(s, t) = P[X(t) = j \mid X(s) = i], \quad t \geq s, \quad i, j = 0, 1, 2, \dots \quad (4.13)$$

$$p_{ij}(s, t) = \sum_{k=0}^{\infty} p_{ik}(s, t_1) p_{kj}(s, t_1), \quad (s < t_1 < t_2) \quad (4.14)$$

Można określić funkcje, zwane intensywnościami przejść procesu, przy uwzględnieniu których uzyskuje się układ równań różniczkowych określony formułą (4.15) o zmiennych współczynnikach [124]:

$$\lambda_{ij}(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} p_{ij}(t, t + \Delta t), \quad i, j = 0, 1, 2, \dots, i \neq j \quad (4.15)$$

$$\bigwedge_{i \in S} \frac{dP_i(t)}{dt} = \lambda_{ii} P_i(t) + \sum_{\substack{j \in S \\ i \neq j}} \lambda_{ji}(t) P_j(t) \quad (4.16)$$

przy czym:

$$\lambda_{ij}(t) = - \sum_{\substack{j \in S \\ i \neq j}} \lambda_{ij}(t)$$

gdzie: $P_i(t)$ – prawdopodobieństwo bezwarunkowe przebywania procesu w chwili t w stanie i ; $\lambda_{ij}(t)$ – intensywność przejścia procesu w chwili t ze stanu i do stanu j .

W przypadku gdy proces Markowa jest jednorodny, wówczas intensywności przejścia procesu są niezależne od czasu i uzyskuje się układ równań różniczkowych o stałych współczynnikach. Dla rozwiązań tego układu jest potrzebna znajomość prawdopodobieństw początkowych $P_i(0)$, $i \in S$. Szczegółowy opis matematyczny tych zagadnień zawiera praca [124].

W badaniach niezawodności stosuje się także **procesy semi-Markowa** (półmarkowskie) stanowiące uogólnienie łańcuchów i jednorodnych procesów Markowa. Stosowanie metody procesów Markowa wymaga spełnienia założenia dotyczącego wykładniczych rozkładów prawdopodobieństw czasów przebywania badanego obiektu w poszczególnych stanach. Natomiast w procesach semi-Markowa rozkłady prawdopodobieństw mogą być dowolne, lecz wymaga to zastosowania złożonego aparatu matematycznego.

Z analiz porównawczych zawartych w pracach [124, 125, 146, 147] dotyczących metod obliczeń niezawodności złożonych systemów technicznych wynika, iż porównując metodę procesów Markowa, zwaną także analityczną, oraz metodę minimalnych ścieżek i przekrojów, oraz metodę topologiczną, bazującą na grafie stanów i przejść analizowanego systemu, najbardziej uniwersalną jest metoda procesów Markowa. Jednocześnie jest ona najbardziej skomplikowaną metodą, natomiast metody minimalnych ścieżek i przekrojów oraz topologiczna odróżniają się zastosowanym aparatem matematycznym; można je uważać za modyfikacje metody analitycznej.

4.3. Podstawowe metody oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN

Często stosowaną metodą oceny niezawodności urządzeń i układów elektroenergetycznych jest **metoda cząstkowych współczynników zawodności**, zwana także metodą współczynników niezawodności. Metoda ta oparta jest na znajomości współczynników zawodności poszczególnych elementów badanego układu elektroenergetycznego. Wymienione współczynniki można interpretować jako prawdopodobieństwa znajdowania się danego elementu w stanie niezdatnym (współczynnik zawodności q) lub zdatnym do pracy (współczynnik niezawodności p).

Współczynniki te określa się zależnościami [78, 124, 139, 147, 148]:

$$q = \frac{\sum_{i=1}^n t_{ai}}{\sum_{i=1}^n t_{di} + \sum_{i=1}^n t_{ai}} = \frac{t_a}{t_d + t_a} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4.17)$$

$$p = \frac{\sum_{i=1}^n t_{di}}{\sum_{i=1}^n t_{di} + \sum_{i=1}^n t_{ai}} = \frac{t_d}{t_d + t_a} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (4.18)$$

gdzie: t_{ai} – czas naprawy urządzenia po i -tym uszkodzeniu; t_{di} – czas pracy urządzenia między uszkodzeniami ($i - 1, i$); t_a – wartość średnia czasu naprawy; t_d – wartość średnia czasu pomiędzy uszkodzeniami; n – liczba cykli pracanaprawa, λ – intensywność uszkodzeń definiowana jako odwrotność średniego czasu pracy pomiędzy uszkodzeniami; μ – intensywność napraw definiowana jako odwrotność średniego czasu naprawy.

Łączny czas niezdatności do pracy w rozpatrywanym czasie pracy danego elementu można określić wzorem:

$$t_{wa} = \lambda \cdot t_a \quad (4.19)$$

W literaturze dotyczącej problematyki oceny niezawodności sieci rozdzielczych publikowane są (uzyskane na drodze analiz statystycznych awaryjności urządzeń elektroenergetycznych) wartości podstawowych wskaźników zawodności elementów sieci dystrybucyjnych. Informacje tego rodzaju można odnaleźć w pracach [74, 100, 146, 148, 160].

Metoda oceny zawodności układów elektroenergetycznych, na podstawie **współczynników zawodności**, jest metodą najczęściej stosowaną, lecz w zależności od dostępnych danych nie zawsze dokładną [78, 162]. Biorąc pod uwagę dokładność określania stanu niezawodności elementów za pomocą współczynnika niezawodności można stwierdzić, że jeżeli występuje jednorodna populacja pod względem typu urządzeń i czasu ich eksploatacji na danym obszarze sieci, to można wyznaczyć wypadkowy współczynnik niezawodności z dużą dokładnością. Natomiast jeżeli sieć nie jest jednorodna pod względem typu elementów przesyłowych i czasu eksploatacji, to wyznaczona wartość wypadkowego współczynnika niezawodności może być obciążona znacznym błędem.

Wartości częstości występowania awarii, czasu trwania awarii i oszacowany na ich podstawie współczynnik p , są średnimi oszacowanymi dla pewnej populacji na podstawie badań statystycznych, gdy są spełnione założenia takich badań, np. dotyczące liczebności próbki podlegającej analizie, można je uogólnić na całą populację [162].

Szerokie badania statystyczne dotyczące awaryjności urządzeń sieci rozdzielczych z lat 70. i 80. XX wieku można znaleźć w pracach [78, 147, 148]. Aktualne dane statystyczne awaryjności urządzeń sieci dystrybucyjnych (wynikające z prowadzonych w ostatnich latach badań niezawodnościowych dotyczących linii napowietrznych oraz kablowych SN, oraz stacji i urządzeń stacyjnych) można znaleźć w pracach [26, 74, 160, 163, 164, 167].

Współczynniki zawodności układów elektroenergetycznych mogą być także wyznaczane z uwzględnieniem współzależności pomiędzy awariami urządzeń, oraz przy uwzględnieniu wpływu automatyki zabezpieczeniowej [78, 100]. Szybkie i selektywne zadziałanie zabezpieczeń zapobiega rozprzestrzenianiu się zakłóceń, a tym samym ogranicza liczbę odbiorców pozbawionych zasilania. Natomiast nieprawidłowe działanie zabezpieczeń może polegać bądź na braku zadziałania w przypadku uszkodzenia w zabezpieczanym urządzeniu, albo też na zadziałaniu niepotrzebnym powodującym wyłączenie urządzenia nieuszkodzonego. Brak zadziałania zabezpieczenia pociąga za sobą konieczność zadziałania zabezpieczenia (lub zabezpieczeń) zlokalizowanego w dalszej części układu, co powoduje niepotrzebne wyłączenia innych urządzeń. Dokładne informacje dotyczące stosowanych wskaźników określających zawodność działania zabezpieczeń można znaleźć w pracach [78, 82, 96].

Powszechnie stosowaną metodą w ocenie niezawodności sieci elektroenergetycznych jest **metoda cząstkowych intensywności zakłóceń**. Jest ona również nazywana **metodą średniej intensywności zakłóceń** (awarii, uszkodzenia, wyłączenia) i **średniego czasu zakłócenia**. Metoda ta oparta jest na znajomości dwóch parametrów intensywności zakłócenia $\bar{N}_i$ i średniego czasu zakłócenia $\bar{t}_a$, każdego elementu, rozpatrywanej struktury niezawodnościowej. Końcowym efektem obliczeń jest wyznaczenie dla całego układu wartości średniej intensywności zakłóceń $\bar{N}$, średniego czasu trwania zakłócenia $\bar{t}_a$ i wypadkowego współczynnika zawodności q rozpatrywanego układu [78, 162]. Dla zgrupowania szeregowego wypadkowe wielkości $\bar{N}_w$, $\bar{t}_{aw}$ oraz q można określić z następujących zależności:

$$\bar{N}_w = \bar{N}_1 + \bar{N}_2 + \dots + \bar{N}_n = \sum_{i=1}^{i=n} \bar{N}_i \quad (4.20)$$

$$\bar{t}_{aw} = \frac{\bar{N}_1 \bar{t}_{a1} + \bar{N}_2 \bar{t}_{a2} + \dots + \bar{N}_n \bar{t}_{an}}{\bar{N}_1 + \bar{N}_2 + \dots + \bar{N}_n} \quad (4.21)$$

$$q = \frac{\bar{N}_1 \bar{t}_{a1} + \bar{N}_2 \bar{t}_{a2} + \dots + \bar{N}_n \bar{t}_{an}}{T_r} = \frac{\bar{N}_w \bar{t}_{aw}}{T_r} \quad (4.22)$$

W przypadku zgrupowania równoległego elementów, zależności te są bardziej złożone. Do wyznaczenia oczekiwanej intensywności awaryjnych wyłączeń, oraz średniego czasu trwania jednego wyłączenia awaryjnego układu o dwóch elementach równoległych, niewpływających na siebie wzajemnie, można korzystać ze wzorów przybliżonych:

$$N_w \approx \bar{N}_1 \frac{\bar{N}_2 \bar{t}_{a2}}{T_r} + \bar{N}_2 \frac{\bar{N}_1 \bar{t}_{a1}}{T_r} \quad (4.23)$$

$$\bar{t}_{aw} \approx \frac{\bar{t}_{a1} \bar{t}_{a2}}{(\bar{t}_{a1} + \bar{t}_{a2})} \quad (4.24)$$

$$q \approx \frac{\bar{N}_1 \bar{N}_2 \bar{t}_{a1} \bar{t}_{a2}}{T_r^2} \approx \frac{\bar{N}_w \bar{t}_{aw}}{T_r} \quad (4.25)$$

Dla ogólnego przypadku układu składającego się z m równolegle połączonych elementów, według [78], można korzystać z zależności:

$$N_w = T_r^{1-m} \cdot \left(\prod_{i=1}^m \bar{N}_i \bar{t}_{ai} \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^m \bar{t}_{ai}^{-1} \right) \quad (4.26)$$

$$\bar{t}_{aw} = \left(\sum_{i=1}^m \bar{t}_{ai}^{-1} \right)^{-1} \quad (4.27)$$

Metoda ta pozwala na uzyskanie większej informacji o poziomie niezawodności danego układu, niż metoda oparta na współczynnikach zawadności. Uwzględnia ona jednak tylko wartości średnie analizowanych wielkości niezawadnościowych, a nie ich rozkłady prawdopodobieństwa. Szczegółowe zależności oraz informacje dotyczące wykorzystania niniejszej metody do oceny układów o wzajemnie oddziałujących zakłóceniami zawarto m.in. w pracy [78].

Rozpatrywaną metodę cząstkowych intensywności zakłóceń można zastosować także w odniesieniu do sieci o złożonej strukturze, lecz wówczas jej wykorzystanie wymaga dodatkowych założeń i uzupełnień. W sieciach o złożonych strukturach określić można takie grupy elementów, których jednoczesna awaria powoduje przerwę w zasilaniu rozpatrywanego punktu sieci. Zbiory takich elementów nazywane są w literaturze przedmiotu *zbiorami krytycznymi*. Wyznaczenie wszystkich zbiorów krytycznych rozpatrywanej struktury sieci względem rozpatrywanego punktu sieci umożliwia wyznaczenie niezawadności badanej sieci względem tegoż punktu. Ponadto wśród krytycznych zbiorów można wyróżnić tzw. minimalne zbiory krytyczne, charakteryzujące się dodatkową właściwością polegającą na tym, iż jeżeli w zbiorze krytycznym jeden z jego elementów przeszedłby w stan zdadności, to pozostałe elementy nie będą już tworzyły zbioru krytycznego.

Według prac [78, 104, 124, 147] dotyczących teorii niezawadności systemów technicznych, zakładając niezależność jednoczesnych awarii w każdym rozpatrywanym zbiorze krytycznym, łączny oczekiwany czas trwania wyłączenia całego układu oraz łączna intensywność wyłączeń awaryjnych układu będą wynikać z szeregowego połączenia modeli zawadnościowych każdego minimalnego zbioru krytycznego. W teorii niezawadności jest uzasadnione, że niezawadność szeregowo

połączonych modeli minimalnych zbiorów krytycznych układu stanowi w przybliżeniu dolną granicę niezawodności tego układu. Ponadto zakłada się dla układów o dużej niezawodności, że jeżeli jest spełniony warunek (4.28) to niezawodność szeregowo połączonych modeli zawodnościowych zbiorów krytycznych reprezentuje niezawodność całego badanego układu:

$$\sum_{i \in S} t_i \ll T_{\min} = N_{\max}^{-1} \cdot T_r \quad (4.28)$$

gdzie: S – zbiór elementów $i = 1, 2, \dots$ należących do minimalnych zbiorów krytycznych; t_i – czas trwania uszkodzenia awaryjnego elementu i (w godzinach); $T_{\min}$ – najmniejszy czas trwania bezawaryjnej pracy w rozpatrywanym czasie jednego z elementów i ; $N_{\max}$ – największa intensywność uszkodzeń jednego z elementów.

W związku z powyższym, stosując metodę cząstkowych intensywności zakłóceń oraz uwzględniając minimalne zbiory krytyczne, można obliczyć niezawodność sieci, względem określonego jej punktu, jak dla układu szeregowo-równoległego. Ta metoda obliczeniowa pozwala obliczyć wypadkową intensywność zakłóceń awaryjnych całego układu, średni czas trwania jednego awaryjnego wyłączenia układu oraz wypadkowy współczynnik zawodności układu.

W pracach dotyczących obliczania niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych [15, 16, 78, 124, 147, 148] zawarte są również wnioski dotyczące wykorzystania zbiorów krytycznych w analizach niezawodnościowych. Wynika z nich, że im więcej elementów zawiera minimalny zbiór krytyczny, tym takie zbiory krytyczne mają mniejszy wpływ na wynik obliczeń wypadkowych wskaźników zawodnościowych układu. W praktyce minimalne zbiory krytyczne (zawierające więcej niż trzy elementy) mogą być pominięte w obliczeniach, gdyż ich wpływ na wartości współczynników zawodności układu jest bardzo niewielki.

W literaturze anglojęzycznej [4, 9, 16, 101], dotyczącej oceny niezawodności urządzeń oraz układów elektroenergetycznych, najczęściej używane są następujące wskaźniki: współczynnik ciągłości zasilania A (*availability*), współczynnik nieciągłości zasilania U (*unavailability*), średni współczynnik awaryjności λ (*average failure rate*) określający liczbę awarii odniesioną do czasu poprawnej pracy elementu, czas naprawy r (*repair time*), oraz częstość awarii f (*outage frequency*) danego elementu stacji. Współczynniki ciągłości zasilania A oraz nieciągłości zasilania U można określić równaniami:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^N T_{ui}}{\sum_{i=1}^N (T_{ui} + T_{di})} \quad (4.29)$$

$$U = \frac{\sum_{i=1}^N T_{di}}{\sum_{i=1}^N (T_{ui} + T_{di})} \quad (4.30)$$

gdzie: N – liczba awaryjnych przerw w zasilaniu określonego urządzenia lub układu; T_{ui} – czas związany z i -tym okresem poprawnej pracy układu; T_{di} – czas związany z i -tą przerwą w pracy układu.

Średni współczynnik awaryjności λ :

$$\lambda = \frac{N}{\sum_{i=1}^N T_{ui}} \quad (4.31)$$

Czas naprawy r oraz częstość awarii f określa się zależnościami:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N T_{di}}{N} \quad (4.32)$$

$$f = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (T_{ui} + T_{di})} \quad (4.33)$$

Dla szeregowego zgrupowania elementów wypadkowe współczynniki niezawodnościowe mogą być obliczane przy użyciu następujących zależności:

$$\lambda = \sum \lambda_i \quad (4.34)$$

$$U = \sum \lambda_i \cdot r_i \quad (4.35)$$

$$r = U/\lambda \quad (4.36)$$

gdzie: λ_i i r_i – wskaźniki awaryjności i czas przerwy (związany z naprawą elementu) w dopływie prądu dla i -tego elementu układu.

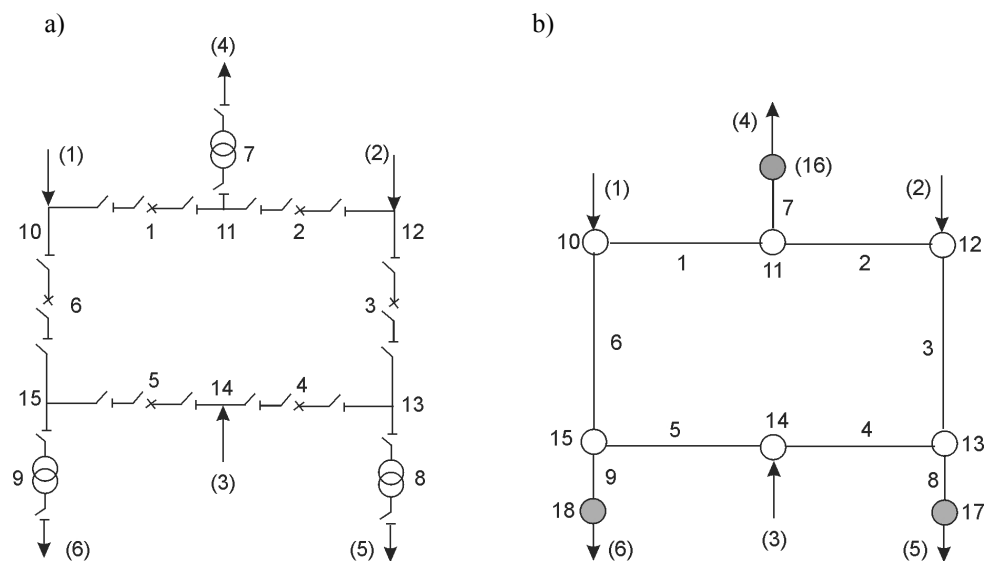
Dla równoległego zgrupowania elementów słuszne są wzory:

$$\lambda = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2} \quad (4.37)$$

$$r = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} \quad (4.38)$$

W analizach niezawodnościowych układów stacji WN często oblicza się współczynniki niezawodnościowe stacji względem punktów wyprowadzenia mocy ze stacji WN do sieci SN. Ocena niezawodności dla określonego punktu wyprowadzenia mocy ze stacji, związana jest z wcześniejszym określeniem możliwych torów przepływu mocy w układzie stacji. Aby wyznaczyć współczynniki niezawodności dla określonych punktów wyprowadzenia mocy, najczęściej wykorzystuje się **metodę minimalnych zbiorów krytycznych** [16].

W dalszej części tekstu przedstawiono przykładowe zagadnienie wyznaczenia współczynników U , λ i r dla punktu (4) wyprowadzenia mocy z układu stacji przedstawionego na rysunku 4.4. W układzie tej stacji znajduje się 6 wyłączników, 3 transformatory i 6 sekcji szyn zbiorczych. Konfiguracja stacji z rysunku 4.4 może zostać odwzorowana przez graf zawierający punkty węzłowe i gałęzie odpowiadające poszczególnym elementom stacji.



Rys. 4.4. Schemat pierścieniowego układu stacji WN, oraz jego odwzorowanie w postaci grafu, gdzie: (1), (2), (3) – pola liniowe zasilające stację, (4), (5), (6) – pola liniowe wyprowadzenia mocy ze stacji, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 – gałęzie grafu stacji odpowiadające poszczególnym elementom stacji, 10, 11, 12, 13, 14, 15 – tzw. niepewne punkty węzłowe elementu (połączenia szynowe, odłączniki) występujące pomiędzy poszczególnymi gałęziami grafu, które mogą ulec awarii

Punkty węzłowe w grafie stacji wybierane są w taki sposób, aby pojedyncza gałąź była związana z dwoma punktami węzłowymi. Gałęzie i punkty węzłowe numerowane są sekwencyjnie. Przy numeracji uwzględnia się w pierwszej kolejności gałęzie grafu, następnie tzw. niepewne punkty węzłowe; to określenie dotyczy elementów (połączenia szynowe, odłączniki) występujących pomiędzy poszczególnymi gałęziami grafu, które mogą ulec awarii. W dalszej kolejności numerowa-

ne są tzw. pewne punkty węzłowe, które wykorzystywane są w celu rozróżnienia, oddzielenia gałęzi grafu i nie symbolizują one elementów mogących ulec awariom. Pewne punkty węzłowe reprezentowane są przez zacienione okręgi.

Algorytm metody wyznaczania minimalnych zbiorów krytycznych dla danego punktu wyprowadzenia mocy ze stacji składa się z następujących kroków [16]:

- a) określenie wszystkich możliwych minimalnych ścieżek;
- b) budowa macierzy incydencji, która określa wszystkie gałęzie i punkty węzłowe w każdej ścieżce;
- c) jeżeli wszystkie elementy któreś kolumny macierzy są niezerowe, punkt węzłowy albo odgałęzienie związane z kolumną tworzy pierwszego rzędu minimalny zbiór krytyczny;
- d) kolejnym krokiem jest odpowiednie łączenie dwóch kolumn macierzy jednocześnie, jeżeli wszystkie elementy połączonych kolumn są niezerowe, punkty węzłowe albo gałęzie związane z tymi kolumnami tworzą drugiego rzędu minimalny zbiór krytyczny; w kroku tym następuje także eliminacja zbioru krytycznego pierwszego rzędu;
- e) powtarzanie kroku 4 z trzema kolumnami jednocześnie, aby otrzymać zbiory krytyczne trzeciego rzędu;
- f) powtarzanie wcześniejszego kroku, jeżeli jest potrzeba uzyskania wyższego rzędu minimalnych zbiorów krytycznych.

Dla rozważanego układu stacji dla punktu wyprowadzenia mocy (4) istnieje sześć minimalnych ścieżek przesyłu mocy. W opracowanej dla rozważanego problemu macierzy incydencji każdy wiersz tej macierzy jest związany z określoną minimalną ścieżką, natomiast każda kolumna dotyczy gałęzi albo tzw. niepewnych punktów węzłowych. Element macierzy ma wartość 1, kiedy dana gałąź lub węzeł grafu występuje w minimalnej ścieżce.

W tabeli 4.1 przedstawiono minimalne zbiory krytyczne dla analizowanej struktury stacji.

Tabela 4.1. Minimalne zbiory krytyczne dla punktu (4)

Rząd	Liczba zbiorów	Minimalne zbiory krytyczne
1	2	7, 11
2	4	1+2, 1+12, 2+10, 10+12

Podczas pracy stacji elektroenergetycznych mogą wystąpić awarie elementów, które mogą powodować awaryjne zadziałania wyłączników w sąsiednich fragmentach układu stacji. Tego typu rozwijające się awarie, powodujące przerwy w pracy stacji, określa się w literaturze anglojęzycznej mianem awarii aktywnych [16, 101]. Minimalne zbiory krytyczne uwzględniające wymienione powyżej awaryjne sytuacje określa się mianem aktywnych zbiorów krytycznych. Aktywne zbiory krytyczne dotyczą awarii elementów, które powodują przerwy w pracy innych elementów, co w konsekwencji wpływa na przerwy w pracy stacji.

Algorytm wyznaczania aktywnych minimalnych zbiorów krytycznych (pierwszego rzędu) dla punktów wyprowadzania mocy składa się z następujących kroków [16]:

- a) odszukanie gałęzi albo niepewnych punktów węzłowych (oznaczają one elementy mogące ulec uszkodzeniu), które mają wspólny punkt węzłowy z pierwszym rzędu minimalnym zbiorem krytycznym,
- b) odszukanie gałęzi albo niepewnych punktów węzłowych, które mają połączenie z elementami znalezionymi w kroku a), przy czym pomija się elementy zawierające wyłącznik,
- c) sporządzenie listy gałęzi i punktów węzłowych na podstawie elementów odszukanых w poprzednich krokach,
- d) usuwanie gałęzi albo punktu węzłowego, który jest pierwszego rzędu minimalnym zbiorem krytycznym w sporządzonej liście,
- e) odrzucenie wybranej gałęzi albo punktu węzłowego, który jest na liście pierwszego rzędu aktywnych minimalnych zbiorów krytycznych,
- f) sprawdzenie każdego z pozostałych wybranych elementów czy mogą one aktywnie (krótkotrwale) zawieść,
- g) dodanie wybranych elementów do listy dotyczącej pierwszego rzędu aktywnych minimalnych zbiorów krytycznych, jeśli odpowiedź w poprzednim kroku była pozytywna,
- h) powtarzanie kroków (a-g) dla wszystkich pierwszego rzędu minimalnych zbiorów krytycznych.

Wyznaczone dla punktu (4) stacji z rysunku 4.4 aktywne minimalne zbiory krytyczne przedstawiono w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Aktywne minimalne zbiory krytyczne określone dla punktu wyprowadzenia mocy (4), wg [16]

Typ	Liczba zbiorów	Minimalne zbiory krytyczne
A	2	1A, 2A
AT	4	6A+2, 3A+1, 6A+12, 3A+10
AA	1	3A+6A

Oznaczenia:

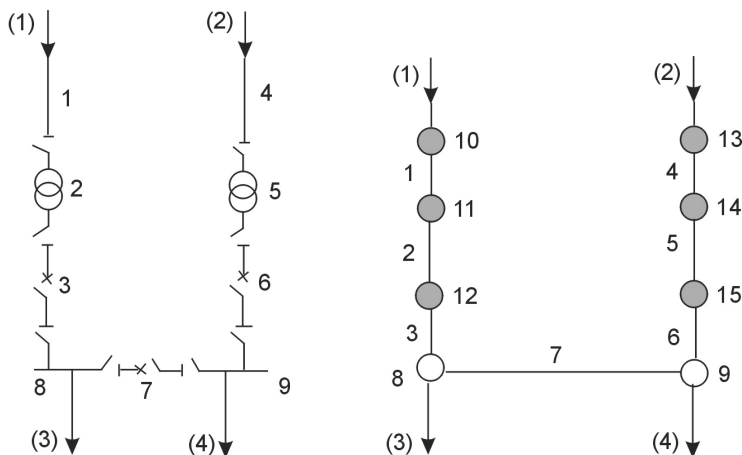
A – zbiory krytyczne z uwzględnieniem elementów, które przy uszkodzeniu powodują awaryjne wyłączenia (zadziałanie wyłączników) w sąsiednich częściach układu stacji,

AT – zbiory krytyczne uwzględniające nakładanie się awarii elementów powodujących awaryjne wyłączenia w sąsiednich częściach układu z trwałymi uszkodzeniami elementów stacji,

AA – zbiory krytyczne uwzględniające nakładanie się awarii dwóch elementów powodujących awaryjne wyłączenia w sąsiednich fragmentach układu stacji.

Przy założeniu niezależności jednoczesnych awarii w każdym rozpatrywanym zbiorze krytycznym, łączny oczekiwany czas trwania wyłączenia całego układu oraz wypadkowy wskaźnik awaryjności układu będą wynikać z szeregowego połączenia modeli zawodnościowych każdego minimalnego zbioru krytycznego.

Na rysunku 4.5 przedstawiono układ stacji 110 kV, dla którego określono minimalne zbiory krytyczne względem punktu (4) wyprowadzenia mocy. Wyznaczone dla punktu (4) układu stacji minimalne zbiory krytyczne zaprezentowano w tabeli 4.3.



Rys. 4.5. Analizowany dwublokowy układ stacji z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych po stronie niższego napięcia stacji WN, oraz jego odwzorowanie w postaci grafu, gdzie: (1), (2) – pola liniowe zasilające stację, (3), (4) – pola liniowe wyprowadzenia mocy ze stacji, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 – gałęzie grafu stacji odpowiadające poszczególnym elementom stacji, 8, 9 – tzw. niepewne punkty węzłowe elementu (połączenia szynowe, odłączniki) występujące pomiędzy poszczególnymi gałęziami grafu, które mogą ulec awarii

Tabela 4.3. Minimalne zbiory krytyczne dla punktu wyprowadzenia mocy (4)

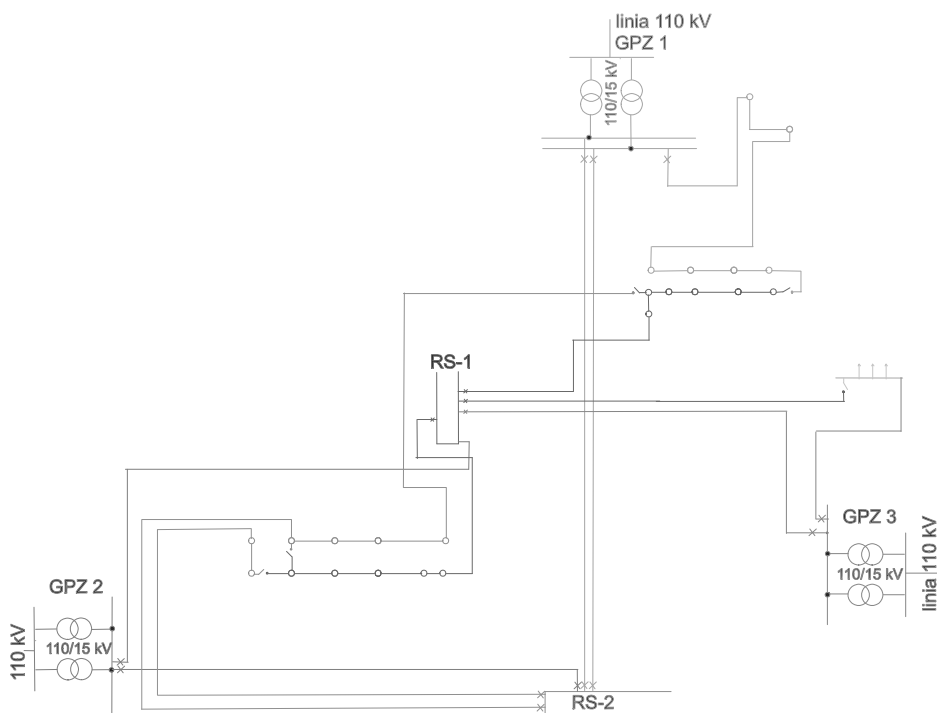
Rząd lub typ zbioru	Liczba zbiorów	Zbiory
1	1	9
2	15	1+4, 1+5, 1+6, 2+4, 2+5, 2+6 3+4, 3+5, 3+6, 7+4, 7+5, 7+6 8+4, 8+5, 8+6
A	2	6A, 7A
AT	3	3A+4, 3A+5, 3A+6

Mając określone wszystkie zbiory krytyczne stacji można wyznaczyć współczynniki niezawodności stacji względem rozpatrywanego punktu wyprowadzenia mocy. Przykładowy fragment zależności umożliwiającej wyznaczenie łącznego wskaźnika awaryjności stacji względem punktu (4), przy uwzględnieniu zbiorów krytycznych 1 i 2 rzędu przedstawiono poniżej:

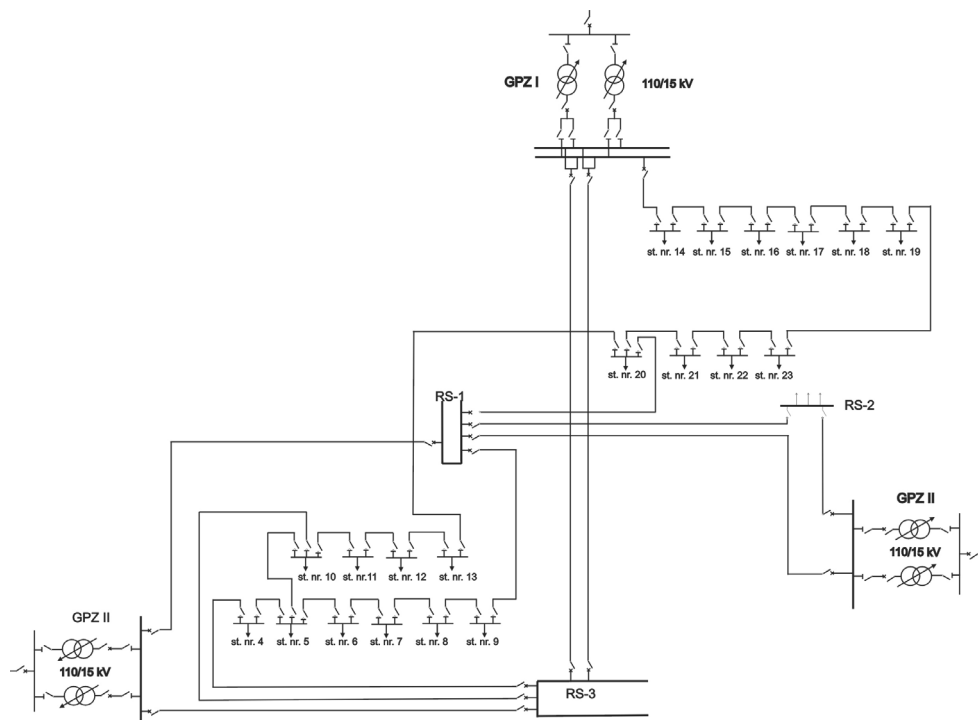
$$\lambda = \lambda_9 + \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_4(r_1 + r_4)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_4 \cdot r_4} + \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_5(r_1 + r_5)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_5 \cdot r_5} + \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_6(r_1 + r_6)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_6 \cdot r_6} + \frac{\lambda_2 \cdot \lambda_4(r_2 + r_4)}{1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_4 \cdot r_4} + \dots \quad (4.39)$$

W przypadku analizowania złożonych układów sieci elektroenergetycznych często wykorzystywana jest metoda przekrojów niesprawności, która ściśle jest związana z binarnym modelem niezawodnościowym i teorią grafów. W dalszej części zaprezentowano przykład oceny niezawodności złożonego układu elektroenergetycznego na przykładzie wybranego fragmentu sieci dystrybucyjnej SN, przy wykorzystaniu metody przekrojów niesprawności. Założono, iż przedmiotem analizy niezawodnościowej będzie zasilanie węzła odbiorczego nr 6 sieci (rys. 4.6), dla którego należy wyznaczyć parametry niezawodnościowe zasilania. Na kolejnych rysunkach 4.7-4.8 zaprezentowano wybrany fragment miejskiej sieci dystrybucyjnej SN.

Rysunek 4.6 przedstawia schemat obrazujący strukturę zasilania wybranego węzła sieci, na którym przedstawiono GPZ, rozdzielnie systemowe oraz linie, poprzez które może być zasilany wybrany węzeł sieci. Na rysunku 4.7 zobrazowano schemat elektryczny analizowanego fragmentu sieci, na którym wprowadzono niezbędne oznaczenia elementów sieci, przy czym GPZ (będące punktami zasilania sieci dystrybucyjnej) ponumerowano cyframi rzymskimi. Przy tworzeniu schematu zastępczego, który pokazano na rysunku 4.8, w celu przejrzystego przeprowadzenia dalszych rozważań, wprowadzono uproszczenia dotyczące zastąpienia niektórych elementów sieci elementami zastępczymi, których wskaźniki niezawodnościowe określono w oparciu o cząstkowe współczynniki elementów wchodzących w skład wprowadzonych elementów zastępczych.



Rys. 4.6. Uproszczony schemat fragmentu miejskiej sieci dystrybucyjnej SN



Rys. 4.7. Schemat elektryczny analizowanego fragmentu sieci dystrybucyjnej SN

Pierwszym krokiem jest określenie na podstawie grafu sieci wszystkich tzw. rozłącznych dróg zasilania węzła nr 6. Przy czym należy zaznaczyć, że drogi rozłączne to takie drogi, które różnią się co najmniej jednym elementem.

Na podstawie rysunku 4.8 określono poprawne (z uwzględnieniem spełnienia warunków technicznych) drogi zasilania rozpatrywanego węzła sieci:

droga Ia: 6, *n*, 1, *j*, 4, *b*, I

droga Ib: 6, *e*, 7, *d*, 5, *c*, 4, *b*, I

droga Ic: 6, 3, 7, *g*, 3, *a*, I

droga IIa: 6, *n*, 1, 1, 2, *m*, II

droga IIb: 6, *n*, 1, *k*, II

droga IIIa: 6, *n*, 1, *i*, II

droga IIIb: 6, *e*, 7, *g*, 3, *h*, III

droga IIIc: 6, *e*, 7, *d*, 5, *f*, 3, *h*, III

Liczba możliwych poprawnych dróg wynika ze struktury analizowanego układu elektroenergetycznego, będącego wybranym fragmentem miejskiej sieci dystrybucyjnej SN. Kolejnym krokiem jest utworzenie macierzy zerojedynkowej o wymiarach: *liczba dróg* x *liczba elementów*. W poszczególnych komórkach macierzy wpisywana jest jedynka, jeżeli dany element występuje w określonej drodze, w pozostałych przypadkach wpisywane są zera.

W kolejnym etapie, na podstawie utworzonej macierzy poszukiwane są przekroje niesprawności jednoelementowe, tworzą je te elementy układu, które w odpowiadających im kolumnach (według oznaczenia elementu i kolumn macierzy) zawierają tylko jedynki. Jak wynika ze schematu zastępczego oraz sporządzonej macierzy, rozważany układ sieci charakteryzuje się tylko jednym jednoelementowym przekrojem niesprawności.

Następnie poszukiwane są przekroje niesprawności dwuelementowe oraz trójelementowe. W praktycznych obliczeniach zaleca się uwzględniać przekroje niesprawności jedno- i dwuelementowych, ze względu na to, iż przekroje niesprawności trój- i więcej elementowe w pomijalnym stopniu wpływają na wyznaczane wypadkowe współczynniki niezawodności układu. Przekroje niesprawności dwuelementowe tworzą takie pary elementów, dla których suma logiczna odpowiadających im wektorów kolumnowych tworzy nowy wektor nie zawierający zer. Natomiast przekrój niesprawności trójelementowy tworzy taka trójka wektorów, dla której suma logiczna odpowiednich wektorów kolumnowych nie zawiera zer i jednocześnie nie zawiera przekrojów dwuelementowych.

W analizowanym przykładzie pokazującym ideę metody przekrojów niesprawności znaleziono następujące cztery dwu- i siedem trójelementowych przekrojów niesprawności:

przekroje niesprawności dwuelementowe: $e-n$, $n-7$, $7-1$, $1-3$;

przekroje niesprawności trójelementowe: $I-II-II$, $5-3-n$, $5-3-1$, $5-g-n$, $d-g-n$, $g-1-d$, $3-d-n$.

Warto zauważyć, iż podawane w literaturze [78, 124, 148] zalecenie dotyczące uwzględniania w praktycznych obliczeniach jedynie przekrojów niesprawności jedno- oraz dwuelementowych ma dodatkowe uzasadnienie, dotyczące wartości parametrów niezawodnościowych składowych elementów układu, które często mogą być obciążone błędami ich oszacowania.

Po wyznaczeniu przekrojów niesprawności możliwe jest wyznaczenie poszukiwanych współczynników niezawodnościowych układu względem zasilania danego węzła. W tym celu zakłada się w rozpatrywanej metodzie następujące upraszczające założenia [148]:

- a) uszkodzenia poszczególnych elementów układu są zdarzeniami niezależnymi, a proces praca-odnowa, opisujący stan elementu, jest procesem stacjonarnym,
- b) uszkodzenia przekrojów niesprawności są zdarzeniami rozłącznymi, tzn. awarie nie występują jednocześnie.

Przyjęcie powyższych założeń umożliwia sformułowanie zależności (4.40) pozwalającej określić wypadkową intensywność uszkodzeń rozpatrywanego węzła sieci:

$$\lambda_w = \sum_{i=1}^{i=n} \lambda'_i + \sum_{j=1}^{j=m} \lambda''_j \quad (4.40)$$

gdzie: λ_w – intensywność przerw w zasilaniu rozpatrywanego węzła, wynikająca ze struktury i wartości parametrów elementów składowych układu; λ'_i – intensywność uszkodzeń i -tego jednoelementowego przekroju niesprawności; λ''_j – intensywność uszkodzeń j -tego dwuelementowego przekroju niesprawności; n – liczba jednoelementowych przekrojów niesprawności; m – liczba dwuelementowych przekrojów niesprawności.

Natomiast średni czas trwania przerwy w zasilaniu rozpatrywanego węzła określić można z zależności, wg [148]:

$$\bar{t}_{aw} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \lambda'_i \cdot \bar{t}_{ai}' + \sum_{j=1}^{j=m} \lambda''_j \cdot \bar{t}_{aj}''}{\sum_{i=1}^{i=n} \lambda'_i + \sum_{j=1}^{j=m} \lambda''_j} \quad (4.41)$$

gdzie: $\bar{t}_{aj}''$ – średni czas odnowy j -tego dwuelementowego przekroju niesprawności; $\bar{t}_{ai}'$ – średni czas odnowy i -tego jednoelementowego przekroju niesprawności.

Intensywność uszkodzeń i -tego jednoelementowego przekroju niesprawności, oraz średni czas odnowy i -tego jednoelementowego przekroju niesprawności, można określić jako parametry niezawodnościowe poszczególnych elementów rozpatrywanego układu. Natomiast λ''_j oraz $\bar{t}_{aj}''$ należy wyznaczać posługując się formułami (4.42) oraz (4.43):

$$\lambda''_j = \frac{\lambda_{j1} \cdot \lambda_{j2} (\bar{t}_{aj1} + \bar{t}_{aj2})}{8760} \quad (4.42)$$

$$\bar{t}_{aj}'' = \frac{\bar{t}_{aj1} \cdot \bar{t}_{aj2}}{\bar{t}_{aj1} + \bar{t}_{aj2}} \quad (4.43)$$

Przytoczone powyżej zależności i przyjęte w metodzie założenia umożliwiają dokonanie oceny poziomu niezawodności praktycznie w dowolnym złożonym układzie sieciowym.

W rozpatrywanym przykładzie dotyczącym wyznaczenia parametrów niezawodnościowych węzła 6 stanowiącego lokalną stację 15/04 kV w układzie sieci dystrybucyjnej z rysunku 4.5, wypadkową intensywność przerw w zasilaniu badanego węzła można określić z zależności:

$$\lambda_w = \lambda_6 + \lambda_{e_n} + \lambda_{7_n} + \lambda_{7_1} + \lambda_{1_e} \quad (4.44)$$

$$\bar{t}_{aw} = \frac{\lambda_6 \cdot \bar{t}_{a6} + \lambda_{e_n} \cdot \bar{t}_{ae_n} + \lambda_{7_n} \cdot \bar{t}_{a7_n} + \lambda_{7_1} \cdot \bar{t}_{a7_1} + \lambda_{1_e} \cdot \bar{t}_{a1_e}}{\lambda_6 + \lambda_{e_n} + \lambda_{7_n} + \lambda_{7_1} + \lambda_{1_e}} \quad (4.45)$$

Aby tego dokonać, niezbędna jest jednak znajomość wartości parametrów niezawodnościowych elementów analizowanego układu. W ogólnym przypadku złożonym problemem jest wyznaczenie parametrów niezawodnościowych węzłów. Należy bowiem uwzględniać zawodność szyn, a także prawdopodobieństwo nieskutecznego działania zabezpieczeń, które mogą powodować rozprzestrzenianie się awarii na sąsiednie strefy. W związku z powyższym przy uwzględnieniu tych problemów wypadkowe parametry niezawodnościowe węzłów mogą być wyznaczane z następujących zależności, wg [148]:

$$\lambda_w = n\lambda'_s + q_{zp} \cdot \sum_{k=1}^{k=m} \lambda_{lk} \quad (4.46)$$

$$\bar{t}_{aw} = \frac{n \cdot \lambda'_s \cdot \bar{t}_{as} + q_{zp} \cdot \bar{t}_{ap} \cdot \sum_{k=1}^{k=m} \lambda_{lk}}{n \cdot \lambda'_s + q_{zp} \cdot \sum_{k=1}^{k=m} \lambda_{lk}} \quad (4.47)$$

gdzie: λ'_s – intensywność uszkodzeń szyn przypadająca na jedno pole rozdzielcze; n – liczba pól w stacji; q_{zp} – współczynnik nieskutecznego działania zabezpieczeń; λ_{lk} – wypadkowa intensywność uszkodzeń k -tego toru liniowego przyłączonego do węzła; m – liczba wszystkich torów liniowych przyłączonych do węzła w przypadku możliwości zasilania z dwóch lub większej liczby torów; $\bar{t}_{as}$ – średni czas odnowy szyn; $\bar{t}_{ap}$ – średni czas przełączeń w przypadku nieselektywnego działania zabezpieczeń.

Ponieważ rzeczywiste układy sieci dystrybucyjnych są układami złożonymi i rozległymi, w celu oceny niezawodności ich pracy wykorzystywane są metody zakładające pewne założenia upraszczające, które pozwalają na szacowanie wypadkowych współczynników niezawodności pracy tych sieci. Przykładem takiej metody jest **metoda dwuskładnikowych schematów niezawodnościowych sieci**. W metodzie tej dla każdego wybranego stanu sieci (roboczy układ pracy układy poawaryjne, itp.) sporządza się schemat niezawodnościowy, w którym oznacza się elementy układu i wyłączniki schematu niezawodnościowego (ze szczególnym uwzględnieniem rodzaju zastosowanej automatyki SZR). Element niezawodnościowego schematu sieci, dla którego oblicza się wskaźniki zawodnościowe, nazywa się elementem obliczeniowym.

W charakteryzowanej metodzie zakłada się, że przerwa w zasilaniu elementu obliczeniowego występuje na skutek zawodności [78, 148]:

- odcinków obliczeniowych,
- węzłów obliczeniowych,
- obliczeniowych elementów zależnych, które znajdują się na drodze zasilania elementu obliczeniowego, tj. w obwodzie zasilania tegoż elementu.

Odcinkiem obliczeniowym schematu niezawodnościowego sieci nazywa się fragment schematu niezawodnościowego sieci składającego się z elementów i łączących je wyłączników, w których awaryjna utrata jednego z nich powoduje przerwę w zasilaniu elementu obliczeniowego.

Węzłem obliczeniowym schematu zawodnościowego sieci nazywa się fragment schematu składający się z dwóch lub z trzech połączonych wyłącznikami elementów, których jednoczesna awaryjna utrata prowadzi do przerwy w zasilaniu elementu obliczeniowego.

Obliczeniowymi elementami zależnymi schematu niezawodnościowego sieci nazywa się takie dwa elementy, których awaryjna jednoczesna utrata na skutek działania tego samego zakłócenia prowadzi do przerwy w zasilaniu elementu obliczeniowego.

Metoda dwuskładnikowa umożliwia wyznaczenie [78]: oczekiwanej rocznej intensywności przerw, wypadkowego współczynnika zawodności, łącznego czasu przerwy w zasilaniu, i może być zastosowana do oceny niezawodności eksploatowanych układów zasilających odbiorców energii elektrycznej. Obliczane wskaźniki odnoszone są do okresu rocznego, a ich ocena opiera się na informacjach statystycznych z okresu wcześniejszego [78, 147].

Podstawowe współczynniki zawodnościowe sieci rozdzielczych różnych napięć i różnego rodzaju można także obliczać przybliżoną **metodą schematów strukturalnych**. Posługując się powyższą metodą można wyznaczyć współczynniki, takie jak [78]:

- intensywność awarii N_a , średni czas trwania jednej awarii t_a ,
- intensywność planowanych przerw N_p , średni czas planowanych przerw, t_p .

Wskaźniki te odnosi się do szyn dolnego napięcia każdej stacji odbiorczej zasilanej z rozpatrywanej sieci, będącej dla danej stacji siecią górnego napięcia. Do wskaźników tych włączone będą również wskaźniki zawodnościowe transformatorów (pół transformatorowych) stacji odbiorczych, bez uwzględniania jednak zawodności urządzeń rozdzielczych dolnego napięcia.

Podstawą do obliczeń wskaźników zawodnościowych jest schemat strukturalny sieci elektroenergetycznej, zawierający m.in. wszystkie źródła zasilania. Na jego podstawie sporządza się strukturalny schemat zawodnościowy, w którym linie elektroenergetyczne zastępuje się blokami (zwanymi blokami zawodnościowymi), związanymi między sobą wraz z odbiorcami i ze źródłami zasilania. W metodzie tej uwzględnia się fakt, że o niezawodności sieci rozdzielczych w dużym stopniu decyduje niezawodność linii elektroenergetycznych, które stosunkowo często ulegają awariom.

W opisywanej metodzie w przypadku analizy układów zasilanych z wielu źródeł przyjmuje się często założenie, że źródła są bezawaryjne lub że przerwy w zasilaniu

linii z tych źródeł są to przerwy sporadyczne i krótkotrwałe, nie mają więc istotnego wpływu na niezawodność badanego układu, tak więc zakłada się połączenie źródeł zasilania, co jest uwzględniane na schemacie niezawodnościowym sieci. W strukturalnym schemacie zawodnościowym linie dwutorowe uwzględnia się za pomocą trzech bloków zawodnościowych. Dwa pierwsze odnoszą się do wskaźników zawodnościowych własnych każdego toru linii, natomiast blok trzeci dotyczy wskaźników zawodnościowych uwzględniających wzajemne oddziaływanie linii. Szczegółowy opis matematyczny tych zagadnień można odnaleźć w pracy [78].

W przypadkach bardziej złożonych sieci, w których na przykład występują połączenia między elementami równoległymi, stosuje się również założenia upraszczające, zakładające małe prawdopodobieństwo jednoczesnej awarii tak połączonych elementów. Scharakteryzowana metoda obliczeniowa umożliwia obliczenie wskaźników zawodnościowych, z uwzględnieniem urządzeń rozdzielczych w stacjach elektroenergetycznych.

W literaturze przedmiotu znaleźć można specjalistyczne metody oceny niezawodności określonych układów elektroenergetycznych. Opis tych metod można znaleźć w pracach [78, 82, 102, 146].

W wielu przypadkach wyznaczenie parametrów niezawodnościowych metodami obecnie dostępnymi w teorii niezawodnościowej jest bardzo pracochłonne i – jak to już stwierdzono w rozdziale pierwszym – nie zawsze daje zadowalające rezultaty [78, 82, 102, 146]. Wynika to głównie z wieloprzyczynowości czynników zakłócających, ich losowego charakteru, stosunkowo długich przerw pomiędzy pojawiającymi się zdarzeniami, współbieżnością procesów zachodzących w układzie. Pełną informację niezawodnościową można uzyskać poprzez określenie rozkładu podstawowych funkcji niezawodnościowych układu elektroenergetycznego. Wyznaczenie stanu niezawodnościowego układu jest możliwe, gdy funkcje odnowy i niezawodności jego elementów składowych są wykładnicze, natomiast gdy rozkłady te są różne od wykładniczych, co ma miejsce wtedy, gdy elementy poddawane są procesom starzeniowym, analityczne określenie stanów niezawodnościowych jest bardzo skomplikowane. Możliwe jest zastosowanie (w przypadku takich problemów) metod symulacyjnych (scharakteryzowano je w rozdziale szóstym) umożliwiających m.in. uwzględnienie wzajemnej zależności obiektów, niestacjonarności strumieni niesprawności i odnow, współzależności zdarzeń, empirycznych rozkładów prawdopodobieństw czasów przebywania obiektów w poszczególnych stanach.

Metody symulacyjne są narzędziem badawczym, które umożliwia pominięcie żmudnych, a niekiedy niemożliwych do wykonania (z powodu braku metodologii postępowania), obliczeń matematycznych związanych z oceną parametrów niezawodnościowych systemu elektroenergetycznego. Metody symulacyjne charakteryzują się możliwością uwzględniania m.in. współzależności zdarzeń, empirycznych rozkładów prawdopodobieństwa czasów przebywania obiektów w różnych stanach, co w przypadku zastosowania metod analitycznych wiąże się z bardzo skomplikowanymi matematycznie zależnościami i dużą pracochłonnością obliczeń.

Ważną zaletą wykorzystania metod symulacyjnych jest uzyskiwanie w dużej części przypadków, porównywalnych wyników dla zamodelowanych sieci dystrybucyjnych z wynikami uzyskiwanymi z użyciem metod analitycznych, przy znacząco mniejszym nakładzie obliczeniowym. Jest to związane z tym, iż metody symulacyjne nie wymagają w porównaniu do metod analitycznych zastosowania skomplikowanych zależności matematycznych, oraz nie są wymagane w tym przypadku duże zbiory informacji statystycznej z okresów wieloletnich, związanej z awaryjnością elementów układów elektroenergetycznych.

Porównując możliwości i ograniczenia zastosowań analitycznych metod oceny niezawodności sieci elektroenergetycznych oraz biorąc pod uwagę możliwości związane z zastosowaniem metod symulacyjnych, zauważyć można, iż dobór odpowiedniej dla danego problemu metody obliczeniowej zależy w dużej mierze od złożoności analizowanego układu, dostępnych danych, a także od możliwości zaakceptowania założeń upraszczających.

Po analizie stosowanych dotychczas metod oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, autor pracy doszedł do wniosku, iż dobrą alternatywą dla tych metod mogą być metody symulacyjne, w tym m.in. metody bazujące na technice Monte Carlo, a także metoda oparta o sieci Petriego [152, 153, 155, 166]. W przypadku zadań, w których oprócz oceny niezawodności układu przydatna byłaby także informacja o optymalnym poziomie niezawodności układu (związanym m.in. z doбором konfiguracji układu), użyteczne mogą być metody opracowane przez autora pracy (opisane w punkcie 6.3 oraz rozdziałach 7 oraz 8), które to metody oparte są na zastosowaniach teorii algorytmów ewolucyjnych.

5. CHARAKTERYSTYKA PROBLEMÓW OCENY NIEZAWODNOŚCI ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ SKUTKÓW TECHNICZNO-EKONOMICZNYCH PRZERW W DOSTAWACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

5.1. Podstawowe problemy w ocenie niezawodności sieci dystrybucyjnych

W obecnej sytuacji sektora elektroenergetyki, przy planowaniu rozwoju i eksploatacji systemu elektroenergetycznego nadal bardzo istotne pozostają zagadnienia zapewnienia niezawodności dostaw energii odbiorcom, w sposób ekonomicznie uzasadniony [10, 12, 61, 62, 64, 131].

Podstawowymi pojęciami w elektroenergetyce, związanymi z pojęciem niezawodności, są pojęcia ciągłość i jakości zasilania w energię elektryczną. Ciągłość zasilania energią elektryczną jest to stan odpowiadający normalnemu zasilaniu odbiorców, którego miarą jest względny czas tego stanu, określany poprzez współczynnik niezawodności. Jakość energii elektrycznej jest zagadnieniem odrębnym od ciągłości zasilania elektroenergetycznego.

Odchylenie parametrów jakościowych energii elektrycznej poza granice dopuszczalne prowadzi do niedostatecznej jakości dostawy energii elektrycznej, a nawet do stanu, który można uznać za awarię z punktu widzenia zasilania odbiorcy. Bardzo znaczne odchylenia parametrów jakościowych mogą być utożsamiane ze stanem awaryjnym, gdyż odbiorca nie może użytkować energii elektrycznej ze względu na niedostateczną jej jakość [10, 76, 77, 125, 146].

Dogłębny i bardzo szczegółowy opis matematyczny metod badania i oceny jakości energii elektrycznej przedstawiono w pracy [76], w której scharakteryzowano przyczyny, metody oceny (dla różnych układów elektroenergetycznych) oraz skutki niewłaściwych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Z problematyką jakości energii elektrycznej związane są następujące zagadnienia [75, 76, 77, 79, 80, 106, 109, 111, 113]:

- odchylenia i wahania częstotliwości napięcia i prądu,
- odchylenia napięcia,
- asymetria prądów i napięć,
- wahania napięcia,
- zapady, podskoki i impulsy napięcia oraz sygnały napięciowe,
- odkształcenie (niesinusoidalność) prądów i napięć,
- deformacja mocy w układach o odkształconych i asymetrycznych napięciach i prądach,
- metody pomiarów parametrów jakości energii elektrycznej.

Całościowy opis wymienionych powyżej zagadnień, dotyczących oceny jakości energii elektrycznej wraz z przeanalizowanymi przykładowymi problemami obliczeniowymi, zawarto w pracy [76].

Metody badania i oceny odkształceń przebiegu prądu i napięcia w sieciach elektroenergetycznych (ze szczególnym uwzględnieniem sieci wiejskich) przedstawiono w pracy [113]. Jest to bardzo ważny problem w eksploatacji sieci elektroenergetycznych, gdyż zaburzenia przebiegów sinusoidalnych, powodujące odkształcenie przebiegu prądów i napięcia w sieciach elektroenergetycznych, mają ujemny wpływ na efekty ekonomiczne i techniczne pracy sieci. Do szkodliwych efektów zalicza się [106, 111, 113]:

- zwiększone straty mocy czynnej w liniach i transformatorach,
- przeciążenie przewodu neutralnego,
- zakłócenia w pracy zabezpieczeń i układów sterujących,
- błędne wskazania liczników energii,
- przeciążenia oraz straty w układach kompensacji mocy biernej,
- przyspieszenie starzenia izolacji kabli oraz przewodów napowietrznych z izolowanymi żyłami.

W pracy [113] zawarto szczegółowy opis metodyki badania i oceny odkształceń przebiegów prądów oraz napięć wraz z wynikami analiz dla wybranych układów sieciowych.

Podstawowym sposobem zwiększania niezawodności zasilania sieci jest jej rozbudowa, która wiąże się z budową nowych linii i stacji elektroenergetycznych. Poprawę niezawodności sieci elektroenergetycznej można również uzyskać poprzez następujące działania [74, 88, 104, 119]:

- a) zmniejszanie częstości zakłóceń, wynikające z instalowania urządzeń o wyższej jakości oraz zmiany konstrukcyjne i materiałowe,
- b) skrócenie czasu przerw zasilania powstałych na skutek zaistniałych zakłóceń przez udoskonalanie dyspozycji mocy, lepsze wyposażenie brygad remontowych itp.,
- c) efektywne zarządzanie infrastrukturą sieci.

Analizy niezawodnościowe umożliwiają na przykład porównanie różnych wariantów rozwiązań stacji elektroenergetycznych oraz układów sieci dystrybucyjnych pod względem właściwości niezawodnościowych oraz ich dyspozycyjności. Obliczenie wypadkowych współczynników niezawodnościowych stacji pozwala projektantowi na właściwy dobór układu połączeń stacji (rozdzielni), do zadań i funkcji, jakie stacja będzie spełniała w systemie dystrybucyjnym.

Aktualnym i ważnym zagadnieniem jest analiza możliwości współpracy źródeł generacji rozproszonych z siecią elektroenergetyczną średniego napięcia. Podstawowym elementem decydującym o możliwościach współpracy lokalnego źródła energii elektrycznej z siecią elektroenergetyczną jest rodzaj prądnicy prądu przemiennego, w jaki to źródło zostało wyposażone. W przypadku lokalnego źródła wytwórczego z generatorem asynchronicznym istnieje tylko i wyłącznie możliwość współpracy tego źródła w układzie równoległym z siecią elektroenergetyczną.

W przypadku źródeł wyposażonych w generatory synchroniczne istnieje możliwość współpracy w układzie równoległym z siecią elektroenergetyczną, jak i niezależnie od sieci, w tzw. układzie pracy wyspowej. Ta zaleta generatorów synchro-

nicznych może w znacznym stopniu wpłynąć na wzrost pewności zasilania odbiorców zasilanych z sieci wydzielonego podsystemu wytwórczo-odbiorczego, do której jest przyłączony generator, zwłaszcza w przypadku zakłóceń w układach zasilania tego podsystemu czy rozwijającej się awarii systemowej.

Można wyróżnić następujące sposoby współpracy zdecentralizowanych źródeł energii z siecią elektroenergetyczną [60, 124]:

- a) współpraca równoległa z siecią elektroenergetyczną KSE (bez względu na rodzaj prądu),
- b) praca wyspowa lokalnego źródła energii (tylko źródła wyposażone w generatory synchroniczne),
- c) praca lokalnego źródła wytwórczego w charakterze awaryjnego źródła energii elektrycznej,
- d) współpraca równoległa z siecią elektroenergetyczną z możliwością przełączenia do pracy na sieć wydzieloną w przypadku utraty powiązania podsystemu wytwórczo-odbiorczego z siecią nadrzędną,
- e) praca lokalnego źródła wytwórczego w charakterze awaryjnego źródła energii elektrycznej połączona z możliwością współpracy równoległej z siecią elektroenergetyczną.

Przyłączenie jednostki wytwórczej do pracy równoległej z istniejącą siecią elektroenergetyczną może być przyczyną wielu trudności technicznych, spowodowanych między innymi przekroczeniem dopuszczalnych poziomów odchylenia napięcia od wartości znamionowej w stanach pracy ustalonej, błędnym działaniem urządzeń automatyki zabezpieczeniowej, pracujących w tej sieci, a także naruszeniem warunków równowagi dynamicznej (stabilności) w stanach pracy przejściowej, zarówno przyłączanego do sieci generatora, jak i lokalnej sieci elektroenergetycznej. Możliwości współpracy lokalnego źródła energii z istniejącymi układami elektrycznymi sieci rozdzielczych powinny być każdorazowo przedmiotem dokładnych analiz określających wpływ wprowadzenia nowego elementu w istniejącą strukturę sieciową na poziom ich bezpieczeństwa i niezawodność pracy.

Rozproszone źródła energii, o niewielkich mocach, lokalizowane są na poziomie sieci dystrybucyjnych i nie podlegają one procedurom centralnego planowania i sterowania, ponadto dyspozycyjność tych źródeł jest uzależniona od warunków zewnętrznych. Trwają także badania mające na celu określenie wpływu rosnącej generacji rozproszonej na niezawodność dostaw energii elektrycznej odbiorcom [60, 125].

Istotną cechą opracowanych przez autora metod przedstawionych w rozdziałach 7 oraz 8 jest możliwość uwzględnienia w analizowanych modelach optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnych (ze szczególnym uwzględnieniem stanów awarii) wpływu źródeł generacji rozproszonej na pracę sieci, które to źródła wpływają na rozpyły mocy, możliwości przepustowe sieci, poziomy napięć oraz na parametry jakościowe energii elektrycznej.

Ocena niezawodności sieci elektroenergetycznych SN potrzebna jest zarówno w jej eksploatacji, jak i w planowaniu jej rozwoju. Dane do tych ocen uzyskuje się ze zdarzeń zaistniałych podczas eksploatacji sieci. W okresie eksploatacji sieci

elektroenergetycznych, na jej elementach występują zakłócenia. Zakłócenia te wynikają z przyczyn wewnętrznych (m.in. konstrukcyjnych, przeciążeń, starzenia się) i zewnętrznych (m.in. meteorologicznych, środowiskowych). Powodują one zawsze zagrożenia pracy sieci. Jednak nie zawsze prowadzą do przerw w dostawach energii elektrycznej lub ograniczeń dostawy mocy do jej węzłów odbiorczych. Wystąpienie przerw i ograniczeń zależne jest od struktury układu pracy sieci, a szybkość i sposób ich likwidacji związane są z konfiguracją układu, wyposażeniem w urządzenia rozdzielcze i automatykę sieciową oraz jej obsługą.

Do wyznaczania współczynników zawodności w sieciach dystrybucyjnych stosuje się także metodę obliczania tych współczynników, opartą na znajomości ilości niedostarczonej odbiorcom energii elektrycznej z powodu przerw w zasilaniu i ilości energii dostarczonej odbiorcom w określonym czasie. W tym podejściu ilość niedostarczonej energii elektrycznej obliczana jest na podstawie średniej mocy czynnej pobieranej przez odbiorców zasilanych z rozpatrywanej sieci w określonym czasie, lub na podstawie mocy zainstalowanych transformatorów i współczynników ich obciążenia [131]. Niedokładności wynikają z szacunkowego obliczania niedostarczonej energii.

W sieciach elektroenergetycznych prowadzi się planowe prace profilaktyczne przeciwdziałające przypadkom utraty sprawności działania elementów układu. Są to wszelkiego rodzaju planowe prace konserwacyjne, przeglądy i planowe remonty. Z punktu widzenia niezawodności układu sieciowego szczególnie istotne są te prace, które wiążą się z koniecznością wyłączenia elementu, co prowadzi do osłabienia układu lub do wyłączenia węzłów odbiorczych. W literaturze znane są metody pozwalające na określanie dla wybranych urządzeń (m.in. linie kablowe SN, transformatory rozdzielcze) optymalnych czasów ich eksploatacji wynikających z minimalizacji kosztów ich eksploatacji. Przy obliczaniu tych kosztów uwzględniane są (pogarszające się z czasem eksploatacji urządzenia) wskaźniki zawodnościowe [11, 148].

Z punktu widzenia niezawodności, od sieci wymaga się ciągłej dostawy energii elektrycznej o odpowiedniej jakości do każdego węzła odbiorczego w określonych przedziałach czasu. Dla każdego węzła odbiorczego (odbiorcy) wymagania te spełniane są w różnym stopniu. W rezultacie dla każdego węzła odbiorczego otrzymuje się inne wskaźniki niezawodności.

Wskaźniki te wynikają z wrażliwości odbiorców na zakłócenia dostawy energii elektrycznej i ogólnie określa się je poprzez [82, 124]:

- a) czas dopuszczalnej przerwy – dla jednych odbiorców będą to przerwy krótkie o czasie porównywalnym z czasem działania zabezpieczeń i zastosowanej automatyki sieciowej oraz przerwy krótkie w wyniku zakłóceń przemijających w układzie elektroenergetycznym; dla większości odbiorców wrażliwość na przerwy krótkie, tj. poniżej jednej minuty, jest mała;
- b) sumaryczny czas trwania przerw w analizowanym okresie (zwykle okres jednego roku),
- c) sumaryczną liczbę przerw w analizowanym okresie; oddzielnie rozpatruje się przerwy krótkie;

- d) dostawa energii o nieodpowiedniej jakości dla wielu odbiorców jest bezużyteczna, więc traktowana jest jako przerwa zasilania.

Do obliczenia wskaźników niezawodności układów sieci elektroenergetycznych używane są m.in. programy komputerowe NIEZ i TRELSS [10, 124, 125]. Program NIEZ oblicza wskaźniki dla przerw zasilania i ograniczeń dostawy energii elektrycznej. Przeznaczony jest do analizy niezawodności sieci, ale również istnieje możliwość uwzględniania jednostek wytwórczych. Na coraz większą skalę zastosowanie znajduje program TRELSS, mający szerokie możliwości w zakresie analizowania systemów elektroenergetycznych w stanach awarii i zakłóceń, do których można zaliczyć m.in.: przeciążenia elementów sieci, odchylenia napięć węzłowych, podział systemu, ograniczenie mocy dostarczanej.

Rozpoznanie awaryjności sieci SN dają wyniki z badań statystycznych. Podstawę stanowią gromadzone dane o awaryjnych wyłączeniach poszczególnych elementów sieci elektroenergetycznych. Na tej podstawie tworzona jest statystyka awaryjności, z której uzyskuje się dane do prowadzenia eksploatacji, bieżącej oceny niezawodności, działań modernizacyjnych i rozwojowych. Istnieje także potrzeba unowocześnienia systemu gromadzenia i przetwarzania danych o wyłączeniach elementów sieci SN.

Współpraca sieci lokalnych z systemem krajowym i/lub innymi podsystemami lokalnymi może wpłynąć na poprawę warunków niezawodnościowych. Perspektywnie rozwój źródeł generacji rozproszonej powinien poprawiać niezawodność zasilania wybranych odbiorców końcowych oraz ich najbliższego otoczenia w sieciach niskiego i średniego napięcia. Warunkiem koniecznym jest jednak poprawa stanu sieci średnich i niskich napięć.

Znaczna liczba odbiorców energii elektrycznej jest zasilana z sieci średniego napięcia (SN), a poprzez tę sieć także z sieci niskiego napięcia. Sieć SN decyduje bezpośrednio o jakości zasilania tych odbiorców, natomiast pośrednio wpływają na to również wyższe poziomy hierarchiczne systemu elektroenergetycznego (wytworzenie, przesył, rozdział 110 kV). Sieci SN mają strukturę kształtowaną przez wiele lat i dopasowywaną do potrzeb odbiorców.

W wyniku tego procesu powstała struktura sieci SN, która tylko w pewnych fragmentach rezerwuje się wzajemnie. Najczęściej rezerwowana jest ona w obszarach (skupiskach) ważnych odbiorców. Rezerwowanie to jest wykonywane przez przełączenia ręczne bądź automatyczne, bowiem sieć ta praktycznie pracuje w układach jednostronnie zasilanych.

