

# Method of Distribution Network Reconfiguration at Daily Operation Scheduling

## Authors

Irina Golub  
 Oleg Voitov  
 Evgeny Boloev  
 Ludmila Semenova

## Keywords

distribution network, loss reduction, renewable power generation, reconfiguration, active energy consumer, graph theory

## Abstract

The paper suggests a two-stage optimization algorithm of daily load curves of a distribution network to decrease electricity purchase costs and determine a primary distribution network configuration in presence of renewable power generation or without it. The first stage includes optimization of the daily load curves of active consumers, which ensures decrease of electricity purchase costs considering its price and daily consumption invariability. At the second stage the problem distribution network reconfiguration is solved to decrease power losses in it. The numerical calculations for the test distribution networks confirm the efficiency of the suggested algorithms.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017205**

Received: 03.02.2017

Accepted: 22.03.2017

Available online: 30.06.2017

## 1. Introduction

The primary distribution networks (DN) are weakly closed. However, due to availability of normally open tie switches in different places among feeders they operate as open ones. The use of radial configuration is explained by convenient coordination of protection systems and decrease of short circuit currents. The normally closed sectionalizing switches which are used to disconnect one of the feeder sections exist in parallel with the normally open tie switches. Closing of the tie switch (TS) and opening of the corresponding sectionalizing switch (SS) result in a new radial DN configuration. This simple idea called a reconfiguration (RC) algorithm makes it possible to improve power supply reliability and to reduce power and voltage losses in DN, as well as to ensure more complete use of renewable power generation (RG) energy.

The publications suggest sets of the algorithms for DN RC to decrease its power losses. According to [1] these sets include: the algorithms of mixed integer and nonlinear programming, heuristic methods such as genetic algorithms, artificial neural networks, ant colony and harmony search. The other algorithms apply linear load flow for loss recalculation at network

RC considering that the nonlinear load flow will need more computing time. In [1] the simplified approaches to adjustment of currents and power losses are applied in combination with the algorithm for construction of a minimal spanning tree to solve the network RC problem. Supposedly this simplification did not allow the better solutions to be determined which were found by other algorithms, such as in [2].

Availability of high-speed programs for calculation of steady states [3], construction of the spanning tree and determination of the composition of branches of the independent loops by their chords [4] formed the base for their application to designing the suggested algorithm for RC of the primary DN to decrease power losses in it.

The power losses at the optimal configuration chosen for one of the conditions will not be minimal within the whole range of change in the load curve. Therefore, the DN RC or estimation of its feasibility should follow the load variation. In this case it is possible to choose such a configuration which ensures minimum daily power losses.

The work illustrates possibility for using the suggested algorithm for the hourly DN RC, in particular with the renewable energy

resources available in the network. The latter, in turn, are an effective means for reducing power losses. The work involves comparison of the effect of renewable generation and hourly RC on daily power losses, as well as their joint effect on the losses. Actually RG can be a basic source of meeting the territorially close loads. With RG reduction in losses will be the greater the larger the distance between the load and main power source is.

One more possibility for decreasing the hourly losses is to change hourly power consumption at the load nodes [5], which leads to change in the daily load curve and possible additional reduction of losses. With the constant DN configuration during a day the daily reduction of losses at power transmission from the DN supply node  $0$  to the consumption node  $j$  is possible by shifting its load from the most loaded hour to the less loaded hours. Let  $I_{0j}$  be the current transmitted from the supply node  $0$  to the consumption node  $j$  [6] at the most loaded hour of the daily load curve, then the power losses in this case will be equal to  $\Delta P_{0j} = 3I_{0j}^2 r_{0j}$ . At shifting current  $I_{0j}$  to  $k$  less loaded hours the total losses  $\Delta P_{0j}^{2k} = 3k(I_{0j}/k)^2 r_{0j}$  decrease by  $1/k$  times.

The suggested algorithm for optimization of the daily load curve of consumers takes into consideration an electricity price differentiated with respect to the time of the day. It allows the load of AC to be shifted from more loaded zones of the daily load curve to less loaded zones based on the criterion of maximum benefit for AC at such correction of consumption schedule. The algorithm includes the linear programming problem solution in terms of the preliminary calculation of admissible load flow [3] for each hour of the daily load curves. The losses can be reduced in addition to the obtained reduction owing to change of the active consumers AC load by both the hourly RC and the use of RG.

## 2. The algorithm for optimization of daily load curves

The problem is to minimize the costs on electricity purchase at prices which change during a day and is formulated as the linear programming problem [3]

$$\min \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n c_t P_{ii}^t \quad (1)$$

where:  $c_t$  – electricity price and  $P_{ii}^t$  – load of node  $i$  which correspond to hour  $t$  of the daily curves of electricity prices and nodal loads, at fulfillment of the following conditions: feasibility of

- changing the active loads of consumers

$$\underline{P}_{ii}^t \leq P_{ii}^t \leq \overline{P}_{ii}^t \quad (2)$$

- invariance of the daily energy consumption by each load

$W_t = \sum_{i=1}^n P_{ii}^t$  and, hence, the total daily energy consumption in the network  $W_\Sigma$

- maintenance of the balance the active  $P_\Sigma^t$  and reactive  $Q_\Sigma^t$  power taking into account losses  $\Delta P^t$ ,  $\Delta Q^t$  and generations  $P_g^t$ ,  $Q_g^t$  of the active and reactive power as well as the feasibility of changing the generations  $P_g^t$  and  $Q_g^t$  for each hour  $t$  and the specified value of  $tg\varphi_t$ .

$$P_\Sigma^t = \sum_{i=1}^n P_{ii}^t + \Delta P^t - P_g^t = 0$$

$$Q_\Sigma^t = \sum_{i=1}^n P_{ii}^t \cdot tg\varphi_i + \Delta Q^t - Q_g^t = 0$$

All the necessary information for solving problem (1) for each time interval is determined from the calculation of the admissible load flow of DN, considering the constraints on the state variables: nodal voltages, the active and reactive power generations, flows and currents in transmission lines. The admissible load flow of DN is also determined after solving problem (1), which is needed not only for estimation of admissibility of all variables obtained after loads correction, but for estimation of the effect of correction on the decrease of daily energy losses. If the admissible conditions are violated, constraints (2) are corrected and problem (1) is solved over again.

## 3. The algorithm for the spanning tree construction on the network graph

As a rule, the power losses in the closed network are lower than in the open network [7]. Therefore, at RC it is necessary to try that the power losses in the open network were close, if possible, to the power losses in the closed network.

The indicated condition can be fulfilled, if the spanning tree with the minimum sum of power losses in its chords will be constructed in the closed network. Such a criterion, however, can prove to be unacceptable, if in the branch with a higher current the resistance is practically equal to zero. Hence, the criterion with the minimum sum of current magnitudes of the chords is more reliable.

