

Distribution MV and LV Network Optimal Reconfiguration

Authors

Piotr Helt
Piotr Zduńczyk

Keywords

distribution power networks, optimization, genetic algorithms

Abstract

Reducing power losses in energy distribution is forced by mandatory law. Optimization of network reconfiguration can lead to reducing power losses by even a dozen or so percent. Two methods of network reconfiguration optimization are presented in the paper: the heuristic method and a method based on genetic algorithms. The presented solutions offer the opportunity to optimize medium voltage and low voltage distribution networks at the same time. Calculation results for real distribution network are presented. The presented results indicate a high efficiency of network reconfiguration optimization.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014407

1. Introduction

Energy efficiency improvement has become a one of priority tasks in Poland. Reducing losses in the process of electricity distribution is becoming increasingly important, and required by the applicable law. Energy savings goals are set in the Energy Efficiency Act of 15 April 2011 [1]. One of the categories of projects aimed at improving energy efficiency is reduction of electricity losses in transmission and distribution. In particular, these projects include:

- a) reduction of reactive power flows
- b) reduction of grid losses in lines and cables
- c) reduction of losses in transformers.

The specific energy efficiency objectives set out in the Second National Energy Efficiency Action Plan for Poland [2] adopted by the Council of Ministers on 17 April 2012 include the reduction of transmission and distribution grid loss rates through the upgrade of existing, and construction of new grids, replacement of low-efficient transformers, and development of distributed generation.

According to data published by the Polish Power Transmission and Distribution Association (PTPiREE) [3] the total electricity generation and import in 2010 amounted to 163,968 GWh. The losses and balance differences were equal to 11,851 GWh, or 7.23%.

Division of electricity losses by power grid voltage levels is presented in Tab. 1 according to data from [4]. On this basis it can be concluded that the largest losses are those in MV and LV distribution grids.

Optimal reconfiguration is a principal capex-less means of loss reduction in power distribution grids. Optimizing grid

	[GWh]	%
400 kV and 220 kV grid	1747	14.6%
110 kV grid	2355	19.7%
MV and LV grid	7857	65.7%
MV grid	3566	29.8%
LV network	4290	35.9%

Tab. 1. Breakdown of electricity losses by grid voltages (2010), source: [4]

configuration can lead to the reduction of aggregated power losses by as much as over ten percent.

2. Optimal configuration determination methods

The study compared the results of two optimization methods of MV and LV grid configuration:

1. Power-flow method (developed in France, also known as heuristic method) - its advantage is simplicity and high computation speed

2. AG method – using genetic algorithms.

Power-flow algorithm [5] is an approximate method, in its subsequent steps the least loaded lines are disconnected, while controlling the compliance with technical specifications. The power-flow algorithm's operating principle is as follows:

1. The grid is closed (statuses of the arcs that can be closed are set to "closed"), equal voltages are assumed across all nodes which are supply points.

2. The current or active power flow is determined (using DC algorithms), the cut-off is allocated to the least loaded line, the compliance with technical requirements is controlled. If the cut-off results in loss of the grid's integrity, the next line in terms of current or active power flow is eliminated.
3. This procedure continues until a tree type grid is obtained.

The reflow algorithm is much faster than the generic mathematical programming algorithms. The paper presents results obtained using the two variants of the power-flow algorithm:

1. AR1 – power flow calculation is done only once, before starting the arcs disconnection process
2. AR2 – after every successful cut-off, power flow was again determined.

Genetic algorithms belong to the group of random search algorithms, using random selection process as support for the process of finding the optimal solution in an encoded solution space [6, 7]. In every evolution algorithm an individual, who represents a potential solution to the problem, is designed as a data structure. A set of individuals creates a population. The simplest representation is to create an individual in the form of binary string representing a point in the solution space. Also determined is an adaptation function (corresponding to the objective function) for each individual in the population and for the entire population. The process of searching for the optimum starts with a set of points (populations) in the solution space. The task of optimal grid reconfiguration is defined as follows: the optimal cut-off locations in the MV and LV distribution grid should be so determined, as to minimize the total cost of power and electricity losses in a given optimization period, subject to the required constraints. The set of constraints is divided into two groups:

1. Reliability constraints
 - a) The network type is retained (all consumers' electricity supply is assured, no consumer is two-sided supplied)
 - b) The set of arbitrarily disconnected arcs is retained
2. Technical constraints
 - a) The allowable voltage drops are retained
 - b) No grid element is overloaded.

In the power-flow algorithm only reliability constraints are controlled. The solution to the task is based on its specific properties.

The following objective function was defined for the AG method, as the total cost of the losses and of the switching operations, including the costs of new switches installation [8, 9]:

$$F = n_{pl}K_{prl} + n_{pt}K_{prt} + n_{lmm}K_{isrmm} + n_{lsm}K_{isrsm} + K_{str} \quad (1)$$

where:

n_{pl} – number of changes in switch states with change degree "easy", K_{prl} – average cost of switching a switch with change degree "easy", n_{pt} – number of changes in switch states with change degree "difficult", K_{prt} – average cost of switching a switch with change degree "difficult", n_{lmm} – number of new switches in

LV network, K_{isrmm} – average cost of purchase and installation of a new switch in LV network, n_{lsm} – number of new switches in MV grid, K_{isrsm} – average cost of purchase and installation of a new switch in MV grid.

It was assumed that the cost of losses is referred to the power flow at the peak load. Cut-off points are then set for a sufficiently long optimization period T.

The grid reconfiguration costs included:

1. Averaged mean cost of a change in the state of a remotely-controlled switch
2. Averaged mean cost of a change in the state of a manually-controlled switch
3. Averaged mean cost of new switch installation in MV grid
4. Averaged mean cost of new switch installation in LV network.

For power grid arcs the attribute "degree of change in state" was defined, which could have the following values:

- easy – only for an arc that is a switch, meaning its remote control capability
- difficult – only for an arc that is a switch, meaning the need to manually change its state
- capex – only for an arc that is not a switch, meaning the possibility to install a switch on its one end
- impossible – for an arc that is a switch meaning the inability to change its given state, for an arc that is not a switch meaning the impossibility of installing a new switch.

There are two AG algorithm based optimization modes:

1. AGB, capex-less mode – possible changes in switch states in the analysed grid
2. AGI, capex mode – states of switches can be changed, as well as of power line sections.

AG gene structure ensures compliance with reliability conditions. Individual gene items are the numbers of open switches in loops. After crossover and mutation operations the compliance with reliability requirements is checked, and the gene is properly adjusted, so that the reliability requirements are met.

Technical constraints are not incorporated in the objective function, while two penalty functions are defined: for voltage and arc capacity excesses. More weight is assigned to arc flow capacity overruns, as most voltage excesses over allowable limits can be controlled by transformer tap adjustment.

For determining the power flow at peak load, the peak loads estimation method [10] is used. Peak loads are determined based on data from the billing system and the measurements made in selected MV/LV substations. The estimation relation is built using genetic algorithms. As a result of the power flow determination for the estimated peak loads, power and energy losses are also obtained.

