

1. Piotr HELT, 2. Dariusz BACZYŃSKI, 3. Tomasz GULCZYŃSKI², 4. Jacek WIELGOSZ²

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki (1,2), Globema Sp. z o.o.(3,4)

ORCID: 1. 0000-0002-0385-9932, 2. 0000-0001-9052-9159

doi:10.15199/48.2022.06.01

Wpływ metod wyznaczania strat technicznych na optymalizację konfiguracji sieci rozdzielczych

Streszczenie. W artykule porównano wyniki optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych nN wykonane dla dwóch metod wyznaczania strat energii elektrycznej w optymalizowanym okresie. Wykorzystano trzy różne algorytmy wyznaczania optymalnej konfiguracji sieci: heurystyczny, heurystyczny zmodyfikowany oraz genetyczny. Obliczenia optymalizacyjne przeprowadzono dla czterech różnych okresów czasowych. Przeanalizowano wyniki oraz sformułowano wnioski.

Abstract. The article compares the results of optimization of the configuration of LV distribution networks for two methods of determining electricity losses in the optimized period. Three different algorithms for determining the optimal network configuration were used: heuristic, heuristic modified and genetic. Optimization calculations were performed for four different time periods. The results were analyzed and conclusions were formulated. (The influence of the methods of determining technical losses on the optimization of configuration of distribution networks).

Słowa kluczowe: rozdzielcze sieci elektroenergetyczne, optymalizacja konfiguracji sieci, czas trwania strat maksymalnych, .

Keywords: power distribution networks, optimization of network configuration, duration of maximum losses, IT system.

Wstęp

Polska elektroenergetyczna sieć rozdzielcza obejmuje ok 500 tys. km linii napowietrznych oraz ok. 250 tys. km linii kablowych a także ponad 260 tys. stacji transformatorowych SN/nN. Największy wolumen sieciowych strat energii występuje właśnie w elektroenergetycznej sieci rozdzielczej SN i nN.

Tabela 1. Straty i różnice bilansowe energii w sieci SN i nN [1] oraz roczna emisja CO₂ wynikająca z produkcji energii elektrycznej w 2016r.

Sieć	Straty i różnice bilansowe energii [GWh]	Straty i różnice bilansowe energii [%]	Roczna emisja CO ₂ wynikająca z produkcji energii elektrycznej [t]
SN i nN	5724	100,0	4613544
SN	3013	52,6	2428478
nN	2711	47,4	2185066

Do oszacowania wielkości rocznej emisji CO₂ przyjęto wskaźnik 806 kg CO₂/1 MWh [2]. Wskaźnik ten nieznacznie spada w następnych latach, np. w 2020r. wyniósł 724 kg CO₂/1 MWh [3]. Na podstawie prezentowanych danych można stwierdzić, iż nieco większe straty występują w sieciach średnich napięć.

W ustawie o efektywności energetycznej z 15 kwietnia 2011 r. z późniejszymi zmianami [4] zobowiązuje się osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, zużywające energię do podejmowania działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej. Spółki dystrybucji energii elektrycznej podejmują różne działania prowadzące do ograniczania strat sieciowych. Tauron Dystrybucja S.A. do końca 2015r. zrealizowała projekt: „Wymiana 914 transformatorów SN/nN w województwie śląskim celem

ograniczenia strat sieciowych” [5] a także realizuje program „Budowa i modernizacja sieci SN i nN na terenie województwa śląskiego i łódzkiego w celu realizacji koncepcji sieci inteligentnej” [6]. Energa operator prowadzi w latach 2017-2021 projekt: „Przebudowa sieci do standardów Smart Grid poprzez instalowanie inteligentnego opomiarowania i automatyzację sieci w celu aktywizacji odbiorców dla poprawy efektywności użytkowania energii oraz efektywnego zarządzania systemem elektroenergetycznym dla poprawy bezpieczeństwa dostaw. Wdrożenie podstawowe w obszarze ENERGA-OPERATOR SA” którego jednym z planowanych efektów było ograniczenie strat sieciowych [7]. Z kolei PGE Dystrybucja w 2011 r. wprowadziła wieloletni program „Ograniczanie strat sieciowych energii elektrycznej w PGE Dystrybucja SA” [11].

Do przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej zalicza się w szczególności ograniczanie strat sieciowych w ciągach liniowych oraz ograniczanie strat w transformatorach.

Pomimo zmniejszania się z roku na rok procentowych wartości strat i różnic bilansowych energii elektrycznej niezbędne są w dalszym ciągu działania mające na celu ograniczanie strat w sieciach dystrybucyjnych, przy czym najefektywniejsze (pod względem ekonomicznym) będzie wykorzystanie metod bezinwestycyjnych (nie powiększających majątku sieciowego). Do metod bezinwestycyjnych zalicza się optymalizację konfiguracji sieci.

W sieciach dystrybucyjnych występują obszary sieci zamkniętych pracujących w układach otwartych, choć dużo jest też układów magistralnych (otwartych). Celem optymalizacji konfiguracji sieci dystrybucyjnej jest określenie operacyjnej struktury typu drzewo minimalizującej straty energii w normalnych warunkach

pracy. Można rozpatrywać również inne funkcje celu, jak np. zredukowanie przeciążeń czy poprawa profilów napięciowych linii zasilających, lecz zazwyczaj minimalizacja strat energii daje również optymalne wyniki w odniesieniu do innych kryteriów.