In the closed network the number of independent loops is equal to  $k = \ell - n + 1$ ,  $\ell$  – number of branches,  $n$  – number of nodes. The tree includes  $n - 1$  branches, and  $k$  branches are chords, which determine a system of independent loops. The branches of the same network graph can be divided into trees and chords in a different way, which depends on the order of their enumeration.

The algorithm for construction of the spanning tree on the closed network with minimum currents in the chords is based on the method of construction of the maximum spanning tree [8]. In this method the network graph branches are ordered by the current magnitude values descending in them. In the cycle from the number of branches the spanning tree sequentially comprises branches, one of the nodes or both nodes of which were not included in the tree as yet. If both nodes of the branch were included in the tree, such a branch is called a chord. As a result of algorithm work all branches of the network graph are referred either to the spanning tree branches or to the chords.

To determine the branches of each independent loop by their chords, it is necessary to construct a submatrix of the tree block of the second incidence matrix [9]

$$N_{tr} = -M_{ch}^T (M_{tr}^T)^{-1} \quad (3)$$

which contains the number of rows equal to the number of chords and the number of columns equal to the number of

tree branches, where  $M_{tr}$  and  $M_{ch}$  – submatrices of the first incidence matrix which correspond to the tree branches and chords. Formula (3) is used as the basis for the topological algorithms [10] for construction of the inverse submatrix  $(M_{tr}^T)^{-1}$  and the second incidence matrix.

Information on the spanning tree branches, chords and composition of the branches of independent loops is applied in the suggested algorithm for DN RC. The algorithm includes two stages. The composition of disconnected chords is determined at the first stage and at the second stage the spanning tree branches are replaced by the chords.

- 1.1. To determine a composition of chords the load flow is calculated, all branches are ordered by diminishing currents in them and the loop chords with minimum currents are determined.
- 1.2. The loops are ordered by the diminishing currents in chords 1.1 (by the rising currents in chords 1.2).
- 1.3. The loop chord with the maximum (minimum) current is open, then the load flow is recalculated and a new composition of

chords is determined and the remaining chords are open sequentially.

At the second stage the possible loss reduction is tested by substitution of the open chords for the spanning tree branches. The analysis starts with the closing of the chord of the first considered loop.

- 2.1. The network load flow is calculated. Availability of nodes with the degree above two is determined for the loop branches situated to the right and left of the right and left chord nodes. Such node to the right of the chord is denoted as  $j_{right}$  to the left of the chord as  $j_{left}$ .
- 2.2. Successive disconnection of each of the branches between nodes  $j_{right}$  and  $j_{left}$  on the side of the chord is simulated, and the load flow is calculated for each of such cases with determination of the total losses. The branch – old or new chord with the minimum total losses is disconnected. If in the loop there are no nodes with the degree above two, successive disconnection of all loop branches is simulated.

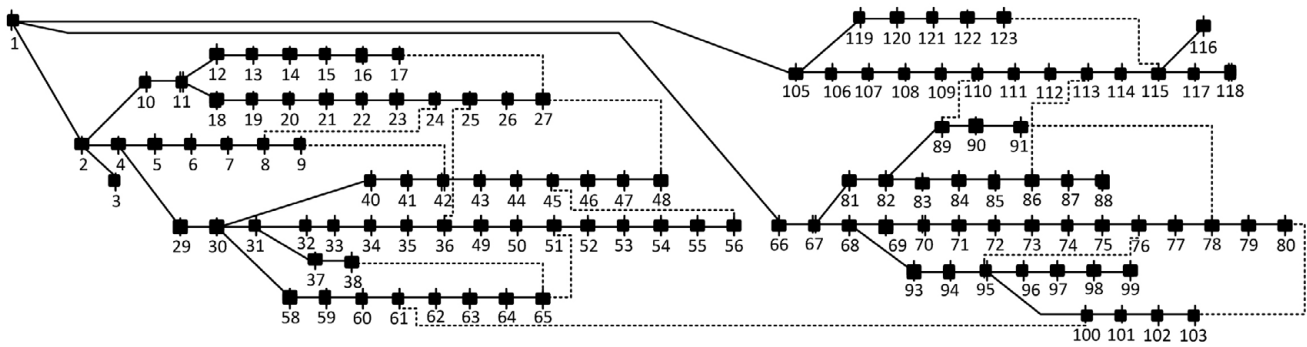


Fig. 1. The initial spanning tree of the test 119 nodal DN scheme

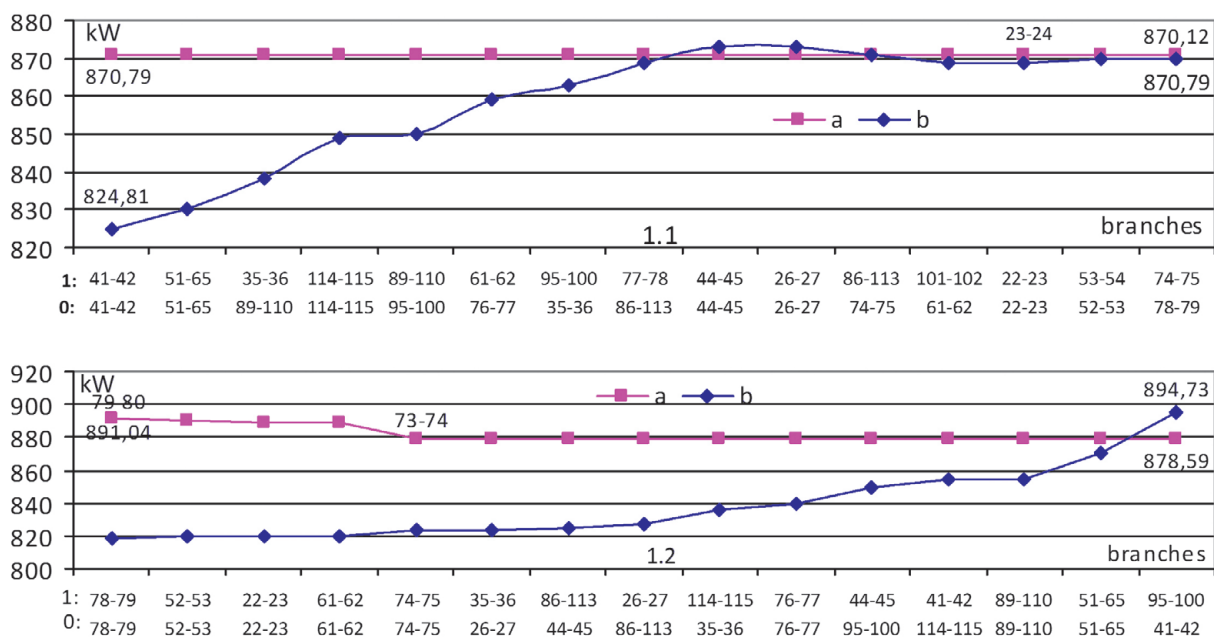


Fig. 2. Change in the power losses in the test network scheme (Fig. 1) for two variants (1.1 and 1.2) of the RC algorithm at: a – first, b – second stages (0 – initial composition of chords, 1 – chords obtained after the first stage; replacement of chords at the second stage is shown above the curves b)

2.3. It is advisable to repeat the second stage to estimate the possibility for additional replacement of branches in the tree.