The costs of power and energy losses are calculated for average active power and energy loss unit costs, and an assumed maximum loss duration. For the flow calculations the Newton algorithm for closed grid was used, since the power-flow

method requires determination of power flows in a closed grid. Due to the nature of flow calculation by the matrix method, in order to determine the power flows in switches they were substituted with very short line sections with as large cross-sections as possible.

3. Distribution grid mapping

The real grid's map for the optimization calculations was retrieved from a GIS system. The grid model includes the following power grid elements:

1. 110 kV/MV transformers (2-winding, 3-winding, split – winding)
2. MV and LV cable and overhead line sections
3. MV and LV switches
4. Receiving nodes supplied from MV or LV grid
5. Distributed generation connected to SN or LV grid nodes.

In addition, the model included "LINE CONNECTION" object, which represents a zero-impedance connection. Objects of this type are typically present in GIS systems (used e.g. to improve the readability of power substations' internal diagrams).

Before the optimization calculations the distribution grid mapping is simplified. Eliminated from the model are arcs that are electrically irrelevant, open switches are eliminated from the grid, while closed switches are aggregated with adjacent arcs.

Example calculations were performed for the following power grid portions:

1. KSN – area supplied from main substation GPZ1, MV grid only, with no MV/LV transformers
2. LSN – area supplied from main substation GPZ2, MV grid only, with no MV/LV transformers
3. KNN – area supplied from main substation GPZ1, MV and LV grid
4. LNN – area supplied from main substation GPZ2, MV and LV grid.

There were two voltage levels (6 kV and 15 kV) in the MV grid area supplied from GPZ1, and three voltage levels (30 kV, 15 kV, and 6 kV) in the MV grid area supplied from GPZ2.

Specified in Tab. 2 are basic details of the analyses power grid areas.

	KSN	LSN	KNN	LNN
LV network	N	N	T	T
Active power load [kW]	16,144.6	31,220.4	15,966.7	31,003.7
Reactive power load [kVar]	4,074.8	7,834.5	3,991.7	7,750.9
No. of arcs	4,599	13,804	40,413	148,522
No. of nodes	4,586	13,766	40,324	148,298
No. of switches	650	1,408	6,009	19,293
Reduced No. of switches	306	796	3,464	16,758
No. of line sections	1,236	5,971	15,779	65,353
No. of MV/LV transformers	0	0	124	518
No. of loops	14	39	90	225

Tab. 2. Details of optimized distribution grid areas

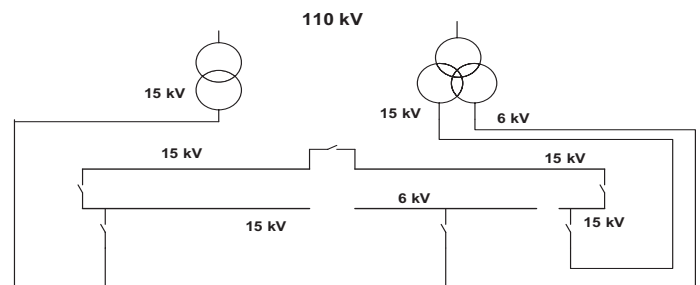


Fig. 1. Diagram of GPZ1 substation supplying KSN and KNN grid areas

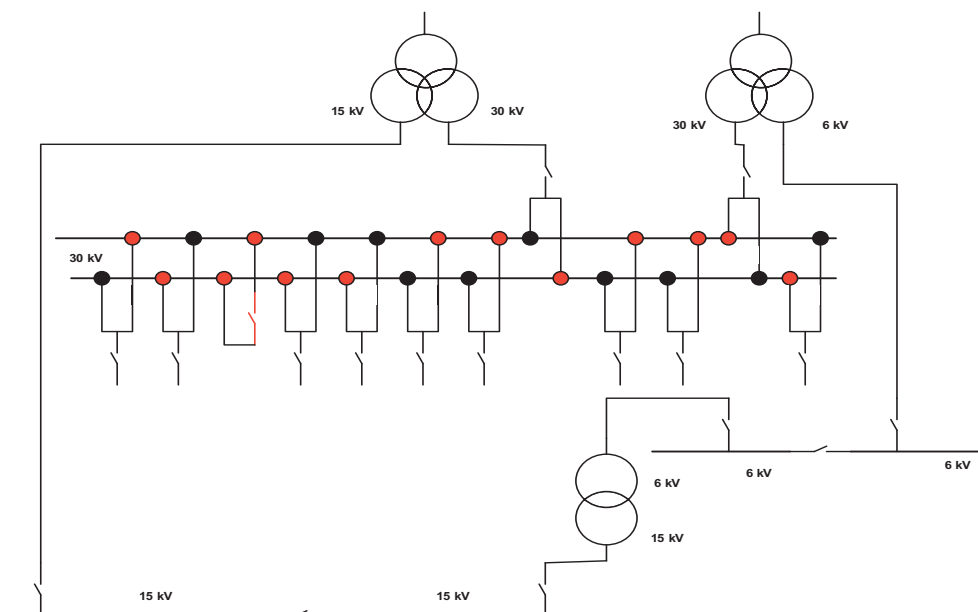


Fig. 2. Diagram of GPZ2 substation supplying LSN and LNN grid areas



Fig. 3. KSN grid supplied from GPZ1, purple dots – MV/LV transformers – not included in the calculation



Fig. 4. KNN grid supplied from GPZ1, green dots – MV/LV transformers

Shown in Fig. 1 and 2 are diagrams of the main GPZ substations that supply the analysed distribution power grid areas. There are two 110 kV/MV transformers in each GPZ substation. In order to obtain one tree for each area, it was necessary to introduce 110 kV lines connecting the upper sides of the power transformers with a virtual point of supply.

4. Optimization calculation results

In the first stage the power losses were determined for the obtained actual distribution grid configurations. The calculation results are presented in Tab. 3.

It was assumed for the optimization calculations that all switches in the analysed power grid areas are characterized by difficult change of state, which means the need to perform the switching manually. Since no details were available of switching constraints, it was assumed that all switches can change their states. Analysis of the load flow calculation results allowed identifying the switches that couldn't be switched from open to closed – for example, the retrieved grid map included a switch with rated node voltages 6 kV and 15 kV (connected different voltage levels).

To perform the genetic algorithms based optimization calculations the ELGrid system for support the development of distribution grids and their operation optimization was used, developed at Globema Ltd., in cooperation with the Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology [11].

Area	Active power loss	
	[kW]	[%]
KSN	363.06	1.77
KNN	1620.9	5.19
LSN	473.4	2.96
LNN	2496.3	8.05

Tab. 3. Active power losses for initial sample grids configurations

Cost of a MV switch installation	4,000 PLN
Cost of a MV switch installation	400 PLN
Cost of an easy state change	5 PLN
Cost of a difficult state change	100 PLN
Unit cost of active power	36.0 PLN
Unit cost of active power	2.0 PLN

Tab. 4. Unit costs for optimization calculations

Specified in Tab. 4 are unit costs adopted for the calculations. The optimization modes for all areas are designated as follows:

- AGB_1: capex-less, non-zero switching cost
- AGB_2: capex-less, zero switching cost
- AGI_1: capex, non-zero switching cost
- AGI_2: capex, zero switching cost
- AR1_1: capex-less, one load flow calculation
- AR1_2: capex, one load flow calculation
- AR2: capex-less, multiple load flow calculations
- AG_NN: capex-less, MV grid optimization, then for the optimized MV grid, LV network optimization calculation. This

Mode	Loss	Loss reduction	Energy savings	Switching costs
	[kW]	[%]	[kWh/year]	[PLN]
AGB_1	277.0	3.1	28,000	1000
AGB_2	276.7	3.2	28,928	n/a
AGI_1	272.7	4.6	41,760	25,600
AGI_2	272.5	4.7	42,560	n/a
AR1_1	277.0	3.0	27,901	n/a
AR2	276.9	3.1	28,649	n/a
AR1_2	272.8	4.5	41,493	n/a
AR1+AG	277.0	3.0	27,901	n/a

Tab. 5. KSN area optimization calculation results

mode applies only to the optimization of MV and LV grid areas (KNN, LNN).