5.2. Skutki techniczne i ekonomiczne zawodności systemów dystrybucyjnych

Istotnym czynnikiem, który uwzględniany jest przy pracach związanych z modernizacją i eksploatacją systemu elektroenergetycznego, są straty wynikające z przerw i ograniczeń dostawy energii elektrycznej do odbiorców [61, 62]. Straty te są trudne do oszacowania; zależą bowiem od wielu czynników, spośród których do

najistotniejszych można zaliczyć m.in. zmienną intensywność działania różnych odbiorców. Ponadto nie zawsze występuje silna korelacja między energią niedostarczoną a stratami gospodarczymi odbiorcy [124, 167]. Istnieje jednak potrzeba stosowania pewnej wielkości, będącej przybliżoną miarą kosztów niedostarczonej energii. W literaturze anglojęzycznej taką stosowaną miarą jest wskaźnik wartości niedostarczonej energii *IEAR*, którego odpowiednikiem w literaturze polskiej jest wskaźnik ekonomiczny niedostarczonej energii elektrycznej. Wystarczalność stosowania tego wskaźnika wynika m.in. stąd, iż każda poprawa niezawodności układu elektroenergetycznego następuje skokowo. Powoduje to znaczne złagodzenie wymagań co do dokładności w oszacowaniu strat ekonomicznych spowodowanych przerwami zasilania.

Prowadzone badania dla różnych grup odbiorców dostarczają informacji o kosztach ponoszonych przez odbiorców w wyniku przerw w dostawie energii. Pozwala to następnie na ich przetworzenie do postaci zł/kW lub zł/kW·h. Umożliwia to dla wyróżnionych grup odbiorców i charakterystycznych wartości czasów trwania przerw w zasilaniu, określić przybliżone wartości wskaźników ekonomicznych niedostarczonej energii. Rezultatem zawodności systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej są straty ponoszone zarówno przez odbiorców tejże energii, jak również przez dostawcę energii. Straty zawodnościowe powstają wskutek przerw w zasilaniu, a także przy ograniczeniach w dostawie mocy i energii elektrycznej.

Koszty ponoszone przez dystrybutora związane są przede wszystkim z naprawami poawaryjnymi oraz ze stratami związanymi z niesprzedaną energią. Ogólnie można je określić zależnością [78, 124, 167]:

$$K_{zd} = k_{nap} \cdot N_r + k_{uz} \cdot \Delta A_n \quad (5.1)$$

gdzie: N_r – roczna intensywność uszkodzeń, wymuszająca wykonanie prac remontowych; k_{nap} – średni koszt naprawy, związany z pojedynczym uszkodzeniem; k_{uz} – średni koszt utraty zysku z jednostki energii elektrycznej niesprzedanej odbiorcy; ΔA_n – niedostarczona odbiorcy energia elektryczna.

Niedostarczoną energię ΔA_n można w przybliżeniu wyznaczyć, przy znajomości oczekiwanego wskaźnika zawodności układu zasilającego, posługując się wzorem:

$$\Delta A_n = P_{sr} \cdot T_a = P_{sr} \cdot q \cdot T_r = m \cdot P_s \cdot q \cdot T_r \quad (5.2)$$

gdzie: T_r – planowany w ciągu roku czas pracy rozpatrywanego układu zasilającego, w h; P_s i P_{sr} – moce szczytowa i średnia pobierane przez odbiorcę w okresie T_r , w kW; $m = \frac{P_{sr}}{P_s}$ – współczynnik obciążenia; q – oczekiwany wskaźnik zawodności (nieciągłości) zasilania odbiorcy; T_a – oczekiwany czas trwania przerw w zasilaniu w ciągu czasu T , w h.

Biorąc pod uwagę powyższe zależności, koszty związane z zawodnością układów sieci rozdzielczych ponoszone przez dystrybutora można określić wzorem, wg [78]:

$$K_D = k_{na} \cdot \frac{q \cdot T_r}{t_a} + k_{oa} \cdot m \cdot P_s \cdot T_r \cdot q \quad (5.3)$$

gdzie: K_D – koszty ponoszone przez dystrybutora energii, w zł.

Zawodnościowe koszty strat gospodarczych w okresie awarii układu zasilającego u odbiorców przemysłowych można ogólnie określić za pomocą następującego równania:

$$K_z = K_{zp} + K_{zd} = K_p - (K_m + K_e) + K_{zd} \quad (5.4)$$

gdzie: K_{zp} – wartość niewykonanej produkcji w okresie postoju, w zł; K_m – normatywny koszt materiałów i surowców w okresie postoju, w zł; K_e – normatywny koszt energii elektrycznej w okresie postoju, w zł; K_{zd} – koszty dodatkowe związane z postojem, w zł.

W skład kosztów dodatkowych wchodzi następujące składniki [78, 100]:

- dodatkowe koszty osobowe, materiałów i energii (związane z rozruchem po postoju),
- koszty napraw uszkodzonych na skutek przerw w zasilaniu urządzeń produkcyjnych,
- koszty strat wynikłych ze zniszczenia surowców lub pogorszenia jakości produktów,
- koszty uruchomienia rezerw.

W przypadku przerw w zasilaniu odbiorców komunalno-bytowych straty zawodnościowe obejmują [78, 124]:

- straty wynikające z przymusowej bezczynności mieszkańców, szczególnie te straty mogą być duże w przypadku pracy zawodowej wykonywanej w miejscu zamieszkania (np. przez sieć Internetu),
- straty zniszczenia materiałów,
- straty spowodowane pogorszeniem warunków sanitarno-zdrowotnych.

W literaturze dotyczącej problematyki niezawodności zasilania odbiorców energii elektrycznej znane są metody wyznaczania strat zawodnościowych dla różnych grup odbiorców. Większość tych metod dotyczy wyznaczania kosztów strat zawodnościowych ponoszonych przez odbiorców przemysłowych. Do podstawowych metod obliczania kosztów zawodnościowych zaliczyć można metody, takie jak:

- a) metoda charakterystyk strat zawodnościowych,
- b) metoda wskaźnika ekonomicznego niedostarczonej energii elektrycznej.

Metodę charakterystyk strat zawodnościowych stosuje się do obliczania kosztów strat zawodnościowych powstałych w wyniku przerw w zasilaniu. W celu zastosowania tej metody należy określić charakterystykę strat w funkcji czasu trwania przerwy w zasilaniu, zwaną także charakterystyką czasową kosztów strat zawodnościowych, oraz oczekiwaną liczbą przerw o średnim czasie ich trwania. Koszty zawodności dostaw energii elektrycznej w obiektach przemysłowych i produkcyjnych zależą od następujących czynników [78]:

- rodzaju wyłączanych odbiorników,
- procesu technologicznego, w którym uczestniczą wyłączane odbiorniki,
- fazy procesu technologicznego, w której nastąpiło wyłączenie,
- czasu trwania wyłączenia,
- czasu rozruchu odbiorników po przywróceniu zasilania,
- wartości materiałów i zniszczonych narzędzi spowodowanych przerwami w zasilaniu,
- koszty napraw poawaryjnych,
- możliwości zwiększenia produkcji po przywróceniu zasilania.

Biorąc pod uwagę okres roku, koszty strat zawodnościowych można określić następująco:

$$K_z = \sum_{i=1}^n (K_{zi} \cdot N_i) \quad (5.5)$$

gdzie: K_{zi} – koszty strat zawodnościowych, odpowiadające czasowi trwania przerwy t_{ai} , wyznaczone z charakterystyki $K_{zi} = f_k(t_{ai})$; N_i – oczekiwana liczba przerw w rozpatrywanym okresie, o średnim czasie ich trwania $\bar{t}_{ai}$; n – liczba ustalonych przedziałów czasów trwania przerw.

Charakterystyki czasowe cząstkowych strat zawodnościowych $K_{zi} = f_k(t_{ai})$ obrazują ekonomiczne skutki przerw w zasilaniu energią elektryczną procesów produkcyjnych lub całych zakładów. Natomiast charakterystyki czasowe intensywności przerw $N_i^* = f_N(t_{ai})$ są miernikiem zawodności elektroenergetycznego układu zasilającego [78].

Koszty zawodności związane z przerwami w dostawach energii ponoszone przez odbiorców energii, zaliczanych do różnych grup, można obliczać za pomocą wskaźników ekonomicznych niedostarczonej energii. Zgodnie z pracami [78, 124, 161, 167], w których zawarte są przykłady wykorzystania metody równoważnika niedostarczonej energii do obliczeń kosztów zawodności elektroenergetycznych układów zasilania, koszty te można obliczyć wykorzystując zależność:

$$K_z = k_A \cdot \Delta A_n \quad (5.6)$$

gdzie: K_z – koszty zawodności, w zł; k_A – wskaźnik jednostkowych strat zawodnościowych węzła, w zł/kW·h; ΔA_n – nie dostarczona energia wskutek przerwy w zasilaniu, w kW·h.

Dokładniejsze wyniki obliczeń kosztów zawodnościowych uzyskuje się uwzględniając osobno koszty spowodowane przerwami awaryjnymi i koszty wynikające z planowanych przerw.

Na tej podstawie oczekiwane koszty strat zawodnościowych u odbiorcy można obliczyć ze wzoru:

$$K_z = K_{za} + K_{pl} = k_{Aa} \cdot \Delta A_{na} + k_{Apl} \cdot \Delta A_{npl} \quad (5.7)$$

gdzie: K_{za} – koszty spowodowane przerwami awaryjnymi, w zł; K_{pl} – koszty wynikające z planowanych przerw, w zł; k_{Aa} i k_{Apl} – wskaźniki jednostkowych kosztów strat zawodnościowych spowodowanych przerwami (wyłączeniami) odpowiednio awaryjnymi i planowanymi, w zł/kW·h; ΔA_{na} , ΔA_{npl} – niedostarczona odbiorcy ilość energii elektrycznej na skutek przerw odpowiednio awaryjnych i planowanych, w kW·h.

Jeśli istnieje uzasadniona potrzeba można, zmodyfikować wzór (5.7) uwzględniając w nim koszty strat gospodarczych wynikające z krótkich przerw w zasilaniu, co ma istotne znaczenie w przypadku procesów technologicznych wrażliwych na tego rodzaju zdarzenia.

W celu obliczenia równoważnika k_A należy znać czasową charakterystykę jednostkowych strat zawodnościowych $K_{zi} = f_k(t_{ai})$ i rozkład czasów awarii (przerw) w postaci charakterystyk $N_i^* = f_N(\overline{t_{ai}})$ lub $N_i^* = f_N(t_{ai})$, wówczas można wykorzystać następujący wzór, wg [78]:

$$k_A = \frac{K_z}{\Delta A_n} = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^n K_{zi} N_i^*}{P_{sr}^* \cdot q \cdot T_r} \quad (5.8)$$

W literaturze omawiającej te zagadnienia prezentowane są wyniki badań dotyczące wartości wskaźników ekonomicznych niedostarczonej energii dla wybranych grup odbiorców. Przykładem tego mogą być m.in. prace [78, 124, 167]. Zaprezentowano w nich obliczone przez autorów wartości wskaźników ekonomicznych niedostarczonej energii elektrycznej dla wybranych grup odbiorców, które świadczą o tym, iż jest to problemem ważny i aktualny.

Metodykę obliczania strat zawodnościowych, prowadzącą do wyznaczenia wskaźników ekonomicznych niedostarczonej energii do obiektów usługowych oraz odbiorców bytowych, przedstawiono m.in. w pracach [124, 167]. Straty wstępujące u odbiorcy, wynikające z przerw i ograniczeń dostawy energii elektrycznej, są trudne do oszacowania z powodu braku stałego modelu zależności pomiędzy niedostarczoną energią a stratami poniesionymi przez odbiorcę.

Jedną z metod, jaką można zastosować w takim przypadku jest metoda ankietowa. Tego rodzaju podejście przedstawiono w pracy [124], w której zawarto wnioski dotyczące aktualnych danych wynikających z krajowych badań prowadzonych w obszarze charakteryzowanej problematyki.

6. METODY SYMULACYJNE STOSOWANE DO ANALIZY I OCENY NIEZAWODNOŚCI SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

6.1. Metody symulacyjne wykorzystujące technikę Monte Carlo

W wielu przypadkach wyznaczenie parametrów niezawodnościowych metodami obecnie dostępnymi w teorii niezawodnościowej jest bardzo pracochłonne i nie zawsze daje zadowalające rezultaty. Wynika to głównie z wieloprzyczynowości czynników zakłócających, ich losowego charakteru, stosunkowo długich przerw pomiędzy pojawiającymi się zdarzeniami, współbieżności procesów zachodzących w układzie oraz z ograniczeń metod stosowanych w tego typu analizie [9, 16, 71, 125, 145, 147].

Rozwiązaniem jest stosowanie opisu parametrów niezawodnościowych w postaci rozkładów, które niosą znacznie większą ilość informacji o danym wskaźniku, w sposób ciągły i możliwy do określenia w dowolnej chwili czasu. Trudnością, jaką napotkać można w trakcie analizy niezawodnościowej układów elektroenergetycznych (w oparciu o rozkłady parametrów niezawodnościowych) jest występowanie w układzie elementów, których parametry opisane są za pomocą rozkładów różnych od rozkładu wykładniczego. Występowanie rozkładów różnych od wykładniczych uniemożliwia wykorzystanie do dalszej analizy na przykład metod opartych na procesach i łańcuchach Markowa.

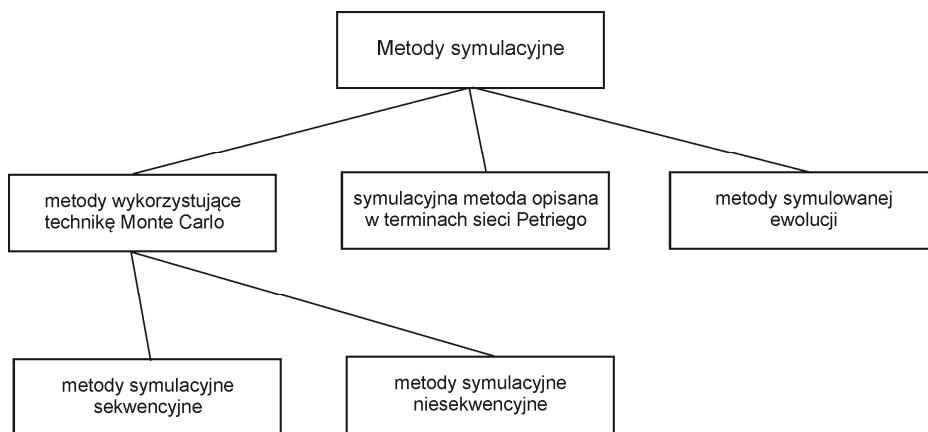
Podczas oceny parametrów niezawodnościowych często stosowane są założenia upraszczające, których skutkiem jest niedokładne wyznaczenie wartości parametrów. Jednym z najczęściej stosowanych uproszczeń jest założenie, że wszystkie parametry niezawodnościowe elementów składowych układu posiadają takie same rozkłady, co jest związane z rozszerzeniem wykładniczego prawa niezawodności na wszystkie obiekty techniczne [125, 147, 148, 154], a także stosowanie obiektów dwustanowych w modelach niezawodnościowych w miejscach, gdzie uzasadnione byłoby stosowanie obiektów wielostanowych.

Alternatywą dla metod analitycznych są metody symulacyjne, polegające na ocenie wskaźników niezawodnościowych dzięki symulacji losowego zachowania się systemu. Metody symulacyjne są takim narzędziem badawczym, które umożliwiają zmniejszenie trudności pojawiających się podczas oceny parametrów niezawodnościowych złożonych systemów energetycznych. Pozwalają one na pominięcie częstokrotność żmudnych obliczeń matematycznych, związanych z oceną parametrów niezawodnościowych systemu elektroenergetycznego. Podział symulacyjnych metod oceny niezawodności układów elektroenergetycznych przedstawiono na rysunku 6.1.

Wyznaczanie parametrów i charakterystyk niezawodnościowych projektowanych lub eksploatowanych obiektów technicznych metodami analitycznymi w wielu przypadkach jest trudne lub praktycznie niemożliwe. W metodach symulacyjnych oceny niezawodności układów elektroenergetycznych często wykorzystuje się technikę Monte Carlo. Metoda ta polega na konstruowaniu probabilistycznych modeli, algorytmów i programów komputerowych symulujących eksperymenty

losowe, których wyniki są opracowywane i badane metodami statystyki matematycznej. Funkcje o losowych argumentach odgrywają w tej metodzie kluczową rolę. Na tę metodę składają się trzy rodzaje zagadnień [52]:

- 1) tworzenie algorytmów umożliwiających uzyskiwanie za pomocą komputera, realizacji zmiennych losowych, wektorów losowych, procesów losowych o określonych charakterystykach probabilistycznych,
- 2) konstruowanie i symulacja komputerowa modeli probabilistycznych opisujących funkcjonowanie realnych systemów,
- 3) badanie metodami statystyki matematycznej charakterystyk i parametrów rozważanych systemów.



Rys. 6.1. Podział symulacyjnych metod oceny niezawodności układów elektroenergetycznych

Istnieje wiele metod symulacyjnych różniących się między sobą sposobami reprezentowania poszczególnych elementów, metodami opisu relacji zachodzących pomiędzy nimi. Metody symulacyjne można podzielić na dwie główne grupy: symulacje sekwencyjne (nazywane również szeregowymi) i symulacje niesekwencyjne. Metody sekwencyjne są bardziej czasochłonne niż metody niesekwencyjne. Czas oraz wszystkie jego okresy traktowane są chronologicznie. Dzięki temu można modelować takie właściwości układu, jak: następstwo zdarzeń czy korelacje czasowe.

W metodach niesekwencyjnych każdy przedział czasowy rozpatrywany jest niezależnie, niekiedy w losowej kolejności i przy różnym czasie trwania symulacji. Skracza to czas trwania całej symulacji, lecz powoduje pojawienie się ograniczeń w ilości informacji, jakie uzyskuje się podczas symulacji oraz po jej zakończeniu. Obydwie metody znajdują zastosowanie w teorii niezawodności SEE i ich stosowanie uzależnione jest w dużej mierze od symulowanych procesów oraz od wyznaczanych wskaźników [125].

Metody symulacyjne są również nazywane **metodami modelowania statystycznego**. Ich podstawy matematyczne opierają się na prawie wielkich liczb, ustanawiającym w określonych warunkach graniczną równość między średnią arytmetyczną

tyczną pewnych realizacji zmiennej losowej a wartością oczekiwaną tej zmiennej, przy dążącej do nieskończoności liczbie doświadczeń. Metody modelowania statystycznego umożliwiają uwzględnienie wzajemnej zależności obiektów, niestacjonarności strumieni niesprawności i odnów, współzależności zdarzeń, empirycznych rozkładów prawdopodobieństw czasów przebywania obiektów w poszczególnych stanach [16, 18, 52, 124, 166].

W algorytmach modelowania statystycznego wyróżnić można trzy podstawowe etapy ich realizacji.

Etap pierwszy dotyczy formowania realizacji zmiennych losowych oraz generowania na ich podstawie momentów czasowych zmiany stanu układu. Realizacje zmiennych losowych uzyskuje się za pomocą generatorów liczb losowych o zadanym rozkładzie. Generowane zmiany stanu elementu lub elementów powodują zmiany stanu systemu jako całości, co w konsekwencji pozwala na realizację procesu symulowania zmian stanów systemu.

Etap drugi dotyczy analizy zmiany stanu układu oraz wynikających z tego konsekwencji. W tym etapie określana jest możliwość rozszerzenia się awarii, wynikająca z tego konieczność zmian łączeniowych w układzie i ich czas, możliwości nałożenia się awarii kolejnych elementów. Wynikiem realizacji tego etapu obliczeń są wyznaczone wartości czasu przerwy w zasilaniu, ilości niedostarczonej energii, czasu odnowy systemu, a także ewentualnie zaniżenia mocy w stosunku do mocy zapotrzebowanej.

Końcowym etapem trzecim obliczeń jest analiza statystyczna wyników modelowania, w postaci obliczenia wskaźników niezawodności analizowanego systemu. W celu wykonania takiej analizy wymagana jest odpowiednia liczba prób dotycząca realizacji eksperymentu symulacyjnego, prowadzonego w etapach wcześniejszych.

Przykładem tego rodzaju metody obliczeniowej może być zagadnienie określania wartości oczekiwanej kosztów strat u odbiorców, wynikających z przerw w dostawach energii. W takim przypadku dokonuje się za pomocą procedur generujących wartości zmiennych losowych określenia czasów awarii elementów systemu i ich następstw, co pozwala (po wykonaniu odpowiedniej liczby prób), określić straty u odbiorców w założonym przedziale czasu. Dokładny opis tego rodzaju metodyki obliczeniowej zawarto w pracy [124].

Ważną zaletą metod symulacyjnych jest uzyskiwanie w dużej części przypadków, porównywalnych wyników dla zamodelowanych systemów dystrybucyjnych z wynikami uzyskiwanymi z użyciem metod analitycznych, przy znacząco mniejszym nakładzie obliczeniowym i krótszym czasie obliczeń. Jest to związane z tym, iż metody symulacyjne nie wymagają (w porównaniu do metod analitycznych) zastosowania skomplikowanych zależności matematycznych, oraz nie są wymagane w tym przypadku tak duże zbiory informacji statystycznej [9, 16, 17, 19, 50, 101].

Analiza kosztów przerw w dostawach energii do odbiorców dostarcza wartościowych informacji dotyczących optymalizacji poziomu niezawodności dostaw energii elektrycznej. Tej tematyce poświęcono pracę [19], która przedstawia zarówno uogól-

nione analityczne podejście oraz symulacyjne podejście dla oceniania kosztów przerw w dostawie energii w promieniowych sieciach dystrybucji. Analizę wykonano przy zastosowaniu metody analitycznej uwzględniającej średnie czasy odnowy, oraz porównano te analizy z otrzymanymi przy użyciu metody symulacyjnej, w której uwzględniano m.in. losowe czasy odnowy. Z przeprowadzonych analiz wynika, iż zastosowana metoda symulacyjna pozwalała uzyskać bardzo zbliżone wyniki do rezultatów otrzymywanych przy użyciu metod analitycznych.

Podobne podejście metodologiczne zastosowano w pracy [50], gdzie przedstawiono zastosowanie symulacyjnej metody do obliczeń niezawodności dystrybucyjnych układów elektroenergetycznych. Przedstawiono w tej pracy analizę dotyczącą wpływu różnych rozkładów prawdopodobieństwa czasów przywracania pracy, na wartości kosztów przerw i koszty jednostkowe niedostarczonej energii. Analityczne metody wyznaczania tych wielkości opierają się na wartościach średnich czasów trwania awarii lub przywracania pracy. Rozkłady prawdopodobieństw czasów przywracania pracy bardzo istotnie wpływają na rozkłady prawdopodobieństw kosztów przywracania pracy i wielkości niedostarczonej energii. W pracy przedstawiono rozwinięte procedury pozwalające wykonać obliczenia dla złożonych systemów dystrybucyjnych, składających się z kilkudziesięciu lub nawet kilkuset węzłów.

W literaturze anglojęzycznej [9, 16, 17, 19, 50, 101], dla punktów wyprowadzenia mocy oczekiwany koszt przywracania pracy *ECOST* i jednostkowe koszty niedostarczonej energii *IEAR* określane są na podstawie zależności:

$$ECOST_p = \sum_{j=1}^N C_{j,p}(r_j) \cdot L_{av,p} \cdot \lambda_j \quad (6.1)$$

$$IEAR_p = \frac{ECOST_p}{\sum_{j=1}^N L_{av,p} \cdot U_j} \quad (6.2)$$

gdzie: r_j – jest czasem przestoju w dopływie prądu z powodu j -tego zdarzenia; λ_j i U_j – są odpowiednio wskaźnikiem awaryjności i roczną niedostępnością elementu j ; $C_{j,p}$ – jest kosztem przerw dla punktu p z powodu j -tego zdarzenia; $L_{av,p}$ – jest średnią wartością mocy wprowadzanej do sieci średniego napięcia w punkcie wyprowadzenia mocy p .

Podobnej tematyki dotyczy praca [101], w której przedstawiono analizę dotyczącą wpływu różnych rozkładów prawdopodobieństw czasów przywracania pracy elementów analizowanego układu na wielkości *ECOST* i *IEAR* dla punktów wyprowadzeń mocy ze stacji WN. W tym podejściu statystyczne dane niezawodnościowe są generowane przy użyciu generatorów liczb losowych i przy różnych rozkładach prawdopodobieństwa, czasów przywracania pracy elementów sieci. Proces obliczeniowy składał się z następujących kroków:

- 1) generowanie trzech losowych wartości pomiędzy 0 i 1 przy użyciu odpowiedniego generatora liczb losowych,
- 2) określenie przy użyciu odpowiedniej metody (na podstawie tych wygenerowanych wartości z poprzedniego kroku) czasu poprawnej pracy elementu, czasu trwania naprawy i czasu przełączeń, a następnie czasu pracy elementu do awarii,
- 3) powtarzanie kroków 1-2 dla określonego okresu symulacji czasu pracy elementu,
- 4) powtarzanie kroków 1-3 dla każdego elementu w systemie,
- 5) powtarzanie kroków 1-4 dla określonej liczby symulowanych okresów pracy.

Kroki 1-4 tworzą scenariusze, które umożliwiają określenie parametrów poszczególnych elementów rozważanego układu. Na podstawie tych danych można obliczyć podstawowe wielkości niezawodnościowe. Następnie dla założonego okresu symulacji mogą zostać wyznaczone: oczekiwany koszt przywracania pracy i jednostkowe koszty niedostarczonej energii punktu wyprowadzenia mocy. Po wykonaniu piątego kroku dla n okresów symulacji uzyskać można serie danych, na podstawie których można utworzyć rozkłady prawdopodobieństwa wyżej wymienionych wielkości, wartości średnie i odchylenie standardowe.

Bardzo ważnym elementem sieci dystrybucyjnych, istotnie wpływającym na ich poziom niezawodności, są stacje WN/SN, które są punktami zasilania tych sieci. Do analiz niezawodnościowych stacji zasilających systemy dystrybucyjne energii elektrycznej również stosuje się metody symulacyjne [9, 16, 19, 50, 124]. W metodach tych losowo generowane próbki różnych stanów elementów stacji, można wykorzystać do formułowania danych związanych z awaryjnością rozpatrywanego układu stacji.

W literaturze anglojęzycznej stosowane są wskaźniki związane z pewnymi charakterystycznymi czasami dotyczącymi stanów, w jakich mogą znajdować się urządzenia stacji. Wyróżnić można:

- TTF_a – czas do wyłączenia związanego z działaniem automatyki zabezpieczeniowej, wynikającego z awarii sąsiednich w stosunku do rozpatrywanego urządzenia,
- TTF_p – czas do wyłączenia spowodowanego awarią rozpatrywanego urządzenia,
- TTS – czas trwania przełączeń,
- TTR – czas trwania naprawy elementu.

Wielkości te w podejściu symulacyjnym mogą być generowane z wykorzystaniem generatorów liczb pseudolosowych. W pracy [9] wymienione powyżej wielkości określano przy wykorzystaniu następujących zależności:

$$TTF_a = -\frac{1}{\lambda_a} \ln U_a \quad (6.3)$$

$$TTF_p = -\frac{1}{\lambda_p} \ln U_p \quad (6.4)$$

$$TTS = -\frac{1}{\mu_{sw}} \ln U_s \quad (6.5)$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu_r} \ln U_r \quad (6.6)$$

gdzie: U_a , U_p , U_s , U_r – są czterema niezależnymi wartościami wygenerowanymi losowo z zakresu wartości pomiędzy 0 a 1; λ_a – wskaźnik awaryjności związanej z działaniem automatyki zabezpieczeniowej, wynikającym z awarii sąsiednich w stosunku do rozpatrywanego urządzenia; λ_p – wskaźnik awaryjności związanej z awariami rozpatrywanego urządzenia; μ_{sw} – częstość przełączeń związana z awaryjnymi sytuacjami w rozpatrywanym okresie; μ_r – częstość napraw elementów stacji w rozpatrywanym okresie.

Znajomość wartości tych czasów dla poszczególnych elementów układu stacji umożliwia obliczenie podstawowych współczynników niezawodności analizowanego układu stacji. Przy użyciu podejścia ze zbiorami rozmytymi wielkości niezawodnościowe można przedstawić przez rozkłady ich możliwych wartości. Funkcje przynależności są określane dla wskaźników awaryjności i czasów naprawy każdego elementu stacji: transformatorów, wyłączników, linii, szyn zbiorczych, itd. W tego typu analizach przyjmuje się, że współczynniki awaryjności i czasy napraw są określone rozkładami wykładniczymi.

W celu określenia możliwych scenariuszy awarii najczęściej stosuje się metodę minimalnych zbiorów krytycznych. Przy użyciu pojęć zbiorów rozmytych, niepewne lub niedokładne dane mogą być reprezentowane przez funkcje przynależności, zawierające odpowiednio określone stopnie przynależności α . Stopnie przynależności mogą reprezentować górne i dolne wartości dla wskaźników awaryjności λ i czasów napraw r . Dla pierwszego rzędu zbiorów krytycznych można zastosować zależności, wg [9, 16]:

$$[\lambda_L^{(\alpha)}, \lambda_H^{(\alpha)}] = \left[\sum_i \lambda_{iL}^{(\alpha)}, \sum_i \lambda_{iH}^{(\alpha)} \right] \quad (6.7)$$

$$[U_L^{(\alpha)}, U_H^{(\alpha)}] = \left[\sum_i \lambda_{iL}^{(\alpha)} \cdot r_{iL}^{(\alpha)}, \sum_i \lambda_{iH}^{(\alpha)} \cdot r_{iH}^{(\alpha)} \right] \quad (6.8)$$

$$[r_L^{(\alpha)}, r_H^{(\alpha)}] = \left[\frac{U_L^{(\alpha)}}{\lambda_L^{(\alpha)}}, \frac{U_H^{(\alpha)}}{\lambda_H^{(\alpha)}} \right] \quad (6.9)$$

gdzie: $\lambda_H^{(\alpha)}$ – górna granica wskaźnika awaryjności; $\lambda_L^{(\alpha)}$ – dolna granica wskaźnika awaryjności; $U_L^{(\alpha)}$ – dolna granica współczynnika nieciągłości zasilania ele-

mentu; $U_H^{(\alpha)}$ – górna granica współczynnika nieciągłości zasilania elementu;
 $r_L^{(\alpha)}$ – dolna granica czasu napraw; $r_H^{(\alpha)}$ – górna granica czasu napraw.

Drugiego rzędu zbiory krytyczne można przedstawić jako połączenie równoległe elementów; dla takiego przypadku można zastosować zależności, wg [9, 16]:

$$[\lambda_{pL}^{(\alpha)}, \lambda_{pH}^{(\alpha)}] = \left[\lambda_{1L}^{(\alpha)} \cdot \lambda_{2L}^{(\alpha)} \cdot (r_{1L}^{(\alpha)} + r_{2L}^{(\alpha)}) \right] \quad (6.10)$$

$$[r_{pL}^{(\alpha)}, r_{pH}^{(\alpha)}] = \left[\frac{1}{1/r_{1L}^{(\alpha)} + 1/r_{2L}^{(\alpha)}}, \frac{1}{\lambda_{1L}^{(\alpha)} / r_{1H}^{(\alpha)} + 1/r_{2H}^{(\alpha)}} \right] \quad (6.11)$$

$$[U_{pL}^{(\alpha)}, U_{pH}^{(\alpha)}] = \left[\lambda_{1L}^{(\alpha)} \cdot \lambda_{2L}^{(\alpha)} \cdot r_{1L}^{(\alpha)} \cdot r_{2L}^{(\alpha)} \right] \quad (6.12)$$

Indeks p odnosi się do systemu równoległego. Opisane w dalszej części tekstu etapy obliczeń mogą być wykonywane po to, aby obliczyć wskaźniki niezawodności punktu wyprowadzenia mocy ze stacji elektroenergetycznej.

Algorytm metody wykorzystującej zbiory rozmyte do wyznaczenia współczynników niezawodnościowych stacji składa się z następujących kroków, wg [9]:

- 1) wprowadzenie konfiguracji analizowanego układu stacji, oraz parametrów elementów stacji,
- 2) określenie scenariuszy awarii dla analizowanego punktu wyprowadzenia mocy ze stacji,
- 3) wykonanie korekty wskaźników awaryjności i czasów napraw elementów poprzez wykorzystanie elementów zbiorów rozmytych (określenie współczynników przynależności),
- 4) obliczenie rozmytych wartości λ , U i r dla pierwszego i drugiego rzędu zbiorów krytycznych,
- 5) obliczenie wypadkowych wskaźników niezawodnościowych dla rozważanego punktu wyprowadzenia mocy ze stacji, z uwzględnieniem stopni przynależności,
- 6) powtórzenie kroków 3-5 z zastosowaniem różnych wartości stopni przynależności z zakresu od 0 do 1 z określonym przyrostem.

W cytowanej pracy [9] wykonano obliczenia dotyczące analizy porównawczej niezawodności stacji z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych (z możliwością krzyżowego zasilania poszczególnych sekcji), przy wykorzystaniu analitycznej metody oceny niezawodności stacji z elementami zbiorów rozmytych oraz symulacyjnej metody z rozmytymi wielkościami. Analizowana stacja posiadała dwa pola zasilające i osiem punktów wyprowadzenia mocy. Przy wykonywaniu analizy przyjęto założenie, że awarie i czasy naprawy są określone rozkładami wykładniczymi oraz że analizowane są pierwszego i drugiego rzędu ścieżki kry-

tyczne, które w największym stopniu wpływają na ocenę niezawodności stacji, gdyż ścieżki krytyczne wyższych rzędów rzadko występują i w mniejszym stopniu wpływają na wskaźniki niezawodnościowe stacji.

Jako funkcje przynależności, określające własności niezawodnościowe składowych elementów stacji, przyjęto funkcje tzw. trójkątne lub trapezoidalne, które w celu uproszczenia obliczeń użyto jako dane wejściowe do dalszych obliczeń. W cytowanej pracy określono także odpowiednie stopnie przynależności, wskaźniki awaryjności wyłączników i czasy napraw podstawowych urządzeń stacji.

Różnice między wynikami uzyskanymi przy użyciu metody analitycznej z wartościami rozmytymi, i metody symulacyjnej z wartościami rozmytymi, były niewielkie z błędami do 5%. Wnioski płynące z opisanej analizy porównawczej potwierdzają przydatność metod symulacyjnych, które przy znacznym zmniejszeniu pracochłonności pozwalają na uzyskiwanie porównywalnych rezultatów.

6.2. Metoda symulacyjna oceny niezawodności układów elektroenergetycznych za pomocą sieci Petriego

Teoria i pojęcie sieci Petriego pojawiły się w czasie poszukiwań prostej i skutecznej metody opisu i analizy przepływu informacji oraz danych. Jednolity język opisu dla różnych poziomów abstrakcji, prosta możliwość przejścia na sąsiedni szczebel szczegółowości oraz zdolność poprawnej oceny wybranego opisu sprawiają, że sieci Petriego posiadają wszystkie zalety charakterystyczne dla teorii sieci.

Sieci Petriego są to abstrakcyjne modele przepływu informacji, za pomocą których możliwe jest modelowanie, w jednolitym języku systemów i procesów przetwarzania informacji. Dzięki łatwemu przejściu z jednego poziomu abstrakcji (szczegółowości) na inny, umożliwiają modelowanie zarówno pojedynczych elementów układu, jak i całych złożonych systemów [127, 151]. Autor teorii sieci C.A. Petrii za punkt wyjścia swych prac przyjął pogląd, iż pojęcie stanu jest nieodpowiednie jako kluczowe pojęcie do opisu związków przyczynowych w układzie, ponieważ jest ono ściśle związane z prowadzeniem ukrytej lub bezgranicznej synchronizującej skali czasowej. Teoria sieci Petriego oparta jest na pojęciach warunku i zdarzenia. Pojęcie stanu pojawia się jako pojęcie pochodne i określone jest przez zbiór warunków, jakie w danej sytuacji współbieżnie obowiązują. Zbiór współbieżnych warunków w niniejszej teorii nazywa się konfiguracją, która może odwzorowywać modelowany układ w czasie i przestrzeni [127, 151].

Scharakteryzowana w niniejszym punkcie symulacyjna metoda oceny niezawodności elektroenergetycznych układów przesyłowych opisana jest w terminach sieci Petriego. Pozwala ona na określenie rozkładów podstawowych funkcji niezawodności układu zasilania odbiorcy energii elektrycznej, w każdym punkcie analizowanego układu.

Po raz pierwszy metoda ta, do oceny niezawodności, aplikowana była dla systemów ciepłowniczych [27, 28, 156, 157], a potem dla systemów elektroenergetycznych [152, 153, 155, 166]. Wyznaczenie stanu niezawodnościowego układu

jest stosunkowo proste, gdy funkcje odnowy i niezawodności jego elementów składowych są wykładnicze [159]. Gdy rozkłady te są różne od wykładniczych, co zazwyczaj ma miejsce, gdy elementy poddawane są procesom starzeniowym, analityczne określenie stanów niezawodnościowych jest bardzo skomplikowane.

Sieci Petriego są określone przez wyrażenie [127, 151]:

$$\langle A, T, F, \mu_0, R \rangle \quad (6.13)$$

gdzie: A – zbiór miejsc $A = S \cup L$, S – elementarne miejsce, L – miejsce decyzyjne;
 T – zbiór przejść; F – relacja sąsiedztwa $F \subset A \times T \cup T \times A$; μ_0 – początkowe znakowanie sieci; R – zbiór rejestrów sieci.

Elementy S ze zbioru A nazywane są miejscami, ich zadaniem jest oznaczanie warunku. Jeżeli miejsce jest puste, to znaczy, że warunek nie jest spełniony. W przypadku, gdy w miejscu znajduje się znacznik, wówczas warunek jest spełniony.

Miejsca decyzyjne L opisują związki pomiędzy przejściem a wartościami rejestrów sieci. Jeżeli stan miejsca jest równy jedności, to warunek jest spełniony, jeżeli jest równy zeru, to oznacza niespełnienie warunku. Przejścia T określają logiczne uwarunkowania funkcjonowania modelu systemu elektroenergetycznego sterując ruchem znaczników. Z przejściem $t_i \in T$ związana jest procedura ρ_{ti} , która opisuje modyfikację wartości rejestrów sieci.

W celu wzbudzenia przejścia musi być spełniony następujący warunek:

$$\forall A_j \in I(t_i) : \mu(A_j) \neq 0 \quad (6.14)$$

gdzie: $I(t_i)$ – zbiór miejsc wejściowych przejścia t_i , $I(t_i) = \{A_j / A_j \in A \wedge (A_j, t_i) \in F\}$;
 $\mu(A_j)$ – stan miejsca A_j ,

$$\mu(A_j) = \begin{cases} 0, & \text{gdy } A_j \in S \text{ i miejsce jest puste lub } A_j \in L \\ \text{i nie jest spełniony warunek miejsca decyzyjnego,} \\ \neq 0, & \text{w wypadku przeciwnym} \end{cases}$$

W wyniku aktywizacji przejścia t_i znakowanie sieci modyfikowane jest zgodnie z następującą regułą:

$$\forall S_j \in I(t_i) : \mu(S_j)^* = \mu(S_j) - 1 \wedge \forall S_k \in O(t_i) : \mu(S_k)^* = \mu(S_k) + 1 \quad (6.15)$$

gdzie: $\mu(S_n)$, $\mu(S_n)^*$ – znakowanie pozycji S_n ($n \in \{j, k\}$) przed i po aktywizacji przejścia t_i ; $O(t_i)$ – zbiór miejsc wyjściowych przejścia t_i : $O(t_i) = \{S_k / S_k \in S \wedge (t_i, S_k) \in F\}$.

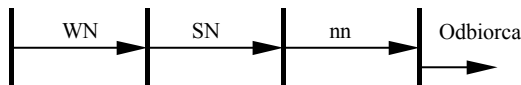
Wzbudzenie przejścia powoduje wykonanie związanej z nim procedury. Model oceny strukturalnej niezawodności zasilania z systemu elektroenergetycznego, opracowany w terminach rozszerzonych sieci Petriego, pozwala na wyznaczenie, między innymi, następujących rozkładów prawdopodobieństwa [152, 153, 155, 159, 169]:

- czasu poprawnego działania poszczególnych odcinków toru zasilającego,
- czasu działania poszczególnych odcinków toru zasilającego do awarii lub wyłączenia w wyniku odcinków pozostałych,
- czasu przestoju sprawnego odcinka,
- czasu zasilania odbiorcy,
- czasu i liczby przerw w dostawie energii elektrycznej.

Jest to bardzo szeroka informacja niezawodnościowa, która jest możliwa do otrzymania przy różnych rozkładach funkcji niezawodności i odnowy poszczególnych elementów rozpatrywanej struktury systemu elektroenergetycznego. Jedną z metod jest symulacja cyfrowa, w której do opisu analizowanej struktury (obiektu, systemu, elementu itp.) wykorzystano abstrakcyjne modele oparte na terminologii sieci Petriego. Wykorzystanie metody symulacyjnej opartej na sieciach Petriego umożliwia przeprowadzenie analiz niezawodnościowych dowolnych złożonych układów elektroenergetycznych, na różnych stopniach percepcji, wykorzystując jako dane wejściowe parametry niezawodnościowe opisane zarówno wartościami średnimi, jak i rozkładami funkcji niezawodności.

W celu przedstawienia podstawowych założeń symulacyjnej metody oceny niezawodności wybranego układu elektroenergetycznego przeanalizowano układ z rysunku 6.2. Układ składa się z linii najwyższych napięć, linii rozdzielczej średniego napięcia oraz z linii niskiego napięcia, do której bezpośrednio jest przyłączony odbiorca.

Poszczególne linie zasilające różnią się właściwościami funkcji niezawodności i odnowy. W danym czasie każda linia może znajdować się w jednym z trzech stanów: normalnej pracy, awarii lub postoju spowodowanego awarią pozostałych linii.



Rys. 6.2. Schemat analizowanego układu zasilania odbiorcy, wg [153]

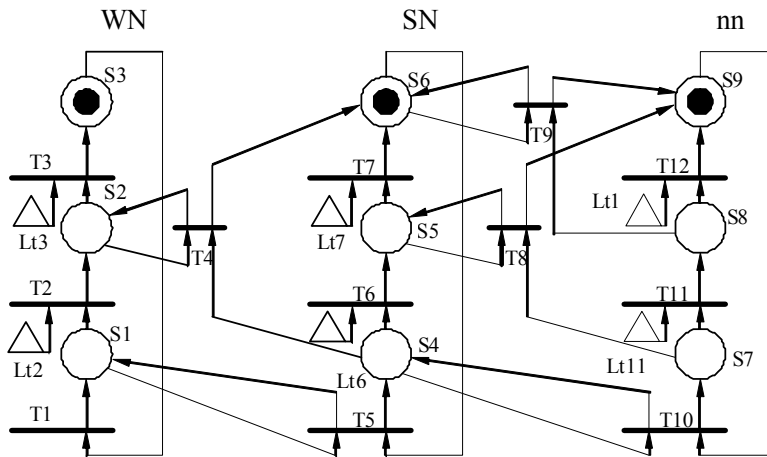
Model zasilania dla analizowanego układu elektroenergetycznego, opracowany w terminologii sieci Petriego, przedstawiono na rysunku 6.3. Pozwala on na wyznaczenie między innymi: czasu poprawnego działania poszczególnych odcinków toru zasilającego, czasu i liczby przerw w dostawie energii elektrycznej.

Dla każdej jednostki czasu, z jaką jest modelowany układ, do rejestru zapisywane są stany wszystkich elementarnych miejsc sieci (bez względu na to czy w danym kroku symulacyjnym nastąpiła jakaś zmiana w sieci, czy nie). Rejestr sieci R stanowi podstawę do dalszej analizy układu – tzn. wyznaczenia parametrów dla poszczególnych stanów opisanych przez odpowiednie miejsca sieci. Szczegółowy opis tej metodyki obliczeniowej odnaleźć można w pracach [27, 28, 146, 147, 149, 160].

Z miejscami sieci, oznaczonymi na przedstawionym modelu, związane są następujące warunki:

- S1 – linia wysokiego napięcia (WN) pracuje poprawnie,
- S2 – linia WN jest w naprawie,
- S3 – linia WN jest sprawna i czeka na włączenie,

- S4 – linia średniego napięcia (SN) pracuje poprawnie,
 S5 – linia SN jest w naprawie,
 S6 – linia SN jest sprawna i czeka na włączenie,
 S7 – linia niskiego napięcia (nn) pracuje poprawnie,
 S8 – linia niskiego napięcia jest w naprawie,
 S9 – linia nn jest sprawna i oczekuje na włączenie.



Rys. 6.3. Model analizowanego układu zasilania, wg [153]

Z miejscami decyzyjnymi sieci związane są warunki opisujące czasy do uszkodzenia i czasy trwania awarii:

- L1 – czas pracy do uszkodzenia linii wysokiego napięcia (czas $td1$),
- L2 – czas trwania awarii linii wysokiego napięcia (czas $tn1$),
- L3 – czas pracy do uszkodzenia linii średniego napięcia (czas $td2$),
- L4 – czas trwania awarii linii średniego napięcia (czas $tn2$),
- L5 – czas pracy do uszkodzenia linii niskiego napięcia (czas $td3$),
- L6 – czas trwania awarii linii niskiego napięcia (czas $tn3$).

6.3. Metody symulowanej ewolucji

Do badań niezawodności układów elektroenergetycznych podejmowane są także próby zastosowania metod symulowanej ewolucji, do których można zaliczyć strategie ewolucyjne, algorytmy genetyczne, algorytmy ewolucyjne; w tych metodach wykorzystywane są niekiedy elementy teorii zbiorów rozmytych. Analiza niezawodności systemu elektroenergetycznego w warunkach rozmytości oznacza modelowanie sytuacji w przypadku, jeśli danymi są rozmyte obciążenia lub rozmyte wskaźniki niezawodnościowe.

Algorytmami ewolucyjnymi określa się takie algorytmy, które działają na zasadzie analogii do procesów biologicznych. Idea działania tych algorytmów jest

oparta na procesie ewolucji, czyli zachowywaniu najlepiej przystosowanych osobników [37, 49, 103, 143, 172]. Algorytm ewolucyjny jest algorytmem probabilistycznym, działającym na populacjach osobników, przy czym każdy osobnik jest zaprojektowany w postaci pewnej struktury danych, reprezentującej potencjalne rozwiązanie. Podczas działania algorytmu ewolucyjnego wykonywana jest określona liczba iteracji, przy czym w każdej iteracji osobniki poddawane są przekształceniom przy pomocy specjalizowanych operatorów genetycznych.

Rozpatrując zastosowania algorytmów ewolucyjnych można zauważyć, iż stosowane są one m.in. do rozwiązywania problemów optymalizacji. Przykładem takich badań jest praca [115], w której przedstawiono zastosowanie algorytmu ewolucyjnego do konstruowania modeli emulujących zachowanie złożonych systemów. W pracy tej przedstawiono wyniki wyznaczania miar niezawodności zasilania węzłów sieciowych 110 kV, za pomocą metody statystycznej uproszczonej, przy czym algorytm ewolucyjny zastosowano do budowy modeli regresyjnych, pozwalających wyznaczyć miary niezawodności zasilania węzłów, w postaci częstości wyłączeń, oraz oczekiwanego czasu trwania zakłóceń. Wynikiem przeprowadzonych badań było zbudowanie modeli niezawodności zasilania węzłów dwusystemowych i uproszczonych sieci 110 kV. Zbudowane modele pozwalają obliczyć roczną częstość wyłączeń oraz średni czas trwania wyłączenia węzła lub systemu szyn.

W dalszej części tekstu scharakteryzowano opracowaną przez autora pracy metodę strukturalnej oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych z zastosowaniem zmodyfikowanego algorytmu genetycznego (opis tej metody autor przedstawił w pracy doktorskiej). Metoda ta umożliwia, w stanach awarii sieci elektroenergetycznej, odszukiwanie i ocenę zastępczych tras przesyłu energii (do wybranych węzłów odbiorczych sieci), przy uwzględnieniu struktury i niezawodności elementów sieci oraz bieżących rozplywów mocy w sieci [40, 41].

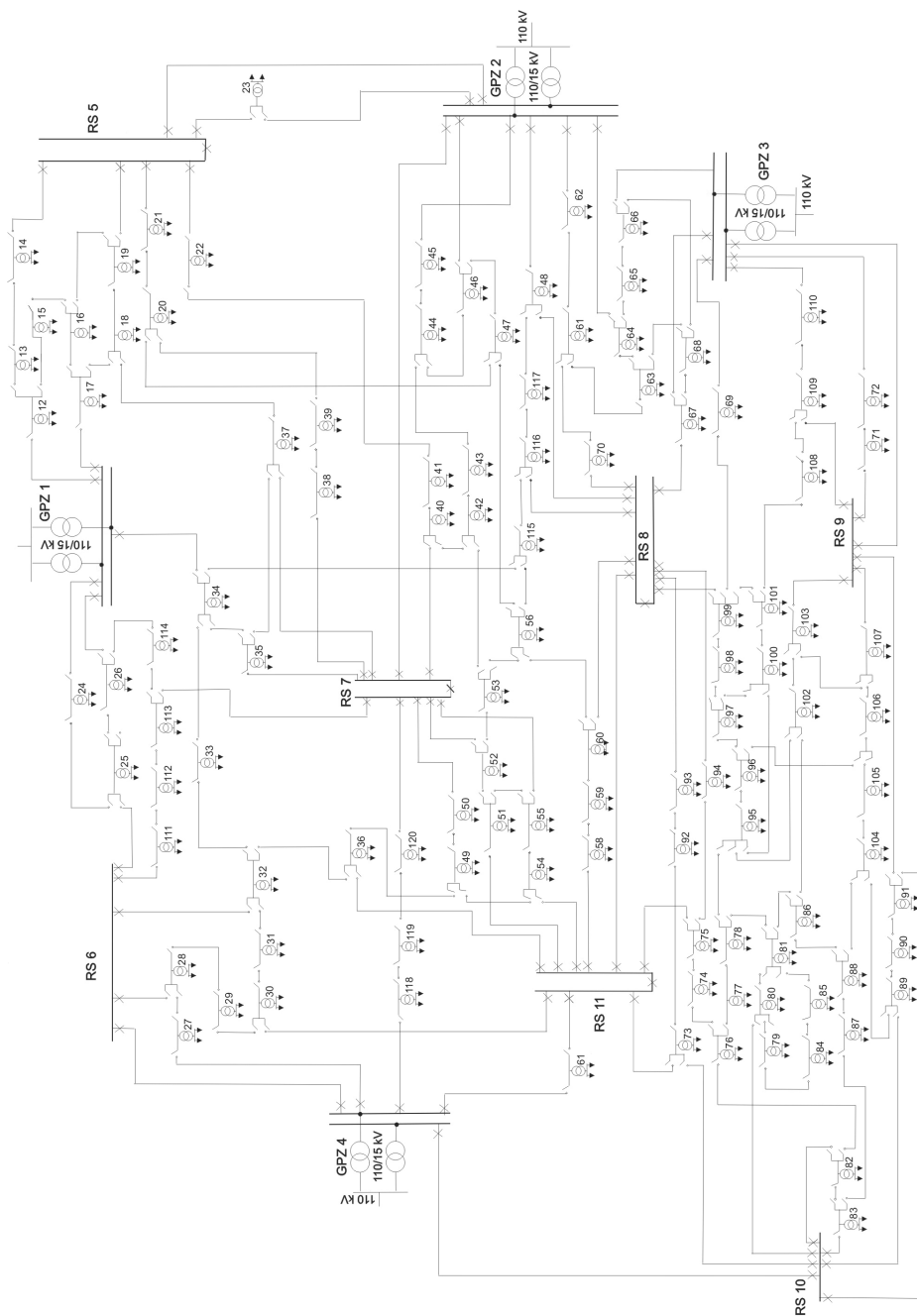
Poszczególne warianty tras zasilania odwzorowano w postaci wektorów całkowitoliczbowych, w których kolejne elementy określają strukturę danej trasy przesyłu energii, poczynwszy od węzła będącego źródłem, aż do węzła odbiorczego. Jako podstawowe kryterium (w pierwszym etapie prac) przyjęto wypadkowy współczynnik niezawodności tras przesyłu energii do określonych węzłów odbiorczych.

Na rysunku 6.4 przedstawiono schemat analizowanego układu sieci elektroenergetycznej, natomiast na rysunku 6.5 – graf analizowanego układu sieciowego.

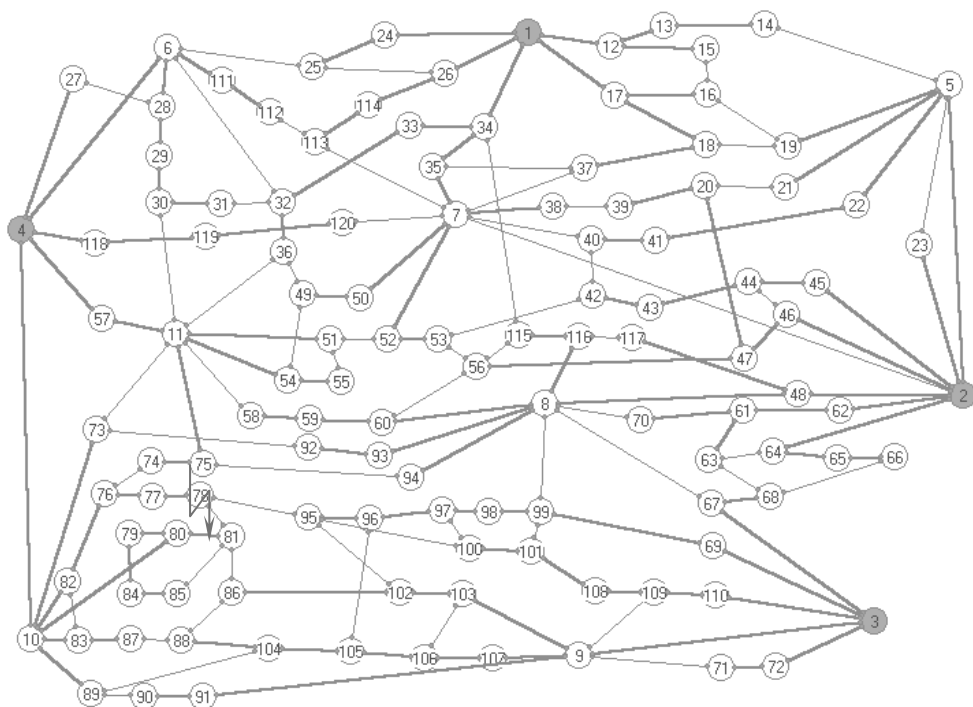
Przyjęty do analizy układ odwzorowywał fragment miejskiej sieci dystrybucyjnej SN. Poszczególnym łukom i węzłom przedstawionego grafu przypisano parametry odpowiadających im elementów sieci elektroenergetycznej. Na prezentowanym grafie wypełnione węzły symbolizują główne punkty zasilające.

W algorytmie ewolucyjnym dobrano (na podstawie wykonanych analiz) następujące parametry pracy algorytmu:

- prawdopodobieństwo stosowania operatora krzyżowania przyjęto $p_k = 0,95$,
- prawdopodobieństwo stosowania operatora mutacji, $p_m = 0,20$,
- liczebność populacji zawierała się w przedziale $n = 40 \div 70$.



Rys. 6.4. Schemat analizowanej sieci elektroenergetycznej



Rys. 6.5. Graf analizowanej sieci dystrybucyjnej SN

W tabeli 7.2 (zamieszczono ją w rozdziale 7) zawarto wybrane informacje o parametrach technicznych i niezawodnościowych elementów analizowanej sieci elektroenergetycznej [74, 78, 100].

W zastosowanym algorytmie obliczeniowym przyjęto następujące warunki ograniczające:

- nieprzekroczenie maksymalnych prądów przesyłowych odcinków linii,
- nieprzekroczenie w zestawionej trasie dopuszczalnego spadku napięcia,
- zachowanie promieniowej struktury zasilania węzłów odbiorczych sieci.

W procesie obliczeniowym wykorzystano opracowany operator genetyczny konstruujący nowe warianty tras zasilania na podstawie procedury składającej się z trzech kroków:

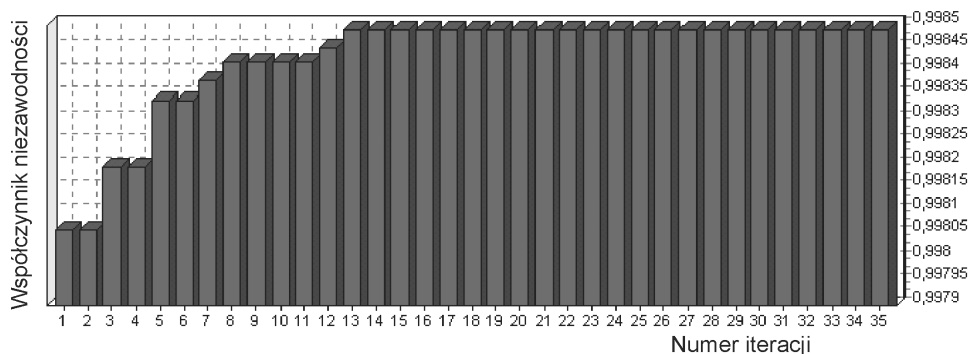
- 1) losowy wybór węzła z trasy 1,
- 2) jeżeli wybrany węzeł lub któryś z jego węzłów sąsiednich ma krawędzie łączące go z trasą 2, to następuje losowy wybór jednej z nich i tworzony jest nowy wariant trasy,
- 3) jeżeli nie, to algorytm przechodzi do punktu (2) i rozpatruje kolejny węzeł z trasy 1.

Operator mutacji konstruuje nowe warianty tras zasilania, wprowadzając losowe zmiany do wybranej trasy, jego działanie składa się z następujących kroków:

- 1) losowy wybór węzła z wybranej trasy,
- 2) rozpatruje się węzły mające połączenie z węzłem określonym w punkcie (1), jeżeli któryś węzeł lub jego węzeł sąsiedni ma połączenie z dalszą częścią trasy, ta informacja zostaje zapisana do dalszego wykorzystania,
- 3) spośród odnalezionych w punkcie (2) wariantów zmian w trasie następuje losowy wybór jednego z nich, na podstawie którego wprowadza się zmiany w tworzonej trasie.

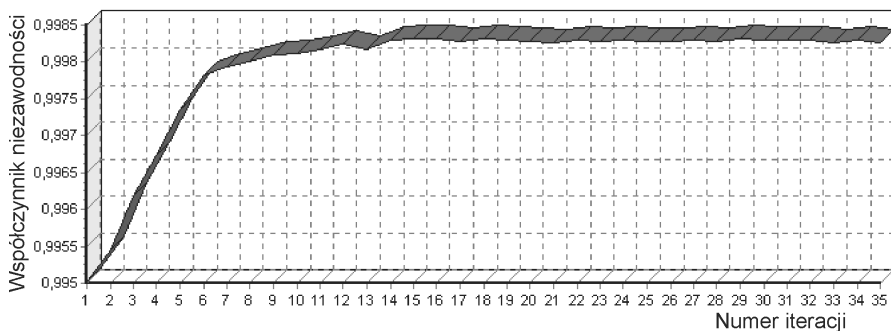
W celu przedstawienia przebiegu obliczeń rozpatrzono awarię odcinka linii kablowej między węzłem 80 a 81 (rys. 6.5). W każdej iteracji realizowane są procedury dotyczące selekcji i zastosowanych operatorów genetycznych w celu poszukiwania nowych konfiguracji tras przesyłania energii elektrycznej.

Na rysunku 6.6 zobrazowano przebieg zmian najlepszego rozwiązania w kolejnych iteracjach algorytmu. Z rysunku tego można wywnioskować, że w 13. iteracji algorytm odnalazł rozwiązanie, które w dalszych iteracjach nie zostało już poprawione.



Rys. 6.6. Przebieg zmian najlepszego rozwiązania w kolejnych iteracjach

Na rysunku 6.7 zobrazowano jak kształtowało się w trakcie procesu obliczeniowego średnie przystosowanie populacji w kolejnych iteracjach.



Rys. 6.7. Przebieg zmian średniego przystosowania populacji w kolejnych iteracjach

Przy pomocy innej czasochłonnej metody sprawdzono, że odszukana przez opisywany algorytm konfiguracja trasy zasilania węzła 81 charakteryzuje się najlepszym wypadkowym współczynnikiem niezawodności w stosunku do innych alternatywnych tras. W tabeli 6.1 zawarto najlepsze pod względem wypadkowego współczynnika niezawodności odszukane przez algorytm konfiguracji trasy zasilania węzła 81.

Tabela 6.1. Najlepsze odszukane trasy przesyłu energii do węzła sieci o numerze 81

Lp.	Trasa	p
1.	3,9,103,102,86,81	0,998462
2.	4,10,83,82,76,77,78,81	0,997344
3.	4,10,80,79,84,85,81	0,997257

Metodę opisaną wcześniej zmodyfikowano w późniejszym okresie, wykorzystując w obliczeniach funkcje intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ głównych elementów sieci elektroenergetycznej.

Na podstawie pracy [160] przyjęto, że rozkład funkcji niezawodności linii kablowych 15 kV wykonanych w izolacji polietylenowej (często wykorzystywanej w miejskich sieciach elektroenergetycznych) można przedstawić za pomocą rozkładu Weibulla o parametrach $v = 5,2$, $b = 19,0$, odniesionych do długości 1 km. Intensywność awarii rozkładu Weibulla określona jest wzorem, wg [163]:

$$\lambda(t) = \frac{v}{b} \cdot \left(\frac{t}{b} \right)^{v-1} \quad (6.16)$$

gdzie: $\lambda(t)$ – funkcja intensywności awarii; v – parametr kształtu rozkładu Weibulla; b – parametr skali rozkładu Weibulla, t – rok eksploatacji danego odcinka linii kablowej.

Przebieg intensywności awarii rozkładu Weibulla zależy od parametru kształtu v . Rozkład Weibulla charakteryzuje obiekty, w których głównymi przyczynami awarii są procesy starzeniowe [74, 160]. W obliczeniach niezawodnościowych jako czas analizy przyjmuje się określony przedział czasowy, zazwyczaj równy rok. Na przestrzeni tego okresu występują różne liczby awarii wynikające m.in. z sezonowości. Aby uwzględnić tę sytuację założono, iż wokół wyznaczanych na podstawie zależności (6.16), wartości intensywności uszkodzeń jest rozkład normalny tych wartości.

Parametrami tego rozkładu będzie wartość średnia $m = \lambda(\Delta k_t)$, (Δk – przedział czasowy w t -tym roku eksploatacji), oraz odchylenie standardowe $\delta(t)$, które przyjęto, że jest ono związane z wartością średnią zależnością liniową.

$$\delta(t) = a \cdot \lambda(\Delta k_t) \quad (6.17)$$

przy czym: współczynnik a dobrano równy 0,20.

Założono, że wartość rzeczywista intensywności uszkodzeń w roku t eksploatacji $\lambda(\Delta k_t)'$, wyznaczana będzie na podstawie wartości średniej $m = \lambda(\Delta k_t)$ oraz odchylenia standardowego $\delta(t)$, przy zastosowaniu generatora losowego rozkładu normalnego. Intensywność uszkodzeń N odcinków linii kablowej o czasie eksploatacji t – lat, określono jako iloczyn wygenerowanej wartości $\lambda(\Delta k_t)'$ oraz odpowiednio określonych długości odcinków linii.

Wprowadzenie opisanej wcześniej modyfikacji do metody oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych, z zastosowaniem zmodyfikowanego algorytmu genetycznego, umożliwiło rozszerzenie jej możliwości przy uwzględnieniu bardziej szczegółowo właściwości niezawodnościowych elementów układów sieciowych.

W niniejszym rozdziale przedstawiono charakterystykę wybranych symulacyjnych metod oceny niezawodności sieci dystrybucyjnych. W dalszej części pracy przedstawiono metody własne autora, które dotyczą problematyki optymalizacji konfiguracji systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem stanów awaryjnych. W tych metodach jednym z ważnych kryteriów jest ocena niezawodności elementów sieci, do przeprowadzenia której wykorzystać można jedną z metod scharakteryzowanych w tym rozdziale.

7. OPTIMALIZACJA POAWARYJNYCH KONFIGURACJI ZŁOŻONYCH ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN PRZY POMOCY ALGORYTMU EWOLUCYJNEGO

7.1. Podstawowe założenia zastosowanej metodyki obliczeniowej

Rozwój metod komputerowych pozwala obecnie na szerokie ujęcie zagadnień związanych z niezawodnością układów elektroenergetycznych [6, 17, 19, 31, 65, 141]. Można, przy analizie niezawodności układów, uwzględniać nie tylko parametry niezawodnościowe, ale także ich strukturę i obciążenie. Zapewnienie wysokiego poziomu niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej odbiorcom jest bardzo istotnym zadaniem układów dystrybucyjnych energii elektrycznej.

W układach sieci wielokrotnie zamkniętych (np. miejskie sieci SN) powiązania strukturalne pomiędzy elementami tych sieci umożliwiają w stanach awarii (poprzez czynności łączeniowe w sieci) stosunkowo szybkie przywrócenie zasilania odbiorcom.

Jednym z istotnych zagadnień dotyczących pracy złożonych układów sieci elektroenergetycznych jest optymalizacja konfiguracji sieci dla występujących warunków pracy. Problematyce tej poświęcono w literaturze między innymi prace [82, 84, 117, 118, 119]. Szczególnym przypadkiem optymalizacji konfiguracji sieci elektroenergetycznych jest zadanie odszukiwania zastępczych konfiguracji pracy sieci w stanach awarii tych sieci [134, 135]. Jest to problem, który wymaga pracochłonnego procesu obliczeniowego i dla którego nie jest możliwe w krótkim czasie znalezienie optimum globalnego przy zastosowaniu klasycznych metod programowania matematycznego [6, 65].

W literaturze angielskiej [70, 92, 94, 134, 136, 140, 173] prezentowane są wyniki badań dotyczące prób rozwiązania analizowanego problemu, przy wykorzystaniu nieco innych metod oraz kryteriów optymalizacyjnych. Podejmowane są tam także próby zastosowania algorytmów ewolucyjnych do rozwiązywania problemu przywracania pracy układów elektroenergetycznych. W tym celu wykorzystuje się także modyfikacje algorytmu ewolucyjnego, uwzględniające zadania wielokryterialne (m.in. podejście koewolucyjne), które to algorytmy charakteryzują się bardziej złożonymi procesami obliczeniowymi w porównaniu do podstawowej postaci algorytmu.

W tabeli 7.1 przedstawiono wykonane na podstawie przeglądu literatury porównanie możliwości i ograniczeń w zastosowaniu metod wyznaczania scenariuszy przywracania pracy systemów i sieci elektroenergetycznych.

Istotnym celem autora było opracowanie efektywnej metody umożliwiającej bardzo szybkie wyznaczanie rozwiązań w postaci zastępczych konfiguracji sieciowych, dla bardzo złożonych strukturalnie elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, która to metoda mogłaby być wykorzystana jako element systemów bieżącego zarządzania pracą dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych.

Tabela 7.1. Porównanie możliwości i ograniczeń w zastosowaniu metod wyznaczania scenariuszy przywracania pracy sieci elektroenergetycznych [70, 92, 94, 134, 136, 140, 173]

Użyta metoda	Możliwości i ograniczenia w zastosowaniu wykorzystanych metod
Klasyczne metody programowania całkowitoliczbowego	Umożliwiają wyznaczenie scenariuszy przywracania pracy w systemach dystrybucji o niewielkiej liczbie węzłów. Brak możliwości ich praktycznego wykorzystania w przypadku złożonych układów elektroenergetycznych.
Heurystyczne algorytmy poszukiwania	W przypadku systemów dystrybucyjnych o znacznej liczbie węzłów mogą być stosowane założenia ograniczające przestrzeń rozwiązań (ograniczony zbiór kryteriów poszukiwania), co redukuje proces obliczeniowy, ale powoduje odszukiwanie rozwiązań suboptymalnych (wystarczających z praktycznego punktu widzenia). Utrudnione jest ich wykorzystanie w przypadku dużej liczby węzłów analizowanych układów elektroenergetycznych.
Algorytmy genetyczne i ewolucyjne	Zaletą jest możliwość ich wykorzystania również przy dużej liczbie elementów analizowanych układów elektroenergetycznych (setki lub nawet tysiące węzłów). Algorytmy te nie gwarantują odszukiwania rozwiązań będących optimum globalnym. Istnieje możliwość zastosowania (do zadania przywracania pracy sieci elektroenergetycznych) algorytmów koewolucyjnych, umożliwiających rozwiązywanie zadań wielokryterialnych. W tym przypadku poszukiwanym rozwiązaniem jest zbiór rozwiązań paretooptimalnych.
Hybrydowy algorytm ewolucyjny współpracujący z systemem klasyfikującym (opracowany przez autora pracy)	Zaletą współpracy algorytmu ewolucyjnego z algorytmem lokalnego poszukiwania jest zwiększenie efektywności procesu obliczeniowego. Przy takim podejściu obliczeniowym algorytm ewolucyjny przeszukuje dopuszczalny obszar rozwiązań rozpoznając jego dobrze rokujące regiony, które są następnie sprawdzane przez algorytm lokalnie zbieżny. Umożliwia to łagodzenie niedogodności algorytmu ewolucyjnego, którego rezultaty istotnie zależą m.in. od różnorodności i jakości elementów zwartych w początkowej populacji. Współpraca tego algorytmu z systemem klasyfikującym umożliwia skrócenie czasu obliczeń (w porównaniu do pracy samego algorytmu ewolucyjnego), co jest istotne z punktu widzenia praktycznego zastosowania tej metody w systemach bieżącego zarządzania pracą sieci dystrybucyjnych. Dostosowany do analizowanego zadania system klasyfikujący umożliwia realizację efektywnego procesu wyznaczania scenariuszy zastępczych konfiguracji sieci dystrybucyjnych, dla najbardziej prawdopodobnych stanów awarii (określanych na podstawie charakterystyki niezawodnościowych elementów analizowanego układu elektroenergetycznego). Informacje zapisane w zbiorze klasyfikatorów mogą być wykorzystane w procesie formułowania populacji startowej dla algorytmu ewolucyjnego, co istotnie skraca proces obliczeniowy (redukcja iteracji procesu obliczeniowego średnio o 40%).