Efficiency of the suggested algorithm for DN RC is confirmed by the example of the test 119 nodal IEEE scheme, Fig.1 [2]. The test scheme includes 15 TS. The branches with TSs indicated by the dotted lines are chords of the spanning tree shown in Fig. 1. With the closed TSs in the test scheme the power losses in it amount to 819.67 kW, at the open TSs they increase to 1298.5 kW.

Figure 2 presents curves which illustrate changing power losses in the test networks for variants 1.1 and 1.2 of the RC algorithm. Comparison of the results reveals that for variant 1.1 the composition of chords coincides with the composition in [2], allowing the maximum reduction of network losses from 1298.5 kW at the open TS to 870.12 kW. In variant 1.2 the losses will be higher equaling to 878.569 kW, but they will be lower for this scheme than those calculated by the other algorithms [11] and [12], the compositions of the open chords for which are given in [2]. For the first algorithm the losses are 887.54 kW, and for the second – 887.55 kW. The RC algorithm is shown to be successfully applied to reduce power losses at each hour of the daily load curve.

#### 4. The hourly distribution network RC

Let us illustrate the efficiency of using the suggested algorithms for DN RC to reduce power losses at each hour of change in the daily load power curves which are equal to the energy values average for an hour. The study of the effect of available RG sources and AC on the losses of the hourly RC will be carried out on the example of the Baran 33 – bus system [11], Fig. 3 with 37 SSs and 5 TSs. The scheme with the open TSs is called initial.

The daily curve of the hourly change in active and reactive loads at nodes 1–32 and change in the active generating capacity of RG sources at nodes 6, 9, 13, 32 are taken from the work [13],

which deals with the problem of loss reduction at the hourly DN RC. The commercial loads at nodes 23 and 24 with the maximum daily power consumption totaling 10844.4 kWh are chosen as the nodes with active participation of end users – AC.

Comparison of losses in the first line of Table 1 shows that RG has a greater influence on losses than the network RC, and their simultaneous use ensures more than twice decrease of losses as compared to the losses in DN without it. At the same time availability of RG results in both change of power flows in the lines and change in their directions and, hence, in increase of the total number of switchings shown in the brackets in Tab. 1 for the daily RC.

Regulation of the daily load curve of AC is additionally effective for reduction of losses. Such an effect is the greater the greater the change in the value of regulation ranges of the maximum load powers. Change in the costs at redistribution of AC powers is given in the third column of Tab. 1 and shown in Fig. 4.

Change in the hourly energy losses in DN for the total losses indicated in Tab. 1 as a, a1, b, b1, c, c1, d, d1 is illustrated in Fig. 5, curve b2 corresponds to hourly losses for the switchings in the Baran 33 – bus system which are determined in work [13]. Despite the fact that curves b1 and b2 run into one curve and difference in the daily losses does not exceed 1%, the switchings chosen by these algorithms coincide not for each hour.

Figure 6a presents the values of daily energy losses for the DN configurations invariable during a day which coincide with each hourly configuration obtained for DN with RG. Their comparison with the value of the total losses in Fig. 6b for DN with RG which is equal to 636.98 kWh shows that the maximum difference of losses for the second hour is  $\Delta W^2 = 226.44$  kWh, and the for the fifteenth hour  $\Delta W^{15} = 36.63$  kWh.

Comparison of the switching cost at the hourly RC with the additional costs on losses due to the absence of RC allows the

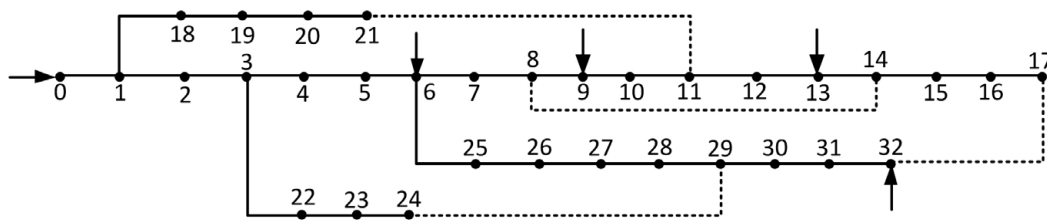


Fig. 3. The scheme of the 33 nodal DN, lines with TSs are shown by the dashed lines

	Change in $P_{max}$ of AC	Decrease of AC costs	Unavailability of RG		Availability of RG	
			Without RC	With RC	Without RC	With RC
	kW [%]	p.u.	kWh	kWh	kWh	kWh
1	0	0	a-1513,97	a1-1055,95 (16)	b-829,37	b1-636,98 (76)
2	-6	58,75	1504,69	1051,56 (22)	821,63	630,96 (78)
3	-14	144,46	1493,31	1039,17 (16)	812,85	623,14 (78)
4	-18	180,50	1488,83	1032,19 (16)	809,50	620,11(74)
5	-26	258,91	c-1481,47	c1-1017,07 (6)	d-803,58	d1-613,91(76)

Tab. 1. Total daily energy losses (kWh) in DN with and without consideration of RG, RC and availability of AC

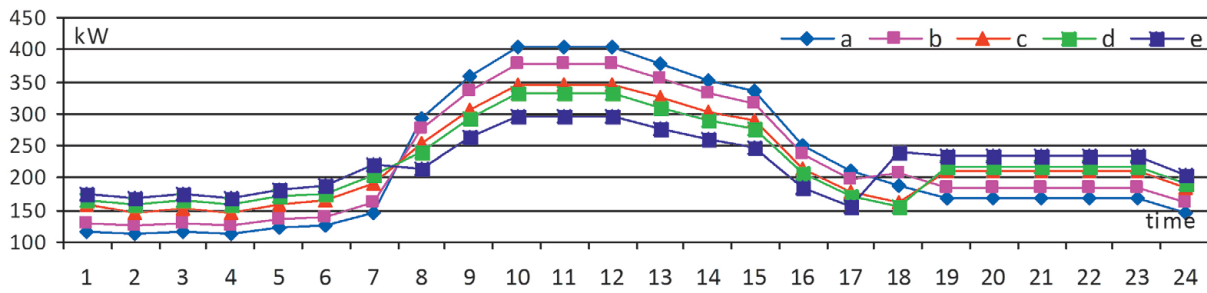


Fig. 4. Change in the daily load curve of AC at nodes 23, 24 at decrease of the maximum load values for the tenth, eleventh and twelfth hours by 6% – b), 14% – c), 18% – d) and 26% – e) as compared to the initial curve a)

