

Reducing the Impact of Failures in Power Grids on the End Recipients by Means of Grid Structure Sectioning

Authors

Szczepan Moskwa
 Sławomir Kozieł
 Marek Siłuszyk
 Zbigniew Galias

Keywords

reliability, distribution power grids, optimization, sectioning, evolutionary algorithms

Abstract

The paper reviews the options to reduce the impact of failure effects in medium voltage distribution grids in terms of the frequency and duration (short, long, very long and catastrophic) of outages of end-consumers' supply. As the method to reduce the failure effects, the placement in the grid structure of remotely controlled circuit breakers and/or reclosers was adopted, which in the event of a failure allows disconnecting only part of the grid in the failure area. An important element of this method is the selection of the optimal number of these circuit breakers and their optimal location in the grid structure. The paper proposes a method of solving these issues by applying distribution grid reliability models and evolutionary algorithms that allow for optimizing the location of circuit breakers. As the optimization criteria, the ENS, SAIDI and SAIFI indicators were adopted. The analysis was based on an example model of a real distribution grid structure. The model includes the reliability parameters of individual grid sections, distribution nodes, MV/LV switching substations, and the number of recipients connected to a specific substation.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018402

Received: 3.02.2017

Accepted: 14.07.2017

Available on-line: 15.03.2019

1. Introduction

Among the issues related to the development and direction of changes in the power industry, the most common are measures that increase energy efficiency and improve the power supply parameters. These measures have formed the basis for development of the Smart Grid and distributed generation technologies in the aspect of new engineering solutions for grid devices, and are important for the grid infrastructure management [1, 2]. Power supply quality is assessed by evaluating parameters that define the electricity quality, power supply continuity, and quality of end-recipient service [3]. Power supply continuity improvement measures include deployment of dispersed sources capable of island operation in the event of the grid's malfunction [4] or sectioning the grid structure [5–7]. Selection of the sectionalizing points location in a grid is not a simple decision and can be made by many different methods. Solutions proposed in the reference literature employ, for

example, genetic algorithms (GA) [6] or particle swarm optimization (PSO) methods [7]. The GA and PSO methods are among the most commonly used modern heuristic optimization techniques. Despite the variety of proposed solutions, no method has been found that would consider all possible assessment criteria and could be applied to any grid type. Issues discussed in this paper refer to optimization of the number of split points and their locations in the distribution grid in order to reduce the impact of failures on end-recipients, as well as to reduce the distribution grid operator's losses. Measurable indicators adopted as the optimization criterion objective function are SAIDI and SAIFI indices of the end-recipient supply quality in the analysed region, as well as the energy not supplied (ENS) by the operator [8]. Grid structure can be sectioned by the deployment of reclosers or remotely controlled circuit breakers in line segments. With properly selected and operable automatic protections, the grid can be sectioned automatically.

The aim of the study was to develop an algorithm supporting the decisions regarding the grid structure's multi-criteria optimization with a view to increasing the power supply reliability.

2. Methodology

The study and analysis were based on mapping of the distribution grid's structure with consideration of the reliability parameters and functional connections of its constituent elements. The area selected for the analysis was part of a radial grid with one-sided power supply and the reserve power supply available from another supply point. A real medium voltage distribution grid arranged in an open system and located in the southern part of Poland (data provided by Tauron SA) had been mapped. The adopted model distinguished three node types: supply, distribution, and load nodes. The modelled system (Fig. 1) includes 47 load nodes and 44 distribution nodes. The model elements were assigned reliability parameters in the form of annual failure rates and average failure durations based on three-year statistics. The parameters were determined based on real data, averaged for different types of elements. Additionally, for load nodes the numbers of the end-users and the annual average power consumed were defined. To determine the reliability parameters, only unscheduled power supply interruptions lasting longer than 3 minutes were considered.

The main goal of the study was the optimal allocation of sectionalizing points in the grid, with which the effects of failure could be reduced by isolating the failure area, which in turn would reduce the failure impact. The following algorithm was adopted to determine the sectionalizing points' optimal allocation:

- 1) Select the distribution grid area together with reliability parameters, i.e. yearly failure rate and average failure duration for individual components, and load points' deployment.
- 2) Select the optimization criterion and the number of the sectionalizing points to be allocated.

- 3) Map the grid as a graph and determine auxiliary sub-grids depending on the sectionalizing points' locations and connections between the sub-grids.
- 4) Determine the sectionalizing points' optimal locations based on the developed evolutionary algorithm (EA), using the typical EA structure with the binary selection procedure [9], elitism [10] and the adaptive mutation probability regulation (to control convergence).

The algorithm explores the sectionalizing points' possible locations through the operation of two types of mutation operators, local that moves a sectionalizing point to a randomly selected location in the vicinity of the analysed location (if available), and global that moves sectionalizing points randomly across the entire grid. In subsequent iterations, the EA analyses various sectionalizing points' location options and investigates their impact on the objective function. The elitism is implemented as the selection of the best solution found in a specific population, and placing it in a new population, omitting the processes of selection, crossing and mutation. Mutation probability is adopted based on the population diversity measured as the standard deviation for the solution obtained.

The sectionalizing point's allocation was optimised for three different criteria, i.e. ENS, SAIDI, SAIFI values.

