

Simulation of Daily Operation Conditions of an MV Network Under Changing Demand Conditions

Author

Andrzej Kąkol

Keywords

distribution networks, automation, optimisation

Abstract

The investments in MV network automation is being carried out successively by Distribution System Operators (DSOs). These investments are aimed at improving the network flexibility and increasing the reliability of electricity supplies to the customers. At the same time, regardless of the investment activities undertaken by the DSO, there is an increase in the number and power of dispersed energy sources connected to the MV and LV grid. As a result, a higher dynamics of grid operating conditions is observed. An active power, generated from the sources connected to the MV and LV grid, prevail local demand with higher intensity and is transferred to the HV grid. The occurrence of such states depends on the current demand and the availability of primary energy sources, i.e. wind, sun or water. It is expected that new facilities, such as electric energy storage units and electric cars, will have a crucial impact on the MV grid operation conditions and should be considered in the development plans and operating conditions planning.

The article presents a proposal to improve flexibility of the MV distribution grid by utilization of remotely controllable switches (RCS). RCS are used to shift tie open point with the change of the demand. Following three control schemes were assumed: no dispatcher's interference into the grid configuration, reconfiguration of the grid in accordance with the previously prepared schedule and reconfiguration of the grid as a response to measured changes in demand. The quality indices were introduced and evaluated for each control schemes.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018304

Received: 16.02.2017

Accepted: 12.07.2017

Available online: 15.02.2019

1. Introduction

The topic of the tie open points optimization in MV grid, which operates in radial, is not a new one. This topic has been widely described in the literature so far, e.g. in [1–3]. This article presents the results of research, which were aimed to assess the influence of MV grid reconfiguration on grid performance and operating conditions. Tie open point optimization process was performed for every quarter of an hour in a 24-hours day. The aim of this was to adapt the configuration of the grid to changes in demand. Before assessing the effectiveness of the proposed method, the daily volatility of demand in every MV/LV transformers was analysed and individual characteristic profile was determined. Then 5 daily profiles were selected from yearly measurements and entered into the MV grid model to reflect actual changes in demand at the receiving stations. Finally, the simulations of power grid daily operating conditions were performed.

Simulations were performed for three concepts of utilizing RCS to change the configuration of the grid. All concepts have been marked with the letter K with an index – the concept identifier.

In the first concept (K_1), the tie open points were constant and there were no changes in grid configuration. The configuration of the grid was determined with the utilization of characteristic demand profile determined for every MV/LV transformer independently. Concept K_1 reflects the methodology which is currently used by MV grid dispatchers – once chosen tie open points do not change over long period of time or changes are introduced rarely, e.g. seasonally or as a result of investment.

In the second concept (K_2), historical measurements of demand in each MV/LV transformer were used to develop a schedule of switching operations – tie open points changes. The grid configuration was changed in accordance to the schedule developed

for the characteristic demand profiles. There were only one prepared schedule which was used for each simulated case.

In the third concept (K_3), changes in the grid configuration are made in response to measured changes in demand. As a result, the process of searching for optimal tie open points was launched every quarter of an hour in a day. This procedure was executed for each simulated day independently.

To verify the effectiveness of aforementioned concepts, it was necessary to:

- prepare the model of the MV power grid
- determine the characteristic demand profiles for each MV/LV transformer – it was done by statistical evaluation of historical data
- determine an optimal tie open points configuration for characteristic demand profiles to assess efficiency of concept K_1 (no changes in configuration)
- determine an optimal schedule for changes in the grid configuration for every quarter of an hour within 24-hours period with utilization of the characteristic demand profiles (concept K_2)
- evaluate the effectiveness of the control concepts K_1 , K_2 and K_3 , for the selected daily demand profiles; for the K_3 concept, the search of the optimal tie open points placement was performed for every quarter of the hour in the day.

The article has been divided into parts which present, among topics presented above, scheme of MV grid and an annual distribution of variability in demand of electricity. Information about the applied optimisation method, the objective function for the optimisation criterion and restriction on potential solutions were also presented.

2. Daily volatility of demand

MV power grids are insufficiently measured to reflect the demand changes along feeders in MV grid still. Measurements, which are available typically, are recorded at the beginning of the feeders – in the MV switchgear located in the HV/MV stations [4]. Values of power demands for the MV/LV transformers are estimated with the use of mathematical formulas with consideration of the transformer rated power [5], after prior correction with the values of the customer substation's measurements (if available). Other methods of estimating demand profiles are also used [6, 7]. With this approach differences in the daily (weekly) demand between MV/LV transformers in residential, industrial or commercial areas may not be observed [8]. In this article real measurements taken from MV/LV transformers are utilized. Those measurements were utilized to determine, characteristic, daily demand profile with a 15-minute resolution for each MV/LV transformer independently. Characteristic profiles have been determined as a median of values measured during the whole year for every 15-minutes period of time independently.

Using the available 15-minute measurements for a single year, an analysis of the daily electricity demand in the MV/LV stations was performed. The results of the analysis are shown in the form of a table in Fig. 1. With the values of daily demand of electrical energy this figure (table) would be unreadable, so this approach was omitted. Instead of this, the table cells were coloured to

visualise the annual changes in the daily electricity demand. The subsequent columns represent individual measuring points, i.e. MV/LV transformer stations. The rows of the table represent consecutive days of the year. The Roman numerals, which are placed in the last column, indicate the consecutive months of the year. The cells were coloured according to the following procedure:

- the demand values for each measuring point (i.e. columns in the table) have been coloured separately
- the statistical assessment of daily demand of energy was registered in a single measurement point over a period of one year. This values were sorted and 1st, 2nd and 3rd quartiles of the demand were evaluated
- shades of red were used to mark those days when electricity consumption was greater than the value of the third quartile of the distribution of the random variable
- shades of green were used to mark those days when electricity consumption was smaller than the value of the first quartile of the distribution of the random variable

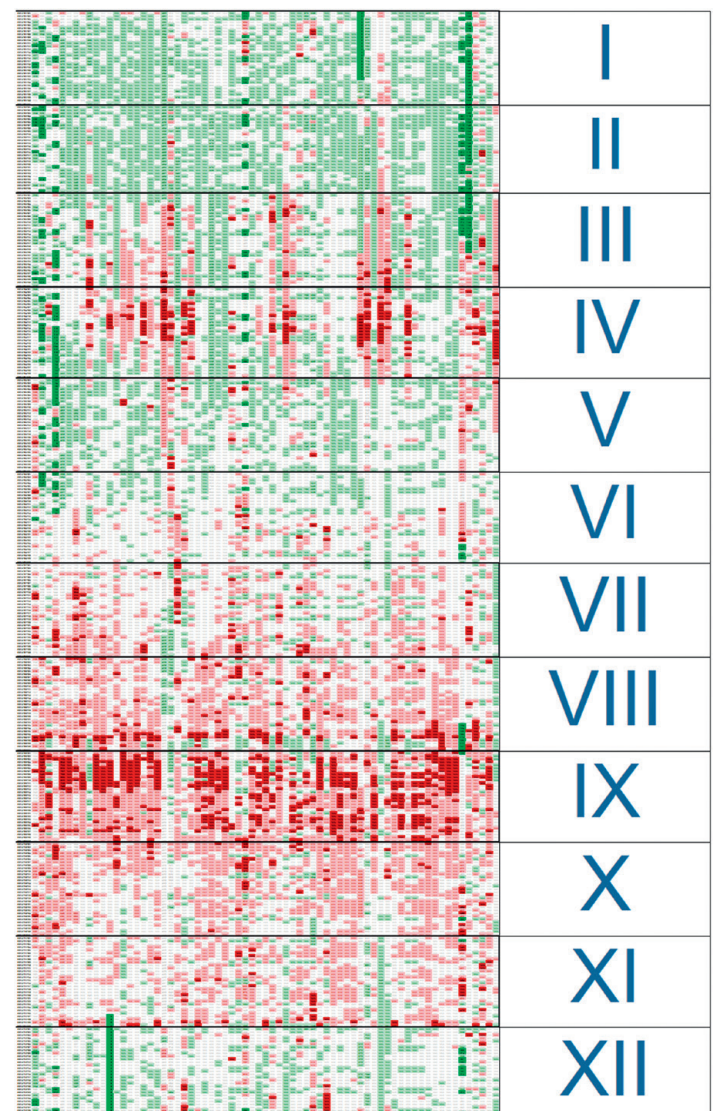


Fig. 1. Annual distribution of daily electricity demand in selected MV/LV transformer stations

- e) brighter colours (green and red) were used to mark those days when the demand value was below the 5% (green) or higher than 95% (red) percentile distribution of the random variable
- f) non-coloured cells indicate days in which the value of energy demand was between the values determined for the first and third quartiles.

The analysis was carried out for five selected days, in which the daily electricity demand in receiving stations was characterised by:

- 1) diversified demand distribution – D1 and D2
- 2) high demand – D3
- 3) low demand – D4
- 4) medium demand – D5.