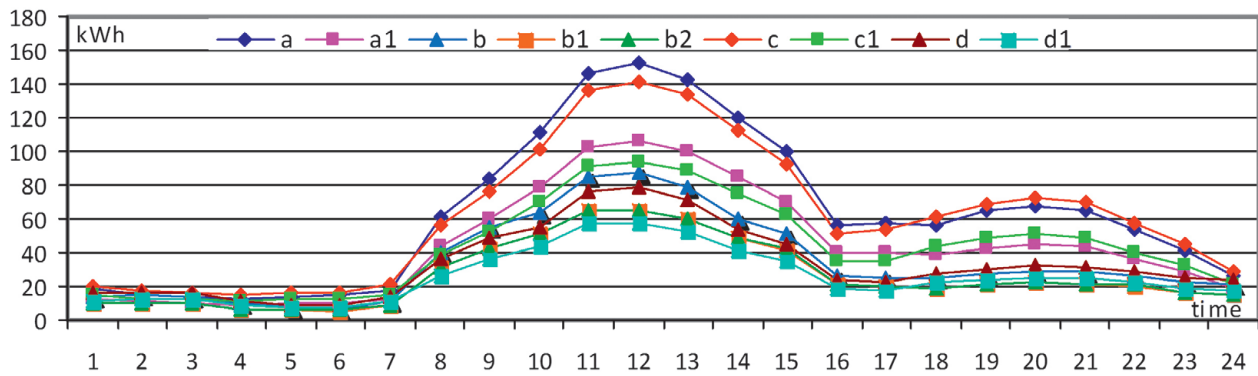


Fig. 5. Change in the hourly energy losses in DN with and without RC, availability of RG sources and AC (the legend corresponds to the notations: a, a1, b, b1, c, c1, d, d1 in Tab. 1, and b2 – the solution obtained in [13])

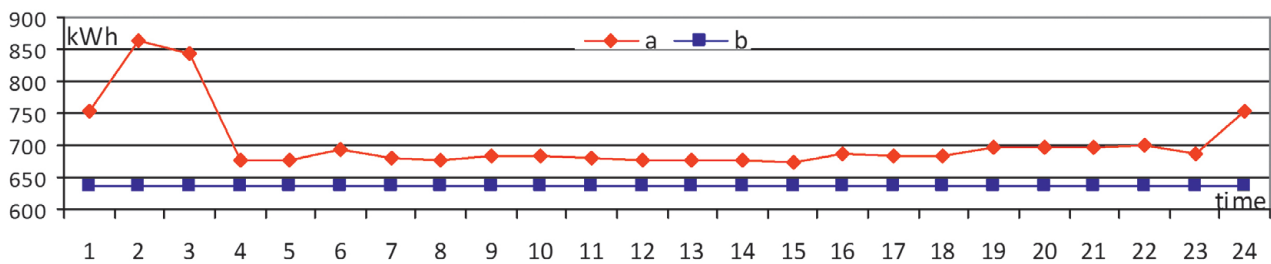


Fig. 6. Comparison of the total daily energy losses at constant DN configuration determined for each hour of a day for DN with RG: a) with the value of total losses – b), which correspond to the value of b1, Tab. 1

estimation of its expediency. Expediency of maintaining the configuration during a day which is determined for the fifteenth hour can be estimated by the expression

$$c_{\Delta P} \cdot \Delta W^{15} > c_{sw} \cdot N_{sw}$$

where  $c_{\Delta P}$  – price of power losses,  $c_{sw}$  – price of one switching,  $N_{sw}$  – total number of switchings.

RC will be expedient, if the cost of switching is lower than the cost of daily energy losses.

### 5. Conclusions

1. The topological algorithm for DN RC is generated to reduce power losses, and the possibility for its application to the

hourly DN RC, in particular with availability of renewable energy resources in DN is shown.

2. The algorithm for optimization of the daily load curve of AC by the criterion of minimization of the costs on electricity purchase which also makes possible reduction of losses in DN is suggested.
3. The work studies the influence of renewable energy sources, hourly RC, optimization of the load curve of AC and their joint use on the daily energy losses.
4. The possibility for choosing the invariable DN configuration which supports the daily energy losses comparable with the losses determined at the hourly DN RC.
5. The numerical results for the test DN's confirmed the efficiency of using the suggested algorithms.

## REFERENCES

---

1. Ahmadi H., Marti J.R., "Minimum – loss network RC: A minimum spanning tree problem", *Sustainable Energy Grids and Networks*, Vol. 1, 2015, ELSEVIER, pp. 1–9.
  2. Zhang D., Zhang Z., Fu. I., "An improved TS algorithm for minimum reconfiguration in large-scale distribution systems", *Electric Power Systems Research*, Vol. 77 (5–6), 2007, pp. 685–694.
  3. Voitov O.N., "Analysis and optimization of steady states of energy systems", System studies in energy, Retrospective of scientific schools at SEI-ISEM, Editor in chief N.I. Voropai, Nauka, Novosibirsk 2010 (in Russian).
  4. Gamm A.Z., Golub I.I., "Observability of electric power systems", Nauka, Novosibirsk 1990 (in Russian).
  5. Voropai N.I. et al., "Optimization of daily load curves of active consumers", *Bulletin of RAS, Energy*, No. 1, 2014, pp. 84–90.
  6. Gamm A.Z. et al., "The tracing method for load flow for electric power engineers", Publishing House of NSTU, Novosibirsk 2016 (in Russian).
  7. Glazunov A.A., "Electric networks and systems", Gosenergoizdat, Moscow 1960 (in Russian).
  8. Mainika E., "Algorithms for optimization on networks and graphs", Mir, Moscow 1981 (in Russian).
  9. Melnikov N.A., "The matrix method for analysis of electric circuits", Energiya, Moscow 1972 (in Russian).
  10. Gursky S.K., "Algorithmization of condition control problems for bulk power systems", Nauka i tekhnika, Minsk 1977 (in Russian).
  11. Baran M.E., Wu F.F., "Network RC on distribution systems for loss reduction and load balancing", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 2, 1989, pp.1401–1407.
  12. Mishima Y. et al., "Method for minimum-loss RC of distribution system by tabu search", *Electrical Engineering in Japan*, Vol. 152 (2), 2005, pp. 1149–1155.
  13. Dorostkar-Ghamsari M.R. et al., "Value of distribution network RC in presence of renewable energy resources", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No.3, 2016, pp. 1879–1888.
- 

### Irina I. Golub

Institute of Russian Academy of Sciences

e-mail: golub@isem.irk.ru

Graduated from Moscow Power Institute as electrical engineer. She has worked at ISEM SB RAS, Irkutsk since 1972. Her scientific interests are connected with power system state analysis.