Z tego względu autor opracował (do rozwiązywania analizowanego zadania) algorytm ewolucyjny wykorzystujący techniki ewolucyjne optymalizacji wielomodalnej, m.in. metody preselekcji tworzące tzw. nisze w populacjach wariantowych rozwiązań analizowanego problemu. Zastosowano postać funkcji celu (7.37) opartą na ważonym sumowaniu składników wektorowego wskaźnika jakości, gdzie zastosowano współczynniki wagowe. Celem tych założeń była redukcja etapów procesu obliczeniowego i wyszukiwanie racjonalnych kompromisowych rozwiązań (analizowanego

zadania), wystarczająco dobrych z punktu widzenia praktycznego ich wykorzystania. Opracowano, dostosowane do rozpatrywanego zadania, operatory genetyczne umożliwiające efektywną realizację procesu tworzenia nowych rozwiązań, poprzez wykorzystanie wybranych informacji o zmianach połączeń elementów we fragmentach sieci dotkniętych skutkami awarii, zapisanych w elementach starszej populacji.

Nowatorskim elementem niniejszej pracy jest propozycja metody wykorzystującej podejście hybrydowe, zakładające zastosowanie (w procesie poszukiwania rozwiązania analizowanego zadania) algorytmu ewolucyjnego oraz algorytmu lokalnego poszukiwania. Równie istotnym, innowacyjnym elementem pracy jest przedstawiona metoda współpracy opracowanego algorytmu hybrydowego z dostosowanym do analizowanego zadania systemem klasyfikującym. Główną jej zaletą jest szybkie i efektywne wyszukiwanie najbardziej racjonalnych zastępczych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN w zaistniałych stanach awarii. Przedstawiona metoda uwzględnia wszystkie ważne kryteria optymalizacyjne, które są istotne z punktu widzenia efektywnego wykorzystania dostępnej w danych warunkach infrastruktury sieciowej.

Istnieje także możliwość zastosowania modyfikacji zaproponowanej metody ukierunkowanej na współpracę z zaproponowanym systemem klasyfikującym algorytmu ewolucyjnego, wykorzystującego jeszcze inne techniki ewolucyjne uwzględniające specyfikę problemu.

Metoda zaproponowana przez autora pracy charakteryzuje się cechami:

- krótkim czasem wyznaczania najbardziej racjonalnych poawaryjnych konfiguracji złożonych struktur elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN (czas trwania obliczeń opracowaną metodą zależy od wielkości analizowanej sieci dystrybucyjnej oraz obszaru sieci dotkniętego skutkami awarii, średni czas trwania obliczeń wynosił około 15-20 s),
- zastosowaniem hybrydowego algorytmu opartego na współpracy algorytmu ewolucyjnego z algorytmem lokalnego poszukiwania,
- zastosowaniem systemu klasyfikującego, umożliwiającego efektywne tworzenie i wykorzystywanie scenariuszy zastępczych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, dla różnych stanów awarii sieci.

W niniejszym rozdziale zaprezentowano rezultaty prac autora, dotyczące problematyki optymalizacji pracy układów dystrybucyjnych energii elektrycznej w stanach awaryjnych. W szczególności przedstawiono opracowaną metodę optymalizacji poawaryjnych konfiguracji sieci dystrybucyjnych SN, przy wykorzystaniu algorytmu ewolucyjnego. W kolejnych punktach przedstawiono założenia opracowanej metody, wyjaśniono zastosowany algorytm obliczeniowy, przedstawiono przyjętą strukturę danych oraz opracowano operatory genetyczne umożliwiające wyznaczanie konfiguracji sieci dystrybucyjnych.

Najważniejszym zadaniem opracowanej metody jest szybkie odszukiwanie najkorzystniejszych (biorąc pod uwagę kryteria optymalizacyjne) dla zaistniałych warunków (awaria urządzeń, przeciążenia) zmian w konfiguracji pracy sieci, umożliwiających efektywne wykorzystanie infrastruktury elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. Istotnym założeniem przyjętym w metodzie jest, aby w rozpatrywanych stanach awarii

sieci obliczenia dotyczące optymalizacji konfiguracji sieci skierowane były na odszukiwanie zmiany tylko w pewnych fragmentach sieci dotkniętych skutkami awarii.

W początkowym etapie badań, w opracowywanym modelu optymalizacyjnym, przyjęto następujący uproszczony zestaw kryteriów optymalizacji:

- 1) minimalizacja kosztów związanych z zawodnością układów elektroenergetycznych, ponoszonych przez dystrybutora energii,
- 2) maksymalizacja poziomu niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej,
- 3) minimalizacja kosztów strat technicznych ponoszonych przez dystrybutora energii.

Straty spowodowane awariami występują tylko w okresie trwania awarii, czyli przez np. 3-5 godzin, w zależności od zaistniałych w sieci uszkodzeń. W początkowym etapie prac uwzględniono w przyjętej funkcji celu koszty strat technicznych, oraz koszty zawodności sieci. Do obliczeń przyjęto roczny okres analizy, co umożliwiło wykorzystanie wartości współczynników jednostkowych strat mocy i energii oraz współczynników zawodności sieci elementów sieci, których wartości zwykle są wyznaczane dla okresów rocznych. W punkcie 7.4 przedstawiono rozwinięty wielokryterialny model optymalizacji dla rozważanego problemu odszukiwania zastępczych konfiguracji systemów dystrybucyjnych w warunkach awarii.

Jeżeli pominie się, w zależności określającej koszty strat technicznych sieci SN, straty jałowe, oraz uwzględni się duży stopień kompensacji mocy biernej, zależność na roczne koszty strat technicznych w sieci SN można zapisać w postaci, wg [82, 146]:

$$K_{st} = R \cdot \left(\frac{S}{U_n} \right)^2 \cdot (k_p + \tau_o \cdot k_a) \cdot 10^{-3} \quad (7.1)$$

gdzie: τ_o – czas trwania maksymalnych strat, w h/a; k_p – jednostkowy koszt strat mocy, w zł/kW; k_a – jednostkowy koszt strat energii, w zł/kW·h; R – rezystancja elementu sieci, w Ω ; S – obciążenie pozorne elementu sieci, w kV·A; U_n – napięcie znamionowe sieci, w kV.

Przy obliczaniu kosztów związanych z zawodnością układów elektroenergetycznych uwzględniono następujące koszty ponoszone przez dystrybutora energii:

- usuwania skutków awarii,
- utraty zysku wynikającej z niedostarczonej odbiorcom energii.

Koszty ponoszone przez dystrybutora związane z naprawami poawaryjnymi oraz ze stratami wynikającymi z niesprzedanej energii można określić zależnością, wg [82, 84, 146]:

$$K_{zaw} = k_{nap} \cdot \frac{q \cdot T_r}{t_a} + k_{uz} \cdot \Delta A_n = K_{na} + K_{ne} \quad (7.2)$$

gdzie: k_{nap} – średni koszt naprawy pojedynczego uszkodzenia, w zł; $\bar{t}_a$ – średni czas trwania odnowy w liniach kablowych, w h; q – wskaźnik zawodności elementu sieci; T_r – planowany w ciągu roku czas pracy elementu sieci,

w h/a; k_{uz} – średni koszt utraty zysku z jednostki energii niesprzedanej odbiorcy; ΔA_n – niedostarczona odbiorcom energia elektryczna, w kW·h; K_{na} – koszty napraw poawaryjnych; K_{ne} – koszty niedostarczonej energii.

W uproszczonej funkcji celu F (wykorzystywanej w początkowym etapie prac do oceny konfiguracji sieci) uwzględniono koszty strat mocy i energii, oraz koszty z awaryjności sieci:

$$\begin{aligned} \min F &= \min(K_{st} + K_{zaw}) = \\ &= \min \left(\sum_{j=1}^n (k_p + \tau_j \cdot k_a) \cdot R_j \cdot \left(\frac{S_j}{U_n} \right)^2 \cdot 10^{-3} + \sum_{i=1}^k \left(k_{uz} \cdot q_i \cdot P_{sri} \cdot T_i + k_{nap} \cdot \frac{q_i \cdot T_i}{t_a} \right) \right) \end{aligned} \quad (7.3)$$

gdzie: n – liczba odcinków sieci; k – liczba węzłów sieci; j – indeks łuków sieci; i – indeks węzłów sieci; R_j – rezystancja j -tego odcinka sieci, w Ω ; P_{sri} – średnie obciążenie i -tego węzła sieci, w kW; q_i – wskaźnik awaryjności trasy zasilania i -tego węzła sieci.

W kolejnym etapie prac sformułowano wielokryterialną postać funkcji celu, w której uwzględniono najistotniejsze kryteria związane z optymalnym wykorzystaniem infrastruktury systemów dystrybucyjnych.

W procesie poszukiwania rozwiązań, przy wykorzystaniu algorytmu ewolucyjnego, uwzględniono następujące warunki ograniczające:

1. Nieprzekroczenie maksymalnych dopuszczalnych długotrwale prądów odcinków linii:

$$0 \leq P_j \leq c_j \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (7.4)$$

gdzie: P_j – moc czynna przepływająca przez łuk j sieci; c_j – pojemność łuku równa jego przepustowości.

2. Nieprzekroczenie dopuszczalnych górnych i dolnych wartości odchyień napięcia w węzłach analizowanej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN:

$$\delta U_{dop}^d \leq \Delta U_i \leq \Delta U_{dop}^g \quad i = 1, 2, \dots, k \quad (7.5)$$

gdzie: δU_i – odchylenie napięcie w i -tym węźle analizowanej sieci elektroenergetycznej; δU_{dop}^d – dopuszczalne dolne odchylenie napięcia zasilania i -tego węzła analizowanej sieci; δU_{dop}^g – dopuszczalne górne odchylenie napięcia zasilania i -tego węzła analizowanej sieci.

3. Poprawna konfiguracja sieci umożliwiająca zasilenie wszystkich węzłów odbiorczych sieci.

Wartości odchyień napięcia w węzłach analizowanych elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych obliczane są przy uwzględnieniu bilansu przyrostów napięć

(wynikających z przekładni transformatorów oraz nastaw układów regulacji napięć w sieciach) i spadków napięć (związanych ze spadkami napięcia na rezystancjach i reaktancjach elementów sieci) w torach zasilania poszczególnych węzłów sieci. Wartości dolnych oraz górnych odchyłeń napięcia w węzłach elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN są określone w odpowiednich przepisach ustalających poprawne warunki pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych [129].

Ważnym założeniem opracowanej metody (ze względu na możliwość jej wykorzystania w systemach informatycznych wspomagających zarządzaniem złożonych sieci dystrybucyjnych) było szybkie uzyskiwanie rezultatów. Biorąc to pod uwagę, w zastosowanym algorytmie obliczeniowym wykorzystano uproszczoną metodę wyznaczania rozplływów mocy, w której elementy sieci zamodelowano w postaci dwójników. Pozwoliło to ograniczyć czas powtarzanych wielokrotnie obliczeń rozplływów mocy w procesach odszukiwania optymalnych zastępczych konfiguracji sieci.

W złożonych układach elektroenergetycznych, jakimi są miejskie sieci elektroenergetyczne SN, wprowadza się tzw. „punkty rozcięć” (związane ze stanem łączników analizowanej sieci) tworzące promieniowy układ zasilania odbiorców. Rozplływ mocy w sieci promieniowej jest funkcją układu połączeń sieci, oraz mocy lub prądów odbieranych w węzłach. Przy takich założeniach rozplływ mocy można obliczyć według zależności, na podstawie [58, 82, 84]:

$$P = A^{-1} \cdot P' \quad (7.6)$$

$$Q = A^{-1} \cdot Q' \quad (7.7)$$

gdzie: A – macierz incydencji między łukami a węzłami z pominiętym korzeniem;
 P' – wektor mocy czynnych odbieranych w węzłach; P – wektor mocy czynnych w łukach (rozplływ mocy czynnych); Q' – wektor mocy biernych odbieranych w węzłach; Q – wektor mocy biernych w łukach (rozplływ mocy biernych).

W podobny sposób można obliczyć rozplływ prądów czynnych i biernych:

$$I_{cz} = A^{-1} \cdot I'_{cz} \quad (7.8)$$

$$I_b = A^{-1} \cdot I'_b \quad (7.9)$$

W zastosowanym algorytmie obliczeniowym wykorzystano do obliczeń rozplwywu mocy oraz poziomów napięć równania macierzowe od (7.6) do (7.12). Równanie stanu sieci elektroenergetycznej można zapisać następująco, wg [84]:

$$I = Y \cdot U \quad (7.10)$$

$$U = Y^{-1} \cdot I \quad (7.11)$$

$$Y = A \cdot Y_G \cdot A^T \quad (7.12)$$

gdzie: I – wektor prądów węzłowych; Y – kwadratowa, symetryczna macierz admittancji węzłowych; U – wektor napięć węzłowych; A^T – transponowana macierz łącząca węzłowa.

Macierz łącząca węzłowa A jest macierzą o liczbie wierszy równej liczbie węzłów niezależnych i liczbie kolumn równej liczbie gałęzi sieci. Elementy macierzy A_{ij} mogą przyjmować następujące wartości:

- 1 – gałąź j łączy się z węzłem i , prąd odpływa od i -tego węzła,
- 1 – gałąź j łączy się z węzłem i , prąd dopływa od i -tego węzła,
- 0 – węzeł i nie jest połączony z gałęzią j .

Wektor napięć gałęziowych oraz prądy gałęziowe wyznaczyć można z zależności, wg [84]:

$$U_G = A^T \cdot U \quad (7.13)$$

$$I_G = Y_G \cdot U_G \quad (7.14)$$

gdzie: Y_G – macierz admittancji gałęziowych.

Istnieje również możliwość dostosowania opracowanej metody do optymalizacji konfiguracji sieci przy założeniu ich pracy w układach częściowo zamkniętych. Potrzebne w tym przypadku zmiany dotyczyłyby zastosowania zmiennoprądowej metody obliczeń rozpyłów mocy, oraz wprowadzenia zmian w procedurach operatorów genetycznych, dostosowujących te operatory do konfigurowania częściowo zamkniętych konfiguracji pracy sieci dystrybucyjnych.

7.2. Algorytm ewolucyjny wyznaczający zastępcze konfiguracje elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN

W niniejszym punkcie zawarto opis opracowanego przez autora algorytmu ewolucyjnego, którego zadaniem jest odszukiwanie optymalnych (pod względem przyjętych kryteriów poawaryjnych) konfiguracji sieci dystrybucyjnych. Algorytm ewolucyjny jest algorytmem probabilistycznym, który zarządza i wykonuje pewne działania na populacji tzw.: osobników $P(t) = \{ch_1(t), ch_2(t), \dots, ch_n(t)\}$ w pokoleniu t . W algorytmie osobnik $ch_i(t)$ jest zaprojektowany jako pewna struktura danych i reprezentuje potencjalne rozwiązanie problemu. Algorytmy ewolucyjne różnią się od tradycyjnych metod następującymi cechami [3, 49, 85, 103, 143]:

- a) nie przetwarzają bezpośrednio parametrów zadania, lecz ich zakodowaną postać,
- b) prowadzą poszukiwania, wychodząc nie z pojedynczego punktu, lecz z pewnej ich populacji,
- c) korzystają tylko z funkcji celu, nie zaś z jej pochodnych lub innych pomocniczych informacji,
- d) stosują probabilistyczne, a nie deterministyczne reguły wyboru.

Algorytm ewolucyjny różni się od algorytmu genetycznego (będącego jego szczególnym przypadkiem) wykorzystaniem bardziej różnorodnych sposobów kodowania i zapisu rozwiązań rozpatrywanych problemów. W algorytmach ewolucyjnych bardzo często stosowane są operatory genetyczne dostosowane do określonego problemu. W literaturze znaleźć można kilka sposobów matematycznego opisu podstaw teoretycznych algorytmów genetycznych. Podstawowy sposób pozwalający opisać działanie algorytmów genetycznych opiera się na reprezentacji rozwiązań za pomocą łańcuchów binarnych i na pojęciu schematów [3, 49, 103, 143]. Rezultaty otrzymane na podstawie analizy schematów są uzyskiwane przy założeniu nieskończonej liczebności populacji, jej bardzo dobrym zróżnicowaniu, binarnym kodowaniu problemu oraz wykorzystaniu klasycznych operatorów genetycznych. Założenia te nie pozwalają jednak na skonstruowanie kryterium zatrzymania czy wykonanie dowodu zbieżności [3].

Z tych powodów obecnie zamiast teorii schematów do analizy działania algorytmu genetycznego wykorzystuje się metodykę, opartą na teorii procesów Markowa. Pozwala ona m.in. na przeprowadzenie dowodu zbieżności algorytmu w niedeterministycznym sensie.

Hipoteza bloków tworzących najlepiej wyjaśnia sposób działania operatora krzyżowania. Idea składania optymalnego rozwiązania z wielu lokalnie optymalnych (lub suboptymalnych) fragmentów jest również wykorzystywana m.in. w programowaniu dynamicznym, jak też heurystycznych metodach poszukiwania. O odmienności algorytmów ewolucyjnych decyduje przede wszystkim fakt, iż rozwiązania cząstkowe są składane w sposób losowy (choć nie całkiem przypadkowy) i wiele z nich jest jednocześnie obecnych w populacji bazowej [3, 49].

Poniżej przytoczono podstawowe zależności związane z wykorzystaniem teorii schematów, która nie daje możliwości pełnej analizy wszystkich aspektów działania algorytmów genetycznych, ale dała podstawy do sformułowania *Hipotezy o blokach budujących* [3, 49, 103, 143].

Pojęcie schematu wprowadza się w celu określenia zbioru chromosomów (struktur opisujących alternatywne rozwiązania rozpatrywanego problemu) o pewnych wspólnych cechach – podobieństwie. Schemat można rozpatrywać przy założeniu, że ciągi kodowe reprezentujące chromosomy składają się z symboli alfabetu dwójkowego, rozszerzonego o dodatkowy symbol * określający wartość 0 albo 1. Zakładając trójelementowy alfabet $\{0, 1, *\}$, można określić, że chromosom należy do danego schematu, jeżeli dla każdej pozycji $j = 1, 2, \dots, l$, gdzie l jest długością chromosomu, symbol występujący na j -tej pozycji chromosomu odpowiada symbolowi na j -tej pozycji schematu, przy czym 0, jak i 1 odpowiadają symbolowi *.

W celu scharakteryzowania schematów, w teorii algorytmów genetycznych wprowadzono dwie istotne właściwości schematu: rząd i długość definiującą schematu. Rzędem schematu, oznaczanym przez $o(H)$, nazywa się liczbę pozycji 0 lub 1, to znaczy pozycji ustalonych w schemacie. Jest to długość chromosomu minus liczba symboli nieistotnych oznaczanych *. Długością definiującą schematu, oznaczaną przez $\delta(H)$, jest odległość między pierwszą a ostatnią ustaloną pozycją schematu. Długość schematu określa również zawartość informacji w schemacie.

Twierdzenie o schematach mówi, iż schematy oceniane powyżej średniego przystosowania populacji, w procesie reprodukcji uzyskują wykładniczo rosnącą liczbę ciągów w następnych pokoleniach. Jeżeli pewien wybrany schemat H przewyższa średnie przystosowanie populacji o wielkość $a \cdot \bar{f}$, gdzie a jest stałą, czyli że $f(H) = \bar{f} + a \cdot \bar{f}$, wówczas równanie schematów można zapisać następująco, wg [49, 103]:

$$m(H, t+1) = m(H, t) \cdot \frac{(\bar{f} + a \cdot \bar{f})}{\bar{f}} = (1+a) \cdot m(H, t) \quad (7.15)$$

gdzie: $m(H, t)$ – liczba reprezentantów schematu H w populacji $A(t)$; $m(H, t+1)$ – liczba reprezentantów schematu H w populacji $A(t+1)$.

Przyjmując, że na początku procesu $t = 0$ oraz że a nie zmienia się w trakcie procesu ewolucyjnego, długoterminowy efekt można określić w postaci, wg [49, 103]:

$$m(H, t) = m(H, 0) \cdot (1+a)^t \quad (7.16)$$

oraz

$$a = \frac{(f(H) - \bar{f})}{\bar{f}} \quad (7.17)$$

Ponieważ równanie (7.16) jest równaniem wzrostu geometrycznego, można sformułować twierdzenie, że schematy oceniane powyżej średniego przystosowania populacji, w procesie reprodukcji, uzyskują wykładniczo rosnącą liczbę ciągów w następnych pokoleniach, natomiast schematy o przystosowaniu poniżej średniego przystosowania populacji, uzyskują malejącą wykładniczo liczbę ciągów w kolejnych pokoleniach.

Uwzględniając wpływ reprodukcji, krzyżowania i mutacji, oczekiwaną liczbę reprezentantów schematu H w kolejnym pokoleniu, pomijając składniki wyższego rzędu, można określić następującą nierównością:

$$m(H, t+1) \geq m(H, t) \cdot \frac{f(H)}{\bar{f}} \cdot \left[1 - p_k \cdot \frac{\delta(H)}{l-1} - o(H) \cdot p_m \right] \quad (7.18)$$

gdzie: $\frac{f(H)}{\bar{f}}$ – składnik określający wpływ średniej wartości przystosowania;

$1 - p_k \cdot \frac{\delta(H)}{l-1}$ – składnik określający wpływ operacji krzyżowania;

$o(H) \cdot p_m$ – składnik określający wpływ operacji mutacji.

Biorąc pod uwagę zależność (7.18), można zauważyć, że oczekiwana liczba ciągów kodowych pasujących do schematu H , w kolejnym pokoleniu jest funkcją względnego dopasowania schematu, jego długości definiującej i rzędu. Na podsta-

wie nierówności (7.18) można również stwierdzić, że wąskie, niskiego rzędu i dobrze przystosowane schematy rozprzestrzeniają się w kolejnych pokoleniach, zgodnie z wykładniczym prawem wzrostu [3, 49, 103, 143].

Analizując wpływ operacji ewolucyjnych na przetwarzanie schematów, można stwierdzić, że selekcja zwiększa liczbę ciągów kodowych pasujących do schematu ocenianego powyżej średniej i że ta zmiana jest wykładnicza. Operacja krzyżowania umożliwia ukierunkowaną, ale jednocześnie losową, wymianę informacji genetycznej. Operator mutacji powoduje większą zmienność w populacji.

Przedstawione powyżej zależności wyjaśniające działanie algorytmów genetycznych dały także podstawy do sformułowania hipotezy o blokach tworzących. Uważa się, że w kolejnych generacjach chromosomy tworzone są z coraz lepszych, krótkich schematów, zwanych blokami tworzącymi. O blokach tworzących można mówić nie tylko w przypadku kodowania binarnego, chociaż hipoteza o blokach tworzących powstała właśnie przy założeniu wykorzystania tego rodzaju kodowania [3, 49].

Zgodnie z koncepcją bloków budujących, za pomocą algorytmu genetycznego (lub ogólnie ewolucyjnego) rozwiązanie otrzymuje się w sposób przyrostowy, poprzez dopasowanie bloków tworzących przy zastosowaniu odpowiedniego sposobu kodowania (niepowodującego nadmiernej utraty bloków tworzących podczas operacji rekombinacji). Z hipotezy o blokach tworzących wynika, że algorytm genetyczny poszukuje optymalnego rozwiązania poprzez zestawianie krótkich, niskiego rzędu schematów o dużej wydajności działania.

Podczas dostosowywania algorytmu ewolucyjnego do rozwiązywanych problemowych zadań, należy wykonać następujące czynności [3, 103, 143]:

- wybrać odpowiednią reprezentację rozwiązań problemu,
- sformułować funkcję oceniającą jakość rozwiązań,
- wybrać metodę oraz strategię selekcji,
- zbudować operatory genetyczne rekombinacji, zmieniające skład populacji,
- dobrać odpowiednią metodę skalowania funkcji przystosowania,
- określić wartości parametrów używanych przez algorytm ewolucyjny.

W literaturze znane są różne sposoby zapisu konfiguracji pracy sieci; w algorytmie zaproponowanej metody zastosowano kodowanie wariantowych konfiguracji analizowanej sieci w postaci wektora struktury inwersyjnej. Każda składowa wektora inwersji, odpowiadająca numerowi danego węzła w drzewie, jest równa numerowi węzła zasilającego [84]. Punktem startowym obliczeń z zastosowaniem algorytmu ewolucyjnego jest populacja początkowa.

Populację początkową (w zastosowanym algorytmie) tworzą poprzez zapisywanie wektorów struktury inwersyjnej opisujących konfiguracje sieci po wystąpieniu awarii, oraz dopisywanie zmian wynikających z wygenerowanych losowo zastępczych torów zasilania. W ten sposób tworzona populacja zawierała zbiór alternatywnych rozwiązań możliwych zmian w konfiguracji sieci.

Algorytm tworzenia wektorów inwersji opisujących konfiguracje sieci z losowo generowanymi zmianami zawierał następujące kroki:

- a) zapis wynikającej z zaistniałego stanu awaryjnego konfiguracji sieci za pomocą wektora struktury inwersyjnej,
- b) utworzenie listy węzłów pozbawionych zasilania,
- c) dla wybranego z listy utworzonej w kroku b) węzła wybierany jest losowo jeden z węzłów sąsiednich jako węzeł zasilający (jeżeli nie powoduje to przekroczenia warunków ograniczających lub powstania cyklu), co zapisywane jest w tworzonej wektorze inwersyjnym, kontynuując to postępowanie dla kolejno losowanych węzłów, formułowane były zastępcze trasy zasilania,
- d) powtarzanie kroku c) dla pozostałych węzłów z listy utworzonej w kroku b).

W procesie związanym z poszukiwaniem genetycznym występują dwa bardzo istotne czynniki: różnorodność populacji i napór selekcyjny. Silny napór selekcyjny może spowodować przedwczesną zbieżność algorytmu, natomiast zbyt mały napór selekcyjny powoduje małą efektywność przeszukiwań algorytmu [3, 49]. Jako metodę selekcji wykorzystano metodę selekcji wyboru losowego według reszty bez powtórzeń. W algorytmie wykorzystano elitarystyczną strategię polegającą na włączaniu do kolejno tworzonej populacji najlepszych, odszukanych do danej chwili, rozwiązań. Zastosowanie elitarystycznej strategii daje dobre rezultaty przy rozwiązywaniu problemów optymalizacyjnych za pomocą algorytmów ewolucyjnych [3].

Ważnym elementem algorytmu ewolucyjnego są **operatory genetyczne** tworzące nowe warianty rozwiązań. W opisywanym algorytmie zastosowano cztery opracowane specjalizowane operatory genetyczne. Ich zadaniem było tworzenie nowych rozwiązań opisujących poawaryjne konfiguracje sieci. Ważnym założeniem przyjętym podczas opracowywania operatorów było to, aby działanie operatorów genetycznych było ukierunkowane na fragmenty sieci związane z węzłami sieci pozbawionymi zasilania wskutek awarii.

Działanie operatora naśladującego zaobserwowany w przyrodzie proces krzyżowania i wymiany „genów” przebiegało według następującej procedury:

- a) wybór z bieżącej populacji przy pomocy przyjętej metody selekcji dwóch wariantów opisujących alternatywne konfiguracje sieci (zapisane w wektorach inwersji),
- b) wybór węzła z listy węzłów pozbawionych zasilania (wskutek awarii),
- c) przepisanie do tablicy pomocniczej z pierwszego wybranego w kroku a) wektora, trasy zasilania węzła wybranego w kroku b),
- d) losowy wybór węzła z zapisanej uprzednio trasy, począwszy od którego poszukuje się w strukturze sieci (rozpatrując kolejne węzły trasy), możliwych wariantów zmian dalszej części trasy zasilania,
- e) przepisanie do pierwszego z wybranych wektorów, począwszy od węzła wybranego w kroku d), dalszej części trasy zasilania z drugiego wektora (opisującego alternatywną konfigurację sieci).

Cechą charakterystyczną opisanego powyżej operatora jest wprowadzanie zmian głównie w końcowej części trasy zasilania wybranych węzłów sieci. Na przemennie z tym operatorem wykorzystywano podobny operator charakteryzujący

cy się jednak tym, iż wprowadzane przez niego zmiany dotyczyły początkowych części trasy zasilania wybranych węzłów.

Działanie tego operatora w pierwszych dwóch krokach przebiegało identycznie jak pierwszego operatora krzyżowania (etapy a oraz b), natomiast kolejne etapy były następujące:

- c) przepisanie do tablicy pomocniczej z drugiego wybranego w kroku a) wektora, trasy zasilania węzła wybranego w kroku b),
- d) losowy wybór węzła z zapisanej uprzednio trasy,
- e) przepisanie do pierwszego wektora początkowej części trasy (do węzła wybranego w kroku d) z wektora drugiego.

Trzeci z opracowanych operatorów, naśladujący proces mutacji, umożliwiał wprowadzenie losowych zmian w wariantach konfiguracji sieci, według następującej procedury:

- a) wybór z bieżącej populacji jednego z wektorów (opisującego wariant konfiguracji sieci),
- b) wybór węzła z listy węzłów pozbawionych zasilania wskutek awarii,
- c) przepisanie z wybranego wektora, trasy zasilania węzła wybranego w kroku b) do pomocniczej tablicy,
- d) losowy wybór węzła z tablicy utworzonej w poprzednim kroku,
- e) rozpatruje się węzły sąsiednie (w stosunku do węzła wybranego w kroku d) niepozbawione zasilania, spośród tych węzłów następuje losowy wybór jednego z nich, jako węzła zasilającego węzeł wybrany w kroku d).

Oprócz opisanego powyżej operatora mutacji opracowano i zastosowano także inny operator mutacji o szerszym zakresie wprowadzanych losowo zmian w trasach zasilania wybranych węzłów związanych z obszarem sieci dotkniętych skutkami awarii.

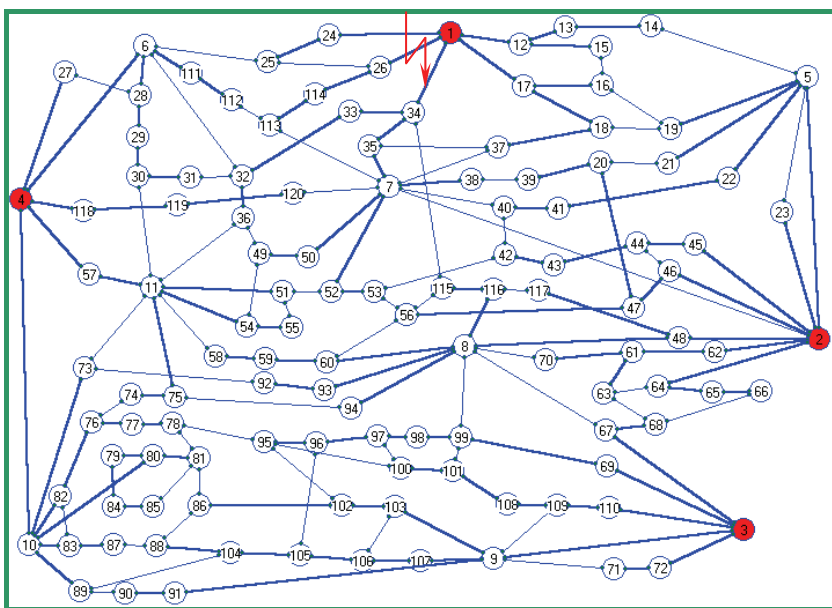
W praktycznej realizacji połączono te operatory w jedną procedurę obliczeniową, której wielkościami wejściowymi były wybierane dwa wektory odpowiadające różnym wariantom konfiguracji sieci, a wynikiem działania tej procedury był nowy wektor opisujący utworzony wariant konfiguracji sieci. Nowy wariant rozwiązania (konfiguracji sieci) tworzony jest poprzez wymianę informacji o konfiguracjach wybranych fragmentów elementów sieci.

Poniżej wyjaśniono działanie opracowanych operatorów rekonfiguracji dla przykładowego procesu tworzenia nowego wariantu poawaryjnej konfiguracji sieci. W tym celu posłużono się pomocniczymi rysunkami, od rysunku 7.1 do rysunku 7.4.

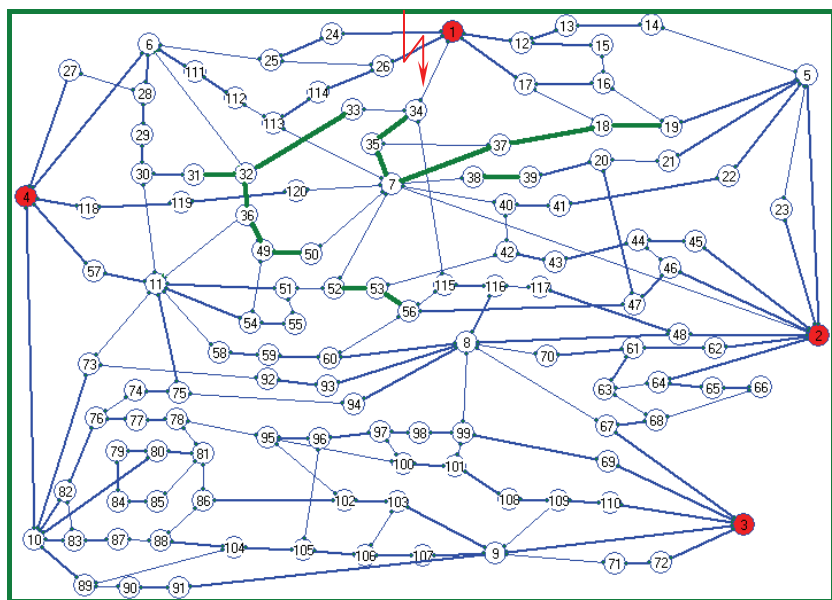
Na rysunku 7.1 pokazano przykładowy graf odwzorowujący układ elektroenergetycznej sieci kablowej SN. Na tym rysunku zobrazowano również, poprzez pogrubienie niektórych odcinków linii (przenoszących obciążenie), pierwotną konfigurację rozważanego układu sieci. Rozpatrzono stan awarii sieci związany z awarią linii kablowej między węzłami numer 1 i 34. Wskutek tej awarii pozbawione zasilania zostały następujące węzły: 34, 33, 32, 36, 35, 7, 50, 49, 52, 53, 38.

Na rysunkach 7.2 i 7.3 pokazano dwie różniące się przykładowe poawaryjne konfiguracje sieci z wygenerowanymi losowo zastępczymi trasami zasilania. Wy-

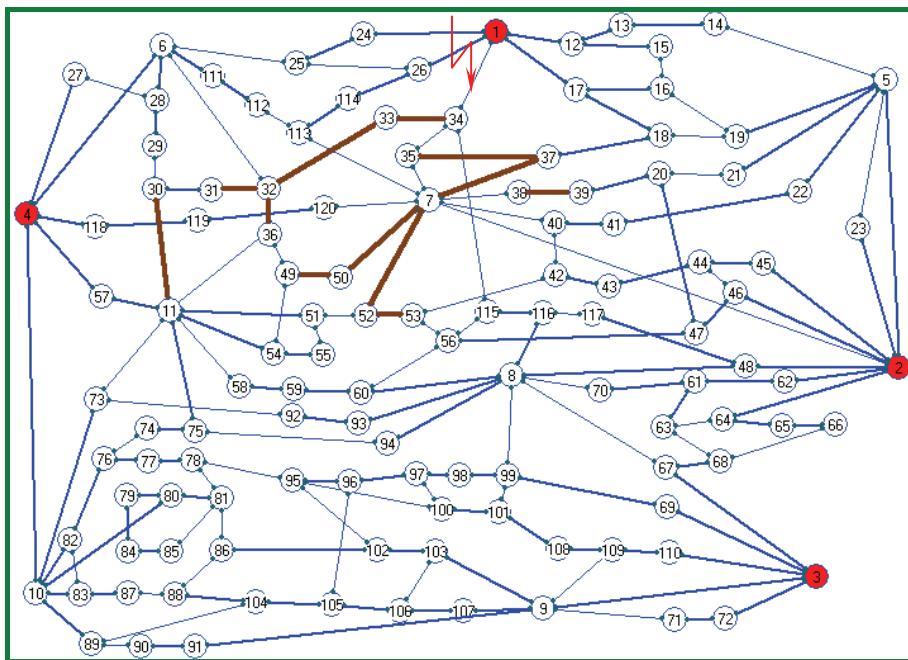
generowane zastępcze trasy zasilania w wariantowych konfiguracjach sieci zaznaczono odpowiednio kolorem zielonym i brązowym.



Rys. 7.1. Przykładowy graf z odwzorowaną strukturą połączeń miejskiej sieci SN



Rys. 7.2. Pierwszy wybrany wariant konfiguracji pracy sieci (zmiany w konfiguracji sieci w stosunku do wariantu konfiguracji sieci z rysunku 7.1 zaznaczono kolorem zielonym)



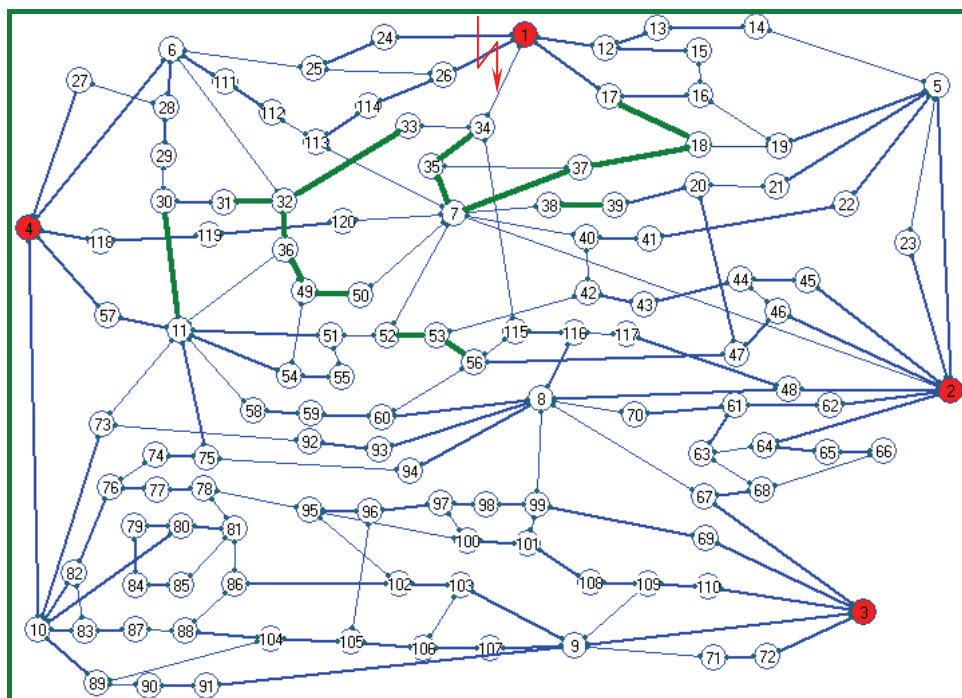
Rys. 7.3. Drugi wybrany wariant konfiguracji pracy sieci (zmiany w konfiguracji sieci w stosunku do wariantu konfiguracji sieci z rysunku 7.1 zaznaczono kolorem brązowym)

Przyjęto, iż konfiguracje sieci pokazane na rysunkach 7.2 i 7.3 zapisane będą w wektorach inwersyjnych o nazwie wektor 1 oraz wektor 2. Następnie założono, iż wektor 1 oraz wektor 2 będą wielkościami wejściowymi, dla procedury tworzenia nowych wariantów konfiguracji sieci przy wykorzystaniu opracowanych operatorów genetycznych.

Postępując zgodnie z opracowaną procedurą, ze zbioru węzłów pozbawionych zasilania wskutek awarii wybrano węzeł o numerze 7, którego trasę zasilania zapisaną w wektorze inwersji 1 przepisano do tabeli pomocniczej, zawierającej w związku z tym następujące numery węzłów: 7, 37, 18, 19, 5, 2. Następnie, zgodnie z opracowaną procedurą, z zapisanej trasy wybrano losowo jeden z jej węzłów (węzeł numer 18) i dla tego węzła przepisano do wektora 1 trasę zasilania tego węzła z wektora 2.

Rezultat tej operacji widoczny jest na rysunku 7.4, na którym pokazano konfigurację sieci po wprowadzonych zmianach. Można na nim zauważyć, iż struktura trasy zasilania węzła 7 w nowej konfiguracji sieci jest następująca: 7, 37, 18, 17, 1.

W dalszej części rozważono drugi przykład tworzenia nowego wariantu konfiguracji sieci, ale przy uwzględnieniu również operatora mutacji. Przyjmując podobnie jak wcześniej, iż wektory 1 i 2 będą wykorzystane jako dane wejściowe przez procedurę tworzącą nowy wariant konfiguracji sieci, założono, że wybranym węzłem, dla którego zmieniona zostanie trasa zasilania będzie węzeł 33. Jak można zaobserwować na rysunku 7.2, trasa zasilania węzła 33 (zapisana w wektorze 1) jest następująca: 33, 32, 31, 30, 29, 28, 6, 4.



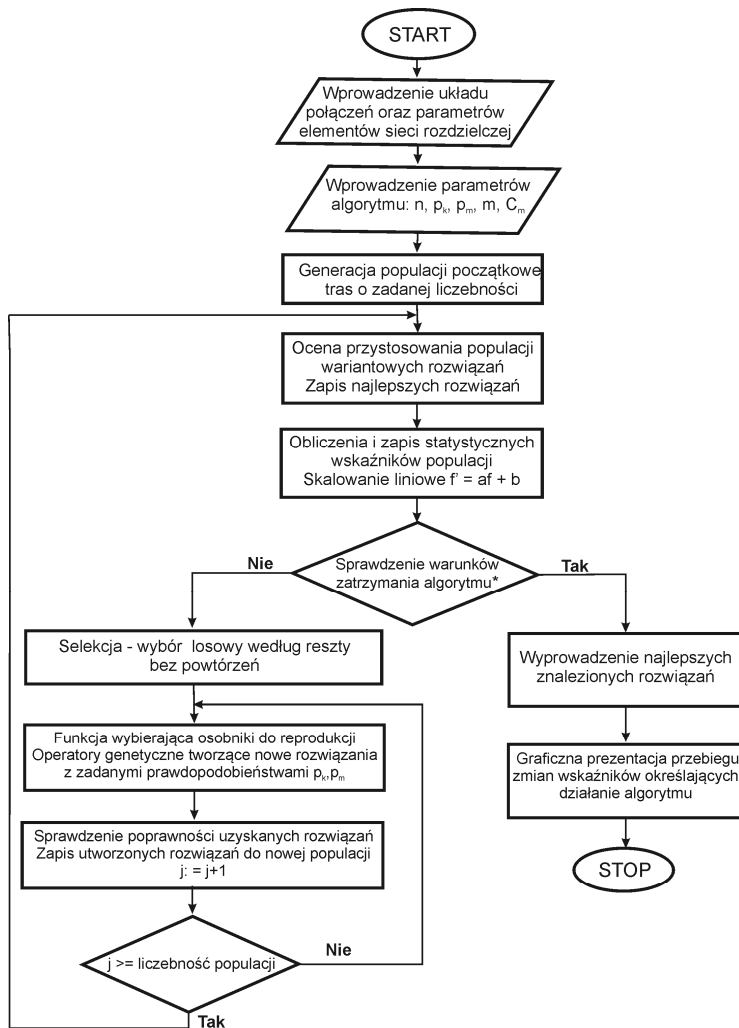
Rys. 7.4. Graficzna prezentacja rezultatu zastosowania operatorów genetycznych (na podstawie wariantów konfiguracji sieci z rysunków 7.2 i 7.3 utworzony został nowy wariant konfiguracji sieci)

Postępując zgodnie z algorytmem operatora krzyżowania, wybrano z trasy zasilania węzła 33 węzeł o numerze 32. W tym miejscu wykorzystano operator mutacji, który losowo dobiera dla wskazanego węzła, spośród węzłów sąsiednich, węzeł zasilający.

Jak wynika z rysunku 7.2, węzeł 32 może być zasilony poprzez węzeł numer 6 lub 31. Zakładając, iż wybrano węzeł 31 oraz postępując według algorytmu operatora krzyżowania, trasę zasilania dla węzła 31 w tworzonej nowej konfiguracji zapisano wykorzystując informacje zapisane w wektorze 2. W ten sposób zmieniła się także trasa zasilania (w nowym wariantcie konfiguracji sieci) dla węzła 33, która po wprowadzonych zmianach jest następująca: 33, 32, 31, 30, 11, 57, 4. Na rysunku 7.4 pokazano nowy wariant konfiguracji sieci uzyskany na podstawie dwóch wybranych wariantów konfiguracji sieci (z rysunków 7.2 i 7.3), przy udziale opracowanych operatorów rekonfiguracji.

Jak wynika z przedstawionych powyżej rozważań, celem opracowanych operatorów rekonfiguracji jest tworzenie nowych wariantów konfiguracji sieci, poprzez umiejętne łączenie wybranych informacji o strukturach tras zasilania węzłów, w wybranych fragmentach analizowanego układu sieci. Opracowane operatory rekonfiguracji tworzą nowe dopuszczalne warianty rozwiązań, uwzględniając przyjęte warunki ograniczające, takie jak: nieprzekroczenie maksymalnych prądów przesyłowych odcinków linii, nieprzekroczenie w trasach zasilania węzłów sieci

dopuszczalnych spadków napięcia, oraz zachowanie promieniowej struktury zasilania węzłów odbiorczych sieci. Schemat blokowy algorytmu obliczeniowego pokazano na rysunku 7.5.



Rys. 7.5. Schemat algorytmu obliczeniowego: * – oznacza zatrzymanie obliczeń następuje po wykonaniu zadanej liczby iteracji, lub przy stwierdzeniu braku poprawy w 40. ostatnio wykonanych iteracjach

W celu regulacji naporu selekcyjnego, w opracowanym algorytmie zastosowano **metodę skalowania liniowego** funkcji przystosowania. Istotne znaczenie dla algorytmów, które pracują na mało licznych populacjach, ma regulacja liczby kopii najlepszych rozwiązań. Celem regulacji jest ochrona procesu przed zbyt wczesną zbieżnością w początkowej fazie przebiegu procesu. W końcowej fazie przebiegu może się natomiast okazać, że populacja zachowała znaczną różnorodność, ale średni

wskaźnik przystosowania niewiele odbiega od maksymalnego, co sprawia, że „osobniki” przeciętne i „osobniki” najlepsze będą otrzymywały prawie tę samą liczbę „potomstwa”. Skalowanie przystosowania potrzebne jest więc na początku, jak również i w późniejszej fazie trwania przebiegu. Metoda skalowania liniowego określona jest zależnością, wg [49]:

$$f' = af + b \quad (7.19)$$

gdzie: f – przystosowanie pierwotne, f' – przystosowanie po skalowaniu; a i b – współczynniki funkcji skalowania.

Współczynniki a i b wyznacza się w taki sposób, aby średnie przystosowanie po skalowaniu f'_{sr} było równe pierwotnemu f_{sr} . Takie skalowanie zapewnia, że osobnik o przeciętnym przystosowaniu będzie miał średnio jednego potomka w następnym pokoleniu. Średnią liczbę potomków osobnika o maksymalnym przystosowaniu można kontrolować za pomocą następującego warunku:

$$f'_{\max} = c_{zw} \cdot f_{sr} \quad (7.20)$$

gdzie: c_{zw} – współczynnik zwielokrotnienia, od niego zależy żądana liczba kopii (w populacjach o liczebności 50-100 dobre wyniki otrzymuje się przy wartości c_{zw} z przedziału 1,2-2,0, wg [49]).

Na podstawie literatury omawiającej zastosowania algorytmów genetycznych i ewolucyjnych [3, 49, 103, 137] do obliczeń należy przyjmować stosunkowo duże prawdopodobieństwo stosowania operatora krzyżowania p_k oraz niewielkie prawdopodobieństwo stosowania operatora mutacji p_m .

W efekcie przeprowadzonych badań stwierdzono, iż zastosowany algorytm ewolucyjny charakteryzuje się dobrą efektywnością przy wartościach parametrów: $p_k = 0,95$, oraz $p_m = 0,17$, oraz przy liczebności populacji z przedziału 100-150. Inicjowanie procesu symulowanej ewolucji poprzedzane było zadaniem warunków zatrzymania obliczeń, określeniem liczby iteracji oraz parametrów pracy algorytmu ewolucyjnego.

Według obecnego stanu wiedzy z zakresu teorii algorytmów ewolucyjnych, mimo stosowania specjalizowanych metod opartych na analogiach procesów genetycznych, algorytmy te nie dają gwarancji zbieżności dla zadań dowolnego typu [3, 143], natomiast wielką ich zaletą jest fakt, iż potrafią szybko odszukiwać interesujące (dobrze rokujące) obszary w zbiorze dopuszczalnych rozwiązań. Metody gwarantujące zbieżność (tzw. algorytmy lokalne) cechują się natomiast utratą globalności i tzw. elastyczności, co istotnie ogranicza pole ich zastosowań.

W niektórych zadaniach optymalizacyjnych można połączyć globalność i równoległość algorytmu genetycznego (ewolucyjnego) ze zbieżnością metod lokalnych. Zastosowanie tego rodzaju algorytmów hybrydowych (w rozwiązywaniu różnych problemów optymalizacyjnych) pozwala osiągnąć lepsze rezultaty niż odrębne stosowanie wymienionych metod, o czym m.in. świadczą rezultaty badań przedstawione w pracach [3, 49, 103, 143].

7.3. Weryfikacja uproszczonego modelu optymalizacji poawaryjnych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN

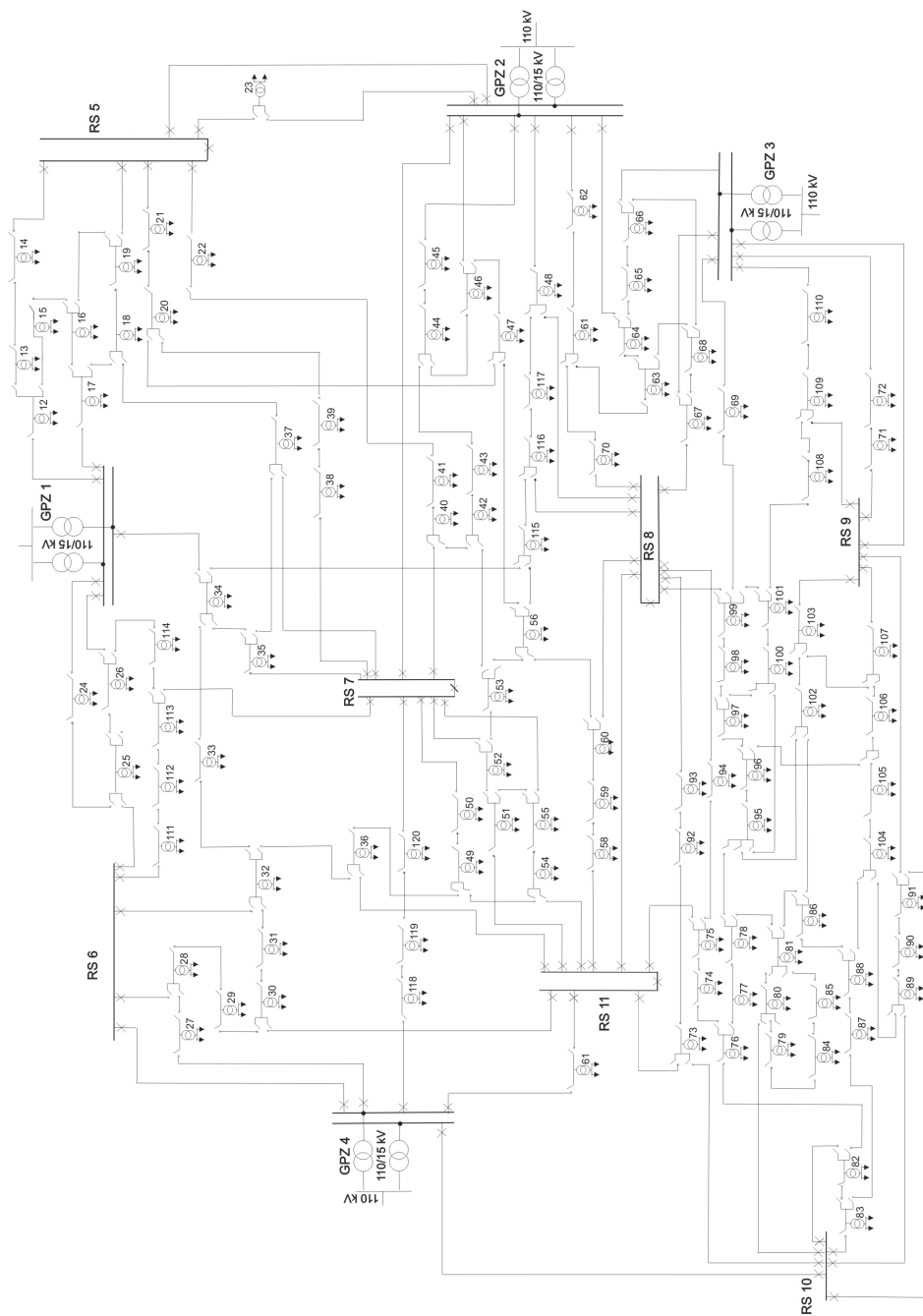
W niniejszym punkcie rozpatrzono problem obliczeniowy (związany ze stanem awarii miejskiej sieci SN) przy wykorzystaniu modelu obliczeniowego zawierającego uproszczony zestaw kryteriów oraz funkcji celu opisanej zależnością (7.3). Schemat analizowanej sieci przedstawiono na rysunku 7.6. W tabeli 7.2 zawarto przykładowe wybrane informacje o parametrach technicznych i niezawodnościowych elementów analizowanej sieci elektroenergetycznej [147, 148].

Tabela 7.2. Wybrane parametry techniczne i niezawodnościowe elementów analizowanego układu sieci elektroenergetycznej SN

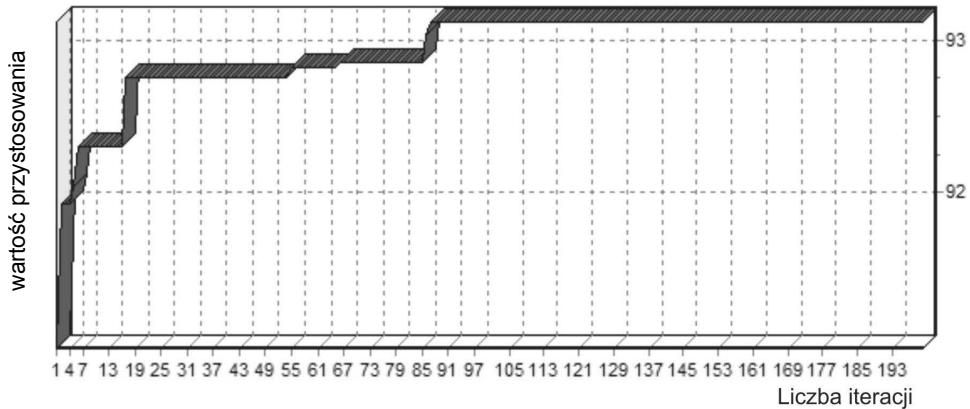
Węzły $w_1 - w_2$	p_{l1}	p_{l2}	I_{dd} , A	p_l	R_j , Ω/km	L , km
1-12	0,9999945	0,9999948	145	0,99994	0,369	2,47
1-17	0,9999948	0,9999945	170	0,99993	0,41	0,03
1-24	0,9999946	0,9999946	132	0,99992	0,298	2,07
1-26	0,9999947	0,9999946	135	0,99994	0,424	0,06
1-34	0,9999945	0,9999946	154	0,99993	0,203	0,31
14-5	0,9999946	0,9999947	162	0,99995	0,264	1,36
19-5	0,9999947	0,9999946	150	0,99993	0,229	0,69
21-5	0,9999946	0,9999945	150	0,99992	0,338	5,02
2-23	0,9999945	0,9999946	131	0,99993	0,225	5,28
22-5	0,9999947	0,9999948	135	0,99995	0,228	2,11
23-5	0,9999946	0,9999947	141	0,99994	0,214	3,36
38-39	0,9999946	0,9999947	162	0,99995	0,264	1,36
30-31	0,9999947	0,9999946	150	0,99993	0,229	0,69
31-32	0,9999946	0,9999945	150	0,99992	0,338	5,02
32-36	0,9999945	0,9999946	131	0,99993	0,225	5,28
33-49	0,9999947	0,9999948	135	0,99995	0,228	2,11
...	...	...	...	...	...	...
119-118	0,9999945	0,9999946	135	0,99993	0,308	1,11

Oznaczenia:

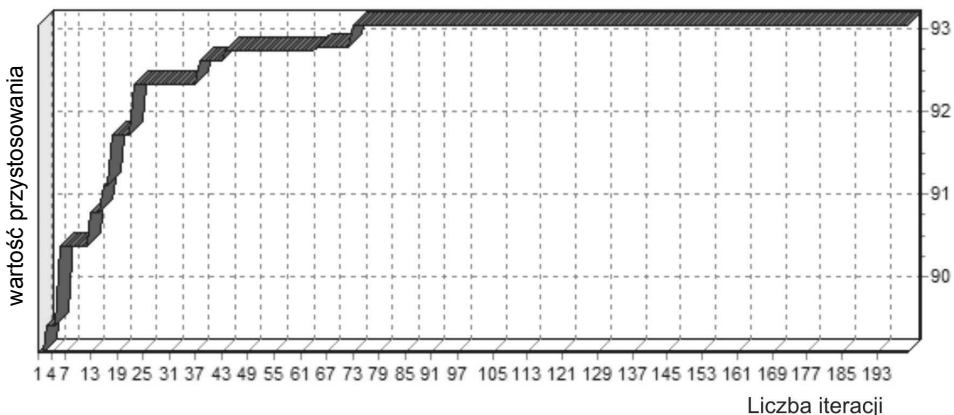
w_1 – numer węzła początkowego gałęzi sieci; w_2 – numer węzła końcowego gałęzi sieci; p_{l1} – współczynnik niezawodności łącznika 1; p_{l2} – współczynnik niezawodności łącznika 2; p_l – współczynnik niezawodności danej gałęzi sieci; I_{dd} – wartość natężenia prądu dopuszczalnego długotrwale danej gałęzi sieci, w A; l – długość danej gałęzi sieci, w km; R_j – rezystancja danej gałęzi sieci, w Ω



Rys. 7.6. Schemat analizowanego układu miejskiej sieci elektroenergetycznej



Rys. 7.8. Przebieg zmian przystosowania najlepszych rozwiązań podczas obliczeń



Rys. 7.9. Przebieg zmian przystosowania najlepszych rozwiązań podczas obliczeń

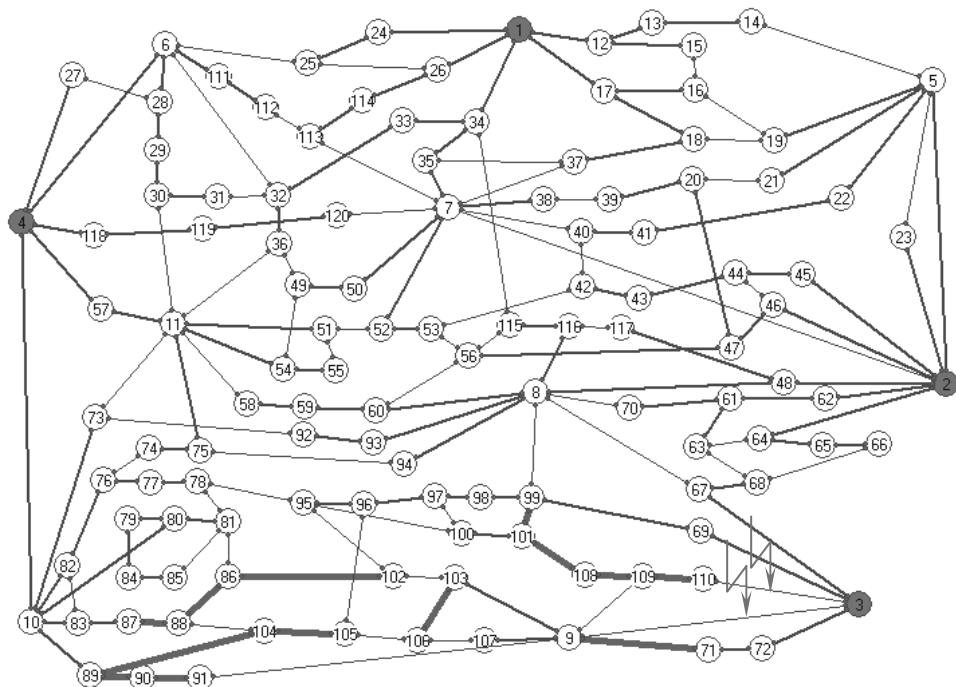
Ważną cechą zastosowanych operatorów genetycznych jest wprowadzanie przez nie zmian w konfiguracji sieci w obszarach dotkniętych skutkami awarii. Rezultaty obliczeń w postaci graficznej pokazano na rysunku 7.10, na którym pogrubionymi liniami zaznaczono odcinki linii analizowanej sieci, które po wykonanych obliczeniach zostały uwzględnione w poawaryjnej konfiguracji sieci.

W opisie rysunku 7.10 zawarto obliczone dla odszukanego rozwiązania wartości przystosowania, wartości funkcji celu, koszty strat technicznych oraz koszty wynikające z zawodności elementów sieci (ponoszone przez dystrybutora energii). Przystosowanie obliczano jako odwrotność funkcji celu mnożoną przez współczynnik skali.

Wyznaczona zastępcza konfiguracja sieci wskazuje, jakie czynności łączeniowe powinny zostać dokonane w celu przywrócenia zasilania węzłom odbiorczym sieci.

Czas obliczeń dotyczący odszukiwania zastępczych poawaryjnych konfiguracji sieci jest uzależniony od złożoności analizowanego układu elektroenergetycznego, a także

od rodzaju awarii i liczby węzłów pozbawionych zasilania. Opracowany algorytm zaimplementowany w utworzonym w tym celu programie pozwala wyznaczać zastępcze konfiguracje złożonych sieci dystrybucyjnych (np. sieci zawierających od 500 do 700 węzłów) w stosunkowo krótkim czasie (ok. 20 sekund), co umożliwi wykorzystanie tego rodzaju metody do wspomagania operatorów systemów dystrybucyjnych w procesie bieżącego zarządzania elektroenergetycznymi sieciami dystrybucyjnymi.



Rys. 7.10. Graf z zaznaczoną odszukaną poawaryjną konfiguracją analizowanej sieci (obliczone dla odszukanej konfiguracji wielkości: koszty strat technicznych $K_{st} = 93104$ zł, koszty napraw poawaryjnych $K_{na} = 13020$ zł, koszty niedostarczonej energii $K_{ne} = 1160$ zł, całkowite roczne koszty eksploatacyjne $F_e = 107283$ zł, przystosowanie wariantu rozwiązania $P = 93,21$)

7.4. Wielokryterialny model optymalizacji poawaryjnych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN

W tej części pracy przedstawiono wyniki badań dotyczące wykorzystania opracowanej metody do rozwiązania wielokryterialnego zadania optymalizacji poawaryjnych konfiguracji sieci dystrybucyjnych. Zaproponowane podejście obliczeniowe charakteryzuje się szybkim uzyskiwaniem rozwiązań (optymalnych lub co najmniej supoptymalnych) przy mniejszym nakładzie pracy (przygotowanie danych obliczeniowych, złożone i czasochłonne algorytmy obliczeniowe) w porównaniu do klasycznych metod programowania matematycznego (których wykorzystanie w przypadku złożonych systemów elektroenergetycznych sieci, z uwagi na rozmiar

zadań, praktycznie nie jest możliwe). Ogólnie zadanie programowania wielokryterialnego można sformułować następująco [150]:

- należy odszukać wektor zmiennych decyzyjnych: $x = [x_1 \dots x_i \dots x_n]^T$,
- który minimalizuje zbiór kryteriów: $q_1(x), \dots, q_l \dots, q_p(x)$,
- w zbiorze dopuszczalnych: $\Phi = \{x: g_j(x) \leq 0, j = 1, \dots, m\}$.

W celu rozwiązania założonego zadania (problemu optymalizacji poawaryjnych konfiguracji systemów dystrybucyjnych) zaproponowano w niniejszej pracy wykorzystanie odpowiednio dostosowanego algorytmu ewolucyjnego, współpracującego z algorytmem lokalnego poszukiwania.

W opracowanym modelu obliczeniowym zastosowano do opisu zmiennych decyzyjnych (związanych z przyjętymi kryteriami) tzw. funkcję przynależności (pojęcie stosowane w teorii zbiorów rozmytych) [84, 124]. W opisie problemów zadań wielokryterialnych wyróżnić można trzy podstawowe elementy [150, 175]:

- matematyczny opis kryteriów i ograniczeń,
- zbiór kompromisów w przestrzeni zmiennych,
- zbiór kompromisów w przestrzeni kryteriów.

Bardzo istotnym elementem zaproponowanego modelu obliczeniowego był wybór odpowiednich kryteriów przeszukiwania zbioru rozwiązań dopuszczalnych analizowanego zadania. Wybrano te kryteria, które umożliwiają optymalne wykorzystanie infrastruktury sieciowej w awaryjnych warunkach pracy sieci.

Dla analizowanego problemu, jako istotne z punktu widzenia spełnienia wymagań dotyczących efektywnego wykorzystania sieci, przyjęto kryteria:

- a) minimalizacja czasów trwania przerw w zasilaniu odbiorców (w praktycznej realizacji kryterium to połączono z niżej wymienionym);
- b) minimalizacja liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci:

$$\text{Min}_j u_1(X_j) = |n_j - n_0|, \quad \text{przy czym } j = 1, 2, \dots, m \quad (7.21)$$

gdzie: $u_1(X)$ – wartości tej funkcji określają liczbę czynności łączeniowych niezbędnych do uzyskania określonej konfiguracji systemu dystrybucyjnego; X_j – wektor zawierający informacje o j -tym wariantcie konfiguracji sieci dystrybucyjnej; m – liczba rozpatrywanych wariantów rozwiązań; n_j – liczba czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania określonej konfiguracji sieci; n_0 – liczba czynności łączeniowych w konfiguracji bazowej;

- c) maksymalizacja poziomu niezawodności dostaw energii odbiorcom:

$$\text{Min}_j u_2(X_j) = \max_i (1 - p_i), \quad \text{przy czym } i = 1, 2, \dots, l_{pwz} \quad (7.22)$$

gdzie: $u_2(X)$ – wartości tej funkcji określają wartość wypadkowego współczynnika zawodności tras zasilania określonych węzłów odbiorczych; l_{pwz} –

liczba węzłów dla których szacowana jest wartość niedostarczonej energii elektrycznej dla założonego okresu; p_i – współczynnik niezawodności toru zasilania i -tego węzła odbiorczego;

d) minimalizacja odchyłeń napięcia w węzłach sieci:

$$\text{Min}_j u_3(X_j) = \max_i \left(\frac{U_i}{U_N} \cdot 100 \right), \quad \text{przy czym } j = 1, 2, \dots, m \quad (7.23)$$

gdzie: $u_3(X)$ – wartości tej funkcji określają wartości odchyłeń napięć w poszczególnych węzłach odbiorczych; U_N – znamionowe napięcie sieci dystrybucyjnej; U_i – wartość napięcia w i -tym węźle odbiorczym sieci;

e) minimalizacja strat technicznych w analizowanym systemie dystrybucyjnym:

$$\text{Min}_j u_4(X_j) = \sum_{l=1}^m \Delta P_j, \quad \text{przy czym } j = 1, 2, \dots, m \quad (7.24)$$

gdzie: $u_4(X)$ – wartości tej funkcji określają wartość strat technicznych dla danego wariantu konfiguracji sieci; m – liczba odcinków pod obciążeniem w danym wariantcie konfiguracji sieci; ΔP_j – wartość strat mocy w j -tym odcinku sieci;

f) minimalizacja współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci:

$$\text{Min}_j u_5(X_j) = \max_k \left(\frac{\sum_{i=1}^n P_{\max,i}}{n} \right), \quad \text{przy czym } j = 1, 2, \dots, m \quad (7.25)$$

gdzie: $u_5(X)$ – wartości tej funkcji określają wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów w trasach zasilania węzłów sieci; k – liczba tras zasilania węzłów odbiorczych sieci; n – liczba grupy najbardziej obciążonych elementów sieci;

g) zapewnienie zasilania jak największej liczbie odbiorców (jeżeli struktury i parametry sieci to umożliwiają, to poszukiwana jest zastępcza konfiguracja przywracająca zasilanie wszystkim odbiorcom):

$$\text{Min}_j u_6(X_j) = lw_j - lz_j, \quad \text{przy czym } j = 1, 2, \dots, m \quad (7.26)$$

gdzie: $u_6(X)$ – wartości tej funkcji określają liczbę niezasilanych węzłów odbiorczych w zastępczej konfiguracji sieci; lw_j – liczba wszystkich węzłów odbiorczych sieci; lz_j – liczba węzłów odbiorczych, dla których zastępcza konfiguracja sieci umożliwiła przywrócenie dostaw energii.