Do optymalizacji konfiguracji sieci można wykorzystywać metody programowania dynamicznego, choć charakteryzują się one bardzo długim czasem obliczeń. W praktycznych zastosowaniach do rozwiązania zadania optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych dominującą rolę odgrywają specjalistyczne algorytmy heurystyczne oraz algorytmy genetyczne, symulowanego wyżarzania, przeszukiwania harmonicznego, rojowe czy też inne [8-15].

Sformułowanie zadania optymalizacyjnego

Problem optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczej sformułować można następująco:

Należy ustalić optymalne miejsca rozcięć (otwarte łączniki) w sieci rozdzielczej SN i nN tak, by zminimalizować całkowite koszty strat mocy i energii elektrycznej w przyjętym okresie optymalizacji przy spełnieniu wymaganych ograniczeń.

Zbiór ograniczeń podzielono na dwie grupy:

1. Ograniczenia dotyczące układu sieci
 - a. Zachowanie typu układu (zapewnienie zasilania w energię elektryczną wszystkich odbiorców, nie dopuszczenie do dwustronnego zasilania żadnego odbiorcy)
 - b. Zachowanie zbioru łuków wyłączonych arbitralnie
2. Ograniczenia techniczne
 - a. Zachowanie dopuszczalnych poziomów napięć
 - b. Nieprzeciążenie żadnego z elementów sieci

Podstawową definicją funkcji celu jest wielkość strat energii we wszystkich łukach optymalizowanej sieci w określonym okresie czasu. Ogólnie funkcję kryterialną $K(\delta^{opt})$ można określić następująco:

$$(1) \quad K(\delta^{opt}) = \min_{\delta} (\sum_{l=1}^L \Delta A_l)$$

gdzie: l – numer łuku, L – liczba łuków, δ – wektor stanu, $\delta_j = 1$ dla łuku czynnego, $\delta_j = 0$ dla łuku nieczynnego ΔA_l – straty energii w łuku „ l ” dla okresu optymalizacji

Wykorzystywane są dwie metody wyznaczania wielkości strat energii:

1. Z wykorzystaniem czasu trwania strat maksymalnych
2. Obliczanie rozptyłów dla każdej godziny w optymalizowanym fragmencie sieci i wykonanie sumowania wyznaczonych strat.

W prezentowanym artykule do wykonania obliczeń optymalizacyjnych wykorzystano system wspomaganie rozwoju i optymalizacji pracy rozdzielczych sieci energetycznych ELGrid2020, opracowany w firmie Globema, przy współpracy z Instytutem Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. System umożliwia m.in. estymację obciążeń w sieci rozdzielczej SN /nN, wyznaczanie rozptyłów mocy, optymalizację rozcięć oraz poziomów napięć.

W systemie ELGrid 2020 zaimplementowano następujące algorytmy optymalizacji konfiguracji sieci:

1. Algorytmy heurystyczne:
 - a. HEUR
 - b. HEUR_W
2. Algorytmy genetyczne:
 - a. GEN
 - b. GEN_ITER

Algorytm heurystyczny (rozptyłowy) HEUR polega na zamknięciu wszystkich łączników w sieci (powstaje sieć

wielokrotnie zamknięta), następnie wyznaczeniu rozptywu w tej sieci a w kolejnych krokach dokonuje się wyłączenia łuków (łączników) najmniej obciążonych, kontrolując spełnienie warunków technicznych po każdym wyłączeniu. W przypadku wykonywania optymalizacji konfiguracji dla określonego przedziału czasowego dłuższego niż jedna godzina, do wyznaczania rozptyłów mocy wybierana jest godzina o największym sumarycznym obciążeniu sieci. Algorytm jest bardzo szybki i gwarantuje znalezienie rozwiązania suboptymalnego.

Algorytm heurystyczny HEUR_W jest zmodyfikowanym algorytmem heurystycznym – wyznaczenie rozptywu mocy następuje po każdym otwarciu łącznika – czyli tyle razy, ile jest pętli w sieci.

Oba algorytmy heurystyczne nie wykorzystują funkcji celu i można je określić jako algorytmy zachłanne (wyszukujące najlepsze rozwiązanie w każdym kroku).

Liczbę pętli w sieci, czyli liczbę koniecznych rozcięć w sieci (otwartych łączników), można wyznaczyć ze wzoru:

$$(2) \quad N_{LOOPS} = N_{ARC} - (N_{NODE} - 1)$$

gdzie: N_{LOOPS} – liczba pętli w sieci, N_{ARC} – liczba wszystkich łuków w sieci, N_{NODE} – liczba wszystkich węzłów w sieci

Algorytmy genetyczne GEN, GEN_ITER są klasycznymi algorytmami genetycznymi [16]. Testowane były dwa warianty algorytmu, z odmiennym sposobem wyznaczania funkcji celu, którą ogólnie była suma strat energii czynnej dla całego okresu optymalizacji. Jako funkcję przystosowania przyjęto odwrotność funkcji celu.