### Oleg N. Voitov

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences

e-mail: sdo@isem.irk.ru

Graduated from Moscow Power Institute as electrical engineer. He has worked at ISEM SB RAS, Irkutsk since 1971. His scientific interests are connected with power system state analysis. He is a leading researcher.

### Ludmila V. Semenova

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences

e-mail: cdo@isem.irk.ru

Graduated from Irkutsk National Research Technical University as electrical engineer. She is a postgraduate student at ISEM SB RAS, Irkutsk since 1985.

### Evgeny V. Boloev

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences

e-mail: boloev@isem.irk.ru

He received the diploma of electrical engineer from Angarsk Technological University in 1998 and finished postgraduate course at ESI SB RAS.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–62. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Metoda rekonfiguracji sieci w codziennym działaniu

### Autorzy

Irina I. Golub  
Oleg V. Voitov  
Evgeny N. Boloev  
Ludmila N. Semenova

### Słowa kluczowe

sieć dystrybucyjna, redukcja strat, generacja mocy ze źródeł odnawialnych, rekonfiguracja, aktywny odbiorca energii, teoria grafów

### Streszczenie

W poniższym artykule zaproponowano dwustopniowy algorytm optymalizacji dobrego wykresu obciążenia sieci dystrybucyjnej w celu obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej oraz określenia konfiguracji sieci pierwotnej z uwzględnieniem lub bez uwzględnienia źródeł odnawialnych. Pierwszy etap polega na optymalizacji dobrego wykresu obciążenia dla aktywnych odbiorców energii, co zapewni spadek kosztów zakupu energii ze względu na niezmiennosc cen i poziom zużycia energii. W drugim etapie zajęto się problemem rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej w celu zmniejszenia strat mocy z sieci. Przeprowadzone obliczenia numeryczne dla testowej sieci dystrybucyjnej potwierdzają efektywność proponowanych algorytmów.

Data wpływu do redakcji: 03.02.2017

Data akceptacji artykułu: 22.03.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

### 1. Wprowadzenie

Pierwotne sieci dystrybucyjne (DN – *distribution networks*) są budowane jako zamknięte. Jednakże, ze względu na obecność przeważnie otwartych łączników w różnych miejscach linii zasilających, działają jak otwarte. Sieci promieniowe są wykorzystane ze względu na wygodę w koordynacji układu zabezpieczeń oraz w celu obniżenia prądów zwarciovych. Zwykle zamknięte łączniki sekcyjne, wykorzystywane do odłączania poszczególnych sekcji zasilających, są umieszczone równolegle do (normalnie otwartych) łączników podziałowych. W wyniku zamknięcia łącznika podziałowego (TS – *tie switch*) i otwarcia odpowiadającego mu łącznika sekcyjnego (SS – *sectionalizing switch*) powstaje nowa, promieniowa konfiguracja sieci dystrybucyjnej. Prosty algorytm, jakim jest algorytm rekonfiguracji (RC), pozwala zwiększyć niezawodność dostaw energii oraz zmniejszyć straty mocy i napięcia w sieci, jak również zapewnić lepsze wykorzystanie energii produkowanej w źródłach odnawialnych (RG – *renewable generation*). W niniejszym artykule zaproponowano zestaw algorytmów rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej powodujących zmniejszenie strat mocy. Według [1] zestaw ten obejmuje: częściowo całkowite i nieliniowe programowanie, metody heurystyczne, np. algorytmy genetyczne, sztuczne sieci neuronowe, algorytm mrówkowy i HSA. Inne algorytmy stosują liniowe obciążenie przepływu do przeliczania rekonfiguracji sieci ze względu na fakt, że stosowanie nieliniowych obciążeń przepływu wydłużałoby obliczenia. W [1] zastosowano uproszczone podejście do dopasowywania prądów i strat mocy w połączeniu z algorytmami służącymi do tworzenia konstrukcji o minimalnym drzewie rozpinającym, aby rozwiązać zagadnienie rekonfiguracji sieci. Rzekomo to uproszczenie nie pozwalało na znalezienie dokładniejszych rozwiązań,

określanych przez algorytmy takie jak w [2].

Dostępność szybkich programów do obliczania stanów ustalonych [3], konstrukcji drzewa rozpinającego i określania składu gałęzi niezależnych pętli na podstawie ich cięciwy [4] stworzyła podstawę do zastosowania ich w projektowaniu proponowanych algorytmów rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej, w celu zmniejszenia strat wewnątrz niej.

Straty mocy przy optymalnej konfiguracji, wybranej dla określonych warunków, nie będą minimalne dla dowolnych warunków krzywej obciążenia. Dlatego zmienne obciążenie powinno prowadzić do rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej lub oszacowania jej wykonalności. W takim przypadku możliwe jest dobranie takiej konfiguracji, która zapewniłaby minimalne dzienne straty mocy (straty energii).

Niniejsza praca ilustruje możliwości wykorzystania proponowanego algorytmu dla godzinowej rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej, zwłaszcza gdy do sieci podłączone są także źródła odnawialne. Te ostatnie są skutecznym środkiem obniżającym straty mocy. W pracy zawarto porównanie wpływu generacji ze źródeł odnawialnych i rekonfiguracji godzinowej na dzienne straty mocy, jak również ich wspólny wpływ na straty. W praktyce źródła odnawialne mogą być środkiem łączącym terytorialnie bliskie obciążenia. Im większa odległość pomiędzy obciążeniem a głównym źródłem mocy, tym większy będzie wpływ źródeł odnawialnych na redukcję strat.