For the analysed grid, the annual average power interruption duration D was calculated as the product of the average failure rate and the average failure duration, which in the absence of grid sectionalizing points is the same for all end-users, regardless of their locations in the grid. The allocation of a sectionalizing point in the grid structure, in the event of a failure downstream of the sectionalizing point (viewed from the source side), allows to isolate the failure area of the grid, and, consequently, to reduce the failure's impact on supply of the end-users located between the supply point and the sectionalizing point. Assuming that a sectionalizing point can be implemented as a recloser or a

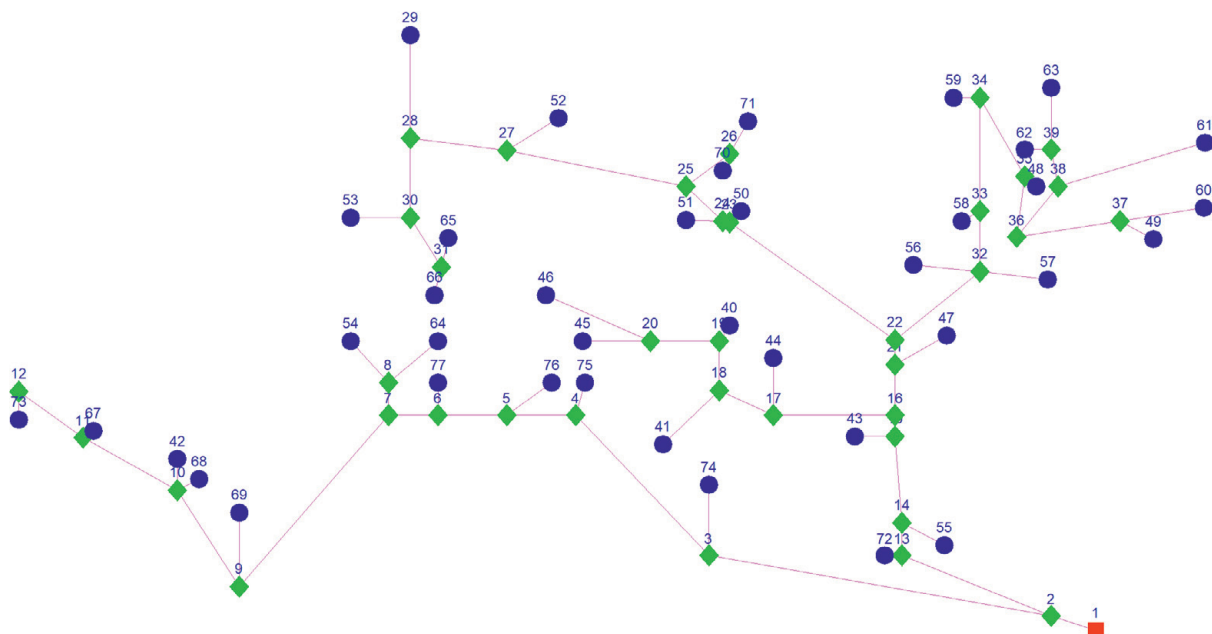


Fig. 1. The analysed grid structure supplied from node 1

remotely controlled switch, it may be expected that the power outage for some of the end-users will be temporary or short. Therefore, to determine the optimal location of a given number of sectionalizing points, reliability parameters were determined (annual average failure rate and annual average failure duration) for each load node, considering its location in a specific sub-grid, which is the area between the supply point and a sectionalizing point, or between successive sectionalizing points, or the final grid section limited by a sectionalizing point. The individual reliability parameters depend on the supply path of a specific load node and take into account the failure rate of each sub-grid located on the way from the supply source to the node. For each sub-grid, from the point of view of its reliability and consequences of a failure therein, its average failure rate is the sum of its individual elements' failure rates, and the average failure duration results from the elements' failure durations. Based on these assumptions, the annual average power outage duration D_j in the receiving nodes in sub-grid j was determined using the formula:

$$D_j = \sum_{i=1}^{i=m} \lambda_i \cdot \bar{t}_i$$

where m is the number of sub-grids on the path from the supply node to the sub-grid j , λ_i is the average failure rate in the sub-grid j [1/year], and \bar{t}_i is the average failure duration in the sub-grid j [h].

On this basis, the optimization algorithm looking for the lowest values of ENS, SAIDI, SAIFI indicators, determined the optimal locations of a specific number of sectionalizing points. The individual optimization criteria were evaluated using the following formulas.

ENS – average Energy Not Supplied:

$$ENS = \sum_{j=1}^{j=m} \sum_{i=1}^{i=k} A_{jk} D_j$$

where: A_{jk} – annual average power intake in node k in the sub-grid j .

SAIDI – System Average Interruption Duration Index:

$$SAIDI = \frac{\sum N_j D_j}{N}$$

where N_j is the number of end-users in the sub-grid j and N is the total number of end-users in the grid.

SAIFI – System Average Interruption Frequency Index:

$$SAIFI = \frac{\sum N_j \cdot \lambda_i}{N}$$

3. Impact of sectionalizing point locations

Impact of the location of sectionalizing points in the grid on the failure impact reduction was analysed for the grid shown in Fig. 1 and numbers of points from 1 to 12. The number of populations from 100 to 200, and the number of iterations from 20 to 100 were assumed in the genetic algorithm, respectively, increasing the number of populations and iterations with the increasing number of sectionalizing points. In consequence, the maximum standard deviation of the results was below 1%.

In Tab. 1 the resulting optimal sectionalizing point locations are listed for various numbers of sectionalizing points and various optimization criteria. As can be noticed, depending on the criterion, the sectionalizing point locations in the same grid may differ.