Czasy trwania strat maksymalnych $\tau_{max,j}$ wyznacza się dla każdego transformatora SN/nN oraz dla punktu zasilającego analizowany fragment sieci SN/nN (może to być transformator 110/SN w GPZ lub sztucznie utworzony punkt zasilający) wg poniższego wzoru [17]:

$$(3) \quad \tau_{max,j} = \sum_{i=1}^I \left(\frac{S_{ji}}{S_{max,j}} \right)^2 \Delta t_i$$

gdzie: i – numer kwantu pomiarowego (typowo godzina), I – liczba kwantów pomiarowych (przedziałów czasowych) w okresie optymalizacji, J – numer transformatora SN/nN – jest J transformatorów, $S_{max,j}$ – moc pozorna obciążenia j -tego transformatora SN/nN w godzinie, dla której moc pozorna obciążenia transformatora 110/SN w GPZ jest największa w okresie optymalizacji, S_{ji} – średnia moc pozorna j -tego transformatora SN/nN w kwancie pomiarowym, Δt_i – długość i -tego Fkwantu pomiarowego.

Następnie wyznaczane są straty energii w sieci nN w obszarze zasilania każdego transformatora SN/nN:

$$(4) \quad \Delta A_{max,j} = \tau_{max,j} \sum_{nj=1}^{N_j} \Delta A_{nj}$$

gdzie: $\Delta A_{max,j}$ – straty dla obszaru zasilania j -tego transformatora SN/nN, n_j – numer łuku w obszarze zasilania j -tego transformatora SN/nN, N_j – liczba łuków w obszarze zasilania j -tego transformatora SN/nN, włącznie z transformatorem SN/nN, ΔA_{nj} – straty dla łuku n_j w obszarze zasilania j -tego transformatora SN/nN.

Wyznaczanie sumy strat dla sieci SN odbywa się analogicznie jak dla sieci nN.

Ostatecznie wyznaczane są straty dla całego obszaru i całego okresu optymalizacji:

$$(5) \quad \Delta A_{max} = \Delta A_{SN} + \sum_{j=1}^J \Delta A_{max,j}$$

gdzie: ΔA_{SN} – straty w sieci SN, wyznaczone analogicznie jak straty dla obszaru zasilania pojedynczego transformatora SN/nN.

W przypadku algorytmu GEN końcowa funkcja celu została zdefiniowana jako wielkość strat energii w optymalizowanym okresie czasu przy wyznaczaniu strat na podstawie strat szczytowych wykorzystując czas trwania strat maksymalnych dla transformatorów SN/nN. Przekroczenia napięciowe i prądowe są uwzględniane dzięki zastosowaniu funkcji karnej F [18-21].

(6)

$$F = \Psi_{nap} \left(\sum_{jg=1}^{JG} \sum_{l=1}^{L_{SN,jg}} \Psi_{przec,l} \Delta R \tau_{jg} + \sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{L_{nn,j}} \Psi_{przec,l} \Delta P_l \tau_j \right)$$

gdzie: l – numer łuku, jg – numer transformatora 110/SN (w GPZ), j – numer transformatora SN/nN, $L_{SN,jg}$ – liczba łuków w sieci SN, zasilanych przez „ jg ” transformator 110/SN, $L_{nn,j}$ – liczba w łuków w sieci nN, zasilanych przez j -ty transformator SN/nN, Ψ_{nap} – funkcja karna dla przekroczeń poziomów napięć, Ψ_{przec} – funkcja karna dla przekroczeń przepustowości łuków, ΔP_l – strata mocy czynnej w łuku „ l ”, τ_{jg} – wyznaczony czas trwania strat maksymalnych dla „ jg ” transformatora w GPZ, τ_j – wyznaczony czas trwania strat maksymalnych dla j -tego transformatora SN/nN.

Funkcja karna $\Psi_{przec,l}$ dla uwzględnienia ograniczenia wynikającego z dopuszczalnej przepustowości łuków sieci została określona następująco [19-21]:

$$(7) \Psi_{przec,l} = \begin{cases} k_{przec} \left(\frac{P_l}{P_{l,dop}} \right)^2 & \text{gdy } P_l \geq P_{l,dop} \\ 1 & \text{gdy } P_l \leq P_{l,dop} \end{cases}$$

gdzie: k_{przec} – współczynnik kary dla przekroczenia przepustowości łuków, P_l – moc czynna przepływająca przez łuk „ l ”, $P_{l,dop}$ – obciążalność dopuszczalna długotrwale dla łuku „ l ”.

Wartość funkcji karnej $\Psi_{przec,l}$ dla uwzględnienia ograniczenia wynikającego z dopuszczalnej przepustowości łuków sieci jest wyznaczana dla każdego łuku sieci.