Zaproponowano siedmioelementowy zbiór kryteriów, przy czym ze względu na krótki dostępny czas trwania obliczeń (związany z minimalizacją czasu przerw w zasilaniu odbiorców) jako podstawowe kryteria można przyjąć: przywrócenie zasilania jak największej liczbie odbiorców, minimalizację liczby czynności łączeniowych, minimalizację odchyłań napięcia w węzłach analizowanej sieci oraz minimalizację współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów.

W zbiorze ograniczeń wielokryterialnego modelu optymalizacji konfiguracji sieci uwzględniono warunki ograniczające, opisane nierównościami (7.4) i (7.5). Zbiory tzw. kompromisów w przestrzeni zmiennych, jak i przestrzeni kryteriów, związane są z warunkami technicznymi odnośnie poprawności wyznaczanych konfiguracji sieci dystrybucyjnych.

Analizowany problem wyboru zastępczych konfiguracji systemów dystrybucji określić można jako zadanie programowania wielokryterialnego.

Zadania optymalizacji wielokryterialnej można rozwiązywać zastępując je ciągiem zadań jednokryterialnych przy wykorzystaniu następujących metod [150, 175]:

- ważone kryterium zbiorcze,
- programowanie celowe,
- leksykograficzne porządkowanie kryteriów,
- ograniczanie kryteriów.

W opracowanym modelu obliczeniowym wykorzystano algorytm ewolucyjny, charakteryzujący się równoległym poszukiwaniem rozwiązań w obszarze rozwiązań dopuszczalnych, który to obszar określony jest zbiorem kompromisów w przestrzeni zmiennych oraz w przestrzeni kryteriów. Przy rozwiązywaniu analizowanego problemu optymalizacji wielokryterialnej poszukiwane są rozwiązania Pareto-optymalne.

Dla rozwiązań tzw. „niezdominowanych” nie ma rozwiązań co najmniej równych z uwagi na wszystkie kryteria i nie ma rozwiązania lepszego z uwagi na co najmniej jedno kryterium. W punktach niezdominowanych nie można poprawić jednego kryterium, nie pogarszając jednocześnie któregoś z pozostałych kryteriów [150, 169, 175]. Koncepcja rozwiązania niezdominowanego i zbioru kompromisów została sformułowana przez Pareto i dlatego rozwiązania nazywa się również Pareto-optymalnymi [150].

W zadaniach optymalizacji wielokryterialnej przy uwzględnieniu zbioru różnych kryteriów (niekiedy wykluczających się wzajemnie) poszukiwane jest rozwiązanie będące optymalnym kompromisem pomiędzy przyjętymi kryteriami. Zadanie wyznaczania poawaryjnych konfiguracji bardzo złożonych strukturalnie elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, charakteryzuje się zwykle: ogromną liczbą zmiennych decyzyjnych – opisujących stany pracy elementów sieci – oraz skomplikowanymi nieliniowymi zależnościami opisującymi poprawne warunki techniczne pracy sieci. Ze względu na rozmiar tego rodzaju zadań, w przypadku analizy złożonych układów sieciowych wykorzystanie klasycznych metod optymalizacji wielokryterialnej, umożliwiających wyznaczenie rozwiązań optymalnych, jest bardzo utrudnione.

W związku z powyższym do rozwiązywania problemów optymalizacji stanów pracy sieci elektroenergetycznych stosowane są często metody dające jako rezultat

przybliżone rozwiązania (rozwiązania suboptymalne będące lokalnymi optimami), które są wystarczająco dobre z praktycznego punktu widzenia. Przykładem takiej metody jest powszechnie znany w literaturze problemu algorytm cykli i kar, pozwalający na wyznaczenie konfiguracji pracy sieci rozdzielczych zapewniających minimalizację strat technicznych w tych sieciach.

Autor pracy podjął próbę rozwiązania problemu optymalizacji poawaryjnych konfiguracji pracy złożonych strukturalnie elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, przy wykorzystaniu opracowanego algorytmu ewolucyjnego współpracującego z algorytmem lokalnego poszukiwania. Głównym celem opracowanej metody jest wyznaczenie zastępczych konfiguracji sieci dystrybucyjnych SN w stanach awarii, umożliwiających minimalizację czasów trwania przerw w zasilaniu odbiorców przy efektywnym wykorzystaniu dostępnej infrastruktury sieciowej.

Autor pracy zaproponował także wykorzystanie opracowanego algorytmu hybrydowego jako elementu systemu klasyfikującego uczącego się (szerzej opisanego w rozdziale 8), którego ważną cechą jest możliwość gromadzenia informacji o zaistniałych (lub analizowanych symulacyjnie) stanach awarii i wykorzystanie tej wiedzy w procesie efektywnego formułowania zastępczych scenariuszy łączeniowych dla analizowanej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN. Zaproponowana przez autora pracy metoda nie gwarantuje w pełni wyszukiwania rozwiązań będących optimum globalnym (Pareto-optymalnym). Pozwala natomiast w stosunkowo krótkim czasie na wyznaczenie rozwiązań suboptymalnych, wystarczająco dobrych ze względu na ich praktyczne wykorzystanie.

Głównym celem realizowanych zaproponowaną metodą obliczeń jest wyszukiwanie rozwiązań analizowanego zadania (jakim są zastępcze konfiguracje łączeniowe sieci), umożliwiających efektywne i racjonalne zarządzanie pracą tych sieci.

W dalszej części pracy przedstawiono algorytm ewolucyjny optymalizujący funkcję skalarną, natomiast w końcowej części niniejszego rozdziału przedstawiono wyniki uzyskane przy zastosowaniu do analizowanego problemu algorytmu ko ewolucyjnego optymalizującego funkcję wektorową.

W metodzie ważonego kryterium zbiorczego (która jest jedną z podstawowych metod rozwiązywania zadań optymalizacji wielokryterialnej) zakłada się, że nie wszystkie kryteria składowe są jednakowo ważne, oraz że można przypisać każdemu z kryteriów wartość zależną od ważności danego kryterium w stosunku do pozostałych kryteriów. Dla zbioru kryteriów z określoną w ten sposób hierarchią, zależność kryterialną zbiorczą można określić następująco, wg [150]:

$$Q = \sum_{l=1}^p u_l(q_l) \quad (7.27)$$

gdzie: $u_l(q_l)$ – funkcja określająca l -te kryterium; $q_l(x)$ – l -te kryterium.

Rozwiązanie zadania wielokryterialnego poszukuje się minimalizując kryterium zbiorcze (7.27). Najprostszą postacią funkcji $u_l(q_l)$ jest funkcja liniowa, co można zapisać następująco:

$$u_l(q_l) = w_l q_l(x) \quad (7.28)$$

Wykorzystując powyższe zależności (7.27) i (7.28) można zastąpić zadanie wielokryterialne zadaniem jednokryterialnym w postaci:

$$Q(x) = \sum_{l=1}^p w_l q_l(x) \rightarrow \min \quad (7.29)$$

przy ograniczeniach: $q_j(x) \leq 0, j = 1, \dots, m$

Mnożniki w_l spełniają funkcję wag przypisywanych poszczególnym kryteriom i odpowiadają dodatkowym warunkom:

$$w_l \geq 0, \quad l = 1, \dots, p, \quad \sum_{l=1}^p w_l = 1 \quad (7.30)$$

W tego rodzaju metodzie w praktyce wagi w_l są dobierane arbitralnie na podstawie opinii zespołu ekspertów, a więc jakość rozwiązania zależy znacząco od doboru wartości tych wag. W zaproponowanej metodzie (bazującej na wykorzystaniu algorytmu ewolucyjnego) w zastosowanej funkcji celu wprowadzono (podobnie jak w metodzie ważonego kryterium zbiorczego) współczynniki wagowe, których wartości mogą być określane na podstawie doświadczenia dyspozytorów zarządzających sieciami dystrybucyjnymi energii elektrycznej.

Przy wykorzystanym podejściu obliczeniowym potrzebna jest normalizacja kryteriów składowych, które mogą wyrażać wielkości fizyczne znacznie różniące się wartościami. W pierwszym etapie należy znormalizować kryteria sprowadzając je do liczb z przedziału $<0,1>$. Jeśli znany jest zakres zmienności poszczególnych kryteriów $q_l^{\min} \leq q_l \leq q_l^{\max}$, to kryterium po normalizacji wyraża się wzorem:

$$q_{l,zn} = \frac{q_l - q_l^{\min}}{q_l^{\max} - q_l^{\min}} \quad (7.31)$$

W drugim etapie należy dobrać wagi w_l kierując się ważnością kryteriów przy zachowaniu warunku (7.30). W dalszej części tekstu przytoczono wybrane definicje pojęć związanych z teorią zbiorów rozmytych, które wykorzystano w opracowywanym modelu obliczeniowym. W przypadku zbioru zwykłego A element x albo do niego należy (funkcja charakterystyczna $\mu_A(x) = 1$), albo nie należy ($\mu_A(x) = 0$).

W przypadku zbiorów rozmytych przyjmuje się, że element może należeć do zbioru częściowo. Stopień przynależności do zbioru rozmytego B , będący uogólnieniem funkcji charakterystycznej, nazywany jest funkcją przynależności, przy czym $u_B(x) \in [0,1]$. Zwykły zbiór A zawierający wszystkie elementy przestrzeni U , które mają stopień przynależności do B większy lub równy α , jest α -przekrojem rozmytego zbioru B , wg [84]:

$$A_\alpha = \{x \in U \mid \mu_B(x) \geq \alpha, \quad \alpha \in [0,1]\} \quad (7.32)$$

Zbiory rozmyte zdefiniowane w zbiorze liczb rzeczywistych nazywa się liczbami rozmytymi. W literaturze publikowane są prace poświęcone wykorzystaniu liczb rozmytych w modelach niezawodnościowych. W publikacjach [124, 125] przedstawiono opis systematyki rozmytych modeli niezawodnościowych (lub z elementami rozmytości) w zastosowaniu do systemów elektroenergetycznych. Mianem niezawodności rozmytej określa się analizy niezawodnościowe odnoszące się do przypadku, w którym przynajmniej jedna wielkość ze zbioru danych jest opisana modelem rozmytym. Wyróżnia się trzy rodzaje niezawodności rozmytej, rodzaj pierwszy dotyczy przypadku, gdy przyjmuje się rozmyty opis zapotrzebowania (obciążenia). Drugi rodzaj niezawodności rozmytej dotyczy sytuacji, gdy wykorzystuje się wartości rozmyte wskaźników niezawodnościowych elementów zamiast dokładnych. Trzeci rodzaj niezawodności rozmytej występuje w przypadku modeli, które dotyczą niezawodności rozmytej w środowisku decyzyjnym, tj. gdy wielkości rozmyte (także niezawodnościowe) muszą być porównywane, w celu wyciągnięcia wniosków lub podjęcia pewnych decyzji [124].

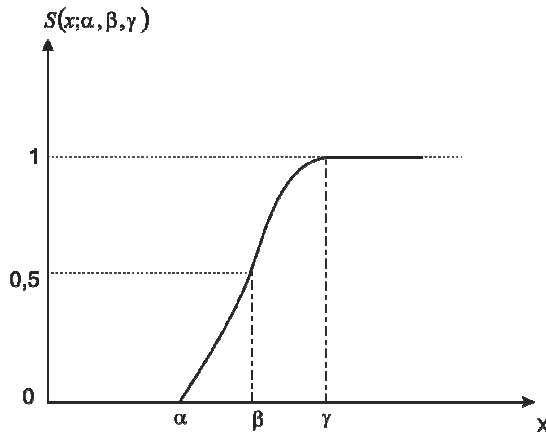
W opracowanej metodzie wyznaczania poawaryjnych konfiguracji systemów dystrybucyjnych dla określonych warunków pracy, istnieje możliwość wykorzystania rozmytych funkcji niezawodnościowych elementów sieciowych o znanych rozkładach czasów pracy bezawaryjnej i określonych funkcjach przynależności, opisujących przedziały mniejszych (R_{α}^{-}) i większych (R_{α}^{+}) wartości funkcji bezawaryjnej pracy. W zależności od zastosowań można wykorzystywać standardowe postacie funkcji przynależności, takie jak m.in. funkcje klasy S , π i L (opisane zależnościami (7.33) i (7.34)), których interpretację graficzną przedstawiono na kolejnych rysunkach 7.11 i 7.12.

$$S(x; \alpha, \beta) = \begin{cases} 0 & x \leq \alpha \\ 2 \left(\frac{x - \alpha}{\gamma - \alpha} \right)^2 & \alpha \leq x \leq \beta \\ 1 - 2 \left(\frac{x - \alpha}{\gamma - \alpha} \right)^2 & \beta \leq x \leq \gamma \\ 1 & x \geq \gamma \end{cases} \quad (7.33)$$

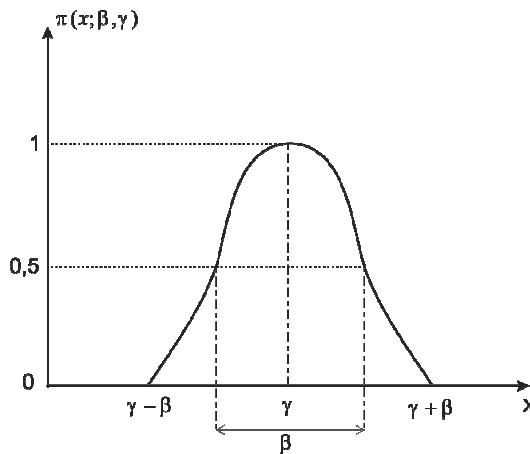
$$\pi(x; \beta, \gamma) = \begin{cases} S(x; \gamma - \beta, \gamma - \frac{\beta}{2}, \gamma) & x \leq \gamma \\ 1 - S(x; \gamma, \gamma + \frac{\beta}{2}, \gamma + \beta) & x > \gamma \end{cases} \quad (7.34)$$

W niektórych konkretnych zastosowaniach można funkcje przynależności aproksymować funkcją o postaci:

$$\mu(x, a) = \begin{cases} 1 - a \cdot x^k, & 0 \leq x \leq \frac{1}{k \cdot \sqrt{a}} \\ 0, & x > \frac{1}{k \cdot \sqrt{a}} \end{cases} \quad (7.35)$$



Rys. 7.11. Standardowa postać funkcji przynależności, tzw. funkcja klasy S , wg [84]



Rys. 7.12. Standardowa postać funkcji przynależności, tzw. funkcja klasy π , wg [84]

W opracowanym modelu obliczeniowym przyjęto wielokryterialną funkcję celu, w której zmienne decyzyjne opisano przy pomocy funkcji przynależności (przyjęto funkcję przynależności typu L) opisane zależnością (7.36). Wartości funkcji opisujących poszczególne kryteria uwzględnione w modelu optymalizacyjnym, przy zastosowaniu tzw. normalizacji, zawierały się w przedziale $[0,1]$:

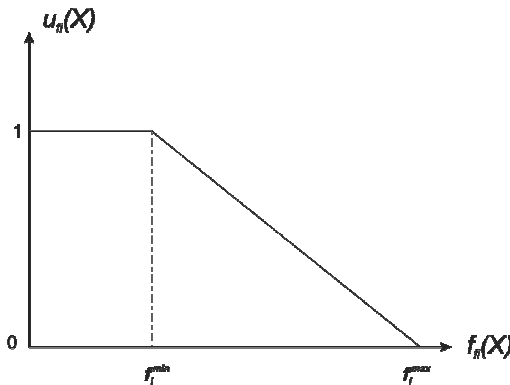
$$u_{f_i}(X) = \begin{cases} 1, & \text{jeśli } f_i(X) \leq f_i^{\min} \\ \left(\frac{f_i^{\max} - f_i(X)}{f_i^{\max} - f_i^{\min}} \right), & \text{jeśli } f_i^{\min} < f_i(X) \leq f_i^{\max} \\ 0, & \text{jeśli } f_i^{\max} < f_i(X) \end{cases} \quad (7.36)$$

Rysunki 7.13 oraz 7.14 prezentują kształt monotonicznie zmniejszających się funkcji przynależności. Funkcje przynależności $u_2(X)$, $u_3(X)$, $u_4(X)$, $u_5(X)$, których kształt przedstawiono na rysunku 7.13, wykorzystano do opisu zmiennych decyzyjnych związanych z przyjętymi następującymi kryteriami: maksymalizacją poziomu niezawodności dostaw energii odbiorcom, minimalizacją odchyłeń napięcia w węzłach sieci (we fragmentach sieci dotkniętych skutkami awarii), minimalizacją strat technicznych. Funkcje przynależności $u_1(X)$, $u_6(X)$, których kształt przedstawiono na rysunku 7.14, przyjęto do opisu zmiennych decyzyjnych dotyczących kryteriów: minimalizacji czasów trwania przerw w zasilaniu odbiorców, minimalizacji liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci.

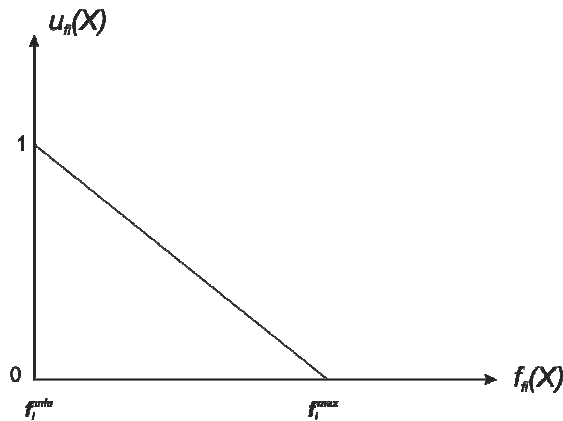
Przy tak zdefiniowanej postaci funkcji przynależności dla zmiennych decyzyjnych, istnieje potrzeba przed rozpoczęciem iteracyjnych procesów obliczeniowych określenia minimalnych i maksymalnych wartości tych zmiennych, przy uwzględnieniu przyjętych warunków ograniczających. W tym celu opracowano odpowiednią procedurę wyznaczania minimalnych i maksymalnych wartości zmiennych decyzyjnych. Na podstawie uprzednio przyjętych założeń jakości uzyskiwanych rozwiązań dla rozpatrywanego problemu zdefiniowano za pomocą formuły:

$$F_G(X_j) = \sum_{i=1}^n u_i(q_i) = \sum_{i=1}^n w_i \cdot q_i(X_j) \rightarrow \max, \text{ gdzie } j = 1, 2, \dots, m \quad (7.37)$$

gdzie: n – liczba zmiennych decyzyjnych; m – liczebność populacji wariantowych rozwiązań; X_j – wektor zawierający informacje o j -tym wariantcie konfiguracji.



Rys. 7.13. Graficzna interpretacja funkcji przynależności $u_2(X)$, $u_3(X)$, $u_4(X)$, $u_5(X)$ (przyjętych do opisu zmiennych decyzyjnych), wg [84]



Rys. 7.14. Graficzna interpretacja funkcji przynależności $u_1(X)$, $u_6(X)$

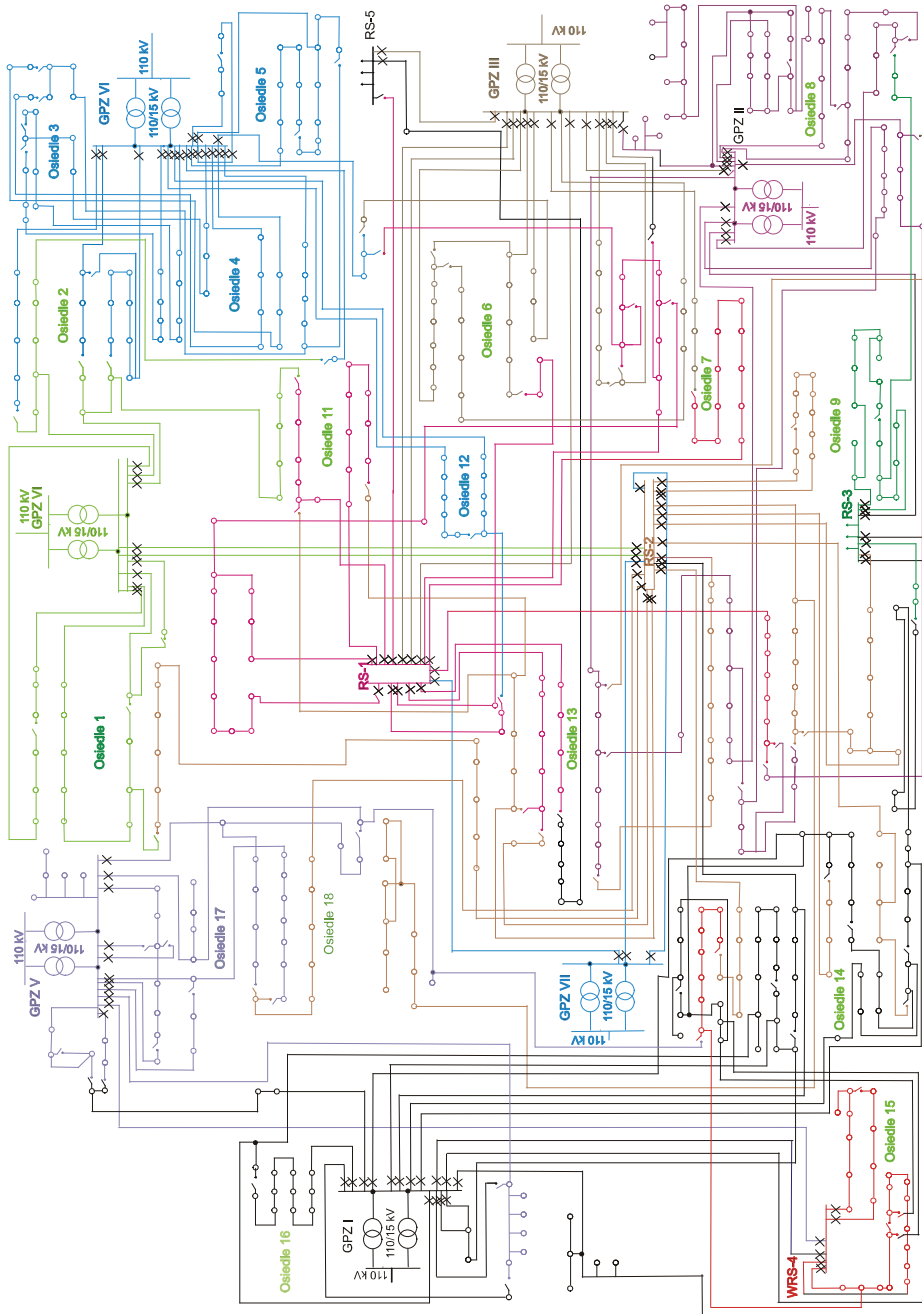
Biorąc pod uwagę zapisane w literaturze treści i wnioski płynące z badań, dotyczące zastosowań algorytmów genetycznych i ewolucyjnych, autor zmodyfikował stosowaną we wcześniejszych etapach badań wersję algorytmu ewolucyjnego poprzez włączenie do algorytmu procedur preselekcji w postaci modelu ze ścisiskiem, odpowiedzialnych za tworzenie się stabilnych podpopulacji ciągów kodowych (tzw. gatunków), związanych z różnymi poddziedzinami funkcji (niszami). Na podstawie wykonanych badań autor pracy zauważył pozytywny wpływ wyżej wymienionych technik obliczeniowych (znanych w teorii metod ewolucyjnych) na efektywność opracowanego algorytmu ewolucyjnego.

7.5. Przykłady optymalizacji poawaryjnych konfiguracji wybranej sieci dystrybucyjnej SN

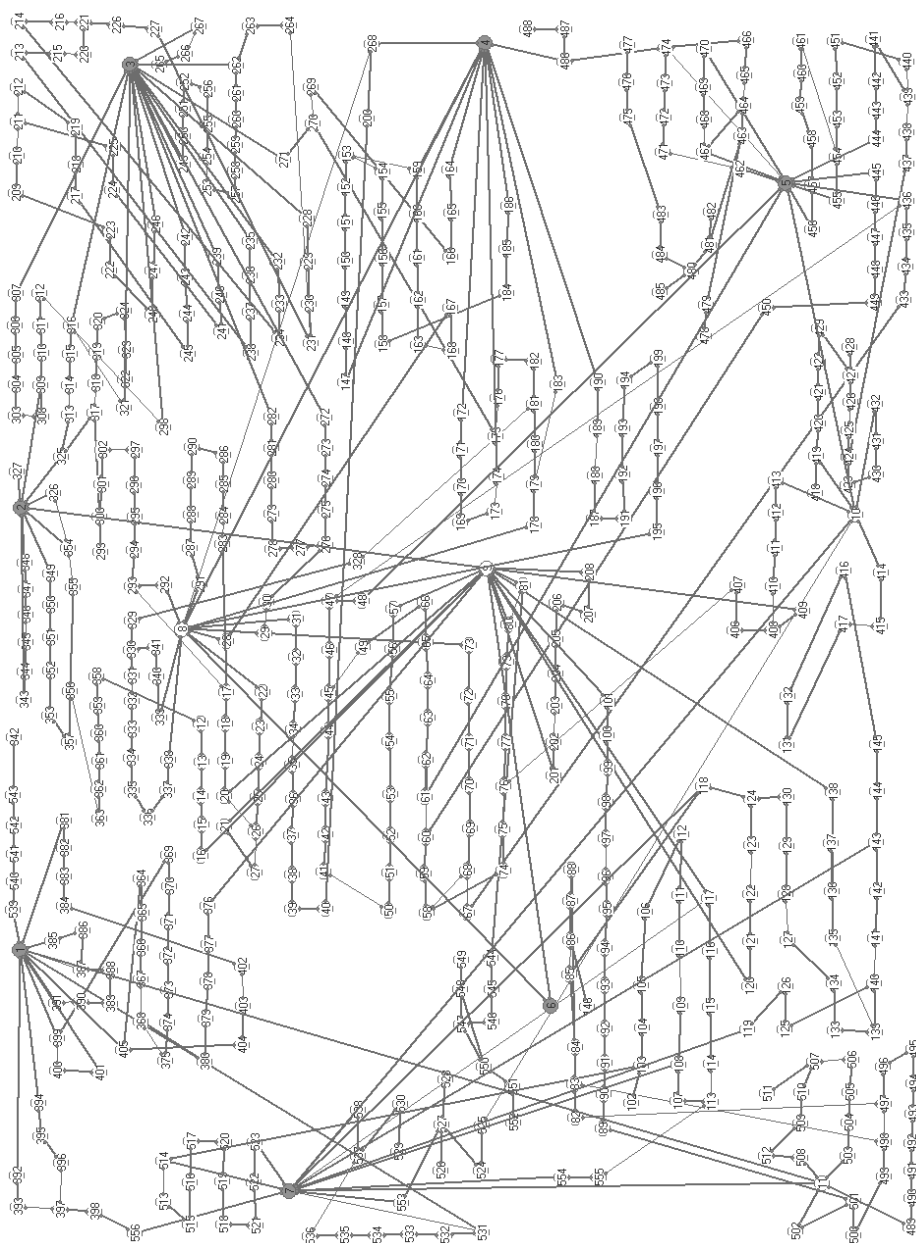
W tej części pracy przedstawiono analizę problemu obliczeniowego dotyczącego stanu awaryjnego zamodelowanej miejskiej sieci dystrybucyjnej SN, której schemat pokazano na rysunku 7.15. Na tym rysunku różnymi kolorami zaznaczono fragmenty miejskiej sieci, zasilane z poszczególnych GPZ.

Rysunek 7.16 przedstawia odwzorowanie w postaci grafu struktury analizowanej sieci dystrybucyjnej. Przyjęte do obliczeń wartości parametrów technicznych oraz wartości współczynników niezawodności elementów (linii, łączników węzłów sieci) analizowanej sieci dystrybucyjnej SN, ze względu na ich ilość, zamieszczono w Załącznikach pracy. Wartość parametrów technicznych oraz współczynników niezawodnościowych elementów sieciowych przyjęto na podstawie rzeczywistych danych oraz informacji pozyskanych z jednego z zakładów dystrybucyjnych energii elektrycznej.

W Załączniku 1 przedstawiono dane węzłowe, natomiast Załącznik 2 zawiera dane gałęziowe analizowanej sieci dystrybucyjnej.



Rys. 7.15. Schemat układu miejskiej sieci SN, zasilanej z siedmiu źródeł (GPZ)



Rys. 7.16. Graf pokazujący powiązania strukturalne elementów sieci z rysunku 7.15

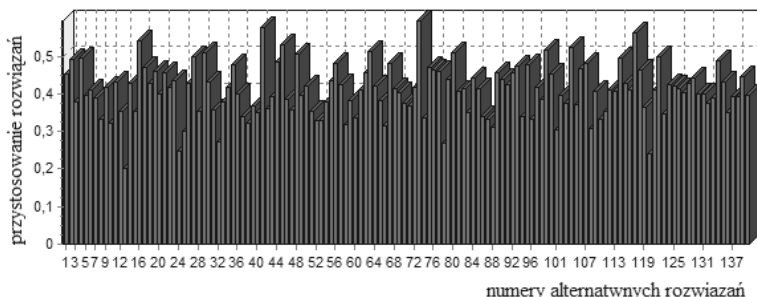
Pierwsza z rozważonych sytuacji awaryjnych dotyczyła wyznaczenia zastępczej konfiguracji sieci przy założeniu awarii linii nr 6_8 wychodzącej z GPZ nr 6 zasilającej stację systemowo-rozdzielczą o numerze 8. Na skutek tej awarii (obejmującej znaczny fragment sieci) pozbawionych zasilania zostało 66 węzłów odbiorczych: 8, 22, 28, 29, 31, 73, 178, 195, 291, 292, 338, 339, 23, 167, 32, 72, 179, 196, 287, 293, 337, 340, 24, 168, 33, 71, 180, 197, 288, 294, 336, 341, 25, 34, 70, 181, 198, 289, 295, 335, 330, 26, 69, 182, 199, 290, 296, 334, 329, 331, 68, 177, 194, 286, 297, 333, 328, 176, 193, 285, 332, 192, 284, 191, 187, 188.

Obliczenia wykonano przy wykorzystaniu modelu obliczeniowego z wielokryterialną funkcją celu, który opisano w poprzednim punkcie. W przedstawionych dalej obliczeniach pominięto w funkcji celu zmienną związaną z kryterium dotyczącym zapewnienia zasilania jak największej liczbie odbiorców, gdyż w założonych warunkach obciążeniowych sieci istniała możliwość przywrócenia zasilania wszystkim węzłom odbiorczym sieci.

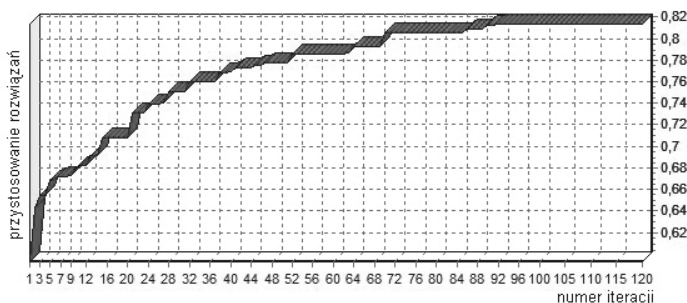
Na rysunkach od 7.17 do 7.20 pokazano przebieg procesu obliczeniowego, którego wynikiem było odszukanie najlepszej pod względem przyjętych kryteriów zastępczej konfiguracji analizowanego układu dystrybucyjnego.

Rysunek 7.17 prezentuje wartości przystosowań wariantowych rozwiązań wygenerowanej losowo populacji początkowej.

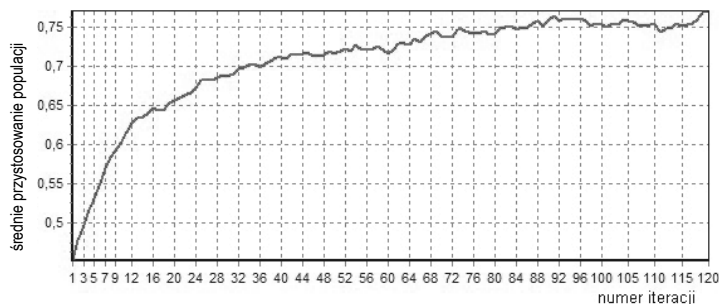
Rysunek 7.18 prezentuje wykres przedstawiający proces poszukiwania zastępczej konfiguracji sieci dla rozważanego stanu pracy sieci.



Rys. 7.17. Histogram przystosowania populacji początkowej



Rys. 7.18. Przebieg zmian przystosowania najlepszych rozwiązań podczas obliczeń



Rys. 7.19. Zmiany średniego przystosowania populacji rozwiązań

Rezultaty przeprowadzonych obliczeń z wykorzystaniem opracowanego modelu optymalizacyjnego zaprezentowano na rysunkach 7.20 (graf sieci) oraz 7.21 (schemat sieci).

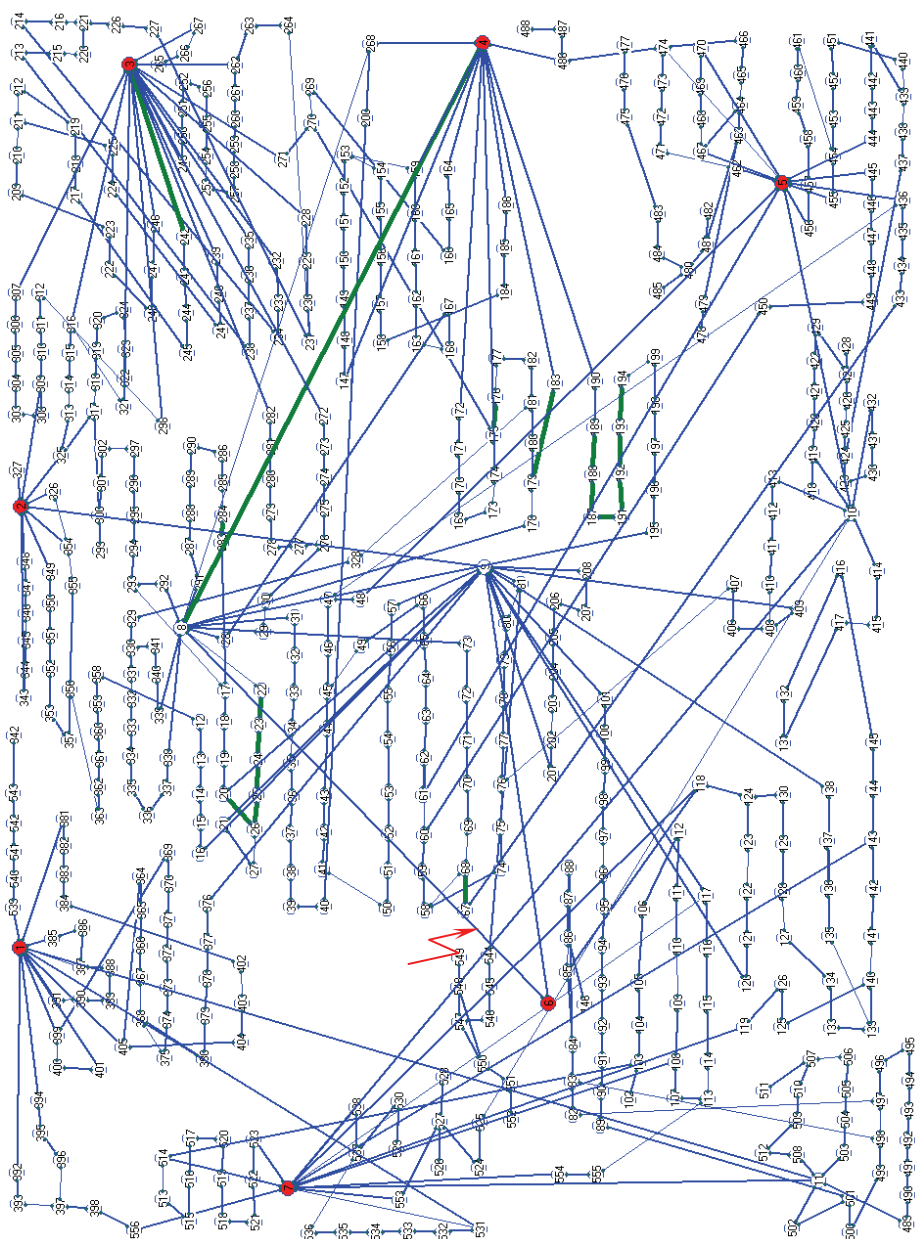
Pracę wykonaną przez algorytm ewolucyjny można także zauważyć porównując wartości tzw. „przystosowania” wariantowych rozwiązań zawartych w początkowej populacji (rys. 7.17) oraz wartości „przystosowania” wariantowych rozwiązań w ostatniej populacji (rys. 7.22).

W tabeli 7.3 zawarto informacje dotyczące najlepszego wyznaczonego wariantu zastępczej konfiguracji sieci.

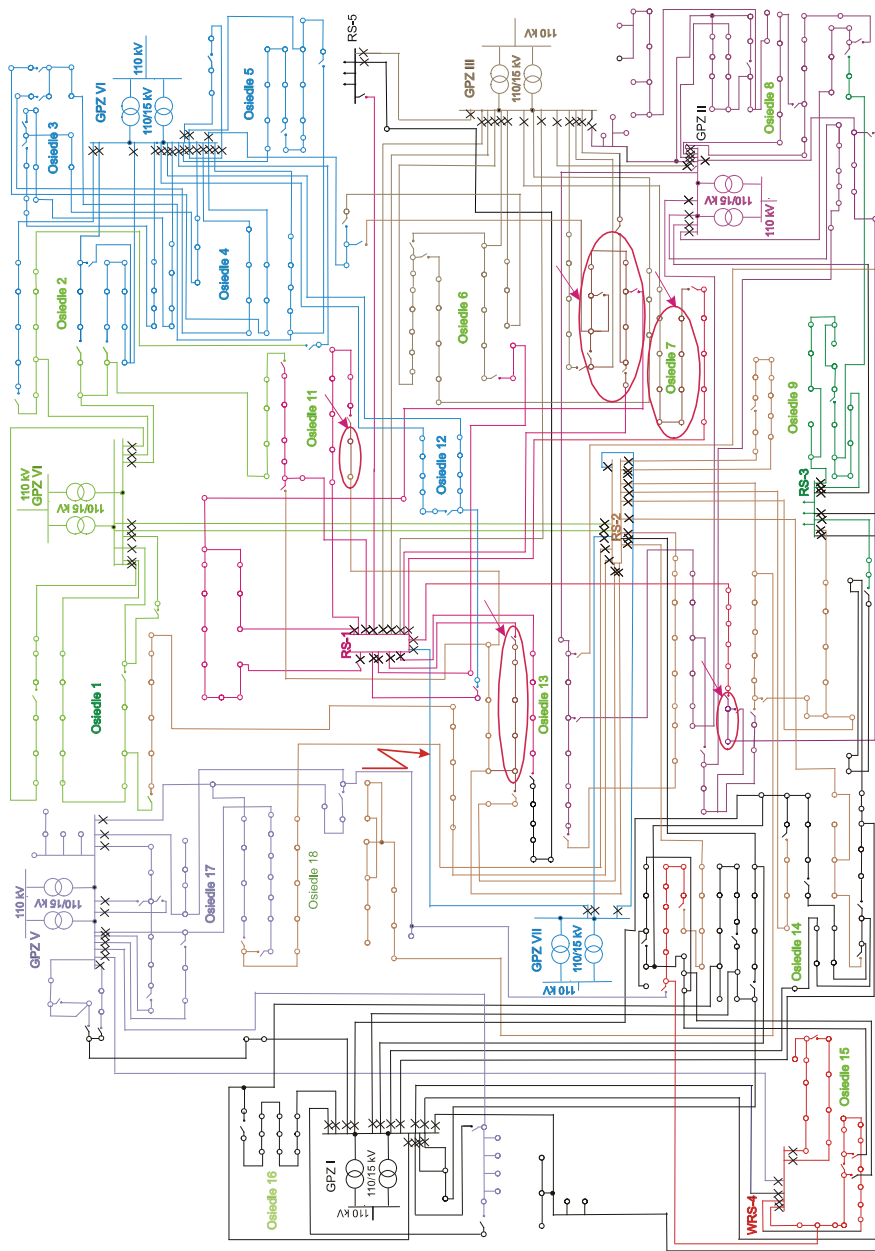
Obliczenia rozprężu mocy oraz poziomów napięć realizowane były dla wyznaczonej poawaryjnej konfiguracji analizowanej sieci, przy czym ze względu na dużą liczbę danych w tabelach 7.4 oraz 7.5 przedstawiono wyniki tylko dla fragmentu sieci, który dotknięty był skutkami awarii.

Podczas powtarzanych wielokrotnie obliczeń wyznaczania zastępczych konfiguracji sieci zauważono, iż w przypadku analizowania rozległych awarii (obejmujących zasięgiem duże fragmenty sieci) uzyskiwane rozwiązania niekiedy różniły się nieznacznie od siebie. Rezultaty obliczeń (szczególnie w przypadkach złożonych zadań) były zależne w istotnym stopniu od jakości rozwiązań zawartych w generowanej losowo populacji początkowej, na której operował algorytm ewolucyjny. Wykonując kolejne procesy obliczeniowe dla tego samego przypadku awarii uzyskiwano bardzo podobne końcowe zestawy najlepszych konfiguracji sieci, zawierające wyznaczone rozwiązania optymalne lub przynajmniej suboptymalne (w takim przypadku różnica wynosiła nie więcej niż 5%).

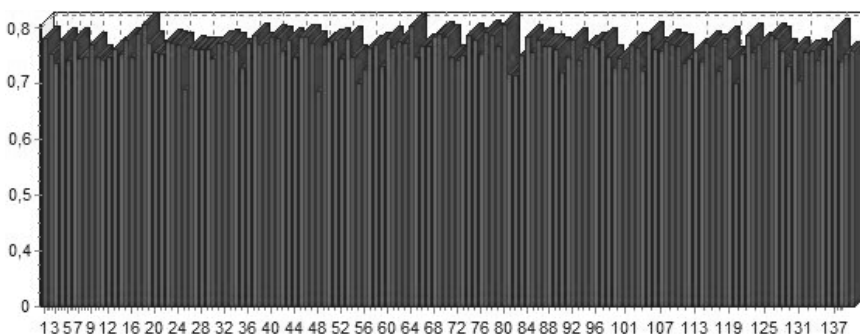
Na podstawie uzyskiwanych rezultatów dokonano także analizy porównawczej otrzymanych rozwiązań (rozpatrywanego problemu) z rozwiązaniami otrzymywanymi przy wykorzystaniu innej metody bazującej na metodzie algorytmu cykli i kar. Metoda algorytmu cykli i kar jest powszechnie znaną i stosowaną metodą w optymalizacji przepływów mocy w dystrybucyjnych sieciach elektroenergetycznych. Głównym jej zadaniem jest minimalizacja strat technicznych poprzez optymalizację konfiguracji sieci dla zadanych obciążeń sieci. Metoda umożliwia wyznaczenie tzw. optymalnych punktów rozcięć sieci, które to rozcięcia wynikają z określonych stanów łączników w analizowanym układzie sieci. Dokładny opis tej metody znaleźć można w pracach [82, 84].



Rys. 7.20. Wyznaczona zastępcza konfiguracja sieci (zmiany wyszczególniono kolorem zielonym)



Rys. 7.21. Schemat sieci z zaznaczonymi zmianami w konfiguracji sieci (liczba zmian punktów rozcięć w sieci = 7, obliczone straty mocy 2687 kW, maksymalne odchylenie napięcia 2,06%)



Rys. 7.22. Histogram przystosowania populacji końcowej

Tabela 7.3. Informacje dotyczące zastępczej najlepszej odszukanej konfiguracji sieci, przy awarii linii zasilającej pomiędzy GPZ nr 6 a węzłem rozdzielczym nr 8

Uwzględnione kryteria optymalizacyjne	Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Kryterium minimalizacji liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_1 = 0,25$)	Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 7	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,867$
Kryterium maksymalizacji poziomu niezawodności dostaw energii, poprzez maksymalizację wypadkowego współczynnika niezawodności najsłabszej trasy zasilania w zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_2 = 0,25$)	Wartość wypadkowego współczynnika niezawodności najsłabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,998031	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,974$
Kryterium minimalizacji odchyień napięcia w węzłach analizowanej sieci dystrybucyjnej (wartość przyjętej wagi $w_3 = 0,2$)	Wartość odchylenia napięcia (w odniesieniu do U_n) w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 2,06%	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,581$
Kryterium minimalizacji strat technicznych w analizowanej sieci dystrybucyjnej (wartość przyjętej wagi $w_4 = 0,1$)	Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2687 kW	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,548$
Kryterium minimalizacji współczynnika obciążenia najbardziej obciążonych elementów w zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_5 = 0,2$)	Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,765	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,958$
Uzyskana wartość funkcji celu	0,823	

Tabela 7.4. Rezultaty obliczeń rozplądów mocy i napięć w węzłach analizowanej sieci

Nr węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_i , %	φ , rad
8	4554	1708	14899	0,67	0,3588
22	179	18	14868	0,88	0,0997
23	228	28	14870	0,87	0,1208
24	428	68	14872	0,85	0,1568
25	553	80	14893	0,71	0,1440
26	711	127	14900	0,67	0,1774
28	567	129	14896	0,69	0,2240
29	241	48	14896	0,69	0,1974
31	1263	224	14893	0,72	0,1757
32	714	169	14887	0,76	0,2329
33	448	90	14882	0,79	0,1974
34	248	50	14881	0,80	0,1974
68	302	30	14843	1,05	0,0997
69	137	14	14752	2,06	0,0997
70	262	51	14762	1,58	0,1930
71	462	91	14779	1,48	0,1949
72	771	122	14822	1,19	0,1571
73	971	182	14865	0,90	0,1854
167	367	89	14859	0,94	0,2383
168	158	47	14852	0,99	0,2915
176	466	140	14890	0,73	0,2915
177	80	16	14923	0,51	0,1974
178	177	18	14886	0,76	0,0997
179	1056	266	14930	0,47	0,2464
180	592	126	14926	0,49	0,2103
181	512	102	14924	0,51	0,1974
182	205	41	14924	0,51	0,1974
187	784	166	14937	0,42	0,2092
188	984	226	14955	0,30	0,2262
191	627	135	14934	0,44	0,2122
192	427	115	14924	0,51	0,2633
193	297	89	14919	0,54	0,2915
194	125	38	14919	0,54	0,2915
195	1161	246	14895	0,70	0,2090
196	1036	209	14890	0,73	0,1988

cd. tabeli 7.4

Nr węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_i , %	φ , rad
197	911	196	14885	0,76	0,2122
198	502	114	14883	0,78	0,2241
199	362	72	14880	0,80	0,1974
284	360	36	14879	0,81	0,0997
285	125	38	14760	1,60	0,2915
286	250	75	14762	1,59	0,2915
287	998	217	14812	1,25	0,2142
288	873	180	14790	1,40	0,2029
289	696	144	14770	1,53	0,2043
290	496	124	14765	1,57	0,2454
291	1198	277	14835	1,10	0,2273
292	1007	185	14899	0,67	0,1821
293	807	165	14849	1,01	0,2022
294	661	151	14838	1,08	0,2243
295	395	71	14809	1,28	0,1778
296	315	63	14792	1,39	0,1974
297	158	16	14789	1,41	0,0997
328	125	38	14834	1,11	0,2915
329	246	74	14834	1,10	0,2915
330	496	124	14837	1,09	0,2446
331	50	10	14836	1,09	0,1974
332	125	25	14812	1,25	0,1974
333	437	119	14813	1,25	0,2650
334	637	179	14817	1,22	0,2734
335	990	214	14824	1,17	0,2129
336	1245	290	14843	1,05	0,2292
337	1445	330	14849	1,01	0,2248
338	1545	360	14884	0,77	0,2292
339	979	237	14882	0,79	0,2377
340	854	200	14864	0,90	0,2297
341	654	140	14851	0,99	0,2104

Oznaczenia:

P_o – moc czynna odbierana w węzłach sieci; Q_o – moc bierna odbierana w węzłach sieci; U_w – napięcie węzłowe; δU_i – odchylenie napięcia w danym węźle analizowanej sieci; φ – kąt przesunięcia fazowego między prądem a napięciem.

Tabela 7.5. Rezultaty obliczeń rozprężu mocy, wyznaczone w trasach zasilania węzłów, które w wyniku awarii pozbawione były zasilania

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obs} , kW	Q_{obs} , kVar	ΔP_{obs} , kW	ΔQ_{obs} , kVar
48	4	8	4554	1708	35,84	21,50
69	6	9	2803	1051	15,89	9,53
828	8	28	567	129	0,15	0,10
829	8	29	241	48	0,06	0,03
831	8	31	1263	224	0,71	0,36
873	8	73	971	182	2,71	1,90
920	9	20	2271	334	4,55	2,73
1817	18	17	618	88	0,11	0,05
1918	19	18	818	108	0,16	0,12
2026	20	26	711	127	0,32	0,19
2322	23	22	179	18	0,02	0,01
2423	24	23	228	28	0,03	0,02
2524	25	24	428	68	0,74	0,44
2625	26	25	553	80	0,31	0,16
3132	31	32	714	169	0,34	0,24
3233	32	33	448	90	0,17	0,10
3271	3	271	1792	506	12,46	7,47
3334	33	34	248	50	0,03	0,02
4183	4	183	1256	286	1,43	0,86
4190	4	190	1370	302	2,89	2,02
5436	5	436	1123	226	0,91	0,45
6768	67	68	302	30	0,26	0,21
7069	70	69	137	14	0,12	0,06
7170	71	70	262	51	0,33	0,27
7271	72	71	462	91	1,57	0,94
7372	73	72	771	122	2,74	2,19
8178	8	178	177	18	0,19	0,15
8195	8	195	1161	246	0,42	0,21
8291	8	291	1198	277	6,36	3,18
8292	8	292	1007	185	28,43	24,93
8338	8	338	1545	360	1,83	0,91
8339	8	339	979	237	1,40	0,98
17283	17	283	489	49	0,35	0,28
28167	28	167	367	89	1,10	0,55

cd. tabeli 7.5

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obs} , kW	Q_{obs} , kVar	ΔP_{obs} , kW	ΔQ_{obs} , kVar
43367	433	67	500	70	2,62	1,31
167168	167	168	158	47	0,09	0,07
175176	175	176	466	140	0,01	0,01
179180	179	180	592	126	0,15	0,07
180181	180	181	512	102	0,10	0,05
181182	181	182	205	41	0,00	0,00
182177	182	177	80	16	0,00	0,00
183179	183	179	1056	266	4,68	2,81
187191	187	191	627	135	0,13	0,11
188187	188	187	784	166	1,13	0,56
189188	189	188	984	226	1,07	0,86
190189	190	189	1184	246	0,41	0,33
191192	191	192	427	115	0,36	0,25
192193	192	193	297	89	0,10	0,06
193194	193	194	125	38	0,01	0,00
195196	195	196	1036	209	0,39	0,27
196197	196	197	911	196	0,33	0,23
197198	197	198	502	114	0,08	0,04
198199	198	199	362	72	0,11	0,05
270175	270	175	1096	329	1,09	0,54
271270	271	270	1411	392	0,74	0,44
283284	283	284	360	36	0,30	0,18
286285	286	285	125	38	0,02	0,01
287288	287	288	873	180	1,50	1,20
288289	288	289	696	144	1,11	0,88
289290	289	290	496	124	0,21	0,12
290286	290	286	250	75	0,06	0,03
291287	291	287	998	217	1,83	0,91
292293	292	293	807	165	3,16	2,53
293294	293	294	661	151	0,62	0,44
294295	294	295	395	71	0,92	0,64
295296	295	296	315	63	0,43	0,34
296297	296	297	158	16	0,04	0,03
329328	329	328	125	38	0,00	0,00

cd. tabeli 7.5

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
330329	330	329	246	74	0,05	0,03
330331	330	331	50	10	0,00	0,00
333332	333	332	125	25	0,01	0,01
334333	334	333	437	119	0,15	0,09
335334	335	334	637	179	0,36	0,29
336335	336	335	990	214	1,49	0,89
337336	337	336	1245	290	0,56	0,28
338337	338	337	1445	330	3,99	3,19
339340	339	340	854	200	1,16	0,58
340341	340	341	654	140	0,68	0,54
341330	341	330	496	124	0,58	0,40
434433	434	433	773	152	1,09	0,87
435434	435	434	926	167	1,36	0,81
436435	436	435	1043	202	2,87	2,01

Oznaczenia:

P_{obc} – moc czynna przepływająca danym odcinkiem sieci; Q_{obc} – moc bierna przepływająca danym odcinkiem sieci; ΔP_{obc} – straty mocy czynnej w danym odcinku sieci; ΔQ_{obc} – straty mocy biernej w danym odcinku sieci

W celu zastosowania tej metody do wyznaczenia optymalnych poawaryjnych konfiguracji sieci, wprowadzono dwie modyfikacje polegające na ograniczeniu realizowanego przy jej pomocy procesu poszukiwania do obszaru dotkniętego skutkami awarii. Należy dodać, że wprowadzone działania dostosowujące nie zmieniały głównych założeń tej metody.

Pierwsza modyfikacja sprowadzała się do uwzględnienia na etapie tworzenia listy elementów rezerwowych (na podstawie której tworzone i rozpatrywane są kolejne tzw. cykle sieci) tylko tych łuków sieci, które tworzyły cykle zawierające węzły sieci pozbawione zasilania w wyniku awarii. Druga modyfikacja dotyczyła wykorzystania jako funkcji kryterialnej (w klasycznej postaci obliczane są straty techniczne wynikające z konfiguracji rozpatrywanych cykli sieci) zależności (7.33), za pomocą której dokonywana była ocena wariantowych konfiguracji sieci wynikających z cyklicznego wyłączania kolejnych łuków sieci w rozpatrywanych cyklach.

Podczas przeprowadzonych badań, wielokrotnie powtarzano obliczenia wyznaczania zastępczych konfiguracji sieci dla różnych założonych sytuacji awarii elementów sieci dystrybucyjnych. Obliczenia te wykonywano wykorzystując opracowany algorytm ewolucyjny oraz zmodyfikowany algorytm cykli i kar. W przeprowadzanych symulacjach wykorzystywano takie same bądź różne punkty początkowe dla zastosowanych metod obliczeniowych.

W rezultacie wykonanych analiz stwierdzono, iż:

1. Rozwiązania końcowe w dużej mierze zależały od punktu startowego obliczeń (dla algorytmu ewolucyjnego była to generowana losowo populacja punktów).
2. Zmodyfikowany algorytm cykli i kar dla określonego punktu początkowego odszukiwał zawsze to samo rozwiązanie końcowe (którym było zwykle optimum lokalne).
3. Opracowany algorytm ewolucyjny dla określonej początkowej populacji punktów odszukiwał zbiór rozwiązań (alternatywnych konfiguracji) zawierający optimum lub optima lokalne; nie zawsze przy przyjętych warunkach zatrzymania były to te same rozwiązania, przy czym w takich przypadkach wartość oceny rozwiązań nie różniła się więcej niż o 5-8%.
4. W większości przypadków przy takim samym punkcie początkowym algorytm ewolucyjny odszukiwał lepsze rozwiązania w porównaniu do algorytmu lokalnego poszukiwania (wymagało to zwykle dłuższego czasu obliczeń, niż dla algorytmu poszukiwania lokalnego).
5. Zastosowane metody obliczeniowe dla mniej skomplikowanych zadań charakteryzowały się porównywalnymi czasami obliczeń, natomiast w bardziej złożonych przypadkach algorytm ewolucyjny charakteryzował się nieco dłuższym czasem obliczeń.
6. Jakość rozwiązań zmodyfikowanego algorytmu cykli i kar była zdeterminowana trafnością określenia początkowego punktu obliczeń (wyjściowym wariantem konfiguracji sieci).
7. Jakość rozwiązań uzyskiwanych przez opracowany algorytm ewolucyjny zależała od składu populacji początkowej, przy czym algorytm ten (dzięki swej równoległości i globalności poszukiwania) umożliwiał wyznaczenie zestawu rozwiązań reprezentując różne części dopuszczalnego obszaru rozwiązań.
8. W wyniku wykonanych analiz stwierdzono, iż najlepszym rozwiązaniem będzie zastosowanie algorytmu hybrydowego, łączącego zalety wcześniej wymienionych algorytmów.

Na podstawie dostępnej literatury, m.in. [3, 49, 134, 137] z zakresu problematyki rozwiązywania zadań optymalizacji stwierdzić można, iż ostatni z zapisanych powyżej wniosków jest zgodny z aktualnie publikowanymi wynikami prac, w których z pozytywnym skutkiem łączy się zalety metod ewolucyjnych ze zbieżnością tzw. metod lokalnych.

Zaproponowany algorytm hybrydowy charakteryzuje się tym, iż w pierwszym etapie obliczeń wykorzystywany jest opisany wcześniej algorytm ewolucyjny, który odszukuje zbiór punktów w przeszukiwanym obszarze rozwiązań, reprezentujących obiecujące regiony tego obszaru. W drugiej części procesu obliczeniowego wykorzystywany jest natomiast zbieżny algorytm lokalnego poszukiwania, który wykorzystując wyznaczone uprzednio punkty (w postaci alternatywnych konfiguracji sieci), wyznacza zbiór najlepszych możliwych do skonfigurowania zastępczych konfiguracji sieci (dla zaistniałych warunków pracy tej sieci).

Zastosowane hybrydowe podejście (bazujące na wykorzystaniu współpracy opracowanego algorytmu ewolucyjnego ze zmodyfikowanym algorytmem cykli i kar) umożliwiło poprawienie efektywności otrzymywanych rezultatów, poprzez uzyskiwanie powtarzalnych wyników w postaci zbioru rozwiązań (najlepszych zastępczych konfiguracji sieci) zawierających rozwiązanie optymalne lub suboptymalne (w tym przypadku rozwiązaniem końcowym było najlepsze spośród rozwiązań suboptymalnych).

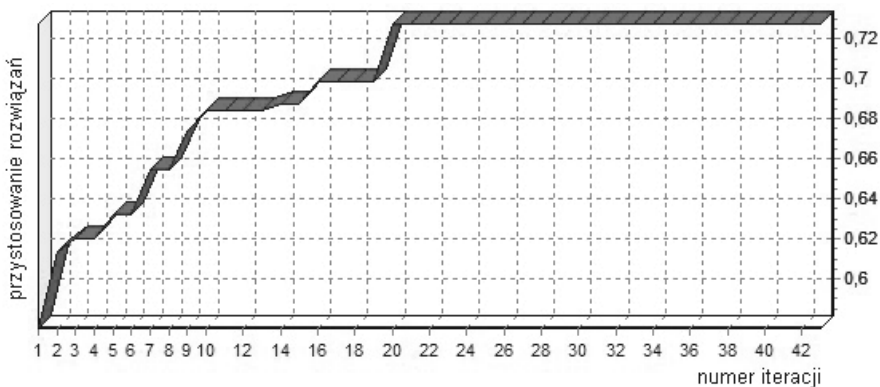
Zbiór punktów reprezentujących obiecujące regiony obszaru rozwiązań dopuszczalnych uzyskiwano poprzez zapis 15% rozwiązań zawartych w populacji (na której pracował algorytm ewolucyjny) po wykonaniu określonej liczby iteracji. Przy czym liczba wykonanych iteracji wynikała ze sprawdzania zmian wartości najlepszych uzyskiwanych rozwiązań w kolejnych iteracjach. Proces obliczeniowy z udziałem algorytmu ewolucyjnego został przerwany po stwierdzeniu braku poprawy przystosowania najlepszego z rozwiązań w kolejno wykonywanych 40 iteracjach.

Populacja, z której wybierano 15% najlepszych rozwiązań (jako zbiór punktów startowych dla algorytmu lokalnego poszukiwania) była to populacja po wykonaniu tej iteracji, w której zaobserwowano ostatnią poprawę wartości przystosowania najlepszego rozwiązania podczas realizowanego pierwszego etapu obliczeń.

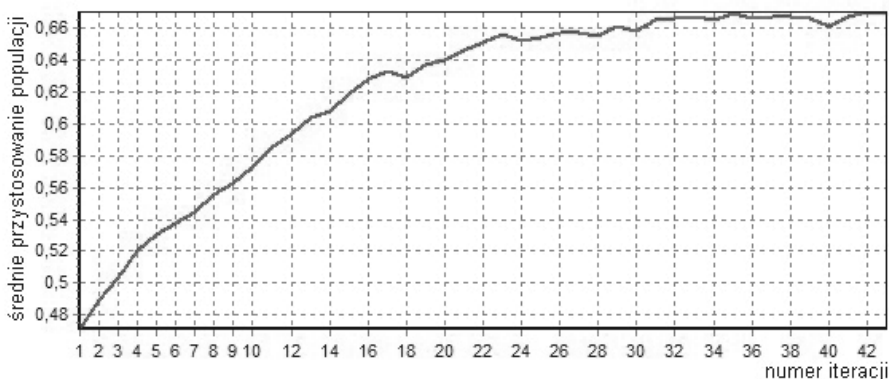
Przedstawione w dalszej części pracy rezultaty obliczeń uzyskano przy wykorzystaniu metody łączącej algorytm globalnego przeszukiwania (algorytm ewolucyjny) z algorytmem lokalnie zbieżnym (wykorzystano w tym celu zmodyfikowany algorytm cykli i kar).

W dalszej części tekstu prześledzono stan awarii w analizowanej sieci dystrybucyjnej, dotyczący jednoczesnej awarii dwóch linii pomiędzy węzłami 5 i 10 oraz 449 i 450. W wyniku takiej awarii pozbawione zasilania zostały węzły o numerach: 10, 413, 414, 419, 432, 412, 415, 418, 420, 431, 411, 421, 430, 410, 422, 423, 429, 424, 427, 425, 437, 426, 428, 438, 450, 60, 57, 58, 74, 75.

Celem obliczeń (podobnie jak w przykładzie poprzednim) było wyznaczenie zastępczej konfiguracji sieci, przy uwzględnieniu założonych kryteriów poszukiwania. Przebieg procesu obliczeniowego zobrazowano na rysunkach 7.23 oraz 7.24.



Rys. 7.23. Zmiany przystosowania najlepszych rozwiązań podczas procesu obliczeniowego

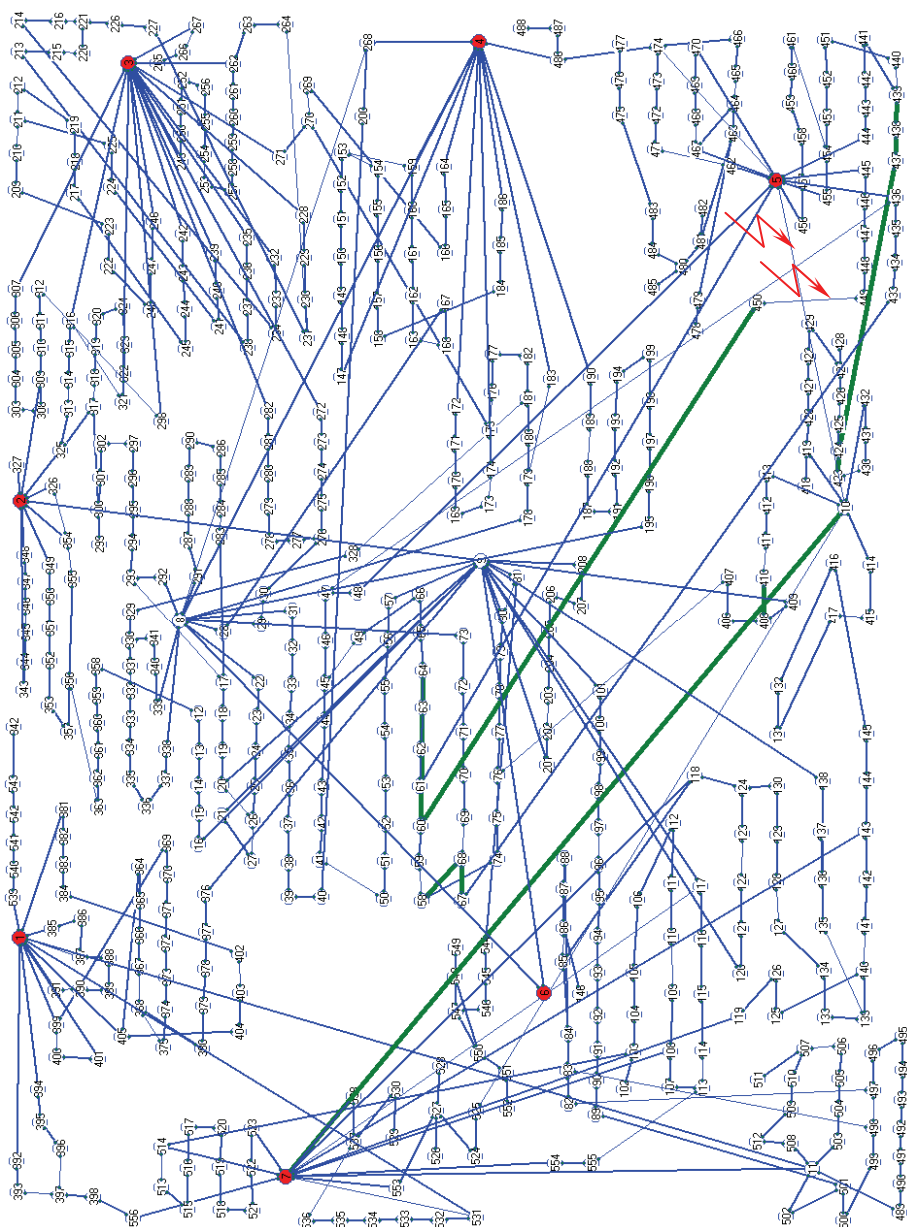


Rys. 7.24. Zmiany średniego przystosowania populacji rozwiązań podczas obliczeń

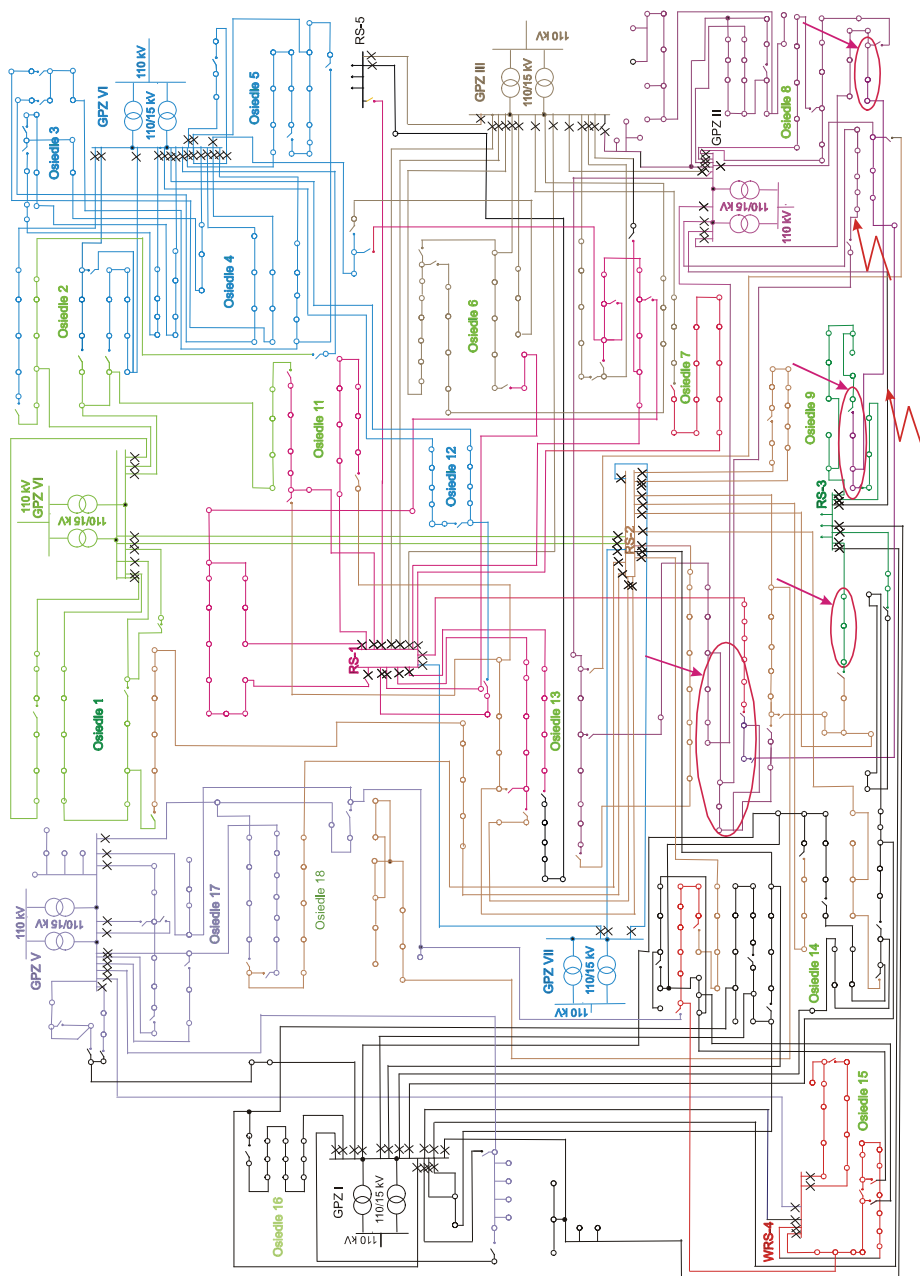
W tabeli 7.6 zawarto informacje dotyczące wyznaczonej dla zaistniałej awarii najlepszej zastępczej konfiguracji sieci. Rezultaty obliczeń w postaci graficznej zaprezentowano na rysunku 7.25 oraz 7.26, na których zaznaczono odszukaną (przy założonych kryteriach) zastępczą konfigurację sieci dystrybucyjnej.