Nx	ENS	SAIDI	SAIFI
1	22	28	28
2	3 22	3 28	3 28
3	3 23 27	3 23 28	3 23 28
4	3 23 29 38	3 23 29 38	3 23 29 38
5	2 3 23 30 39	2 3 23 29 38	2 3 23 29 38
6	2 3 6 23 29 38	2 3 23 29 38 41	2 3 6 23 29 38
7	2 3 6 23 29 38 42	3 20 23 29 34 38 44	3 10 20 23 29 33 38
8	2 3 10 23 29 34 38 41	2 3 9 23 25 29 33 38	2 3 6 7 23 29 38 41
9	2 3 6 10 22 23 29 33 38	2 3 9 23 29 30 34 38 40	2 3 6 22 23 29 33 38 39
10	2 3 7 23 27 29 32 33 38 42	2 3 5 9 23 27 29 34 38 42	2 3 9 22 23 28 29 33 38 41
11	2 3 7 11 21 23 29 34 38 43 44	2 3 6 10 11 21 23 29 36 38 41	2 3 6 8 9 23 29 31 33 38 42
12	2 3 6 8 10 22 23 24 30 33 38 42	2 3 5 10 23 27 29 30 37 38 39 42	2 3 9 23 27 29 32 33 38 40 42 43

Tab. 1. Optimal sectionalizing point allocations (by line segment index) in the grid structure for various criteria, depending on the number of sectionalizing points – Nx

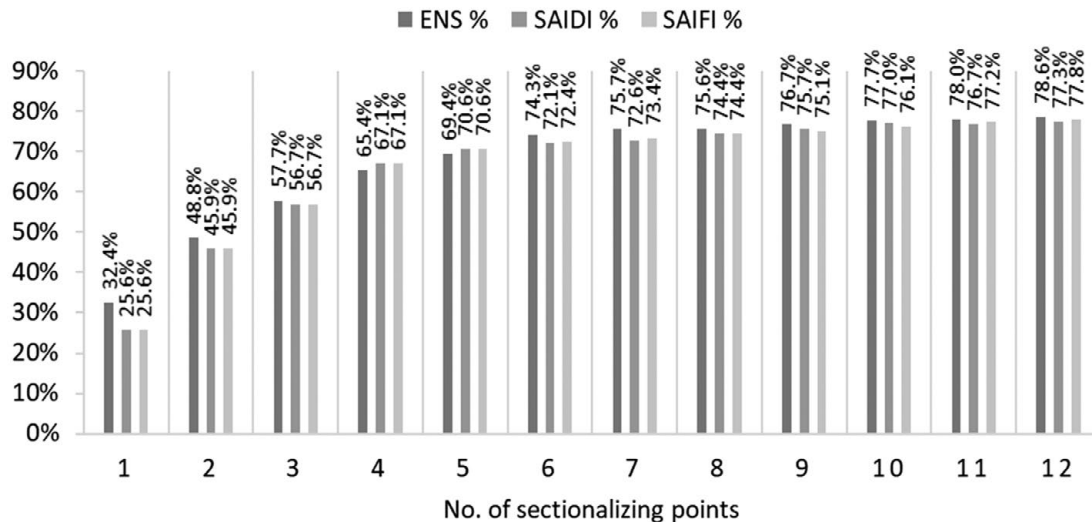


Fig. 2. Relative change in ENS, SAIDI, and SAIFI indicators depending on the number of grid sectionalizing points at their optimal allocation

Already for three sectionalizing points there is a discrepancy in the resulting optimal locations. For 12 sectionalizing points, only 5 locations are common to all applied criteria.

For the optimal sectionalizing point locations, the failure effect impact reduction was determined by relating the resulting ENS, SAIDI, SAIFI indicators to their reference values for the grid without sectionalizing points. The results of this comparison are shown in Fig. 2. Since grid sectioning at the time of a failure reduces the number of end-users supply interruptions as well as their duration, a significant improvement of the analysed indicators could be expected. The results show that the proposed solution can improve the supply continuity indicators by up to 78%. For technical reasons, increasing the number of sectionalizing points is justified to a certain limit only. The number is limited also from the economic point of view. Since the analysed grid is relatively small, the most justified number of sectionalizing points is 5, possibly 6, where the additional sectionalizing point would improve the individual indicators by additional 1.5–4.8%. With each subsequent additional point, the improvement would be smaller.

The limitation of the number of the grid's sectionalizing points to 5 is also supported by the fact that for this case the optimal locations for SAIDI and SAIFI are the same and differ only in two spots from those optimal for ENS.

The choice of the optimization criterion is, however, a subjective decision.

4. Summary

The proposed algorithm of the failure effects reduction by decreasing the average end-users power supply interruption duration and rate, as well as by decreasing the energy not supplied by the operator, has proved that grid sectioning can be a very effective tool in this respect. Considering the level of improvement of the indicators that determine the end-recipient power supply quality, measures of this type are needed and necessary.

The obtained results confirm the possibility of solving the problems under consideration by means of genetic algorithms. The resulting optimal solution depends on the optimization criterion adopted. In the future, it is planned to develop multi-criteria optimization algorithms that take into account several optimization criteria. A technical and economic analysis is also planned with regard to the unit costs and maintenance costs of devices implementing grid structure sectioning. It will allow the development of alternative objective functions based on economic aspects of the optimization problem under consideration.

REFERENCES

1. "European SmartGrids Technology Platform; Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future", EUR 22040, 2006 [on-line], http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf [access: 04/03/2017].
2. "IEC Smart Grid Standardization Roadmap Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group (SG3)", Edition 1.0, 2010 [on-line], http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf [access: 4.03.2017].
3. 6th CEER Benchmarking Report On The Quality Of Electricity And Gas Supply, Ref: C14-EQS-62-03, 12 February 2015 [on-line], https://www.nve.no/Media/4862/1-c16-eqs-72-03_ceer-6thbr_intro-ch1-2-2.pdf [access: 4.03.2017].
4. Xiao-bo T., Xue-hong W., "A New Method of Distributed Generation Optimal Placement Based on Load Centroid", Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2011, pp. 1–5.
5. Billinton R., Jonnavithula S., "Optimal switching device placement in radial distribution systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, June 3, 1996, pp. 1646–1651.
6. Golestani S., Tadayon M., "Optimal switch placement in distribution power system using linear fragmented particle swarm optimization algorithm preprocessed by GA", 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2011, pp. 537–542.

7. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M., "Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm", *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 23, No. 1, 2008, pp. 271–279.
8. Machowski J., "Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego" [Power system control and stability], Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warsaw 2005.
9. Goldberg D.E., "Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning", 1st Edition, Addison-Wesley, 1989.
10. Dasgupta D., Michalewicz Z. (eds.), "Evolutionary Algorithms in Engineering Applications", 2nd ed., Springer, New York, 2010.

Acknowledgements

This study was part of research project No. 2014/15/B/ST8/02315, funded by the National Science Centre, Poland.

Szczepan Moskwa

AGH University of Science and Technology

e-mail: szczepan.moskwa@agh.edu.pl

Received his MSc in electrical engineering at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics (2000). Awarded doctoral degree in electrical engineering, specialization: power engineering, at the same faculty (2007). An assistant professor at the Department of Electrical Engineering and Electrical Power Engineering at AGH University of Science and Technology. His main areas of professional activity concern power engineering in the area of power system reliability and Smart Grids technology. A member of SEP Association of Polish Electrical Engineers and PTETIS Polish Society of Theoretical and Applied Electrical Engineering.

Sławomir Kozieł

Reykjavik University, Iceland

e-mail: koziel@ru.is

Awarded Master of Science and Engineer degree in Electronics in 1995, and five years later Doctor of Technical Sciences degree in Electronics at Gdańsk University of Technology. He also holds a Master of Science degree in theoretical physics (2000) and mathematics (2002) and a PhD in mathematics from the University of Gdańsk. A professor at the School of Science and Engineering, Reykjavik University, Iceland. The main areas of his research interests include computer aided design, numerical modelling, numerical optimization, surrogate model-based optimization, and space mapping techniques.

Marek Siłuszyk

AGH University of Science and Technology

e-mail: mareks@agh.edu.pl

Graduated as Master of Science from the Faculty of Sciences of the University of Natural Sciences and Humanities in Siedlce, majoring in mathematics (1999). Awarded a Ph. D in Physics at the Faculty of Physics and Chemistry at the University of Lodz (2004). A member of the Faculty of Physics at the University of Natural Sciences and Humanities in Siedlce since 1999. The main areas of his professional activity concern the mathematical modelling of astrophysical phenomena, and modulation of galactic cosmic rays. A postdoc at the Department of Electrical Engineering and Electrical Power Engineering at AGH University of Science and Technology in Kraków since 2016. Currently, his research concerns power devices' operational strategy, power equipment and systems reliability.

Zbigniew Galias

AGH University of Science and Technology

e-mail: galias@agh.edu.pl

Graduated with Master's degree in Electronics from the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics of AGH University of Science and Technology (1990), and with a Master's degree in Mathematics from the Faculty of Mathematics and Physics at the Jagiellonian University (1992). Awarded a doctoral degree in Electrical Engineering in 1996, and postdoctoral degree in 2004 at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics at AGH, and the title of professor of engineering in 2015. A full professor at the Department of Electrical Engineering and Electrical Power Engineering at AGH. The main areas of his scientific interests include methods of analysis of non-linear circuits and systems, chaos, circuit theory, interval arithmetic methods and numerical methods. A member of IEEE.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 18–22. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Ograniczenie oddziaływania skutków awarii w sieciach energetycznych na odbiorcę końcowego za pomocą sekcjonowania struktury sieciowej

Autorzy

Szczepan Moskwa
Sławomir Kozieł
Marek Siłuszyc
Zbigniew Galias

Słowa kluczowe

niezawodność, sieci dystrybucyjne, optymalizacja, sekcjonowanie, algorytmy ewolucyjne

Streszczenie

Artykuł obejmuje analizę możliwości ograniczenia oddziaływania skutków awarii w sieciach dystrybucyjnych średnich napięć, w zakresie częstości występowania i czasu trwania przerw (krótkich, długich, bardzo długich i katastrofalnych) w zasilaniu odbiorców końcowych. Jako metodę ograniczenia skutków awarii przyjęto lokalizację w strukturze sieciowej wyłączników zdalnie sterowanych lub reklozerów, które w przypadku awarii pozwolą na odłączenie tylko części sieci lub ciągu zasilania w obszarze występowania awarii. Istotnym elementem tej metody jest optymalny dobór liczby tych wyłączników oraz ich lokalizacja w strukturze sieciowej. Artykuł proponuje metodę rozwiązania tych zagadnień poprzez zastosowanie modeli niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych oraz algorytmów ewolucyjnych pozwalających na optymalizację lokalizacji wyłączników. Jako kryteria optymalizacyjne przyjęto wartości wskaźników ENS, SAIDI oraz SAIFI. Analizę przeprowadzono na przykładzie modelu opracowanego na podstawie struktury rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. W modelu uwzględniono parametry niezawodnościowe poszczególnych odcinków sieci, węzłów rozdzielczych, stacji rozdzielczych SN/nN oraz liczbę odbiorców przyłączonych do danej stacji.

Data wpływu do redakcji: 3.02.2017
Data akceptacji artykułu: 14.07.2017
Data publikacji online: 15.03.2019

1. Wprowadzenie

Wśród zagadnień dotyczących rozwoju i kierunku zmian w elektroenergetyce najczęściej pojawiają się działania podnoszące efektywność energetyczną oraz poprawę parametrów zasilania. Działania te stanowią podstawę rozwoju technologii Smart Grid oraz generacji rozproszonej w aspekcie nowych rozwiązań technicznych dla urządzeń sieciowych, a także są istotne w kwestii zarządzania infrastrukturą sieciową [1, 2]. Ocena jakości zasilania jest dokonywana poprzez ocenę parametrów definiujących jakość energii elektrycznej, ciągłość zasilania oraz jakość obsługi odbiorców końcowych [3]. Poprawa parametrów ciągłości zasilania może być realizowana m.in. poprzez rozmieszczenie w sieci źródeł rozproszonych umożliwiających w przypadku awarii pracę wyspową [4], czy też sekcjonowanie struktury sieciowej [5–7]. Wybór lokalizacji punktu rozcięcia w sieci nie jest prostą decyzją i może być dokonywany wieloma różnymi metodami. Proponowane w literaturze rozwiązania dotyczą np. algorytmów genetycznych (GA) [6] lub metody algorytmów roju (PSO) [7]. Spośród nowoczesnych technik optymalizacji heurystycznej metody GA i PSO należą do najczęściej wykorzystywanych. Pomimo różnych proponowanych rozwiązań nie została znaleziona metoda, która uwzględniałaby wszystkie możliwe kryteria oceny i mogłaby być stosowana dla sieci dowolnego typu. Zagadnienia omawiane w artykule dotyczą optymalizacji liczby punktów rozcięcia i ich lokalizacji