In addition, test optimization calculations performed made for areas KSN and LSN, designated in the tables as AR1 + AG and AR2 + AG, are carried out in two steps: determination of initial solution using AR1 and AR2 algorithms and determination of the optimal network using AG method AG (with non-zero switching cost).

The KSN area optimization calculation results are given in Tab. 5. The KNN area optimization calculation results are given in Tab. 6. The LSN area optimization calculation results are given in Tab. 7.

Mode	Loss	Loss reduction	Energy savings	Switching costs
	[kW]	[%]	[kWh/year]	[PLN]
AGB_1	469	2.2	33,044	n/a
AGB_2	463	1.0	15,225	4,200
AR1_1	455	3.9	59,765	n/a
AG_NN	457	3.6	53,162	11,200

Tab. 6. KNN area optimization calculation results

Mode	Loss	Loss reduction	Energy savings	Switching costs
	[kW]	[%]	[kWh/year]	[PLN]
AGB_1	1395	14.0	724,264	3,800
AGB_2	1393	14.0	728,070	n/a
AGI_1	1342	17.2	893,570	101,200
AGI_2	1341	17.3	896,497	n/a
AR1_1	1491	8.0	415,190	n/a
AR2	1486	8.3	431,270	n/a
AR1+AG	1394	14.0	725,278	n/a
AR2+AG	1394	14.0	726,219	n/a

Tab. 7. LSN area optimization calculation results

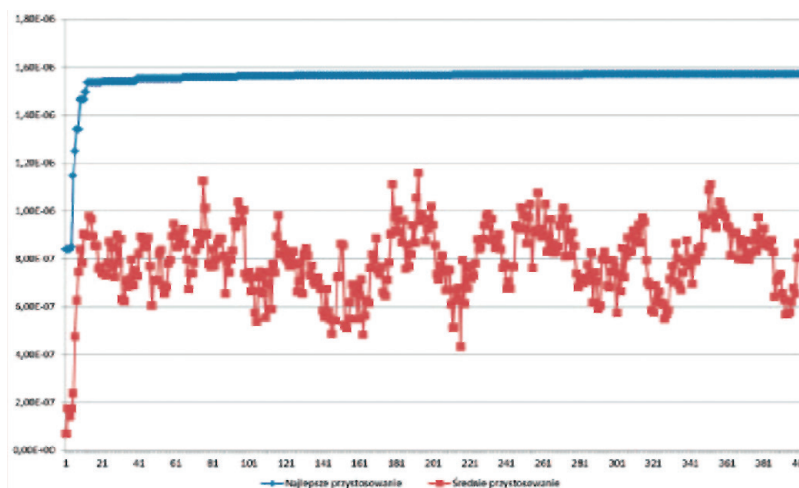


Fig. 5. Adaptation function: the best (blue line) and average (red line) in each generation, AR1 + AG calculation mode

Chart of the adaptation function for the genetic algorithm based calculations for the suboptimal initial grid configuration (resulting from AR1 algorithm) is shown in Fig. 5.

The LNN area optimization calculation results are given in Tab. 8.

Specified in Tab. 9 are times of the genetic algorithm based flow calculations for a single individual. These are average times of

Mode	Loss	Loss reduction	Energy savings	Switching costs
	[kW]	[%]	[kWh/year]	[PLN]
AG_NN	2,202	11.8	941,658	7,200
AR1_1	2,280	8.7	691,000	n/a

Tab. 8. LNN area optimization calculation results

Area	KSN	KNN	LSN	LNN
Calculation time [s]	0.25	5.2	1.2	65.4

Tab. 9. Flow calculation times

these calculations, at the maximum number of iterations equal to 40 and an accuracy equal to 10e-5. The calculations were performed on a computer with the following specification:

1. Processor: AMD Phenom™ II X6 1100T 3.31 GHz – 4 out of 6 available cores were used for the calculations
2. RAM 8 GB
3. Operating System: Windows 7 Professional 64-bit.

5. Final conclusions

The paper presents two methods for determining the optimal reconfiguration of MV and LV distribution grids. The power-flow method is less accurate (worse results are obtained), but its big advantage is fast computation. At multiple flow calculations, the total calculation time for the most complex case can be estimated at about four hours – in the LNN area there are 225 loops, for each loop one flow calculation must be made. No results are presented of calculation by the genetic algorithm based method for the LNN area. Such calculations, assuming 300 generations and 40 individuals in each generation, would last approximately 22 hours. It was found that the number of generations needed to determine the optimal distribution grid configuration should be ca. 400. In order to speed up calculation by the genetic algorithm based methods, a simplified algorithm of power flow calculation in an open grid will be introduced.

The calculations results for sections of actual distribution grids indicate a high potential for capex-less reduction of losses in distribution grids.

On the basis of the results quoted here, the generation of a suboptimal solution using the reflow method followed by its fine-tuning using genetic algorithms can be regarded as an effective approach for complex grid systems. This amounts to the adoption of one individual in the initial population, representing the sub-optimal solution. On the basis of the graph shown in Fig. 5 it can be concluded that to find a good solution in this situation 50 to 100 generations may suffice, which will significantly shorten the computation time for large distribution grid areas (with more than 50,000 arcs – line sections, switches, and MV/LV transformers).

The calculation times of the optimization tasks solution can be extremely important in the case of availability of data from AMI systems. Once these systems are deployed, customer consumption data will be available at 15 minute intervals. With fast optimization calculation it will be possible to determine the optimal grid configuration for short time intervals. For practical use of the obtained results it will be necessary to significantly increase the number of remotely controlled switches, at least in MV grids. However, such an increase can be expected, since it will significantly reduce the SAIDI and SAIFI indicators, the level of which in Poland is quite high [12].

REFERENCES

1. The Act of 15 April 2011 on energy efficiency, J. of L. of 2011, No. 94, items 551, 951.
2. Second National Energy Efficiency Action Plan for Poland, 2011, Document adopted by the Council of Ministers on 17 April 2012 [online], <http://www.mg.gov.pl/node/15923>.
3. http://www.ptpiree.pl/index.php?d=5&s=liczen_2010.
4. Niewiedział E., Niewiedział R., Straty energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym [Electricity losses in the national power system], Elektro.info 2011, No. 12.
5. Le Gal M., Recherche Automatique de schemats de secours dans les reseaux de distributions a moyenne tension, Paris, EdF, 1969.
6. Goldberg D.E., Algorytmy genetyczne i ich zastosowania [Genetic algorithms and their applications], Warsaw 1995.
7. Helt P., Parol M., Piotrowski P., Metody sztucznej inteligencji w elektroenergetyce, [Artificial intelligence methods in power engineering], Publishing House of Warsaw University of Technology, Warsaw 2012.
8. Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych [Electricity losses in distribution networks], edited by Kulczycki J., PTPIRE, Poznań 2009.
9. Helt P., Praktyczne aspekty wyznaczania optymalnych rozcięć w sieciach rozdzielczych [Practical aspects of distribution grid optimal reconfiguration], Przegląd Elektrotechniczny [Electrical Review] 2012, No. 8.