Funkcja karna Ψ_{nap} dla przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć została określona następująco [19-21]:

$$(8) \Psi_{nap} = 1 + k_{nap} \left(\frac{\sum_{n=1}^{n_{u,min}} (\Delta U_n)}{n_{u,min} \Delta U_{dop,min}} + \frac{\sum_{n=1}^{n_{u,max}} (\Delta U_n)}{n_{u,max} \Delta U_{dop,max}} \right)$$

gdzie: k_{nap} – współczynnik kary dla przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach, ΔU_n – odchylenie napięcia w węzle odbiorczym, $n_{u,min}$ – ilość węzłów o zbyt niskim poziomie napięcia określona w wyniku tego rozpięty, $n_{u,max}$ – ilość węzłów o zbyt wysokim poziomie napięcia określona w wyniku tego rozpięty, $\Delta U_{dop,min}$ – dopuszczalne ujemne odchylenie napięcia dla odbiorcy: $dU_{dop,min} = T_{dop,min} * U_{nom}$, $\Delta U_{dop,max}$ – dopuszczalne dodatnie odchylenie napięcia dla odbiorcy: $dU_{dop,max} = T_{dop,max} * U_{nom}$, $T_{dop,min}$, $T_{dop,max}$ – względna tolerancja napięcia odpowiednio w dół/górę (wyrażona w %) osobno dla SN i nN, U_{nom} – napięcie znamionowe każdego indywidualnego odbiorcy (230V dla nN; 15kV, 20kV, 30kV itd. dla SN).

Wartość współczynnika kary k_{nap} dla przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć powinna być tak dobraća, by wartość funkcji Ψ_{nap} była niewiele większa od jedności.

W przypadku algorytmu GEN_ITER funkcja celu została zdefiniowana jako suma strat sieci wyznaczanych dla każdej godziny okresu optymalizacji.

(9)

$$F = \Psi_{nap} \left(\sum_{jg=1}^{JG} \sum_{l=1}^{L_{SN,jg}} \sum_{t=1}^{tk} \Psi_{przec,l} \Delta P_l + \sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{L_{nn,j}} \sum_{t=1}^{tk} \Psi_{przec,l} \Delta P_l \right)$$

W tym przypadku została określona nowa postać funkcji karnej dla przekroczenia napięcia.

Funkcja kary dla przekroczenia poziomów napięć:

(10)

$$\Psi_{nap} = 1 + k_{nap} \left(\frac{\sum_{n=1}^{n_{u,min}} k_{czas,przec,n} (\Delta U_n)}{n_{u,min} \Delta U_{dop,min}} + \frac{\sum_{n=1}^{n_{u,max}} k_{czas,przec,n} (\Delta U_n)}{n_{u,max} \Delta U_{dop,max}} \right)$$

gdzie współczynnik uwzględniający czas przekroczenia

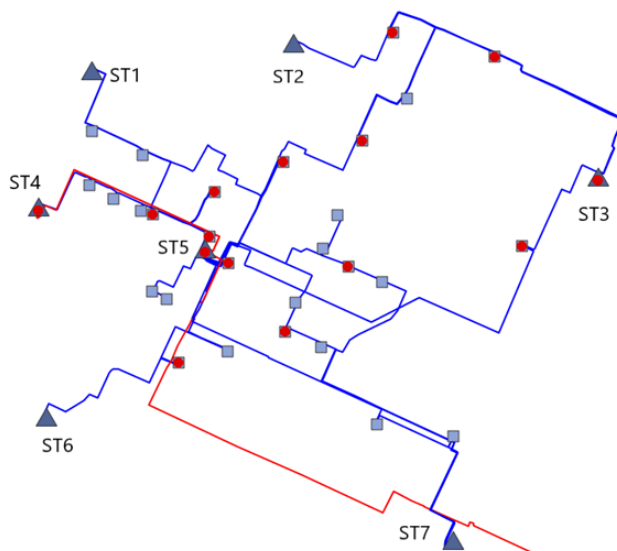
$k_{czas,przec,i}$:

$$k_{czas,przec,i} = \frac{t_{przec,i}}{T_{opt}}$$

gdzie: $t_{przec,i}$ – czas trwania przekroczenia w godzinach dla łuku lub węzła „ i ”, T_{opt} – całkowity czas okresu optymalizacji w godzinach.

Przykłady obliczeniowe

Optymalizację konfiguracji sieci przeprowadzono dla wybranego obszaru sieci nN, w skład którego wchodzi 44 odcinki linii kablowych nN o łącznej długości 4697,5m. Sieć nN zasilana jest z 7 transformatorów SN/nN, powiązanych liniami kablowymi SN. Sieć nN zasilana jest z 28 węzłów odbiorczych (budynki mieszkalne). Dla każdego z węzłów odbiorczych dostępne były dane dotyczące godzinowego zużycia energii elektrycznej dla okresu 1 roku. Maksymalne obciążenie całego wybranego obszaru sieci nN (średnia moc 1-godzinowa) wynosiło 328,44 kW a minimalne 69,21 kW. Wszystkie transformatory dodatkowo obciążone były sumarycznymi obciążeniami odbiorów zlokalizowanych na zewnątrz analizowanego fragmentu sieci zasilanych z tych transformatorów. W sieci nN znajdowało się 136 łączników a w sieci SN zlokalizowanych było 9 łączników. Optymalizacji podlegały wyłącznie stany łączników w sieci nN. Przy zamknięciu wszystkich łączników w sieci nN powstaje 17 pętli, oznacza to, że w sieci nN należy otworzyć 17 łączników.