3. Computational model

The part of the real MV network, which is fed from one HV/MV substation, was modelled and use for the calculations. The structure of the grid was mapped with the preservation of the geographic position of the MV/LV stations and line routes. Model contains 273 MV/LV stations, over 1100 line sections with a total length of 430 km and over 1,300 nodes. Additionally, for three MV stations, the requirement for preservation of two-sided power supply from separate feeder was specified. The diagram of the power grid configuration has been included in Fig. 2. The symbol **S** denotes a main station with HV/MV transformers whereas the filled circle symbol denoted MV/LV transformer stations. Separate colours of the lines (and transformer stations) were used to visualize object powered from different feeders.

The low voltage grid, together with all LV loads, connected to the single secondary side of the MV/LV transformer, was modelled as a substitute LV loads. To every substitute load were assigned:

- a) the characteristic daily demand profile and
- b) daily demand profiles for a five chosen days. Each profile covers single day with 15-minute resolution.

The characteristic daily demand profiles were used to determine either the tie open points of the power grid and reconfiguration schedule. Remote controlled switches have been distributed along the feeders.

The model of the power grid prepared in this way was used to assess the effectiveness of the three concepts of utilization RCS. Characteristic demand profiles were used to determine the power grid configuration (concept K_1) and, also, to determine a schedule of the tie open points changes during a day (concept K_2). For the power grid configuration determined in this way (K_1) and for the schedule of changes in the grid configuration (K_2), simulations of the daily operating conditions of the power grid were carried out.

4. Definition of the solution space

In this case, an optimisation problems had to be solved in regard to:

- 1) Determination of the tie open points and
- 2) Distribution of RCS.

The algorithm of particle swarm optimisation (PSO) was used to solve both of these issues as well as to search for optimal changes in the power grid configuration. PSO procedure is described later in the article. The solutions for both optimisation problems 1) and 2) is presented as a sets of remotely controlled switches. Below one may find a description of the representation method for identification of the tie-open point for each tested concepts. Various concepts of the solution space representation for the tie open point optimization problem have been proposed in the literature. In [3], the concept of the multidimensional binary space described by vector $X = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$ was used. The elements x_m of the vector map the states of the associated switching elements and can take the value of 0 or 1. In [2], the size of the solution space is equal to the number of tie open points which are necessary to obtain a radial configuration with all MV/LV transformers energized. Elements of the solution vector represent successive meshes of the closed network and take discrete values from the range of $x_m \in \{1, 2, m_m\}$. These values are assigned to switching elements, and the value of the element x_m is an identifier of the element which operate with open state. The value of m_m corresponds to the number of elements in the m -th mesh of the network. The solution space defined in this way is characterised by the smallest size.

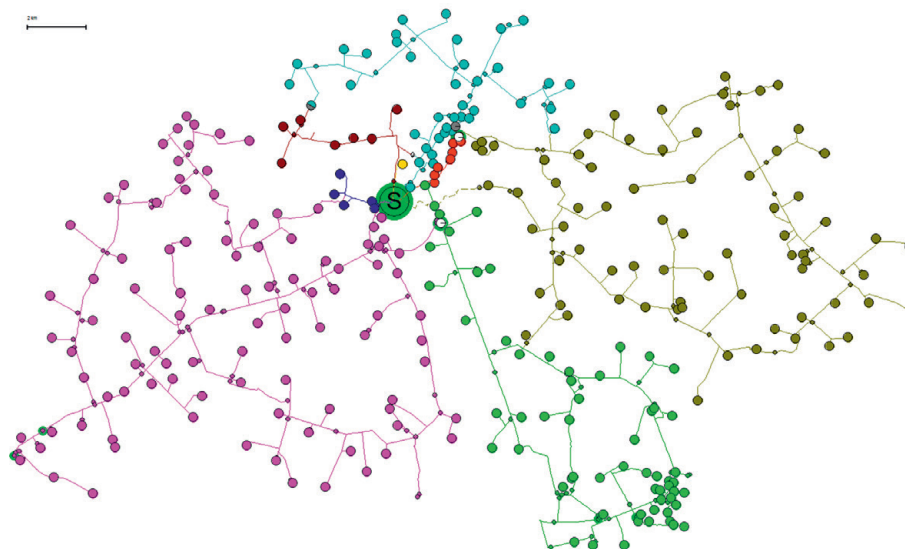


Fig. 2. Diagram of the power grid

In this article an intermediate solution is used. Elements of the solution vector x_m represent successive switching elements arranged in series between the substations in the MV network. Routes and linear sections powered unilaterally have been excluded from the solution space. As in [2], the values of the elements of the solution vector x_m enable the identification of the switch which operate in the open state. This approach has a minor disadvantage as the size of the solution space is higher. There is an advantage also – with this approach there were possibility for utilization previously prepared procedure of exploration of the grid structure and identification of the solution space.

The solution space description for optimization algorithm was presented above. Below one may find a methodology of the storing solution (denotes as $\bar{X}$) for each concept.

When K_1 concept is utilized, there is no changes in the placement of the tie open points. To describe solution $\bar{X}$, vector X with identifier of switches which operate in open state, is sufficient. When K_2 and K_3 concepts are utilized, the pair of the vector X and quarter of an hour in a day is required to determine grid configuration at each time-step. As a result, the solution vector has the form:

$$\bar{X} = \begin{bmatrix} X_1, X_2, \dots, X_S \\ t_1, t_2, \dots, t_S \end{bmatrix}.$$

The S symbol denotes the number of the daily grid configurations. The same form of vector $\bar{X}$ was used to describe the solutions of problem K_3 with the number of states $S = 96$.

5. Criterion for assessing the operating conditions of the power grid

The electric energy loss criterion was used to assess the operating conditions of the power grid. The value of electric energy losses in the period of one day was assessed in accordance with the formula (1).

$$Q(\bar{X}) = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t=1}^{96} \Delta P_{loss}(X_t, t) \quad (1)$$

where:

$\Delta P_{loss}(X_t, t)$ – active power loss value.

The following restriction for the solutions (tie-open points) were imposed:

- 1) maintaining the voltage within the desired limits
- 2) maintaining the branches loading within the desired limits
- 3) voltage availability in each MV/LV station
- 4) maintaining the radial configuration of the power grid
- 5) maintaining the criterion of bilateral power supply for indicated receiving stations.

6. PSO procedure as an optimisation algorithm

In 1995, Kennedy and Eberhart introduced the idea of an optimisation algorithm that mimics the behaviour of herd creatures and their mutual relationships [9]. The algorithm, initially designated to problems defined in the continuous solution space, soon has been adapted to solve problems defined in binary

spaces [10], and then discrete spaces [11]. PSO uses mechanisms for exploring the solution space, thanks to which the search takes place independently in every dimension, i.e. for each x_i in vector $X = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$ independently. Thanks to this, PSO can be used to solve optimisation problems defined in multidimensional, mixed solution spaces.

PSO belongs to the group of metaheuristic algorithms, in which exploration of the solution space takes place iteratively, in accordance with established rules and randomness. The title *swarm* means a set of *particles*. Every *particle* is potential solution of the optimisation problem. In the M -dimensional solution space, the potential solution is defined by the vector $X = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$. To each particle a *velocity vector* $V = [v_1, v_2, \dots, v_M]^T$, is assigned. Velocity vector maps the movement of the particle in the solution space.

During procedure initialization stage, both the position of the particles (X^0) and the initial velocity (V^0) are selected randomly from the set of available solutions and allowable velocities. In the version of the procedure designed to solve problems in a continuous solution space, the position of particles and their velocities in subsequent iterations are determined in accordance with the following formulas.

$$x_n^{k+1} = x_n^k + x_n^{k+1} \quad (2)$$

$$x_n^{k+1} = w^k \cdot v_{n(m)}^k + c_1 \cdot r_{1(n)m}^k \cdot (P_{(n)m}^{best} - x_{(n)m}^k) + c_2 \cdot r_{2(n)m}^k \cdot (G_m^{best} - x_{(n)m}^k)$$

where:

n – particle identifier in the swarm, $n \in \{1, 2, \dots, N\}$

k – iteration identifier

w – inertia of particle motion

c_1, c_2 – cognitive factors

$r_{1(n)m}^k, r_{2(n)m}^k$ – random values from the open interval (0, 1)

$P_{(n)m}^{best}, G_m^{best}$ – elements of vectors in which information about the best solution found so far by the, respectively, n th particle and by the whole swarm is stored.