10. Baczyński D., Parol M., Estymacja obciążeń szczytowych stacji transformatorowych SN/nN za pomocą metod statystycznych oraz metod sztucznej inteligencji [*Estimation of MV/LV transformer substation peak loads by statistical methods and artificial intelligence methods*], XI. International Scientific Conference "Current Problems in Power Engineering" APE '03, Gdańsk – Jurata, 11–13 June 2003.
 11. Helt P. et al., Koncepcja systemu ElGrid do optymalizacji pracy i rozwoju rozdzielczych sieci energetycznych [*The concept of ElGrid system to optimize the operation and development of power distribution grids*], *Przegląd Elektrotechniczny* [Electrical Review] 2011, Vol. 87, No. 2.
 12. Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M., Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii [*Comprehensive MV grid automation and monitoring as the key element to improve the reliability and continuity of electricity supply*], *Acta Energetica* 2012, No. 1.
-

Piotr Helt

Warsaw University of Technology

e-mail: piotr.helt@ien.pw.edu.pl

A graduate of Warsaw University of Technology (1987). Employed at the Faculty of Electrical Engineering of his alma mater. Since 2010 also a Smart Grid consultant at Globema sp. z o.o. Previously a design engineer at Electrical Equipment Factory, and IT systems coordination specialist at Warsaw's Stoen Power Distribution Company. Area of professional interest: geographical information systems, in particular its applications in power engineering, power grids and systems, especially distribution grids, artificial intelligence methods and their application in optimization problems.

Author of numerous articles and publications on national and international conferences. He has completed numerous research projects, grants and expert opinions, primarily in power engineering.

Piotr Zduńczyk

Globema sp. z o.o.

e-mail: piotr.zdunczyk@globema.pl

Graduated from the Faculty of Mathematics and Computer Science of Warsaw University of Technology. He develops the ElGrid system for support of power distribution grids optimization and operation at Globema. His areas of interest include GIS systems, numerical methods, and artificial intelligence methods, and their applications in optimization tasks.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 79–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Optymalizacja konfiguracji dla sieci rozdzielczych SN i nN

Autorzy

Piotr Helt
Piotr Zduńczyk

Słowa kluczowe

sieci rozdzielcze, optymalizacja, algorytmy genetyczne

Streszczenie

Zmniejszanie strat w procesie dystrybucji energii elektrycznej wynika z obowiązującego prawa. Optymalizacja konfiguracji sieci może doprowadzić do zmniejszenia sumarycznych strat mocy nawet o kilkanaście procent. W artykule porównano metody optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych: rozplywową i opartą na algorytmach genetycznych. Przedstawione rozwiązania umożliwiają wyznaczanie optymalnych rozcięć jednocześnie w sieci SN oraz nN. Zaprezentowano wyniki obliczeń dla rzeczywistych fragmentów sieci rozdzielczej, wskazujące na dużą efektywność optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych.

1. Wprowadzenie

Poprawa efektywności energetycznej stała się w Polsce jednym z priorytetowych zadań. Zmniejszanie strat w procesie dystrybucji energii elektrycznej jest coraz bardziej istotne, prowadzenie działań w tym zakresie wynika z obowiązującego prawa. W Ustawie o efektywności energetycznej z 15 kwietnia 2011 roku [1] określono cele w zakresie oszczędności energii. Jedną z kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej jest zmniejszenie strat energii elektrycznej w przesyłach lub dystrybucji. W szczególności do przedsięwzięć tych zaliczono:

- ograniczenie przepływów mocy biernej
- ograniczenie strat sieciowych w ciągach liniowych
- ograniczenie strat w transformatorach.

W Drugim Krajowym Planie Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski [2], przyjętym przez Radę Ministrów 17 kwietnia 2012 roku, wśród szczegółowych celów w obszarze efektywności energetycznej wymieniono m.in. zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłach i dystrybucji poprzez m.in. modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej.

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) [3] produkcja oraz import energii elektrycznej w 2010 roku wyniosły łącznie 163 968 GWh. Straty i różnice bilansowe równe były 11 851 GWh, czyli 7,23%.

Rozdział strat energii elektrycznej na poszczególne poziomy napięcie sieci elektroenergetycznych przedstawiono w tab. 1 wg danych z [4]. Na ich podstawie można stwierdzić, że największe strat występuje w rozdzielczych sieciach SN i nN.

Optymalizacja konfiguracji jest jednym z podstawowych działań bezinwestycyjnych, prowadzących do zmniejszenia strat w elektroenergetycznej sieci rozdzielczej. Wprowadzenie metod optymalizacyjnych może doprowadzić do zmniejszenia sumarycznych strat mocy nawet o kilkanaście procent.

2. Metody wyznaczania optymalnej konfiguracji

W pracy porównano wyniki dwóch metod optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych SN i nN:

- Rozplywowej (francuskiej, nazywanej także heurystyczną) – zaletą tej metody jest jej prostota oraz duża szybkość obliczeń
- AG – wykorzystującej algorytmy genetyczne.

Algorytm rozplywowy [5] jest metodą przybliżoną, dokonuje się w nim w kolejnych krokach wyłączeń linii najmniej obciążonych, kontrolując spełnienie warunków technicznych. Zasada działania algorytmu rozplywowego jest następująca:

- Zamyka się sieć (stany możliwe do zamknięcia łuków ustawione na „zamknięty”), zakłada się równość napięć we wszystkich węzłach będących punktami zasilania
- Wyznacza się rozplyw prądu lub mocy czynnych (wykorzystując algorytmy stałoprądowe), rozcięcie lokuje się w linii najmniej obciążonej, sprawdzając spełnienie warunków technicznych. Jeśli rozcięcie powoduje utratę spójności sieci, to eliminuje się następną co do wartości przepływu prądu lub mocy czynnej linię
- Postępowanie takie trwa aż do momentu otrzymania sieci typu drzewo.

Algorytm rozplywowy jest znacznie szybszy od ogólnych algorytmów programowania matematycznego.

W artykule przedstawiono wyniki uzyskane z wykorzystaniem dwóch wariantów algorytmu rozplywowego:

- AR1 – rozplyw mocy wykonany był jedynie raz, przed rozpoczęciem procesu wyłączania łuków
- AR2 – po każdym skutecznym wykonaniu rozcięcia wyznaczany był ponownie rozplyw mocy.