Tabela 7.6. Informacje dotyczące najlepszej odszukanej konfiguracji sieci

Uwzględnione kryteria optymalizacyjne	Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Kryterium minimalizacji liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci, (wartość przyjętej wagi $w_1 = 0,25$)	Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 6	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,882$
Kryterium maksymalizacji poziomu niezawodności sieci – maksymalizacja współczynnika niezawodności najsłabszych tras w zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_2 = 0,25$)	Wartość współczynnika niezawodności najsłabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,998172	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,874$
Kryterium minimalizacji odchyłeń napięcia w węzłach analizowanej sieci dystrybucyjnej (wartość wagi $w_3 = 0,2$)	Wartość odchylenia napięcia w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 2,90%	Wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,584$
Kryterium minimalizacji strat technicznych w analizowanej sieci dystrybucyjnej (wartość przyjętej wagi $w_4 = 0,1$)	Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2639 kW	Wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,567$
Kryterium minimalizacji współczynnika obciążenia najbardziej obciążonych elementów w zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_5 = 0,2$)	Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,70	Wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,604$
Uzyskana wartość funkcji celu	0,733	



Rys. 7.25. Graf analizowanej sieci z zaznaczoną zastępczą konfiguracją sieci (zmiany łączeniowe w konfiguracji sieci zaznaczono kolorem zielonym)



Rys. 7.26. Schemat sieci z zaznaczonymi zmianami łączeniowymi w sieci (liczba zmian punktów rozciąg w sieci = 6, obliczone straty mocy 2639 kW, maksymalne odchylenie napięcia 2,9%)

Na podstawie wielu wykonanych obliczeń autor stwierdził, iż zastosowanie metody wykorzystującej w pierwszym etapie algorytm ewolucyjny, a następnie algorytm lokalnego poszukiwania pozwala na potwierdzenie poprawności uzyskanych rozwiązań, a w pewnych sytuacjach umożliwia także ich poprawianie.

W tabelach 7.7 oraz 7.8 zawarto informacje dotyczące wyznaczonych rozplywów mocy w gałęziach sieci oraz poziomów napięć w węzłach sieci dla wyznaczonej zastępczej konfiguracji sieci. Podobnie jak w poprzednim przykładzie, w tabelach zaprezentowano wyniki obliczeń ograniczone (ze względu na ich ilość) do fragmentu sieci dotkniętego skutkami awarii.

Tabela 7.7. Rezultaty obliczeń poziomów napięć, wyznaczone dla węzłów sieciowych objętych skutkami analizowanego przypadku awarii

Numer węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_i , %	φ , rad
10	2945	1104	14889	0,74	0,3588
58	619	186	14636	2,43	0,2915
59	250	25	14663	2,25	0,0997
60	758	107	14672	2,19	0,1406
74	414	124	14610	2,60	0,2915
75	221	66	14599	2,67	0,2915
410	311	62	14901	0,66	0,1974
411	80	16	14885	0,76	0,1974
412	307	61	14887	0,75	0,1974
413	432	86	14889	0,74	0,1974
414	467	87	14866	0,90	0,1836
415	200	60	14855	0,97	0,2915
418	125	38	14845	1,04	0,2915
419	1452	291	14846	1,03	0,1978
420	1131	234	14833	1,12	0,2039
421	881	209	14821	1,19	0,2328
422	756	184	14812	1,26	0,2386
423	178	46	14823	1,18	0,2529
424	459	64	14823	1,18	0,1382
425	231	23	14822	1,19	0,0997
426	211	42	14800	1,33	0,1974
427	554	123	14800	1,33	0,2190
428	218	44	14800	1,34	0,1974
429	605	139	14804	1,30	0,2252
430	200	60	14780	1,47	0,2915

cd. tabeli 7.7

Numer węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_i , %	φ , rad
431	358	92	14794	1,37	0,2506
432	594	139	14830	1,13	0,2295
437	737	119	14857	0,95	0,1607
438	999	146	14871	0,86	0,1448
450	350	35	14565	2,90	0,0997

Oznaczenia:

P_o – moc czynna odbierana w węzłach sieci; Q_o – moc bierna odbierana w węzłach sieci; U_w – napięcie węzłowe; δU_i – odchylenie napięcia w danym węźle sieci; φ – kąt przesunięcia fazowego między prądem a napięciem

Tabela 7.8. Rezultaty obliczeń rozplywu mocy wyznaczone w trasach zasilania węzłów analizowanej sieci objętych skutkami awarii

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
69	6	9	2683	1006	13,44	8,07
561	5	61	2053	410	2,18	1,09
710	7	10	2945	1104	23,66	16,56
5436	5	436	1742	460	2,07	1,04
5444	5	444	2792	455	10,85	7,59
5874	58	74	414	124	0,75	0,53
6059	60	59	250	25	0,17	0,10
6162	61	62	1823	341	9,54	7,63
6263	62	63	1579	292	7,15	4,29
6364	63	64	1379	252	14,98	7,49
6460	64	60	758	107	2,11	1,06
6768	67	68	921	276	2,44	1,95
6858	68	58	619	186	1,10	0,77
7475	74	75	221	66	0,19	0,09
9409	9	409	1077	235	1,08	0,54
10413	10	413	432	86	0,01	0,01
10414	10	414	467	87	0,78	0,62
10419	10	419	1452	291	4,71	3,30
10432	10	432	594	139	2,58	1,55
43367	433	67	1119	336	12,97	6,49
60450	60	450	350	35	2,87	2,01
408410	408	410	311	62	0,16	0,13
409408	409	408	877	195	0,72	0,50
412411	412	411	80	16	0,01	0,01

cd. tabeli 7.8

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
413412	413	412	307	61	0,03	0,02
414415	414	415	200	60	0,15	0,11
419418	419	418	125	38	0,01	0,01
419420	419	420	1131	234	1,12	0,67
420421	420	421	881	209	0,76	0,53
421422	421	422	756	184	0,51	0,25
422429	422	429	605	139	0,32	0,16
424423	424	423	178	46	0,01	0,00
424425	424	425	231	23	0,01	0,01
427426	427	426	211	42	0,01	0,01
427428	427	428	218	44	0,01	0,01
429427	429	427	554	123	0,15	0,08
431430	431	430	200	60	0,19	0,12
432431	432	431	358	92	0,98	0,79
434433	434	433	1392	390	3,38	2,70
435434	435	434	1545	421	3,63	2,18
436435	436	435	1662	444	6,94	4,86
437424	437	424	459	64	1,18	0,83
438437	438	437	737	119	0,77	0,39
439438	439	438	999	146	1,41	0,71
441439	441	439	1562	202	0,95	0,57
442441	442	441	1828	255	1,09	0,65
443442	443	442	2222	373	3,84	1,92
444443	444	443	2347	411	3,52	2,46

Oznaczenia:

P_{obc} – moc czynna przepływająca danym odcinkiem sieci; Q_{obc} – moc bierna przepływająca danym odcinkiem sieci; ΔP_{obc} – straty mocy czynnej w danym odcinku sieci; ΔQ_{obc} – straty mocy biernej w danym odcinku sieci

Opracowany algorytm ewolucyjny, współpracujący z algorytmem lokalnego poszukiwania wykorzystano jako element bardziej złożonej metody (którą przedstawiono w rozdziale 8), opartej o genetyczny klasyfikujący uczący się.

Zasadniczą cechą tej metody jest możliwość gromadzenia doświadczeń związanych z awaryjnymi stanami pracy sieci i ich wykorzystywania w procesie efektywnego zarządzania pracą złożonych sieci dystrybucyjnych w stanach awarii.

Zadanie wyznaczania zastępczych poawaryjnych konfiguracji sieci jest zadaniem wielokryterialnym. Przedstawione wcześniej w niniejszym punkcie rezultaty badań dotyczyły przypadku, w którym algorytm ewolucyjny optymalizował funkcję mającą postać ważonej sumy składników wektorowego wskaźnika jakości. W sytuacji, gdy

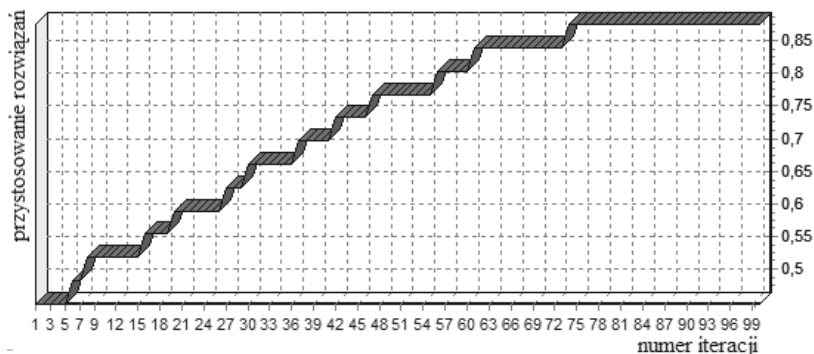
kryterium optymalności nie jest wyrażone funkcją skalarną, lecz wektorową, można zastosować modyfikacje algorytmu ewolucyjnego umożliwiające uwzględnienie przez ten algorytm zadania wielokryterialnego. Rozwiązaniem zadania wielokryterialnego jest zbiór punktów niezdominowanych [3, 70, 92, 103]. W literaturze dotyczącej algorytmów ewolucyjnych spotyka się uproszczenie polegające na wymaganiu, aby znaleźć nie wszystkie, lecz możliwie najwięcej rozwiązań niezdominowanych.

Do modyfikacji algorytmu ewolucyjnego, umożliwiających rozwiązywanie zadań wielokryterialnych, zalicza się: stosowanie metod reprodukcji opartych na dominacji oraz stosowanie podejścia koewolucyjnego. Algorytm koewolucyjny przetwarza m populacji; w każdej z nich funkcja przystosowania jest określana na podstawie innego składnika wektorowego wskaźnika jakości. Po dokonaniu sukcesji, czyli uzupełnienia populacji nowymi elementami, a przed ponowną reprodukcją, populacje te są łączone, a następnie ponownie dzielone tak, że każdy element populacji może trafić do dowolnej populacji. Poszukiwanym rozwiązaniem jest zbiór rozwiązań Pareto-optymalnych. Powinny one jak najbardziej równomiernie pokrywać zbiór wszystkich rozwiązań, aby dać decydentowi jak największą swobodę wyboru jednego z nich.

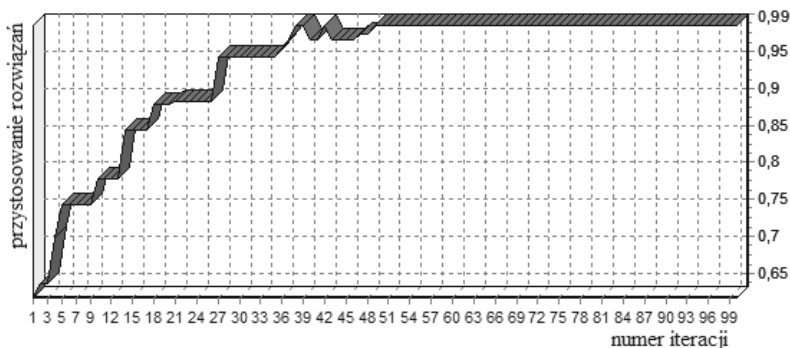
W dalszej części tego rozdziału zaprezentowano rezultaty obliczeń dotyczące zastosowania do rozwiązania analizowanego zadania (wyznaczania zastępczych konfiguracji sieci) algorytmu koewolucyjnego. W tym celu rozważono ponownie stan awarii elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN (której schemat przedstawia rysunek 7.17) wynikający z uszkodzenia linii nr 6_8 wychodzącej z GPZ nr 6 zasilającej stację rozdzielczą o numerze 8. W tym przypadku jednak obliczenia (których rezultaty zaprezentowano w dalszej części tekstu) wykonano przy wykorzystaniu opracowanego w tym celu algorytmu koewolucyjnego. Algorytm ten operował jednocześnie na pięciu populacjach, z których każda oceniana była na podstawie innej funkcji przystosowania; w tym celu wykorzystano zależności od (7.21) do (7.25). W tym przypadku uzyskanym rozwiązaniem jest zbiór rozwiązań w postaci alternatywnych zastępczych konfiguracji analizowanej sieci. Wybór ostatecznego wariantu rozwiązania należy do decydenta, którym może być operator zarządzający pracą elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN.

Jako rozwiązanie zadania wyznaczenia zastępczej konfiguracji sieci dla przypadku awarii analizowanej sieci dystrybucyjnej, uzyskane z użyciem algorytmu koewolucyjnego, przyjęto najlepsze warianty rozwiązań z pięciu podpopulacji, na których operował algorytm ewolucyjny w jednym procesie obliczeniowym.

Przebieg procesu wyznaczania najlepszych rozwiązań w podpopulacji nr 1 (ocenianej według zależności (7.21) i nr 2 (ocenianej według zależności (7.22)) zaprezentowano na rysunkach 7.27 oraz 7.29. Informacje o najlepszych rozwiązaniach w podpopulacji nr 1 (ocenianej według zależności (7.21), związanej z kryterium minimalizacji liczby czynności łączeniowych) i podpopulacji nr 2 (ocenianej według zależności (7.22), związanej z kryterium maksymalizacji wypadkowego współczynnika niezawodności) przedstawiono w tabelach 7.9 i 7.10, oraz w postaci graficznej na rysunkach 7.29 i 7.30. Rysunki te przedstawiają graf analizowanej sieci z zaznaczonymi zastępczymi konfiguracjami sieci.



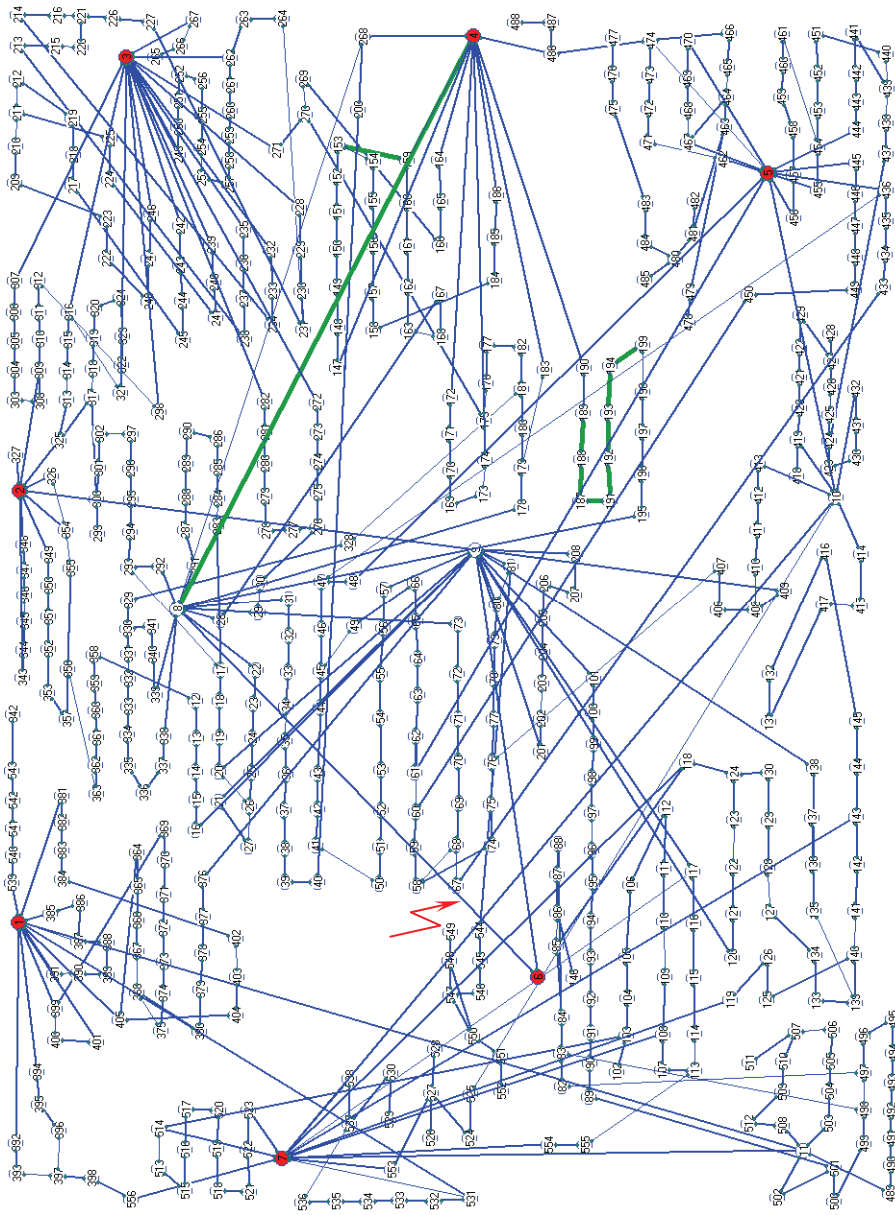
Rys. 7.27. Przebieg zmian najlepszego rozwiązania w podpopulacji nr 1, ocenianej według zależności (7.21)



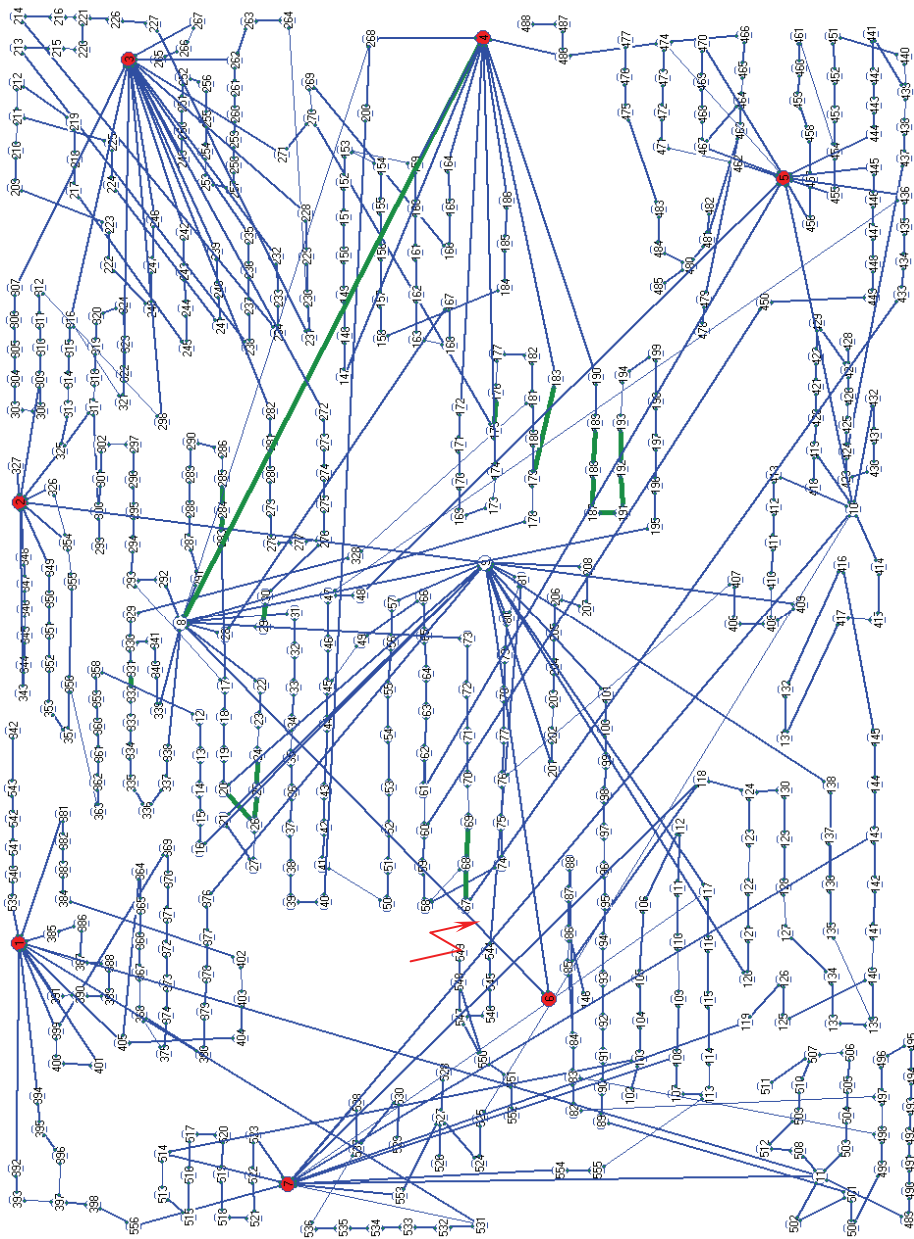
Rys. 7.28. Przebieg zmian najlepszego rozwiązania w podpopulacji nr 2, ocenianej według zależności (7.22), która dotyczyła kryterium maksymalizacji poziomu niezawodności sieci

Tabela 7.9. Informacje dotyczące najlepszego rozwiązania podpopulacji nr 1, związanej z kryterium minimalizacji liczby czynności łączeniowych (pogrubiony tekst przedstawia uzyskaną wartość funkcji przystosowania)

Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 4	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,893$
Wartość wypadkowego współczynnika niezawodności najslabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,998031	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,896$
Maksymalna wartość odchylenia napięcia (w odniesieniu do U_n) w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 2,23%	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,547$
Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2895 kW	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,535$
Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,669	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,743$



Rys. 7.29. Graf analizowanej sieci dystrybucyjnej z zaznaczonym najlepszym wariantem konfiguracji sieci, odszukanym w podpopulacji związanej z kryterium minimalizacji liczby czynności łączeniowych (zmiany wyszczególniono kolorem zielonym)



Rys. 7.30. Graf analizowanej sieci dystrybucyjnej z zaznaczonym najlepszym wariantem konfiguracji sieci, odszukanym w podpopulacji związanej z kryterium dotyczącym poziomu niezawodności sieci (zmiany wyszczególniono kolorem zielonym)

W tabeli 7.10 oraz na rysunku 7.30 zawarto informacje dotyczące najlepszego wyznaczonego rozwiązania w podpopulacji nr 2, związane z kryterium maksymalizacji wypadkowego współczynnika niezawodności.

Tabela 7.10. Informacje dotyczące najlepszego rozwiązania podpopulacji nr 2 (pogrubiony tekst przedstawia uzyskaną wartość funkcji przystosowania)

Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 13	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,571$
Wartość wypadkowego współczynnika niezawodności najsłabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,998381	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,998$
Maksymalna wartość odchylenia napięcia (w odniesieniu do U_n) w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 1,22%	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,752$
Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2679 kW	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,667$
Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,584	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,886$

Informacje o najlepszych rozwiązaniach zawarte w podpopulacjach nr 3, 4 oraz 5, do oceny których wykorzystano funkcje opisane zależnościami: (7.23), (7.24) oraz (7.25), przedstawiono w postaci tabelarycznej (tabele 7.11-7.13).

W tabeli 7.11 zaprezentowano przebieg zmian najlepszego rozwiązania w podpopulacji nr 3, która dotyczyła kryterium minimalizacji odchyień napięcia w węzłach analizowanej sieci dystrybucyjnej SN.

Tabela 7.11. Informacje dotyczące najlepszego rozwiązania podpopulacji nr 3

Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 12	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,607$
Wartość wypadkowego współczynnika niezawodności najsłabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,998152	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,943$
Maksymalna wartość odchylenia napięcia (w odniesieniu do U_n) w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 1,18%	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,765$
Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2675 kW	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,670$
Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,577	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,898$

W tabeli 7.12 zaprezentowano przebieg zmian najlepszego rozwiązania w podpopulacji nr 4, która była związana z kryterium minimalizacji strat technicznych w analizowanej sieci dystrybucyjnej SN.

Tabela 7.12. Informacje dotyczące najlepszego rozwiązania podpopulacji nr 4

Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 15	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,521$
Wartość wypadkowego współczynnika niezawodności najsłabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,997752	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,790$
Maksymalna wartość odchylenia napięcia (w odniesieniu do U_n) w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 1,31%	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,734$
Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2561 kW	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,740$
Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,771	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,569$

W tabeli 7.13 zaprezentowano przebieg zmian najlepszego rozwiązania w podpopulacji nr 5, do oceny której wykorzystano zależność (7.25), która dotyczyła kryterium minimalizacji współczynnika obciążenia najbardziej obciążonych elementów w zastępczej konfiguracji sieci.

Tabela 7.13. Informacje dotyczące najlepszego rozwiązania podpopulacji nr 5

Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 16	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,519$
Wartość wypadkowego współczynnika niezawodności najsłabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,998261	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,985$
Maksymalna wartość odchylenia napięcia (w odniesieniu do U_n) w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 1,22%	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,752$
Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2654 kW	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,682$
Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,544	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,955$

Na podstawie wielu wykonanych procesów obliczeniowych stwierdzono, iż czas realizacji obliczeń z wykorzystaniem algorytmu koewolucyjnego zastosowa-

nego do analizowanego zadania był ok. 30% dłuższy niż czas algorytmu ewolucyjnego optymalizującego funkcję skalarną opisaną zależnością (7.37). Związane jest to m.in. z większą liczbą realizowanych przez algorytm koewolucyjny operacji matematycznych. Uzyskane warianty rozwiązań (z poszczególnych podpopulacji) różnią się między sobą co można zaobserwować porównując rysunki 7.28 i 7.30 oraz tabele od 7.9 do 7.13. Ostatecznego wyboru zastępczej konfiguracji sieci (z uzyskanego zbioru rozwiązań) dla zaistniałego stanu awarii może dokonać operator zarządzający pracą elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN.

W rozdziale 8 pracy przedstawiono możliwości współpracy algorytmu ewolucyjnego z systemem klasyfikującym, co zobrazowano przykładami obliczeniowymi. Na podstawie wykonanych badań autor zauważył, iż istnieje także możliwość współpracy algorytmu koewolucyjnego z systemem klasyfikującym. W tym przypadku do populacji klasyfikatorów mogą być włączane najlepsze rozwiązania uzyskane w poszczególnych podpopulacjach.

Współpraca systemu klasyfikującego (opisanego w rozdziale 8 pracy) z algorytmem koewolucyjnym może opierać się na podobnych zasadach jak współpraca z algorytmem ewolucyjnym. Potrzebne w tym przypadku modyfikacje dotyczyłyby uwzględniania w procesach przetwarzania i oceny klasyfikatorów zbioru rozwiązań wyznaczanych przez algorytm koewolucyjny.

8. ZASTOSOWANIE SYSTEMU KLASYFIKUJĄCEGO DO WYZNACZANIA ZASTĘPCZYCH (W STANACH AWARII) KONFIGURACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN

8.1. Analiza możliwości wykorzystania systemów genetycznych uczących się w rozwiązywaniu problemów decyzyjnych

Obecnie coraz częściej opracowywane i wykorzystywane są metody umożliwiające wspomaganie podejmowania decyzji przez osoby zarządzające pracą złożonych systemów technicznych [6, 87, 170, 172]. Problematyka niniejszego rozdziału związana jest z zagadnieniem dotyczącym opracowywania zaawansowanych informatycznych systemów zarządzania infrastrukturą systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej [48, 56, 144, 149, 174, 178].

Według definicji podanej w pracy [172] systemy ekspertowe (czyli systemy informatyczne oparte na wiedzy) można podzielić m.in. ze względu na realizowane przez nie funkcje, co pozwala wyróżnić następujące systemy:

- a) diagnostyczne – wspomagające użytkownika w analizie badanego obiektu,
- b) prognostyczne – dokonujące analizy dostarczonego opisu badanego obiektu i formułujące plany związane przykładowo z funkcjonowaniem tego obiektu,
- c) klasyfikacyjne – wspomagające procesy rozwiązywania zadań w zakresie klasyfikacji zbioru obiektów według określonych kryteriów,
- d) regulacyjne – do rozwiązywania problemów wymagających posiadania określonej wiedzy i doświadczenia w interpretacji informacji normatywnych,
- e) konsultacyjne – mające za zadanie przedstawić użytkownikowi opinię z określonego zakresu wiedzy wraz z wyjaśnieniem sensu rozpatrywanego pojęcia, obiektu zdarzenia czy procesu.

W tej części pracy przedstawiono metodę, której głównym zadaniem jest wyznaczenie zastępczych konfiguracji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej w stanach awarii, poprzez wskazywanie najlepszych scenariuszy zmian w konfiguracji sieci przywracających zasilanie odbiorcom. Zastosowany w metodzie system klasyfikujący charakteryzuje się możliwością gromadzenia doświadczeń na podstawie wcześniej zaistniałych lub symulowanych sytuacji awaryjnych.

Opracowany system umożliwia formułowanie scenariuszy działań dla przyszłych stanów pracy sieci (ze szczególnym uwzględnieniem stanów awarii).

Przy tworzeniu opracowanej metody wykorzystano podstawy teoretyczne systemów genetycznych uczących się, zwanych też w literaturze przedmiotu systemami klasyfikującymi. System klasyfikujący jest to taki system, który uczy się prostych syntaktycznie reguł (zwanych klasyfikatorami) w celu koordynacji swoich działań w dowolnym środowisku. Zawiera on trzy podstawowe elementy, wg [49], takie jak:

- układ przetwarzania komunikatów,
- układ oceniający,
- algorytm genetyczny.

Układ przetwarzania komunikatów w systemie klasyfikującym stanowi szczególny przypadek systemu produkcji (system formalny do opisu algorytmów przy użyciu reguł syntaktycznych). Reguły przypisywania w takim systemie można ogólnie określić w postaci:

jeśli **<warunek>** to **<akcja>**

Informacje od środowiska zewnętrznego zostają przetworzone na komunikaty o określonym formacie, które zostają następnie umieszczone na liście komunikatów, gdzie mogą powodować uaktywnienie klasyfikatorów. Po uaktywnieniu klasyfikator umieszcza swój komunikat na liście komunikatów. Komunikaty te mogą powodować uaktywnienie kolejnych klasyfikatorów lub doprowadzić do uruchomienia efektorów, zdolnych do wykonywania działań w tzw. środowisku. W ten sposób klasyfikatory łączą sygnały płynące ze środowiska z wewnętrznym modelem zachowania. System klasyfikujący uaktywnia równolegle wiele reguł w jednym cyklu uzgadniania, zapewniając w ten sposób koordynację wielu równoczesnych działań [49, 144, 172].

W tradycyjnych systemach ekspertowych wartość określonej reguły w stosunku do innych reguł zostaje określona przez programistę na podstawie ocen eksperta. W systemie uczącym się podstawowym wymogiem jest wyuczenie się przez system względnych wartości różnych reguł. W celu wspomaganie tego typu uczenia się, systemy klasyfikujące zmuszają klasyfikatory do koegzystencji w ramach rynku informacyjnego. Klasyfikatory konkurują ze sobą o prawo do reakcji na komunikaty, przyznawane tym spośród nich, które składają najkorzystniejsze oferty (sposób określania ofert przedstawiono w dalszej części punktu), przy czym tzw. „opłaty” ponoszone z tego tytułu służą jako źródło przychodu dla nadawców, których komunikaty zostały pomyślnie odebrane.

W systemie klasyfikującym komunikat ma postać słowa o ustalonej długości, zbudowanego z symboli określonego alfabetu; w klasycznym zapisie wykorzystuje się alfabet dwójkowy. Ten sposób zapisu powoduje, że wszystkie ciągi symboli określonego alfabetu są poprawnymi syntaktycznie regułami. Ponadto reprezentacja w postaci słów o ustalonej długości umożliwia zastosowanie operacji typu genetycznego. Komunikaty są podstawowymi jednostkami wymiany informacji w systemie klasyfikującym. Komunikaty znajdujące się na liście komunikatów mogą pasować do jednego lub więcej klasyfikatorów.

Klasyfikator jest to reguła przypisywania o składni, wg [49, 172]:

<klasyfikator> : : = <warunek> : <komunikat>

Warunek w klasycznej formie ma postać wzorca tekstowego, z metasymbolem „#” jako symbolem uniwersalnym:

<warunek> : : = {0, 1, #}^l

Warunek pasuje do komunikatu, jeżeli na każdej określonej pozycji w obu tych ciągach zero w pierwszym odpowiada zeru w drugim, jedynka jedynie, a symbol

uniwersalny zeru lub jedynce. Jeżeli komunikat pasuje do warunku klasyfikatora, to klasyfikator ten staje się kandydatem do umieszczenia swego własnego komunikatu na liście komunikatów w następnym kroku. O tym jednak decyduje tzw. „przetarg” na uaktywnianie, podczas którego brane są pod uwagę „oferty” B_i składane przez poszczególne klasyfikatory. Klasyfikator może również otrzymywać przychód za dostawę rozwiązań, oprócz tego tzw. siła klasyfikatorów jest sukcesywnie zmniejszana o pewną wartość T_i .

W dalszej części tekstu przedstawiono podstawowe zależności stosowane w **algoritmie przyznawania ocen** klasyfikatorom (wykorzystywanym w systemach klasyfikujących). Równanie określające zależność między wartościami siły klasyfikatora nr i w dwóch kolejnych krokach można zapisać następująco, wg [49]:

$$S_i(t+1) = S_i(t) - P_i(t) - T_i(t) + R_i(t) \quad (8.1)$$

gdzie: $S_i(t)$ – wartość tzw. siły klasyfikatora w chwili t ; $P_i(t)$ – wartość tzw. wypłaty, o jaką zmniejsza się siła klasyfikatora w chwili t ; $T_i(t)$ – wartość tzw. podatku, o jaki zmniejsza się siła klasyfikatora w chwili t ; $R_i(t)$ – nagroda wypłacana klasyfikatorowi, który zwyciężył w przetargu.

Klasyfikator podczas przetargu składa oferty proporcjonalne do swej tzw. „siły”:

$$B_i = c_{bid} \cdot S_i(t) \quad (8.2)$$

gdzie: c_{bid} – współczynnik inwestycyjny; $S_i(t)$ – wartość tzw. siły klasyfikatora w chwili t .

Jeżeli przyjmie się, że reguły wygrywające tzw. przetarg otrzymują jednakowe nagrody, oraz że w przypadku gdy dwie niewykluczające się reguły składają oferty odpowiedzi na określony komunikat, to bardziej szczegółowa reguła wygrywa, wówczas możliwe jest utworzenie zestawu reguł tworzących tzw. efektywną hierarchię domniemań [49, 103].

Hierarchie domniemań sprzyjają efektywnemu procesowi uczenia się systemów klasyfikujących. Metodą prowadzącą do utworzenia hierarchii domniemań jest uczynienie wysokości oferty proporcjonalną do iloczynu siły oraz pewnej funkcji liniowej szczegółowości reguły, co można zapisać zależnością:

$$B_i = c_{bid} \cdot f(S_p) \cdot S_i \quad (8.3)$$

gdzie: $f(S_p)$ – funkcja szczegółowości reguły.

Alternatywnym podejściem do przedstawionego powyżej deterministycznego sposobu określania oferty klasyfikatora jest wprowadzanie do przetargu elementu zaburzenia losowego (zapobiega to utrwalaniu się niekorzystnych tendencji). Przy zastosowaniu takiego podejścia efektywną wysokość oferty można obliczyć jako sumę wysokości deklarowanej i tzw. szumu losowego, wg [49]:

$$EB_i = B_i + N(\sigma_{bid}) \quad (8.4)$$

gdzie: N – funkcja zadanego odchylenia standardowego oferty σ_{bid} .

W celu sukcesywnego wycofywania reguł (klasyfikatorów) mało użytecznych, stosowana jest procedura pomniejszająca wartość oceny wykorzystywanych klasyfikatorów (tzw. opodatkowanie klasyfikatorów):

$$T_i = c_{tax} \cdot S_i \quad (8.5)$$

gdzie: c_{tax} – współczynnik opodatkowania klasyfikatorów.

Równanie tzw. stanu posiadania klasyfikatora, w którym wypłaty i podatki wyrażają się poprzez jego siłę, dla aktywnego klasyfikatora można wyrazić w następujący sposób, wg [49]:

$$S(t+1) = S(t) - c_{bid} \cdot S(t) - c_{tax} S(t) + R_i(t) \quad (8.6)$$

System klasyfikujący nabywa zdolności uczenia się nie tylko poprzez ocenianie wartości istniejących reguł; może on również odkrywać nowe, potencjalnie lepsze reguły. Metoda przyznawania ocen w drodze konkurencji, łącznie z mechanizmem odkrywania nowych reguł, przy użyciu algorytmu genetycznego, tworzy racjonalną podstawę konstrukcji systemu uczącego się w ramach uniwersalnego i dogodnego algorytmicznie systemu formalnego, opartego na klasyfikatorach.

8.2. Modyfikacje i założenia przyjęte w systemie klasyfikującym

Opracowana metoda polega na wykorzystaniu dostosowanego do rozpatrywanego problemu systemu klasyfikującego z jednoczesnym wykorzystaniem algorytmu ewolucyjnego z modelem niszowym (który sprawdza się w problemach wielokryterialnych), współpracującego dodatkowo z algorytmem lokalnego poszukiwania.

Poprzez realizowany proces uczenia się systemu klasyfikującego (m.in. podczas symulowanych stanów awarii sieci) tworzone i zapamiętywane są rozwiązania dotyczące możliwych zmian w konfiguracji sieci (odpowiednich dla rozważanych stanów pracy sieci). Ważną cechą tej metody jest możliwość opracowywania scenariuszy postępowania dla stanów awaryjnych na podstawie symulowania prawdopodobnych zdarzeń, np. awarii pewnych newralgicznych elementów sieci dystrybucyjnych. Przy określaniu prawdopodobnych zdarzeń awaryjnych można wykorzystywać m.in. informacje o wartościach parametrów niezawodnościowych oraz czasach eksploatacji elementów sieci.

Opracowywanie scenariuszy zastępczych konfiguracji sieci dla zmian warunków pracy sieci (na przykład prawdopodobnych zdarzeń awarii lub możliwych przypadków przeciążeń elementów sieci), może znacząco przyspieszyć odszukiwanie zastępczych konfiguracji sieci dla rzeczywistych przypadków stanów awaryjnych sieci (szczególnie w przypadku rozległych awarii).

Na podstawie prowadzonych badań (z wykorzystaniem opracowanego komputerowego modelu miejskiej sieci dystrybucyjnej SN) stwierdzono, iż uwzględnienie pomocniczych informacji zapisanych w zbiorze klasyfikatorów (odnośnie konfiguracji wybranych fragmentów sieci dla określonych warunków pracy sieci) znacząco przyczynia się do skrócenia czasu poszukiwania zastępczych (optymalnych lub suboptymalnych) konfiguracji sieci dla zaistniałych stanów pracy sieci (uzyskane rozwiązanie może stanowić pomoc w realizacji procesu przywracania zasilania odbiorcom).

W zastosowanym systemie klasyfikującym wprowadzono modyfikacje w stosunku do jego klasycznej postaci. Dotyczyły one dostosowania klasycznych procedur układu przetwarzania komunikatów do zastosowanej struktury danych. Podobnego rodzaju modyfikacje wprowadzono do procedur układu oceniającego klasyfikatory.

Kolejną istotną zmianą (w stosunku do klasycznego systemu klasyfikującego) wprowadzoną do zastosowanego systemu klasyfikującego jest uruchamianie algorytmu ewolucyjnego, zawsze po wykonanym procesie tzw. „przetargu” wyłaniającego najlepsze klasyfikatory pasujące (uwzględniając zapis warunku klasyfikatora) do komunikatu wygenerowanego przez system. Pozwala to na włączanie informacji zapisanych w zbiorze klasyfikatorów do populacji wariantowych rozwiązań, która jest następnie wykorzystywana jako punkt startowy przez algorytm ewolucyjny.

Zaproponowany system klasyfikujący opiera się na następujących założeniach:

1. Formuła ogólna klasyfikatora:

$$\langle \text{klasyfikator} \rangle : : = \langle \text{warunek} \rangle : \langle \text{komunikat} \rangle$$

W przyjętej strukturze danych zastosowano zapis klasyfikatorów o następującej składni:

$$\langle \text{klasyfikator} \rangle : : = \langle \text{numery elementów uszkodzonych} + \text{numery węzłów pozbawionych zasilania} \rangle : \langle \text{poawaryjna konfiguracja (w postaci wektora inwersji)} \rangle$$

przy czym: poawaryjne konfiguracje sieci zapisywane są w postaci wektorów inwersji.

2. Układ przetwarzania komunikatów zrealizowano za pomocą zmodyfikowanych (dostosowanych do zmienionej struktury danych) procedur realizujących proces sprawdzania zgodności klasyfikatorów z aktualnym komunikatem (dotyczącymi zaistniałej awarii).
3. Układ oceniający klasyfikatory zrealizowano przy wykorzystaniu klasycznych procedur umożliwiających przyznawanie ocen i wyłanianie najlepszych klasyfikatorów.
4. W procesie konfigurowania nowych rozwiązań wykorzystano algorytm hybrydowy (początkowa część obliczeń wykonywana jest z wykorzystaniem algorytmu ewolucyjnego natomiast w drugim etapie obliczeń wykorzystywany jest algorytm lokalnego poszukiwania).

5. Komunikat o awarii występującej w analizowanej sieci dystrybucyjnej opisywany jest w postaci dwóch list: listy z numerami elementów uszkodzonych oraz listy z numerami węzłów pozbawionych zasilania:

<komunikat> : = (numery elementów uszkodzonych) + (numery węzłów niezasilanych)

6. Zastosowano podział na dwie populacje: podstawową i pomocniczą (w klasycznym systemie klasyfikującym wykorzystywana jest jedna populacja):
- populacja podstawowa zawiera zbiór klasyfikatorów (pełni rolę pamięci systemu klasyfikującego),
 - populacja pomocnicza tworzona jest dla rozpatrywanego stanu awaryjnego sieci i zawiera wariantowe poawaryjne konfiguracje sieci (zapisane w wektorach inwersji); do populacji tej włączane są konfiguracje sieci tworzone przy wykorzystaniu informacji zapisanych w klasyfikatorach, których warunki byłyby zgodne z komunikatem (dotyczącym zaistniałej awarii).

Zastosowanie koncepcji hybrydowego algorytmu polegało na wykorzystaniu w początkowej części procesu odszukiwania rozwiązania algorytmu ewolucyjnego, realizującego proces wyznaczania punktów reprezentujących dobrze rokujące rejony w obszarze rozwiązań dopuszczalnych, a następnie wykorzystaniu w dalszych obliczeniach zmodyfikowanego algorytmu cykli i kar.

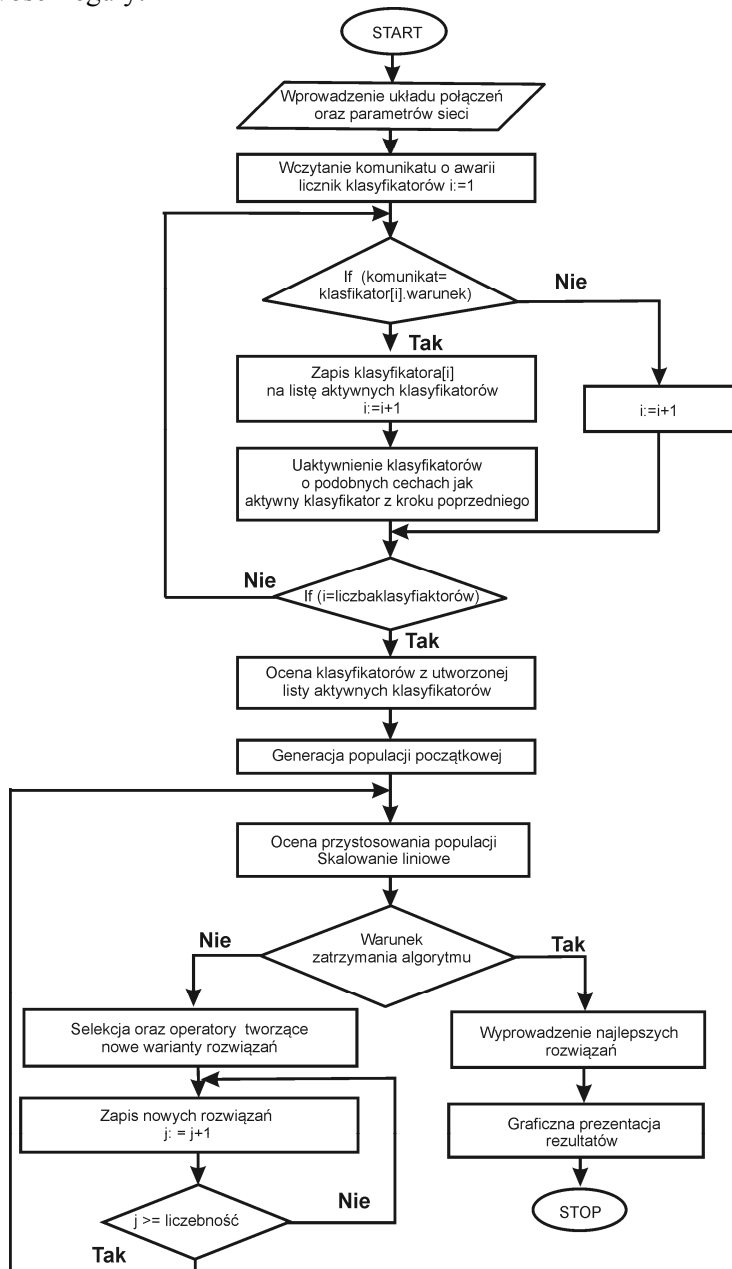
W praktyce polegało to na zrealizowaniu przez algorytm ewolucyjny określonej liczby iteracji, po wykonaniu których najlepsze 15-20% rozwiązań zawartych w wybranej populacji wykorzystywano jako zbiór punktów startowych, do obliczeń wykonywanych przez algorytm lokalnego poszukiwania. Liczbę wykonywanych iteracji, związaną z wyznaczeniem zbioru punktów startowych dla algorytmu lokalnego poszukiwania, wyznaczano biorąc pod uwagę numer iteracji, w której uzyskano ostatnią poprawę wartości oceny najlepszego rozwiązania odszukanego przez algorytm ewolucyjny. Schemat blokowy algorytmu obliczeniowego pokazano na rysunku 8.1.

Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, iż w zależności od złożoności rozwiązywanego zadania (a także od innych czynników, m.in. składu populacji początkowej) wykorzystanie zbieżnego algorytmu lokalnego wspomaga proces realizowany przez algorytm ewolucyjny, lub stanowi potwierdzenie uzyskiwanych rezultatów.

W celu zachowania w systemach klasyfikujących wydajnych reguł i wycofywania mało wydajnych reguł zastosowano znany w literaturze przedmiotu tzw. przetarg, w którym jako kryteria oceny uwzględniono zgodność (poprzez współczynnik szczegółowości) danego klasyfikatora z komunikatem oraz tzw. siłę klasyfikatora [49]. W klasycznym systemie klasyfikującym wysokość oferty B_i (proporcjonalna do iloczynu siły oraz pewnej funkcji liniowej szczegółowości) składana podczas przetargu obliczana jest według zależności:

$$B_i = c_{bid} \cdot (b_{bid1} + b_{bid2} \cdot Sp_i) \cdot S_i \quad (8.7)$$

gdzie: B_i – wysokość ofert i -tego klasyfikatora; Sp_i – szczegółowość i -tego klasyfikatora, czyli zgodność warunku z komunikatem, wartość tego parametru zawiera się w przedziale $0 \div 1$; S_i – siła i -tego klasyfikatora; c_{bid} – współczynnik inwestycyjny; b_{bid1} , b_{bid2} – współczynniki liniowej funkcji szczegółowości reguły.



Rys. 8.1. Schemat blokowy algorytmu obliczeniowego

Efektywna wysokość ofert EB_i wyznaczana jest jako suma wartości obliczanej według zależności (8.7) i pewnej wygenerowanej, przy wykorzystaniu generatora rozkładu normalnego (przy zadanych parametrach), wartości losowej eb_{loso} :

$$EB_i = c_{bid} \cdot (e_{bid1} + e_{bid2} \cdot Sp_i) \cdot S_i + eb_{loso} \quad (8.8)$$

Klasyfikator, który w procesie tzw. „przetargu” odznaczył się najlepszą ofertą obliczaną według zależności (8.8), zostaje powiększony o wartość tzw. „siły” S_i , o przydzieloną przez system nagrodę (współczynnik nagrody r), za dostarczenie przydatnych informacji. Jednocześnie wartość jego „siły” pomniejszana jest o wartość oferty jaką ten klasyfikator zgłosił. Odpisana wartość oferty zwycięskiego klasyfikatora powiększa wartość „siły” pozostałych aktywnych klasyfikatorów (których warunki były zgodne z komunikatem), proporcjonalnie do zgłoszonych przez nie ofert. Ponadto wartość „siły” wszystkich aktywnych klasyfikatorów pomniejszana jest o pewną wartość tzw. podatku obrotowego obliczaną według zależności (8.5).

Ponieważ celem działania systemu klasyfikującego jest znalezienie efektywnego zbioru reguł, najczęściej wykorzystuje się w procesie tworzenia tego zbioru metodę tzw. ścisisku, która polega na odpowiednim wyborze klasyfikatorów, które mają być zastępowane nowo utworzonymi. W zastosowanym modelu z tzw. „ściśkiem” wybiera się tylu kandydatów do ewentualnego zastąpienia przez nowy klasyfikator ile wynosi współczynnik ścisisku c_s . Ponadto przyjęto, aby kandydaci do usunięcia (czyli klasyfikatory podobne do wprowadzanego klasyfikatora) byli wybierani z podpopulacji o niskim przystosowaniu, co uzyskiwano poprzedzając wybór kandydata do zastąpienia (na podstawie podobieństwa) losowaniem kilku klasyfikatorów z pełnej populacji wybierając tego o najniższej ocenie (przystosowaniu). Dzięki takiemu sposobowi wprowadzania nowych klasyfikatorów do zbioru klasyfikatorów, wymiana dotyczy reguł o niskiej ocenie podobnych do nowo utworzonych reguł.

Zastosowane procedury rozliczeniowe aktywnych klasyfikatorów opracowano na podstawie klasycznych procedur rozliczeniowych stosowanych w systemach klasyfikujących. W procedurach tych przyjęto na podstawie wskazań zawartych w pracach [3, 49, 143], następujące wartości parametrów pracy zastosowanego systemu klasyfikującego:

- liczba klasyfikatorów $n = 150-200$,
- odchylenie standardowe oferty $\sigma_{bid} = 0,075$,
- współczynnik inwestycyjny $c_{bid} = 0,1$,
- współczynnik podatku obrotowego $c_{tax} = 0,01$,
- współczynniki liniowej funkcji szczegółowości reguły $b_{bid1} = 0,65$, $b_{bid2} = 0,35$ (dobrano na podstawie analiz własnych autora),
- parametry wykorzystywanego w systemie algorytmu ewolucyjnego: $p_k = 0,95$, oraz $p_m = 0,15$, liczebność populacji $m = 100-150$,
- współczynnik nagrody wypłacanej zwycięskiemu klasyfikatorowi $r = 2$,

- współczynnik „ścisku” dla populacji klasyfikatorów $c_s = 3$ (w procesie zmian w populacji klasyfikatorów wykorzystano model ze ściskiem, opisany w pracach [3, 49]).

Proces uczenia się systemu klasyfikującego polegał na formułowaniu na podstawie informacji o zdarzeniach i warunkach pracy analizowanego systemu technicznego tzw. reguł decyzyjnych, w celu ich wykorzystania do rozwiązywania problemów decyzyjnych (związanych z zarządzaniem pracą układów sieciowych). W zaproponowanym podejściu obliczeniowym uzyskane informacje zapisywane są w odpowiednio zdefiniowanym formacie danych, zwanych klasyfikatorami. Utworzony zbiór klasyfikatorów pełni rolę pamięci systemu zawierającej częściowe (lub też pełne) rozwiązania dla prawdopodobnych sytuacji awaryjnych. Opracowana metoda charakteryzuje się możliwością wykorzystania zapisanych w klasyfikatorach informacji, w procesie poszukiwania rozwiązań analizowanych zadań z wykorzystaniem opracowanego algorytmu hybrydowego.

W opracowanym programie komputerowym utworzono na podstawie algorytmów procedury umożliwiające odszukiwanie najlepszych dla symulowanych awarii zastępczych konfiguracji sieci. Rozwiązania te po ocenie przez zewnętrznego eksperta (doświadczonego operatora zarządzającego pracą systemu dystrybucyjnego) mogą być następnie dopisywane do zbioru klasyfikatorów.

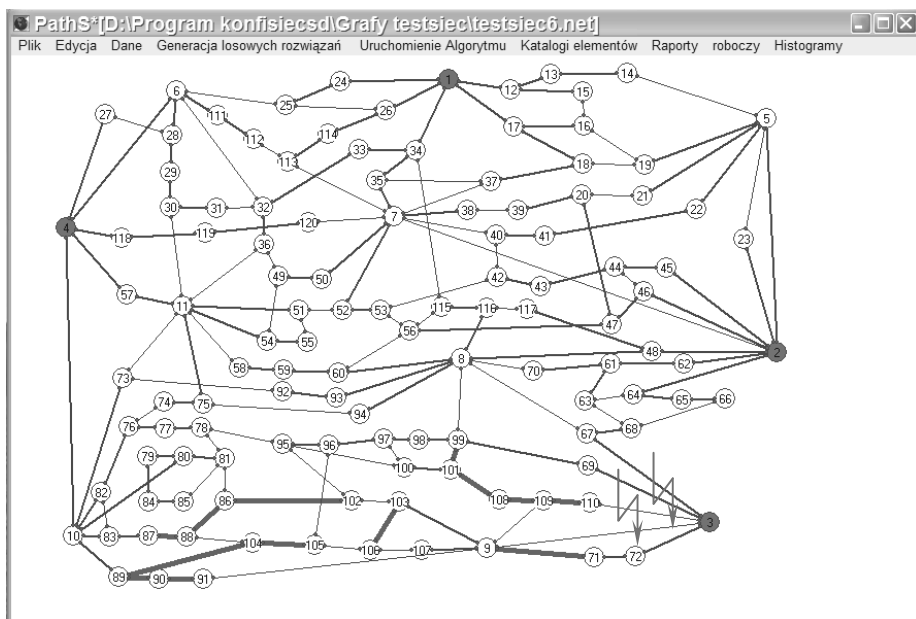
W rezultacie procesu możliwe jest zgromadzenie zasobu doświadczeń (w postaci zbioru rozwiązań dla najbardziej prawdopodobnych awarii), które mogą być w przyszłości wykorzystane w procesie szybkiego formułowania poawaryjnych konfiguracji sieci, w celu niwelacji skutków zaistniałych awarii.

8.3. Opis aplikacji komputerowej

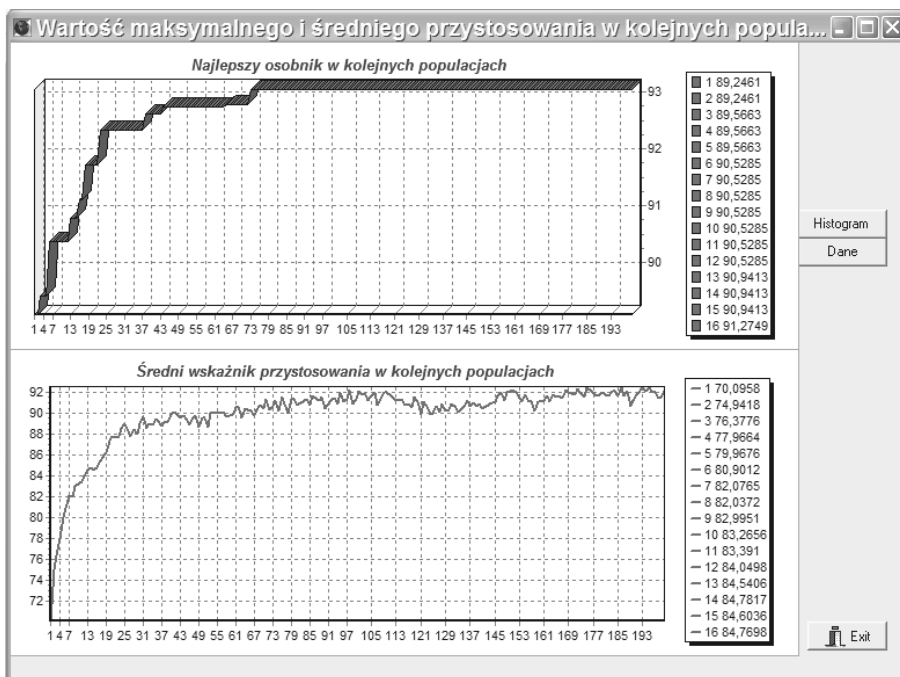
Podstawowym zadaniem przedstawionej metody i opracowanego na jej podstawie programu komputerowego jest symulowanie zdarzeń awaryjnych w analizowanych złożonych układach elektroenergetycznych (np. miejska sieć elektroenergetyczna SN), oraz odszukiwanie zastępczych konfiguracji sieci, przy uwzględnieniu założonych kryteriów poszukiwania.

W literaturze znane są następujące podstawowe sposoby zapisu komputerowej reprezentacji sieci: macierz wag, lista krawędzi, połączone listy sąsiadów, pęk wyjściowy będący odmianą zapisu w postaci połączonych list sąsiadów [58, 82, 84]. W celu szybkiego dostępu do informacji o strukturze i parametrach elementów sieci w utworzonym programie do reprezentacji jej układu, wykorzystano metodę połączonej listy sąsiadów. W tym przypadku wymagana pamięć jest niewiele większa od pamięci zajmowanej przez listę krawędzi, ale połączone listy sąsiadów dają większą swobodę w usuwaniu i wstawianiu elementów sieci.

Na rysunkach 8.2 i 8.3 pokazano przykładowe okna utworzonego programu komputerowego umożliwiającego symulację stanów awarii w elektroenergetycznych układach sieci dystrybucyjnych.



Rys. 8.2. Główne okno programu do komputerowych symulacji stanów awaryjnych w elektroenergetycznych układach sieci dystrybucyjnych



Rys. 8.3. Okno programu prezentujące przebieg zmian wartości przystosowania najlepszego rozwiązania oraz zmian wartości średniego przystosowania populacji podczas procesu obliczeniowego

W obliczeniach wykonywanych przez program wykorzystywane są następujące wielkości i parametry techniczne elementów dystrybucyjnych systemów elektroenergetycznych:

- współczynniki zawodności odcinków linii,
- współczynniki zawodności elementów rozdzielni i stacji elektroenergetycznych,
- współczynniki zawodności łączników,
- wartości natężenia prądu dopuszczalnego długotrwale w odcinkach linii, w A,
- wartości dopuszczalne spadków napięć w analizowanym układzie sieci, w V,
- znamionowe napięcie sieci, w kV,
- długości odcinków linii, w km,
- rezystancje jednostkowe odcinków linii, w Ω/km ,
- współczynnik mocy odbiorów w sieci,
- współczynniki obciążenia węzłów,
- zapotrzebowane moce szczytowe węzłów, w kW.

Istotnymi cechami utworzonego programu jest możliwość symulowania awarii elementów sieci oraz optymalizacja poawaryjnych konfiguracji sieci, z uwzględnieniem właściwości niezawodnościowych elementów sieci, struktury połączeń, oraz aktualnego obciążenia elementów sieci.

Opracowany program charakteryzuje się następującymi cechami:

- a) możliwością odwzorowywania struktury analizowanej sieci w postaci grafu, poprzez rysowywanie w oknie programu kolejnych węzłów i łuków sieci, wraz z zapisem ich parametrów technicznych, niezawodnościowych, obciążeń itp.,
- b) możliwością symulowania awarii wybranych elementów analizowanej sieci dystrybucyjnej,
- c) program oblicza rozprędy mocy, wartości napięć węzłowych oraz straty techniczne w analizowanych układach sieci dystrybucyjnych,
- d) program wprowadza zmiany do konfiguracji sieci wynikające z zaistniałego stanu awarii,
- e) odszukiwaniem poawaryjnych konfiguracji sieci przywracających zasilanie odbiorcom, przy uwzględnieniu założonych kryteriów optymalizacyjnych,
- f) graficzną prezentacją rezultatów obliczeń – wizualizacja najkorzystniejszych dla analizowanego stanu awarii wyznaczonych zmian w konfiguracji sieci,
- g) program ma możliwość zapisywania informacji (poprzez włączanie uzyskanych rozwiązań do zbioru klasyfikatorów) o najlepszych wyznaczonych konfiguracjach sieci w celu późniejszego ich wykorzystania.

8.4. Przykłady obliczeniowe dotyczące wyznaczania optymalnych poawaryjnych konfiguracji sieci dystrybucyjnej SN

W tej części pracy rozpatrzono problemy obliczeniowe, do rozwiązania których wykorzystano opracowaną metodę opartą na zastosowaniu systemu klasyfi-

kującego wraz z hybrydowym algorytmem ewolucyjnym, do wyznaczania zastępczych konfiguracji sieci dystrybucyjnych dla analizowanych stanów awarii sieci. Opracowany system klasyfikujący charakteryzuje się możliwością gromadzenia i przetwarzania informacji w celu wspomagania zarządzania złożonymi systemami dystrybucyjnymi energii elektrycznej.

Dla układu sieci dystrybucyjnej przedstawionej na rysunkach 8.4 (schemat sieci) oraz 8.5 (graf sieci) wykonano obliczenia dotyczące wyznaczenia zastępczej konfiguracji sieci, przy założeniu jednoczesnej awarii położonych blisko siebie dwóch odcinków linii kablowych łączących węzły 6 (jeden z głównych punktów zasilających sieci) i 8 (węzeł rozdzielczy sieci) oraz 6 i 9 (węzeł rozdzielczy sieci). Wskutek tych awarii znaczna ilość węzłów odbiorczych pozbawiona została dostaw energii elektrycznej.

Podczas symulacji komputerowych porównano efektywność algorytmu ewolucyjnego (jakość rozwiązań i ilość potrzebnych iteracji do osiągnięcia akceptowalnych wyników) przy wykorzystaniu losowo generowanej populacji początkowej, oraz przy wykorzystaniu populacji początkowej, przy tworzeniu której wykorzystywano informacje zapisane w zbiorze klasyfikatorów. Zaobserwowano, iż wykorzystanie wiedzy zapisanej w zbiorze klasyfikatorów umożliwia uzyskanie dobrych rozwiązań w znacząco krótszym czasie.

W dalszej części tekstu zamieszczono dwa warianty obliczeń wykonane przy punkcie początkowym obliczeń w postaci losowo wygenerowanej populacji wariantowych rozwiązań, oraz przy punkcie początkowym obliczeń w postaci populacji wariantowych rozwiązań, tworzonej z uwzględnieniem informacji zapisanych w zbiorze klasyfikatorów (reguł decyzyjnych).

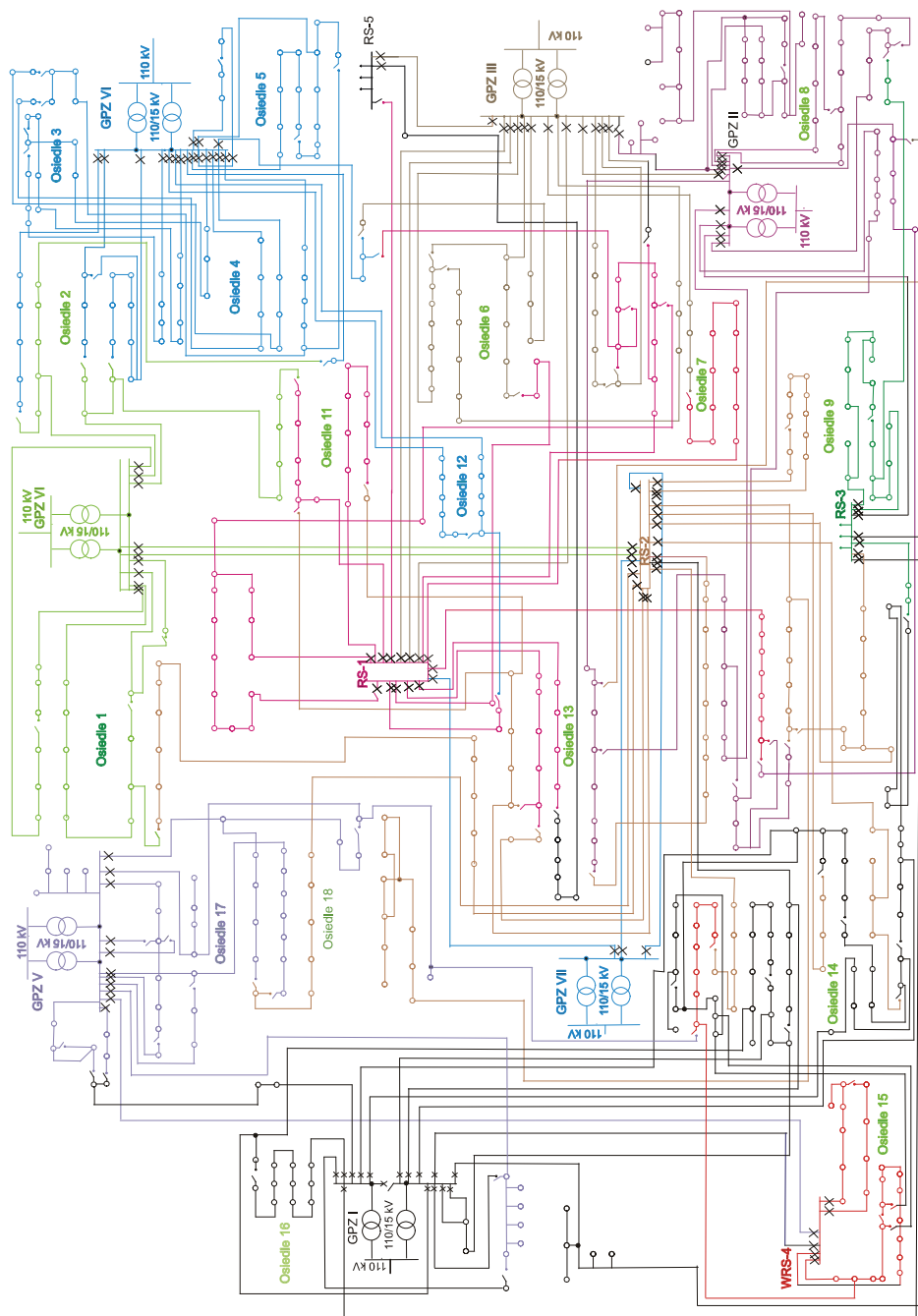
Na rysunkach 8.6 i 8.7 zaprezentowano przebieg procesu (realizowanego według algorytmu obliczeniowego, którego schemat blokowy przedstawiono na rysunku 8.1) odszukiwania zastępczej konfiguracji sieci dystrybucyjnej dla rozpatrywanego stanu awarii.

Uzyskane rezultaty przedstawiono w postaci graficznej na rysunkach 8.8 oraz 8.9, na których wyszczególniono te fragment analizowanej sieci, dla których określono (za pomocą opracowanej metody) zmiany łączeniowe (umożliwiające utworzenie zastępczej konfiguracji sieci).