Kolejną możliwością obniżenia strat godzinowych jest zmiana zużycia energii w obciążonych punktach [5], co prowadzi do zmiany w krzywej dobowej zapotrzebowania i możliwej dodatkowej redukcji strat. Przy stałej konfiguracji sieci w ciągu dnia dobową redukcję strat przy przesłaniu mocy z punktu zasilania 0 do punktu odbioru  $j$  jest możliwa, jeśli przesunie się część obciążenia

z godzin szczytu zapotrzebowania na czas o mniejszym zapotrzebowaniu. Niech  $I_{0j}$  będzie prądem przesyłanym z punktu zasilania 0 do punktu odbioru  $j$  [6] podczas godzin o największym obciążeniu na krzywej zapotrzebowania. Wtedy straty mocy będą wynosiły  $\Delta P_{0j} = 3I_{0j}^2 r_{0j}$ . W przypadku przesunięcia prądu  $I_{0j}$  na  $k$  razy mniej obciążoną godzinę, całkowite straty  $\Delta P_{0j}^{zk} = 3k(I_{0j}/k)^2 r_{0j}$  zmniejszają się  $1/k$  razy. Proponowany algorytm optymalizacji krzywej dobowej zapotrzebowania odbiorców uwzględnia różnice w cenach energii elektrycznej w zależności od pory dnia. Pozwala to na przesunięcie obciążenia z okresów bardziej obciążonych na okresy o mniejszym obciążeniu, według kryterium maksymalnych korzyści z takiej korekty rozkładu odbioru. Algorytm wykorzystuje programowanie liniowe do wstępnego obliczenia dopuszczalnych obciążeń przepływu [3] dla każdej godziny krzywej dobowej zapotrzebowania. Dodatkowe zmniejszenie strat może być osiągnięte dzięki zmianie obciążenia przez aktywnych odbiorców za pomocą rekonfiguracji godzinowej oraz wykorzystaniu źródeł odnawialnych.

### 2. Algorytm optymalizacji krzywej dobowej zapotrzebowania

Zadanie polega na minimalizacji kosztów zakupu energii elektrycznej po cenach, które zmieniają się w ciągu dnia. Jest ono sformułowane jako zagadnienie programowania liniowego [3]

$$\min \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n c_t P_i^t \quad (1)$$

gdzie:  $c_t$  – cena energii elektrycznej oraz  $P_i^t$  – obciążenie w punkcie  $i$ , który odpowiada godzinie  $t$  na krzywej dobowej cen energii i obciążenia węzłowych, przy spełnieniu następujących warunków:

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–62. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- realność zmian dynamicznego obciążenia odbiorców

$$P_{li}^t \leq P_{li}^t \leq P_{li}^t \quad (2)$$

- niezmiennosc dobowego poboru energii

$$\text{dla każdego obciążenia } W_i = \sum_t P_{li}^t \text{ i,}$$

na skutek tego dobowego poboru energii z sieci  $W_{\Sigma}$

- utrzymanie stałości wartości mocy czynnej  $P_{\Sigma}^t$  i mocy biernej, biorąc pod uwagę straty  $\Delta P^t, \Delta Q^t$  i generację  $P_g^t, Q_g^t$  mocy czynnej i biernej oraz realność zmian wytwarzania  $P_g^t$  i  $Q_g^t$  dla każdej godziny  $t$  oraz określoną wartość  $tg\varphi_t$

$$P_{\Sigma}^t = \sum_{i=1}^n P_{li}^t + \Delta P^t - P_g^t = 0$$

$$Q_{\Sigma}^t = \sum_{i=1}^n P_{li}^t \cdot tg\varphi_i + \Delta Q^t - Q_g^t = 0$$

Wszystkie dane niezbędne do rozwiązania (1) dla każdego przedziału czasowego wynikają z obliczeń dopuszczalnego obciążenia sieci, z uwzględnieniem ograniczeń na parametry stanu: napięcie węzłowych, generacji mocy czynnej i biernej, przepływów i prądów w liniach przesyłowych. Na dopuszczalne obciążenie sieci ma również wpływ rozwiązanie (1). Jest ono potrzebne nie tylko do oszacowania dopuszczalnych parametrów uzyskanych po korekcie obciążeń, ale także do oszacowania wpływu korekty na spadek dobowych strat energii. Jeżeli nie są spełnione wymagane warunki, ograniczenia (2) są poprawiane i zagadnienie (1) jest liczone jeszcze raz.

### 3. Algorytm konstrukcji drzewa rozpinającego grafu sieci

Z założenia straty mocy w sieci zamkniętej są niższe niż w sieci otwartej [7]. Dlatego przy rekonfiguracji należy się postarać, aby straty w sieci otwartej były jak najbliższe stratom w sieci zamkniętej.

Wskazane warunki mogą być spełnione, jeśli drzewo rozpinające o najmniejszej sumie strat w cięciwach będzie utworzone w sieci zamkniętej. Jednakże takie kryterium może okazać się niemożliwe, jeśli w gałęzi z najwyższym prądem opór jest niemal równy zeru. Dlatego kryterium najniższej sumy wartości prądów w cięciwie jest najbardziej niezawodne.

W zamkniętej sieci liczba niezależnych pętli jest równa  $k = \ell - n + 1$ ,  $\ell$  – liczba gałęzi,  $n$  – liczba węzłów. Drzewo zawiera  $n - 1$  gałęzi, przy czym  $k$  gałęzi to cięciwy, co pozwala na określenie układu niezależnych pętli. Gałęzie jednego grafu mogą być podzielone na drzewa i cięciwy na różne sposoby, w zależności od kolejności ich numeracji.

Algorytm konstrukcji drzewa rozpinającego na zamkniętej sieci z minimalnym prądem w cięciwach bazuje na metodzie konstrukcji maksymalnego drzewa rozpinającego [8]. W tej metodzie gałęzie grafu sieci są uporządkowane według wartości prądu wewnątrz nich. W trakcie cyklu drzewo rozpinające, składające się z kilku gałęzi, kolejno obejmuje sąsiadujące gałęzie oraz jeden lub oba węzły, które jak dotąd nie należały do drzewa. Jeśli oba węzły gałęzi należały do drzewa, taka gałąź nazywana jest cięciwą. W związku z działaniem algorytmu wszystkie gałęzie grafu sieci odnoszą się albo do gałęzi drzewa rozpinającego, albo do cięciw.

Aby określić gałęzie każdej niezależnej pętli przez ich cięciwy niezbędne jest stworzenie podmacierzy bloku drzewa jako macierzy drugiego stopnia [9]

$$N_{tr} = -M_{ch}^T (M_{tr}^T)^{-1} \quad (3)$$

które liczba wierszy równa jest liczbie cięciw, a liczba kolumn równa się liczbie gałęzi, gdzie  $M_{tr}$  i  $M_{ch}$  – podmacierze macierzy pierwszego stopnia odpowiadają gałęziom i cięciwom. Wzór (3) jest podstawą algorytmów topologicznych [10]

tworzenia odwróconych podmacierzy  $(M_{tr}^T)^{-1}$  i macierzy drugiego stopnia.

Informacje o gałęziach drzew rozpinających, cięciwach i ułożeniu gałęzi niezależnych pętli są wykorzystane w proponowanym algorytmie dla rekonfigurowanej sieci dystrybucyjnej. Algorytm jest dwustopniowy. Układ niepołączonych cięciw jest określony w stopniu pierwszym, a w stopniu drugim gałęzie drzewa rozpinającego zamieniane są na cięciwy.