Algorytmy genetyczne należą do grupy algorytmów poszukiwania losowego, wykorzystując losowy wybór jako wspomaganie procesu poszukiwania optymalnego rozwiązania w zakodowanej przestrzeni rozwiązań [6, 7]. W każdym algorytmie ewolucyjnym osobnik reprezentujący potencjalne rozwiązanie problemu projektowany jest jako pewna struktura danych.

	[GWh]	[%]
Sieć 400 i 220 kV	1747	14,6%
Sieć 110 kV	2355	19,7%
Sieć SN i nN	7857	65,7%
Sieć SN	3566	29,8%
Sieć nN	4290	35,9%

Tab. 1. Straty dla poszczególnych poziomów napięć (2010), źródło: [4]

Zbiór osobników tworzy populację. Najprostszą reprezentacją jest utworzenie osobnika w postaci łańcucha binarnego, reprezentującego punkt w przestrzeni rozwiązań. Określa się również funkcję przystosowania (odpowiadającą funkcji celu), wyznaczoną dla każdego osobnika w populacji oraz dla całej populacji. Proces poszukiwania optimum rozpoczyna się z pewnego zbioru punktów (populacji) w przestrzeni rozwiązań.

Zadanie optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych definiuje się następująco: należy tak ustalić optymalne miejsca rozcięć w sieci rozdzielczej SN i nN, by zminimalizować całkowite koszty strat mocy i energii elektrycznej w przyjętym okresie optymalizacji, przy spełnieniu wymaganych ograniczeń.

Zbiór ograniczeń podzielono na dwie grupy:

- Ograniczenia niezawodnościowe
 - Zachowanie typu układu (zapewnienie zasilania w energię elektryczną wszystkich odbiorców, niedopuszczenie do dwustronnego zasilania żadnego odbiorcy)
 - Zachowanie zbioru łuków wyłączonych arbitralnie
- Ograniczenia techniczne
 - Zachowanie dopuszczalnych spadków napięć
 - Nieprzeciążenie żadnego z elementów sieci.

W algorytmie rozplywowym są kontrolowane wyłącznie ograniczenia niezawodnościowe. Rozwiązanie zadania bazuje na jego szczególnych właściwościach.

Dla metody AG zdefiniowano następującą funkcję celu, będącą sumą kosztów strat oraz kosztów wykonania przełączeń wraz z kosztami instalacji nowych łączników [8, 9]:

$$F = n_{pt}K_{prt} + n_{pt}K_{prt} + n_{lnt}K_{lstrm} + n_{lnt}K_{lstrm} + K_{str} \quad (1)$$

gdzie: n_{pt} – liczba zmian stanów łączników o stopniu zmiany stanu „łatwy”, K_{prt} – średni koszt przełączenia pojedynczego łącznika o stopniu zmiany stanu „łatwy”, n_{pt} – liczba zmian stanów łączników o stopniu zmiany stanu „trudny”, K_{prt} – średni koszt przełączenia pojedynczego łącznika o stopniu zmiany stanu „trudny”, n_{lnt} – liczba nowych łączników w sieci nN, K_{lstrm} – średni koszt zakupu i instalacji nowego łącznika w sieci nN, n_{lnt} – liczba nowych łączników w sieci SN, K_{lstrm} – średni koszt zakupu i instalacji nowego łącznika w sieci SN.

Przyjęto, że o wartości kosztów strat decyduje rozptył mocy w szczycie obciążenia. Punkty rozcięg ustalane są wówczas dla odpowiednio długiego okresu optymalizacji T. W skład kosztów zmiany konfiguracji sieci zaliczono:

1. Usrednione koszty zmiany stanu łącznika zdalnie sterowanego
2. Usrednione koszty zmiany stanu łącznika sterowanego ręcznie
3. Usrednione koszty instalacji nowego łącznika w sieci SN
4. Usrednione koszty instalacji nowego łącznika w sieci nN.

Dla łuków sieci elektroenergetycznej zdefiniowano atrybut „stopień zmiany stanu”, mogący przybierać następujące wartości:

- łatwy – tylko dla łuków będących łącznikami, oznacza możliwość zdalnego sterowania łącznikiem
- trudny – tylko dla łuków będących łącznikami, oznacza konieczność ręcznej zmiany stanu łącznika
- inwestycyjny – tylko dla łuków niebędących łącznikami, oznacza możliwość zainstalowania łącznika na jednym z końców łuku
- niemożliwy – dla łuków będących łącznikami oznacza niemożność zmiany zadanego stanu łącznika, dla łuków niebędących łącznikami oznacza niemożność instalacji nowego łącznika.

Optymalizacja dla algorytmu AG może być realizowana w dwóch trybach:

1. AGB, tryb bezinwestycyjny – możliwe są zmiany stanów wyłącznie łączników w analizowanej sieci
2. AGI, tryb inwestycyjny – zmiany stanów mogą dotyczyć zarówno łączników, jak też odcinków linii elektroenergetycznych.

Konstrukcja genu dla AG zapewnia spełnienie warunków niezawodnościowych. Poszczególne pozycje genu oznaczają numery otwartych łączników w pętli. Po operacjach krzyżowania i mutacji wykonywana jest kontrola spełnienia warunków niezawodnościowych i gen jest odpowiednio korygowany, tak aby warunki niezawodnościowe zostały spełnione.

	KSN	LSN	KNN	LNN
Sieć nN	N	N	T	T
Moc czynna odbierana [kW]	16 144,6	31 220,4	15 966,7	31 003,7
Moc bierna odbierana [kVar]	4 074,8	7 834,5	3 991,7	7 750,9
Liczba łuków	4 599	13 804	40 413	148 522
Liczba węzłów	4 586	13 766	40 324	148 298
Liczba łączników	650	1 408	6 009	19 293
Zredukowana liczba łączników	306	796	3 464	16 758
Liczba odcinków linii	1 236	5 971	15 779	65 353
Liczba trf. SN/nN	0	0	124	518
Liczba pętli	14	39	90	225

Tab. 2. Dane optymalizowanych fragmentów sieci rozdzielczej

Ograniczenia techniczne nie zostały wprowadzone do funkcji celu, natomiast zdefiniowane zostały dwie funkcje karne: dla przekroczeń napięciowych oraz dla przekroczenia przepustowości łuków. Większa waga została przyporządkowana przekroczeniom przepustowości łuków, przekroczenie dopuszczalnych poziomów napięć jest najczęściej możliwe przez regulację zaczepek w transformatorach.

W celu wyznaczenia rozptyłu mocy w szczycie obciążenia wykorzystano metodę estymacji obciążeń szczytowych [10]. Obciążenia szczytowe wyznaczone są na podstawie danych z systemu bilingowego oraz pomiarów dokonanych w wybranych stacjach SN/nN. Zależność estymacyjna budowana jest z wykorzystaniem algorytmów genetycznych. W wyniku wyznaczenia rozptyłów mocy dla otrzymanych z estymacji obciążeń szczytowych uzyskuje się również wartości strat mocy i energii. Koszty strat mocy i energii wyznacza się, przyjmując średnie jednostkowe koszty mocy czynnej i strat energii oraz zakładając czas trwania strat maksymalnych. Do obliczeń rozptyłowych zastosowano algorytm Newtona dla sieci zamkniętej, metoda rozptyłowa wymaga wyznaczenia rozptyłów mocy w sieci zamkniętej. Ze względu na charakter rozptyłowych obliczeń metodą macierzową, w celu wyznaczenia przepływu mocy w łącznikach zostały one zamienione na bardzo krótkie odcinki linii o możliwie dużym przekroju.