Equations (2) are mathematical descriptions of particle movement in a multidimensional, continuous solution space when the *global* version of the PSO procedure is utilized. The *global* means that each particle in the swarm is provided with information about the best solution which was found by the swarm during the exploration of the solution space. Information, which is exchanged between particles, contains the value of the objective function and the best position founded previously by the particles. In the article the *local* version of the PSO procedure is utilized. With this version each particle is provided with the information about the best solution founded by the particles belonging to its neighbourhood. The disadvantage of the *local* version of the PSO procedure, i.e. slower convergence due to latency in access to the best (founded) solution, is prevailed by crucial advantage [13] – the probability of stopping the procedure in the locally optimal solution is smaller than in the global version of the procedure. There are numerous patterns of the

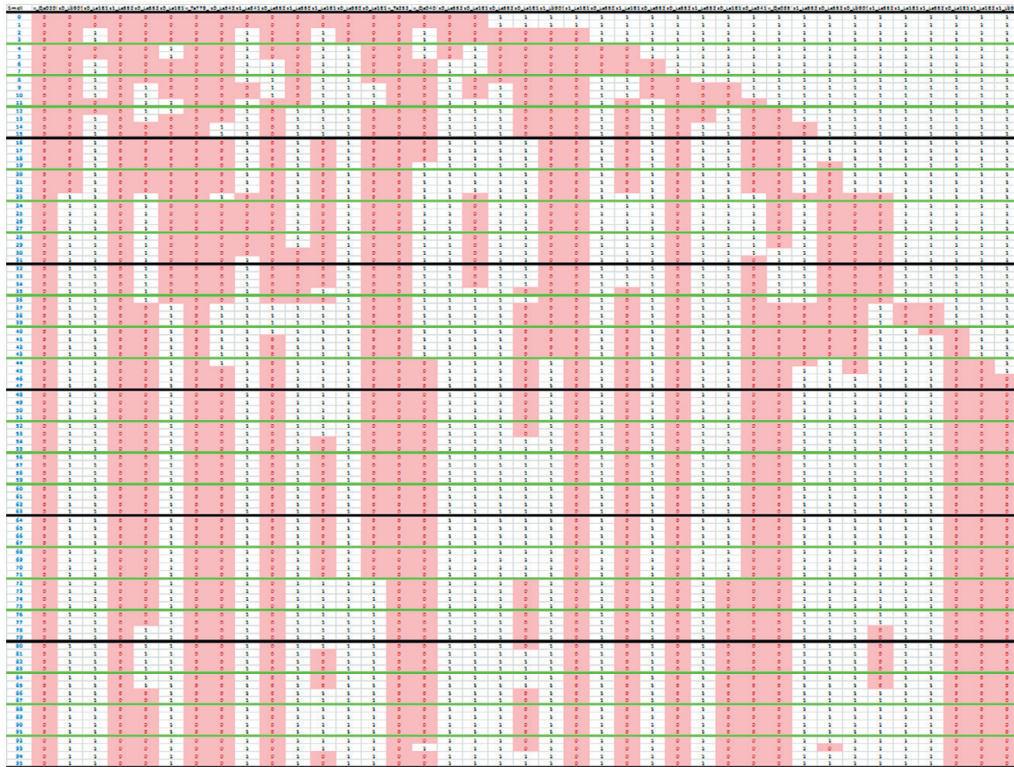


Fig. 3. Program of operation of remotely controlled switches for day D1

information exchange, and in the article so-called von Neumann neighbourhood topology was used [12].

7. Results

Simulation of daily demand variability for days D1–D5 were carried out. At the beginning, the simulations were performed without any changes in grid configuration (concept K_1). Calculations were performed with tie open points determined for characteristic demand profiles in MV/LV substations. For the same demand profile the schedule of switching was determined (planning stage of the K_2 concept). Then, the simulations of demand changes for days D1–D5 were performed again, but this time with the assumption that tie open points changes with a previously defined schedule. Finally, with the concept K_3 , simulations for each of the 5 days were repeated with the possibility of tie open point changes, as a response to the measured demand changes. As a results, for each simulated day determined switching operation may be differ.

Fig. 3 shows sequences of the tie open point changes for D1 day. The result of the procedure was presented in the form of a table. The table columns represent the subsequent remotely controlled switches, while rows of the table represent quarters of an hour of the day. The presentation is limited to those switches that operate in the open state during the day. The quarters of an hour, during which the given switch was operating in the open state, were distinguished in red. Subsequent hours of the day are separated by horizontal green lines. Additionally, each four-hour time interval was separated by horizontal black lines. Depending on the loading variability and results of the optimization procedure, there were 34–42 switches which

were operated in open position during simulation of 24-hours operation. Fig. 4 shows a graph of active power energy losses, expressed in MWh, for day D1. Charts, with active power losses, have been determined for each control concept. The presented figure shows a reduction of the active power losses value in each of the quarters of an hour during the day, when daily tie-open points changes are permissible. Due to the variability of the demand distribution in MV/LV stations, the use of one, fixed MV grid configuration throughout the day is ineffective (concept K_1). Fig. 5 shows the variability of the cumulated value of demand losses when operating condition for day D2 were simulated. This graph shows the profit, expressed as a daily reduction of the value of electricity losses when the grid reconfiguration is adopted. Finally, the utilization of the K_3 concept ensures higher decrease in energy losses.

The variations in electric energy losses presented in Fig. 4 and 5 were obtained for days for which the distribution of demand differ significantly from the characteristic demand profile (which was used for the determination of the schedule). On days for which the distribution of demand is similar to the characteristic distribution, utilization of the K_3 concept do not ensure crucial improvement in comparison to the K_2 concept. Results of analyses for all simulated days have been placed in Tab. 1.

Results obtained for K_1 concept was used as a reference for the K_2 and K_3 . The obtained results indicate significant benefits in the form of reducing the active power losses when daily changes in grid configuration are allowable. The quantities of potential savings depends on the initial grid configuration. With less diverse of the distribution from characteristic demand, the benefits of the power grid reconfiguration are lower.

If we assume that with the utilization of the K_1 concept tie open points may be changed seasonally, the benefits of grid reconfiguration utilization will be lower. Also, there is an possibility to prepare characteristic demand profiles separately for business days, Saturdays and public holidays. With those profiles there is a possibility to determine fixed tie open points which are applicable for single day or determine the schedules for switching operation in the MV network.

8. Conclusions

The effectiveness of using the power grid reconfiguration to limit the daily energy losses was assessed. Due to the editorial restriction, this article focuses on the assessment of the impact of selected control concepts on the value of daily electricity losses. The influence of the dispersed generation was omitted also.

The article shows that changing the tie open points in the daily cycle increases the efficiency of the MV grid operation and leads to a reduction of electricity losses. Tie open points may be changed in accordance with the previously determined schedule (without taking into account the current loading). The concept of

the grid reconfiguration with utilization of the available measurements is an alternative and high-end solution. As a result, potential changes in the network configuration will decrease loading and voltage variability.

The use of network reconfiguration in a 24-hour cycle leads to a reduction of electrical energy losses in the analysed area and for the analysed days by more than 30%. Efficiency of switching operations implemented in accordance to the obtained schedule depends on the distribution of demand. The greater the discrepancy between the characteristic profile and the grid operating conditions is, the higher efficiency of the concept with scheduled reconfiguration is observed. This property may not be preserved when current measurements are used to determine RCS switching sequence.

The potential of tie-open point placement has been limited to the RCS placement, so the number and placement of RCS may have a significant impact on the analysis results. The increase in the grid saturation with the RCS (to shorten the duration of interruptions in the power supply to the final consumers) is expected in the future. With low saturation, the possibility to grid reconfiguration

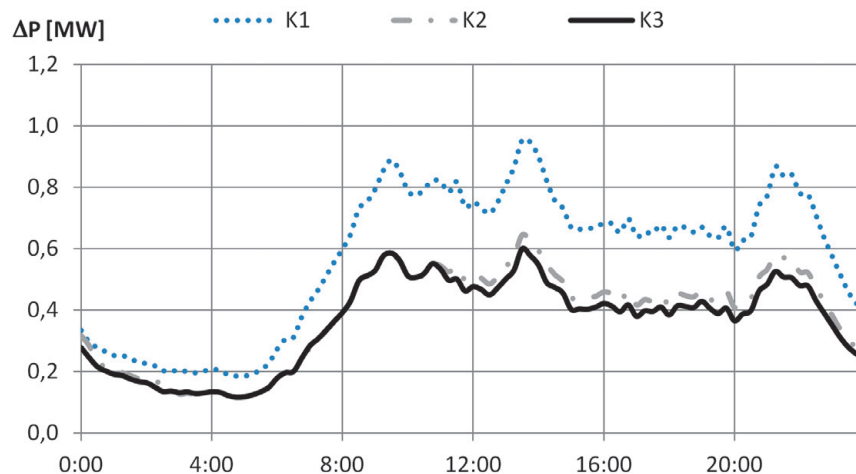


Fig. 4. Variability of active power losses in [MW] on D1

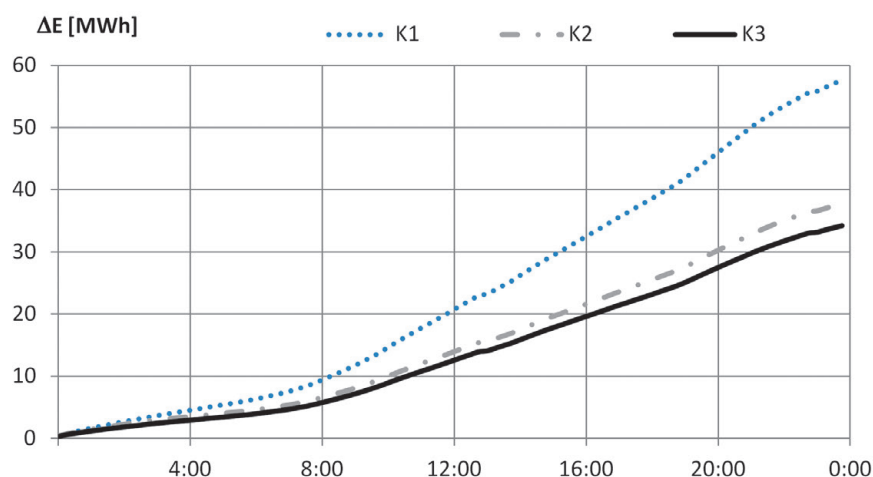


Fig. 5. Accumulated graph of variation of electricity losses in [MWh] on the second day of demand