w sieci dystrybucyjnej w celu ograniczenia oddziaływania awarii występujących w sieciach dystrybucyjnych na odbiorców końcowych, jak również zmniejszenia strat operatora sieci dystrybucyjnej (OSD). Wymiernymi wskaźnikami przyjętymi jako funkcja celu kryterium optymalizacyjnego są wskaźniki SAIDI i SAIFI dla odbiorców końcowych w analizowanym rejonie, jak również ilość niedostarczonej energii (ENS) przez operatora [8]. Sekcjonowanie struktury może być realizowane m.in. poprzez instalowanie reklozerów lub wyłączników zdalnie sterowanych w ciągach liniowych. Przy właściwie dobranej i działającej automatyce zabezpieczeniowej sekcjonowanie może następować automatycznie. Celem podjętych badań jest opracowanie algorytmu wspomagającego decyzje dotyczące wielokryterialnej optymalizacji struktury sieciowej w aspekcie zwiększenia niezawodności zasilania.

2. Metodyka badań

Podstawą przeprowadzonych badań i analiz było odwzorowanie struktury sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem parametrów niezawodnościowych i powiązanych funkcjonalnych jej elementów składających. Wybrany do analizy obszar obejmował część sieci promieniowej typu drzewo z jednostronnym zasilaniem i możliwością zasilania rezerwowego z innego punktu zasilającego. Odwzorowaniu poddano rzeczywistą sieć dystrybucyjną średniego napięcia w układzie otwartym, znajdującą się w południowym rejonie Polski (dane udostępnione

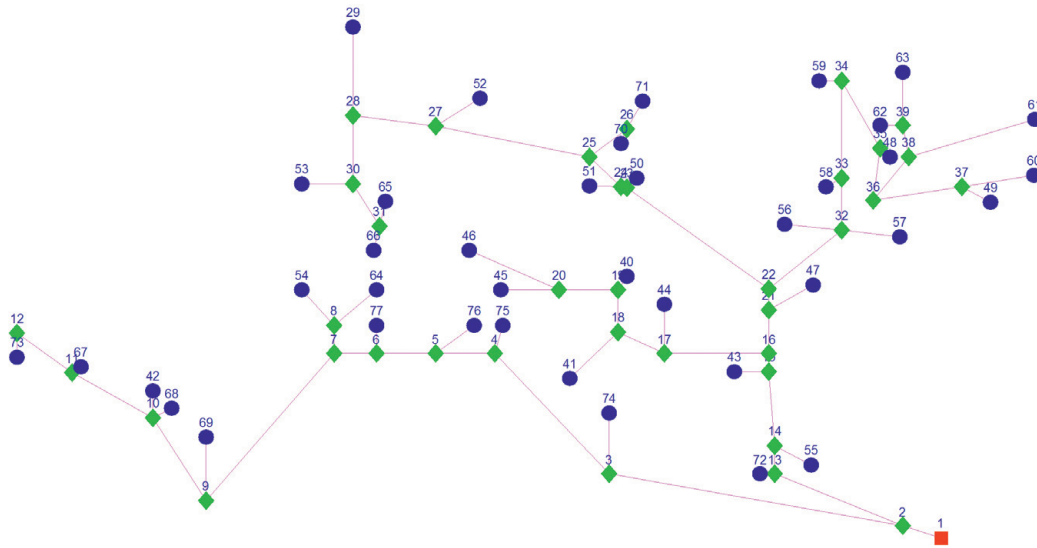
przez Tauron SA). W przyjętym modelu wyróżniono trzy rodzaje węzłów: zasilający, rozdzielczy i odbiorczy oraz linie pomiędzy węzłami. Modelowany układ (rys. 1) obejmuje 47 węzłów odbiorczych oraz 44 węzły rozdzielcze. Poszczególnym elementom modelu zostały przypisane parametry niezawodnościowe w postaci rocznych intensywności awarii oraz średnich czasów trwania awarii w oparciu o dane dotyczące awaryjności za okres trzech lat. Parametry zostały wyznaczone na podstawie danych rzeczywistych, uśrednionych dla poszczególnych grup. Dodatkowo w węzłach odbiorczych zostały zdefiniowane liczby odbiorców zasilanych z tych węzłów oraz średnioroczna moc pobierana w tych węzłach. Do wyznaczenia parametrów niezawodnościowych przyjęto tylko nieplanowane przerwy w zasilaniu trwające dłużej niż 3 minuty.