3. Odzworowanie sieci rozdzielczej

Odzworowanie sieci rzeczywistej do obliczeń optymalizacyjnych pozyskane zostało z systemu GIS. W modelu sieci uwzględnione są następujące elementy sieci elektroenergetycznej:

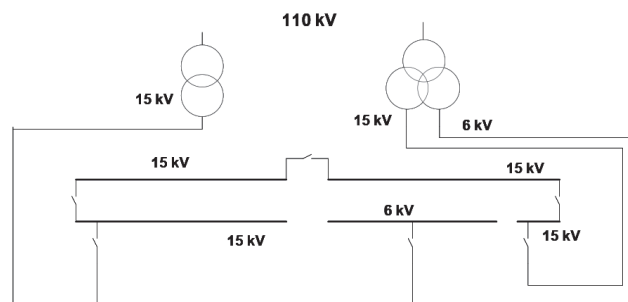
1. Transformatory 110 kV/SN (2-uzwojeniowe, 3-uzwojeniowe, z uzwojeniami dzielonymi)
2. Odcinki linii kablowych oraz napowietrznych SN i nN
3. Łączniki SN oraz nN
4. Węzły odbiorcze zasilane z sieci SN lub nN
5. Generacja rozproszona przyłączona do węzłów sieci SN lub nN.

Dodatkowo w modelu znalazł się obiekt „LINE CONNECTION”, będący reprezentantem połączenia o zerowej impedancji. Obiekt tego typu na ogół występuje w systemach GIS (stosowany np. w celu zwiększenia czytelności schematów wewnętrznych stacji elektroenergetycznych).

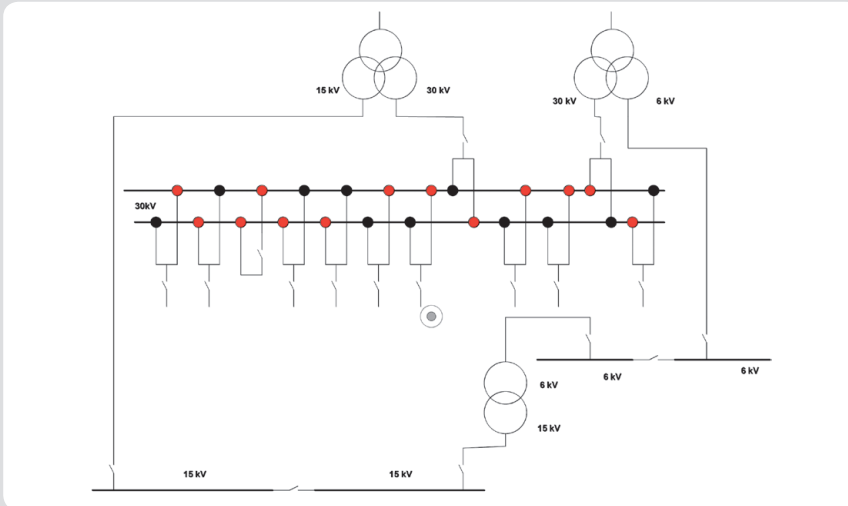
Przed rozpoczęciem obliczeń optymalizacyjnych upraszczane jest odzworowanie sieci rozdzielczej. Eliminowane są z modelu łuki nieistotne ze względów elektrycznych, łączniki otwarte eliminowane są z sieci, natomiast łączniki zamknięte są agregowane z łukami sąsiednimi.

Obliczenia przykładowe zrealizowano dla następujących fragmentów sieci elektroenergetycznej:

1. KSN – obszar zasilany przez GPZ1, wyłącznie sieć SN, bez transformatorów SN/nN



Rys. 1. Schemat GPZ1 dla sieci KSN, KNN



Rys. 2. Schemat GPZ2 dla sieci LSN, LNN

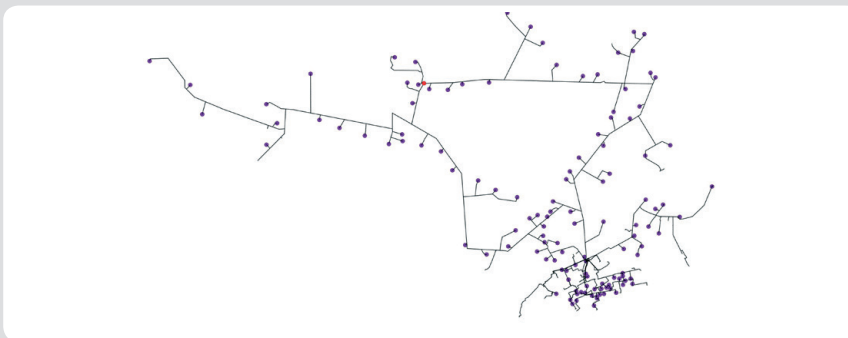
2. LSN – obszar zasilany przez GPZ2, wyłącznie sieć SN, bez transformatorów SN/nN
3. KNN – obszar zasilany przez GPZ1 obejmujący sieć SN i nN
4. LNN – obszar zasilany przez GPZ2 obejmujący sieć SN i nN.

Sieć SN w obszarze zasilanym przez GPZ1 miała dwa poziomy napięć (6 kV i 15kV), natomiast w sieci SN, zasilanej z GPZ2, występowały trzy poziomy napięć (30 kV, 15 kV i 6 kV).

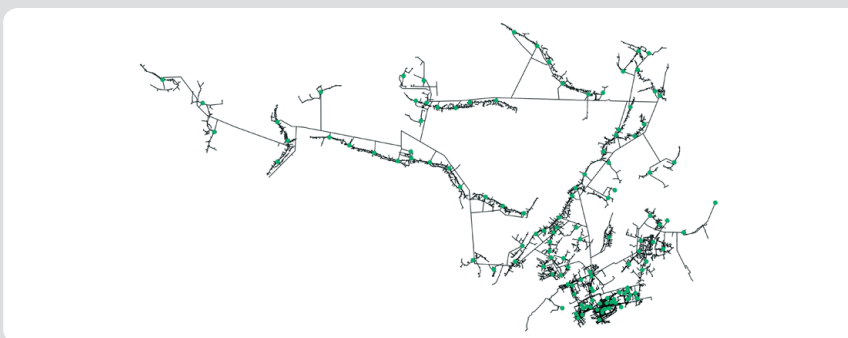
W tab. 2 przedstawiono podstawowe dane dotyczące analizowanych fragmentów rozdzielczych sieci elektroenergetycznych.

Na rys. 1 i 2 przedstawiono schematy GPZ zasilających analizowane obszary rozdzielczych sieci elektroenergetycznych. W każdym z GPZ znajdują się dwa transformatory o górnym napięciu na poziomie 110 kV. W celu uzyskania jednego drzewa dla każdego z obszarów konieczne było wprowadzenie linii 110 kV łączących górne strony transformatorów zasilających z wirtualnym punktem zasilającym.

Na rys. 3 i 4 przedstawiono mapę sieci rozdzielczej dla obszaru zasilania GPZ1.