Demand model	K_1	K_2	K_3	$(K_1 - K_2) / K_1$	$(K_1 - K_3) / K_1$
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]
Reference model	46.75	31.11	–	33.46	–
Day 1	53.99	36.48	34.29	32.44	36.50
Day 2	57.60	37.73	34.23	34.49	40.57
Day 3	46.34	30.22	27.80	34.77	40.01
Day 4	64.91	42.53	42.73	34.48	34.18
Day 5	44.48	30.46	29.62	31.52	33.40
Average	53.46	35.48	33.73	33.63	36.90

Tab. 1 Daily energy losses evaluated for every simulated day and each concept of RCS utilization

in response to demand changes may be limited.

Due to the connection of distributed generation sources to the MV network, the dynamics of changes in network operation conditions will increase. As a result, the effectiveness of the concept in which the network reconfiguration is carried out in accordance with the previously prepared schedule should be worsen when compared to the concept with utilization current measurements. With such conditions, the concept of changing the network configuration with the use of current measurements will be preferred.

REFERENCES

- Kot A., Kulczycki J., Szpyra W.L., "Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć" [Possibilities of Losses Reduction in Medium Voltage Distribution Networks by Optimal Network Configuration], *Acta Energetica*, No. 2/2, 2009.
- Swankar A., Gupta N., Niazi K.R., "Reconfiguration of Radial Distribution Systems with Fuzzy Multi-Objective Approach using Adaptive Particle Swarm Optimization", Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2010.
- Bezerra J.R., Barroso G.C., Leao R.P.S., "Switch Placement Algorithm for Reducing Customers Outage Impact on Radial Distribution Networks", IEEE Region 10 Conference: TENCON 2012, IEEE, 2012.
- Gonzalez R. et al., "State estimation in MV distribution networks; experiences in the Spanish smart grid project PRICE-GDI", Paris, CIGRE, 2016.
- Dialynas E.N., Daoutis L.G., "Impact of normally open switches and distributed energy resources in the operational performance of low voltage distribution networks", Paris, CIGRE, 2016.
- Marzecki J., "Terenowe sieci elektroenergetyczne" [Field power networks], Warsaw University of Technology, 2007.
- Marzecki J., "Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne" [Power distribution grids], Warsaw 2001.
- Ito T. et al., "Advancing the method of estimating the distribution system condition by utilizing smart meters", Paris, CIGRE, 2016.
- Eberhart R., Kennedy J., "A new optimizer using Particle Swarm theory", Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science, IEEE, 1995.
- Eberhart R., James K., "A discrete binary version of the Particle Swarm Algorithm", International Conference on Systems, Man and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation, IEEE, 1997.
- Valle del Y. et al., "Optimal STATCOM Sizing and Placement Using Particle Swarm Optimizer", Latin America: Transmission & Distribution Conference and Exposition, 2006.
- Figueiredo E.M.N., Ludermir T.B., "Effect of the PSO Topologies on the Performance of the PSO-ELM", Brazilian Symposium on Neural Networks (SBRN), IEEE, 2012.
- Saha D., Banerjee S., Jana N.D., "Multi-objective Particle Swarm Optimization Based on Adaptive Mutation", Third International Conference on Computer, Communication, Control and Information Technology (C3IT), IEEE, 2015.

Andrzej Kąkol

Research Institute, Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: a.kakol@ien.gda.pl

A graduate of the Faculty of Electrical Engineering and Automatics at Gdańsk University of Technology in the field of automation and robotics. Employed in the System Analyses Team at the Automatics and System Analyses Department of the Institute of Power Engineering at the Research Institute, Gdańsk Branch. Scientific interests: automatic protection devices, distribution networks and distributed generation.

Symulacja dobowych warunków pracy sieci SN przy zmiennych warunkach zapotrzebowania

Autor

Andrzej Kąkol

Słowa kluczowe

sieci dystrybucyjne, automatyzacja, optymalizacja

Streszczenie

Proces automatyzacji sieci SN jest realizowany sukcesywnie przez spółki dystrybucyjne. Inwestycje te mają na celu poprawę parametrów pracy sieci i zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jednocześnie, niezależnie od podjętych przez OSD działań inwestycyjnych, notowany jest wzrost liczby i wartości mocy rozproszonych źródeł energii. W rezultacie obserwowana jest większa dynamika zmian warunków pracy sieci. Coraz częściej jest rejestrowany przepływ mocy od źródeł przyłączonych w głębi sieci SN do stacji 110 kV/SN. Występowanie takich stanów jest zależne od aktualnego zapotrzebowania i dostępności źródeł energii pierwotnej, a więc wiatru, słońca lub wody. Przewiduje się, że nowe obiekty, jak magazyny energii elektrycznej i samochody elektryczne, będą miały istotny wpływ na plany rozwoju i warunki pracy sieci SN w najbliższej przyszłości i przyczynią się do wzrostu dynamiki zmian warunków pracy sieci.

W artykule została przedstawiona propozycja poprawy parametrów pracy sieci dystrybucyjnej SN dzięki wykorzystaniu zdalnie sterowalnych łączników i rekonfiguracji sieci z uwzględnieniem zmian zapotrzebowania. Porównano wskaźniki jakościowe pracy sieci elektroenergetycznej wyznaczone z założeniem braku ingerencji dyspozytora w układ pracy sieci, rekonfiguracji sieci zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem oraz rekonfiguracji sieci w odpowiedzi na rejestrowane i aktualne zmiany zapotrzebowania.

Data wpływu do redakcji: 16.02.2017

Data akceptacji artykułu: 12.07.2017

Data publikacji online: 15.02.2019

1. Wstęp

Temat optymalnego doboru punktów podziału sieci nie jest tematem nowym i był dotychczas szeroko opisywany w literaturze, np. [1–3]. W tym artykule przedstawiono wyniki badań, których celem była ocena skuteczności zastosowania rekonfiguracji sieci SN do poprawy parametrów pracy tej sieci. Zmiana punktów podziału sieci była wykonywana w cyklu dobowym w celu adaptacji układu pracy sieci do zmian zapotrzebowania. Przed przystąpieniem do oceny skuteczności proponowanej metody przeanalizowano dobową zmienność zapotrzebowania w stacjach odbiorczych SN/nn, wykorzystując dostępne pomiary wykonywane z rozdzielczością 15 minut przez okres 1 roku. Dane pomiarowe zapotrzebowania zostały wprowadzone do modelu sieci elektroenergetycznej SN, aby odwzorować rzeczywiste zmiany zapotrzebowania w stacjach odbiorczych. Wykonano symulacje dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej dla trzech koncepcji wykorzystania zdalnie sterowalnych łączników do zmiany konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej. Koncepcje zostały oznaczone literą K z indeksem – identyfikatorem koncepcji.

W koncepcji pierwszej (K_1) miejsca podziału sieci elektroenergetycznej nie ulegały zmianom. Rozmieszczenie punktów podziału sieci zostało dokonane z wykorzystaniem historycznych pomiarów zapotrzebowania. Koncepcja K_1 odzwierciedla stosowaną obecnie metodykę doboru punktów podziału sieci dystrybucyjnych SN – dobrane punkty podziału sieci nie ulegają zmianie bądź zmiany wprowadzane

są rzadko, np. sezonowo lub na skutek zmian warunków pracy sieci spowodowanych np. rozbudową sieci lub przyłączeniem nowego podmiotu.

W koncepcji drugiej (K_2) historyczne pomiary zapotrzebowania w stacjach odbiorczych zostały wykorzystane do opracowania harmonogramu operacji łączeniowych. Układ pracy sieci jest zmieniany dla stanów niskiego i wysokiego zapotrzebowania zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem. Zmiany układu pracy sieci następują niezależnie od bieżących zmian zapotrzebowania.

W koncepcji trzeciej (K_3) zmiany układu pracy sieci elektroenergetycznej są dokonywane w odpowiedzi na bieżące zmiany zapotrzebowania. W efekcie proces wyszukiwania optymalnych miejsc podziału odbywa się w każdym kwadransie doby.