Głównym celem prowadzonych badań było optymalne rozmieszczenie w sieci punktów rozcięcia, które pozwoliłyby na ograniczenie skutków awarii poprzez wyizolowanie obszaru, gdzie wystąpiła awaria, co w konsekwencji ograniczyłoby oddziaływanie tej awarii. Przyjęto następujący algorytm postępowania dla wyznaczenia optymalnej lokalizacji punktów rozcięcia w sieci:

- 1) Wybór obszaru sieci dystrybucyjnej wraz z parametrami niezawodnościowymi – intensywność awarii w ciągu roku oraz średni czas trwania awarii dla poszczególnych elementów składających oraz rozmieszczenie punktów odbiorczych
- 2) Wybór kryterium optymalizacyjnego oraz przyjęcie liczby rozcięcia do rozlokowania

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 18–22. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Schemat analizowanej struktury sieciowej zasilanej z węzła nr 1

- 3) Odzworowanie sieci w postaci grafu oraz wyznaczenie podsieci pomocniczych w zależności od analizowanej lokalizacji punktów rozcięć oraz połączeń pomiędzy podsieciami
- 4) Wyznaczenie optymalnej lokalizacji punktów rozcięć na podstawie opracowanego algorytmu ewolucyjnego (EA), wykorzystującego typową strukturę EA z binarną procedurą selekcji [9], elitaryzmem [10] oraz adaptacyjną regulacją prawdopodobieństwa mutacji (w celu kontroli zbieżności).

Zastosowany algorytm bada możliwe lokalizacje punktów rozcięć poprzez działanie dwóch rodzajów operatorów mutacji – lokalnej, która umieszcza dany punkt rozcięcia w losowo wybranym odcinku sieci w sąsiedztwie analizowanej lokalizacji (jeśli są dostępne), oraz globalnej, która umieszcza punkty rozcięcia losowo w obrębie całej sieci. W kolejnych iteracjach EA analizuje różne wygenerowane warianty lokalizacji punktów rozcięć oraz bada, jaki jest ich wpływ na wartość przyjętej funkcji celu. Wykorzystywany elitaryzm jest realizowany jako wybór najlepszego rozwiązania, jakie zostało znalezione w danym cyklu, i umieszczenie go w nowej populacji z pominięciem procesów selekcji, krzyżowania i mutacji. Prawdopodobieństwo mutacji jest przyjmowane adaptacyjnie na podstawie różnorodności populacji mierzonej za pomocą odchylenia standardowego dla otrzymanego rozwiązania.

Poszukiwanie optymalnej lokalizacji dla punktów rozcięć przeprowadzono dla trzech różnych kryteriów w postaci wartości wskaźników ENS, SAIDI, SAIFI.

Dla analizowanej sieci wyznaczono średnioroczny czas przerwy w zasilaniu D będący iloczynem średniej częstości awarii oraz średniego czasu ich trwania, który w przypadku braku punktów rozcięć w sieci jest taki sam dla wszystkich odbiorców, niezależnie od ich miejsca przyłączenia w sieci. Wprowadzenie punktów rozcięć do struktury sieciowej, w przypadku wystąpienia

awarii za tym punktem (patrząc od strony źródła), pozwala na odcięcie obszaru sieci, w którym miała miejsce awaria i w konsekwencji ograniczenie jej wpływu na zasilanie odbiorców znajdujących się pomiędzy punktem zasilania i punktem rozcięcia. Zakładając, że punkt rozcięcia może być zrealizowany poprzez instalację reklozera lub wyłącznika zdalnie sterowanego, można oczekiwać, iż przerwa w zasilaniu dla części odbiorców w takim przypadku będzie miała charakter przerwy przemijającej lub krótkiej. Wobec powyższego do wyznaczenia optymalizacji lokalizacji zadanej liczby punktów rozcięć wyznaczono parametry niezawodnościowe (średnioroczna intensywność awarii i średnioroczny czas ich trwania) dla każdego węzła odbiorczego z uwzględnieniem jego lokalizacji w danej podsieli, stanowiącej obszar pomiędzy punktem zasilania a punktem rozcięcia lub pomiędzy kolejnymi punktami rozcięć, lub będącej końcowym odcinkiem sieci ograniczonym punktem rozcięcia. Wartości poszczególnych parametrów niezawodnościowych zależne są od drogi zasilania danego węzła odbiorczego i uwzględniają awaryjność każdej podsieli znajdującej się na drodze od źródła zasilania do danego węzła. Dla każdej podsieli, z punktu widzenia niezawodności i skutków wystąpienia awarii w danej podsieli, jej średnia intensywność awarii jest sumą awaryjności poszczególnych elementów tej podsieli, a średni czas awarii jest wypadkową czasów awarii dla tych elementów. Na podstawie tych założeń wyznaczono średni czas D_j braku zasilania w ciągu roku dla węzłów odbiorczych znajdujących się w danej podsieli j wg zależności:

$$D_j = \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot \bar{t}_i$$

gdzie: m – liczba podsieli znajdujących się na drodze zasilania węzłów odbiorczych w podsieli j , λ_i – średnia intensywność

awarii dla danej podsieli [1/rok], \bar{t}_i – średni czas trwania awarii dla danej podsieli [h]. Na tej podstawie, wykorzystując opracowany algorytm optymalizacji poszukujący najmniejszych wartości wskaźników ENS, SAIDI, SAIFI, poszukiwane były optymalne lokalizacje dla danej liczby punktów rozcięć. Poszczególne wartości dla kryteriów optymalizacyjnych były wyznaczane według poniższych zależności.

ENS – wskaźnik średniej wartości niedostarczonej energii elektrycznej:

$$ENS = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^k A_{jk} D_j$$

gdzie: A_{jk} – średnioroczna moc pobierana w k -tym węzle należącym do podsieli j ,

SAIDI – systemowy wskaźnik średniego rocznego czasu trwania przerwy w zasilaniu:

$$SAIDI = \frac{\sum N_j D_j}{N}$$

gdzie: N_j – liczba odbiorców w podsieli narażonych na skutki awarii, N – łączna liczba obsługiwanych odbiorców w analizowanej sieci,

SAIFI – systemowy wskaźnik średniej częstości przerw na odbiorcę:

$$SAIFI = \frac{\sum N_j \cdot \lambda_i}{N}$$

3. Wpływ lokalizacji punktów rozcięć w sieci

Analizę wpływu lokalizacji punktów rozcięć w sieci na ograniczenie wpływu awarii przeprowadzono dla sieci przedstawionej na rys. 1 oraz dla liczby punktów od 1 do 12. Do optymalizacji przyjęto liczebność populacji od 100 do 200 oraz liczbę iteracji algorytmu genetycznego od 20

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 18–22. When referring to the article please refer to the original text.