Rys. 1. Fragment testowej sieci elektroenergetycznej. Symbol trójkąta oznacza stację transformatorową SN/nN, symbol kwadratu oznacza punkt odbioru energii elektrycznej. Kolorem niebieskim oznaczono sieć nN, kolorem czerwonym fragment sieci SN.

Obliczenia optymalizacyjne przeprowadzono dla okresów:

- 1-godzinnych – godzina największego i najmniejszego zużycia energii elektrycznej.
2. Dobowych – doby zawierające godziny z największym i najmniejszym zużyciem energii elektrycznej.
3. Tygodniowych – tygodnie zawierające godziny z największym i najmniejszym zużyciem energii elektrycznej.
4. Miesięcznych – miesiące zawierające godziny z największym i najmniejszym zużyciem energii elektrycznej.

W podanych okresach realizowane było wyznaczenie statycznej konfiguracji optymalnej, niezmiennej dla okresów obliczeniowych.

Wyniki obliczeń przedstawione są w tabelach poniżej.

Dodatkowo w tabelach pojawiły się następujące pozycje:

1. HEUR_Z_I – jest to wyznaczenie zmniejszenia strat przy iteracyjnym obliczaniu strat w sieci (suma wyznaczonych strat dla każdej godziny okresu optymalizacyjnego, dla konfiguracji sieci wyznaczonej algorytmem HEUR).
2. HEUR_W_Z_I – jest to wyznaczenie zmniejszenia strat przy iteracyjnym obliczaniu strat w sieci (suma wyznaczonych strat dla każdej godziny okresu optymalizacyjnego, dla konfiguracji sieci wyznaczonej algorytmem HEUR_W).
3. GEN_Z_I – jest to wyznaczenie zmniejszenia strat przy iteracyjnym obliczaniu strat w sieci (suma wyznaczonych strat dla każdej godziny okresu optymalizacyjnego, dla konfiguracji sieci wyznaczonej algorytmem GEN).

Podstawowe parametry algorytmu genetycznego to:

- prawdopodobieństwo krzyżowania: 0,4
- prawdopodobieństwo mutacji: 0,05
- strategia elitarna
- liczba pokoleń: 25

W kolumnie oznaczonej „AG” podano dodatkowy parametr oraz liczbę wykonań algorytmu:

- S – oznacza wartość współczynnika skalowania funkcji celu
- P – oznacza liczbę wykonań algorytmu (liczbę prób).

Przy wielokrotnym uruchamianiu algorytmu genetycznego dla tego samego zadania, wybierany był rezultat najlepszej próby.

Energia konfiguracji początkowej oznacza całkowite zużycie energii w badanym obszarze dla okresów optymalizacji. Wartością referencyjną dla podawanej procentowej redukcji strat jest wartość strat energii dla konfiguracji początkowej sieci. W celu wyznaczenia liczby rozcięć, które uległy przemieszczeniu na skutek optymalizacji, należy liczbę zmian stanu łączników podzielić przez dwa.

Tabela 2. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla godziny o najmniejszym obciążeniu sieci

24.06.2018 07:00				
energia konfiguracji początkowej [kWh]				533,074
Straty energii dla konfiguracji początkowej [kWh]				6,068
Algorytm	AG	Redukcja strat [kWh]	Redukcja strat [%]	Zmiany stanu łączników
HEUR		0,062	1,02	22
HEUR_W		0,066	1,09	20
GEN	S2P5	0,046	0,76	20
GEN	S10P5	0,064	1,05	20

Tabela 3. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla godziny o największym obciążeniu sieci

23.12.2018 17:00				
energia konfiguracji początkowej [kWh]				1354,436
Straty energii dla konfiguracji początkowej [kWh]				17,27
Algorytm	AG	Redukcja strat [kWh]	Redukcja strat [%]	Zmiany stanu łączników
HEUR		1,384	8,01	22
HEUR_W		1,332	7,71	20
GEN	S2P3	1,218	7,05	20
GEN	S10P10	1,335	7,73	16

Tabela 4. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla dnia o najmniejszym obciążeniu sieci

24.06.2018				
energia konfiguracji początkowej - czas trwania strat maksymalnych [kWh]				18417,632
energia konfiguracji początkowej - iteracyjnie [kWh]				18443,124
Straty energii dla konfiguracji początkowej (czas trwania strat maksymalnych) [kWh]				167,75
Straty energii dla konfiguracji początkowej (obliczenia iteracyjne) [kWh]				193,24
Algorytm	AG	Redukcja strat [kWh]	Redukcja strat [%]	Zmiany stanu łączników
HEUR		1,027	0,61	22
HEUR_Z_I		6,472	3,35	
HEUR_I		6,459	3,34	22
HEUR_W		1,021	0,61	18
GEN	S2P3	4,360	2,60	24
GEN_Z_I	S2P3	5,222	2,70	
GEN_I	S2P5	5,285	2,73	14

Tabela 5. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla dnia o największym obciążeniu sieci