Do zweryfikowania efektywności trzech rozpatrywanych koncepcji należało:

- przygotować model sieci elektroenergetycznej SN
- wyznaczyć charakterystyczne profile zapotrzebowania w stacjach odbiorczych SN/nn z wykorzystaniem danych historycznych
- wyznaczyć jeden układ pracy sieci elektroenergetycznej dla charakterystycznych profili zapotrzebowania do oceny efektywności koncepcji K_1 (brak zmian w konfiguracji)
- wyznaczyć harmonogram zmian układu pracy sieci dla charakterystycznych profili zapotrzebowania do oceny efektywności koncepcji K_2
- dokonać oceny efektywności koncepcji sterowania K_1 , K_2 i K_3 dla wybranych dni

f) wyznaczyć punkty podziału sieci elektroenergetycznej dla każdego kwadransu doby w każdym z wybranych dni (koncepcja K_3).

Artykuł został podzielony na siedem części, w których zaprezentowano m.in. model obliczeniowy i roczny rozkład zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną. Zamieszczone zostały również informacje o zastosowanej metodzie optymalizacyjnej, funkcji celu dla kryterium optymalizacyjnego oraz sformułowano wymagania dla potencjalnych rozwiązań.

2. Dobowa zmienność zapotrzebowania

Sieci elektroenergetyczne SN są opomiarowane w sposób niewystarczający do odwzorowania zmian zapotrzebowania w głębi sieci. Rejestracje profili zapotrzebowania są typowo wykonywane w polach liniowych rozdzielni SN stacji WN/SN [4]. Estymacja zapotrzebowania w stacjach SN/nn odbywa się z wykorzystaniem mocy znamionowych transformatorów SN/nn [5], po uprzednim skorygowaniu o wartości wyznaczone na podstawie pomiarów w stacjach abonenckich (o ile są dostępne). Stosowane są również inne metody estymacji zapotrzebowania [6, 7]. Przy takim sposobie modelowania zapotrzebowania dobowe (tygodniowe) zmiany rozkładu zapotrzebowania pomiędzy stacjami SN/nn znajdującymi się na obszarach mieszkalnych, przemysłowych czy komercyjnych nie będą obserwowane [8].

Dla każdego odbioru wyznaczono charakterystyczny, dobowy profil zapotrzebowania z 15-minutową rozdzielczością. Wartości charakterystyczne zostały wyznaczone dla

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL

każdego kwadransa doby jako mediana spośród wartości zarejestrowanych w okresie jednego roku w tym kwadransie doby.

Wykorzystując dostępne pomiary 15-minutowe za okres jednego roku, przeprowadzono analizę dobowego zapotrzebowania energii elektrycznej w stacjach SN/nn. Wyniki analizy zostały przedstawione graficznie na rys. 1. Na tym rysunku została przedstawiona tabela z wizualizacją dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Z powodu rozmiaru tabeli wartości zapotrzebowania byłyby nieczytelne. Stąd też komórki tabeli zostały pokolorowane w celu wizualizacji rocznych zmian dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Kolejne kolumny reprezentują pojedyncze punkty pomiarowe, czyli stacje transformatorowe SN/nn. Wiersze tabeli reprezentują kolejne dni roku, natomiast w ostatniej kolumnie tabeli liczbami rzymskimi oznaczono kolejne miesiące w roku. Komórki zostały pokolorowane zgodnie z następującą procedurą:

- wartości zapotrzebowania dla każdego punktu pomiarowego (czyli kolumny w tabeli) zostały pokolorowane osobno
- kolorowanie wykonano z wykorzystaniem wyników statystycznej oceny rozkładu dobowego zapotrzebowania zarejestrowanego w pojedynczym punkcie pomiarowym w okresie jednego roku; wyznaczono wartości zapotrzebowania dla kwartyli 1, 2 i 3 rozkładu zmiennej losowej – dobowego zużycia energii elektrycznej w stacji SN/nn
- odcieniami koloru czerwonego oznaczono te dni, w których zużycie energii elektrycznej było większe od wartości trzeciego kwartyli rozkładu zmiennej losowej
- odcieniami koloru zielonego oznaczono te dni, w których zużycie energii elektrycznej było mniejsze od wartości pierwszego kwartyli rozkładu zmiennej losowej
- kolorami intensywnymi (zielony i czerwony) oznaczono te dni, w których wartość zapotrzebowania należała do przedziału wyznaczonego przez 5% i 95% percentyl rozkładu zmiennej losowej
- komórki niepokolorowane oznaczają dni, w których wartość zapotrzebowania energii za pojedynczy dzień była pomiędzy wartościami wyznaczonymi dla pierwszego i trzeciego kwartyli.

Analiza została przeprowadzona dla pięciu wybranych dni, w których dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w stacjach odbiorczych charakteryzowało się:

- zróżnicowanym rozkładem zapotrzebowania – D1 i D2
- wysokim zapotrzebowaniem – D3
- niskim zapotrzebowaniem – D4
- średnim zapotrzebowaniem – D5.

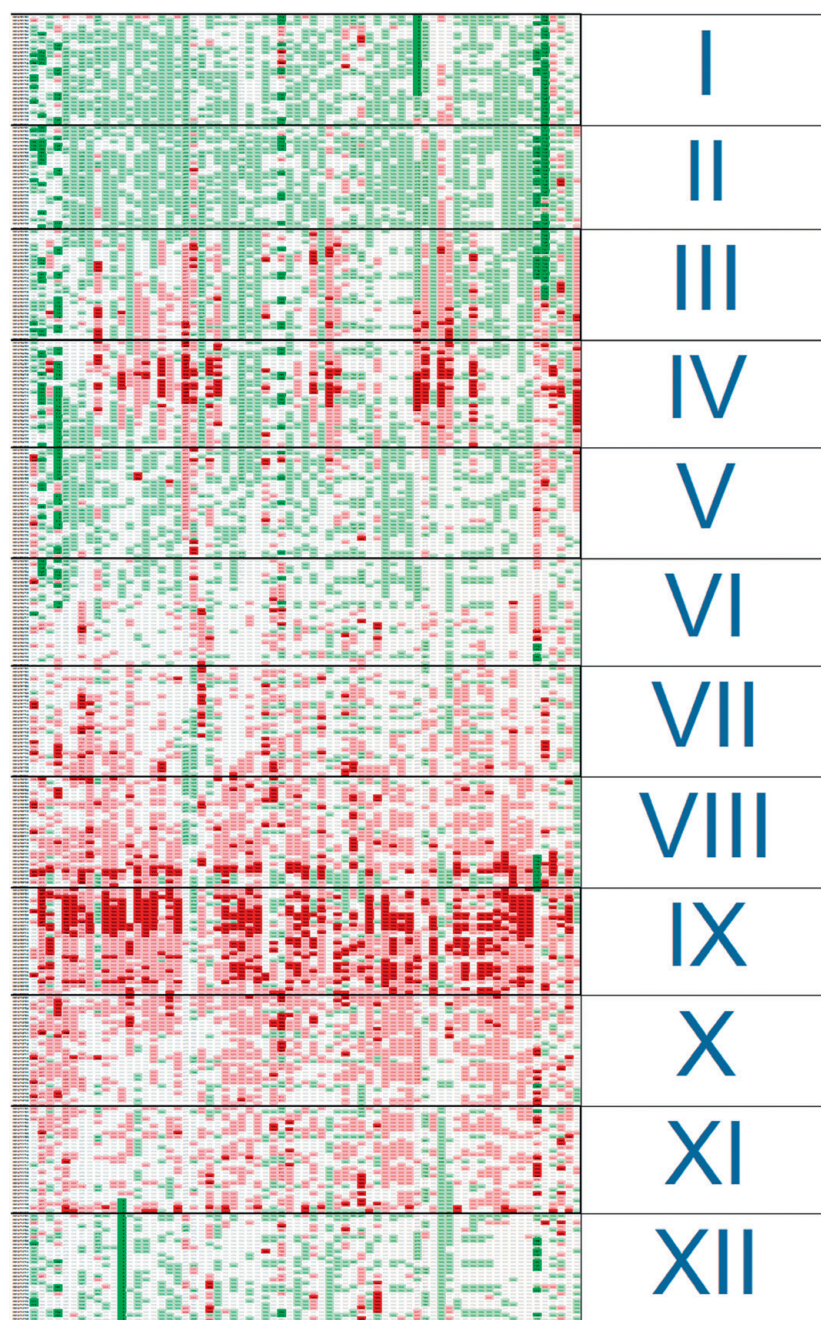
3. Model obliczeniowy

Wykorzystany w pracy model sieci elektroenergetycznej odwzorowuje rzeczywisty fragment sieci SN zasilany z jednego GPZ. Struktura sieci została odwzorowana zachowaniem geograficznego przebiegu tras linii oraz rozmieszczenia stacji SN/nn. W modelu odwzorowano 273 stacje SN/nn, ponad 1100 odcinków linii o łącznej długości 430 km oraz ponad 1300 węzłów.