PL

do 100, odpowiednio zwiększając liczbę populacji oraz iteracji wraz ze wzrostem liczby punktów rozcięć. Dzięki temu dla otrzymanych wyników uzyskano maksymalną wartość odchylenia standardowego poniżej 1%.

W tab. 1 przedstawiono położenia punktów rozcięć dla znalezionych rozwiązań optymalnych, przy różnej liczbie punktów rozcięć, dla różnych kryteriów optymalizacji. Jak można zauważyć, w zależności od przyjętego kryterium lokalizacja punktów rozcięć dla tej samej sieci może być różna. Już dla 3 punktów rozcięć pojawia się rozbieżność we wskazanych lokalizacjach. Dla 12 punktów rozcięć tylko 5 lokalizacji jest wspólnych dla wszystkich zastosowanych kryteriów.

Dla wyznaczonych optymalnych lokalizacji punktów rozcięć określono ograniczenie oddziaływania skutków awarii poprzez odniesienie wyznaczonych wskaźników ENS, SAIDI, SAIFI do wartości referencyjnych dla sieci bez punktów rozcięć. Wyniki tego porównania zostały przedstawione na rys. 2. Ponieważ sekcjonowanie sieci w chwili wystąpienia awarii

skutkuje ograniczeniem liczby przerw w zasilaniu odbiorców końcowych, jak również ich czasu trwania, to można oczekiwać znaczącej poprawy analizowanych wskaźników. Otrzymane wyniki wskazują, że wprowadzenie proponowanego rozwiązania pozwala na poprawę wskaźników dotyczących ciągłości zasilania nawet do 78%. Ze względu na technicznych zwiększanie liczby punktów ma swoje uzasadnienie tylko do określonej liczby. Z ekonomicznego punktu widzenia również nieuzasadnione jest zwiększanie liczby elementów sekcjonujących bez ograniczenia. Ponieważ analizowana sieć jest relatywnie nieduża, to zgodnie z przewidywaniami, w tym przypadku najbardziej uzasadnioną liczbą punktów rozcięć jest 5, ewentualnie 6, gdzie dodatkowy punkt rozcięcia powoduje poprawę dla poszczególnych wskaźników na poziomie 1,5–4,8%. Każdy dodatkowy punkt daje jeszcze mniejsze polepszenie wskaźników.

Za ograniczeniem liczby punktów rozcięć dla danej sieci do 5 przemawia również fakt, że dla tego przypadku optymalne

lokalizacje dla SAIDI i SAIFI są tożsame i różnią się tylko w dwóch miejscach od wskazanych dla ENS.

Wybór kryterium optymalizacyjnego stanowi jednak decyzję subiektywną.

4. Podsumowanie

Przedstawiony algorytm postępowania w celu ograniczenia skutków awarii poprzez zmniejszenie średniego czasu braku zasilania i częstości przerw w zasilaniu u odbiorcy końcowego, jak również zmniejszenie ilości energii niedostarczonej przez operatora, wskazuje, że sekcjonowanie sieci może być narzędziem bardzo skutecznym w tym aspekcie. Biorąc pod uwagę poziom poprawy wskaźników, które określają jakość zasilania odbiorców końcowych, działania tego typu są potrzebne i konieczne.

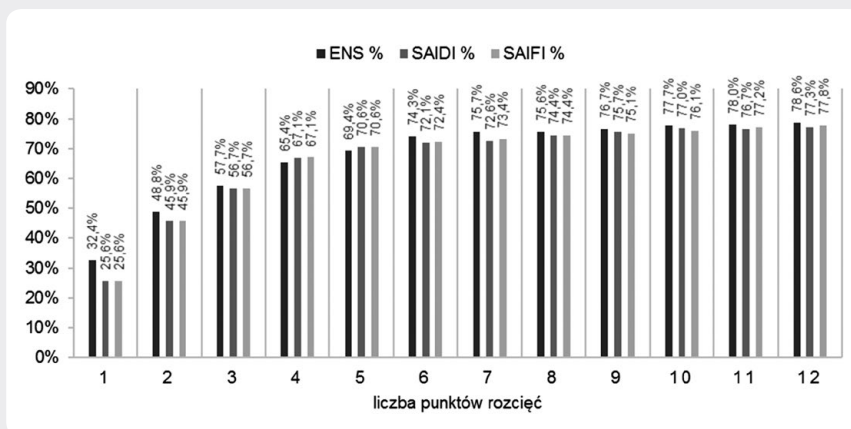
Otrzymane wyniki wskazują na możliwość rozwiązania rozważanych problemów za pomocą algorytmów genetycznych. Znalezione rozwiązanie optymalne zależy od przyjętego kryterium optymalizacyjnego. W przyszłości planowane jest opracowanie algorytmów optymalizacji wielokryterialnej uwzględniającej równocześnie kilka kryteriów optymalizacyjnych. Planowana jest również analiza techniczno-ekonomiczna w odniesieniu do kosztów jednostkowych oraz eksploatacyjnych urządzeń mających realizować funkcje podziału sieci. Pozwoli ona na opracowanie alternatywnych funkcji celu opartych na aspektach ekonomicznych rozważanego problemu optymalizacyjnego.