Rys. 3. Sieć KSN zasilana z GPZ1, fioletowe punkty – transformatory SN/nN – nie występują w odwzorowaniu do obliczeń



Rys. 4. Sieć KNN zasilana z GPZ1, zielone punkty – transformatory SN/nN

Obszar	Straty mocy czynnej	Straty mocy czynnej
	[kW]	[%]
KSN	363,06	1,77
KNN	1620,9	5,19
LSN	473,4	2,96
LNN	2496,3	8,05

Tab. 3. Straty mocy czynnej dla wejściowych konfiguracji sieci przykładowych

4. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych

W pierwszym etapie prac wyznaczono straty mocy dla pozyskanych rzeczywistych konfiguracji sieci rozdzielczych. Wyniki obliczeń podano w tab. 3.

W obliczeniach optymalizacyjnych przyjęto, że wszystkie łączniki w analizowanych obszarach sieci elektroenergetycznej charakteryzują się trudną zmianą stanu, co odpowiada konieczności ręcznego wykonywania przełączeń. Nie były dostępne dane dotyczące ograniczeń zmiany stanów łączników, przyjęto, że dla wszystkich łączników możliwa jest zmiana stanu. Analiza wyników obliczeń rozpliwowych pozwoliła na identyfikację łączników, dla których niemożliwa była zmiana stanu z otwartego na zamknięty – w pozyskanym odwzorowaniu sieci występował np. łącznik o napięciach znamionowych węzłów 6 kV i 15 kV (łączył różne poziomy napięć).

Do wykonania obliczeń optymalizacyjnych z wykorzystaniem algorytmów genetycz-

Koszt instalacji łącznika SN	4000 zł
Koszt instalacji łącznika nN	400 zł
Koszt łatwej zmiany stanu	5 zł
Koszt trudnej zmiany stanu	100 zł
Jednostkowy koszt mocy czynnej	36,0 zł
Jednostkowy koszt mocy czynnej	2,0 zł
Jednostkowy koszt strat energii	0,25 zł
Czas trwania strat maksymalnych	1600 godz.

Tab. 4. Współczynniki kosztów dla obliczeń optymalizacyjnych

nych wykorzystano system wspomaganie rozwoju i optymalizacji pracy rozdzielczych sieci energetycznych ELGrid, opracowany w firmie Globema sp. z o.o., przy współpracy z Instytutem Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej [11].

W tab. 4 podano przyjęte do obliczeń współczynniki kosztów.

Oznaczenia trybów optymalizacji dla wszystkich obszarów są następujące:

- AGB_1: tryb bezinwestycyjny, niezerowe koszty przełączeń
- AGB_2: tryb bezinwestycyjny, zerowe koszty przełączeń
- AGI_1: tryb inwestycyjny, niezerowe koszty przełączeń
- AGI_2: tryb inwestycyjny, zerowe koszty przełączeń
- AR1_1 – tryb bezinwestycyjny, jednokrotne wykonanie obliczeń rozpliwowych

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełążeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[zł]
AGB_1	277,0	3,1	28 000	1000
AGB_2	276,7	3,2	28 928	Nd
AGI_1	272,7	4,6	41 760	25 600
AGI_2	272,5	4,7	42 560	Nd
AR1_1	277,0	3,0	27 901	Nd
AR2	276,9	3,1	28 649	Nd
AR1_2	272,8	4,5	41 493	Nd
AR1+AG	277,0	3,0	27 901	Nd

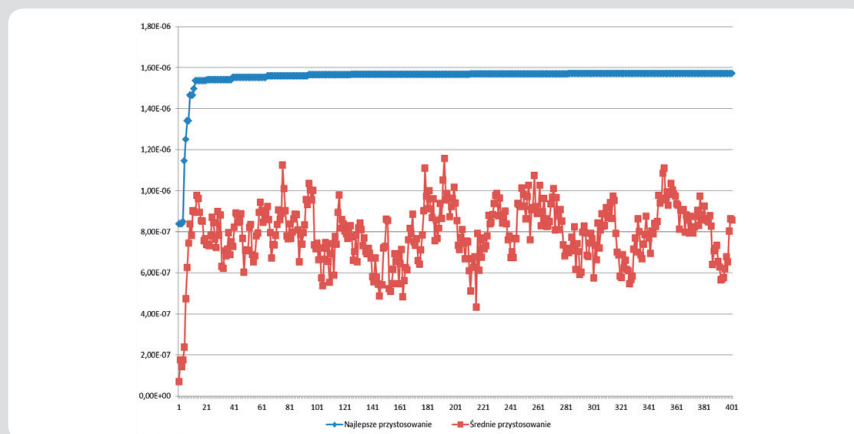
Tab. 5. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru KSN

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełążeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[zł]
AGB_1	469	2,2	33 044	Nd
AGB_2	463	1,0	15 225	4 200
AR1_1	455	3,9	59 765	Nd
AG_NN	457	3,6	53 162	11 200

Tab. 6. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru KNN

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełążeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[zł]
AGB_1	1395	14,0	724 264	3 800
AGB_2	1393	14,0	728 070	Nd
AGI_1	1342	17,2	893 570	101 200
AGI_2	1341	17,3	896 497	Nd
AR1_1	1491	8,0	415 190	Nd
AR2	1486	8,3	431 270	Nd
AR1+AG	1394	14,0	725 278	Nd
AR2+AG	1394	14,0	726 219	Nd

Tab. 7. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru LSN



Rys. 5. Wykres funkcji przystosowania: najlepszej (niebieska linia) i średniej (czerwona linia) w każdym pokoleniu, tryb obliczeń AR1 + AG

- AR1_2: tryb inwestycyjny, jednokrotne wykonanie obliczeń rozplywowych
- AR2: tryb bezinwestycyjny, wielokrotne wykonanie obliczeń rozplywowych

AG_NN – tryb bezinwestycyjny, optymalizowana sieć SN, następnie przy optymalnej sieci SN wykonanie obliczeń optymalizacyjnych dla sieci nN. Tryb dotyczy wyłącznie

optymalizacji obszarów zawierających sieć SN i nN (KNN, LNN).

Dodatkowo wykonano jeszcze dla obszarów KSN i LSN optymalizacyjne obliczenia testowe, oznaczone w tabelach jako AR1 + AG oraz AR2 + AG, wykonywane w dwóch krokach:

- Wykorzystanie algorytmu AR1 lub AR2 do wyznaczenia rozwiązania wstępnego
- Wyznaczenie sieci optymalnej z wykorzystaniem metody AG (z niezerowymi wartościami kosztów zmiany stanu).

Dla obszaru KSN wyniki obliczeń optymalizacyjnych podano w tab. 5.

Dla obszaru KNN wyniki obliczeń optymalizacyjnych podano w tab. 6.

Dla obszaru LSN wyniki obliczeń optymalizacyjnych podano w tab. 7.

Wykres funkcji przystosowania dla obliczeń wykonanych algorytmem genetycznym dla suboptymalnej wejściowej konfiguracji sieci (uzyskanej jako wynik działania algorytmu AR1), pokazano na rys. 5.

Dla obszaru LNN wyniki obliczeń optymalizacyjnych podano w tab. 8.

W tab. 9 podano czasy wykonywania w algorytmie genetycznym obliczeń rozplywowych dla jednego osobnika. Są to średnie czasy wykonywania tych obliczeń, przy maksymalnej liczbie iteracji równej 40 i dokładności równej 10^{-5} . Obliczenia wykonywano na komputerze o następujących parametrach:

1. Procesor AMD Phenom™ II X6 1100T 3,31 GHz – do obliczeń wykorzystywane 4 rdzenie procesora z 6 dostępnymi
2. Pamięć RAM 8 GB
3. System operacyjny Windows 7 Professional 64-bit.

5. Wnioski końcowe

W artykule przedstawiono dwie metody wyznaczania konfiguracji optymalnych rozcięć dla rozdzielczych sieci SN i nN. Metoda rozplywowa jest metodą mniej dokładną (uzyskiwane są gorsze wyniki), jednak jej dużą zaletą jest szybki czas obliczeń. Przy wielokrotnym wykonywaniu obliczeń rozplywowych można oszacować łączny czas tych obliczeń dla najbardziej złożonego przypadku na ok. 4 godziny – w obszarze LNN jest 225 pętli, dla każdej pętli należy wykonać jedno wyznaczenie rozplywów. Nie zamieszczono wyników obliczeń dla metody opartej na algorytmie genetycznym dla obszaru LNN. Obliczenia takie, przy założeniu 300 pokoleń i 40 osobników w każdym pokoleniu, trwałyby ok. 22 godzin. Stwierdzono, że do wyznaczenia optymalnej konfiguracji sieci rozdzielczej należałoby ustalić liczbę pokoleń na ok. 400. W celu przyspieszenia obliczeń dla metod opartych na algorytmach genetycznych zostanie wprowadzony uproszczony algorytm wyznaczania rozplywów mocy dla sieci otwartej.

Wyniki obliczeń dla fragmentów rzeczywistych sieci dystrybucyjnych wskazują na duże możliwości ograniczania strat w sieciach dystrybucyjnych w sposób bezinwestycyjny.

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[zł]
AG_NN	2 202	11,8	941 658	7 200
AR1_1	2 280	8,7	691 000	Nd

Tab. 8. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru LNN

Obszar	KSN	KNN	LSN	LNN
Czas obliczeń [s]	0,25	5,2	1,2	65,4

Tab. 9. Czasy obliczeń rozpylowych

Na podstawie przytoczonych wyników za skuteczne podejście dla złożonych układów sieciowych uznać można wygenerowanie rozwiązania suboptymalnego z wykorzystaniem metody rozpylowej, a następnie dokonanie poprawy tego rozwiązania z wykorzystaniem algorytmów genetycznych. Sprowadza się to do przyjęcia jednego z osobników w populacji początkowej, reprezentującego otrzymane rozwiązanie suboptymalne. Na podstawie wykresu pokazanego na rys. 5 można wyciągnąć wniosek, że do znalezienia dobrego rozwiązania w tej sytuacji może wystarczyć od 50 do 100 pokoleń, co znacznie skróci czas obliczeń dla dużych obszarów sieci rozdzielczych (zawierających ponad 50 tysięcy łuków – odcinków linii, łączników i transformatorów SN/nN). Czas obliczeń podanego zagadnienia optymalizacyjnego może być niezwykle istotny w przypadku dysponowania danymi z systemów AMI. Przy ich wprowadzeniu

do tych systemów będą dostępne dane dotyczące zużycia energii odbiorców w okresach 15-minutowych. Przy szybkich obliczeniach optymalizacyjnych będzie znaczące wyznaczanie optymalnej konfiguracji sieci dla krótkich odcinków czasu. W celu praktycznego wykorzystania otrzymywanych wyników niezbędne będzie znaczące zwiększenie liczby zdalnie sterowanych łączników, przynajmniej w sieciach średniego napięcia. Można jednak spodziewać się wzrostu liczby takich łączników – zwiększenie ich liczby wpłynie znacząco na zmniejszenie wskaźników SAIDI i SAIFI, których poziom jest w Polsce dość wysoki [12].

Bibliografia

1. Ustawa z 15 kwietnia 2011 roku o efektywności energetycznej, Dz.U. z 2011 r., nr 94, poz. 551, 951.
2. Drugi Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski, 2011. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 17 kwietnia 2012 roku [online], <http://www.mg.gov.pl/node/15923>.
3. http://www.ptpiree.pl/index.php?d=5&s=liczen_2010.
4. Niewiedział E., Niewiedział R., Straty energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, *Elektro.info* 2011, nr 12.
5. Le Gal M., Recherche Automatique de schémas de secours dans les réseaux de distributions a moyenne tension, Paris, EdF, 1969.
6. Goldberg D.E, Algorytmy genetyczne i ich zastosowania, Warszawa 1995.
7. Helt P., Parol M., Piotrowski P., Metody sztucznej inteligencji w elektroenergetyce, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2012.
8. Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych, red. Kulczycki J., PTPiRE, Poznań 2009.
9. Helt P., Praktyczne aspekty wyznaczania optymalnych rozcięć w sieciach rozdzielczych, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)* 2012, nr 8.
10. Baczyński D., Parol M., Estymacja obciążeń szczytowych stacji transformatorowych SN/nN za pomocą metod statystycznych oraz metod sztucznej inteligencji, XI Międzynarodowa Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '03, Gdańsk – Jurata, 11–13 czerwca 2003.
11. Helt P. i in., Koncepcja systemu ElGrid do optymalizacji pracy i rozwoju rozdzielczych sieci energetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)* 2011, r. 87, nr 2.
12. Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M., Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii, *Acta Energetica* 2012, nr 1.

Piotr Helt

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: piotr.helt@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej (1987). Pracuje na Wydziale Elektrycznym swojej macierzystej uczelni. Od 2010 roku zatrudniony również w Globema sp. z o.o. na stanowisku konsultanta ds. systemów Smart Grid. Pracował m.in. w Fabryce Aparatury Elektrycznej jako konstruktor, w Stołecznym Zakładzie Energetycznym SA oraz na stanowisku specjalisty ds. koordynacji systemów informatycznych.

Obszar zainteresowań zawodowych: systemy informacji geograficznej – w szczególności zastosowania w elektroenergetyce, sieci i systemy elektroenergetyczne – przede wszystkim sieci rozdzielcze, metody sztucznej inteligencji i ich wykorzystanie w problemach optymalizacyjnych.

Autor wielu artykułów i publikacji na konferencjach krajowych i zagranicznych. Wykonawca wielu prac naukowo-badawczych, grantów i ekspertyz, przede wszystkim w dziedzinie elektroenergetyki.

Piotr Zduńczyk

mgr inż.

Globema sp. z o.o.

e-mail: piotr.zdunczyk@globema.pl

Absolwent Wydziału Matematyki i Nauk Informatycznych Politechniki Warszawskiej. Zajmuje się rozwojem systemu wspomagania eksploatacji i optymalizacji pracy dystrybucyjnej sieci energetycznej – ELGrid w firmie Globema. Obszarem jego zainteresowań są systemy z GIS, metody numeryczne oraz metody sztucznej inteligencji i ich wykorzystanie w zadaniach optymalizacyjnych.