Dodatkowo dla trzech stacji określono wymóg zachowania dwustronnego zasilania z osobnych pól liniowych w GPZ. Schemat układu sieci elektroenergetycznej z zachowaniem współrzędnych geograficznych został zamieszczony na rys. 2. Symbolem S oznaczono stację transformatorową WN/SN, symbolem wypełnionego koła oznaczono stacje transformatorowe SN/nn. Kolory linii (i stacji transformatorowych) posłużyły do pogrupowania obiektów zasilanych ze wspólnego pola liniowego w stacji transformatorowej.

Sieć nn wraz z przyłączonymi na napięciu niskim odbiorami została zamodelowana

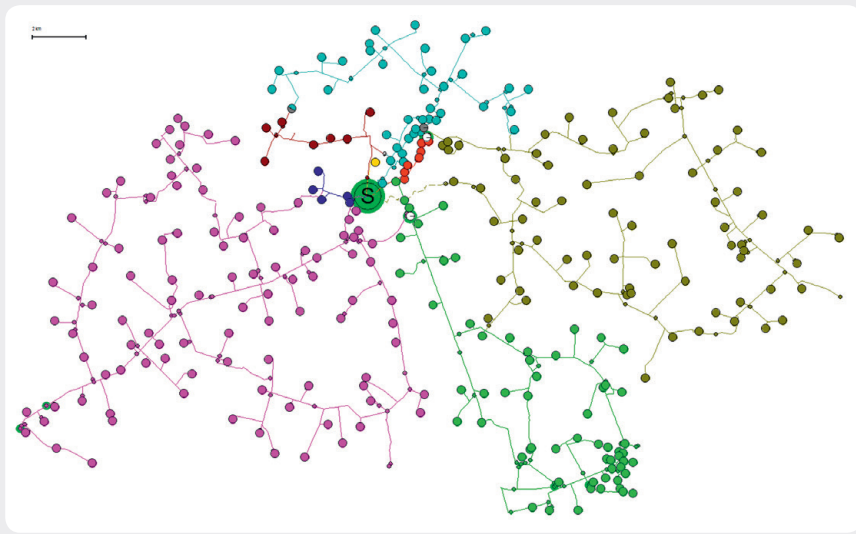
w sposób uproszczony jako zastępcze odbiory przyłączone do transformatorów SN/nn po stronie wtórnej. Każdemu zastępczemu odbiorowi przypisano wartości pomiarowe z 15-minutową rozdzielczością dla wybranych dni w roku. Charakterystyczne dobowe profile zapotrzebowania zostały wykorzystane do wyznaczenia układu pracy sieci elektroenergetycznej. W miejscach podziału sieci elektroenergetycznej oraz wzdłuż ciągów liniowych wprowadzono łączniki zdalnie sterowalne. Tak przygotowany model sieci elektroenergetycznej został wykorzystany do oceny efektywności rozpatrywanych koncepcji sterowania.



Rys. 1. Roczny rozkład zapotrzebowania na dobową energię elektryczną w wybranych stacjach transformatorowych SN/nn

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Schemat sieci elektroenergetycznej

Charakterystyczne profile zapotrzebowania zostały wykorzystane do wyznaczenia układu pracy sieci elektroenergetycznej (koncepcja K_1) oraz do wyznaczenia harmonogramu zmian w konfiguracji pracy sieci (koncepcja K_2). Dla tak wyznaczonego układu sieci (K_1) oraz harmonogramu zmian konfiguracji sieci (K_2) zostały przeprowadzone symulacje dobowych warunków pracy sieci elektroenergetycznej.

4. Definicja przestrzeni rozwiązań

W opisanym wyżej procesie należało rozwiązać problemy optymalizacyjne: 1) wyboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej oraz 2) rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych. Do rozwiązania obu wymienionych zagadnień, jak i do poszukiwania optymalnych zmian w konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej zastosowano algorytm optymalizacji rojem cząstek (PSO). Procedura ta została opisana w dalszej części artykułu. Rozwiązaniem problemów optymalizacyjnych 1) i 2) jest zbiór łączników zdalnie sterowalnych, rozmieszczonych na modelowanym obszarze sieci elektroenergetycznej. Wynikowy zbiór zdalnie sterowalnych łączników jest przestrzenią rozwiązań dla problemu optymalnej rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej w cyklu dobowym (koncepcje K_2 i K_3).

W koncepcjach K_2 i K_3 jest poszukiwany optymalny układ pracy sieci elektroenergetycznej. Niezależnie od definicji funkcji celu (kryterium optymalizacyjnego) należało określić sposób prezentacji rozwiązania – identyfikacji miejsc podziału sieci elektroenergetycznej.

Rozwiązanie problemu optymalizacyjnego dla koncepcji K_1 nie ulega zmianom w symulowanym okresie doby. Do opisu rozwiązania $\bar{X}$ wystarczający jest wektor X , umożliwiający identyfikację łączników pracujących w pozycji otwartej. W K_2 jest poszukiwany dobowy harmonogram pracy sieci elektroenergetycznej. Na wektor rozwiązań przyjęto zbiór par: identyfikator kwadransa doby, w którym należy dokonać zmiany konfiguracji sieci, oraz

ponownie wektor X . W rezultacie wektor rozwiązań ma postać:

$$\bar{X} = \begin{bmatrix} X_1, X_2, \dots, X_S \\ t_1, t_2, \dots, t_S \end{bmatrix}.$$

Do opisu rozwiązań problemu K_3 zastosowano taką samą postać wektora $\bar{X}$ z liczbą stanów $S = 96$.

W literaturze są proponowane różne koncepcje opisu przestrzeni rozwiązań dla problemu doboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej. W [3] wykorzystano koncepcję wielowymiarowej przestrzeni binarnej opisaną wektorem $X = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$. Elementy x_n wektora odwzorowują stany przypisanych im elementów łączeniowych i mogą przyjmować wartości 0 lub 1. W [2] rozmiar przestrzeni rozwiązań jest równy liczbie niezbędnych podziałów sieci do uzyskania układu promieniowego i pracy pod napięciem wszystkich stacji odbiorczych SN/nn. Elementy wektora rozwiązań reprezentują kolejne oczka sieci zamkniętej i przyjmują wartości dyskretne z zakresu $x_m \in \{1, 2, m_m\}$. Wartościom tym są przypisane elementy łączeniowe, a wartość elementu x_m umożliwia identyfikację elementu, w którym wprowadzono podział sieci. Wartość m_m odpowiada liczbie elementów w m -tym oczku sieci. Zdefiniowana w ten sposób przestrzeń rozwiązań charakteryzuje się najmniejszym rozmiarem.

W tym artykule zastosowano rozwiązanie pośrednie. Elementy wektora rozwiązań x_m reprezentują kolejne elementy łączeniowe rozmieszczone szeregowo pomiędzy węzłami sieci SN. Z przestrzeni rozwiązań zostały wykluczone ciągi i odcinki liniowe zasilane jednostronnie. Tak jak w [2], wartości elementów wektora rozwiązań x_m umożliwiają identyfikację łącznika pracującego w pozycji otwartej. Wadą przyjętej w artykule definicji przestrzeni rozwiązań jest większy rozmiar przestrzeni rozwiązań, natomiast zaletą – wykorzystanie istniejącej procedury przeszukiwania i identyfikacji struktury sieci.

5. Kryterium oceny warunków pracy sieci elektroenergetycznej

Do oceny warunków pracy sieci elektroenergetycznej zastosowano kryterium strat energii elektrycznej. Oceniano wartość strat energii elektrycznej w okresie jednej doby zgodnie ze wzorem (1).

$$Q(\bar{X}) = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t=1}^{96} \Delta P_{\text{loss}}(X_t, t) \quad (1)$$

gdzie:

$\Delta P_{\text{loss}}(X_t, t)$ – wartość strat mocy czynnej.

Wyszukiwanie optymalnej konfiguracji pracy sieci zostało obarczone ograniczeniami. W całym okresie dobowym wymagano:

- 1) utrzymania napięć w pożądanych granicach
- 2) utrzymania obciążeń w pożądanych granicach
- 3) dostępności napięcia w każdej stacji SN/nn
- 4) zachowania układu promieniowego pracy sieci elektroenergetycznej
- 5) zachowania kryterium zasilania dwustronnego wskazanych stacji odbiorczych.

6. Algorytm optymalizacyjny, procedura PSO

W 1995 roku Kennedy i Eberhart zaprezentowali ideę algorytmu optymalizacji, który naśladuje zachowanie istot stadnych i ich wzajemnych relacji [9]. Algorytm, początkowo ograniczony do rozwiązywania problemów zdefiniowanych w ciągłej przestrzeni rozwiązań, został przystosowany do rozwiązywania problemów zdefiniowanych w przestrzeniach binarnych [10], a następnie dyskretnych [11]. W PSO zastosowano mechanizmy eksploracji przestrzeni rozwiązań, dzięki którym przeszukiwanie odbywa się niezależnie w każdym z wymiarów. Dzięki temu PSO może być wykorzystane do rozwiązywania problemów optymalizacyjnych zdefiniowanych w wielowymiarowych, mieszanych przestrzeniach rozwiązań.