23.12.2018				
energia konfiguracji początkowej - czas trwania strat maksymalnych [kWh]				25723,71
energia konfiguracji początkowej - iteracyjnie [kWh]				25757,09
Straty energii dla konfiguracji początkowej (czas trwania strat maksymalnych) [kWh]				254,93
Straty energii dla konfiguracji początkowej (obliczenia iteracyjne) [kWh]				288,33
Algorytm	AG	Redukcja strat [kWh]	Redukcja strat [%]	Zmiany stanu łączników
HEUR		-0,981	-0,38	22
HEUR_Z_I		15,125	5,25	
HEUR_W		-0,130	-0,05	24
GEN	S2P3	7,285	2,86	20
GEN_Z_I	S2P3	9,195	3,19	
GEN_I	S2P5	13,928	4,83	22

Tabela 6. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla tygodnia o najmniejszym obciążeniu sieci

18 - 24.06.2018				
energia konfiguracji początkowej - czas trwania strat maksymalnych [kWh]				142148,0
energia konfiguracji początkowej - iteracyjnie [kWh]				142375,8
Straty energii dla konfiguracji początkowej (czas trwania strat maksymalnych) [kWh]				1263,14
Straty energii dla konfiguracji początkowej (obliczenia iteracyjne) [kWh]				1490,87
Algorytm	AG	Redukcja strat [kWh]	Redukcja strat [%]	Zmiany stanu łączników
HEUR		41,32	3,27	22
HEUR_Z_I		53,27	3,57	
HEUR_W		41,321	3,27	22
HEUR_W_Z_I		53,27	3,57	
GEN	S2P3	43,451	3,44	16
GEN_Z_I		50,48	3,74	
GEN_I	S2P5	55,79	3,74	18

Tabela 7. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla tygodnia o największym obciążeniu sieci

17 - 23.12.2018				
energia konfiguracji początkowej - czas trwania strat maksymalnych [kWh]				179306,3
energia konfiguracji początkowej - iteracyjnie [kWh]				179525,6
Straty energii dla konfiguracji początkowej (czas trwania strat maksymalnych) [kWh]				1781,41
Straty energii dla konfiguracji początkowej (obliczenia iteracyjne) [kWh]				2000,75
Algorytm	AG	Redukcja strat [kWh]	Redukcja strat [%]	Zmiany stanu łączników
HEUR		105,64	5,93	20
HEUR_Z_I		106,64	5,93	
HEUR_W		105,64	5,93	
HEUR_W_Z_I		111,535	5,57	
GEN	S2 P15	106,941	6,00	18
GEN_Z_I		83,478	4,17	
GEN_I	S2 P3	95,566	4,78	14

Tabela 8. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla miesiąca o najmniejszym obciążeniu sieci

czerwiec 2018				
energia konfiguracji początkowej - czas trwania strat maksymalnych [kWh]				601135,0
energia konfiguracji początkowej - iteracyjnie [kWh]				602221,1
Straty energii dla konfiguracji początkowej (czas trwania strat maksymalnych) [kWh]				5189,17
Straty energii dla konfiguracji początkowej (obliczenia iteracyjne) [kWh]				6275,28
Algorytm	AG	Redukcja strat [kWh]	Redukcja strat [%]	Zmiany stanu łączników
HEUR		111,479	2,15	22
HEUR_Z_I		203,838	3,25	
HEUR_W		112,62	2,17	20
HEUR_W_Z_I		205,081	3,27	
GEN	S1 P10	166,367	3,21	20
GEN_Z_I		150,71	2,4	
GEN_I	S1 P3	185,875	2,96	22

Tabela 9. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla miesiąca o największym obciążeniu sieci

grudzień 2018				
energia konfiguracji początkowej - czas trwania strat maksymalnych [kWh]				777988,3
energia konfiguracji początkowej - iteracyjnie [kWh]				779477,8
Straty energii dla konfiguracji początkowej (czas trwania strat maksymalnych) [kWh]				7028,93
Straty energii dla konfiguracji początkowej (obliczenia iteracyjne) [kWh]				8518,42
Algorytm	AG	Redukcja strat [kWh]	Redukcja strat [%]	Zmiany stanu łączników
HEUR		213,366	3,04	22
HEUR_Z_I		214,336	2,52	
HEUR_W		213,366	3,04	
HEUR_W_Z_I		434,717	5,1	
GEN	S1 P3	233,011	3,32	14
GEN_Z_I		434,717	5,1	
GEN_I	S1 P3	233,011	2,74	18

Oba warianty algorytmu genetycznego uruchamiane były co najmniej trzykrotnie dla każdego wykonywania obliczeń optymalizacyjnych. Przy jednokrotnym uruchomieniu algorytmu genetycznego wyniki w części przypadków były gorsze. Do początkowej populacji dla algorytmu genetycznego wprowadzono dwóch osobników

reprezentujących konfigurację początkową sieci, reszta osobników była losowana.

W przypadku obliczeń optymalizacyjnych z wykorzystaniem algorytmu genetycznego dla okresu 1-godziny, wykonywane było liniowe skalowanie funkcji przystosowania ze względu na bardzo małe różnice wartości funkcji przystosowania. Współczynnik skalowania określono jako równy 2.

Podsumowanie

Czas obliczeń optymalizacyjnych dla 1-godziny i jednej doby był zdecydowanie krótszy od 1 sekundy we wszystkich analizowanych wariantach obliczeniowych. Czas obliczeń optymalizacyjnych dla okresów 1 tygodnia i jednego miesiąca również był krótszy od 1 sekundy, z wyjątkiem algorytmu genetycznego GEN_ITER z iteracyjnym wyznaczaniem wielkości strat (suma strat dla każdej godziny w okresie optymalizacji). W przypadku algorytmu GEN_ITER obliczenia optymalizacyjne wykonywane były dla okresu 1 tygodnia ok. 3,7 sekundy a dla okresu 1 miesiąca ok 15,8s. Obliczenia wykonywane były na komputerze z procesorem AMD Ryzen 7 Eight-Core, 3GHz z pamięcią RAM 32GB i systemem operacyjnym Windows 10 64bit.

Dla wyznaczania strat metodą czasu trwania strat maksymalnych, czasy trwania tych strat były wyznaczane dla transformatorów jedynie dla konfiguracji początkowej.

Dla 1-godzinnego okresu optymalizacji można zauważyć, że w przypadku godziny o minimalnym obciążeniu najlepszy okazał się algorytm heurystyczny z wielokrotnym wykonywaniem rozptyłów a dla godziny o maksymalnym obciążeniu najlepszy był klasyczny algorytm heurystyczny. Niemniej jednak różnice w wynikach były minimalne. Dodatkowo, algorytmy genetyczne wyznaczały konfiguracje wymagające na ogół mniejszej liczby przełączeń niż algorytmy heurystyczne.

Dla 1-dobowego okresu optymalizacji dla doby z godziną o minimalnym obciążeniu bezpośrednio najlepszy okazał się algorytm heurystyczny z wielokrotnym wykonywaniem rozptyłów choć po weryfikacji wyników klasycznego algorytmu heurystycznego końcowy rezultat był nieco lepszy. Dla doby z godziną o maksymalnym obciążeniu bezpośrednio najlepszy okazał się algorytm genetyczny z iteracyjnym wyznaczaniem strat, niemniej jednak znowu weryfikacja obliczeń strat dla konfiguracji osiągniętej przez klasyczny algorytm heurystyczny dała lepszy wynik.

Dla 1-tygodniowego okresu optymalizacji dla tygodnia z godziną o minimalnym obciążeniu bezpośrednio najlepszy okazał się algorytm genetyczny z iteracyjnym wyznaczaniem strat, algorytm heurystyczny z wielokrotnym wyznaczaniem rozptyłów po weryfikacji obliczeń strat dał wyniki gorsze, ale zbliżone. Dla tygodnia z godziną o maksymalnym obciążeniu bezpośrednio najlepszy okazał się algorytm genetyczny z wyznaczaniem strat metodą czasu trwania strat maksymalnych, niemniej po weryfikacji wartości strat, najlepszy wynik został osiągnięty przez algorytm heurystyczny z wielokrotnym wyznaczaniem rozptyłów.

Dla 1-miesięcznego okresu optymalizacji bezpośrednio najlepszy okazał się algorytm genetyczny z iteracyjnym wyznaczaniem strat. Jednak po zweryfikowaniu wartości strat, algorytm heurystyczny z wielokrotnym wyznaczaniem rozptyłów dorównał mu wynikami, nawet osiągając nieco lepsze wyniki w przypadku miesiąca z godziną o minimalnym obciążeniu.

Na podstawie otrzymanych wyników można uznać, że oba warianty algorytmu genetycznego w zdecydowanej większości przypadków pozwoliły otrzymać konfigurację

wymagającą mniejszej liczby przełączeń w stosunku do konfiguracji pierwotnej. Wyniki, czyli wielkość ograniczenia strat należy uznać za zbliżone. W przypadku czasów obliczeń, czas obliczeń dla algorytmu genetycznego z iteracyjnym wyznaczaniem strat, mocno wzrasta, osiągając wartość ponad 15 sekund dla 1-miesięcznego okresu optymalizacji.

Należy też zauważyć, że w przypadku algorytmów heurystycznych możliwe jest osiągnięcie konfiguracji o większej wartości strat niż konfiguracja początkowa, co nie jest możliwe w przypadku algorytmów genetycznych z zastosowaną strategią elitarną i wprowadzeniem konfiguracji początkowej do pierwszego pokolenia.

Generalnie weryfikacja wyznaczonej metodą czasu trwania strat maksymalnych wielkości redukcji strat, czyli wyznaczenie strat w okresie optymalizacji metodą iteracyjną powoduje zwiększenie wartości wyznaczonej redukcji strat.

Wykonując iteracyjne obliczenia wielkości strat w okresie optymalizacji, dodatkowo uzyskać można czasy wystąpienia przekroczeń długotrwałej obciążalności elementów sieciowych oraz przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach. Możliwe jest wówczas dopuszczenie krótkotrwałego przeciążenia (np. trwającego jedną godzinę) jeśli jego wielkość i parametry przeciążanego elementu sieciowego na to pozwalają. Jeśli straty w sieci wyznaczone są metodą czasu trwania strat maksymalnych, bezpośrednio czasy trwania przekroczeń nie są znane, choć jest możliwe ich szacowanie.