1.1. Aby określić układ cięciw, liczony jest przepływ obciążeń. Wszystkie gałęzie są segregowane według prądów wewnątrz nich, malejąco i określane są cięciwy pętli o najmniejszych prądach.

1.2. Pętle są numerowane według malejących prądów w cięciwach 1.1 (według rosnących prądów w cięciwach 1.2).

1.3. Cięciwa pętli z maksymalnym (minimalnym) prądem jest otwarta, następnie przepływ obciążeń jest liczony ponownie i zostaje określony nowy układ cięciw, a pozostałe cięciwy są kolejno otwierane.

W drugiej fazie sprawdzana jest potencjalna redukcja strat przez zastąpienie otwartych cięciw gałęzi drzewa rozpinającego. Analiza rozpoczyna się od zamknięcia cięciwy pierwszej rozważanej pętli.

2.1. Liczony jest strumień obciążeń sieci.

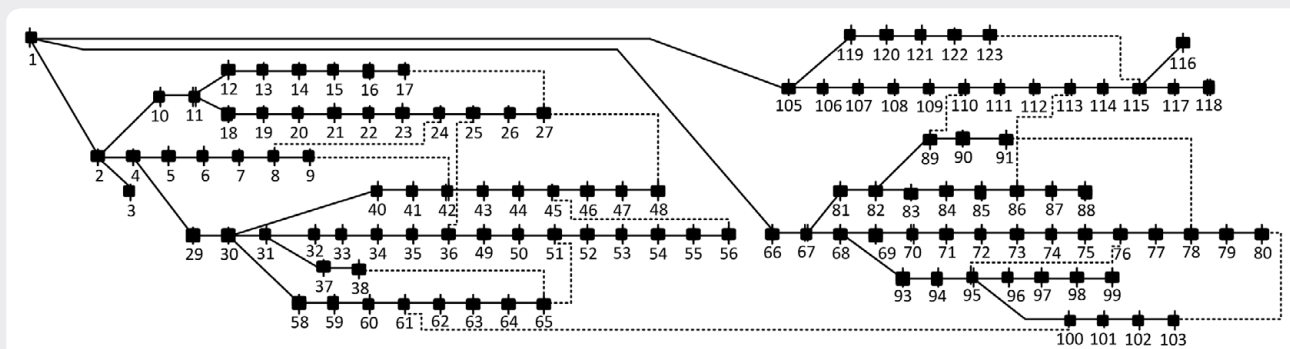
Dostępność węzłów o stopniu powyżej dwóch jest określona dla gałęzi pętli po prawej i po lewej stronie prawego i lewego węzła cięciwy. Węzeł z prawej strony cięciwy jest oznaczony przez  $j_{right}$  a z lewej przez  $j_{left}$ .

2.2. Symulowane są kolejne rozłączenia każdej z gałęzi pomiędzy węzłami  $j_{right}$  i  $j_{left}$  na cięciwie, a dla każdego przypadku obliczany jest przepływ obciążenia i wyznaczane są całkowite straty. Gałąź – stara bądź nowa cięciwa o minimalnych stratach całkowitych jest odłączana. Jeżeli w pętli nie ma węzłów o stopniu powyżej dwóch, symulowane jest odłączenie wszystkich gałęzi pętli.

2.3. Zaleca się powtórzenie drugiej fazy w celu oszacowania prawdopodobieństwa dodatkowych zmian gałęzi drzewa.

Efektywność proponowanego algorytmu dla rekonfigurowanej sieci dystrybucyjnej potwierdza schemat testowy węzłowy IEEE 119, rys. 1 [2]. Testowy schemat zawiera 15 łączników TS. Gałęzie z łącznikami TS oznaczone liniami punktowymi to cięciwy drzewa rozpinającego, pokazanego na rys. 1. Dla zamkniętych łączników schematu testowego straty mocy wynoszą 819,67 kW, dla otwartych łączników wzrastają do 1298,5 kW.

Na rys. 2 pokazano krzywe strat mocy w sieci testowej dla wariantów 1.1 i 1.2 algorytmu rekonfiguracji. Porównanie wyników pokazuje, że dla wariantu 1.1 układ cięciw pokrywa się z układem w [2], co pozwala na maksymalną redukcję strat w sieci z 1298,5 kW dla otwartego łącznika do 870,12 kW. W wariancie 1.2 straty będą większe i wyniosą 878,569 kW. Pomimo to będą one niższe dla tego schematu niż te policzone za pomocą algorytmów [11, 12] określających układ z otwartymi cięciwami, podany w [2]. Dla pierwszego algorytmu straty wynoszą 887,54 kW, a dla drugiego – 887,55 kW. Algorytm rekonfiguracji może być zastosowany do zmniejszenia strat

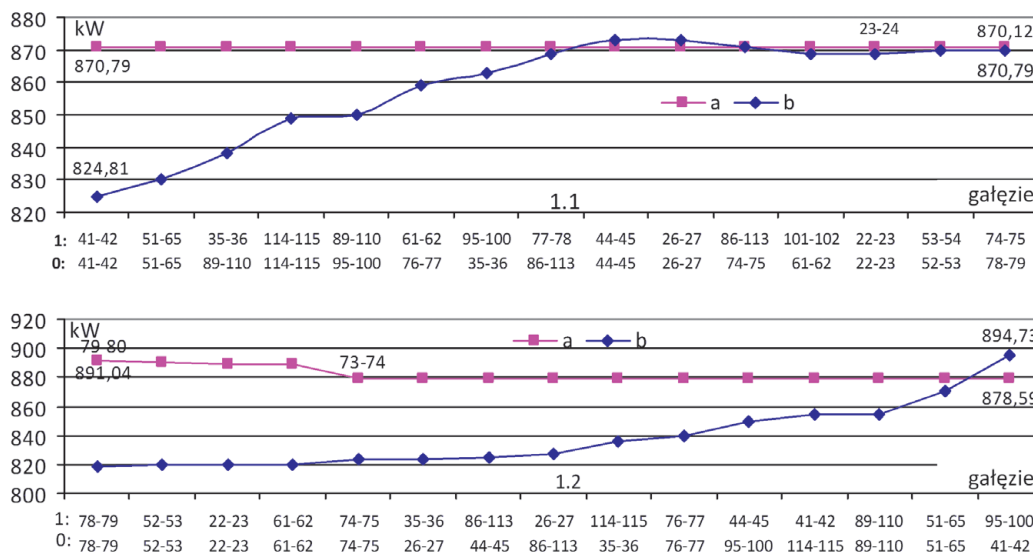


Rys. 1. Pierwotne drzewo rozpinające schematu testowej sieci węzłowej 119



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–62. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Zmiana strat mocy w schemacie sieci testowej (rys. 1) dla dwóch wariantów (1.1 i 1.2) algorytmu rekonfiguracji: a – pierwsza, b – druga faza (0 – początkowe ułożenie cieciew, 1 – cieciewy uzyskane po pierwszej fazie; zamiana cieciew w drugiej fazie jest pokazana jako krzywa b)

mocy w każdej godzinie na krzywej dobowej zapotrzebowania.