PSO należy do grupy algorytmów metaheurystycznych, w których przeszukiwanie przestrzeni rozwiązań odbywa się iteracyjnie, zgodnie z ustalonymi regułami i uwzględnieniem czynnika losowego. Tytułowy rój to zbiór cząstek – potencjalnych rozwiązań postawionego problemu optymalizacyjnego. W M -wymiarowej przestrzeni rozwiązań potencjalne rozwiązanie jest określone wektorem $X = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$, który określa położenie rozwiązania w przestrzeni rozwiązań. Każdej cząstce jest przypisany wektor prędkości $V = [v_1, v_2, \dots, v_M]^T$, który odwzorowuje przemieszczanie się cząstki w przestrzeni rozwiązań.

Podczas inicjalizacji procedury zarówno położenie cząstek (X^0), jak i prędkość początkowa (V^0) są wybierane losowo spośród zbioru dostępnych rozwiązań. W wersji procedury przeznaczonej do rozwiązywania problemów w ciągłej przestrzeni rozwiązań położenie cząstek i ich prędkości w kolejnych iteracjach są wyznaczane zgodnie z poniższymi wzorami.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL

$$x_{n,m}^{k+1} = x_{n,m}^k + v_{n,m}^{k+1} \quad (2)$$

$$v_{(n)m}^{k+1} = w^k \cdot v_{(n)m}^k + c_1 \cdot r_{1(n)m}^k \cdot (p_{(n)m}^{best} - x_{(n)m}^k) + c_2 \cdot r_{2(n)m}^k \cdot (G_m^{best} - x_{(n)m}^k)$$

gdzie:

n – identyfikator cząstki w roju, $n \in \{1, 2, \dots, N\}$

k – identyfikator kolejnej iteracji procedury

w – inercja, bezwładność ruchu cząstki

c_1, c_2 – współczynniki poznawcze

$r_{1(n)m}^k, r_{2(n)m}^k$ – wartości losowe z przedziału otwartego (0, 1)

$p_{(n)m}^{best}, G_m^{best}$ – elementy wektorów, w których przechowywana jest informacja o najlepszym rozwiązaniu znalezionym dotychczas przez n -tą cząstkę oraz przez cały rój.

Wzory (2) to matematyczny opis ruchu cząstek w wielowymiarowej, ciągłej przestrzeni rozwiązań przy zastosowaniu wersji globalnej procedury PSO. Każdej cząstce w roju jest udostępniona informacja o najkorzystniejszym rozwiązaniu znalezionym przez rój podczas dotychczasowej eksploracji przestrzeni rozwiązań. Pomiędzy cząstkami wymieniana jest informacja o wartości funkcji celu oraz o położeniu cząstki w przestrzeni rozwiązań. W artykule zastosowano wersję lokalną procedury PSO, w której każda cząstka udostępnia informację o potencjalnym rozwiązaniu tylko wybranej grupie cząstek. Sposób wymiany informacji pomiędzy cząsteczkami odbywa się przy zastosowaniu tzw. topologii von Neumanna [12]. Rozwiązanie to oprócz wad – braku dostępności wszystkich cząstek do informacji o najlepszym, znalezionym dotychczas położeniu cząstki – ma również swoje zalety [13]: prawdopodobieństwo zatrzymania procedury w rozwiązaniu

optymalnym lokalnie jest mniejsze niż w wersji globalnej procedury.

7. Wyniki

Przeprowadzono obliczenia rozplywowe symulujące dobową zmienność zapotrzebowania w dniach D1–D5. Dla każdego z analizowanych dni przeprowadzono symulacje dobowych warunków pracy sieci przy zastosowaniu punktów podziału sieci wyznaczonych podczas obliczeń dla profili charakterystycznych zapotrzebowania w stacjach SN/nn (koncepcja K_1 – brak dobowych zmian w konfiguracji sieci). Następnie przeprowadzono symulacje zmian zapotrzebowania z zastosowaniem rekonguracji sieci ze zdefiniowanym wcześniej harmonogramem (koncepcja K_2). Program zmiany punktów podziału sieci został wyznaczony przy zastosowaniu charakterystycznych profili obciążenia w stacjach odbiorczych. W koncepcji K_3 zmiany punktu podziału sieci były realizowane w odpowiedzi na rejestrowane zmiany zapotrzebowania w stacjach odbiorczych. Rezultatem implementacji koncepcji K_3 są różne sekwencje łączeniowe (przełączenia) dla każdego z analizowanych dni.

Na rys. 3 pokazano rezultat działania procedury wyszukiwania miejsc podziału podczas symulacji pracy sieci w dniu D1. Wynik procedury został zaprezentowany w postaci tabeli, której kolumny to kolejne zdalnie sterowalne łączniki, natomiast wiersze to kolejne kwadranty doby. Na rysunku zostały wskazane tylko te łączniki, które w trakcie doby pracowały w pozycji otwartej. Kolorem czerwonym wyróżniono kwadranty doby, w których dany łącznik pracował w pozycji otwartej. Liniami koloru zielonego wydzielono kolejne godziny doby. Dodatkowo każdy czterogodzinny przedział czasowy został wydzielony liniami

poziomymi koloru czarnego. W zależności od obciążeń operacje łączeniowe w ciągu symulowanej pracy były wykonywane na 34–42 łącznikach zdalnie sterowalnych.

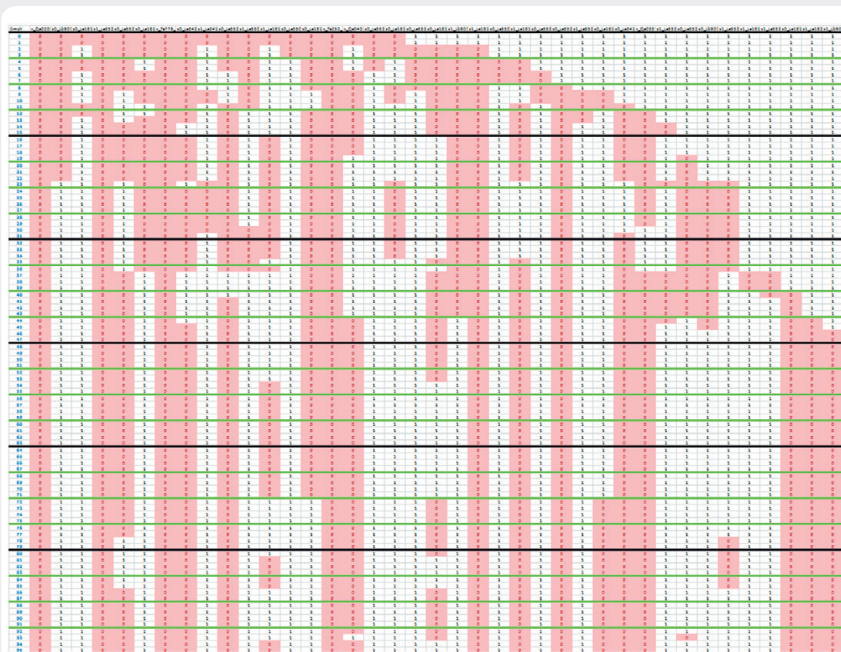
Na rys. 4 pokazano wykres zmienności strat energii elektrycznej, wyrażonej w MWh, dla dnia D1. Wykresy strat energii elektrycznej zostały wyznaczone dla każdej koncepcji sterowania. Na prezentowanym rysunku widoczne jest obniżenie wartości strat w każdym z kwadransów doby podczas doby, przy zastosowaniu rekonguracji sieci elektroenergetycznej. Na skutek zmienności rozkładu zapotrzebowania w stacjach SN/nn zastosowanie pojedynczego układu pracy sieci SN podczas całej doby jest nieefektywne (koncepcja K_1). Na rys. 5 pokazano zmienność skumulowanej wartości strat energii elektrycznej dla symulacji pracy sieci w dniu D2. Na tym wykresie jest widoczny zysk w postaci dobowego ograniczenia wartości strat energii elektrycznej po zastosowaniu rekonguracji sieci. Do kolejnego ograniczenia wartości strat energii elektrycznej dochodzi po zastosowaniu koncepcji K_3 sterowania.

Prezentowane na rys. 4 i 5 zmienności strat energii elektrycznej zostały uzyskane dla dni, dla których rozkład zapotrzebowania różnił się w sposób istotny od rozkładu charakterystycznego. W dniach, dla których rozkład zapotrzebowania jest zbliżony do rozkładu charakterystycznego, korzyści z zastosowania koncepcji sterowania K_3 są mniejsze w porównaniu z korzyściami po zastosowaniu koncepcji K_2 . Wyniki analiz dla pozostałych dni zostały zamieszczone w tab. 1.