Analizowana sieć jest bardzo małym fragmentem sieci rozdzielczej o małym zapotrzebowaniu na energię elektryczną, jednak nawet w takim przypadku możliwa jest redukcja strat technicznych energii elektrycznej przez wykonanie optymalizacji konfiguracji sieci.

Projekt ELGrid2020 był współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020.

Autorzy: dr inż. Piotr Helt, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75 Gmach Mechaniki, 00-662 Warszawa, e-mail: piotr.helt@pw.edu.pl; dr hab. Dariusz Baczyński, prof. PW, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75 Gmach Mechaniki, 00-662 Warszawa, e-mail: dariusz.baczynski@pw.edu.pl; Tomasz Gulczyński, Globema Sp. z o.o., ul. Wita Stwosza 22, 02-661 Warszawa, e-mail: tomasz.gulczynski@globema.pl; Jacek Wielgosz, Globema Sp. z o.o., ul. Wita Stwosza 22, 02-661 Warszawa, e-mail: jacek.wielgoz@globema.pl.

LITERATURA

- [1] Niewiedział E., Niewiedział R., Analiza statystyczna strat energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym w XXI wieku, VIII Konferencja Naukowo-Techniczna Straty Energii Elektrycznej w Sieciach Elektroenergetycznych, Wrocław, marzec 2018.
- [2] Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2016 rok, IOŚ-PIB, grudzień 2017
- [3] Raport: W 2020 roku polska energetyka była trzy razy bardziej emisyjna niż średnia UE, <https://biznesalert.pl/emisje-co2-energetyka-ue-polska-wegiel-raport/>

- [4] USTAWA z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, tekst ujednolicony, Dz.U. 2011 Nr 94 poz. 551.
- [5] „Wymiana 914 transformatorów SN/nN w województwie śląskim celem ograniczenia strat sieciowych”, Tauron Dystrybucja S.A., <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/fundusze-unijne/dzialanie-92>
- [6] „Budowa i modernizacja sieci SN i nN na terenie województwa śląskiego i łódzkiego w celu realizacji koncepcji sieci inteligentnej”, Tauron Dystrybucja S.A., <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/fundusze-unijne/poddzialanie-141>
- [7] „Przebudowa sieci do standardów Smart Grid poprzez instalowanie inteligentnego opomiarowania i automatyzację sieci w celu aktywizacji odbiorców dla poprawy efektywności użytkowania energii oraz efektywnego zarządzania systemem elektroenergetycznym dla poprawy bezpieczeństwa dostaw. Wdrożenie podstawowe w obszarze ENERGA-OPERATOR SA”, ENERGA-OPERATOR S.A., <https://mapadotacji.gov.pl/projekty/746103/>.
- [8] Baczyński D., Metody inteligencji obliczeniowej w elektroenergetyce, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2013
- [9] Baczyński D., A new concept of an artificial ecosystem algorithm for optimization problems, *Control and Cybernetics*, 2016, vol. 45, s.5-36
- [10] Helt P., Zduńczyk P., Możliwości optymalizacji konfiguracji rozległych sieci dystrybucyjnych SN i nN, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2014 nr 9
- [11] Parol M., Optymalizacja konfiguracji elektroenergetycznych sieci rozdzielczych w oparciu o systemy ewolucyjne, rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska, Warszawa 1996.
- [12] Rabih A. Jabr, Ravindra Singh, Bikash C. Pal: Minimum Loss Network Reconfiguration Using Mixed-Integer Convex Programming, *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 27, NO. 2, MAY 2012, 1106 – 1115.
- [13] Rayapudi S. R., Sadhu Venkata L. N., Manyala R. R., Srinivasa Rao A., Optimal Network Reconfiguration of Large-Scale Distribution System Using Harmony Search Algorithm, *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 26, No. 3, August, 2011, 1080 – 1088
- [14] Sawa T., Radial Network Reconfiguration Method in Distribution System using Mutation Particle Swarm Optimization, *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.
- [15] Strbac G., Djapic P.: A Genetic Based Fuzzy Approach to Optimization of Electrical Distribution Networks, *Proceedings of the First International Conference on genetic Algorithms in Engineering Systems*, GALEZIA '95, 1995, University of Sheffield, IEE Conference Publications no. 414.
- [16] D. E. Goldberg, Algorytmy genetyczne i ich zastosowania, WNT, Warszawa, 1998.
- [17] Kulczycki J. (red.), Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych, PTPIREE, Poznań, 2009
- [18] Kot A., Optymalizacja rozcięć w rozległych sieciach średnich napięć – praktyczne aspekty obliczeń, APE '09, Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Jurata, czerwiec 2009.
- [19] Helt P., Praktyczne aspekty wyznaczania optymalnych rozcięć w sieciach rozdzielczych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 8, str 80-83.
- [20] Helt P.: Optymalizacja konfiguracji rozległych sieci dystrybucyjnych z wykorzystaniem technik GIS, V Konferencja - Aspekty nowej jakości eksploatacji elektroenergetycznej sieci, FSNT NOT, Warszawa 23.10.2014,
- [21] Noske S., Helt P., Kołodziejczyk K., Możliwości redukcji strat sieciowych dzięki optymalizacji układu pracy sieci, *Energia elektryczna*, czerwiec 2014