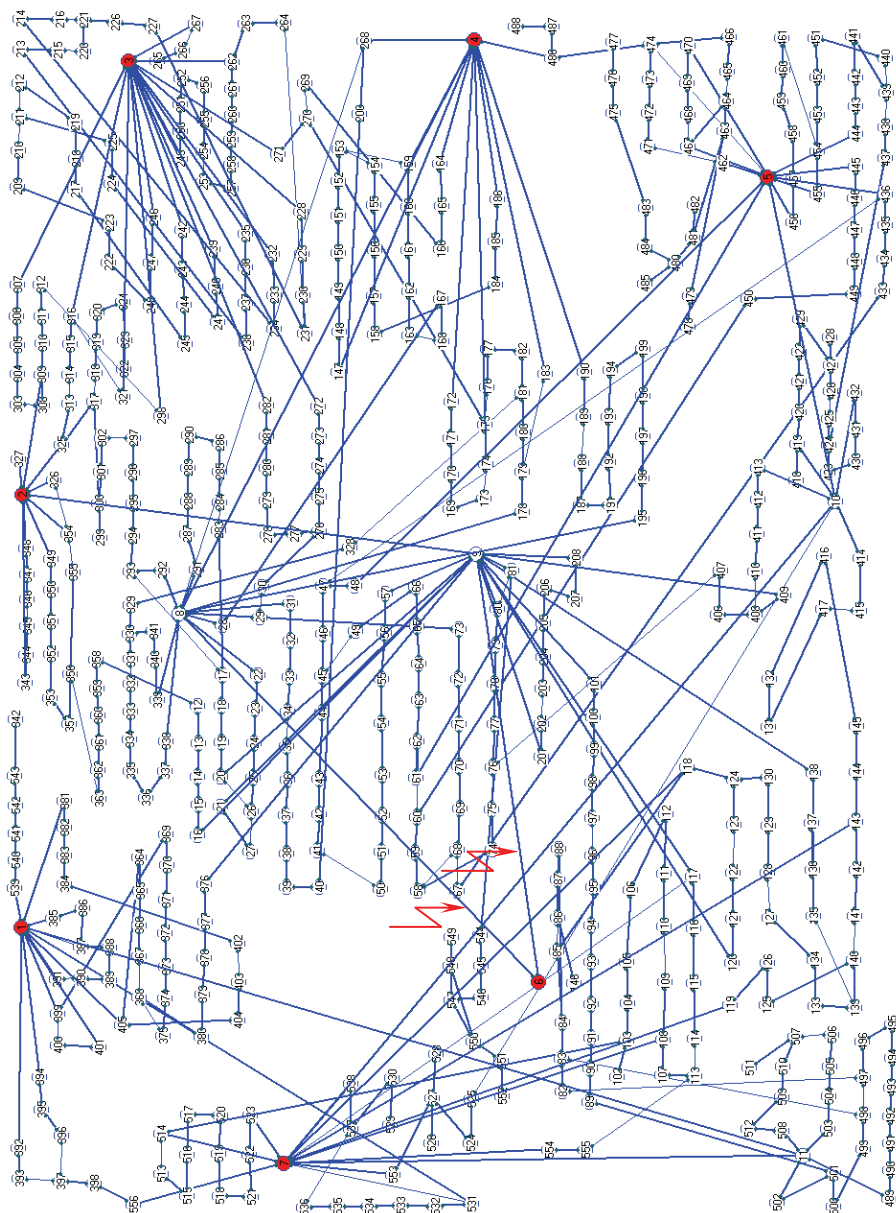
Obliczoną dla wyznaczonego rozwiązania wartość funkcji celu oraz oceny dotyczące poszczególnych kryteriów przedstawiono w tabeli 8.1.

W tabelach 8.2 oraz 8.3 zawarto wyniki obliczeń rozptylowych dla wyznaczonej zastępczej konfiguracji sieci, przy czym w wymienionych tabelach ograniczono się do zaprezentowania wyników dla fragmentu sieci, który objęty był skutkami awarii.

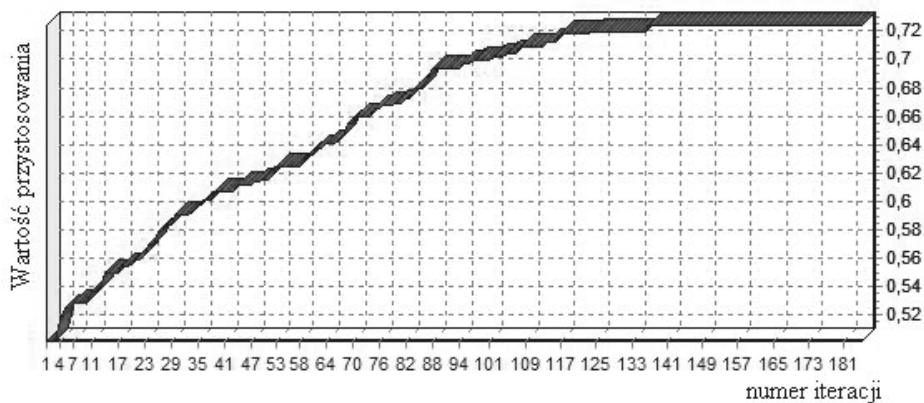
W dalszej części rozdziału zaprezentowano wykresy przedstawiające przebieg obliczeń dla tego samego zadania, przed rozpoczęciem których uwzględniono przydatne dla analizowanego stanu awarii sieci informacje zapisane w zbiorze klasyfikatorów.



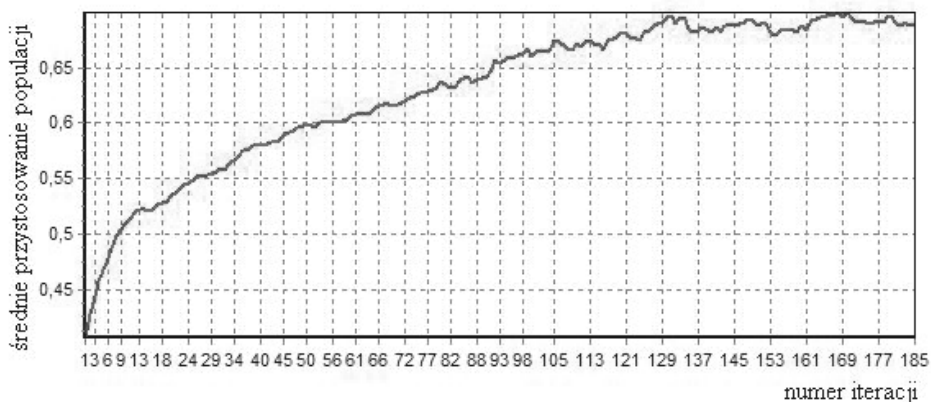
Rys. 8.4. Schemat wybranego do obliczeń układu sieci dystrybucyjnej SN



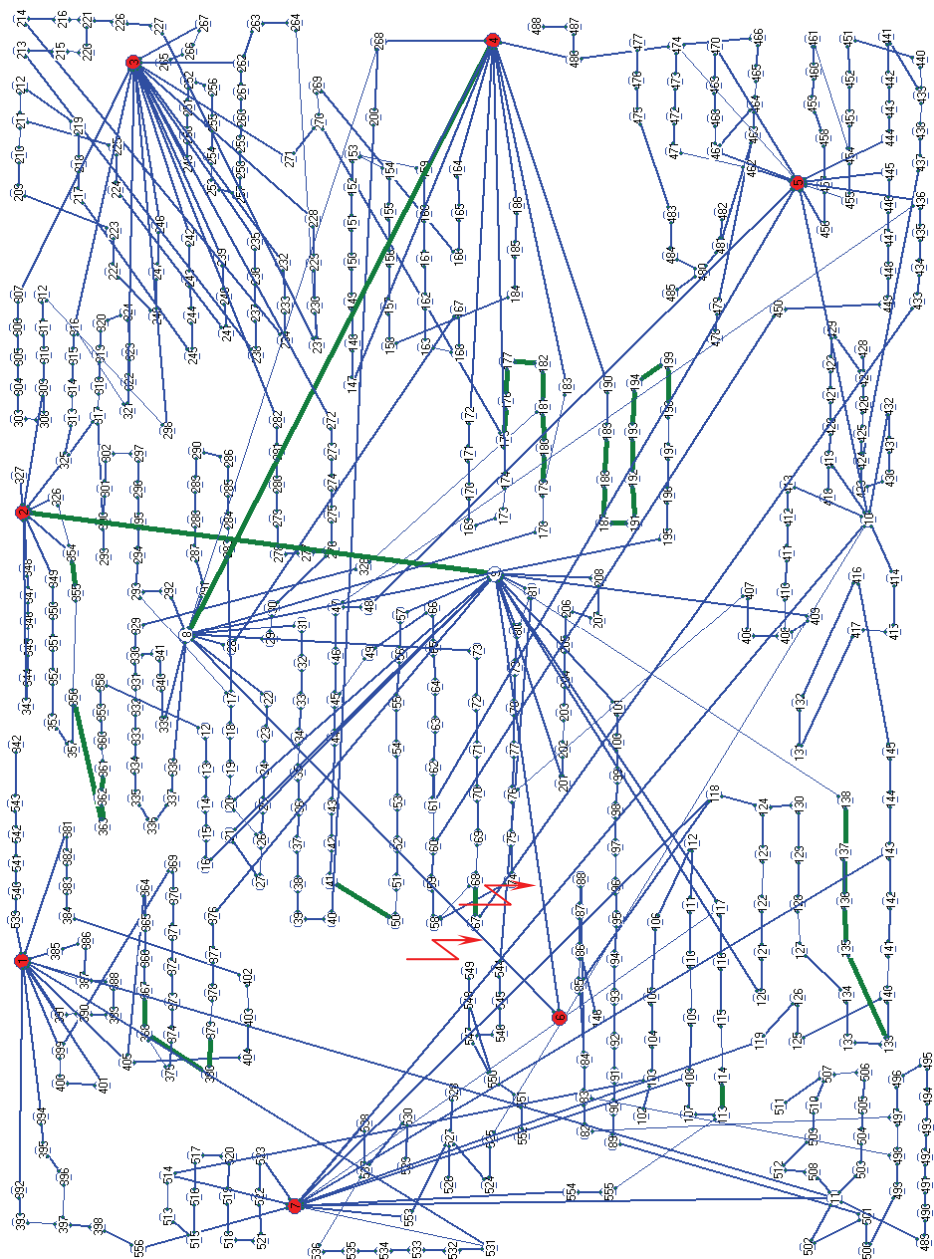
Rys. 8.5. Graf sieci dystrybucyjnej z rysunku 8.4 z zaznaczoną konfiguracją sieci, oraz miejscem wystąpienia uszkodzeń linii kablowych SN



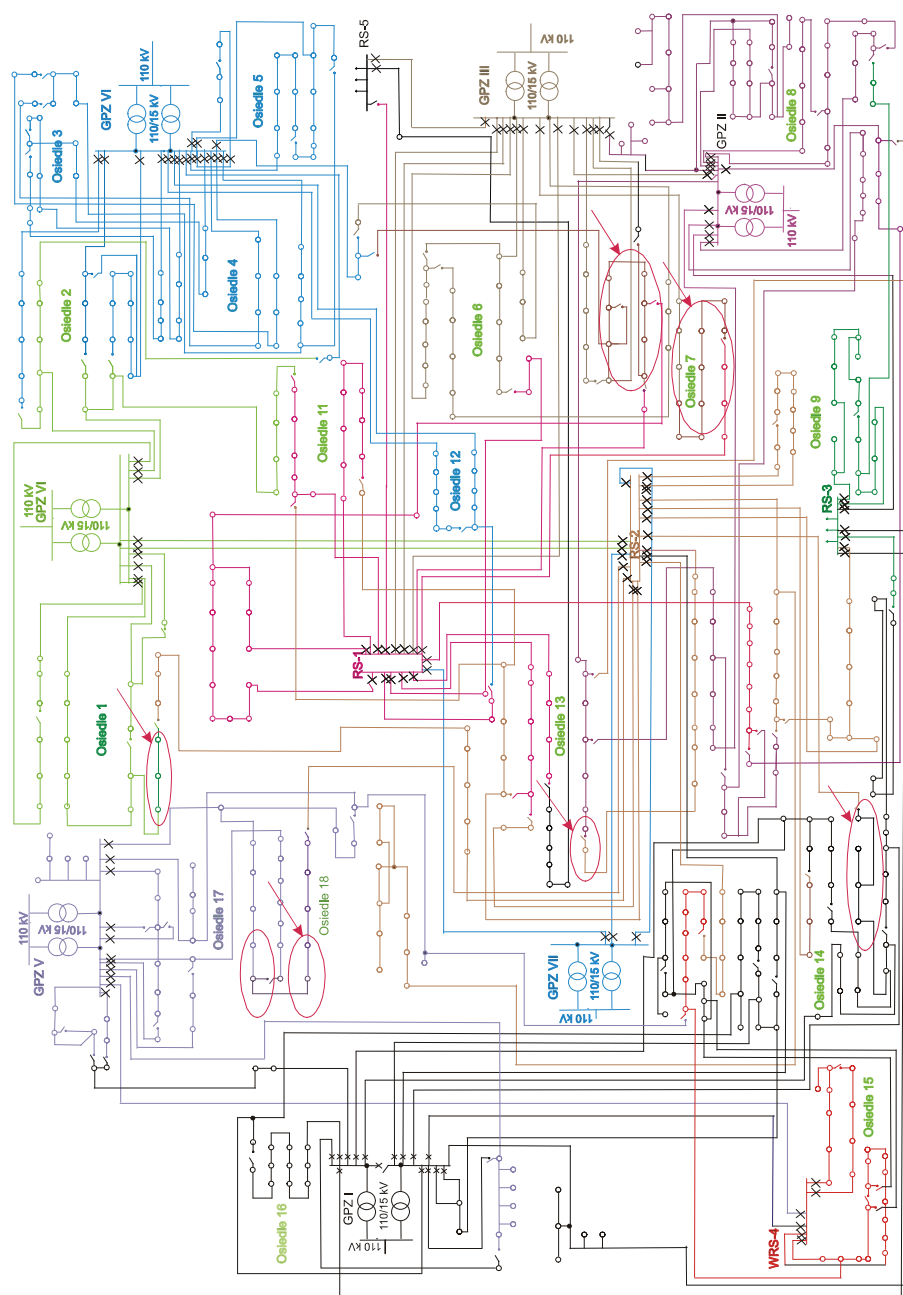
Rys. 8.6. Przebieg zmian przystosowania najlepszych rozwiązań



Rys. 8.7. Przebieg zmian średniego przystosowania populacji rozwiązań



Rys. 8.8. Graf z zaznaczoną poawaryjną konfiguracją sieci dystrybucyjnej SN



Rys. 8.9. Schemat sieci z zastępczą konfiguracją sieci oraz zmianami łączeniowymi (wyznaczona liczba zmian punktów rozcięć w sieci = 9, obliczone straty mocy 2695 kW, maksymalne odchylenie napięcia 2.44%)

Tabela 8.1. Informacje dotyczące wyznaczonej najlepszej zastępczej konfiguracji sieci, dla przypadku awarii linii pomiędzy węzłami 6 i 8 oraz 6 i 9

Uwzględnione kryteria optymalizacyjne	Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Kryterium minimalizacji liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_1 = 0,25$)	Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 9	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,719$
Kryterium maksymalizacji poziomu niezawodności dostaw energii, poprzez maksymalizację wypadkowego współczynnika niezawodności najłabszej trasy zasilania w zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_2 = 0,25$)	Wartość wypadkowego współczynnika niezawodności najłabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,997383	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,853$
Kryterium minimalizacji odchyłeń napięcia w węzłach analizowanej sieci dystrybucyjnej (wartość przyjętej wagi $w_3 = 0,2$)	Maksymalne odchylenie napięcia w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 2,44%	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,619$
Kryterium minimalizacji strat technicznych w analizowanej sieci dystrybucyjnej (wartość przyjętej wagi $w_4 = 0,1$)	Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2695 kW	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,623$
Kryterium minimalizacji współczynnika obciążenia najbardziej obciążonych elementów w zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_5 = 0,2$)	Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,72	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,576$
Uzyskana wartość funkcji celu	0,7215	

Tabela 8.2. Rezultaty obliczeń poziomów napięć wyznaczone dla węzłów sieciowych, które w wyniku awarii pozbawione były zasilania

Nr węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_{w_5} , V	δU_b , %	Φ , rad
8	4992	1872	14890	0,73	0,3588
9	5479	2055	14929	0,47	0,3588
12	712	135	14729	1,81	0,1872
13	837	160	14738	1,75	0,1888
14	992	175	14751	1,66	0,1750
15	1112	187	14786	1,43	0,1670
16	1190	203	14824	1,17	0,1690
17	258	78	14911	0,59	0,2915
18	458	118	14912	0,59	0,2510
19	125	38	14914	0,57	0,2951
20	1201	278	14916	0,56	0,2279

cd. tabeli 8.2

Nr węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_b , %	Φ , rad
21	1193	358	14895	0,70	0,2915
22	711	130	14863	0,91	0,1813
23	531	94	14859	0,94	0,1758
24	483	80	14855	0,97	0,1638
25	283	60	14840	1,06	0,2084
26	158	47	14838	1,08	0,2915
27	975	292	14783	1,45	0,2915
28	567	134	14887	0,76	0,2326
29	241	24	14887	0,75	0,0997
31	1263	224	14883	0,78	0,1757
32	714	169	14877	0,82	0,2329
33	448	90	14872	0,85	0,1974
34	248	50	14871	0,86	0,1974
50	387	77	14773	1,52	0,1974
51	696	108	14634	2,44	0,1544
52	854	124	14663	2,24	0,1443
53	1169	187	14695	2,03	0,1587
54	1326	219	14772	1,52	0,1633
55	1626	249	14794	1,37	0,1517
56	1911	277	14818	1,22	0,1440
57	2173	303	14894	0,71	0,1387
68	302	91	14902	0,65	0,2915
69	439	118	14641	2,40	0,2626
70	564	130	14676	2,16	0,2274
71	764	150	14712	1,92	0,1945
72	1073	212	14783	1,45	0,1953
73	1273	232	14845	1,04	0,1805
76	158	32	14805	1,30	0,1974
77	358	52	14816	1,22	0,1431
78	608	127	14840	1,07	0,2053
79	941	193	14871	0,86	0,2025
80	1099	209	14917	0,56	0,1880
81	1773	399	14929	0,47	0,2216
97	377	113	14861	0,93	0,2915
98	577	153	14866	0,89	0,2593
99	777	193	14891	0,73	0,2436
100	933	224	14903	0,64	0,2359
101	1013	232	14908	0,61	0,2254
114	200	40	14949	0,34	0,1974
115	477	95	14815	1,23	0,1974
116	557	111	14826	1,16	0,1974

cd. tabeli 8.2

Nr węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_b , %	Φ , rad
117	891	145	14869	0,87	0,1611
120	648	167	14864	0,91	0,2518
121	491	120	14855	0,97	0,2389
122	214	64	14853	0,98	0,2915
135	158	16	14891	0,73	0,0997
136	558	76	14865	0,90	0,1350
137	200	40	14864	0,91	0,1974
138	715	92	14839	1,07	0,1273
167	367	94	14849	1,01	0,2516
168	158	32	14842	1,05	0,1974
176	466	140	14920	0,53	0,2915
177	546	156	14917	0,56	0,2780
178	177	18	14877	0,82	0,0997
179	2019	400	14894	0,70	0,1955
180	1555	353	14905	0,63	0,2235
181	1475	329	14912	0,59	0,2198
182	671	168	14914	0,57	0,2458
187	784	153	14937	0,42	0,1933
188	984	213	14955	0,30	0,2136
191	627	122	14935	0,43	0,1923
192	427	102	14924	0,50	0,2347
193	297	89	14920	0,53	0,2915
194	125	38	14919	0,54	0,2915
195	1161	287	14885	0,77	0,2424
196	1036	274	14880	0,80	0,2591
197	911	237	14875	0,83	0,2546
198	502	114	14910	0,60	0,2241
199	362	72	14915	0,56	0,1974
201	351	65	14928	0,48	0,1830
202	152	140	14928	0,48	0,7443
203	91	18	14902	0,65	0,1974
204	291	78	14902	0,65	0,2624
205	801	231	14903	0,65	0,2809
206	895	259	14909	0,61	0,2821
207	1210	322	14921	0,53	0,2604
208	1280	329	14923	0,51	0,2519
283	129	39	14909	0,61	0,2915
284	360	72	14685	2,10	0,1974
285	485	97	14694	2,04	0,1974
286	610	109	14701	1,99	0,1776
287	1358	264	14777	1,49	0,1918

cd. tabeli 8.2

Nr węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_b , %	Φ , rad
288	1233	239	14746	1,69	0,1912
289	1056	203	14717	1,89	0,1902
290	856	183	14708	1,95	0,2109
291	1558	284	14807	1,28	0,1801
292	1007	243	14890	0,73	0,2364
293	807	203	14838	1,08	0,2460
294	661	159	14826	1,16	0,2358
295	395	79	14797	1,35	0,1974
296	315	63	14780	1,47	0,1974
297	158	16	14777	1,49	0,0997
328	496	100	14858	0,94	0,1981
329	371	87	14860	0,94	0,2305
330	250	75	14863	0,91	0,2915
331	50	15	14863	0,92	0,2915
332	125	38	14802	1,32	0,2915
333	437	100	14803	1,31	0,2247
334	637	140	14807	1,28	0,2162
335	990	246	14814	1,24	0,2433
336	1245	271	14833	1,11	0,2146
337	1445	331	14839	1,07	0,2254
338	1545	361	14875	0,84	0,2297
339	483	129	14881	0,79	0,2612
340	358	92	14874	0,84	0,2506
341	158	32	14870	0,86	0,1974
358	505	94	14715	1,90	0,1831
359	305	74	14699	2,01	0,2365
360	125	38	14692	2,05	0,2915
361	974	292	14733	1,78	0,2915
362	1097	329	14756	1,63	0,2915
363	1217	341	14769	1,54	0,2732
368	176	18	14904	0,64	0,0997
376	1235	196	14707	1,95	0,1577
377	1005	150	14639	2,41	0,1485
378	506	51	14634	2,44	0,0997
379	426	43	14884	0,77	0,0997
380	125	40	14903	0,64	0,3097
406	317	83	14917	0,56	0,2558
407	122	24	14916	0,56	0,1974
408	566	133	14919	0,54	0,2303
409	200	40	14927	0,49	0,1974
544	1457	336	14863	0,91	0,2268

cd. tabeli 8.2

Nr węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_i , %	Φ , rad
545	1354	316	14857	0,95	0,2290
546	1154	256	14848	1,01	0,2180
547	754	136	14847	1,02	0,1780
548	125	38	14845	1,04	0,2915
549	170	16	14847	1,02	0,0921
550	500	102	14845	1,03	0,2022
551	248	40	14844	1,04	0,1584
552	148	120	14844	1,04	0,6803

Oznaczenia:

P_o – moc czynna odbierana w węzłach sieci; Q_o – moc bierna odbierana w węzłach sieci; U_w – napięcie węzłowe; δU_i – odchylenie napięcia w danym węźle analizowanej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN; φ – kąt przesunięcia fazowego między prądem a napięciem

Tabela 8.3. Rezultaty obliczeń rozptywu mocy, wyznaczone w trasach zasilania węzłów analizowanej sieci, objętych skutkami awarii

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obs} , kW	Q_{obs} , kVar	ΔP_{obs} , kW	ΔQ_{obs} , kVar
29	2	9	29,47	14,74	5479	2055
48	4	8	43,07	25,84	4992	1872
548	5	48	11,37	6,82	2051	425
822	8	22	1,56	0,78	711	130
828	8	28	0,15	0,10	567	134
829	8	29	0,06	0,03	241	24
831	8	31	0,71	0,36	1263	224
873	8	73	4,65	3,26	1273	232
916	9	16	9,99	5,99	1190	203
920	9	20	1,31	0,79	1201	278
921	9	21	3,15	1,89	1193	358
957	9	57	6,12	3,67	2173	303
980	9	80	1,08	0,86	1099	209
981	9	81	61,56	26,49	1773	399
1312	13	12	0,54	0,38	712	135
1405	1	405	5,94	4,75	1358	237
1413	14	13	0,84	0,51	837	160
1514	15	14	2,90	2,03	992	175
1615	16	15	3,34	2,01	1112	187
1817	18	17	0,02	0,01	258	78
1918	19	18	0,05	0,04	458	118
2127	21	27	8,56	5,99	975	292
2223	22	23	0,19	0,13	531	94

cd. tabeli 8.3

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
2324	23	24	0,16	0,08	483	80
2349	2	349	8,85	6,19	2780	631
2425	24	25	0,33	0,20	283	60
2526	25	26	0,03	0,01	158	47
3132	31	32	0,34	0,24	714	169
3233	32	33	0,17	0,10	448	90
3271	3	271	6,88	4,13	1325	398
3334	33	34	0,03	0,02	248	50
4150	41	50	0,18	0,09	387	77
4190	4	190	2,88	2,01	1370	291
4241	42	41	0,19	0,13	250	75
4342	43	42	0,63	0,31	720	122
4443	44	43	2,14	1,28	1118	241
4544	45	44	0,56	0,34	1243	279
4645	46	45	1,14	0,80	1443	339
4746	47	46	7,14	5,71	1580	353
4847	48	47	5,84	3,51	1926	387
5251	52	51	1,64	0,82	696	108
5352	53	52	2,24	1,79	854	124
5436	5	436	0,49	0,24	821	184
5453	54	53	7,37	4,42	1169	187
5554	55	54	2,31	1,15	1326	219
5655	56	55	3,05	1,52	1626	249
5756	57	56	11,77	8,24	1911	277
6768	67	68	0,28	0,23	302	91
7069	70	69	1,27	0,64	439	118
7108	7	108	1,81	1,26	1064	174
7119	7	119	3,56	2,14	1581	281
7170	71	70	1,57	1,26	564	130
7271	72	71	4,29	2,58	764	150
7372	73	72	5,39	4,31	1073	212
7776	77	76	0,15	0,12	158	32
7877	78	77	0,68	0,41	358	52
7978	79	78	1,45	0,87	608	127
8079	80	79	3,47	1,73	941	193
8178	8	178	0,19	0,15	177	18
8195	8	195	0,42	0,21	1161	287
8291	8	291	10,54	5,27	1558	284
8292	8	292	29,10	25,51	1007	243
8338	8	338	1,83	0,91	1545	361
8339	8	339	0,34	0,24	483	129

cd. tabeli 8.3

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
9101	9	101	1,68	1,01	1013	232
9117	9	117	4,19	2,10	891	145
9120	9	120	3,23	1,94	648	167
9201	9	201	0,04	0,02	351	65
9208	9	208	0,60	0,48	1280	329
9376	9	376	21,61	10,80	1235	196
9409	9	409	0,04	0,02	200	40
9897	98	97	0,16	0,09	377	113
9998	99	98	1,19	0,95	577	153
10099	100	99	0,79	0,47	777	193
12358	12	358	0,56	0,39	505	94
17283	17	283	0,03	0,02	129	39
28167	28	167	1,11	0,55	367	94
43367	433	67	0,44	0,22	198	59
81544	81	544	7,73	5,41	1457	336
101100	101	100	0,35	0,21	933	224
107113	107	113	0,13	0,10	181	36
108107	108	107	0,31	0,24	409	59
113114	113	114	0,19	0,09	200	40
116115	116	115	0,43	0,30	477	95
117116	117	116	1,99	1,39	557	111
119126	119	126	0,95	0,76	1456	243
120121	120	121	0,35	0,24	491	120
121122	121	122	0,03	0,02	214	64
125140	125	140	1,68	1,01	947	180
126125	126	125	1,04	0,52	1072	205
135136	135	136	1,17	0,93	558	76
136137	136	137	0,02	0,01	200	40
136138	136	138	1,52	0,76	715	92
139135	139	135	0,11	0,06	158	16
140139	140	139	1,72	1,38	747	120
167168	167	168	0,09	0,07	158	32
175176	175	176	0,01	0,01	466	140
176177	176	177	0,14	0,11	546	156
177182	177	182	0,14	0,10	671	168
180179	180	179	1,68	0,84	2019	400
181180	181	180	0,91	0,46	1555	353
182181	182	181	0,20	0,10	1475	329
187191	187	191	0,13	0,10	627	122
188187	188	187	1,12	0,56	784	153
189188	189	188	1,07	0,85	984	213

cd. tabeli 8.3

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
190189	190	189	0,41	0,33	1184	253
191192	191	192	0,35	0,25	427	102
192193	192	193	0,10	0,06	297	89
193194	193	194	0,01	0,00	125	38
194199	194	199	0,11	0,08	362	72
195196	195	196	0,40	0,28	1036	274
196197	196	197	0,34	0,24	911	237
199198	199	198	0,21	0,10	502	114
201202	201	202	0,01	0,00	152	140
204203	204	203	0,00	0,00	91	18
205204	205	204	0,02	0,01	291	78
206205	206	205	0,36	0,18	801	231
207206	207	206	0,84	0,67	895	259
208207	208	207	0,27	0,19	1210	322
270175	270	175	0,36	0,18	630	189
271270	271	270	0,34	0,20	945	284
285284	285	284	0,24	0,12	360	72
286285	286	285	0,29	0,20	485	97
287288	287	288	2,97	2,37	1233	239
288289	288	289	2,53	2,02	1056	203
289290	289	290	0,60	0,36	856	183
290286	290	286	0,32	0,16	610	109
291287	291	287	3,35	1,68	1358	264
292293	292	293	3,22	2,58	807	203
293294	293	294	0,63	0,44	661	159
294295	294	295	0,93	0,65	395	79
295296	295	296	0,43	0,34	315	63
296297	296	297	0,04	0,03	158	16
329328	329	328	0,05	0,04	496	100
330329	330	329	0,10	0,06	371	87
330331	330	331	0,00	0,00	50	15
333332	333	332	0,01	0,01	125	38
334333	334	333	0,15	0,09	437	100
335334	335	334	0,35	0,28	637	140
336335	336	335	1,51	0,91	990	246
337336	337	336	0,56	0,28	1245	271
338337	338	337	3,99	3,19	1445	331
339340	339	340	0,21	0,10	358	92
340341	340	341	0,04	0,03	158	32
341330	341	330	0,15	0,11	250	75
349350	349	350	4,55	3,18	2633	616

cd. tabeli 8.3

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
350351	350	351	5,92	2,96	2010	492
351352	351	352	3,94	2,36	1930	476
352353	352	353	4,78	3,35	1730	436
353357	353	357	4,84	2,42	1505	413
356363	356	363	1,38	0,97	1217	341
357356	357	356	1,73	1,38	1362	384
358359	358	359	0,37	0,30	305	74
359360	359	360	0,06	0,05	125	38
362361	362	361	1,79	1,43	974	292
363362	363	362	1,13	0,79	1097	329
364365	364	365	0,48	0,39	858	137
365366	365	366	0,70	0,49	358	87
366367	366	367	0,03	0,02	200	40
367368	367	368	0,02	0,01	176	18
376377	376	377	5,42	3,80	1005	150
377378	377	378	0,19	0,12	506	51
380379	380	379	0,67	0,40	426	43
405364	405	364	0,64	0,39	1058	157
406407	406	407	0,01	0,01	122	24
408406	408	406	0,07	0,04	317	83
409408	409	408	0,33	0,23	566	133
434433	434	433	0,41	0,33	471	114
435434	435	434	0,63	0,38	624	145
436435	436	435	1,47	1,03	741	168
544545	544	545	0,59	0,35	1354	316
545546	545	546	0,85	0,42	1154	256
546547	546	547	0,05	0,04	754	136
547549	547	549	0,01	0,01	170	16
547550	547	550	0,08	0,05	500	102
550548	550	548	0,01	0,00	125	38
550551	550	551	0,02	0,01	248	40
551552	551	552	0,01	0,01	148	120

Oznaczenia:

P_{obc} – moc czynna przepływająca danym odcinkiem sieci; Q_{obc} – moc bierna przepływająca danym odcinkiem sieci; ΔP_{obc} – straty mocy czynnej w danym elemencie sieci; ΔQ_{obc} – straty mocy biernej w danym elemencie sieci

W tabeli 8.4 zapisano klasyfikatory ze zbioru klasyfikatorów, których warunki były zgodne z komunikatem zawierającym informacje o zaistniałej awarii. Jak wynika z tej tabeli, w zbiorze klasyfikatorów znaleziono (przy pomocy procedur przetwarzania komunikatów) dwa klasyfikatory zawierające użyteczne informacje,

w postaci konfiguracji tras zasilania dla niektórych węzłów sieci (pozbawionych zasilania wskutek analizowanej awarii linii 6-8 oraz 6-9). Informacje te wykorzystano przy tworzeniu punktu startowego dla hybrydowego algorytmu ewolucyjnego w postaci początkowej populacji wariantowych rozwiązań.

Zgodnie z ideą systemów klasyfikujących po procesie przetwarzania komunikatów następuje ocena wyłonionych klasyfikatorów, która polega na obliczeniu tzw. ofert klasyfikatorów, będących miarą ich przydatności do rozwiązania analizowanego zadania.

Oferta dla klasyfikatora numer 1 (tab. 8.4) obliczona według zależności (8.7) (podstawowa) i (8.8) (przeliczona z uwzględnieniem czynnika losowego) wyniosła odpowiednio $B_1 = 0,813$ oraz $EB_1 = 0,802$. Natomiast oferta dla klasyfikatora numer 2 (tab. 8.2) wyniosła odpowiednio: $B_2 = 0,823$ oraz $E_2 = 0,831$. Pozostałe wybrane wielkości charakteryzujące odszukane klasyfikatory zestawiono w tabeli 8.4. W kolumnie dotyczącej konfiguracji sieci zapisanej w wektorze inwersji zapisano tylko początkowe i końcowe elementy tego wektora (z uwagi na dużą liczbę elementów sieci – 556 węzłów).

Tabela 8.4. Klasyfikatory ze zbioru klasyfikatorów, których warunki były zgodne z komunikatem

Nr	Klasyfikatory		Siła	Dopasowanie
	warunek	akcja (zastępcza konfiguracja zapisana w wektorze inwersji)		
1.	(numery uszkodzonych elementów: linia 6_8) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania: 8,22,28,29,31,73,178,195,291,292,338,339,23,167,32,72,179,196,287,293,337,340,24,168,33,71,180,197,288,294,336,341,25,34,70,181,198,289,295,335,330,26,69,182,199,290,296,334,329,331,68,177,194,286,297,333,328,176,193,285,332,192,284,191,187,188)	5555,5555,5555,5555,5555,5555,5555,4,65,1,13,14,15,16,9,18,19,20,9,9,8,22,23,24,25,21,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38,39,40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51,52,53,54,55,56,57,9,59,60,450,5,61,62,63,64 ... 11,512,509,507,508,515,7,516,517,520,521,518,519,522,523,7,527,524,527,553,527530,537,1,531,532,533,534,535,538,7,1,539,540,541,542,81,544,545,546,550,547,547,550,551,7,7,554,7	10	0,465
2.	(numery uszkodzonych elementów: linia 6_9) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania: 9,16,20,21,57,80,81,101,117,120,138,201,208,376,409,15,19,27,5679,544,100,116,121,136,202,207377,408,14,18,55,78,545,99,115,122,135,137,206,378,406,13,17,54,77,546,98,114,205,379,407,12,283,53,76,547,97,204,380,358,52549,550,203,368,359,51,548,551360,50,552,361,362,363)	5555,5555,5555,5555,5555,5555,5555,6,25,7,13,14,15,16,9,293,17,18,19,9,8,22,23,24,20,26,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38,39,40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51,52,53,54,55,56,57,9,59,60,450,5,61,62,63,64, ... 521,518,519,522,523,7,527,524,527,553,527530,537,1,531,532,533,534,535,538,71539,540,541,542,81,544,545,546,550,547,547,550,551,7,7,554,7	10	0,493

liczbę 5555 – wykorzystano jako oznaczenie głównych punktów zasilających sieć, GPZI-GPZVII

Skutkiem oceny przydatności klasyfikatorów, jest zgodnie z zależnościami (8.6)-(8.9) przeliczenie podstawowego parametru określającego jakość danego klasyfikatora, jakim jest tzw. siła klasyfikatora. Wartość „siły” najlepiej ocenionego klasyfikatora jest z jednej strony pomniejszana o wartość oferty, jaką dany klasyfikator złożył, ale jednocześnie wielkość ta jest powiększana o wartość tzw. nagrody przekazywanej klasyfikatorowi.

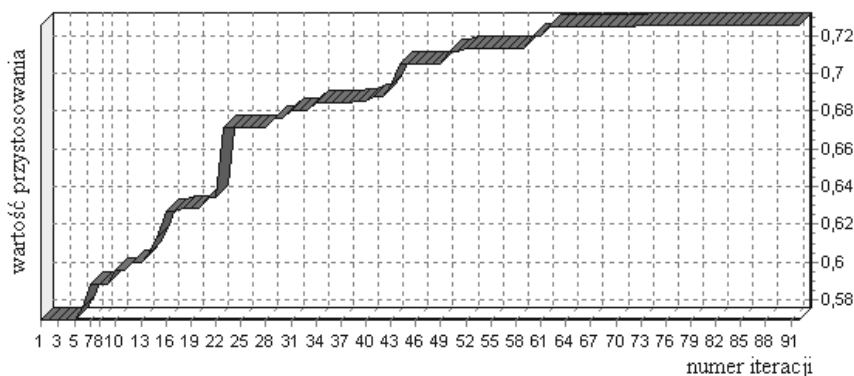
Tabela 8.5. Przeliczone wartości tzw. siły, użytecznie wykorzystanych klasyfikatorów

Nr	Klasyfikatory		Oferta	Siła
	warunek	akcja (zastępcza konfiguracja zapisana w wektorze inwersji)		
1.	(numery uszkodzonych elementów: linia 6_8) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania): 8,22,28,29,31,73,178,195,291,292,3 38,339,23,167,32,72,179,196,287,29 3,337,340,24,168,33,71,180,197,288 294,336,341,25,34,70,181,198,289,2 95,335,330,26,69,182,199,290,296,3 34,329,331,68,177,194,286,297,333, 328,176,193,285,332,192,284,191,1 87,188)	5555,5555,5555,5555,5555,5555,5555,4, 6,5,1,13,14,15,16,9,18,19,20,9,9,8,22,23, 24,25,21,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38,39, 40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51,52, 53,54,55,56,57,9,59,60,450,5,61,62,63,6 4,65, ... 3,504,505,510,11,512,509,507,508,515,7, 516,517,520,521,518,519,522,523,7,527,5 24,527,553,527,530,537,1,531,532,533,53 4,535,538,7,1,539,540,541,542,81,544,54 5,546,550,547,547,550,551,7,7,554,7	$B_1 =$ 0,813 $E_1 =$ 0,802	10,723
2.	(numery uszkodzonych elementów: linia 6_9) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania): 9,16,20,21,57,80,81,101,117,120,13 8,201,208,376,409,15,19,27,56,79,5 44,100,116,121,136,202,207,377,40 8,14,18,55,78,545,99,115,122,135,1 37,206,378,406,13,17,54,77,546,98, 114,205,379,407,12,283,53,76,547,9 7,204,380,358,52,549,550,203,368,3 59,51,548,551,360,50,552,361,362,3 63)	5555,5555,5555,5555,5555,5555,5555,6, 2,5,7,13,14,15,16,9,293,17,18,19,9,8,22, 23,24,20,26,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38, 39,40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51, 52,53,54,55,56,57,9,59,60,450,5,61,62,6 3,64, ... 20,521,518,519,522,523,7,527,524,527,5 53,527,530,537,1,531,532,533,534,535,5 38,7,1,539,540,541,542,81,544,545,546, 550,547,547,550,551,7,7,554,7	$B_2 =$ 0,823 $E_2 =$ 0,831	11,086
...	...	...	...	...
3	(numery uszkodzonych elementów: linie 6_8, równoległa do 6_8, 6_9) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania): 8,22,28,29,31,73,178,195,291,292,3 38,339,23,167,32,72,179,196,287,29 3,337, ... 380,358,52,549,550,203,368,359,51, 548,551,360,50,552,361,362,363)	5555,5555,5555,5555,5555,5555,5555,4, 2,5,1,13,14,15,16,9,293,17,18,19,9,8,22, 23,24,20,26,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38, 39,40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51, 52,53,54,55,56,57,9,59,60,450,5,61,62,6 3,64, ... 16,517,520,521,518,519,522,523,7,527,5 24,527,553,527,530,537,1,531,532,533,5 34,535,538,7,1,539,540,541,542,81,544, 545,546,550,547,547,550,551,7,7,554,7	—	10

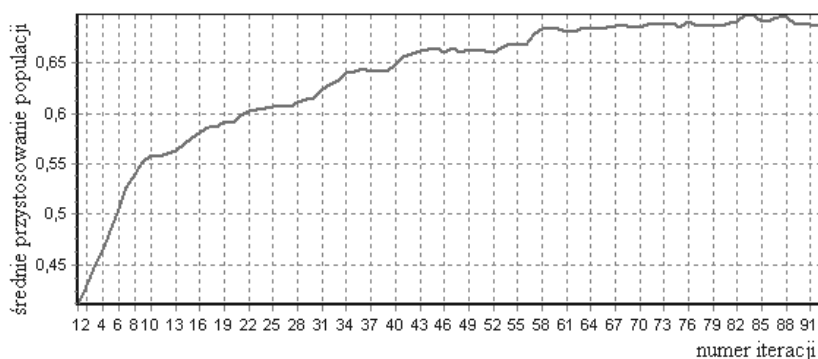
Celem przyjętych zasad rozliczania klasyfikatorów było to, aby zwiększać wartość wielkości określającej przydatność tym klasyfikatorom (w stopniu proporcjonalnym do użyteczności dostarczonych informacji), które dostarczyły użytecznych informacji w procesie poszukiwania rozwiązania.

Przeliczone (według podanych wcześniej zasad) wartości parametrów użytecznych klasyfikatorów zestawiono w tabeli 8.5. W tej tabeli, w ostatnim wierszu zawarto informację odnośnie odszukanego rozwiązania (poawaryjnej konfiguracji sieci) zapisaną w postaci odpowiednio przyjętej struktury klasyfikatorów.

Na rysunkach 8.10 oraz 8.11 przedstawiono przebieg procesu odszukiwania rozwiązania analizowanego zadania, dla przypadku obliczeń, przed rozpoczęciem których przy tworzeniu punktu startowego (jakim jest populacja początkowa) dla algorytmu ewolucyjnego, wykorzystano informacje zapisane w zbiorze klasyfikatorów.



Rys. 8.10. Zmiany przystosowania najlepszego rozwiązania (w danej iteracji) podczas obliczeń



Rys. 8.11. Zmiany średniego przystosowania populacji rozwiązań podczas kolejnych iteracji

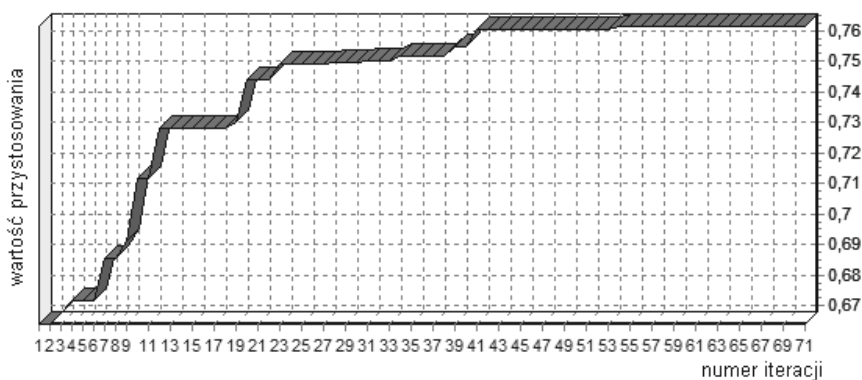
Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, iż w procesie formułowania zastępczych konfiguracji sieci przy uwzględnieniu własności niezawodnościowych elementów sieci można utworzyć populację użytecznych reguł, zawierającą rozwiązania dla wielu prawdopodobnych stanów awarii. Stwierdzono także, iż

wykorzystanie informacji o korzystnych konfiguracjach elementów sieci (ze zbioru klasyfikatorów), umożliwia zmniejszenie o ok. $40 \div 60$ liczby iteracji potrzebnych do uzyskania tych samych rezultatów. Zmniejszenie liczby iteracji można zauważyć porównując wykresy przedstawione na rysunkach 8.6 oraz 8.10.

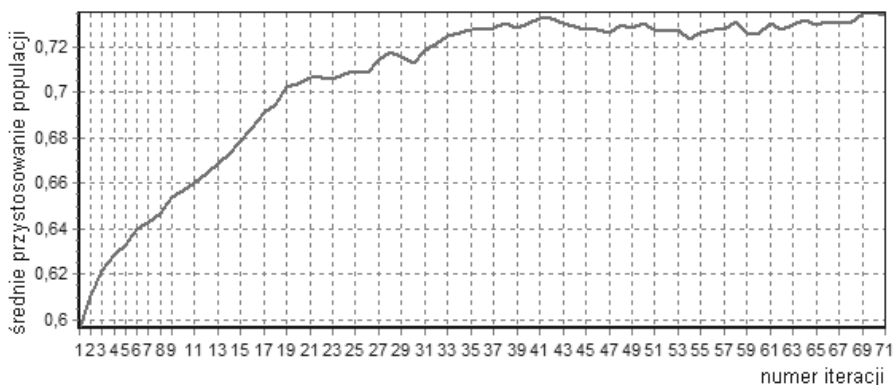
W dalszej części tekstu przedstawiono drugi przeanalizowany przypadek awarii (w rozpatrywanym układzie sieci dystrybucyjnej) obejmującej sekcję szyn zbiorczych GPZ nr 7 analizowanej sieci, wskutek której węzły odbiorcze zasilane poprzez linie pomiędzy węzłami 7 i 10, 7 i 118, 7 i 119, wychodzące z tej sekcji pozabawione zostały zasilania.

Obliczenia (podobnie jak w przykładzie wcześniejszym) wykonano w dwóch wariantach. W pierwszym przyjęto, iż jako punkt startowy obliczeń wykorzystano wygenerowaną losowo populację początkową, natomiast w wariancie drugim przy tworzeniu populacji początkowej uwzględniono informacje zakodowane w zbiorze klasyfikatorów.

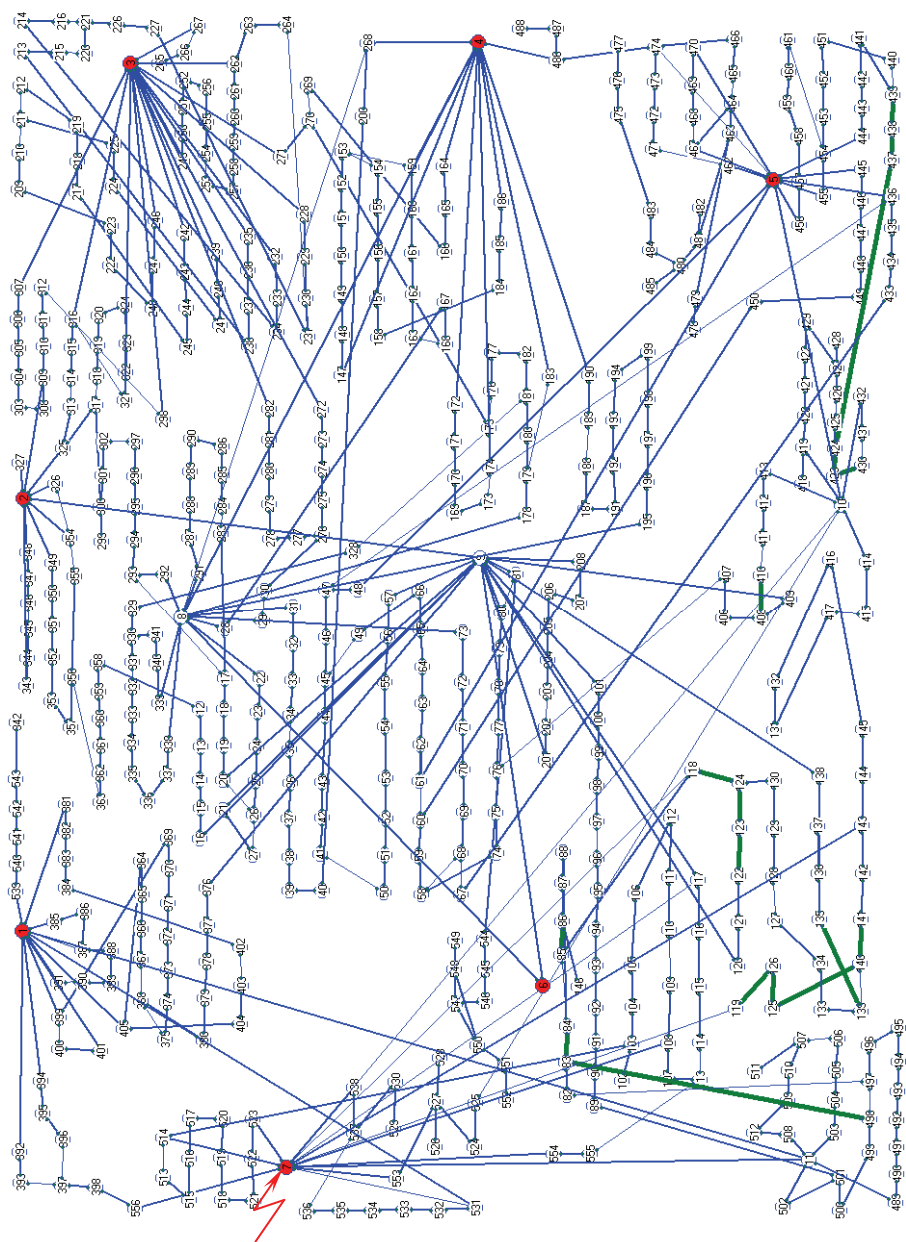
Na rysunkach 8.12 i 8.13 przedstawiono przebieg procesu odszukiwania zastępczej konfiguracji sieci dla pierwszego wariantu obliczeń.



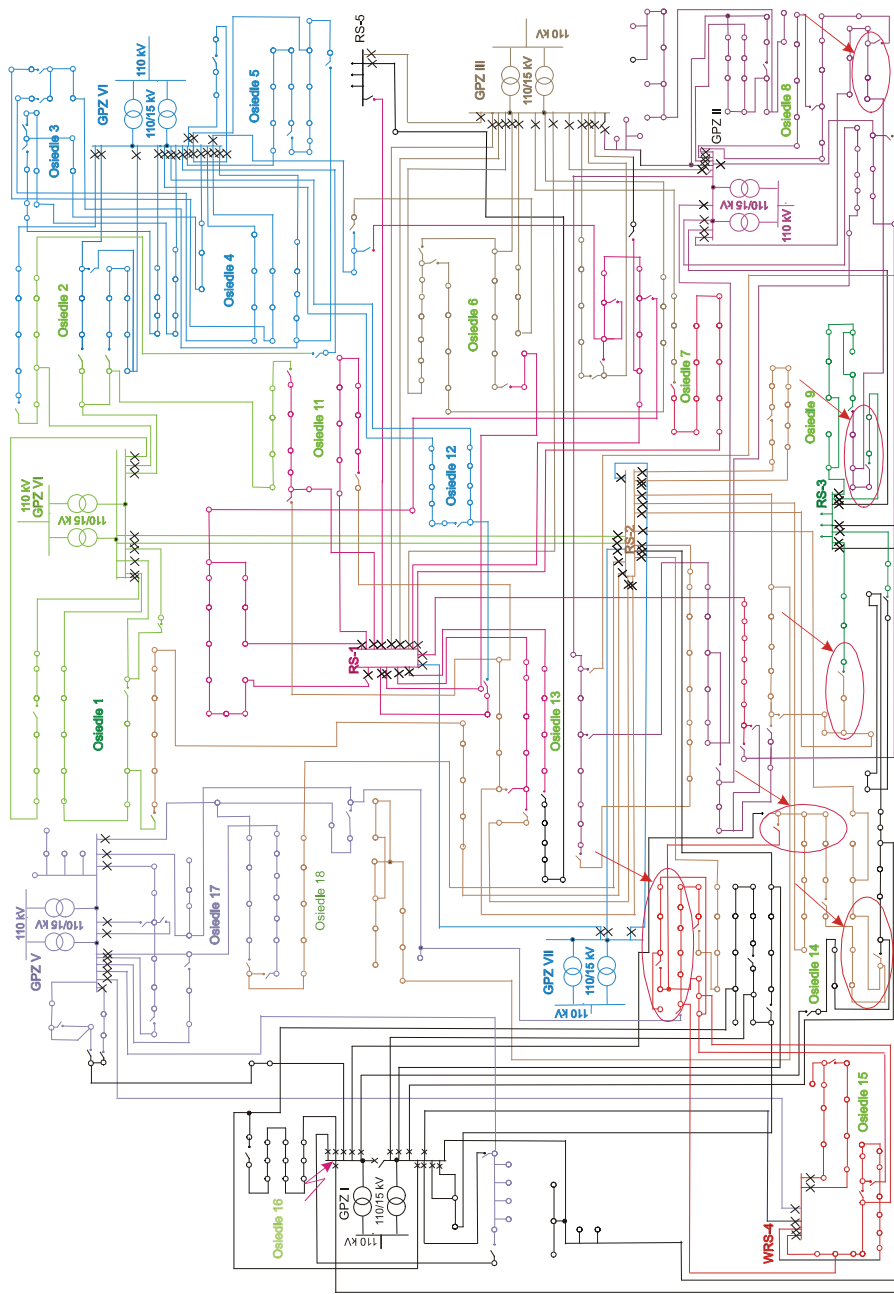
Rys. 8.12. Przebieg zmian przystosowania najlepszych rozwiązań podczas kolejnych iteracji



Rys. 8.13. Zmiany średniego przystosowania populacji rozwiązań podczas kolejnych iteracji



Rys. 8.14. Graf z wyznaczoną poawaryjną konfiguracją sieci dystrybucyjnej SN, dla rozpatrzonej awarii obejmującej jedną z sekcji szyn zbiorczych GPZ nr 7



Rys. 8.15. Schemat analizowanej sieci z zaznaczonymi zmianami w konfiguracji sieci (wyznaczona liczba zmian punktów rozcięć w sieci = 8, obliczone straty mocy 2421 kW, maksymalne odchylenie napięcia 3,16%)

Na rysunkach 8.14 oraz 8.15 zaprezentowano w postaci graficznej wyznaczoną zastępczą konfigurację sieci dystrybucyjnej dla rozpatrywanego przypadku stanu awarii w konfiguracji sieci (w stosunku do konfiguracji sieci sprzed awarii) zaznaczono poprzez pogrubienie narysowanych zielonym kolorem niektórych elementów sieci.

Obliczoną dla wyznaczonego rozwiązania wartość funkcji celu oraz oceny dotyczące poszczególnych kryteriów (z wyliczonymi wartościami funkcji przynależności) przedstawiono w tabeli 8.6.

Tabela 8.6. Obliczone wyniki wielkości, charakteryzujące odszukaną zastępczą konfigurację sieci

Uwzględnione kryteria optymalizacyjne	Wartość rzeczywista	Wartość przeliczona
Kryterium minimalizacji liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_1 = 0,25$)	Liczba zmian punktów rozcięć w sieci: 8	Wartość funkcji przynależności: $u_1(x) = 0,750$
Kryterium maksymalizacji poziomu niezawodności dostaw energii, poprzez maksymalizację wypadkowego współczynnika niezawodności najsłabszej trasy zasilania w zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_2 = 0,25$)	Wartość wypadkowego współczynnika niezawodności najsłabszej (pod tym względem) trasy zasilania: 0,997034	Wartość funkcji przynależności: $u_2(x) = 0,734$
Kryterium minimalizacji odchyłeń napięcia w węzłach analizowanej sieci dystrybucyjnej (wartość przyjętej wagi $w_3 = 0,2$)	Wartość odchylenia napięcia (w odniesieniu do U_n) w jednym z węzłów odbiorczych sieci: 3,16%	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_3(x) = 0,679$
Kryterium minimalizacji strat technicznych w analizowanej sieci dystrybucyjnej (wartość przyjętej wagi $w_4 = 0,1$)	Obliczona wartość strat mocy czynnej w sieci: 2421 kW	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_4(x) = 0,719$
Kryterium minimalizacji współczynnika obciążenia najbardziej obciążonych elementów w zastępczej konfiguracji sieci (wartość przyjętej wagi $w_5 = 0,2$)	Obliczona wartość współczynnika obciążenia grupy najbardziej obciążonych elementów sieci: 0,673	Uzyskana wartość funkcji przynależności: $u_5(x) = 0,934$
Uzyskana wartość funkcji celu	0,765	

Obliczone rozprawy mocy oraz obliczone napięcia węzłowe dla wyznaczonej poawaryjnej konfiguracji sieci (zawężone do fragmentu sieci objętego skutkami awarii) zaprezentowano w tabelach 8.7 oraz 8.8.

Tabela 8.7. Rezultaty obliczeń poziomów napięć wyznaczone dla węzłów objętych skutkami awarii

Numer węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_i , %	φ , rad
10	2745	1029	14800	1,33	0,3588
82	883	177	14818	1,22	0,1974
83	1203	261	14820	1,20	0,2133
84	120	24	14819	1,20	0,1974
85	802	164	14531	3,13	0,2022
86	562	92	14527	3,16	0,1630
87	200	40	14814	1,24	0,1974
88	515	103	14815	1,23	0,1974
118	882	172	14535	3,10	0,1930
119	125	38	14718	1,88	0,2915
123	1393	280	14667	2,22	0,1985
124	1303	253	14551	2,99	0,1920
125	634	101	14724	1,84	0,1578
126	509	76	14719	1,87	0,1480
127	125	38	14678	2,14	0,2915
128	91	27	14532	3,12	0,2915
129	171	43	14533	3,11	0,2481
130	296	68	14535	3,10	0,2268
133	450	90	14684	2,11	0,1974
134	325	78	14681	2,13	0,2341
139	747	120	14691	2,06	0,1589
140	834	161	14739	1,74	0,1906
146	362	72	14526	3,16	0,1974
410	311	62	14892	0,72	0,1974
411	80	16	14797	1,35	0,1974
412	307	61	14799	1,34	0,1974
413	432	86	14800	1,33	0,1974
414	467	87	14777	1,49	0,1836
415	200	60	14767	1,56	0,2915
418	125	38	14756	1,63	0,2915
419	1452	291	14757	1,62	0,1978
420	1131	234	14744	1,71	0,2039
421	881	209	14732	1,79	0,2328
422	756	184	14723	1,85	0,2386

cd. tabeli 8.7

Numer węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	U_w , V	δU_i , %	φ , rad
423	248	65	14788	1,41	0,2553
424	659	124	14789	1,41	0,1858
425	231	23	14788	1,42	0,0997
426	211	42	14711	1,92	0,1974
427	554	123	14712	1,92	0,2190
428	218	44	14711	1,93	0,1974
429	605	139	14716	1,89	0,2252
430	200	60	14787	1,42	0,2915
431	158	32	14746	1,69	0,1974
432	394	79	14762	1,59	0,1974
437	937	179	14839	1,08	0,1892
438	1199	206	14857	0,96	0,1698

Oznaczenia:

P_o – moc czynna odbierana w węzłach sieci; Q_o – moc bierna odbierana w węzłach sieci; U_w – napięcie węzłowe; δU_i – odchylenie napięcia w danym węźle analizowanej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN; φ – kąt przesunięcia fazowego między prądem a napięciem.

Tabela 8.8. Rezultaty obliczeń rozplywu mocy wyznaczone w trasach zasilania węzłów analizowanej sieci, które objęte były skutkami awarii

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
69	6	9	18,45	11,07	3020	1133
111	1	11	5,47	2,74	1550	581
510	5	10	44,23	30,96	2745	1029
5444	5	444	13,54	9,47	2992	515
7143	7	143	13,87	6,93	2533	523
8288	82	88	0,09	0,07	515	103
8382	83	82	0,14	0,10	883	177
8384	83	84	0,00	0,00	120	24
8586	85	86	0,20	0,16	562	92
8887	88	87	0,02	0,02	200	40
9120	9	120	31,49	18,89	2041	447
9138	9	138	11,81	7,08	1462	211
9409	9	409	1,17	0,59	1077	235
10413	10	413	0,01	0,01	432	86

cd. tabeli 8.8

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
10414	10	414	0,85	0,68	467	87
10419	10	419	5,10	3,57	1452	291
10432	10	432	1,22	0,73	394	79
11502	11	502	18,62	9,31	4049	847
11885	118	85	0,24	0,19	802	164
49883	498	83	1,83	0,92	1203	261
86146	86	146	0,02	0,02	362	72
120121	120	121	5,06	3,54	1884	400
121122	121	122	1,64	0,98	1607	344
122123	122	123	1,22	0,98	1393	280
123124	123	124	11,92	9,53	1303	253
124118	124	118	1,10	0,55	882	172
124130	124	130	0,38	0,23	296	68
125126	125	126	0,23	0,12	509	76
126119	126	119	0,01	0,01	125	38
129128	129	128	0,01	0,01	91	27
130129	130	129	0,02	0,01	171	43
133134	133	134	0,06	0,04	325	78
134127	134	127	0,03	0,02	125	38
135139	135	139	2,63	1,31	747	120
136135	136	135	3,08	2,46	905	135
138136	138	136	5,10	2,55	1305	195
139133	139	133	0,28	0,17	450	90
140125	140	125	0,74	0,45	634	101
141140	141	140	0,98	0,68	834	161
142141	142	141	6,85	3,43	1080	185
143142	143	142	9,58	6,71	1205	223
408410	408	410	0,18	0,14	311	62
409408	409	408	0,78	0,54	877	195
412411	412	411	0,01	0,01	80	16
413412	413	412	0,03	0,03	307	61
414415	414	415	0,16	0,11	200	60
419418	419	418	0,01	0,01	125	38
419420	419	420	1,21	0,73	1131	234
420421	420	421	0,82	0,57	881	209
421422	421	422	0,55	0,28	756	184
422429	422	429	0,35	0,18	605	139
423430	423	430	0,02	0,01	200	60

cd. tabeli 8.8

Numer linii	Węzeł nr 1	Węzeł nr 2	P_{obc} , kW	Q_{obc} , kVar	ΔP_{obc} , kW	ΔQ_{obc} , kVar
424423	424	423	0,01	0,01	248	65
424425	424	425	0,02	0,01	231	23
427426	427	426	0,01	0,01	211	42
427428	427	428	0,01	0,01	218	44
429427	429	427	0,17	0,08	554	123
432431	432	431	0,20	0,16	158	32
437424	437	424	2,67	1,87	659	124
438437	438	437	1,37	0,68	937	179
439438	439	438	2,22	1,11	1199	206
441439	441	439	1,32	0,79	1762	262
442441	442	441	1,45	0,87	2028	315
443442	443	442	4,96	2,48	2422	433
444443	444	443	4,51	3,15	2547	471
499498	499	498	0,83	0,50	1528	358
500499	500	499	0,54	0,32	1728	378
501500	501	500	0,34	0,17	1928	438
502501	502	501	13,62	9,54	3884	830

Oznaczenia:

P_{obc} – moc czynna przepływająca danym odcinkiem sieci; Q_{obc} – moc bierna przepływająca danym odcinkiem sieci; ΔP_{obc} – straty mocy czynnej w danym elemencie sieci; ΔQ_{obc} – straty mocy biernej w danym elemencie sieci

W dalszej części zaprezentowano rezultaty obliczeń dla tego samego zadania, przed rozpoczęciem których uwzględniono przydatne dla analizowanego stanu awarii sieci informacje pozyskane z wykorzystaniem procedur przetwarzania klasyfikatorów. System klasyfikujący wykorzystując zbiór utworzonych wcześniej reguł poprzez układ przetwarzania komunikatów, sprawdza zgodność klasyfikatorów z wygenerowanym komunikatem oraz dokonuje oceny klasyfikatorów.

W tabeli 8.9 zapisano klasyfikatory, których warunki były zgodne z komunikatem zawierającym informacje o zaistniałej awarii. Jak wynika z tej tabeli, w zbiorze klasyfikatorów znaleziono dwa klasyfikatory zawierające użyteczne informacje (pomocne w procesie poszukiwania rozwiązania analizowanego zadania), w postaci konfiguracji tras zasilania dla niektórych węzłów sieci (pozbawionych zasilania wskutek rozpatrywanej awarii sekcji szyn zbiorczych w GPZ nr 7).

Dla klasyfikatorów, które złożyły swoje oferty podczas tzw. „procesu przetargu” zmieniono (zgodnie z przedstawionymi wcześniej zasadami) wartość tzw. „siły” (określającej przydatność informacji zakodowanych w klasyfikatorze), przy uwzględnieniu przyjętych zasad zachowywania użytecznych klasyfikatorów oraz sukcesywnego wycofywania mało użytecznych klasyfikatorów.

Tabela 8.9. Klasyfikatory ze zbioru klasyfikatorów, których warunki były zgodne z komunikatem

Nr	Klasyfikatory		Siła	dopa- so- wanie
	warunek	akcja (zastępcza konfiguracja zapisana w wektorze inwersji)		
1.	(numery uszkodzonych elementów: 7_10) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania): 10,413,414,419,432,412,415,418,420,431,411,421,430,410,422,423,429,424,427,425,437,426,428,438)	5555,5555,5555,5555,5555,5555,5555,6,6,5,1,13,14,15,16,9,18,19,20,9,9,8,22,23,24,25,21,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38,39,40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51,52,53,54,55,56,57,959,60,450,5,61,62,63,64 ... 512,509,507,508,515,7,516,517,520,521,518,519,522,523,7,527,524,527,553,527,530,537,1,531,532,533,534,535,538,7,1,539,540,541,542,81,544,545,546,550,547,547,550,551,7,7554,7	11,038	0,522
2.	(numery uszkodzonych elementów: 7_10,7_118) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania): 10,413,414,419,432,412,415,418,420,431,411,421,430,410,422,423,429,424,427,425,437,426,428,438,118,85,124,84,123,130,83,129,82,128,88,87,86,146	5555,5555,5555,5555,5555,5555,5555,6,6,5,1,13,14,15,16,9,18,19,20,9,9,8,22,23,24,25,21,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38,39,40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51,52,53,54,55,56,57,959,60,450,5,61,62,63,64,65 ... 10,11,512,509,507,508,515,7,516,517,520,521,518,519,522,523,7,527,524,527,553,527,530,537,1,531,532,533,534,535,538,7,1,539,540,541,542,81,544,545,546,550,547,547,550,551,7,7554,7	10,0	0,826

Oferta dla klasyfikatora numer 1 (tab. 8.9) obliczona według zależności (8.7) i (8.8) wyniosła odpowiednio $B_1 = 0,919$ oraz $EB_1 = 0,941$. Natomiast oferta dla klasyfikatora numer 2 (tab. 8.9) wyniosła odpowiednio $B_2 = 0,939$ oraz $E_2 = 0,937$.

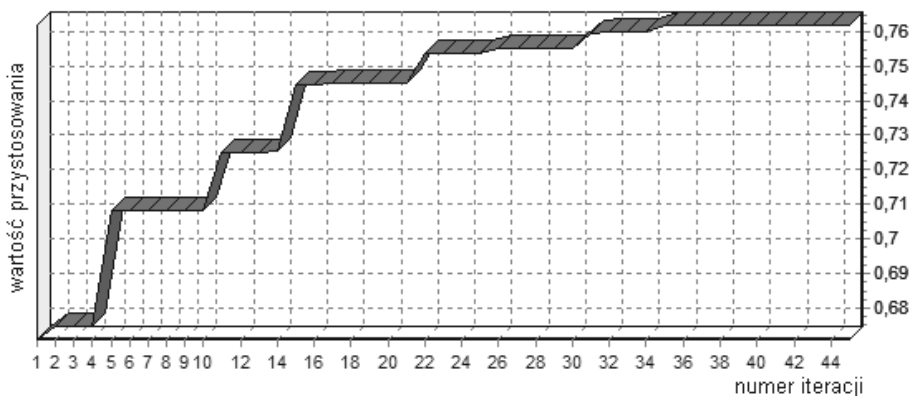
Na podstawie podanych wartości ofert można zauważyć, że wyższą końcową ofertę przedstawił klasyfikator numer 1, mimo iż klasyfikator numer 2 charakteryzował się wyższym tzw. dopasowaniem (wynikającym z liczby węzłów, dla których odczytano z danego klasyfikatora warianty tras zasilania) do komunikatu opisującego stan awarii analizowanej sieci dystrybucyjnej. Ten wynik można wyjaśnić obliczaniem ofert klasyfikatorów, przy uwzględnieniu czynnika losowego (którego zasadność stosowania wyjaśniono w punkcie 8.2) uwzględnionym w równaniu (8.8). Wybrane wielkości charakteryzujące odszukane klasyfikatory zestawiono w tabeli 8.9.

Przeliczone (według podanych wcześniej zasad) wartości parametrów użytecznych klasyfikatorów zestawiono w tabeli 8.10. W tej tabeli w ostatnim wierszu zawarto informację odnośnie odszukanego rozwiązania (poawaryjnej konfiguracji sieci) zapisaną w postaci odpowiedniej struktury klasyfikatora.

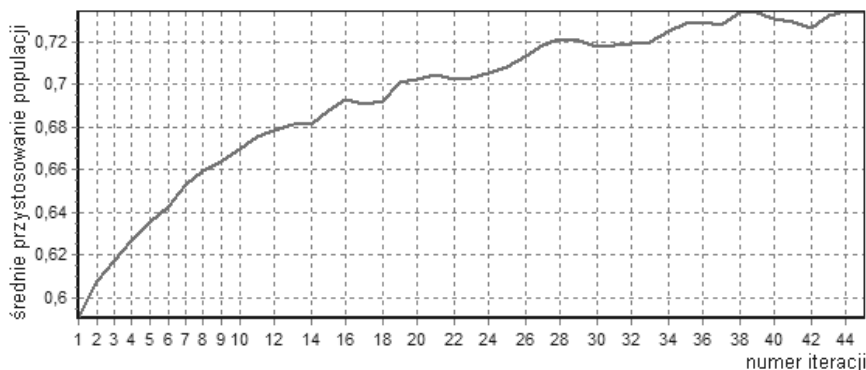
Na rysunkach 8.16 oraz 8.17 przedstawiono przebieg procesu odszukiwania rozwiązania, w którego początkowym etapie realizacji wykorzystano informacje odczytane ze zbioru klasyfikatorów.

Tabela 8.10. Przeliczone wartości tzw. siły aktywnych klasyfikatorów

Nr	Klasyfikatory		Oferta	Siła
	warunek	akcja (zastępcza konfiguracja zapisana w wektorze inwersji)		
1.	(numery uszkodzonych elementów: 7_10) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania): 10,413,414,419,432,412,415, 418,420,431,411,421,430,410 422,423,429,424,427,425,437 426,428,438)	5555,5555,5555,5555,5555,5555,6, 6,5,1,13,14,15,16,9,18,19,20,9,9,8,22,23, 24,25,21,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38,39, 40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51,52, 53,54,55,56,57,9,59,60,450,5,61,62,63,6 4 ... 12,509,507,508,515,7,516,517,520,521,5 18,519,522,523,7,527,524,527,553,527,5 30,537,1,531,532,533,534,535,538,7,1,5 39,540,541,542,81,544,545,546,550,547, 547,550,551,7,7,554,7	$B_1 = 0,919$ $EB_1 = 0,940$	12,017
2.	(numery uszkodzonych elementów: 7_10,7_118) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania): 10,413,414,419,432,412,415, 418,420,431,411,421,430,410 422,423,429,424,427,425,437 426,428,438,118,85,124,84,1 23,130,83,129,82,128,88,87,8 6,146	5555,5555,5555,5555,5555,5555,6, 6,5,1,13,14,15,16,9,18,19,20,9,9,8,22,23, 24,25,21,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38,39, 40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51,52, 53,54,55,56,57,9,59,60,450,5,61,62,63,6 4 ... 12,509,507,508,515,7,516,517,520,521,5 18,519,522,523,7,527,524,527,553,527,5 30,537,1,531,532,533,534,535,538,7,1,5 39,540,541,542,81,544,545,546,550,547, 547,550,551,7,7,554,7	$B_2 = 0,939$ $EB_2 = 0,937$	10,819
...	...	...	...	...
3.	(numery uszkodzonych elementów: 7_118, 7_10,7_119) oraz (numer węzłów pozbawionych zasilania): 118,85,124,84,123,130,83,12 9,82,128,88,87,86,146,10,413 414,419,432,412,415,418,420 431,411,421,430,410,422,423 429,424,427,425,437,426,428 438,119,126,125,140,139,133 134,127)	5555,5555,5555,5555,5555,5555,6, 6,5,1,13,14,15,16,9,18,19,20,9,9,8,22,23, 24,25,21,8,8,276,8,31,32,33,36,37,38,39, 40,200,42,43,44,45,46,47,48,5,66,51,52, 53,54,55,56,57,9,59,60,450,5,61,62,63,6 4 ... 11,512,509,507,508,515,7,516,517,520,5 21,518,519,522,523,7,527,524,527,553,5 27,530,537,1,531,532,533,534,535,538,7 1,539,540,541,542,81,544,545,546,550,5 47,547,550,551,7,7,554,7	—	10,0



Rys. 8.16. Przebieg zmian przystosowania najlepszych rozwiązań podczas obliczeń



Rys. 8.17. Zmiany średniego przystosowania populacji podczas kolejnych iteracji

Wykorzystanie nabytej wiedzy (zakodowanej w klasyfikatorach) umożliwia w porównaniu do wariantu obliczeń z generowaną losowo populacją początkową wyznaczenie rozwiązania w znacząco krótszym czasie (uzyskano skrócenie czasu obliczeń o ok. 40%).

W opracowanej metodzie istnieje także możliwość określania zastępczych powaryjnych konfiguracji sieci, przy uwzględnieniu braku zasilania niektórych węzłów sieci. Sytuacje takie mogą występować w przypadku zbyt małej przepustowości sieci lub braku powiązań strukturalnych pomiędzy niektórymi węzłami sieci dystrybucyjnej.

W przypadku takich sytuacji, w układzie sieciowym, celem prowadzonych poszukiwań jest wyznaczenie konfiguracji sieci minimalizującej skutki awarii, zapewniającej zasilanie możliwie jak największej liczbie odbiorców, przy uwzględnieniu kategorii określającej wymagania odbiorców w zakresie pewności dostaw energii.

W niniejszym rozdziale przeanalizowano problemy obliczeniowe związane z wyznaczaniem konfiguracji sieci dystrybucyjnej dla określonych stanów awarii sieci

(które mogą wynikać z uszkodzeń elementów sieci, ich przeciążeń czy też przekroczeń dopuszczalnych odchylen napięcia w węzłach elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej).

Zastępcze konfiguracje wyznaczone były przy wykorzystaniu algorytmu ewolucyjnego współpracującego z systemem klasyfikującym. W początkowym etapie realizowanych tą metodą obliczeń realizowane są procedury przetwarzania i oceny klasyfikatorów. Dla czytelności tych przykładów przyjęto, iż proces określania aktywnych klasyfikatorów (klasyfikator składa się z warunku oraz własnego komunikatu) ograniczony będzie do odszukiwania w zbiorze klasyfikatorów tych, których warunki były zgodne (bezpośrednio) z komunikatem opisującym zaistniałą w sieci awarię. Etap przetwarzania klasyfikatorów można ponadto (co zauważył autor pracy) rozbudować o poszukiwanie klasyfikatorów o cechach podobnych do tych określonych jako aktywne (jak zaznaczono na schemacie blokowym algorytmu obliczeniowego z rys. 8.1). Podobieństwo klasyfikatorów do klasyfikatora określonego uprzednio jako aktywny może być określane poprzez sprawdzanie czy w zbiorze klasyfikatorów są takie, które zawierają informacje o modyfikacjach trasach zasilania (zapisanych w aktywnym klasyfikatorze) węzłów odbiorczych fragmentu sieci dotkniętego skutkami awarii.

Szczegółowo polegałoby to na poszukiwaniu takich klasyfikatorów (w zbiorze klasyfikatorów), które w części opisującej ich warunek miałyby wpisane numery węzłów (niezawarte w komunikacie opisującym awarię sieci), których trasy zasilania różniłyby się od konfiguracji zapisanych w aktywnym klasyfikatorze. Taka modyfikacja zwiększałaby ilość informacji (o konfiguracjach połączeń analizowanej sieci) pozyskiwanych ze zbioru klasyfikatorów, polepszając jakość i różnorodność populacji alternatywnych rozwiązań i stanowiąc punkt startowy dla procesu realizowanego przez algorytm ewolucyjny.

9. PODSUMOWANIE

W niniejszej pracy przedstawiono rezultaty badań autora dotyczące porównania (możliwości i ograniczeń zastosowania) analitycznych i symulacyjnych metod oceny niezawodności złożonych strukturalnie elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. W wyniku przeprowadzonej analizy autor pracy stwierdził, iż dobrą alternatywą dla stosowanych metod analitycznych (charakteryzujących się m.in. przyjmowanymi w nich założeniami upraszczającymi oraz złożonymi modelami matematycznymi) mogą być metody symulacyjne, w tym metody bazujące na technice Monte Carlo, a także metoda oparta na sieciach Petriego [152, 153, 155, 166]. Metoda ta umożliwia analizę i ocenę niezawodności układów elektroenergetycznych których elementy charakteryzują się różnymi rozkładami funkcji niezawodności.

Autor pracy stwierdził także, iż w przypadku realizacji analiz niezawodnościowych sieci elektroenergetycznych, w których przydatna byłaby także informacja o optymalnym poziomie niezawodności układu, mogą być użyteczne metody oparte są na zastosowaniu teorii algorytmów ewolucyjnych. W niniejszej pracy przedstawiono możliwości zastosowania metod symulowanej ewolucji do oceny niezawodności sieci dystrybucyjnych oraz optymalnego zarządzania (ze szczególnym uwzględnieniem stanów awarii) infrastrukturą złożonych systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Istotnym celem pracy było opracowanie metod symulacyjnych do optymalizacji (przy uwzględnieniu kryteriów umożliwiających optymalne wykorzystanie infrastruktury sieciowej) procedur przywracania zasilania w awaryjnych warunkach pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Nowe, proponowane metody, oparte są na algorytmach tzw. symulowanej ewolucji, do których zalicza się m.in. algorytmy genetyczne i ewolucyjne oraz systemy klasyfikujące uczące się.

Systemy klasyfikujące wykorzystują zalety algorytmów genetycznych oraz procedury umożliwiające realizację procesu nabywania przez system doświadczeń. W konsekwencji tego rodzaju procesów, możliwe jest kreowanie zbioru reguł decyzyjnych, które można wykorzystać do szybkiego wyznaczania rozwiązań (analizowanych zadań) dla występujących stanów awaryjnych w analizowanych układach technicznych.

W przypadku rozległych i złożonych systemów dystrybucyjnych o dużej liczbie elementów, w stanach awarii mogą istnieć możliwości przywracania zasilania części lub wszystkim odbiorcom poprzez czynności łączeniowe, zmieniające konfigurację pracy sieci dystrybucyjnych. Proponowana metoda może być stosowana w przypadku rozwiązywania problemów optymalizacji pracy bardzo złożonych strukturalnie sieci dystrybucyjnych, w przypadku których optymalizacja przy pomocy tradycyjnych metod jest bardzo trudna lub wręcz niemożliwa do realizacji, ze względu na dostępny czas trwania obliczeń. Ograniczenie czasu zapotrzebowanego na wykonanie obliczeń, dotyczących wyznaczania zastępczych konfiguracji sieci dystrybucyjnych, związane jest z minimalizacją czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców.

Zastosowane podejście obliczeniowe charakteryzuje się stosunkowo szybkim uzyskiwaniem rozwiązań (optymalnych lub przynajmniej supoptymalnych) przy

mniejszym nakładzie pracy (przygotowanie danych obliczeniowych, złożone i czasochłonne algorytmy obliczeniowe) niż w klasycznych metodach programowania matematycznego. W pracy wykorzystano metody naukowe należące do klasy metod sztucznej inteligencji (algorytmy genetyczne i ewolucyjne oraz system klasyfikujący i zaproponowano rozwiązanie problemu optymalizacji poawaryjnych konfiguracji złożonych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Metoda zaproponowana przez autora ma za zadanie wspomaganie w podejmowaniu decyzji (dotyczących zmian łączeniowych) operatorów złożonych systemów dystrybucyjnych w stanach awarii (szczególnie w przypadkach awarii, których skutki obejmują rozległe fragmenty sieci), poprzez wyznaczanie scenariuszy czynności łączeniowych (tworzących zastępcze konfiguracje), przy uwzględnieniu m.in. kryteriów, takich jak:

- minimalizacja czasów trwania przerw w zasilaniu odbiorców,
- minimalizacja liczby czynności łączeniowych prowadzących do uzyskania zastępczej konfiguracji sieci,
- zapewnienie zasilania jak największej liczbie odbiorców,
- minimalizacja odchyień napięcia w węzłach sieci,
- minimalizacja kosztów związanych z niedostarczoną energią elektryczną.

Przy określaniu poprawności rozwiązań uwzględniono warunki ograniczające, wynikające z wymogów technicznych poprawnej pracy sieci dystrybucyjnej.

Analizując wyniki przeprowadzonych badań autor stwierdził, iż zastosowana metoda umożliwia stosunkowo szybkie (umożliwiające zastosowanie tej metody w systemach bieżącego zarządzania pracą sieci) wskazywanie najlepszych dla zaistniałych warunków, operacji łączeniowych zmieniających konfigurację sieci. Efektywność zaproponowanej metody (zdaniem autora) związana jest m.in. z wykorzystaniem wiedzy zapisanej w zbiorze klasyfikatorów w procesie poszukiwania rozwiązania, oraz z wykorzystaniem efektywnego algorytmu ewolucyjnego współpracującego ze zbieżnym algorytmem lokalnego poszukiwania.

Na podstawie wykonanych analiz stwierdzono, iż na czasochłonność odszukiwania optymalnych rozwiązań przy zastosowanej metodzie wpływają m.in. takie czynniki, jak: liczebność elementów analizowanej sieci, liczebność i jakość rozwiązań zwartych w populacji początkowej.

Wykonując dla analizowanych układów dystrybucyjnych symulacje stanów awaryjnych i odszukując zastępcze konfiguracje sieci, przy uwzględnieniu właściwości niezawodnościowych elementów sieci, czasów eksploatacji oraz zmian obciążenia, można wykreować zbiór dobrych reguł, które mogą znacząco ułatwić w przyszłości efektywne wyznaczanie najkorzystniejszych w danych warunkach zmian w konfiguracji analizowanych sieci.

Rezultaty badań można wykorzystać do utworzenia procedur decyzyjnych zarządzania układami elektroenergetycznymi sieci dystrybucyjnych, uwzględniających niezawodność i strukturę połączeń elementów sieci oraz ich obciążenia.

W ramach wykonanych badań uzyskano następujące wymienionej poniżej rezultaty:

1. Porównano możliwości i ograniczenia zastosowań analitycznych i symulacyjnych metod oceny niezawodności złożonych strukturalnie sieci elektroenergetycznych.
2. Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, iż możliwe i użyteczne jest zastosowanie metod (wykorzystujących algorytmy ewolucyjne), które oprócz oceny niezawodności analizowanych układów sieci elektroenergetycznych umożliwiają także optymalizację poziomu niezawodności tych układów.
3. Opracowano komputerowe modele struktur wybranych sieci dystrybucyjnych, umożliwiające przeprowadzenie symulacyjnych badań pracy sieci w stanach awarii.
4. Opracowano metodę optymalizacji poawaryjnych konfiguracji sieci dystrybucyjnych opartą na wykorzystaniu hybrydowego algorytmu, składającego się ze specjalizowanego algorytmu ewolucyjnego oraz algorytmu lokalnego poszukiwania, uwzględniającego istotne z punktu widzenia eksploatacji tych sieci kryteria optymalizacyjne.
5. Zaproponowano wykorzystanie systemu klasyfikującego uczącego się współpracującego z hybrydowym algorytmem ewolucyjnym do efektywnego i szybkiego wyznaczania zastępczych konfiguracji sieci.
6. Utworzono na podstawie opracowanej metody aplikację komputerową, pozwalającą na weryfikację możliwości opracowanych procedur odszukiwania zastępczych konfiguracji złożonych systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej.
7. Przedstawiono rezultaty obliczeń optymalizacyjnych (które wykonano z wykorzystaniem opracowanych przez autora metod) dotyczących wyznaczania poawaryjnych konfiguracji sieci dystrybucyjnej SN, składającej się z 556 węzłów miejskiej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN (sieć dystrybucyjna SN średniej wielkości miasta).

Uzyskane w ramach wykonanych badań rezultaty, w postaci opracowanych procedur tworzenia najefektywniejszych konfiguracji pracy urządzeń sieciowych, można wykorzystać jako element dużo bardziej złożonych systemów informatycznych stosowanych w sieciach dystrybucyjnych energii elektrycznej. Według poglądów prezentowanych w literaturze przedmiotu zastosowanie zintegrowanych systemów informatycznych wspomagania zarządzania siecią (dotyczy to zarówno sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej) doprowadzić ma do zoptymalizowania procesów decyzyjnych operatora systemu i w efekcie do osiągnięcia wymaganego poziomu usług, przy minimalizacji nakładów na utrzymanie sieci i urządzeń w stanie gwarantującym dostarczanie energii elektrycznej o wymaganych parametrach, w ilości zapotrzebowanej przez odbiorców.

Tematykę oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych oraz optymalizację konfiguracji poawaryjnych sieci dystrybucyjnych SN – zdaniem autora – nie można uznać za wyczerpaną i zakończoną. Dotyczy to w szczególności dalszego rozwoju metod oceny niezawodności, jak również większej (obszerniejszej) informacji o stanach eksploatacyjnych linii elektroenergetycznych. Wy-

maga to dalszego rozwoju infrastruktury technicznej i informatycznej, pozwalającej na śledzenie bieżących (eksploatacyjnych) stanów linii.

Problematyka niniejszej pracy w istotny sposób związana jest z tematyką informatycznych systemów zarządzania, przeznaczonych do wykorzystania w tzw. sieciach inteligentnych. Sieci inteligentne wykorzystują efektywne metody i narzędzia do konfiguracji rozplwy mocy dla zwiększenia niezawodności przy zastosowaniu zaawansowanej automatyki dla zapewnienia cech samonaprawialności oraz umożliwiają efektywną eksploatację urządzeń [97, 98].

Literatura

1. Al-shaher M., Sabry M., Saleh A.: *Fault location in multi-ring distribution network using artificial neural network*. Electrical Power Systems Research 64 (2003), pp. 87-92.
2. Amjady N.: *Evaluation of power systems reliability by an artificial neural network*. IEEE Transactions on Power Systems, February 1999, pp. 287-292.
3. Arabas J.: *Wykłady z algorytmów ewolucyjnych*. WNT, Warszawa 2004.
4. Asgarpour S., Mathine M.: *Reliability evaluation of distribution systems with non-exponential down times*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp. 579-584.
5. Augugliaro A., Dusonchet L., Mangione S.: *An efficient greedy approach for minimum loss reconfiguration of distribution networks*. Electrical Power Systems Research 35 (1995). pp. 167-176.
6. Augugliaro A., Dusonchet L., Sanseverino E.: *Multiobjective service restoration in distribution networks using an evolutionary approach and fuzzy sets*. Electrical Power and Energy Systems, May 2000, pp. 103-110.
7. Bachorek W., Burlakou-Smirnov Y., Kopacz G.: *Wybrane kierunki rozwoju elektroenergetycznych sieci rozdzielczych w świetle aktualnych wymagań niezawodności zasilania*. VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Optymalizacja w elektroenergetyce OPE'05”. Jachranka, 29-30 września 2005, s. 231-239.
8. Baczyński D.: *Optymalizacja struktur miejskich sieci niskiego napięcia metodami ewolucyjnymi*. Archiwum Energetyki tom XXXI (2002), nr 1-2, s. 95-119.
9. Bai X., Asgarpour S.: *Fuzzy-based approaches to substation reliability evaluation*, Electric Power System Research, No. 69 (2004), p. 197-204.
10. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Sierociński T.: *Znaczenie niezawodności sieci rozdzielczych w nowych warunkach*. XII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata, 8-10 czerwca 2005 roku.
11. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Tejchman B.: *Niezawodność zasilania odbiorców z sieci średniego napięcia*. „Rynek Energii” nr 2, kwiecień 2010, s. 9-15.
12. Bargiel J., Goc W., Szewc B., Paska J.: *Computer tools for estimation of the transmission and distribution networks unreliability*. 4th International Scientific Conference „Efficiency and power quality of electrical supply of industrial enterprises”, Wrocław, 2003, pp. 189-193.
13. Bi T., Ni Y., Shen C.M., Wu F.: *An on-line distributed intelligent fault section estimation system for large-scale power networks*. Electrical Power Systems Research 62 (2002), pp. 173-182.
14. Bi T., Wen F.: *Distributed fault section estimation system using radial basis function neural network and its companion fuzzy system*. Electrical Power and Energy Systems 25 (2003), pp. 377-386.
15. Billinton R., Lian G.: *A new technique for active minimal cut set selection used in substation reliability evaluation*, Electric Power Systems Research, Vol. 35, No. 5 (1995), pp. 797-805.

16. Billinton R., Lian G.: *Station Reliability Evaluation Using a Monte Carlo Approach*, IEEE-PES Summer Meeting, Seattle, No. 92, 1992.
17. Billinton R., Wang P.: *Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November 1998, pp. 1245-1250.
18. Billinton R., Wang P.: *Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, May 1999, pp. 397-403.
19. Billinton R., Zhang W.: *Cost related reliability evaluation of bulk power systems*. Electrical Power and Energy Systems, 2001, pp. 99-112.
20. Brown R., Ochota J.: *Distribution system reliability: default data and model validation*. IEEE Transactions on Power Systems, May 1998, pp. 704-709.
21. Brożek J.: *Optymalizacja elektroenergetycznych sieci promieniowych*. XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa. Aktualne Problemy w Elektroenergetyce. Jurata 13-15 czerwca 2007, s. 185-192.
22. Brzózka M., Frąckowiak R.: *Koncepcja modelu do analizy zawodności sieci SN*. Konferencja Naukowa „Modelowanie i symulacja 2002” Kościelisko, 24-28 czerwca 2002.
23. Buriak J.: *Planowanie rozwoju sieci dystrybucji energii elektrycznej na obszarach miejskich*. XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa. Aktualne Problemy w Elektroenergetyce. Jurata 13-15 czerwca 2007, s. 169-175.
24. Burrell P., Inman D.: *An expert system for the analysis of faults in an electricity supply network: problems and achievements*. Computers in Industry (1998), pp. 113-123.
25. Cegielski M.: *Sieci i systemy elektroenergetyczne*. PWN, Warszawa 1979.
26. Chojnacki A.: *Analiza niezawodności urządzeń elektroenergetycznych w sieciach rozdzielczych SN*. Rozprawa doktorska, 2004.
27. Cukrowski J., Stępień J.C.: *Możliwości zastosowania rozszerzonych sieci Petriego do analizy niezawodności zasilania odbiorników potrzeb własnych elektrowni*. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Potrzeby własne elektrowni. Eksploatacja – remonty”. Słok, 20 października 1993, s. 209-212.
28. Cukrowski J.A., Stępień J.C.: *Methods of heat systems modeling and operational reliability evaluation*. Modeling & Control, B, Vol. 40, No. 2, 1991, pp. 49-63.
29. Ćurčić S., Ozveren C.S., Crowe L., Lo P.K.: *Electric power distribution network restoration: a survey of papers and a review of the restoration problem*. Electric Power System Research, No. 35 (1996), pp. 73-86.
30. Dialynas E.N., Michos D.G.: *Impact of supply restoration procedures on the reliability performance of power distribution systems*. Electrical Power Systems Research 39 (1996), pp. 111-121.
31. Fan J., Borlase S.: *The Evolution of Distribution*. IEEE Power & Energy. Vol. 7, No. 2, March/April 2009.
32. Filipiak S.: *Koncepcja systemu wspomagającego operatorów systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej w sytuacjach awarii*. „Przegląd Elektrotechniczny”, lipiec 2008, s. 142-145.

33. Filipiak S.: *Algorytm obliczeniowy systemu wspomagającego podejmowanie decyzji przez operatorów systemów dystrybucyjnych w stanach awaryjnych*. „Rynek Energii”, czerwiec 2008, s. 41- 47.
34. Filipiak S.: *Metoda wyznaczania optymalnych zmian w konfiguracji sieci dystrybucyjnych SN w sytuacjach awarii*. „Przegląd Elektrotechniczny”, kwiecień 2008, s. 126-129.
35. Filipiak S.: *Optymalizacja poawaryjnych konfiguracji miejskich sieci kablowych średniego napięcia*. „Energetyka” Zeszyt tematyczny nr VIII, czerwiec 2006, s. 150-155.
36. Filipiak S.: *Optymalizacja poawaryjnych konfiguracji złożonych układów sieci elektroenergetycznych SN*, przy pomocy uczącego się systemu doradczego. XIII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Jurata 13-15 czerwca 2007.
37. Filipiak S.: *Optymalizacja poziomu niezawodności konfiguracji elementów przesyłania energii elektrycznej od GPZ-tów do węzłów odbiorczych sieci dystrybucyjnej SN*. Monografia „Metody i systemy komputerowe w automatyce i elektrotechnice”, Wydawnictwa Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2005, s. 93-96.
38. Filipiak S.: *Optymalizacja rozwoju i modernizacji terenowych sieci dystrybucyjnych*. „Rynek Energii”, sierpień 2008, s. 25- 32.
39. Filipiak S.: *Optymalizacja wybranych problemów modernizacji i eksploatacji systemów dystrybucyjnych energii z wykorzystaniem metod symulowanej ewolucji*. „Wiadomości Elektrotechniczne” Nr 2/2010.
40. Filipiak S.: *Strukturalna ocena niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych sieci rozdzielczych z zastosowaniem zmodyfikowanego algorytmu genetycznego*. Archiwum Energetyki, tom XXXIII (2004), s. 113-133.
41. Filipiak S.: *Zastosowanie algorytmu ewolucyjnego do oceny niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych*, XII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata, 8-10 czerwca 2005 r., t. IV, s. 207-214.
42. Filipiak S.: *Zastosowanie genetycznego systemu uczącego się do optymalizacji konfiguracji układów sieci elektroenergetycznych*, „Energetyka”, kwiecień 2007, s. 263-268.
43. Filipiak S.: *Zastosowanie metody wykorzystującej algorytm ewolucyjny do optymalizacji rozwoju terenowych sieci dystrybucyjnych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” Nr 1/2009, s. 14-19.
44. Fishman G.: *Symulacja komputerowa*. PWE, Warszawa 1981.
45. Flueck A., Li Z.: *Destinction: Perfection*. IEEE Power & Energy. Vol. 6, No. 6, November/December 2008.
46. Fukuyama Y.: *Parallel genetic algorithm for service restoration in electric power distribution systems*. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 18, No. 2, 1996, pp. 111-119.
47. Gacek Z., Duda D., Przygodzki M.: *Zarządzanie czasem eksploatacji obiektów sieciowych w aspekcie bezpieczeństwa elektroenergetycznego*. „Energetyka”, zeszyt tematyczny nr VIII, czerwiec 2006, s. 165-170.
48. Grl J., Sun D., Auila-Rosales R.: *Wanted: A More Intelligent Grid*. IEEE Power & Energy. Vol. 7, No. 2, March/April 2009.

49. Glodberg D.E.: *Algorytmy genetyczne i ich zastosowania*. WNT, Warszawa 2003.
50. Goel L., Ou Y.: *Reliability worth assessment in radial distribution systems using the Monte Carlo simulation technique*, Electric Power System Research No. 51, 1999 s. 197-204.
51. Gohokar V.N., Khedkar M.K., Dhole G.M.: *Formulation of distribution reconfiguration problem using network topology: a generalized approach*. Electrical Power Systems Research 69 (2004), s. 305-310.
52. Grabski F., Jaźwiński J.: *Funkcje o losowych argumentach w zagadnieniach niezawodności bezpieczeństwa i logistyki*. WKŁ, Warszawa 2009.
53. Horak J., Gawlak A., Szkutnik J.: *Sieć jako zbiór elementów*. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1998.
54. Horak J.: *Sieci elektryczne*. Część 3. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 1990, s. 232.
55. Huang Y.-C.: *Enhanced-genetic-algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration*. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution – Volume 149, Issue 05. September 2002, pp. 615-622.
56. Ipakchi A., Albuyeh F.: *Grid of the Future*. IEEE Power & Energy. Vol. 7, No. 2, March/April 2009.
57. Irving M.R., Luan W.P., Daniel J.S.: *Supply restoration in distribution networks using a genetic algorithm*. Electrical Power and Energy Systems 24, 2002, pp. 447-457.
58. Jasicki Z., Kierzkowski Z.: *Algorytmy obliczeń elektroenergetycznych na maszynach cyfrowych*. WNT, Warszawa 1968.
59. Jota. P., Islam S., Wu T., Ledwich G.: *A class of hybrid intelligent system for fault diagnosis in electric power systems*. Neurocomputing 23 (1998), pp. 207-224.
60. Kacejko P.: *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
61. Kamrat W.: *Metoda wielokryterialnej oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce*. „Elektroenergetyka”, nr 4, 2001.
62. Kamrat W.: *Metodologia oceny efektywności inwestowania na lokalnym rynku energii*. Seria Monografie nr 5, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 1999.
63. Kamrat W.: *Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce*. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2004.
64. Kamrat W.: *Metody oceny efektywności inwestowania*. „Rynek Energii”, nr 6, 2002.
65. Kashem M. A., Jasmon G.B., Mohamed A., Moghavvemi M.: *Artificial neural network approach to network reconfiguration for loss minimization in distribution networks*. Electrical Power & Energy Systems, Vol. 20, No. 4, May 1998, pp. 247-258.
66. Kashem M., Jasmon G., Ganapathy V.: *A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization*. Electrical Power and Energy Systems, 2000, pp. 269-276.
67. Kashem M.A., Ganapathy V., Jasmon G.B.: *A geometrical approach for network reconfiguration based loss minimization in distribution systems*. Electrical Power and Energy Systems 23 (2001), pp. 295-304.

68. Kelly J., Ruse G.: *The Right Combination*. IEEE Power & Energy. Vol. 6, No. 6, November/December 2008.
69. Khushalani S., Solanki J.M., Schulz N.N.: *Optimized Restoration of Unbalanced Distribution Systems*. Power Systems, IEEE Transactions on Volume: 22, Issue: 2, 2007, pp. 624-630.
70. Kopociński B.: *Zarys teorii odnowy i niezawodności*. PWN, Warszawa 1973.
71. Korczyński W.: *Matematyczne podstawy niektórych metod sieciowych*. Wydawnictwo WSP, Kielce 2000.
72. Kowalski Z., Hanzelka Z.: *Dopuszczalne wahania napięcia*. Jakość i Użytkowanie Energii Elektrycznej, z. 1., 1997.
73. Kowalski Z., Mieński R., Pawełek R., Wasiak I.: *Komputerowe systemy pomiarowe do badania jakości energii elektrycznej*. Rozdział 19 monografii pt. „Problemy systemów elektroenergetycznych”. PAN, Komitet Elektroenergetyki, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2003, s. 501-525.
74. Kowalski Z., Stępień J.: *Ocena skutków awarii linii kablowych 15 kV*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata, 11-13 czerwca 2003, tom 1, s. 145-151.
75. Kowalski Z.: *Asymetria w układach elektroenergetycznych*. PWN, Warszawa 1987.
76. Kowalski Z.: *Jakość energii elektrycznej*. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 2007.
77. Kowalski Z.: *Jakość i użytkowanie energii elektrycznej*. „Energetyka” 10/2000, s. 510-513.
78. Kowalski Z.: *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*. Wydawnictwa Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992.
79. Kowalski Z.: *Szósta międzynarodowa konferencja „Jakość i użytkowanie energii elektrycznej*. „Energetyka” 2003, Nr 6, s. 422-427.
80. Kowalski Z.: *Wahania napięcia w układach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 1985.
81. Kozuchowski J.: *Informatyka, sterowanie i zarządzanie w elektroenergetyce*. PWN, Warszawa 1979.
82. Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, tom I, PWN, Warszawa 1994.
83. Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, tom II, PWN, Warszawa 1994.
84. Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, tom I, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2004.
85. Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, tom II, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2004.
86. Kujszczyk S.: *Nowoczesne metody obliczeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczych*. WNT, Warszawa 1981.
87. Kulakarni A.: *Knowledge-based methodology for intelligent sequence switching, fault identification and service restoration of distribution system*. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 19, No. 2, 1997, s. 119-124.

88. Kulczycki J.: *Ograniczanie strat energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych*. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Poznań 2002.
89. Kulczycki J.: *Optymalna lokalizacja łączników zdalnie sterowanych w rozległych sieciach średniego napięcia*. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Optymalizacja w elektroenergetyce, OPE’03”, Jachranka 9-10 października 2003 r., s. 71-78.
90. Kulczycki J.: *Rozwój elektroenergetycznych sieci rozdzielczych – przegląd problemów optymalizacji*. VI Konferencja Naukowo-Techniczna Optymalizacja w elektroenergetyce OPE’05”. Jachranka, 29-30 września 2005, s. 249-256.
91. Kumar Y., Das B., Sharma J.: *Multiobjective, Multiconstraint Service Restoration of Electric Power Distribution System With Priority Customers*. Power Delivery, IEEE Transactions on, Vol. 23, Issue: 1, 2008, pp. 261-270.
92. Laudyn D., Maksymiuk J.: *Jakość i niezawodność w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 1996.
93. Lin C.-H.: *Distribution network reconfiguration for load balancing with a coloured petri nets algorithm*. IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution – Volume 150, Issue 03. May 2003, pp. 317-324.
94. Luan W.P., Irving M.R., Daniel J.S.: *Genetic algorithm for supply restoration and optimal load shedding in power system distribution networks*. IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution – Volume 149, Issue 02. March 2002, pp. 145-159.
95. MacDonald J.D.: *The next-generation grid — energy infrastructure of the future*, IEEE Power & Energy. Vol. 7, No. 2, March/April 2009.
96. Maksymiuk J.: *Niezawodność maszyn i urządzeń elektrycznych*. Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2003.
97. Malko J.: *Sieci Inteligentne – zasady i technologie*. „Rynek Energii” nr 3, czerwiec 2009, s. 13-21.
98. Malko J.: *Sieci inteligentne jako czynnik kształtowania sektora energii elektrycznej*. „Rynek Energii” nr 2, kwiecień 2010, s. 33-39.
99. Marzecki J.: *Metody optymalizacji stosowane do projektowania komputerowego rozwoju elektroenergetycznych sieci rozdzielczych*. „Energetyka”, marzec 1993, s. 60-63.
100. Marzecki J.: *Miejskie sieci elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa 2003.
101. Meeuwssen J., Kling W.: *Effects of preventive maintenance on circuit breakers and protection systems upon substation reliability*, Electric Power System Research No. 40, 1997, pp. 181-288.
102. Michajłow W.: *Niezawodność zasilania zakładów przemysłowych*. WNT, Warszawa 1976.
103. Michalewicz Z.: *Algorytmy genetyczne + struktury danych = programy ewolucyjne*, WNT, Warszawa, 1999.
104. Migdalski J.: *Podstawy strukturalnej teorii niezawodności. Wstęp do niezawodności systemów ogólnych*. Wydawnictwa Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 1978.

105. Migdalski J.: *Poradnik niezawodności. Podstawy matematyczne*. Wydawnictwo Przemysłu maszynowego WEMA, Warszawa 1982. Inżynieria niezawodności. ZETOM, Warszawa 1994.
106. Niebrzydowski J., Hołdyński G.: *Analiza odkształceń prądów i napięć zasilających w wiejskich sieciach elektroenergetycznych niskiego napięcia*. „Wiadomości Elektrotechniczne”, t. 74, nr 10, 2006, s. 12-16.
107. Niebrzydowski J., Hołdyński G.: *Koncepcja modelu neuronowego do estymacji technicznych strat mocy w terenowych sieciach elektroenergetycznych niskiego napięcia*. XII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata, 8-10 czerwca 2005, s. 141-149.
108. Niebrzydowski J., Hołdyński G.: *Metody badań pomiarowych w wiejskich stacjach transformatorowych*. Materiały konferencji MKM, Białystok 1999.
109. Niebrzydowski J., Hołdyński G.: *Ocena parametrów jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom wiejskim na podstawie wyników badań*. Materiały IV Konferencji Naukowo-Technicznej „Jakość i użytkowanie energii elektrycznej” (JUEE'97), Kraków 1997.
110. Niebrzydowski J., Twardy L.: *Problems of development planning of electric power networks of different voltages with regard of dispersed generation and commercialisation of Polish Power Industry*. 2003, T. 9, z. 1, s. 67-73, Jakość i Użytkowanie Energii Elektrycznej.
111. Niebrzydowski J., Twardy L.: *Research results analysis of voltage and current asymmetry in electric low voltage rural network system*. Materiały VII Międzynarodowej Konferencji „Jakość energii elektrycznej” (JAWÉ'2000), Kołobrzeg 2000.
112. Niebrzydowski J.: *Interaction method of numerical modeling of rural power networks*. Wydawnictwo Politechniki Białostockiej, Electricity 11, Białystok 1992.
113. Niebrzydowski J.: *Metody matematyczne estymacji wybranych stanów pracy wiejskich sieci elektroenergetycznych*. Rozprawy Naukowe, Wydawnictwo Politechniki Białostockiej, 2001.
114. Niebrzydowski J.: *Sieci elektroenergetyczne*. Skrypt, Wydawnictwo Politechniki Białostockiej, 1997.
115. Parol M., Baczyński D.: *Algorytmy ewolucyjne w analizie niezawodności zasilania węzłów sieciowych 110 kV*. Aktualne problemy w elektroenergetyce. Jurata, 6-8 czerwca 2001, t. I, s. 291-300.
116. Parol M., Żebrowski W.: *Systemy monitoringu i sterowania pracą elektroenergetycznych sieci rozdzielczych*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE03”, Gdańsk-Jurata, 11-13 czerwca 2003.
117. Parol M.: *Load flows in MV electric power distribution networks with use of evolutionary algorithms and probabilistic rules*. Archives of Electrical Engineering, Vol. LI, No. 4, 2002.
118. Parol M.: *Optimization of electrical distribution network configuration by means of evolution algorithms*. Archiwum Energetyki, Vol. XXVIII, No. 1-2, 1999, pp. 71-82.

119. Parol M.: *Optymalizacja konfiguracji sieci elektroenergetycznych wielokrotnie zamkniętych 110 kV za pomocą adaptacyjnych technik ewolucyjnych*. Zeszyt „Elektryka” nr 126, OWPW, 2003.
120. Paska J., Bargiel J., Goc W., Sowa P.: *Niezawodność systemu elektroenergetycznego a jakość energii elektrycznej*. „Rynek Energii” 5(30), 2000.
121. Paska J., Bargiel J., Oleksy A.: *Ocena niezawodności systemu przesyłowego. Program TRELSS narzędziem do wspomagania planowania rozwoju i eksploatacji systemu przesyłowego*. Konferencja Naukowo-Techniczna „Optymalizacja w elektroenergetyce”, Jachranka, 4-5 październik 2001, s. 9-15.
122. Paska J.: *Generation system reliability and its assessment*. “Archiwum Energetyki”, Nr 1-2, 1999.
123. Paska J.: *Metodyka oceny niezawodności wytwarzania i przesyłu w warunkach rynku energii elektrycznej*. „Rynek Energii”, Nr 3, 2000.
124. Paska J.: *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
125. Paska J.: *Nowe trendy w analizie niezawodności systemu elektroenergetycznego*. „Aktualne problemy w elektroenergetyce”. Jurata, 6-8 czerwca 2001, t. I, s. 275-282.
126. Paska J.: *Ocena niezawodności układów zasilania energią elektryczną*. „Przegląd Elektrotechniczny” 11, 2002, s. 257-264.
127. Petri C.A.: *Concepts of net theory*, MFCS: P. of Symp. & Summer School, Strbske Pleso, Bratislava 1973, pp. 137-146.
128. Piwiński Ł., Pawełek R.: *Ocena jakości zasilania odbiorców przyłączonych do wiejskich sieci elektroenergetycznych*. V Międzynarodowe Seminarium Polsko-Ukraińskie. Problemy Elektroenergetyki, Łódź, 11-12 czerwca 2007, s. 69-75.
129. PN-EN 50160. Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
130. PN-EN 61000-3-2. Kompatybilność elektromagnetyczna. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornik ≤ 16 A).
131. Popczyk J.: *Nieciągłość zasilania z sieci rozdzielczych*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1980.
132. Popczyk J.: *Polska elektroenergetyka 2009*. „Rynek Energii”, nr 2/2009, s. 1-18.
133. Popczyk J.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. Skrypt Politechniki Śląskiej, nr 948. Gliwice 1980.
134. Popczyk J., Żmuda K.: *Sieci elektroenergetyczne. Ocena stanu i optymalizacja według podejścia probabilistycznego*. Skrypt Politechniki Śląskiej, nr 1612. Gliwice 1991.
135. Popczyk J.: *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych*. WNT. Warszawa 1991.
136. Popczyk J., Horak J.: *Eksploatacja elektroenergetycznych sieci rozdzielczych zagadnienia oceny stanu pracy i obsługi ruchowej*. WNT, Warszawa 1985.

137. Popczyk J.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe (zagadnienia wybrane)*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1984.
138. Praca zbiorowa: *Poradnik inżyniera elektryka*, tom 3, WNT, Warszawa 1997.
139. Prażewska M.: *Podstawy niezawodności*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 1989.
140. Queiroz L., Lyra C.: *Adaptive hybrid genetic algorithm for technical loss reduction in distribution networks under variable demands*. IEEE Transactions on power systems, Vol. 24, No. 1, February 2009, pp. 445-453.
141. Ramirez-Rosado I., Bernal-Agustin J.: *Reliability and Costs Optimization for Distribution Networks Expansion Using an Evolutionary Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, February, 2001, pp. 111-118.
142. Rei A., Leite da Silva A., Jardim J., Carlos de Oliveira J.: *Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations*. IEEE Transactions on Power Systems, February 2000, pp. 189-195.
143. Rutkowska D., Piliński M., Rutkowski L.: *Sieci neuronowe, algorytmy genetyczne i systemy rozmyte*. PWN, Warszawa 1997.
144. Shahidehpour M.: *Energy Efficiency - perfect power system techniques and applications*. IEEE Power & Energy. Vol. 6, No. 6, November/December 2008.
145. Sołowjew A.D.: *Analityczne metody w teorii niezawodności*. WNT, Warszawa 1983.
146. Sozański J.: *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*. WNT, Warszawa 1990.
147. Sozański J.: *Niezawodność urządzeń i układów elektroenergetycznych*. PWN, Warszawa 1974.
148. Sozański J.: *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa 1992.
149. Sroczan E.: *Zastosowanie systemu IT do optymalizacji kosztów zasilania energią elektryczną*. „Rynek Energii” nr 1, 2008.
150. Stadnicki J.: *Teoria i praktyka rozwiązywania zadań optymalizacji*. WNT, Warszawa 2006.
151. Starke P.H.: *Sieci Petri*. WNT, Warszawa 1987.
152. Stępień J.C., Blank S., Stobiecki A.: *Symulacja stanów niezawodnościowych systemów elektroenergetycznych za pomocą sieci Petriego*. III Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i Systemy Komputerowe w Automatyce i Elektrotechnice”, Częstochowa/Poraj, 17-18 września 1999.
153. Stępień J.C., Blank S.: *Reliability evaluation of complex power electric systems*. Proceeding of Seminar on Electrical Engineering Beskidy 2000. Polish Scientific Society for Theoretical and Applied Electrical Engineering. Conference Archives, Vol. 11, 2000. Istebna – Pietraszonka, 25-28 September 2000, s. 93-99.
154. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S., Filipiak S.: *Analiza sezonowości awarii elementów systemu elektroenergetycznego*. IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i systemy komputerowe w elektrotechnice”. Częstochowa-Poraj, 17-18 września 2001, Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej nr 153, Elektrotechnika 16, t. 1, s. 68-70.

155. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S., Filipiak S.: *Wykorzystanie sieci Petriego do analizy niezawodnościowej elementów systemu elektroenergetycznego*. V Konferencja Naukowo-Techniczna „Zastosowanie Komputerów w Elektrotechnice”, Poznań-Kiekrz, 10-12 kwietnia 2000, t. 1, s. 211-214.
156. Stępień J.C.: *Analiza niezawodności elementów systemu energetycznego na przykładzie systemu ciepłowniczego*. Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Elektryka nr 30, Kielce 1994.
157. Stępień J.C.: *Analiza niezawodności elementów systemu energetycznego na przykładzie systemu ciepłowniczego*. Monografia, Kielce 1995.
158. Stępień J.C.: *Charakterystyka planowanych prac eksploatacyjnych elektroenergetycznych sieci rozdzielczych i ich skutków*, „Przegląd Elektrotechniczny” 7/2008, s. 162-165.
159. Stępień J.C.: *Evaluation methods of power engineering objects reliability function*. Proceeding of Seminar on Electrical Engineering Beskidy 2000. Polish Scientific Society for Theoretical and Applied Electrical Engineering. Conference Archives vol. 11, 2000, Istebna – Pietraszonka, 25-28 September 2000, pp. 85-92.
160. Stępień J.C.: *Intensywność awarii w funkcji czasu eksploatacji linii kablowych 15 kV wykonanych w izolacji z papieru i polietylenu*, „Przegląd Elektrotechniczny” Konferencje, rok 3, nr 1/2005, s. 250-252.
161. Stępień J.C.: *Kompleksowy model niezawodnościowy głównych punktów zasilających 110/15 kV*, „Przegląd Elektrotechniczny” 4/2008, s. 128-131.
162. Stępień J.C.: *Metody oceny strukturalnej niezawodności systemów elektroenergetycznych*. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, nr 16. II Sympozjum Naukowe PTETiS „Wybrane zagadnienia elektrotechniki i elektroniki WZEE ‘2001’”. Gdańsk, 28-30 maja 2001, s. 145-150.
163. Stępień J.C.: *Modele probabilistyczne niezawodności linii kablowych wykonanych w izolacji z papieru*, XII Międzynarodowa Konferencja "Aktualne Problemy w Elektroenergetyce", t. IV, Gdańsk-Jurata, 8-10 czerwca 2005 r., s. 295-301.
164. Stępień J.C.: *Ocena optymalnego czasu eksploatacji linii kablowych 15 kV z uwzględnieniem ich zawodności*, „Przegląd Elektrotechniczny”, Konferencje rok 3, nr 1/2005, s. 242-244.
165. Stępień J., Cukrowski J.: *Ocena niezawodności zasilania odbiorcy ciepła*. „Ciepłownictwo – Ogrzewnictwo – Wentylacja” 12/1991, s. 284-287.
166. Stępień J.C.: *Ocena niezawodności zasilania odbiorcy energii elektrycznej z wykorzystaniem symulacji cyfrowej opartej na sieciach Petriego*. II Konferencja Naukowo-Techniczna „Zastosowanie Komputerów w Elektrotechnice” Poznań-Kiekrz, 7-9 kwietnia 1997, s. 211-213.
167. Stobiecki A.: *Analiza niezawodności transformatorów rozdzielczych SN*. Rozprawa doktorska, Kielce 2006.
168. Su C., Lii G.: *Reliability desing of distribution systems using modified genetic algorithms*. Electric Power Systems Research 60, 2002, pp. 201-206.
169. Sysło M., Narsingh D., Kowalik J.: *Algorytmy optymalizacji dyskretnej*. PWN, Warszawa 1993.

170. Szewczyk M., Halinka A.: *Wspomaganie podejmowania decyzji w układach i systemach elektroenergetycznych*. Elektro Info, kwiecień 2005, s. 67-72.
171. Szostek T.: *Nowa metoda optymalizacji układów pracy sieci rozdzielczych średniego napięcia*. „Energetyka”, wrzesień 2002, s. 59-68.
172. Tadeusiewicz R., Lula P., Paliwoda-Pękosz G.: *Metody sztucznej inteligencji i ich zastosowania w ekonomii i zarządzaniu*. Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Krakowie, Kraków 2007.
173. Tung Y., Yang Ch.: *Enhancement of restoration service in distribution systems using a combination Fuzzy-GA Method*. IEEE Transactions on Power Systems, November 2000, pp. 1394-1400.
174. Voidani A.: *Smart Integration*. IEEE Power & Energy. Vol. 6, No. 6, November/December 2008.
175. Wagner H.: *Badania operacyjne zastosowania w zarządzaniu*. Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1980.
176. Wen F., Chang C.S.: *A new approach to fault diagnosis in electrical distribution networks using a genetic algorithm*. Artificial Intelligence in Engineering December 1998, pp. 69-80.
177. Xie K., Zhou J., Billinton R.: *Reliability evaluation algorithm for complex medium voltage electrical distribution networks based on the shortest path*. IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 06, November 2003, pp. 686-690.
178. Yeager K.: *Striving for Power Protection*. IEEE Power & Energy. Vol. 6, Nr 6, November/December 2008.

Załączniki

Załącznik 1

Parametry techniczne węzłów zasilających i odbiorczych analizowanej elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

Numer węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p	Nr węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p
1	1	20991	4198	0,99983	48	2	-125	-38	0,99982
2	3	23778	4756	0,99981	49	2	-80	-24	0,99984
3	3	16000	4800	0,99984	50	2	-387	-77	0,99983
4	3	25000	7500	0,99984	51	2	-309	-31	0,99986
5	3	38000	7400	0,99984	52	2	-158	-16	0,99982
6	3	22252	2225	0,99985	53	2	-315	-63	0,99981
7	2	-220	-50	0,99985	54	2	-158	-32	0,99987
8	2	-231	-46	0,99984	55	2	-300	-30	0,99987
9	2	-172	-52	0,99987	56	2	-285	-29	0,99985
10	2	-150	-30	0,99984	57	2	-262	-26	0,99985
11	2	-150	-30	0,99985	58	2	-205	-62	0,99986
12	2	-207	-41	0,99985	59	2	-250	-25	0,99981
13	2	-125	-25	0,99985	60	2	-158	-47	0,99983
14	2	-282	-16	0,99987	61	2	-230	-69	0,99986
15	2	-194	-12	0,99985	62	2	-244	-49	0,99984
16	2	-78	-16	0,99982	63	2	-200	-40	0,99981
17	2	-129	-39	0,99985	64	2	-280	-56	0,99985
18	2	-200	-40	0,99983	65	2	-125	-38	0,99984
19	2	-125	-38	0,99981	66	2	-137	-27	0,99987
20	2	-617	-123	0,99987	67	2	-198	-59	0,99984
21	2	-218	-65	0,99985	68	2	-302	-91	0,99987
22	2	-179	-36	0,99984	69	2	-137	-27	0,99981
23	2	-49	-15	0,99985	70	2	-125	-13	0,99986
24	2	-200	-20	0,99982	71	2	-200	-20	0,99984
25	2	-125	-13	0,99984	72	2	-309	-62	0,99985
26	2	-158	-47	0,99984	73	2	-200	-20	0,99986
27	2	-975	-292	0,99983	74	2	-193	-58	0,99984
28	2	-200	-40	0,99984	75	2	-221	-66	0,99986
29	2	-241	-24	0,99986	76	2	-158	-32	0,99987
30	2	-184	-37	0,99981	77	2	-200	-20	0,99985
31	2	-549	-55	0,99982	78	2	-250	-75	0,99987
32	2	-266	-80	0,99987	79	2	-334	-67	0,99984
33	2	-200	-40	0,99985	80	2	-158	-16	0,99987
34	2	-248	-50	0,99982	81	2	-316	-63	0,99983
35	2	-347	-35	0,99981	82	2	-368	-74	0,99984
36	2	-200	-20	0,99982	83	2	-200	-60	0,99981
37	2	-211	-42	0,99986	84	2	-310	-24	0,99985
38	2	-80	-8	0,99983	85	2	-376	-72	0,99982
39	2	-158	-32	0,99982	86	2	-200	-20	0,99983
40	2	-200	-20	0,99986	87	2	-200	-40	0,99984
41	2	-250	-75	0,99981	88	2	-315	-63	0,99986
42	2	-470	-47	0,99981	89	2	-200	-20	0,99986
43	2	-398	-119	0,99982	90	2	-355	-36	0,99983

Numer węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p	Nr węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p
44	2	-125	-38	0,99986	91	2	-200	-40	0,99987
45	2	-200	-60	0,99981	92	2	-125	-38	0,99986
46	2	-136	-14	0,99982	93	2	-244	-49	0,99983
47	2	-347	-35	0,99981	94	2	-284	-85	0,99983
95	2	-158	-47	0,99987	147	2	-155	-16	0,99982
96	2	-191	-38	0,99983	148	2	-233	-70	0,99983
97	2	-377	-113	0,99982	149	2	-130	-39	0,99986
98	2	-200	-40	0,99981	150	2	-103	-10	0,99985
99	2	-200	-40	0,99986	151	2	-111	-33	0,99984
100	2	-157	-31	0,99984	152	2	-230	-69	0,99981
101	2	-80	-8	0,99982	153	2	-400	-120	0,99986
102	2	-200	-60	0,99984	154	2	-158	-47	0,99983
103	2	-246	-74	0,99987	155	2	-187	-56	0,99985
104	2	-61	-6	0,99983	156	2	-125	-13	0,99983
105	2	-488	-49	0,99982	157	2	-158	-47	0,99984
106	2	-159	-32	0,99987	158	2	-143	-29	0,99985
107	2	-228	-23	0,99983	159	2	-158	-16	0,99986
108	2	-250	-75	0,99983	160	2	-195	-58	0,99986
109	2	-405	-40	0,99986	161	2	-158	-47	0,99986
110	2	-200	-40	0,99986	162	2	-158	-32	0,99984
111	2	-158	-32	0,99983	163	2	-158	-32	0,99987
112	2	-509	-51	0,99985	164	2	-400	-80	0,99984
113	2	-181	-36	0,99984	165	2	-665	-199	0,99984
114	2	-200	-40	0,99982	166	2	-630	-189	0,99985
115	2	-277	-55	0,99985	167	2	-209	-63	0,99984
116	2	-80	-16	0,99984	168	2	-158	-32	0,99984
117	2	-334	-33	0,99986	169	2	-80	-8	0,99984
118	2	-100	-8	0,99986	170	2	-80	-8	0,99984
119	2	-125	-38	0,99981	171	2	-134	-27	0,99985
120	2	-158	-47	0,99983	172	2	-153	-46	0,99984
121	2	-277	-55	0,99987	173	2	-125	-25	0,99986
122	2	-214	-64	0,99985	174	2	-261	-52	0,99982
123	2	-200	-27	0,99986	175	2	-630	-189	0,99982
124	2	-198	-13	0,99986	176	2	-466	-140	0,99983
125	2	-125	-25	0,99983	177	2	-80	-16	0,99986
126	2	-384	-38	0,99984	178	2	-177	-18	0,99984
127	2	-125	-38	0,99982	179	2	-464	-46	0,99981
128	2	-91	-27	0,99987	180	2	-80	-24	0,99983
129	2	-80	-16	0,99982	181	2	-307	-61	0,99985
130	2	-125	-25	0,99985	182	2	-125	-13	0,99982
131	2	-125	-38	0,99981	183	2	-200	-20	0,99986
132	2	-125	-38	0,99983	184	2	-200	-20	0,99987
133	2	-125	-13	0,99982	185	2	-200	-60	0,99987
134	2	-200	-40	0,99987	186	2	-125	-38	0,99982
135	2	-158	-16	0,99982	187	2	-158	-32	0,99987
136	2	-200	-20	0,99983	188	2	-200	-60	0,99984
137	2	-200	-40	0,99981	189	2	-200	-40	0,99982
138	2	-158	-16	0,99983	190	2	-185	-37	0,99987
139	2	-297	-30	0,99982	191	2	-200	-20	0,99981
140	2	-200	-60	0,99986	192	2	-130	-13	0,99981
141	2	-246	-25	0,99981	193	2	-172	-52	0,99985

Numer węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p	Nr węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p
142	2	-125	-38	0,99984	194	2	-125	-38	0,99983
143	2	-200	-60	0,99984	195	2	-125	-13	0,99987
144	2	-337	-34	0,99982	196	2	-125	-38	0,99982
145	2	-182	-36	0,99987	197	2	-408	-122	0,99982
146	2	-362	-72	0,99984	198	2	-140	-42	0,99983
199	2	-362	-72	0,99981	251	2	-245	-73	0,99984
200	2	-313	-31	0,99985	252	2	-139	-42	0,99983
201	2	-299	-60	0,99984	253	2	-200	-40	0,99986
202	2	-52	-5	0,99981	254	2	-200	-40	0,99986
203	2	-91	-18	0,99985	255	2	-315	-32	0,99987
204	2	-200	-60	0,99981	256	2	-237	-71	0,99982
205	2	-509	-153	0,99984	257	2	-610	-122	0,99982
206	2	-95	-28	0,99985	258	2	-200	-60	0,99987
207	2	-315	-63	0,99985	259	2	-216	-65	0,99982
208	2	-69	-7	0,99987	260	2	-183	-55	0,99985
209	2	-200	-20	0,99986	261	2	-315	-32	0,99985
210	2	-292	-88	0,99986	262	2	-200	-20	0,99984
211	2	-299	-60	0,99982	263	2	-123	-37	0,99981
212	2	-268	-81	0,99981	264	2	-80	-16	0,99982
213	2	-200	-60	0,99982	265	2	-70	-7	0,99984
214	2	-196	-59	0,99981	266	2	-50	-5	0,99987
215	2	-220	-22	0,99984	267	2	-93	-19	0,99982
216	2	-200	-40	0,99982	268	2	-64	-6	0,99984
217	2	-158	-16	0,99983	269	2	-334	-33	0,99987
218	2	-299	-60	0,99985	270	2	-315	-95	0,99985
219	2	-158	-16	0,99982	271	2	-380	-114	0,99986
220	2	-248	-75	0,99986	272	2	-125	-25	0,99986
221	2	-234	-23	0,99982	273	2	-146	-29	0,99981
222	2	-125	-25	0,99982	274	2	-125	-25	0,99983
223	2	-200	-20	0,99987	275	2	-229	-46	0,99982
224	2	-193	-58	0,99985	276	2	-185	-55	0,99987
225	2	-200	-20	0,99984	277	2	-168	-17	0,99987
226	2	-295	-88	0,99983	278	2	-243	-24	0,99983
227	2	-125	-25	0,99983	279	2	-290	-58	0,99984
228	2	-200	-20	0,99981	280	2	-630	-126	0,99984
229	2	-227	-23	0,99983	281	2	-200	-60	0,99987
230	2	-264	-79	0,99985	282	2	-171	-51	0,99987
231	2	-338	-68	0,99986	283	2	-129	-39	0,99987
232	2	-252	-75	0,99986	284	2	-360	-72	0,99986
233	2	-315	-32	0,99986	285	2	-125	-25	0,99982
234	2	-439	-88	0,99983	286	2	-125	-13	0,99985
235	2	-315	-63	0,99981	287	2	-125	-25	0,99981
236	2	-125	-25	0,99985	288	2	-177	-35	0,99986
237	2	-218	-44	0,99981	289	2	-200	-20	0,99987
238	2	-315	-32	0,99982	290	2	-246	-74	0,99981
239	2	-399	-80	0,99982	291	2	-200	-20	0,99982
240	2	-164	-16	0,99982	292	2	-200	-40	0,99983
241	2	-321	-96	0,99982	293	2	-146	-44	0,99982
242	2	-200	-40	0,99987	294	2	-266	-80	0,99986
243	2	-335	-34	0,99986	295	2	-80	-16	0,99987
244	2	-367	-110	0,99984	296	2	-158	-47	0,99984

Numer węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p	Nr węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p
245	2	-192	-19	0,99986	297	2	-158	-16	0,99984
246	2	-315	-95	0,99984	298	2	-188	-19	0,99983
247	2	-200	-40	0,99986	299	2	-195	-39	0,99985
248	2	-200	-60	0,99985	300	2	-200	-40	0,99986
249	2	-200	-40	0,99984	301	2	-539	-108	0,99986
250	2	-300	-90	0,99982	302	2	-315	-31	0,99984
303	2	-125	-13	0,99986	355	2	-200	-20	0,99986
304	2	-200	-20	0,99981	356	2	-144	-43	0,99984
305	2	-125	-25	0,99987	357	2	-143	-29	0,99984
306	2	-200	-60	0,99984	358	2	-200	-20	0,99983
307	2	-388	-116	0,99982	359	2	-372	-36	0,99987
308	2	-262	-79	0,99984	360	2	-345	-38	0,99986
309	2	-145	-15	0,99985	361	2	-974	-292	0,99982
310	2	-80	-16	0,99981	362	2	-122	-37	0,99985
311	2	-127	-13	0,99984	363	2	-121	-12	0,99987
312	2	-297	-89	0,99986	364	2	-200	-20	0,99981
313	2	-170	-34	0,99983	365	2	-500	-50	0,99981
314	2	-200	-40	0,99987	366	2	-158	-47	0,99983
315	2	-232	-70	0,99986	367	2	-200	-40	0,99985
316	2	-315	-63	0,99986	368	2	-176	-18	0,99984
317	2	-219	-66	0,99985	369	2	-203	-41	0,99982
318	2	-237	-24	0,99982	370	2	-119	-24	0,99985
319	2	-151	-15	0,99985	371	2	-125	-25	0,99985
320	2	-125	-13	0,99984	372	2	-144	-14	0,99985
321	2	-158	-47	0,99986	373	2	-125	-38	0,99986
322	2	-400	-40	0,99985	374	2	-206	-41	0,99986
323	2	-146	-15	0,99987	375	2	-248	-25	0,99981
324	2	-333	-67	0,99984	376	2	-230	-46	0,99982
325	2	-125	-13	0,99985	377	2	-499	-100	0,99986
326	2	-16	-3	0,99983	378	2	-80	-8	0,99986
327	2	-219	-22	0,99984	379	2	-125	-13	0,99983
328	2	-125	-13	0,99984	380	2	-125	-13	0,99982
329	2	-121	-12	0,99983	381	2	-73	-15	0,99986
330	2	-200	-60	0,99982	382	2	-127	-38	0,99984
331	2	-50	-15	0,99982	383	2	-315	-95	0,99981
332	2	-125	-38	0,99981	384	2	-315	-63	0,99985
333	2	-312	-62	0,99984	385	2	-121	-24	0,99981
334	2	-200	-40	0,99987	386	2	-315	-63	0,99983
335	2	-353	-106	0,99982	387	2	-81	-16	0,99986
336	2	-255	-25	0,99987	388	2	-165	-49	0,99984
337	2	-200	-60	0,99987	389	2	-125	-13	0,99982
338	2	-100	-30	0,99982	390	2	-80	-16	0,99987
339	2	-125	-38	0,99985	391	2	-80	-24	0,99985
340	2	-200	-60	0,99983	392	2	-50	-15	0,99986
341	2	-158	-32	0,99983	393	2	-92	-18	0,99987
342	2	-179	-18	0,99985	394	2	-250	-50	0,99986
343	2	-130	-26	0,99986	395	2	-637	-64	0,99982
344	2	-200	-60	0,99985	396	2	-650	-65	0,99982
345	2	-200	-20	0,99985	397	2	-3433	-570	0,99987
346	2	-315	-63	0,99987	398	2	-5	-2	0,99981
347	2	-268	-80	0,99987	399	2	-200	-40	0,99981

Numer węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p	Nr węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p
348	2	-623	-62	0,99981	400	2	-510	-51	0,99987
349	2	-148	-15	0,99982	401	2	-125	-13	0,99987
350	2	-623	-125	0,99985	402	2	-232	-46	0,99982
351	2	-80	-16	0,99986	403	2	-200	-60	0,99987
352	2	-200	-40	0,99987	404	2	-50	-15	0,99982
353	2	-226	-23	0,99981	405	2	-50	-5	0,99981
354	2	-1595	-478	0,99985	406	2	-195	-58	0,99983
407	2	-122	-24	0,99984	459	2	-204	-41	0,99987
408	2	-249	-50	0,99987	460	2	-315	-95	0,99983
409	2	-200	-40	0,99986	461	2	-211	-21	0,99985
410	2	-311	-62	0,99986	462	2	-200	-60	0,99981
411	2	-80	-16	0,99981	463	2	-47	-14	0,99984
412	2	-227	-45	0,99986	464	2	-544	-27	0,99982
413	2	-125	-25	0,99982	465	2	-327	-98	0,99987
414	2	-267	-27	0,99981	466	2	-473	-142	0,99983
415	2	-200	-60	0,99983	467	2	-616	-123	0,99987
416	2	-125	-25	0,99984	468	2	-237	-24	0,99983
417	2	-235	-70	0,99985	469	2	-210	-63	0,99983
418	2	-125	-38	0,99982	470	2	-200	-60	0,99987
419	2	-196	-20	0,99987	471	2	-400	-120	0,99985
420	2	-250	-25	0,99981	472	2	-625	-125	0,99981
421	2	-125	-25	0,99983	473	2	-63	-19	0,99986
422	2	-151	-45	0,99981	474	2	-158	-32	0,99985
423	2	-48	-5	0,99985	475	2	-301	-90	0,99981
424	2	-180	-36	0,99985	476	2	-56	-17	0,99983
425	2	-231	-23	0,99986	477	2	-200	-60	0,99985
426	2	-211	-42	0,99984	478	2	-200	-40	0,99983
427	2	-125	-38	0,99984	479	2	-291	-87	0,99985
428	2	-218	-44	0,99982	480	2	-46	-5	0,99986
429	2	-51	-15	0,99985	481	2	-200	-60	0,99981
430	2	-200	-60	0,99987	482	2	-200	-60	0,99984
431	2	-158	-32	0,99987	483	2	-238	-24	0,99983
432	2	-237	-47	0,99984	484	2	-184	-55	0,99986
433	2	-273	-55	0,99985	485	2	-125	-25	0,99983
434	2	-153	-31	0,99985	486	2	-80	-8	0,99987
435	2	-118	-24	0,99987	487	2	-49	-15	0,99985
436	2	-80	-16	0,99982	488	2	-139	-42	0,99984
437	2	-278	-56	0,99987	489	2	-332	-100	0,99982
438	2	-262	-26	0,99983	490	2	-348	-104	0,99985
439	2	-563	-56	0,99981	491	2	-200	-60	0,99983
440	2	-200	-60	0,99985	492	2	-200	-20	0,99983
441	2	-266	-53	0,99981	493	2	-200	-40	0,99982
442	2	-394	-118	0,99983	494	2	-268	-80	0,99986
443	2	-125	-38	0,99986	495	2	-294	-59	0,99981
444	2	-446	-45	0,99983	496	2	-393	-79	0,99984
445	2	-364	-36	0,99983	497	2	-263	-79	0,99982
446	2	-346	-69	0,99983	498	2	-325	-98	0,99983
447	2	-204	-61	0,99982	499	2	-200	-20	0,99987
448	2	-319	-32	0,99983	500	2	-200	-60	0,99986
449	2	-487	-146	0,99983	501	2	-200	-40	0,99984
450	2	-350	-35	0,99985	502	2	-165	-16	0,99982

Numer węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p	Nr węzła	Typ węzła	P_o , kW	Q_o , kVar	p
451	2	-125	-25	0,99985	503	2	-255	-56	0,99983
452	2	-200	-40	0,99981	504	2	-290	-87	0,99983
453	2	-240	-48	0,99987	505	2	-319	-29	0,99986
454	2	-211	-63	0,99983	506	2	-125	-27	0,99985
455	2	-200	-40	0,99982	507	2	-47	-5	0,99981
456	2	-200	-20	0,99987	508	2	-200	-20	0,99982
457	2	-200	-40	0,99987	509	2	-621	-62	0,99985
458	2	-328	-66	0,99985	510	2	-238	-48	0,99984
511	2	-244	-73	0,99983	534	2	-80	-8	0,99983
512	2	-200	-20	0,99987	535	2	-200	-60	0,99982
513	2	-125	-13	0,99987	536	2	-160	-48	0,99986
514	2	-125	-25	0,99986	537	2	-50	-10	0,99984
515	2	-125	-13	0,99982	538	2	-1091	-109	0,99981
516	2	-125	-25	0,99983	539	2	-32	-3	0,99981
517	2	-188	-38	0,99984	540	2	-100	-20	0,99983
518	2	-125	-13	0,99983	541	2	-125	-25	0,99986
519	2	-124	-25	0,99981	542	2	-768	-154	0,99981
520	2	-125	-13	0,99981	543	2	-200	-60	0,99983
521	2	-125	-13	0,99986	544	2	-103	-21	0,99985
522	2	-122	-24	0,99987	545	2	-200	-60	0,99981
523	2	-315	-32	0,99984	546	2	-400	-120	0,99981
524	2	-63	-6	0,99983	547	2	-176	-18	0,99983
525	2	-158	-16	0,99985	548	2	-125	-38	0,99986
526	2	-234	-47	0,99982	549	2	-78	-16	0,99983
527	2	-125	-13	0,99987	550	2	-126	-25	0,99987
528	2	-125	-25	0,99985	551	2	-100	-10	0,99987
529	2	-50	-5	0,99984	552	2	-148	-30	0,99986
530	2	-200	-60	0,99981	553	2	-125	-25	0,99986
531	2	-50	-5	0,99985	554	2	-250	-25	0,99987
532	2	-50	-10	0,99981	555	2	-125	-38	0,99985
533	2	-90	-27	0,99982	556	2	-96	-19	0,99987

Oznaczenia:

numer – numer identyfikacyjny węzła sieci; typ węzła – oznaczenie typu węzła, 2 – węzeł odbiorczy, 3 – węzeł generacyjny; P_o – moc czynna dostarczana (dodatnia wartość) lub moc czynna odbierana z węzła (wartość ujemna), w kW; Q_o – moc bierna dostarczana (dodatnia wartość) lub moc bierna odbierana z węzła (wartość ujemna), w kVar; p – współczynnik niezawodności danego węzła analizowanej sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej

Załącznik 2

Parametry linii analizowanej miejskiej sieci kablowej 15 kV

w_1	w_2	p	I_{dd} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dd} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
2	9	0,99994	345	1,000	0,149	0,119	5	61	0,99997	235	0,312	0,093	0,065
4	8	0,99995	345	1,760	0,262	0,184	57	9	0,99997	170	0,420	0,220	0,154
6	8	0,99996	260	2,050	0,398	0,239	7	10	0,99994	235	1,500	0,449	0,314
6	9	0,99995	205	1,100	0,307	0,184	7	11	0,99995	345	1,660	0,247	0,173
1	11	0,99995	345	2,320	0,346	0,242	73	8	0,99994	130	0,370	0,481	0,289
16	9	0,99993	235	3,970	1,187	0,831	80	9	0,99993	235	0,500	0,149	0,120
20	9	0,99997	235	0,500	0,149	0,075	81	9	0,99993	150	0,500	2,313	1,156
21	9	0,99997	130	0,270	0,351	0,246	8	22	0,99997	130	0,397	0,516	0,258
22	8	0,99997	130	0,397	0,516	0,258	8	28	0,99995	235	0,250	0,075	0,037
28	8	0,99995	235	0,250	0,075	0,037	8	29	0,99995	170	0,330	0,173	0,086
29	8	0,99995	170	0,330	0,173	0,086	8	31	0,99993	235	0,250	0,075	0,037
31	8	0,99993	235	0,250	0,075	0,037	8	73	0,99994	130	0,370	0,481	0,289
5	10	0,99995	235	2,980	0,891	0,535	9	16	0,99993	235	3,970	1,187	0,831
5	48	0,99993	235	1,500	0,449	0,224	9	20	0,99997	235	0,500	0,149	0,075
9	21	0,99997	130	0,270	0,351	0,246	268	8	0,99994	235	1,500	0,449	0,224
9	57	0,99997	170	0,420	0,220	0,154	27	21	0,99997	130	1,100	1,430	1,001
9	80	0,99993	235	0,500	0,149	0,120	27	26	0,99992	235	0,620	0,185	0,148
9	81	0,99993	150	0,500	3,226	1,156	291	8	0,99996	135	0,960	0,728	0,364
101	9	0,99997	235	0,900	0,269	0,188	292	8	0,99995	150	0,500	5,144	3,601
117	9	0,99993	170	1,700	0,891	0,713	29	30	0,99996	170	0,210	0,110	0,055
120	9	0,99994	130	0,960	1,248	0,998	30	29	0,99996	170	0,210	0,110	0,055
12	13	0,99992	205	0,470	0,178	0,089	31	32	0,99996	235	0,370	0,111	0,055
13	12	0,99992	205	0,470	0,178	0,089	3	228	0,99993	235	1,455	0,435	0,218
13	14	0,99995	205	0,530	0,201	0,141	32	31	0,99996	235	0,370	0,111	0,055
1	381	0,99997	205	2,600	0,985	0,493	3	232	0,99997	235	1,020	0,305	0,244
1	385	0,99997	235	0,370	0,111	0,066	32	33	0,99995	235	0,470	0,141	0,070
1	387	0,99994	235	0,100	0,030	0,018	3	235	0,99992	235	0,865	0,259	0,207
138	9	0,99993	130	0,720	0,936	0,562	3	239	0,99996	235	0,360	0,108	0,086
1	391	0,99996	205	0,200	0,076	0,038	3	242	0,99993	235	0,850	0,254	0,203
1	392	0,99996	235	0,250	0,075	0,052	3	246	0,99994	235	0,580	0,173	0,139
1	394	0,99996	235	1,200	0,359	0,287	3	249	0,99994	235	1,300	0,389	0,194
1	399	0,99995	130	2,100	2,730	2,184	3	262	0,99997	235	1,720	0,514	0,360
1	401	0,99995	205	0,250	0,095	0,057	3	265	0,99997	235	0,200	0,060	0,036
1	405	0,99995	300	2,789	0,541	0,325	3	267	0,99992	235	0,290	0,087	0,069
14	13	0,99995	205	0,530	0,201	0,141	3	271	0,99994	235	2,080	0,622	0,498
14	15	0,99993	130	0,380	0,494	0,247	3	272	0,99993	235	1,780	0,532	0,373
15	14	0,99993	130	0,380	0,494	0,247	3	282	0,99995	235	1,780	0,532	0,426
15	16	0,99993	135	0,600	0,455	0,318	3	298	0,99996	235	2,560	0,765	0,612
1	531	0,99995	235	3,435	1,027	0,514	3	307	0,99997	235	2,410	0,721	0,360
1	539	0,99996	130	0,640	0,832	0,499	3	316	0,99995	235	2,455	0,734	0,367
16	15	0,99993	135	0,600	0,455	0,318	3	321	0,99992	235	2,600	0,777	0,389
17	18	0,99994	235	0,160	0,048	0,024	33	32	0,99995	235	0,470	0,141	0,070
178	8	0,99995	130	0,790	1,027	0,822	33	34	0,99997	235	0,251	0,075	0,045
18	17	0,99994	235	0,160	0,048	0,024	338	8	0,99993	170	0,240	0,126	0,088
18	19	0,99997	235	0,140	0,042	0,033	339	8	0,99994	170	0,455	0,238	0,143
19	18	0,99997	235	0,140	0,042	0,033	34	33	0,99997	235	0,251	0,075	0,045

w_1	w_2	p	I_{dd}, A	d, km	R, Ω	X, Ω	w_1	w_2	p	I_{dd}, A	d, km	R, Ω	X, Ω
19	20	0,99994	235	0,150	0,045	0,036	34	35	0,99994	130	0,390	0,507	0,304
195	8	0,99995	235	0,171	0,051	0,036	35	34	0,99994	130	0,390	0,507	0,304
201	9	0,99995	235	0,200	0,060	0,036	35	36	0,99994	235	0,340	0,102	0,051
20	26	0,99992	235	0,350	0,105	0,084	36	35	0,99994	235	0,340	0,102	0,254
208	9	0,99993	235	0,200	0,060	0,036	36	37	0,99996	235	0,400	0,120	0,060
21	27	0,99997	130	1,100	1,430	1,001	37	36	0,99996	235	0,400	0,120	0,060
22	23	0,99993	135	0,150	0,114	0,080	37	38	0,99996	235	0,500	0,149	0,090
2	309	0,99993	235	0,149	0,045	0,022	376	9	0,99995	130	1,840	2,392	1,914
23	22	0,99993	135	0,150	0,114	0,080	38	37	0,99996	235	0,500	0,149	0,090
23	24	0,99996	135	0,150	0,114	0,068	38	39	0,99996	235	0,500	0,149	0,105
2	325	0,99997	235	0,219	0,065	0,052	39	38	0,99996	235	0,500	0,149	0,105
2	326	0,99995	235	1,500	0,449	0,269	39	40	0,99992	130	0,300	0,390	0,312
2	327	0,99997	235	0,200	0,060	0,036	40	39	0,99992	130	0,300	0,390	0,312
2	343	0,99995	235	0,550	0,164	0,082	409	9	0,99997	135	0,220	0,167	0,100
2	348	0,99994	235	1,550	0,463	0,324	41	42	0,99996	135	0,640	0,485	0,243
2	349	0,99994	235	0,630	0,188	0,151	4	147	0,99995	135	1,190	0,902	0,451
2	354	0,99995	235	1,380	0,413	0,289	41	50	0,99996	235	0,671	0,201	0,161
24	23	0,99996	135	0,150	0,114	0,068	4	159	0,99993	130	1,300	1,690	1,183
24	25	0,99993	135	0,900	0,682	0,341	4	164	0,99996	235	1,300	0,389	0,311
25	24	0,99993	135	0,900	0,682	0,341	4	172	0,99994	130	0,230	0,299	0,149
25	26	0,99993	135	0,230	0,174	0,105	4	174	0,99992	235	0,500	0,149	0,120
26	20	0,99992	235	0,350	0,105	0,084	4	183	0,99996	235	0,500	0,149	0,075
26	25	0,99993	135	0,230	0,174	0,105	4	186	0,99996	130	0,400	0,520	0,312
26	27	0,99992	235	0,620	0,185	0,148	4	190	0,99994	235	0,850	0,254	0,203
42	41	0,99996	135	0,640	0,485	0,243	65	64	0,99992	130	0,280	0,364	0,291
42	43	0,99996	170	0,390	0,204	0,143	65	66	0,99994	130	0,420	0,546	0,328
4	268	0,99993	235	0,500	0,149	0,075	66	49	0,99994	130	0,340	0,442	0,221
43	42	0,99996	170	0,390	0,204	0,143	66	65	0,99994	130	0,420	0,546	0,328
43	44	0,99994	170	0,540	0,283	0,170	67	68	0,99997	130	0,380	0,494	0,395
44	43	0,99994	170	0,540	0,283	0,170	68	58	0,99992	130	0,380	0,494	0,346
44	45	0,99997	235	0,200	0,060	0,030	68	67	0,99997	130	0,380	0,494	0,395
4	486	0,99997	345	0,200	0,030	0,021	68	69	0,99993	130	0,438	0,569	0,399
45	44	0,99997	235	0,200	0,060	0,030	69	68	0,99993	130	0,438	0,569	0,399
45	46	0,99995	235	0,300	0,090	0,063	69	70	0,99996	130	0,819	1,065	0,532
45	49	0,99997	170	0,140	0,073	0,051	70	69	0,99996	130	0,819	1,065	0,532
46	45	0,99995	235	0,300	0,090	0,063	70	71	0,99995	130	0,624	0,811	0,649
46	47	0,99995	170	0,900	0,472	0,283	7	108	0,99996	235	0,900	0,269	0,188
47	46	0,99995	170	0,900	0,472	0,283	7	117	0,99992	135	0,860	0,652	0,456
47	48	0,99996	170	0,500	0,262	0,157	7	118	0,99996	150	1,240	0,940	0,564
48	47	0,99996	170	0,500	0,262	0,157	7	119	0,99995	235	0,800	0,239	0,191
49	45	0,99997	170	0,140	0,073	0,051	7	143	0,99992	235	1,200	0,359	0,251
49	66	0,99994	130	0,340	0,442	0,221	71	70	0,99995	130	0,624	0,811	0,649
50	41	0,99996	235	0,671	0,201	0,161	71	72	0,99993	130	0,943	1,226	0,858
50	51	0,99997	130	0,500	0,650	0,390	72	71	0,99993	130	0,943	1,226	0,858
51	50	0,99997	130	0,500	0,650	0,390	72	73	0,99993	130	0,600	0,780	0,390
51	52	0,99992	130	0,440	0,572	0,400	73	72	0,99993	130	0,600	0,780	0,390
52	51	0,99992	130	0,440	0,572	0,400	74	58	0,99997	130	0,580	0,754	0,603
52	53	0,99997	130	0,400	0,520	0,260	74	75	0,99996	130	0,510	0,663	0,331
53	52	0,99997	130	0,400	0,520	0,260	7	514	0,99997	300	1,200	0,233	0,140
53	54	0,99997	130	0,700	0,910	0,455	7	523	0,99995	300	0,235	0,046	0,036
5	436	0,99995	235	0,400	0,120	0,072	7	531	0,99992	170	0,200	0,105	0,052

w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
5	444	0,99997	235	0,850	0,254	0,127	7	538	0,99992	300	1,000	0,194	0,116
5	445	0,99994	235	0,360	0,108	0,075	7	553	0,99997	235	0,500	0,149	0,120
54	53	0,99997	130	0,700	0,910	0,455	7	554	0,99994	235	0,200	0,060	0,030
5	455	0,99995	235	0,100	0,030	0,177	7	556	0,99992	170	0,200	0,105	0,084
5	456	0,99992	235	0,200	0,060	0,036	75	74	0,99996	130	0,510	0,663	0,331
5	462	0,99996	235	0,100	0,030	0,018	75	76	0,99997	130	0,800	1,040	0,520
5	467	0,99992	235	0,050	0,015	0,009	76	75	0,99997	130	0,800	1,040	0,520
5	470	0,99996	235	0,200	0,060	0,030	76	77	0,99994	130	0,760	0,988	0,494
5	474	0,99996	345	0,510	0,076	0,038	77	76	0,99994	130	0,760	0,988	0,494
55	54	0,99992	130	0,170	0,221	0,177	77	78	0,99997	130	0,690	0,897	0,718
55	56	0,99995	130	0,150	0,195	0,156	78	77	0,99997	130	0,690	0,897	0,718
56	55	0,99995	130	0,150	0,195	0,156	78	79	0,99992	130	0,500	0,650	0,520
56	57	0,99995	130	0,420	0,546	0,382	79	78	0,99992	130	0,500	0,650	0,520
57	56	0,99995	130	0,420	0,546	0,382	79	80	0,99994	130	0,500	0,650	0,390
58	59	0,99996	130	0,600	0,780	0,546	80	79	0,99994	130	0,500	0,650	0,390
58	68	0,99992	130	0,380	0,494	0,346	80	81	0,99993	135	0,300	0,227	0,182
58	74	0,99997	130	0,580	0,754	0,603	8	178	0,99995	130	0,790	1,027	0,822
59	58	0,99996	130	0,600	0,780	0,546	81	80	0,99993	135	0,300	0,227	0,182
59	60	0,99993	130	0,380	0,494	0,395	8	195	0,99995	235	0,171	0,051	0,036
60	59	0,99993	130	0,380	0,494	0,395	8	268	0,99994	235	1,500	0,449	0,224
60	64	0,99997	130	0,520	0,676	0,541	82	83	0,99996	235	0,100	0,030	0,024
61	62	0,99997	130	0,400	0,520	0,260	82	88	0,99997	235	0,190	0,057	0,040
62	61	0,99997	130	0,400	0,520	0,260	8	291	0,99996	135	0,960	0,728	0,364
62	63	0,99993	130	0,400	0,520	0,312	8	292	0,99995	150	0,500	4,694	3,601
63	62	0,99993	130	0,400	0,520	0,312	8	338	0,99993	170	0,240	0,126	0,088
63	64	0,99995	130	1,100	1,430	0,858	8	339	0,99994	170	0,455	0,238	0,143
64	60	0,99997	130	0,520	0,676	0,541	83	82	0,99996	235	0,100	0,030	0,024
64	63	0,99995	130	1,100	1,430	0,858	83	84	0,99993	235	0,100	0,030	0,018
64	65	0,99992	130	0,280	0,364	0,291	84	83	0,99993	235	0,100	0,030	0,018
84	85	0,99993	235	0,300	0,090	0,072	283	17	0,99996	135	0,330	0,250	0,150
85	84	0,99993	235	0,300	0,090	0,072	293	17	0,99996	135	0,330	0,250	0,125
85	86	0,99995	235	0,355	0,106	0,085	30	276	0,99992	235	1,500	0,449	0,269
86	85	0,99995	235	0,355	0,106	0,085	358	12	0,99997	205	0,970	0,368	0,221
86	87	0,99997	235	0,230	0,069	0,041	40	200	0,99994	235	0,240	0,072	0,043
87	86	0,99997	235	0,230	0,069	0,041	407	76	0,99996	205	0,100	0,038	0,019
87	88	0,99995	235	0,306	0,091	0,064	413	10	0,99994	235	0,023	0,007	0,006
88	82	0,99997	235	0,190	0,057	0,040	414	10	0,99996	130	0,500	0,650	0,520
88	87	0,99995	235	0,306	0,091	0,064	419	10	0,99992	130	0,310	0,403	0,201
89	90	0,99996	235	0,070	0,021	0,010	432	10	0,99994	130	1,000	1,300	0,780
90	89	0,99996	235	0,070	0,021	0,010	433	67	0,99996	130	1,370	1,781	1,247
90	91	0,99994	170	0,590	0,309	0,155	436	47	0,99994	135	1,200	0,910	0,637
9	101	0,99997	235	0,900	0,269	0,188	450	60	0,99997	170	8,300	4,349	2,175
9	117	0,99993	170	1,700	0,891	0,713	47	436	0,99994	135	1,200	0,910	0,637
9	120	0,99994	130	0,960	1,248	0,998	489	11	0,99994	235	0,120	0,036	0,025
9	138	0,99993	130	0,720	0,936	0,562	497	82	0,99992	235	0,700	0,209	0,105
91	90	0,99994	170	0,590	0,309	0,155	498	83	0,99995	235	0,700	0,209	0,105
91	92	0,99996	235	0,020	0,006	0,004	501	89	0,99994	235	0,710	0,212	0,170
9	201	0,99995	235	0,200	0,060	0,030	502	11	0,99997	235	0,630	0,188	0,132
9	208	0,99993	235	0,200	0,060	0,036	503	11	0,99996	235	0,050	0,015	0,007
92	91	0,99996	235	0,020	0,006	0,004	508	11	0,99995	235	0,100	0,030	0,015
92	93	0,99996	130	0,630	0,819	0,410	525	10	0,99996	235	1,500	0,449	0,269

w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
9	376	0,99995	130	1,840	2,392	1,914	544	81	0,99992	235	2,000	0,598	0,359
93	92	0,99996	130	0,630	0,819	0,410	60	450	0,99997	170	8,300	4,349	2,175
93	94	0,99993	130	0,630	0,819	0,410	67	433	0,99996	130	1,370	1,781	1,247
9	409	0,99997	135	0,220	0,167	0,100	76	407	0,99996	205	0,100	0,038	0,019
94	93	0,99993	130	0,630	0,819	0,410	81	544	0,99992	235	2,000	0,598	0,359
94	95	0,99995	135	0,280	0,212	0,149	82	497	0,99992	235	0,700	0,209	0,105
95	94	0,99995	135	0,280	0,212	0,149	83	498	0,99995	235	0,700	0,209	0,105
95	96	0,99992	135	0,740	0,561	0,280	85	118	0,99992	235	0,210	0,063	0,050
96	95	0,99992	135	0,740	0,561	0,280	86	146	0,99992	235	0,100	0,030	0,021
96	97	0,99993	130	0,380	0,494	0,247	89	501	0,99994	235	0,710	0,212	0,170
97	96	0,99993	130	0,380	0,494	0,247	99	100	0,99993	135	0,280	0,212	0,106
97	98	0,99995	135	0,230	0,174	0,087	2	9	0,99995	345	1,000	0,149	0,075
98	97	0,99995	135	0,230	0,174	0,087	4	8	0,99992	345	1,760	0,262	0,131
98	99	0,99997	135	0,760	0,576	0,288	6	9	0,99995	235	0,830	0,248	0,174
99	98	0,99997	135	0,760	0,576	0,288	100	101	0,99997	235	0,220	0,066	0,039
100	99	0,99993	135	0,280	0,212	0,106	101	100	0,99997	235	0,220	0,066	0,039
10	413	0,99994	235	0,023	0,007	0,006	102	103	0,99997	130	0,100	0,130	0,078
10	414	0,99996	130	0,500	0,650	0,520	103	102	0,99997	130	0,100	0,130	0,078
10	419	0,99992	130	0,310	0,403	0,201	103	104	0,99992	130	0,500	0,650	0,455
10	432	0,99994	130	1,000	1,300	0,780	103	514	0,99995	235	1,520	0,454	0,227
10	525	0,99996	235	1,500	0,449	0,269	104	103	0,99992	130	0,500	0,650	0,455
11	489	0,99994	235	0,120	0,036	0,025	104	105	0,99997	130	0,320	0,416	0,250
11	502	0,99997	235	0,630	0,188	0,132	105	104	0,99997	130	0,320	0,416	0,250
11	503	0,99996	235	0,050	0,015	0,007	105	106	0,99993	130	0,420	0,546	0,382
11	508	0,99995	235	0,100	0,030	0,015	106	105	0,99993	130	0,420	0,546	0,382
118	85	0,99992	235	0,210	0,063	0,050	106	112	0,99997	235	0,500	0,149	0,090
12	358	0,99997	205	0,970	0,368	0,221	107	108	0,99995	135	0,410	0,311	0,186
146	86	0,99992	235	0,100	0,030	0,021	107	113	0,99994	130	0,500	0,650	0,520
167	28	0,99994	130	1,030	1,339	0,803	108	107	0,99995	135	0,410	0,311	0,186
17	283	0,99996	135	0,330	0,250	0,150	108	109	0,99992	135	0,490	0,371	0,260
17	293	0,99996	135	0,330	0,250	0,125	109	108	0,99992	135	0,490	0,371	0,260
200	40	0,99994	235	0,240	0,072	0,043	109	110	0,99992	135	1,110	0,841	0,505
276	30	0,99992	235	1,500	0,449	0,269	110	109	0,99992	135	1,110	0,841	0,505
28	167	0,99994	130	1,030	1,339	0,803	110	111	0,99992	135	0,210	0,159	0,127
111	110	0,99992	135	0,210	0,159	0,127	140	125	0,99995	135	0,412	0,312	0,219
111	112	0,99995	170	0,840	0,440	0,264	140	139	0,99995	130	0,400	0,520	0,416
112	106	0,99997	235	0,500	0,149	0,090	140	141	0,99996	130	0,180	0,234	0,140
112	111	0,99995	170	0,840	0,440	0,264	141	140	0,99996	130	0,180	0,234	0,140
113	107	0,99994	130	0,500	0,650	0,520	141	142	0,99995	130	0,760	0,988	0,593
113	114	0,99994	130	0,600	0,780	0,546	142	141	0,99995	130	0,760	0,988	0,593
113	555	0,99992	235	0,500	0,149	0,090	142	143	0,99994	130	0,850	1,105	0,663
114	113	0,99994	130	0,600	0,780	0,546	143	142	0,99994	130	0,850	1,105	0,663
114	115	0,99992	130	0,560	0,728	0,364	143	144	0,99995	235	0,183	0,055	0,044
115	114	0,99992	130	0,560	0,728	0,364	144	143	0,99995	235	0,183	0,055	0,044
115	116	0,99993	130	0,240	0,312	0,187	144	145	0,99995	135	0,470	0,356	0,178
116	115	0,99993	130	0,240	0,312	0,187	145	144	0,99995	135	0,470	0,356	0,178
116	117	0,99996	130	0,820	1,066	0,533	145	416	0,99993	130	0,290	0,377	0,189
117	116	0,99996	130	0,820	1,066	0,533	147	148	0,99993	135	0,100	0,076	0,061
118	124	0,99996	135	0,310	0,235	0,188	148	147	0,99993	135	0,100	0,076	0,061
119	126	0,99995	135	0,100	0,076	0,053	148	149	0,99992	135	0,100	0,076	0,053
120	121	0,99997	235	0,790	0,236	0,165	149	148	0,99992	135	0,100	0,076	0,053

w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
121	120	0,99997	235	0,790	0,236	0,165	149	150	0,99993	135	0,100	0,076	0,061
121	122	0,99992	170	0,200	0,105	0,084	150	149	0,99993	135	0,100	0,076	0,061
122	121	0,99992	170	0,200	0,105	0,084	150	151	0,99996	135	0,100	0,076	0,061
122	123	0,99996	170	0,200	0,105	0,063	151	150	0,99996	135	0,100	0,076	0,061
123	122	0,99996	170	0,200	0,105	0,063	151	152	0,99992	135	0,100	0,076	0,038
123	124	0,99997	130	0,900	1,170	0,819	152	151	0,99992	135	0,100	0,076	0,038
124	118	0,99996	135	0,310	0,235	0,188	152	153	0,99993	135	0,100	0,076	0,038
124	123	0,99997	130	0,900	1,170	0,819	153	152	0,99993	135	0,100	0,076	0,038
124	130	0,99992	135	0,945	0,716	0,501	153	154	0,99997	130	0,350	0,455	0,319
125	126	0,99995	135	0,200	0,152	0,076	153	159	0,99992	135	0,260	0,197	0,138
125	140	0,99995	135	0,412	0,312	0,219	154	153	0,99997	130	0,350	0,455	0,319
126	119	0,99995	135	0,100	0,076	0,053	154	155	0,99994	135	0,370	0,280	0,168
126	125	0,99995	135	0,200	0,152	0,076	155	154	0,99994	135	0,370	0,280	0,168
127	128	0,99995	135	0,290	0,220	0,176	155	156	0,99993	135	0,420	0,318	0,159
127	134	0,99994	235	0,900	0,269	0,135	156	155	0,99993	135	0,420	0,318	0,159
128	127	0,99995	135	0,290	0,220	0,176	156	157	0,99995	135	0,360	0,273	0,191
128	129	0,99996	135	0,166	0,126	0,088	157	156	0,99995	135	0,360	0,273	0,191
129	128	0,99996	135	0,166	0,126	0,088	157	158	0,99993	135	0,320	0,243	0,170
129	130	0,99995	135	0,180	0,136	0,096	158	157	0,99993	135	0,320	0,243	0,170
130	124	0,99992	135	0,945	0,716	0,501	158	184	0,99992	135	0,350	0,265	0,159
130	129	0,99995	135	0,180	0,136	0,096	159	153	0,99992	135	0,260	0,197	0,138
131	132	0,99993	170	0,050	0,026	0,016	159	160	0,99996	130	0,350	0,455	0,273
131	417	0,99993	170	0,430	0,225	0,113	160	159	0,99996	130	0,350	0,455	0,273
132	131	0,99993	170	0,050	0,026	0,016	160	161	0,99992	130	0,260	0,338	0,169
132	416	0,99997	170	0,520	0,272	0,136	161	160	0,99992	130	0,260	0,338	0,169
133	134	0,99993	170	0,190	0,100	0,070	161	162	0,99995	130	0,253	0,329	0,164
133	139	0,99997	170	0,440	0,231	0,138	162	161	0,99995	130	0,253	0,329	0,164
134	127	0,99994	235	0,900	0,269	0,135	162	163	0,99994	130	0,514	0,668	0,334
134	133	0,99993	170	0,190	0,100	0,070	163	162	0,99994	130	0,514	0,668	0,334
135	136	0,99995	130	0,490	0,637	0,382	163	168	0,99994	130	0,680	0,884	0,707
135	139	0,99995	130	0,610	0,793	0,555	164	165	0,99993	235	0,496	0,148	0,104
136	135	0,99995	130	0,490	0,637	0,382	165	164	0,99993	235	0,496	0,148	0,104
136	137	0,99996	130	0,050	0,065	0,045	165	166	0,99996	235	0,097	0,029	0,020
136	138	0,99996	130	0,390	0,507	0,304	166	165	0,99996	235	0,097	0,029	0,020
137	136	0,99996	130	0,050	0,065	0,045	166	269	0,99995	235	0,186	0,056	0,028
138	136	0,99996	130	0,390	0,507	0,304	167	168	0,99995	130	0,440	0,572	0,286
139	133	0,99997	170	0,440	0,231	0,138	168	163	0,99994	130	0,680	0,884	0,707
139	135	0,99995	130	0,610	0,793	0,555	168	167	0,99995	130	0,440	0,572	0,286
139	140	0,99995	130	0,400	0,520	0,416	169	170	0,99994	130	0,350	0,455	0,319
169	173	0,99996	130	0,320	0,416	0,291	199	194	0,99996	135	0,190	0,144	0,072
170	169	0,99994	130	0,350	0,455	0,319	199	198	0,99994	235	0,450	0,135	0,108
170	171	0,99996	130	0,350	0,455	0,228	200	268	0,99997	235	0,260	0,078	0,062
171	170	0,99996	130	0,350	0,455	0,228	201	202	0,99992	235	0,100	0,030	0,018
171	172	0,99994	130	0,350	0,455	0,273	202	201	0,99992	235	0,100	0,030	0,018
172	171	0,99994	130	0,350	0,455	0,273	202	203	0,99992	235	0,150	0,045	0,022
173	169	0,99996	130	0,320	0,416	0,291	203	202	0,99992	235	0,150	0,045	0,022
173	174	0,99996	130	0,320	0,416	0,208	203	204	0,99992	235	0,050	0,015	0,009
174	173	0,99996	130	0,320	0,416	0,208	204	203	0,99992	235	0,050	0,015	0,009
174	175	0,99995	345	0,020	0,003	0,002	204	205	0,99992	235	0,150	0,045	0,036
175	174	0,99995	345	0,020	0,003	0,002	205	204	0,99992	235	0,150	0,045	0,036
175	176	0,99992	235	0,030	0,009	0,005	205	206	0,99995	235	0,300	0,090	0,045

w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
175	270	0,99994	235	0,480	0,144	0,086	206	205	0,99995	235	0,300	0,090	0,045
176	175	0,99992	235	0,030	0,009	0,005	206	207	0,99995	235	0,560	0,167	0,117
176	177	0,99996	235	0,256	0,077	0,061	207	206	0,99995	235	0,560	0,167	0,117
177	176	0,99996	235	0,256	0,077	0,061	207	208	0,99997	235	0,100	0,030	0,015
177	182	0,99994	235	0,175	0,052	0,037	208	207	0,99997	235	0,100	0,030	0,015
178	179	0,99994	130	0,360	0,468	0,281	209	210	0,99994	235	0,300	0,090	0,054
179	178	0,99994	130	0,360	0,468	0,281	209	223	0,99992	235	0,260	0,078	0,047
179	180	0,99997	235	0,230	0,069	0,055	210	209	0,99994	235	0,300	0,090	0,054
179	183	0,99993	135	0,900	0,682	0,478	210	211	0,99995	235	0,191	0,057	0,040
180	179	0,99997	235	0,230	0,069	0,055	211	210	0,99995	235	0,191	0,057	0,040
180	181	0,99992	235	0,208	0,062	0,031	211	212	0,99995	235	0,320	0,096	0,048
181	180	0,99992	235	0,208	0,062	0,031	211	225	0,99996	235	0,219	0,065	0,046
181	182	0,99997	235	0,050	0,015	0,010	212	211	0,99995	235	0,320	0,096	0,048
181	328	0,99996	235	0,397	0,119	0,071	212	219	0,99992	235	0,150	0,045	0,031
182	177	0,99994	235	0,175	0,052	0,037	213	215	0,99992	235	0,130	0,039	0,023
182	181	0,99997	235	0,050	0,015	0,010	213	238	0,99994	235	0,244	0,073	0,036
183	179	0,99993	135	0,900	0,682	0,478	214	216	0,99992	235	0,248	0,074	0,059
184	158	0,99992	135	0,350	0,265	0,159	214	234	0,99992	235	0,270	0,081	0,048
184	185	0,99993	135	0,310	0,235	0,117	215	213	0,99992	235	0,130	0,039	0,023
185	184	0,99993	135	0,310	0,235	0,117	215	220	0,99993	235	0,244	0,073	0,036
185	186	0,99997	170	0,390	0,204	0,163	216	214	0,99992	235	0,248	0,074	0,059
186	185	0,99997	170	0,390	0,204	0,163	216	221	0,99993	235	0,344	0,103	0,072
187	188	0,99994	135	0,400	0,303	0,152	217	218	0,99992	235	0,200	0,060	0,042
187	191	0,99994	235	0,186	0,056	0,033	217	245	0,99997	235	0,045	0,013	0,007
188	187	0,99994	135	0,400	0,303	0,152	218	217	0,99992	235	0,200	0,060	0,042
188	189	0,99997	135	0,240	0,182	0,127	218	219	0,99992	235	0,100	0,030	0,015
189	188	0,99997	135	0,240	0,182	0,127	219	212	0,99992	235	0,150	0,045	0,031
189	190	0,99993	235	0,162	0,048	0,029	219	218	0,99992	235	0,100	0,030	0,015
190	189	0,99993	235	0,162	0,048	0,029	220	215	0,99993	235	0,244	0,073	0,036
191	187	0,99994	235	0,186	0,056	0,033	220	221	0,99994	235	0,720	0,215	0,129
191	192	0,99995	135	0,420	0,318	0,191	221	216	0,99993	235	0,344	0,103	0,072
192	191	0,99995	135	0,420	0,318	0,191	221	220	0,99994	235	0,720	0,215	0,129
192	193	0,99996	170	0,360	0,189	0,151	221	226	0,99996	235	0,146	0,044	0,022
193	192	0,99996	170	0,360	0,189	0,151	222	223	0,99993	235	0,095	0,028	0,014
193	194	0,99993	170	0,120	0,063	0,038	222	248	0,99993	235	0,310	0,093	0,065
194	193	0,99993	170	0,120	0,063	0,038	223	209	0,99992	235	0,260	0,078	0,047
194	199	0,99996	135	0,190	0,144	0,072	223	222	0,99993	235	0,095	0,028	0,014
195	196	0,99996	235	0,200	0,060	0,048	224	225	0,99992	235	0,300	0,090	0,063
196	195	0,99996	235	0,200	0,060	0,048	224	241	0,99993	235	0,175	0,052	0,042
196	197	0,99996	235	0,221	0,066	0,053	225	211	0,99996	235	0,219	0,065	0,046
197	196	0,99996	235	0,221	0,066	0,053	225	224	0,99992	235	0,300	0,090	0,063
197	198	0,99994	235	0,180	0,054	0,027	226	221	0,99996	235	0,146	0,044	0,022
198	197	0,99994	235	0,180	0,054	0,027	226	227	0,99993	235	0,243	0,073	0,036
198	199	0,99994	235	0,450	0,135	0,108	227	226	0,99993	235	0,243	0,073	0,036
227	231	0,99995	235	0,500	0,149	0,090	258	259	0,99993	235	0,320	0,096	0,048
228	229	0,99995	235	0,230	0,069	0,034	259	258	0,99993	235	0,320	0,096	0,048
229	228	0,99995	235	0,230	0,069	0,034	259	260	0,99995	235	0,200	0,060	0,042
229	230	0,99992	235	0,220	0,066	0,033	260	259	0,99995	235	0,200	0,060	0,042
230	229	0,99992	235	0,220	0,066	0,033	260	261	0,99995	235	0,600	0,179	0,144
230	231	0,99997	235	0,300	0,090	0,045	261	260	0,99995	235	0,600	0,179	0,144
231	227	0,99995	235	0,500	0,149	0,090	261	262	0,99997	235	0,890	0,266	0,160

w_1	w_2	p	I_{dd} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dd} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
231	230	0,99997	235	0,300	0,090	0,045	262	261	0,99997	235	0,890	0,266	0,160
231	264	0,99995	235	0,390	0,117	0,070	262	263	0,99992	235	0,550	0,164	0,115
232	233	0,99992	235	0,230	0,069	0,048	263	262	0,99992	235	0,550	0,164	0,115
233	232	0,99992	235	0,230	0,069	0,048	263	264	0,99996	235	0,350	0,105	0,063
233	234	0,99997	235	0,270	0,081	0,040	264	231	0,99995	235	0,390	0,117	0,070
234	214	0,99992	235	0,270	0,081	0,048	264	263	0,99996	235	0,350	0,105	0,063
234	233	0,99997	235	0,270	0,081	0,040	265	266	0,99993	235	0,050	0,015	0,010
235	236	0,99997	235	0,361	0,108	0,065	266	265	0,99993	235	0,050	0,015	0,010
236	235	0,99997	235	0,361	0,108	0,065	266	267	0,99995	235	0,050	0,015	0,012
236	237	0,99994	235	0,463	0,138	0,097	267	266	0,99995	235	0,050	0,015	0,012
237	236	0,99994	235	0,463	0,138	0,097	268	200	0,99997	235	0,260	0,078	0,062
237	238	0,99995	235	0,200	0,060	0,042	269	166	0,99995	235	0,186	0,056	0,028
238	213	0,99994	235	0,244	0,073	0,036	269	270	0,99993	235	0,010	0,003	0,002
238	237	0,99995	235	0,200	0,060	0,042	270	175	0,99994	235	0,480	0,144	0,086
239	240	0,99996	235	0,130	0,039	0,031	270	269	0,99993	235	0,010	0,003	0,002
240	239	0,99996	235	0,130	0,039	0,031	270	271	0,99994	235	0,200	0,060	0,030
240	241	0,99992	235	0,350	0,105	0,073	271	270	0,99994	235	0,200	0,060	0,030
241	224	0,99993	235	0,175	0,052	0,042	272	273	0,99994	235	0,230	0,069	0,048
241	240	0,99992	235	0,350	0,105	0,073	273	272	0,99994	235	0,230	0,069	0,048
242	243	0,99992	235	0,180	0,054	0,032	273	274	0,99996	235	0,170	0,051	0,030
243	242	0,99992	235	0,180	0,054	0,032	274	273	0,99996	235	0,170	0,051	0,030
243	244	0,99994	235	0,130	0,039	0,031	274	275	0,99997	235	0,230	0,069	0,041
244	243	0,99994	235	0,130	0,039	0,031	275	274	0,99997	235	0,230	0,069	0,041
244	245	0,99995	235	0,070	0,021	0,013	275	276	0,99996	235	0,370	0,111	0,066
245	217	0,99997	235	0,045	0,013	0,007	276	275	0,99996	235	0,370	0,111	0,066
245	244	0,99995	235	0,070	0,021	0,013	276	277	0,99993	235	0,240	0,072	0,036
246	247	0,99995	235	0,290	0,087	0,061	277	276	0,99993	235	0,240	0,072	0,036
247	246	0,99995	235	0,290	0,087	0,061	277	278	0,99995	205	0,180	0,068	0,048
247	248	0,99996	235	0,360	0,108	0,054	278	277	0,99995	205	0,180	0,068	0,048
248	222	0,99993	235	0,310	0,093	0,065	278	279	0,99995	235	0,240	0,072	0,050
248	247	0,99996	235	0,360	0,108	0,054	279	278	0,99995	235	0,240	0,072	0,050
249	250	0,99993	235	0,250	0,075	0,052	279	280	0,99997	235	0,120	0,036	0,029
250	249	0,99993	235	0,250	0,075	0,052	280	279	0,99997	235	0,120	0,036	0,029
250	251	0,99997	235	0,360	0,108	0,075	280	281	0,99994	235	0,540	0,161	0,113
251	250	0,99997	235	0,360	0,108	0,075	281	280	0,99994	235	0,540	0,161	0,113
251	252	0,99996	235	0,330	0,099	0,049	281	282	0,99996	235	0,390	0,117	0,070
252	251	0,99996	235	0,330	0,099	0,049	282	281	0,99996	235	0,390	0,117	0,070
252	256	0,99997	235	0,265	0,079	0,063	283	284	0,99995	135	0,530	0,402	0,241
253	254	0,99994	235	0,270	0,081	0,048	284	283	0,99995	135	0,530	0,402	0,241
253	257	0,99993	235	0,030	0,009	0,007	284	285	0,99992	205	0,800	0,303	0,243
254	253	0,99994	235	0,270	0,081	0,048	285	284	0,99992	205	0,800	0,303	0,243
254	255	0,99992	235	0,205	0,061	0,049	285	286	0,99992	135	0,270	0,205	0,102
255	254	0,99992	235	0,205	0,061	0,049	286	285	0,99992	135	0,270	0,205	0,102
255	256	0,99993	235	0,142	0,042	0,034	286	290	0,99997	135	0,190	0,144	0,115
256	252	0,99997	235	0,265	0,079	0,063	287	288	0,99996	135	0,430	0,326	0,261
256	255	0,99993	235	0,142	0,042	0,034	287	291	0,99992	135	0,400	0,303	0,182
257	253	0,99993	235	0,030	0,009	0,007	288	287	0,99996	135	0,430	0,326	0,261
257	258	0,99997	235	0,100	0,030	0,024	288	289	0,99993	135	0,500	0,379	0,190
258	257	0,99997	235	0,100	0,030	0,024	289	288	0,99993	135	0,500	0,379	0,190
289	290	0,99996	135	0,180	0,136	0,096	319	318	0,99993	235	0,640	0,191	0,096
290	286	0,99997	135	0,190	0,144	0,115	319	320	0,99996	235	0,190	0,057	0,045

w_1	w_2	p	I_{dd}, A	d, km	R, Ω	X, Ω	w_1	w_2	p	I_{dd}, A	d, km	R, Ω	X, Ω
290	289	0,99996	135	0,180	0,136	0,096	320	319	0,99996	235	0,190	0,057	0,045
291	287	0,99992	135	0,400	0,303	0,182	320	324	0,99992	235	0,040	0,012	0,006
292	293	0,99995	130	0,620	0,806	0,645	321	316	0,99993	235	2,600	0,777	0,622
293	292	0,99995	130	0,620	0,806	0,645	321	322	0,99992	235	0,290	0,087	0,061
293	294	0,99995	130	0,180	0,234	0,117	322	321	0,99992	235	0,290	0,087	0,061
294	293	0,99995	130	0,180	0,234	0,117	322	323	0,99995	235	0,240	0,072	0,036
294	295	0,99994	130	0,760	0,988	0,593	323	322	0,99995	235	0,240	0,072	0,036
295	294	0,99994	130	0,760	0,988	0,593	323	324	0,99995	235	0,320	0,096	0,057
295	296	0,99993	130	0,550	0,715	0,429	324	320	0,99992	235	0,040	0,012	0,006
296	295	0,99993	130	0,550	0,715	0,429	324	323	0,99995	235	0,320	0,096	0,057
296	297	0,99997	130	0,230	0,299	0,149	325	313	0,99993	235	0,350	0,105	0,084
297	296	0,99997	130	0,230	0,299	0,149	325	317	0,99994	205	0,270	0,102	0,082
297	302	0,99996	130	0,620	0,806	0,645	326	354	0,99992	235	0,400	0,120	0,096
298	312	0,99994	235	0,500	0,149	0,075	328	181	0,99996	235	0,397	0,119	0,071
299	300	0,99995	135	0,450	0,341	0,205	328	329	0,99993	235	0,105	0,031	0,019
299	317	0,99992	235	0,500	0,149	0,120	329	328	0,99993	235	0,105	0,031	0,019
300	299	0,99995	135	0,450	0,341	0,205	329	330	0,99993	235	0,400	0,120	0,096
300	301	0,99996	135	0,280	0,212	0,170	330	329	0,99993	235	0,400	0,120	0,096
301	300	0,99996	135	0,280	0,212	0,170	330	331	0,99996	235	0,300	0,090	0,054
301	302	0,99996	130	0,380	0,494	0,395	330	341	0,99997	170	0,730	0,383	0,191
302	297	0,99996	130	0,620	0,806	0,645	331	330	0,99996	235	0,300	0,090	0,054
302	301	0,99996	130	0,380	0,494	0,395	331	332	0,99994	235	0,400	0,120	0,060
303	304	0,99992	235	0,410	0,123	0,074	332	331	0,99994	235	0,400	0,120	0,060
303	308	0,99992	235	0,420	0,126	0,063	332	333	0,99996	235	0,400	0,120	0,084
304	303	0,99992	235	0,410	0,123	0,074	333	332	0,99996	235	0,400	0,120	0,084
304	305	0,99997	235	0,290	0,087	0,052	333	334	0,99992	235	0,420	0,126	0,063
305	304	0,99997	235	0,290	0,087	0,052	334	333	0,99992	235	0,420	0,126	0,063
305	306	0,99992	235	0,310	0,093	0,046	334	335	0,99996	170	0,270	0,141	0,099
306	305	0,99992	235	0,310	0,093	0,046	335	334	0,99996	170	0,270	0,141	0,099
306	307	0,99997	235	0,495	0,148	0,118	335	336	0,99997	170	0,480	0,252	0,151
307	306	0,99997	235	0,495	0,148	0,118	336	335	0,99997	170	0,480	0,252	0,151
308	303	0,99992	235	0,420	0,126	0,063	336	337	0,99992	235	0,200	0,060	0,030
308	309	0,99995	235	0,500	0,149	0,075	337	336	0,99992	235	0,200	0,060	0,030
309	308	0,99995	235	0,500	0,149	0,075	337	338	0,99992	170	0,600	0,314	0,252
309	310	0,99995	135	0,520	0,394	0,315	338	337	0,99992	170	0,600	0,314	0,252
310	309	0,99995	135	0,520	0,394	0,315	339	340	0,99997	170	0,500	0,262	0,183
310	311	0,99993	135	0,590	0,447	0,313	340	339	0,99997	170	0,500	0,262	0,183
311	310	0,99993	135	0,590	0,447	0,313	340	341	0,99997	170	0,500	0,262	0,210
311	312	0,99997	170	0,500	0,262	0,131	341	330	0,99997	170	0,730	0,383	0,191
312	298	0,99994	235	0,500	0,149	0,075	341	340	0,99997	170	0,500	0,262	0,210
312	311	0,99997	170	0,500	0,262	0,131	342	543	0,99997	235	0,350	0,105	0,052
313	314	0,99992	235	0,600	0,179	0,108	343	344	0,99996	235	0,130	0,039	0,023
313	325	0,99993	235	0,350	0,105	0,084	344	343	0,99996	235	0,130	0,039	0,023
314	313	0,99992	235	0,600	0,179	0,108	344	345	0,99992	235	0,130	0,039	0,031
314	315	0,99996	235	0,350	0,105	0,084	345	344	0,99992	235	0,130	0,039	0,031
315	314	0,99996	235	0,350	0,105	0,084	345	346	0,99996	235	0,130	0,039	0,023
315	316	0,99997	235	0,315	0,094	0,047	346	345	0,99996	235	0,130	0,039	0,023
316	315	0,99997	235	0,315	0,094	0,047	346	347	0,99992	235	0,600	0,179	0,126
316	321	0,99993	235	2,600	0,777	0,622	347	346	0,99992	235	0,600	0,179	0,126
317	299	0,99992	235	0,500	0,149	0,120	347	348	0,99993	235	0,630	0,188	0,132
317	318	0,99996	235	0,210	0,063	0,038	348	347	0,99993	235	0,630	0,188	0,132

w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
317	325	0,99994	205	0,270	0,102	0,082	349	350	0,99997	235	0,360	0,108	0,065
318	317	0,99996	235	0,210	0,063	0,038	350	349	0,99997	235	0,360	0,108	0,065
318	319	0,99993	235	0,640	0,191	0,096	350	351	0,99997	235	0,800	0,239	0,167
351	350	0,99997	235	0,800	0,239	0,167	379	378	0,99994	130	0,100	0,130	0,065
351	352	0,99994	235	0,577	0,173	0,104	379	380	0,99994	130	0,490	0,637	0,446
352	351	0,99994	235	0,577	0,173	0,104	380	368	0,99996	130	0,470	0,611	0,306
352	353	0,99994	235	0,870	0,260	0,208	380	379	0,99994	130	0,490	0,637	0,446
353	352	0,99994	235	0,870	0,260	0,208	381	382	0,99993	205	0,100	0,038	0,019
353	357	0,99996	235	1,150	0,344	0,172	382	381	0,99993	205	0,100	0,038	0,019
354	326	0,99992	235	0,400	0,120	0,096	382	383	0,99993	205	0,100	0,038	0,030
354	355	0,99997	235	0,500	0,149	0,075	383	382	0,99993	205	0,100	0,038	0,030
355	354	0,99997	235	0,500	0,149	0,075	383	384	0,99996	205	0,100	0,038	0,030
355	356	0,99993	235	0,880	0,263	0,132	384	383	0,99996	205	0,100	0,038	0,030
356	355	0,99993	235	0,880	0,263	0,132	384	402	0,99997	205	0,480	0,182	0,146
356	357	0,99995	235	0,500	0,149	0,075	385	386	0,99996	235	0,440	0,132	0,092
356	363	0,99993	235	0,500	0,149	0,120	386	385	0,99996	235	0,440	0,132	0,092
357	353	0,99996	235	1,150	0,344	0,172	386	387	0,99994	235	0,100	0,030	0,024
357	356	0,99995	235	0,500	0,149	0,075	387	386	0,99994	235	0,100	0,030	0,024
358	359	0,99995	130	0,500	0,650	0,520	387	388	0,99993	235	0,100	0,030	0,018
359	358	0,99995	130	0,500	0,650	0,520	388	387	0,99993	235	0,100	0,030	0,018
359	360	0,99993	130	0,500	0,650	0,520	388	389	0,99992	235	0,150	0,045	0,036
360	359	0,99993	130	0,500	0,650	0,520	389	388	0,99992	235	0,150	0,045	0,036
360	361	0,99992	130	0,700	0,910	0,546	389	390	0,99994	205	0,100	0,038	0,023
361	360	0,99992	130	0,700	0,910	0,546	390	389	0,99994	205	0,100	0,038	0,023
361	362	0,99993	235	1,000	0,299	0,179	390	391	0,99993	205	0,010	0,004	0,002
362	361	0,99993	235	1,000	0,299	0,179	391	390	0,99993	205	0,010	0,004	0,002
362	363	0,99995	235	0,500	0,149	0,075	392	393	0,99996	235	0,100	0,030	0,018
363	356	0,99993	235	0,500	0,149	0,120	393	392	0,99996	235	0,100	0,030	0,018
363	362	0,99995	235	0,500	0,149	0,075	393	397	0,99996	235	0,100	0,030	0,018
364	365	0,99993	260	0,455	0,111	0,056	394	395	0,99993	235	0,360	0,108	0,075
364	405	0,99993	260	0,400	0,098	0,078	395	394	0,99993	235	0,360	0,108	0,075
365	364	0,99993	260	0,455	0,111	0,056	395	396	0,99993	235	0,360	0,108	0,086
365	366	0,99997	130	0,690	0,897	0,538	396	395	0,99993	235	0,360	0,108	0,086
366	365	0,99997	130	0,690	0,897	0,538	396	397	0,99997	235	1,100	0,329	0,230
366	367	0,99996	235	0,350	0,105	0,084	397	393	0,99996	235	0,100	0,030	0,018
367	366	0,99996	235	0,350	0,105	0,084	397	396	0,99997	235	1,100	0,329	0,230
367	368	0,99995	235	0,340	0,102	0,061	397	398	0,99996	170	0,500	0,262	0,183
368	367	0,99995	235	0,340	0,102	0,061	398	397	0,99996	170	0,500	0,262	0,183
368	375	0,99995	235	0,280	0,084	0,042	398	556	0,99992	170	0,100	0,052	0,037
368	380	0,9996	130	0,470	0,000	0,306	399	369	0,99996	235	2,020	0,604	0,423
369	370	0,99993	235	0,100	0,030	0,015	399	400	0,99996	205	0,150	0,057	0,045
369	399	0,99996	235	2,020	0,604	0,423	400	399	0,99996	205	0,150	0,057	0,045
370	369	0,99993	235	0,100	0,030	0,015	400	401	0,99995	205	0,150	0,057	0,034
370	371	0,99992	235	0,100	0,030	0,024	401	400	0,99995	205	0,150	0,057	0,034
371	370	0,99992	235	0,100	0,030	0,024	402	384	0,99997	205	0,480	0,182	0,146
371	372	0,99997	235	0,440	0,132	0,079	402	403	0,99996	235	0,290	0,087	0,052
372	371	0,99997	235	0,440	0,132	0,079	403	402	0,99996	235	0,290	0,087	0,052
372	373	0,99996	235	0,100	0,030	0,021	403	404	0,99992	235	0,157	0,047	0,028
373	372	0,99996	235	0,100	0,030	0,021	404	403	0,99992	235	0,157	0,047	0,028
373	374	0,99997	235	0,230	0,069	0,055	404	405	0,99995	235	0,750	0,224	0,112
374	373	0,99997	235	0,230	0,069	0,055	405	364	0,99993	260	0,400	0,098	0,078

w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
374	375	0,99997	235	0,230	0,069	0,048	405	404	0,99995	235	0,750	0,224	0,112
375	368	0,99995	235	0,280	0,084	0,042	406	407	0,99992	205	0,290	0,110	0,077
375	374	0,99997	235	0,230	0,069	0,048	406	408	0,99994	135	0,150	0,114	0,068
376	377	0,99995	130	0,700	0,910	0,728	407	406	0,99992	205	0,290	0,110	0,077
377	376	0,99995	130	0,700	0,910	0,728	408	406	0,99994	135	0,150	0,114	0,068
377	378	0,99994	130	0,100	0,130	0,104	408	409	0,99994	135	0,220	0,167	0,133
378	377	0,99994	130	0,100	0,130	0,104	408	410	0,99996	135	0,400	0,303	0,182
378	379	0,99994	130	0,100	0,130	0,065	409	408	0,99994	135	0,220	0,167	0,133
410	408	0,99996	135	0,400	0,303	0,182	440	439	0,99994	235	0,200	0,060	0,042
410	411	0,99992	135	0,400	0,303	0,182	440	451	0,99992	235	0,200	0,060	0,036
411	410	0,99992	135	0,400	0,303	0,182	441	439	0,99997	235	0,240	0,072	0,057
411	412	0,99992	135	0,380	0,288	0,230	441	442	0,99997	235	0,200	0,060	0,030
412	411	0,99992	135	0,380	0,288	0,230	442	441	0,99997	235	0,200	0,060	0,030
412	413	0,99994	235	0,200	0,060	0,048	442	443	0,99995	235	0,474	0,142	0,099
413	412	0,99994	235	0,200	0,060	0,048	443	442	0,99995	235	0,474	0,142	0,099
414	415	0,99993	130	0,500	0,650	0,455	443	444	0,99992	235	0,389	0,116	0,070
415	414	0,99993	130	0,500	0,650	0,455	444	443	0,99992	235	0,389	0,116	0,070
415	417	0,99996	170	1,500	0,786	0,550	445	446	0,99997	170	0,100	0,052	0,031
416	132	0,99997	170	0,520	0,272	0,136	446	445	0,99997	170	0,100	0,052	0,031
416	145	0,99993	130	0,290	0,377	0,189	446	447	0,99996	170	0,100	0,052	0,042
417	131	0,99993	170	0,430	0,225	0,113	447	446	0,99996	170	0,100	0,052	0,042
417	415	0,99996	170	1,500	0,786	0,550	447	448	0,99992	170	0,100	0,052	0,026
418	419	0,99993	130	0,100	0,130	0,091	448	447	0,99992	170	0,100	0,052	0,026
419	418	0,99993	130	0,100	0,130	0,091	448	449	0,99995	170	0,100	0,052	0,042
419	420	0,99997	170	0,300	0,157	0,094	449	448	0,99995	170	0,100	0,052	0,042
420	419	0,99997	170	0,300	0,157	0,094	449	450	0,99996	170	0,300	0,157	0,126
420	421	0,99992	170	0,330	0,173	0,121	450	449	0,99996	170	0,300	0,157	0,126
421	420	0,99992	170	0,330	0,173	0,121	451	440	0,99992	235	0,200	0,060	0,036
421	422	0,99996	170	0,300	0,157	0,094	451	452	0,99996	235	0,080	0,024	0,019
422	421	0,99996	170	0,300	0,157	0,094	452	451	0,99996	235	0,080	0,024	0,019
422	429	0,99993	170	0,300	0,157	0,110	452	453	0,99997	235	0,238	0,071	0,050
423	424	0,99997	235	0,100	0,030	0,024	453	452	0,99997	235	0,238	0,071	0,050
423	430	0,99997	235	0,240	0,072	0,036	453	454	0,99995	235	0,225	0,067	0,040
424	423	0,99997	235	0,100	0,030	0,024	454	453	0,99995	235	0,225	0,067	0,040
424	425	0,99995	235	0,165	0,049	0,039	454	455	0,99997	235	0,125	0,037	0,019
424	437	0,99994	130	0,790	1,027	0,616	454	461	0,99995	235	0,290	0,087	0,043
425	424	0,99995	235	0,165	0,049	0,039	455	454	0,99997	235	0,125	0,037	0,019
425	426	0,99993	235	0,100	0,030	0,024	456	457	0,99994	235	0,100	0,030	0,021
426	425	0,99993	235	0,100	0,030	0,024	457	456	0,99994	235	0,100	0,030	0,021
426	427	0,99996	235	0,100	0,030	0,018	457	458	0,99997	235	0,100	0,030	0,015
427	426	0,99996	235	0,100	0,030	0,018	458	457	0,99997	235	0,100	0,030	0,015
427	428	0,99993	170	0,100	0,052	0,037	458	459	0,99997	235	0,387	0,116	0,069
427	429	0,99993	235	0,300	0,090	0,063	459	458	0,99997	235	0,387	0,116	0,069
428	427	0,99993	170	0,100	0,052	0,037	459	460	0,99994	235	0,690	0,206	0,165
429	422	0,99992	170	0,300	0,157	0,110	460	459	0,99994	235	0,690	0,206	0,165
429	427	0,99993	235	0,300	0,090	0,063	460	461	0,99994	235	0,330	0,099	0,059
430	423	0,99997	235	0,240	0,072	0,036	461	454	0,99995	235	0,290	0,087	0,043
430	431	0,99995	130	0,640	0,832	0,666	461	460	0,99994	235	0,330	0,099	0,059
431	430	0,99995	130	0,640	0,832	0,666	462	471	0,99997	135	0,100	0,076	0,045
431	432	0,99997	130	1,040	1,352	0,676	463	464	0,99997	135	0,100	0,076	0,038
432	431	0,99997	130	1,040	1,352	0,676	463	479	0,99996	235	0,468	0,140	0,098

w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dds} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
433	434	0,99997	135	0,400	0,303	0,182	463	481	0,99994	235	0,200	0,060	0,048
434	433	0,99997	135	0,400	0,303	0,182	464	463	0,99997	135	0,100	0,076	0,038
434	435	0,99995	135	0,350	0,265	0,186	464	465	0,99997	135	0,360	0,273	0,164
435	434	0,99995	135	0,350	0,265	0,186	464	467	0,99994	135	0,030	0,023	0,018
435	436	0,99995	135	0,580	0,440	0,352	465	464	0,99997	135	0,360	0,273	0,164
436	435	0,99995	135	0,580	0,440	0,352	465	466	0,99996	170	0,260	0,136	0,095
437	424	0,99994	130	0,790	1,027	0,616	466	465	0,99996	170	0,260	0,136	0,095
437	438	0,99996	130	0,200	0,260	0,130	466	474	0,99997	170	0,300	0,157	0,110
438	437	0,99996	130	0,200	0,260	0,130	467	464	0,99994	135	0,030	0,023	0,018
438	439	0,99994	130	0,200	0,260	0,130	467	468	0,99995	235	0,100	0,030	0,024
439	438	0,99994	130	0,200	0,260	0,130	468	467	0,99995	235	0,100	0,030	0,024
439	440	0,99994	235	0,200	0,060	0,042	468	469	0,99994	235	0,230	0,069	0,055
439	441	0,99997	235	0,240	0,072	0,057	469	468	0,99994	235	0,230	0,069	0,055
469	470	0,99994	235	0,240	0,072	0,057	499	500	0,99996	235	0,100	0,030	0,024
470	469	0,99994	235	0,240	0,072	0,057	500	499	0,99996	235	0,100	0,030	0,024
471	462	0,99997	135	0,100	0,076	0,045	500	501	0,99993	235	0,050	0,015	0,010
471	472	0,99994	135	0,050	0,038	0,030	501	500	0,99993	235	0,050	0,015	0,010
472	471	0,99994	135	0,050	0,038	0,030	501	502	0,99995	235	0,500	0,149	0,120
472	473	0,99994	170	0,090	0,047	0,033	502	501	0,99995	235	0,500	0,149	0,120
473	472	0,99994	170	0,090	0,047	0,033	503	504	0,99994	235	0,320	0,096	0,067
473	474	0,99994	235	0,300	0,090	0,045	504	503	0,99994	235	0,320	0,096	0,067
474	466	0,99997	170	0,300	0,157	0,110	504	505	0,99992	235	0,280	0,084	0,067
474	473	0,99994	235	0,300	0,090	0,045	505	504	0,99992	235	0,280	0,084	0,067
474	486	0,99996	135	0,200	0,152	0,076	505	506	0,99996	235	0,050	0,015	0,010
475	476	0,99996	135	0,154	0,117	0,058	506	505	0,99996	235	0,050	0,015	0,010
475	483	0,99994	235	0,574	0,172	0,120	506	507	0,99993	235	0,200	0,060	0,030
476	475	0,99996	135	0,154	0,117	0,058	507	506	0,99993	235	0,200	0,060	0,030
476	477	0,99993	135	0,699	0,530	0,424	507	510	0,99992	235	0,470	0,141	0,112
477	476	0,99993	135	0,699	0,530	0,424	507	511	0,99995	235	0,200	0,060	0,048
478	479	0,99996	235	0,310	0,093	0,056	508	512	0,99995	235	0,200	0,060	0,030
479	463	0,99996	235	0,468	0,140	0,098	509	510	0,99996	235	0,470	0,141	0,098
479	478	0,99996	235	0,310	0,093	0,056	509	512	0,99995	235	0,200	0,060	0,036
480	481	0,99994	235	0,050	0,015	0,012	510	507	0,99992	235	0,470	0,141	0,112
480	484	0,99995	235	0,250	0,075	0,045	510	509	0,99996	235	0,470	0,141	0,098
480	485	0,99993	235	0,300	0,090	0,045	511	507	0,99995	235	0,200	0,060	0,048
481	463	0,99994	235	0,200	0,060	0,048	512	508	0,99995	235	0,200	0,060	0,030
481	480	0,99994	235	0,050	0,015	0,012	512	509	0,99995	235	0,200	0,060	0,036
481	482	0,99995	235	0,305	0,091	0,073	513	514	0,99994	300	0,680	0,132	0,106
482	481	0,99995	235	0,305	0,091	0,073	513	515	0,99997	235	0,208	0,062	0,050
483	475	0,99994	235	0,574	0,172	0,120	514	103	0,99995	235	1,520	0,454	0,227
483	484	0,99994	235	0,250	0,075	0,045	514	513	0,99994	300	0,680	0,132	0,106
484	480	0,99995	235	0,250	0,075	0,045	515	513	0,99997	235	0,208	0,062	0,050
484	483	0,99994	235	0,250	0,075	0,045	515	516	0,99995	235	0,260	0,078	0,062
485	480	0,99993	235	0,300	0,090	0,045	516	515	0,99995	235	0,260	0,078	0,062
486	474	0,99996	135	0,200	0,152	0,076	516	517	0,99994	235	0,500	0,149	0,120
486	487	0,99992	150	0,100	3,102	2,481	517	516	0,99994	235	0,500	0,149	0,120
487	486	0,99992	150	0,100	3,039	2,481	517	520	0,99994	235	0,345	0,103	0,062
487	488	0,99994	150	1,713	2,976	1,488	518	519	0,99992	235	0,803	0,240	0,120
488	487	0,99994	150	1,713	2,913	1,488	518	521	0,99996	235	0,137	0,041	0,020
489	490	0,99993	235	0,100	0,030	0,018	519	518	0,99992	235	0,803	0,240	0,120
490	489	0,99993	235	0,100	0,030	0,018	519	520	0,99995	235	0,540	0,161	0,097

w_1	w_2	p	I_{dd} , A	d , km	R , Ω	X , Ω	w_1	w_2	p	I_{dd} , A	d , km	R , Ω	X , Ω
490	491	0,99992	235	0,100	0,030	0,015	520	517	0,99994	235	0,345	0,103	0,062
491	490	0,99992	235	0,100	0,030	0,015	520	519	0,99995	235	0,540	0,161	0,097
491	492	0,99994	235	0,100	0,030	0,018	521	518	0,99996	235	0,137	0,041	0,020
492	491	0,99994	235	0,100	0,030	0,018	521	522	0,99995	300	0,510	0,099	0,069
492	493	0,99993	235	0,290	0,087	0,069	522	521	0,99995	300	0,510	0,099	0,069
493	492	0,99993	235	0,290	0,087	0,069	522	523	0,99994	300	0,329	0,064	0,038
493	494	0,99992	235	0,010	0,003	0,002	523	522	0,99994	300	0,329	0,064	0,038
494	493	0,99992	235	0,010	0,003	0,002	524	525	0,99996	235	0,200	0,060	0,030
494	495	0,99995	235	0,250	0,075	0,060	524	527	0,99996	235	0,200	0,060	0,030
495	494	0,99995	235	0,250	0,075	0,060	525	524	0,99996	235	0,200	0,060	0,030
495	496	0,99995	235	0,245	0,073	0,051	526	527	0,99994	235	0,400	0,120	0,096
496	495	0,99995	235	0,245	0,073	0,051	527	524	0,99996	235	0,200	0,060	0,030
496	497	0,99993	235	0,245	0,073	0,059	527	526	0,99994	235	0,400	0,120	0,096
497	496	0,99993	235	0,245	0,073	0,059	527	528	0,99995	235	2,060	0,616	0,370
497	498	0,99993	235	0,220	0,066	0,046	527	553	0,99995	235	1,000	0,299	0,239
498	497	0,99993	235	0,220	0,066	0,046	528	527	0,99995	235	2,060	0,616	0,370
498	499	0,99994	235	0,195	0,058	0,035	529	530	0,99994	170	0,100	0,052	0,031
499	498	0,99994	235	0,195	0,058	0,035	530	529	0,99994	170	0,100	0,052	0,031
530	537	0,99993	170	0,100	0,052	0,042	543	342	0,99997	235	0,350	0,105	0,052
531	532	0,99993	235	1,070	0,320	0,160	543	542	0,99993	235	0,350	0,105	0,084
532	531	0,99993	235	1,070	0,320	0,160	544	545	0,99997	170	0,100	0,052	0,042
532	533	0,99994	170	0,636	0,333	0,167	545	544	0,99997	170	0,100	0,052	0,042
533	532	0,99994	170	0,636	0,333	0,167	545	546	0,99992	170	0,200	0,105	0,084
533	534	0,99992	235	0,100	0,030	0,021	546	545	0,99992	170	0,200	0,105	0,084
534	533	0,99992	235	0,100	0,030	0,021	546	547	0,99993	235	0,050	0,015	0,012
534	535	0,99993	235	0,100	0,030	0,018	547	546	0,99993	235	0,050	0,015	0,012
535	534	0,99993	235	0,100	0,030	0,018	547	549	0,99993	170	0,100	0,052	0,026
535	536	0,99992	235	0,100	0,030	0,021	547	550	0,99993	170	0,100	0,052	0,026
536	535	0,99992	235	0,100	0,030	0,021	548	550	0,99996	170	0,100	0,052	0,031
536	537	0,99992	235	0,100	0,030	0,018	549	547	0,99993	170	0,100	0,052	0,026
537	530	0,99993	170	0,100	0,052	0,042	550	547	0,99993	170	0,100	0,052	0,026
537	536	0,99992	235	0,100	0,030	0,018	550	548	0,99996	170	0,100	0,052	0,031
537	538	0,99993	235	0,500	0,149	0,075	550	551	0,99994	170	0,100	0,052	0,042
538	537	0,99993	235	0,500	0,149	0,075	551	550	0,99994	170	0,100	0,052	0,042
539	540	0,99996	130	0,400	0,520	0,364	551	552	0,99996	170	0,100	0,052	0,026
540	539	0,99996	130	0,400	0,520	0,364	552	551	0,99996	170	0,100	0,052	0,026
540	541	0,99996	130	1,878	2,441	1,709	553	527	0,99995	235	1,000	0,299	0,239
541	540	0,99996	130	1,878	2,441	1,709	554	555	0,99992	235	0,050	0,015	0,010
541	542	0,99992	235	0,100	0,030	0,024	555	113	0,99992	235	0,500	0,149	0,090
542	541	0,99992	235	0,100	0,030	0,024	555	554	0,99992	235	0,050	0,015	0,010
542	543	0,99993	235	0,350	0,105	0,084	556	398	0,99992	170	0,100	0,052	0,037

Oznaczenia:

w_1 – numer węzła początkowego gałęzi sieci; w_2 – numer węzła końcowego gałęzi sieci; p – współczynnik niezawodności danej gałęzi sieci; I_{dd} – wartość natężenia prądu dopuszczalnego długotrwale danej gałęzi sieci, w A; d – długość danej gałęzi sieci, w km; R – rezystancja danej gałęzi sieci, w Ω ; X – reaktancja danej gałęzi sieci, w Ω

Streszczenie

METODY ANALIZY I SYNTEZY NIEZAWODNOŚCI ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN ORAZ OPTIMALIZACJA ICH POAWARYJNYCH POŁĄCZEŃ Z WYKORZYSTANIEM ALGORYTMÓW EWOLUCYJNYCH

W pracy przedstawiono rezultaty badań autora dotyczące porównania możliwości i ograniczeń analitycznych i symulacyjnych metod oceny niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN. Dobrą alternatywą dla metod analitycznych stają się metody symulacyjne opierające się na modelowaniu statystycznym, a także metoda oparta na sieciach Petriego, które umożliwiają dokonanie analizy i oceny niezawodności układów elektroenergetycznych w przypadkach niemożności (ze względu na skomplikowany opis matematyczny i brak danych) wykorzystania klasycznych metod analitycznych. Przedstawiono możliwości zastosowania metod symulowanej ewolucji do oceny niezawodności sieci dystrybucyjnych oraz optymalnego zarządzania (ze szczególnym uwzględnieniem stanów awarii) infrastrukturą złożonych systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej.

W pracy wykorzystano metody naukowe należące do klasy metod sztucznej inteligencji (algorytmy genetyczne i ewolucyjne oraz system klasyfikujący) i zaproponowano rozwiązanie problemu optymalizacji poawaryjnych konfiguracji złożonych układów elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Zastosowane podejście obliczeniowe charakteryzuje się stosunkowo szybkim uzyskiwaniem rozwiązań (optymalnych lub supooptymalnych) przy mniejszym nakładzie pracy (przygotowanie danych obliczeniowych, złożone i czasochłonne algorytmy obliczeniowe) niż w klasycznych metodach programowania matematycznego. Uzyskane w ramach wykonanych badań rezultaty, w postaci opracowanych procedur wyznaczania najefektywniejszych konfiguracji pracy urządzeń sieciowych, można wykorzystać jako element dużo bardziej złożonych systemów informatycznych wykorzystywanych w zarządzaniu pracą elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

S u m m a r y

METHODS OF RELIABILITY ANALYSIS AND SYNTHESIS OF POWER ELECTRIC MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS AND OPTIMIZATION OF THEIR POST-FAULT CONNECTIONS WITH THE USE OF EVOLUTIONARY ALGORITHMS.

Results of author research on comparison of possibilities and limitations of analytic and simulation methods of reliability evaluation of medium voltage power electric distribution networks have been presented in the paper. Simulation methods based on statistical modelling and Petri networks create a good alternative for analytic methods. Simulation methods enable to analyse and evaluate the reliability of power electric networks in case of impossibility of using the classical methods (because of complicated mathematical description and lack of data). Possibilities of using the evolutionary approach in distribution networks reliability evaluation and optimum management of infrastructure of complex electrical energy distribution systems (with faulty states taken into particular consideration) have been presented.

Scientific methods belonging to the class of artificial intelligence methods (genetic and evolutionary algorithms and classifier system) have been used in the paper. A solution of the optimisation problem of complex power electric networks post-fault configuration has been proposed. The applied calculation approach is characterised by obtaining a relatively fast solution (optimum and suboptimum) at less amount of labour (preparing the calculation data, complex and time-consuming calculation algorithms) than classical mathematical programming methods. The results obtained within the range of the research carried out, in the form of elaborated procedures of determining the most effective network appliances configuration, can be used as a part of much more complex computer systems used in power electric distribution network operation management.