Otrzymane wyniki wskazują na istotne korzyści w postaci ograniczenia strat energii elektrycznej po zastosowaniu rekonguracji sieci w cyklu dobowym. Wielkość (i wartość) potencjalnych oszczędności jest uzależniona od początkowego układu sieci elektroenergetycznej. Im mniej zróżnicowany jest rozkład zapotrzebowania od rozkładu charakterystycznego, tym mniejsze korzyści z zastosowania rekonguracji sieci elektroenergetycznej. W rozpatrywanym artykule dobór miejsc podziału dla modelu referencyjnego został dokonany na podstawie obciążeń dla całego roku kalendarzowego. Jeśli założymy sezonowość zmian układu pracy sieci w modelu referencyjnym, korzyści z zastosowania rekonguracji pracy sieci będą niższe. Również przyjęcie jako układu referencyjnego jednego charakterystycznego profilu obciążenia jest uproszczeniem. Korzystając z dostępnych danych pomiarowych, można przygotować profile charakterystyczne zapotrzebowania osobno dla dni roboczych, sobót i dni świątecznych. Następnie, korzystając z przygotowanych profili, można wyznaczać harmonogramy operacji łączeniowych w sieci SN.

8. Wnioski

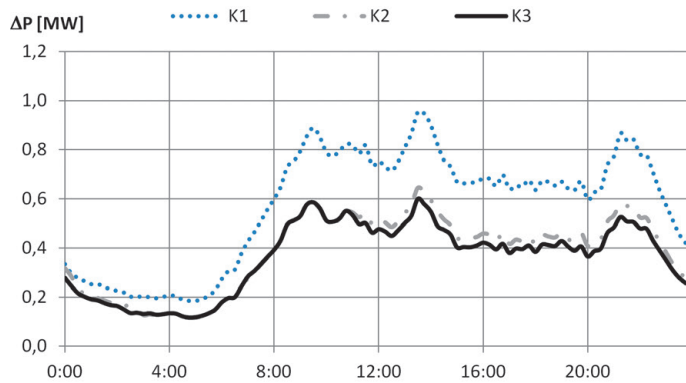
Dokonano oceny skuteczności zastosowania rekonguracji sieci elektroenergetycznej do ograniczenia dobowych strat energii. Z powodu ograniczonej objętości artykułu prezentacja wyników analiz została ograniczona do oceny wpływu wybranych koncepcji sterowania na wartość dobowych strat energii elektrycznej przy braku generacji rozproszonej.



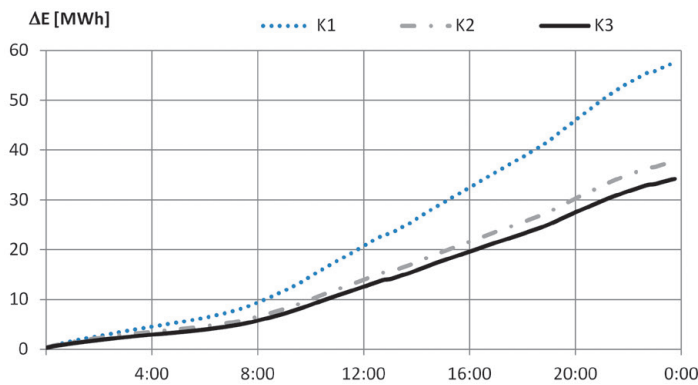
Rys. 3. Program pracy zdalnie sterowalnych łączników dla dnia D1

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 4. Zmienność strat mocy czynnej w [MW] w dniu D1



Rys. 5. Skumulowany wykres zmienności strat energii elektrycznej w [MWh] w 2 doby zapotrzebowania

Model zapotrzebowania	K_1	K_2	K_3	$\frac{K_1 - K_2}{K_1}$	$\frac{K_1 - K_3}{K_1}$
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]
Model referencyjny	46,75	31,11	—	33,46	—
Dzień 1	53,99	36,48	34,29	32,44	36,50
Dzień 2	57,60	37,73	34,23	34,49	40,57
Dzień 3	46,34	30,22	27,80	34,77	40,01
Dzień 4	64,91	42,53	42,73	34,48	34,18
Dzień 5	44,48	30,46	29,62	31,52	33,40
Średnia	53,46	35,48	33,73	33,63	36,90

Tab. 1. Wartości strat energii elektrycznej za okres doby dla wybranych dni kalendarzowych

W artykule wykazano, że zmiana punktów podziału w cyklu dobowym zwiększa efektywność pracy sieci SN i prowadzi do obniżenia strat energii elektrycznej. Zmiana punktów podziału sieci może być realizowana zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem zmian (bez uwzględnienia aktualnych warunków pracy sieci). Rozwiązaniem alternatywnym jest zastosowanie rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej z wykorzystaniem aktualnych pomiarów. W rezultacie potencjalne zmiany

konfiguracji sieci nie będą powodowały zagrożeń dla pracy sieci w postaci przekroczeń obciążalności dopuszczalnej długotrwale oraz dopuszczalnego zakresu napięć. Zastosowanie rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym prowadzi do ograniczenia strat energii elektrycznej na analizowanym obszarze i dla analizowanych dni o ponad 30%. Efektywność operacji łączeniowych realizowanych zgodnie z ustalonym harmonogramem jest uzależniona od rozkładu zapotrzebowania. Im większa rozbieżność

między profilem charakterystycznym, dla którego został opracowany harmonogram łączy, a bieżącymi warunkami pracy sieci, tym mniejsza efektywność tej koncepcji. Właściwości tej nie stwierdzono w koncepcji zmiany konfiguracji sieci z uwzględnieniem aktualnych pomiarów.

Lokalizacja potencjalnych punktów podziałowych sieci została ograniczona do miejsc instalacji zdalnie sterowalnych łączników, zatem istotny wpływ na wyniki analiz ma stopień nasycenia sieci tymi łącznikami. Spodziewany jest wzrost nasycenia sieci elektroenergetycznej łącznikami z modulem telesterowania w celu skrócenia czasu przerw w zasilaniu odbiorców końcowych. Przy małym nasyceniu sieci zdalnie sterowanymi łącznikami możliwości dokonania rekonfiguracji sieci w odpowiedzi na zmiany rozkładu zapotrzebowania mogą być ograniczone.

W związku z przyłączaniem źródeł generacji rozproszonej do sieci SN wzrośnie dynamika zmian warunków pracy sieci. W rezultacie pogorszeniu ulegnie skuteczność koncepcji, w której rekonfiguracja sieci odbywa się zgodnie z opracowanym harmonogramem. Opracowane harmonogramy zmian w konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej będą coraz mniej dostosowane do aktualnie panujących warunków pracy sieci i warunków pogodowych, mających wpływ na pracę źródeł wytwórczych. Przy takich uwarunkowaniach będzie preferowana koncepcja zmiany konfiguracji sieci z uwzględnieniem aktualnych pomiarów.

Bibliografia

1. Kot A., Kulczycki J., Szpyra W.L., Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć, *Acta Energetica* 2009, No. 2/2.
2. Swankar A., Gupta N., Niaz K.R., Reconfiguration of Radial Distribution Systems with Fuzzy Multi-Objective Approach using Adaptive Particle Swarm Optimization, *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, 2010.
3. Bezerra J.R., Barroso G.C., Leao R.P.S., Switch Placement Algorithm for Reducing Customers Outage Impact on Radial Distribution Networks, *IEEE Region 10 Conference: TENCON 2012, IEEE*, 2012.
4. Gonzalez R. i in., State estimation in MV distribution networks; experiences in the Spanish smart grid project PRICE-GDI, Paris, CIGRE, 2016.
5. Dialynas E.N., Daoutis L.G., Impact of normally open switches and sitributed energy resources in the operational performance of low voltage distribution networks, Paris, CIGRE, 2016.
6. Marzecki J., Terenowe sieci elektroenergetyczne, Politechnika Warszawska, 2007.
7. Marzecki J., Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne, Warszawa 2001.
8. Ito T. i in., Advancing the method of estimating the distribution system condition by utilizing smart meteres, Paris, CIGRE, 2016.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL

9. Eberhart R., Kennedy J., A new optimizer using Particle Swarm theory, Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science, IEEE, 1995.
10. Eberhart R., James K., A discrete binary version of the Particle Swarm Algorithm, International Conference on Systems, Man and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation, IEEE, 1997.
11. Valle del Y. i in., Optimal STATCOM Sizing and Placement Using Particle Swarm Optimizer, Latin America: Transmission & Distribution Conference and Exposition, 2006.
12. Figueiredo E.M.N., Luderemir T.B., Effect of the PSO Topologies on the Performance of the PSO-ELM, Brazilian Symposium on Neural Networks (SBRN), IEEE, 2012.
13. Saha D., Banerjee S., Jana N.D., Multi-objective Particle Swarm Optimization Based on Adaptive Mutation, Third International Conference on Computer, Communication, Control and Information Technology (C3IT), IEEE, 2015.

Andrzej Kąkol

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
e-mail: a.kakol@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki Automatyki i Politechniki Gdańskiej na kierunku automatyka i robotyka. Pracuje w Zespole Analiz Systemowych w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Instytutu Badawczego Oddział Gdańsk. Zainteresowania naukowe: automatyka zabezpieczeniowa, sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona.