

Planowanie przebudowy terenowych sieci dystrybucyjnych SN metodami ewolucyjnymi

Streszczenie. Artykuł porusza problem planowania procesów modernizacji i przebudowy terenowych elektroenergetycznych sieci średniego napięcia (SN). Głównym celem wykonanych prac było wykorzystanie obliczeniowych metod ewolucyjnych do planowania modernizacji sieci dystrybucyjnych SN. Temat podlegał analizie ze względu na aktualność tematyki dotyczącej kablowania terenowych sieci dystrybucyjnych. Aktualnie bowiem operatorzy sieci realizują program przebudowy sieci napowietrznych średniego napięcia na sieci kablowe, co ma na celu zwiększenie niezawodności i efektywności tych sieci.

Abstract. The text treats the question of planning for the process of modernization and redevelopment of medium-voltage power(MV). The general point pertain to the process of distribution these networks wherewithal the computational evolutionary methods. The topic was raised up due to the recent currency of the discussion about that and it is known that the program is conducted by distribution special, network operators to reconstruct of the medium-voltage power overhead networks into cable networks what is implied to increase the reliability and efficiency of these networks.. (Planning of the reconstruction of MV local power distribution networks by means of evolutionary methods).

Słowa kluczowe: optymalizacja, sieci elektroenergetyczne, planowanie, metody ewolucyjne.

Keywords: optimization, power grids, planning, evolutionary methods.

Wstęp

W elektroenergetyce można rozróżnić wiele problemów do rozwiązania których wykorzystuje się metody optymalizacji. Wśród metod optymalizacji wyróżnia się m.in.: metody klasyczne, heurystyczne i hybrydowe.

Ważnym zagadnieniem jest planowanie modernizacji terenowych elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Przyczynami modernizacji sieci terenowych są m.in.:

- przekroczenie dopuszczalnych obciążeń stacji SN/nN,
- przekroczenie dopuszczalnych spadków napięcia,
- zły stan techniczny elementów sieci,
- awaryjność sieci elektroenergetycznych.

W literaturze krajowej i anglojęzycznej publikowane są wyniki prac dotyczące ogólnych metod planowania rozwoju systemów dystrybucyjnych, przy wykorzystaniu metod optymalizacji [1, 2, 3, 4]. W wymienionych pracach przedstawiono aspekty optymalizacji z zastosowaniem algorytmów heurystycznych do optymalizacji rozwoju elektroenergetycznych systemów dystrybucji. W opracowanych metodach uwzględniane są m.in. informacje dotyczące awaryjności i czasów trwania przerw w dostawach energii w systemach dystrybucji [5, 6, 7].

Rozpatrywana tematyka jest aktualna, gdyż obecnie jest realizowany przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) program przebudowy terenowych sieci napowietrznych SN na sieci kablowe. Głównym celem prowadzonych prac było opracowanie metodyki do wspierania działań planowania przedsiębiorstw dystrybucyjnych energii. Zakłada się, że modernizacja odcinków linii SN oraz ciągów liniowych pozwoli w założonym horyzoncie czasowym na poprawę wskaźników niezawodnościowych układów sieciowych, przy uwzględnieniu sposobów poprawy niezawodności układów sieciowych [8, 9].

Do rozwiązania analizowanego problemu zastosowano metody ewolucyjne sprawdzające się w zakresie rozwiązywania złożonych problemów optymalizacyjnych. Sieci rozdzielcze średniego napięcia (SN) budowane są jako napowietrzne i kablowe. Udział linii kablowych w infrastrukturze sieciowej Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) w kraju jest zdecydowanie niższy niż w wielu krajach europejskich. W kraju elektroenergetyczne linie napowietrzne średniego napięcia stanowią ok. 75% a linie kablowe 25% [10, 11].

Do najczęstszych przyczyn uszkodzeń elektroenergetycznych linii napowietrznych SN należą:

przebiecia atmosferyczne i łączeniowe, drzewa i gałęzie opadające na linie, działanie wiatru, starzenie elementów konstrukcyjnych linii (wiązańki, izolatory), działanie osób trzecich oraz zwierząt. Do najczęstszych uszkodzeń linii kablowych SN należą: uszkodzenia głowic kablowych i muf oraz uszkodzenia mechaniczne podczas prac prowadzonych w pobliżu linii kablowej.

Wśród działań operatorów OSD, które mają wpływ na poprawę wartości wskaźników niezawodnościowych SAIDI i SAIFI można wymienić [11, 12]:

- modernizację najbardziej awaryjnych odcinków sieci,
- automatyzację i monitorowanie sieci SN,
- wymianę linii SN z przewodami gołymi na linie z przewodami w osłonie lub na kablowe,
- standaryzację zarządzania procesem wycinki w pasach linii napowietrznych,
- zwiększanie udziału prac SN wykonywanych w technologii prac pod napięciem (PPN).

Zastępowanie linii napowietrznych SN, ciągami linii kablowych SN jest jedną z efektywnych metod poprawy wskaźników niezawodnościowych sieci. Nie zawsze jednak przebudowa linii napowietrznych na linie kablowe jest możliwa i opłacalna. Wybór linii elektroenergetycznej SN i jej odcinków do skablowania odbywa się w spółkach dystrybucyjnych najczęściej w sposób deterministyczny uwzględniający historyczną awaryjność linii (SAIDI, SAIFI) oraz stopień zadrzewienia.

Powyższego wyboru można dokonać w sposób uwzględniający nie tylko poprawę SAIDI i SAIFI, ale również uwzględniający m.in. racjonalne wydatkowanie środków finansowych, oraz zwiększanie efektywności sieci [13, 14]. Alternatywą dla kablowania linii SN są izolowane linie napowietrzne. Tego typu konstrukcje są obecnie stosowane i przejmują pewne cechy sieci kablowych.

Inną metodą, której stosowanie ma wpływ na wartość współczynników niezawodności sieci jest stosowanie wysokiej jakości osprzętu. Jeśli nie ma możliwości budowy linii kablowej to należy budować linie napowietrzne z odpowiednim osprzętem. Obecnie nowoczesny osprzęt kablowy umożliwia także szybkie przywrócenie pracy linii po uszkodzeniu np. montaż głowicy kablowej.

Alternatywną metodą poprawy niezawodności sieci dystrybucyjnych jest stosowanie łączników sterowanych drogą radiową. Urządzenie takie wyposażone jest w

kompletny zestaw zabezpieczeń i automatyki, pozwalający wyłączyć tylko określony niewielki fragment sieci.

Elementem infrastruktury sieci SN mającym także wpływ na niezawodność terenowych sieci dystrybucyjnych są również sygnalizatory przepływu prądu zwarciego. Te urządzenia wskazują miejsce w którym doszło do doziemienia lub zwarcia międzyfazowego. Mając taką informację, Dyspozytor może wysłać zespół pogotowia energetycznego we właściwe miejsce linii i awaria może być usunięta. Jeśli brak jest w liniach takich sygnalizatorów to przegląd kilku lub kilkunastokilometrowej linii może zająć nawet kilka godzin.

Ważne są działania także inne eksploatacyjne i organizacyjne, w obszarze inwestycyjnym to [13, 14]:

- modernizacja GPZ-tów (przebudowa do układu H-5),
- skracanie długich ciągów liniowych SN,
- budowa nowych połączeń pomiędzy ciągami magistralnymi,
- instalowanie automatyki FDIR i wskaźników przepływu prądu zwarciego z edycją w systemie SCADA,
- instalowanie systemu kontroli przepalenia wkładki bezpiecznikowej nN w stacjach SN/nN.

Układy sieciowe składają się z bardzo dużej liczby elementów. Problem planowania nakładów na modernizację terenowych sieci dystrybucyjnych jest złożony natomiast metody ewolucyjne mogą być efektywne do rozwiązywania tego rodzaju problemów decyzyjnych.

Opracowane modele obliczeniowe

W dalszej części przedstawiono opis proponowanych modeli do planowania prac w zakresie modernizacji sieci terenowej SN ze szczególnym uwzględnieniem planowania przebudowy linii napowietrznych na linie kablowe. Modele te opracowano z uwzględnieniem danych i praktycznych aspektów eksploatacji sieci elektroenergetycznych.

W proponowanych modelach obliczeniowych uwzględniono następujące kryteria (w obliczeniach rozpatrywano wariantowe zestawy tych kryteriów):

- minimalizacja wskaźnika SAIFI w analizowanym fragmencie sieci dystrybucyjnej
- minimalizacja wskaźnika SAIDI dla modernizowanego fragmentu sieci,
- minimalizacja wskaźnika MAIFI dla modernizowanego fragmentu sieci,
- minimalizacja maksymalnej wartości wskaźnika SAIFI dla ciągów liniowych w analizowanym fragmencie sieci,
- minimalizacja długości linii napowietrznych na terenach zalesionych,
- minimalizacja strat technicznych dla modernizowanego fragmentu sieci,
- minimalizacja nakładów na modernizację analizowanego fragmentu sieci dystrybucyjnej,
- minimalizacja kosztów eksploatacyjnych sieci.

Podstawowymi elementami modeli optymalizacyjnych są: funkcja celu, zmienne decyzyjne oraz warunki ograniczające. Dla analizowanego problemu zastosowano podejście agregujące i metodę punktu idealnego oraz w dalszej części zastosowano metodykę obliczeń z zastosowaniem wielokryterialnych algorytmów ewolucyjnych pozwalającą na odszukanie zbiorów rozwiązań paretooptimalnych. Do obliczeń uwzględniono funkcje kryterialne, które opisano poniżej wzorami.

Wyznaczane wartości zmiennych decyzyjnych (o liczbie elementów równej liczbie rozpatrywanych odcinków linii SN), określały m.in. długości na jakich skablowane będą wybrane odcinki (po zaokrągleniu do wartości wynikających z praktycznych przesłanek np. końce przęsła). Natomiast w

drugim modelu optymalizacyjnym planowaniu podlega także zakres prac modernizacyjnych. Zapisane warianty modernizacji odcinków uwzględniają spełnienie warunków technicznych dotyczących obciążalności, przepustowości, warunków napięciowych, parametrów zwarciovych oraz spełnienie wymogów ochrony przeciwpiorazeniowej wymaganych przy eksploatacji elektroenergetycznych terenowych linii napowietrznych i kablowych SN.

W obliczeniach z użyciem zastosowanych algorytmów genetycznych i rojowych na zmienne decyzyjne nałożono dolne i górne ograniczenia (0,0 – 1,0). Zastosowane w tych algorytmach operatory zmieniające wartości zmiennych decyzyjnych zachowują, ich wartości w wyznaczonych granicach co zapewnia poprawność i dopuszczalność tworzonych rozwiązań.

Opracowano następujące wariantowe modele optymalizacyjne dotyczące modernizacji sieci:

- w pierwszym modelu założono uwzględnienie funkcji kryterialnych oraz sposób kodowania pozwalający na wyznaczanie zbioru odcinków do przebudowy z określonymi wcześniej trasami prowadzenia linii kablowych (o określonej długości i osprzęcie),
- drugi z opracowanych modeli zakłada dodatkowo, iż wybierane są warianty trasy oraz wyznaczana jest długość trasy linii kablowej.

Ponadto w dokładniejszych obliczeniach można założyć możliwość uwzględniania różnych metod poprawy niezawodności sieci. Zależności od 1 do 8 pozwalają obliczyć wartość funkcji kryterialnych. W obliczeniach wykorzystywano jednocześnie maksymalnie do czterech funkcji kryterialnych. Wykorzystanie większej liczby kryteriów przy odszukiwaniu zbiorów rozwiązań paretooptimalnych za pomocą wielokryterialnych algorytmów ewolucyjnych (np. NSGA II, SPEA2, evMOGA) skutkuje znaczącym spadkiem jakości rozwiązań.