Bibliografia

1. European Technology Platform SmartGrids Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, EUR 22040, 2006 [online], http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smart-grids_en.pdf [dostęp: 4.03.2017].
2. IEC Smart Grid Standardization Roadmap Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), Edition 1.0, 2010 [online], http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf [dostęp: 4.03.2017].
3. 6th CEER Benchmarking Report On The Quality Of Electricity And Gas Supply, Ref: C14-EQS-62-03, 12 February 2015 [online], https://www.nve.no/Media/4862/1-c16-eqs-72-03-ceer-6thbr_intro-ch1-2-2.pdf [dostęp: 4.03.2017].
4. Xiao-bo T., Xue-hong W., A New Method of Distributed Generation Optimal Placement Based on Load Centroid, Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2011, s. 1–5.
5. Billinton R., Jonnavithula S., Optimal switching device placement in radial distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 1996, Vol. 11, Issue 3, s. 1646–1651.
6. Golestani S., Tadayon M., Optimal switch placement in distribution power system using linear fragmented particle swarm optimization algorithm preprocessed by GA, 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2011, s. 537–542.
7. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M., Optimal Switch Placement in Distribution

Nx	ENS	SAIDI	SAIFI
1	22	28	28
2	3 22	3 28	3 28
3	3 23 27	3 23 28	3 23 28
4	3 23 29 38	3 23 29 38	3 23 29 38
5	2 3 23 30 39	2 3 23 29 38	2 3 23 29 38
6	2 3 6 23 29 38	2 3 23 29 38 41	2 3 6 23 29 38
7	2 3 6 23 29 38 42	3 20 23 29 34 38 44	3 10 20 23 29 33 38
8	2 3 10 23 29 34 38 41	2 3 9 23 25 29 33 38	2 3 6 7 23 29 38 41
9	2 3 6 10 22 23 29 33 38	2 3 9 23 29 30 34 38 40	2 3 6 22 23 29 33 38 39
10	2 3 7 23 27 29 32 33 38 42	2 3 5 9 23 27 29 34 38 42	2 3 9 22 23 28 29 33 38 41
11	2 3 7 11 21 23 29 34 38 43 44	2 3 6 10 11 21 23 29 36 38 41	2 3 6 8 9 23 29 31 33 38 42
12	2 3 6 8 10 22 23 24 30 33 38 42	2 3 5 10 23 27 29 30 37 38 39 42	2 3 9 23 27 29 32 33 38 40 42 43

Tab. 1. Optymalna lokalizacja punktów rozcięć (wg numeru odcinka linii) w strukturze sieciowej dla różnych kryteriów, w zależności od liczby punktów rozcięć – Nx



Rys. 2. Względna zmiana wskaźników ENS, SAIDI, SAIFI w zależności od liczby rozcięć sieci przy ich optymalnej lokalizacji

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 18–22. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm, *IEEE Transaction on Power Delivery* 2008, Vol. 23, No. 1, s. 271–279.
8. Paska J., *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2005.
 9. Goldberg D.E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*, 1st Edition, Addison-Wesley, 1989.
 10. Dasgupta D., Michalewicz Z. (Eds.), *Evolutionary Algorithms in Engineering Applications*, 2nd ed., Springer, New York, 2010.

Podziękowania

Praca powstała w wyniku realizacji projektu badawczego nr 2014/15/B/ST8/02315, finansowanego ze środków Narodowego Centrum Nauki.

Szczepan Moskwa

dr inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: szczepan.moskwa@agh.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH, kierunek elektrotechnika (2000). Stopień naukowy doktora w dyscyplinie elektrotechnika, specjalność: elektroenergetyka, uzyskał na tym samym wydziale (2007). Jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH.

Jego główne obszary działalności zawodowej dotyczą elektroenergetyki w zakresie niezawodności systemów elektroenergetycznych oraz technologii Smart Grids. Jest członkiem SEP oraz PTETiS.

Sławomir Kozieł

dr inż.

Reykjavik University, Iceland

e-mail: koziesl@ru.is

Otrzymał w 1995 roku tytuł magistra inżyniera elektronika, a pięć lat później stopień doktora nauk technicznych w dyscyplinie elektronika na Politechnice Gdańskiej. Posiada również tytuł magistra fizyki teoretycznej (2000) i matematyki (2002) oraz stopień doktora w dyscyplinie matematyka uzyskany na Uniwersytecie Gdańskim. Aktualnie jest zatrudniony na stanowisku profesora w School of Science and Engineering, Reykjavik University, Iceland. Główne obszary jego zainteresowań badawczych obejmują komputerowe wspomaganie projektowania, modelowanie numeryczne, optymalizację numeryczną, optymalizację za pomocą modeli surogatowych oraz techniki odwzorowania przestrzeni.

Marek Siłuszyc

dr

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: mareks@agh.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Nauk Ścisłych Uniwersytetu Przyrodniczo-Humanistycznego w Siedlcach, kierunek matematyka (1999). Tytuł doktora w dziedzinie fizyki uzyskał na Wydziale Fizyki i Chemii Uniwersytetu Łódzkiego (2004). Od 1999 roku jest pracownikiem Katedry Fizyki UPH w Siedlcach. Główne obszary jego działalności zawodowej dotyczą matematycznego modelowania zjawisk astrofizycznych, modulacji galaktycznego promieniowania kosmicznego. Od 2016 jest zatrudniony na stanowisku postdoc w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Aktualnie tematyka jego badań dotyczy strategii eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, niezawodności urządzeń i systemów elektroenergetycznych.

Zbigniew Galias

prof. dr hab. inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: galias@agh.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH, kierunek elektronika (1990) oraz studia magisterskie na Wydziale Matematyki i Fizyki Uniwersytetu Jagiellońskiego, kierunek matematyka (1992). W 1996 roku uzyskał stopień naukowy doktora w dyscyplinie elektrotechnika, w 2004 roku stopień doktora habilitowanego na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH, a w 2015 roku tytuł profesora nauk technicznych. Jest zatrudniony na stanowisku profesora zwyczajnego w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Główne obszary jego zainteresowań naukowych obejmują metody analizy obwodów i układów nieliniowych, chaos, teorię obwodów, metody arytmetyki przedziałowej oraz metody numeryczne. Jest członkiem IEEE.