Określono następującą optymalizowaną wektorową funkcję celu:

$$(1) \min_{x \in S} F(x) = \{f_1(x), f_2(x), f_3(x), f_4(x), \dots, f_n(x)\}$$

$f_1(x)$ – dotyczy minimalizacji wskaźnika SAIFI (dla analizowanego fragmentu sieci), który jest miarą ilości przerw na odbiorcę (na rok), nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty:

$$(2) f_1(x) = \min SAIFI = \min \left(\frac{\sum n(x)_i \cdot N_i}{\sum N_i} \right)$$

przy czym: n_i – liczba przerw nieplanowanych u odbiorców w danej lokalizacji, N_i – liczba odbiorców w danej lokalizacji,

$f_2(x)$ – dotyczy minimalizacji wskaźnika SAIDI (dla analizowanego fragmentu sieci), określa całkowity czas trwania przerw w zasilaniu w minutach jakiego może spodziewać się odbiorca w danym obszarze sieci dystrybucyjnej (w ciągu roku):

$$(3) f_2(x) = \min SAIDI = \min \left(\frac{\sum T(x)_i \cdot N_i}{\sum N_i} \right)$$

przy czym: T_i – roczny czas wyłączeń odbiorców w danej lokalizacji, N_i – liczba odbiorców w danej lokalizacji,

$f_3(x)$ – dotyczy minimalizacji wskaźnika MAIFI (dla analizowanego fragmentu sieci) jest miarą ilości przerw na odbiorcę (na rok) obejmuje przerwy krótsze niż 3 minuty:

$$(4) f_3(x) = \min MAFI = \min \left(\frac{\sum \lambda(x)_i \cdot N_i}{\sum N_i} \right)$$

$f_4(x)$ – dotyczy minimalizacji maksymalnej wartości wskaźnika SAIFI dla zbioru ciągów liniowych (w analizowanej sieci):

$$(5) f_4(x) = \min \left\{ \max_j \left\{ \frac{\sum \lambda(x)_i \cdot N_i}{\sum N_i} \right\} \right\}$$

$f_5(x)$ – jest procentowym wskaźnikiem nie skablowania linii napowietrznych SN na terenach zalesionych:

$$(6) f_5(x) = \min \left(\frac{\sum L_{skatz}(x)_i}{\sum Ltz_i} \right)$$

przy czym: L_{skatz_i} – długości nieskablowanych linii napowietrznych na terenach silnie zalesionych [km], L_{tz_i} – sumaryczna długości linii napowietrznych na terenach zalesionych w danej lokalizacji [km],

$f_6(x)$ – określa efekt energetyczny zmniejszenia strat energii w liniach analizowanej sieci SN (uwzględniono podłużne straty mocy w elementach sieci):

$$(7) f_6(x) = \max \left(\sum_{j=1}^s \left(\sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U^2} \cdot R_i(x) \cdot \tau_i \cdot 10^3 - \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U^2} \cdot R_{mi}(x) \cdot \tau_i \cdot 10^3 \right) \right)$$

przy czym: τ_i - czas trwania największych strat obciążeniowych w i -tej linii SN, R_{mi} – rezystancja i -tego odcinka linii po modernizacji,

$f_7(x)$ – dotyczy minimalizowanych zdyskontowanych nakładów modernizacji sieci:

$$(8) f_7(x) = \min \left(\sum_{t=1}^m N_{1t} \cdot (1+i)^{-t} \right)$$

$$(9) N_{1t} = \sum_{k=1}^n l_k(x) \cdot k_1$$

k_1 – jednostkowe nakłady na linie kablowe [zł/km], l_k – długość k -tego odcinka linii, t – rok eksploatacji inwestycji, i – stopa dyskonta, ($i = 2,5\%$), m – liczba lat,

$f_8(x)$ – dotyczy minimalizacji kosztów eksploatacyjnych uwzględniające koszty strat mocy i energii, oraz koszty zawodności sieci:

$$(10) f_8(x) = \min(K_{st} + K_{zaw}) = \min \left(\sum_{j=1}^n (k_p + \tau_j \cdot k_a) \cdot R_j \cdot \left(\frac{S_j}{U_n} \right)^2 \cdot 10^{-3} + \sum_{i=1}^k \left(k_{uz} \cdot q_i \cdot P_{sri} \cdot T_i + k_{nap} \cdot \frac{q_i \cdot T_i}{t_a} \right) \right)$$

przy czym: K_{st} – koszty strat technicznych, K_{zaw} – koszty zawodności sieci, n - liczba odcinków sieci, k - liczba węzłów sieci, j - indeks łuków sieci, i - indeks węzłów sieci, q_i - wskaźnik zawodności trasy zasilania i -tego węzła, τ_o - czas trwania maksymalnych strat, [h/a], k_p - jednostkowy koszt strat mocy, [zł/kW], k_a - jednostkowy koszt strat energii, [zł/kW·h].

Przyjęta metodyka

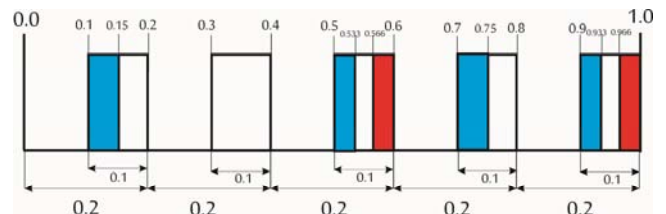
Zaproponowana metodyka umożliwia wyznaczanie planów modernizacji sieci terenowych SN z uwzględnieniem metod i sposobów poprawy efektywności pracy sieci dystrybucyjnych. Wykonane analizy zrealizowano przy uwzględnieniu skablowania jako głównej metody poprawy niezawodności terenowej sieci dystrybucyjnej SN. Metody heurystyczne charakteryzują się tym, że m.in. nie wymagają znajomości postaci pochodnej funkcji celu oraz są odporne na nieciągłości funkcji oraz na lokalne minima. Stopień skomplikowania analizowanego problemu przemawia za zastosowaniem do rozwiązania analizowanego problemu metod ewolucyjnych.

Przeanalizowano możliwości i ograniczenia metod ewolucyjnych i na tej podstawie do dalszych analiz przyjęto wymienione poniżej algorytmy [13, 15]:

- algorytm genetyczny,
- algorytm cząstek roju,
- algorytm MFO (płomienia i ćmy),
- algorytm kolonii pszczół.

Założono, iż obliczenia optymalizacyjne zrealizowane będą dwuwarianowo. W pierwszym wariancie zakładanym celem obliczeń jest wyznaczenie dla danego fragmentu terenowej sieci dystrybucyjnej zbioru odcinków wybranych do przebudowy. W drugim wariancie uwzględniono dodatkowo wybór wariantu trasy prowadzenia linii SN oraz zakresu modernizacji linii (m.in. poprzez określenie długości na jakiej dany odcinek będzie skablowany).

Planowanie działań przebudowy sieci analizowano dla okresu pięcioletniego, co wynika z uwarunkowań praktycznych jak: długi okres przygotowań dokumentacji technicznej, uzyskanie odpowiednich zezwoleń. Kodowanie zmiennych decyzyjnych wektorami liczb rzeczywistych, okazało się odpowiednie dla zastosowanych algorytmów. Kodowanie (rys. 1) umożliwia zapis w kodowanych rozwiązaniach informacji o przebiegu tras modernizowanych linii (alternatywne trasy mogą uwzględnić lokalne drogi, trudny teren, np. zalesienie, ominięcie wybranych obszarów).



Rys. 1. Sposób kodowania rozwiązań (zastosowany w modelach do planowania modernizacji sieci terenowej)

W procedurze odkodowania rozwiązań przyjęto podział zakresu wartości pomiędzy zerem a jedynką, na przedziały o szerokości równej 0,1, oraz założono reguły:

- jeżeli wartość zmiennej decyzyjnej mieściła się w przedziale wartości 0,1 – 0,2 zakładano modernizację danego odcinka w pierwszym roku,
- jeżeli wartość zmiennej decyzyjnej mieściła się w przedziale 0,3 – 0,4 zakładano modernizację odcinka w drugim roku,
- jeżeli wartość zmiennej decyzyjnej mieściła się w przedziale 0,5 – 0,6 zakładano modernizację odcinka w trzecim roku,
- jeżeli wartość zmiennej decyzyjnej mieściła się w przedziale 0,7 – 0,8 zakładano modernizację odcinka w czwartym roku,
- jeżeli wartość zmiennej decyzyjnej mieściła się w przedziale 0,9 – 1,0 zakładano modernizację odcinka w piątym roku.

Zastosowany sposób kodowania rozwiązań pozwalał na określenie czy danych odcinków linii będzie modernizowany i w jakim czasie. Przyjęte w sposobie kodowania poszczególne przedziały podzielono na strefy, a liczba stref zależała od liczby rozpatrywanych wariantów tras. Ponieważ w praktyce liczba wariantowych tras wynosi od 1 do 2 (a rzadko więcej), takie rozróżnienie strefy było wystarczające. Zastosowano również przeliczenie na jakiej długości dany odcinek będzie podlegał skablowaniu.

Opracowane procedury kodowania rozwiązań umożliwiają także uwzględnienie różnych przedsięwzięć modernizacji sieci. Na przykład jeżeli dany odcinek linii przebiega przez teren niezadrzewiony można założyć zastosowanie sygnalizatorów przepływu prądów zwarciovych.

Do opracowanego oryginalnego sposobu kodowania rozwiązań zaproponowano operatory rekombinacji. Jako kryteria optymalizacji przyjęto optymalizację wskaźników niezawodnościowych oraz minimalizację strat technicznych w analizowanej terenowej napowietrznej sieci dystrybucyjnej SN przy uwzględnieniu nakładów (niezbędny osprzęt i inne urządzenia sieciowe, łączniki, zabezpieczenia) przy uwzględnieniu kosztów eksploatacyjnych. Jako dodatkowe kryterium uwzględniono minimalizację długości linii napowietrznych na terenach średnio i mocno zalesionych. Wykorzystano rzeczywiste dane o awaryjności analizowanej terenowej sieci dystrybucyjnej SN, co pozwoliło na obliczenia wartości wskaźników niezawodnościowych dla odcinków, oraz analizowanego fragmentów sieci.

Do pierwszego wariantu realizowanych obliczeń, zastosowano funkcję agregującą, opisaną zależnością:

$$(11) \quad Q(f_1(x), \dots, f_m(x)) = |f(x) - f^i|$$

gdzie: f_i – oznacza punkt idealny, $f_1(x)$, $f_2(x)$, ..., $f_m(x)$ – są to składniki wektorowego wskaźnika jakości (związane z kryteriami), natomiast $| \cdot |$ jest symbolem normy wektora, zastosowano normę euklidesową.

Metoda punktu idealnego wyraża tendencję, aby jak najbardziej zbliżyć się do punktu idealnego przy zmienianiu wartości poszczególnych elementów wektorowego wskaźnika jakości.

Ponieważ funkcje $f_1(x)$, $f_2(x)$, $f_3(x)$, ..., $f_n(x)$ określane są w różnych jednostkach bazowych, w celu porównywalności kryteriów zastosowano normalizujące przeliczenie według poniższych zależności:

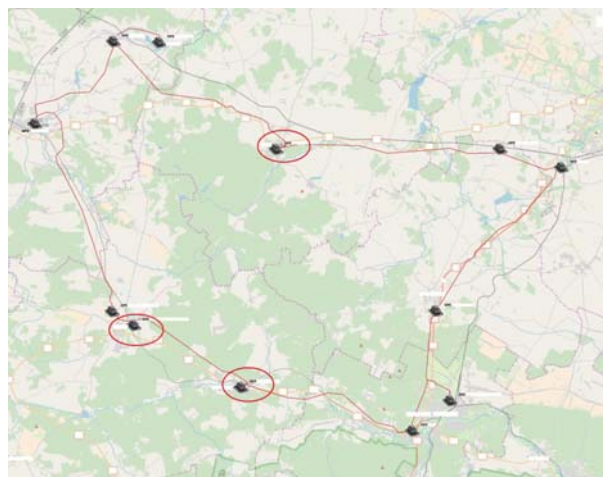
$$(12) \quad \begin{aligned} & \text{if } (f_j \geq f_j^{\max}) \quad \mu_j = 1 \\ & \text{if } (f_j^{\min} \leq f_j \leq f_j^{\max}) \\ & \quad \mu_j = 1 - \frac{f_j^{\max} - f_j}{f_j^{\max} - f_j^{\min}} \\ & \text{if } (f_j \leq f_j^{\min}) \quad \mu_j = 0 \end{aligned}$$

Dla zastosowanego algorytmu genetycznego opracowano dostosowane do analizowanego zadania operatory rekombinacji (krzyżowania i mutacji).

Koncepcja nowego operatora mutacji dostosowanego do analizowanego zadania polegała na modyfikacji zmiennych decyzyjnych zapisanych w wektorach liczb rzeczywistych według procedury:

- określenie prawdopodobieństwa mutacji,
- jeżeli dany element będzie podlegał operacji mutacji następowała losowa niewielka zmiana wartości zmiennej decyzyjnej w zakresie wyboru odcinka do prac modernizacyjnych oraz terminu modernizacji,

- wartości zmiennych decyzyjnych po realizacji operacji mutacji mieściły się w dopuszczalnym zakresie wartości.



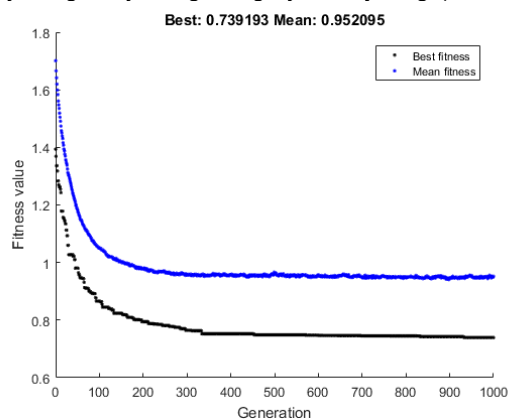
Rys. 2. Schemat analizowanego fragmentu elektroenergetycznej terenowej sieci dystrybucyjnej SN

Zastosowany operator krzyżowania bazuje na generowaniu wektora liczb binarnych i na jego podstawie przenoszeniu informacji pomiędzy rozwiązaniami oraz bazuje na modyfikowaniu przenoszonych wartości zmiennych decyzyjnych pomiędzy rozwiązaniami. Działanie operatorów krzyżowania i mutacji pozwalało na tworzenie przez operatory rekombinacji rozwiązań mieszczących się w założonych dopuszczalnych przedziałach wartości.

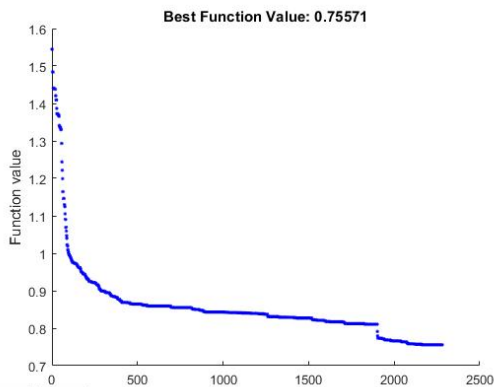
Na podstawie analizy danych określono wartości wskaźników niezawodnościowych SAIFI, SAIDI, MAIFI dla odcinków linii napowietrznych w stanie wyjściowym. Przy obliczaniu wartości tych wskaźników dla linii po modernizacji uwzględniano wartości intensywności awarii i czasów trwania awarii z uwzględnieniem długości skablowania danego odcinka linii SN.

Wartości wielkości określających awaryjność linii kablowych przyjęto na podstawie badań i danych literaturowych wykonanych dla różnych technologii wykonania linii kablowych opisane w pracach [16, 17, 18].

Przyjęto założenie, iż do prac modernizacyjnych będzie docelowo wybrane do 35% - 40% odcinków linii napowietrznych. Przy odszukiwaniu rozwiązań algorytmem AG zaobserwowano powtarzalność wyników. Powtarzając obliczenia zauważono, iż maksymalne różnice wartości funkcji celu dla najlepszych odszukiwanych rozwiązań nie były większe niż 0,5%. Na wykresach od 3 i 4 przedstawiono wyniki obliczeń dla dwóch algorytmów (algorytmu genetycznego i algorytmu rojowego).



Rys. 3. Przebieg zmian wartości przystosowania najlepszego rozwiązania oraz wartości średniego przystosowania populacji

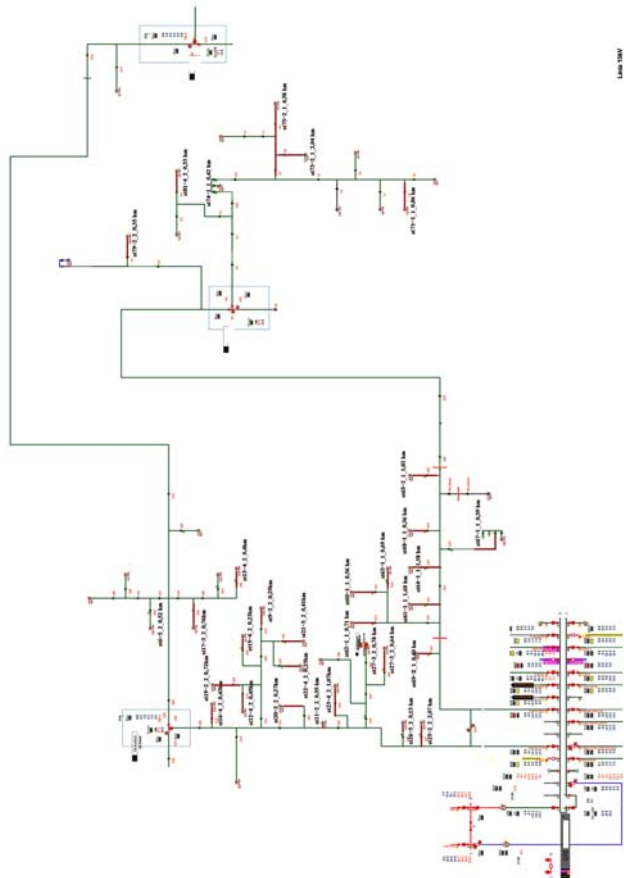


Rys. 4. Przebieg zmian minimalizowanej funkcji celu najlepszych rozwiązań w kolejnych iteracjach algorytmu cząstek roju

Na wykresach od 3 do 4 pokazano przykładowe procesy odszukiwania rozwiązań. Poniżej w tabeli 1 przedstawiono uzyskane wartości funkcji kryterialnych dla rozwiązania odszukanego przez algorytm genetyczny.

Tabela 1. Wartości wskaźników w rozpatrywanych przedziałach dla rozwiązania charakteryzującego się funkcji celu równą 0,7391

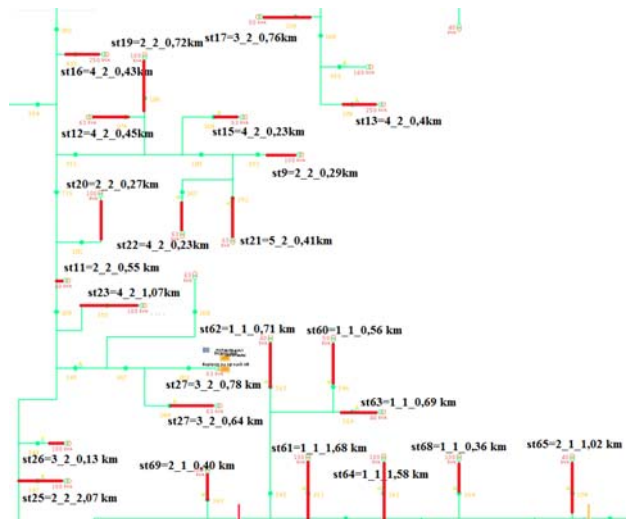
	I rok	II rok	III rok	IV rok	V rok
max SAIDI	29,2165	27,2821	18,5612	8,5028	2,8450
nakłady [zł]	7 087300	7 167400	7 019600	6 936900	7 075700
Skablowane linie [%]	7,88	7,95	7,89	7,79	7,88
SAIDI	7,4063	6,3370	4,4998	2,8344	1,4821
SAIFI	0,1175	0,1017	0,0770	0,0562	0,0322
Linie na terenie zadrzew. [km]	324,6	282,6	245,0	216,6	176,7
Efekt Energetyczny [MWh]	4 551,6	2 150,8	2 871,4	978,5	1 874,1



Rys. 5. Prezentacja planów przebudowy analizowanej sieci na przykładzie kilku wybranych ciągów liniowych

Przykładowe końcowe odszukane rozwiązanie zobrazowano na schematach, na których zaznaczono wybrane do modernizacji odcinki linii SN, ponadto na rysunkach tych zaznaczono przy każdym odcinku wybranym do modernizacji informacje o terminie realizacji prac oraz o wybranym wariantcie modernizacji (m.in. wybór trasy prowadzenia linii kablowej). Schematy z zaznaczonymi na nich planowanymi przedsięwzięciami modernizacji sieci stanowią interpretację graficzną wyników dla rozwiązania odszukanego przez algorytm genetyczny.

Na rysunkach 5 – 6 zaprezentowano na przykładowych schematach analizowanej sieci terenowej SN odszukane optymalne scenariusze realizacji przedsięwzięć modernizacji dla wybranych ciągów liniowych linii napowietrznych SN.



Rys. 6. Powiększony fragment modernizowanej sieci

Podejście wielokryterialne

Realizacja wariantowych obliczeń dla rozwiązania zadania planowania modernizacji sieci za pomocą algorytmów ewolucyjnych (m. in. NSGA II, SPEA 2, PESA II, evMOGA) umożliwiającą wyznaczenie zbioru rozwiązań pareto-optymalnych dla analizowanego zadania.

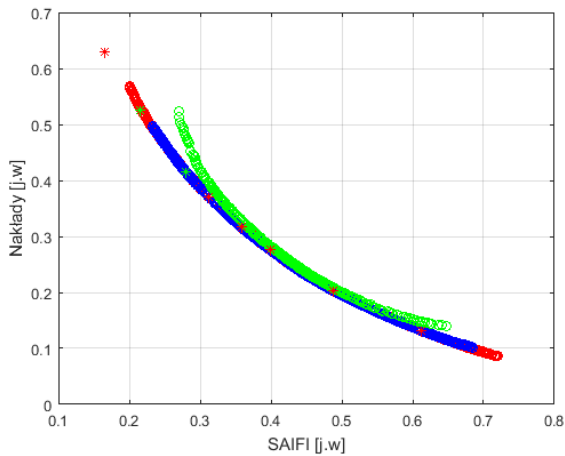
Dla problemów optymalizacji wielokryterialnej w zadaniu decyzyjnym trzeba jednocześnie uwzględnić kilka funkcji celu. Rozwiązania takiego zadania klasyfikuje się jako rozwiązania zdominowane i niezdominowane.

Problem optymalizacji wielokryterialnej definiuje się jako minimalizacja (lub maksymalizacja) wektora funkcji celu $F(x) = [f_1, f_2, \dots, f_k]$, biorąc pod uwagę kryteria nierównościowe $g_i(x)$ i równościowe $h_i(x)$. Poszukiwane rozwiązania w problemach optymalizacji wielokryterialnej są kompromisami pomiędzy kryteriami. Niezdominowane wektory funkcji celu tworzą front Pareto-optymalny. Każde optimum w sensie Pareto jest akceptowalnym rozwiązaniem zadania optymalizacji wielokryterialnej.

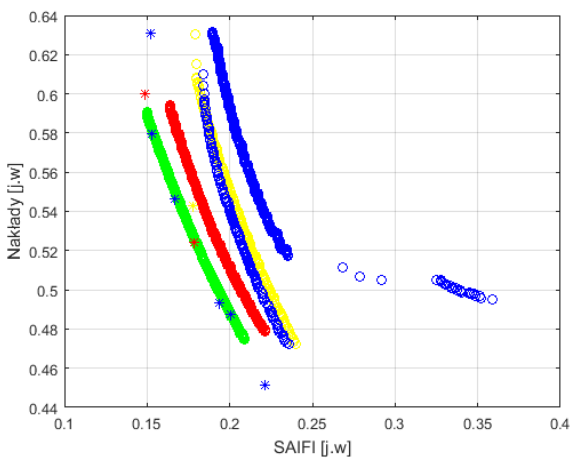
Na wykresach 7 oraz 8 zobrazowano wyniki uzyskane algorytmami NSGA II, ev-Moga, SPEA2, przy poszukiwaniu frontu rozwiązań najlepiej przybliżającego front rzeczywisty dla analizowanego problemu.

Algorytmem AG wyznaczono kolejne punkty na froncie Pareto dla wybranych kryteriów i zobrazowano ich położenie na odszukanym froncie pareto-optymalnych rozwiązań (zaznaczono je gwiazdkami). Punkty te pokrywają się ze zbiorem punktów położonych na odszukanym froncie rozwiązań.

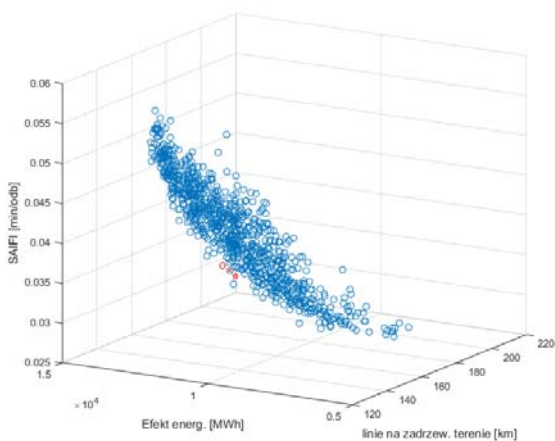
O poprawności modeli obliczeniowych może świadczyć, że wyznaczone pojedyncze punkty dla frontu Pareto, przy podejściu ze skalaryzacją zadania są zbieżne z rozwiązaniami uzyskanymi przez algorytm wielokryterialne co pokazuje m.in. rys. 9.



Rys. 7. Porównanie wyników obliczeń podejściem zagregowanym (gwiazdki) i uzyskane zbiory pareto – optymalnych rozwiązań, NSGA II (kolor czerwony), evMoga (niebieski), SPEA2 (zielony)



Rys. 8. Porównanie wyników obliczeń podejściem zagregowanym (gwiazdki) i uzyskane zbiory pareto – optymalnych rozwiązań, NSGA II (kolor zielony), evMoga (czerwony), SPEA2 (niebieski)

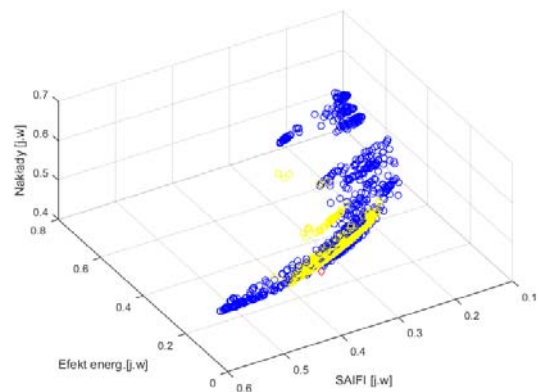


Rys. 9. Zbiór punktów zbioru pareto-optymalnych

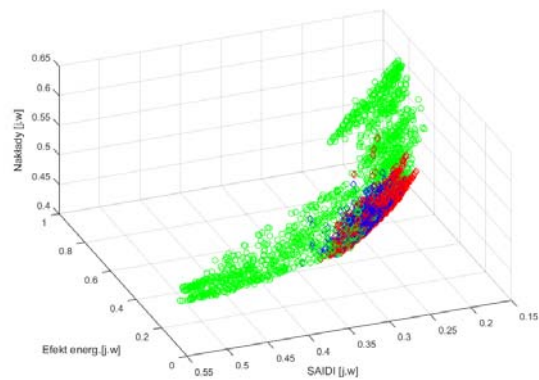
Na wykresie 10 zaznaczono czerwonym kolorem punkt jako uzyskane przykładowe rozwiązanie dla minimalizacji zagregowanej funkcji celu. Punkt ten zlokalizowany jest w środkowej części obszaru punktów odszukanego algorytmem NSGA II (kolor niebieski) i evMOGA (kolor żółty).

Na wykresach 10 i 11 można zauważyć, iż zbiory punktów odszukane różnymi algorytmami wzajemnie się uzupełniają. Uzyskane wyniki potwierdziły zbieżność uzyskiwanych rozwiązań. Każdy z zastosowanych

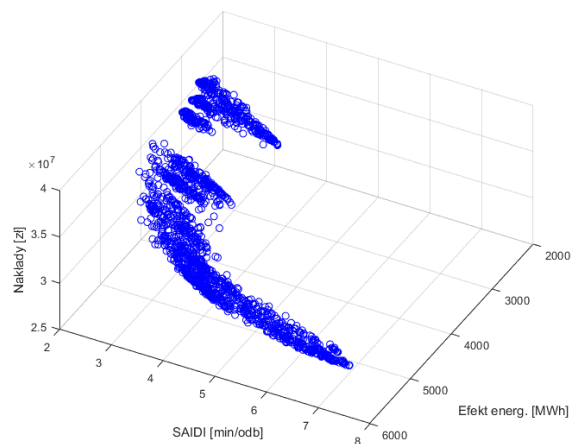
algorytmów ma własną strategię poszukiwania rozwiązań, ale wspólną ich cechą jest odszukiwanie rozwiązań położonych na froncie Pareto. Wykorzystano m.in. algorytmy NSGA II, ev-MOGA oraz NSGA III, przydatności i wydajności tych algorytmów jest potwierdzona w rozwiązywaniu problemów optymalizacyjnych.



Rys. 10. Uzyskany zbiór rozwiązań Pareto-optymalnych i punkt (czerwony kolor) odszukany zagregowanym podejściem, algorytm NSGA II (kolor niebieski), evMOGA (kolor żółty)



Rys. 11. Uzyskane trzy zbiory rozwiązań pareto-optymalnych, uzyskane algorytmami: NSGA II (kolor zielony), evMOGA (kolor czerwony), NSGA III (kolor niebieski)



Rys. 12. Uzyskany zbiór rozwiązań pareto-optymalnych w jednostkach fizycznych, uzyskane algorytmem NSGA II

Na wykresach 11 i 12 przedstawiono porównanie zbiorów rozwiązań pareto - optymalnych wyznaczonych dla analizowanego zadania. Wyznaczone zbiory rozwiązań obrazują możliwy zakres rozwiązań. Wyboru ostatecznego końcowego rozwiązania dokonuje decydent kierując się dodatkowymi kryteriami.

Podsumowanie

W artykule przedstawiono opracowane modele do planowania przedsięwzięć modernizacji terenowych napowietrznych sieci SN. Modele te dają możliwość uwzględnienia różnych metod poprawy niezawodności sieci przy uwzględnieniu dobierania zakresu działań modernizacyjnych. Przed analizami obliczeniowymi przeanalizowano możliwości różnych znanych w literaturze przedmiotu algorytmów heurystycznych. Do obliczeń zastosowano metody ewolucyjne w postaci algorytmów populacyjnych genetycznych, ewolucyjnych i rojowych.

Analizowany obszar terenowej sieci dystrybucyjnej SN zawierał ciągły linii napowietrznych SN zasilane z trzech GPZ-tów. Obliczenia zrealizowano rozpatrując jako podstawową metodę poprawy wskaźników niezawodności sieci metodą skablowania linii napowietrznych. Uzyskane wyniki pokazały zbieżność metody wykorzystującej podejście zagregowane z rezultatami obliczeń wybranymi algorytmami ewolucyjnymi odszukującymi fronty rozwiązań.

Zastosowane algorytmy umożliwiają odszukiwanie planów modernizacji terenowych sieci dystrybucyjnych przy uwzględnieniu odszukiwania rozwiązań kompromisowych między planowanymi nakładami inwestycyjnymi i szacowanymi kosztami eksploatacyjnymi. Opracowane modele obliczeniowe mogą stanowić narzędzie wspomagające planowanie modernizacji terenowych sieci dystrybucyjnych SN.

Autorzy: dr inż. Wojciech Nita, PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna, dr hab. inż. Sylwester Filipiak prof. PŚk, Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Katedra Elektrotechniki Przemysłowej i Automatyki, E-mail: filipiak@tu.kielce.pl

LITERATURA

- [1] Abedini M., Moradi M.H. A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Volume 34, Issue 1, January 2012, pp. 66–74.
- [2] Ciro G., Dugardin F., Yalaoui F., Kelly R.: A NSGA-II and NSGA-III comparison for solving an open shop scheduling problem with resource constraints. *IFAC, International Federation of Automatic Control*, 2016 s. 1272–1277.
- [3] Sood Y.R.: Evolutionary programming based optimal power flow and its validation for deregulated power system analysis, *“International Journal of Electrical Power & Energy Systems”* January (2007) pp. 65–75.
- [4] Khushalani S., Solanki, J.M., Schulz, N.N. Optimized Restoration of Unbalanced Distribution Systems. „IEEE

- Transactions on Power Systems”, no. 22, Issue 2. 2017, p. 624-630.
- [5] Delbem A. C. B., Carvalho A. C. P. L. F., Bretas N. G.: Main chain representation for evolutionary algorithms applied to distribution system reconfiguration. *“IEEE Trans. Power Systems”*, vol. 20, no. 1, Feb. 2015, pp. 425-436.
- [6] Guohua Fang, Wei Guo, Xianfeng Huang, Xinyi Si, Fei Yang, Qian Luo, Ke Yan: A New Multi-objective Optimization Algorithm: MOAFSA and its Application. *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 88 Nr 9b/2012, s. 172-176.
- [7] Kumar Y., Das, B., Sharma, J. Multiobjective, Multiconstraint Service Restoration of Electric Power Distribution System With Priority Customers. „IEEE Transactions on Power Delivery”, no. 23, Issue 1, 2008, p. 261-270.
- [8] Kornatka M.: Analiza eksploatacyjnej awaryjności krajowych sieci średniego napięcia. Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Częstochowska.
- [9] Machowski J., Kacejko P., Robak S., Miller P., Wancerz M.: Badania systemów elektroenergetycznych w planowaniu rozwoju. Część 2. Analizy dynamiczne. „Wiadomości Elektrotechniczne”, tom LXXXI, pp. 3 -12, nr 8/2013, 2013.
- [10] Moszka S., Siłuszyk M., Gallas Z.: Ograniczenie oddziaływania skutków awarii w sieciach energetycznych na odbiorcę końcowego za pomocą sekcjonowania struktury sieciowej. *ActaEnergetica*, czerwiec 2017, s. 168 - 172.
- [11] Marzecki J., Drab M.: Obciążenia i rozptyły mocy w sieci terenowej średniego napięcia-wybrane problemy. *Przegląd Elektrotechniczny*, R.91, pp. 192-195, luty, Nr 2, 2015.
- [12] Kamrat W.: Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce, Monografia Wydawnictwo PAN, Warszawa 2004.
- [13] Helt P., Parol M., Piotrowski P.: Metody sztucznej inteligencji – przykłady zastosowań w elektroenergetyce. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2012.
- [14] Parol M: Analiza wskaźników dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na poziomie sieci dystrybucyjnych. *Przegląd Elektrotechniczny* s. 122-126 Nr 8/2014.
- [15] Pijarski P.: Optymalizacja heurystyczna w ocenie warunków pracy i planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego. Monografia, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2019
- [16] Chojnacki A.: Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci Dystrybucyjnych, Monografie, studia, rozprawy, Kielce, 2013.
- [17] Gawluk A.: Kierunki inwestowania a straty energii elektrycznej w sieci rozdzielczej. *Przegląd Elektrotechniczny* nr 3/2017.
- [18] Stępień J.: Charakterystyka planowanych prac eksploatacyjnych elektroenergetycznych sieci rozdzielczych i ich skutków. „Przegląd Elektrotechniczny”. Nr. 7/2008, s.: 162-165.