#### 4. Godzinowa rekonfigurowana sieć dystrybucji

Pokażmy efektywność wykorzystywania proponowanych algorytmów dla rekonfigurowanej sieci w celu redukcji strat w każdej godzinie na krzywej dobowej zapotrzebowania. Są one równe średnim wartościom energii na godzinę. Badanie wpływu dostępnych źródeł odnawialnych i aktywnych odbiorców na godzinowe straty zostanie przedstawione na przykładzie systemu magistrali Baran 33 [11], rys. 3 z 37 łącznikami sekcyjnymi SS i 5 łącznikami TS.

Schemat, na którym łączniki TS są otwarte, jest nazywany początkowym.

Dobowy wykres godzinowych zmian mocy czynnej i biernej w węzłach 1–32 oraz generacji mocy przez źródła odnawialne w węzłach 6, 9, 13, 32 zostały przyjęte na podstawie pracy [13], która traktuje o redukcji strat mocy w sieci rekonfigurowanej. Węzły 23 i 24 o dziennym zużyciu energii wynoszącym 10 844,4 kWh są wybrane jako te, na które mogą aktywnie oddziaływać odbiorcy końcowi.

Porównanie strat mocy w pierwszym wierszu tab. 1 pokazuje, że wpływ źródeł odnawialnych na straty jest większy niż rekonfiguracja sieci, a ich kombinacja

zapewnia ponad dwukrotny spadek strat w porównaniu ze stratami w sieci bez tych elementów. Jednocześnie występowanie źródeł odnawialnych skutkuje zarówno zmianą przepływu mocy, jak i zwiększeniem łącznej liczby przełączeń, pokazanych w tab. 1 w nawiasach.

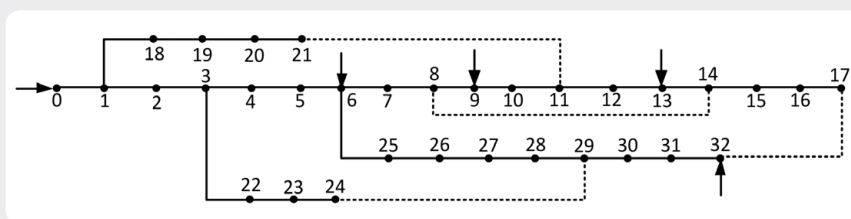
Regulacja krzywej dobowej zapotrzebowania aktywnych odbiorców ma dodatkowy wpływ na obniżanie strat. Wpływ ten jest tym większy, im większa jest zmiana wartości maksymalnego obciążenia. Zmiana kosztów redystrybucji mocy do aktywnych odbiorców jest przedstawiona w trzeciej kolumnie tab. 1 i pokazana na rys. 4.

Zmiana godzinowych strat energii w sieci do całkowitych strat wskazana jest w tab. 1 jako a, a1, b, b1, c, c1, d, d1 pokazane na rys. 5, krzywa b2 odpowiada godzinowym stratom na łączniki w systemie magistrali Baran 33 – określone w [13]. Pomimo że krzywe b1 i b2 łączą się w jedną linię, a różnice dobowych strat nie przekraczają 1%, przełączenia wybrane przez te algorytmy nie pokrywają się dla poszczególnych godzin.

Wykres linii a na rys. 6 przedstawia wartości strat energii w ciągu doby dla sieci dystrybucyjnej o niezmiennym układzie, co pokrywa się z godzinowymi ustawieniami dla sieci ze źródłami odnawialnymi. Porównanie z całkowitymi stratami (wykres linii b na rys. 6) dla sieci ze źródłami odnawialnymi, które są równe 636,98 kWh pokazuje, że maksymalna różnica strat w drugiej godzinie wynosi  $\Delta W^2 = 226,44$  kWh, natomiast w piętnastej  $\Delta W^{15} = 36,63$  kWh.

Porównanie kosztów przełączeń przy rekonfiguracji godzinowej sieci z dodatkowymi kosztami wynikającymi z niższej sprawności ze względu na brak rekonfiguracji pozwala oszacować jej stosowność. Stosowność utrzymywania stałej konfiguracji w ciągu dnia jest określona dla piętnastej godziny i może być oszacowana na podstawie

$$c_{\Delta P} \cdot \Delta W^{15} > c_{sw} \cdot N_{sw}$$



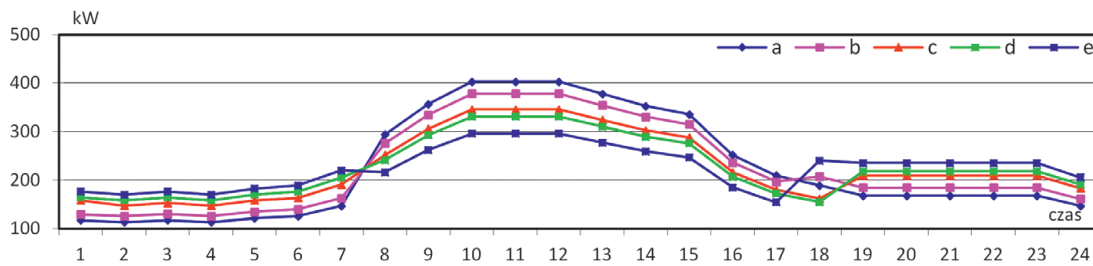
Rys. 3. Schemat 33-węzłowej sieci, linie z łącznikami TS są oznaczone liniami przerywanymi

	Zmiana w $P_{\max}$ aktywnych odbiorców	Obniżenie kosztów aktywnych odbiorców	Niedostępność RG		Dostępność RG	
			bez RC	z RC	bez RC	z RC
	kW [%]	jednostkowo	kWh	kWh	kWh	kWh
1	0	0	a-1513,97	a1-1055,95 (16)	b-829,37	b1-636,98 (76)
2	-6	58,75	1504,69	1051,56 (22)	821,63	630,96 (78)
3	-14	144,46	1493,31	1039,17 (16)	812,85	623,14 (78)
4	-18	180,50	1488,83	1032,19 (16)	809,50	620,11(74)
5	-26	258,91	c-1481,47	c1-1017,07 (6)	d-803,58	d1-613,91(76)

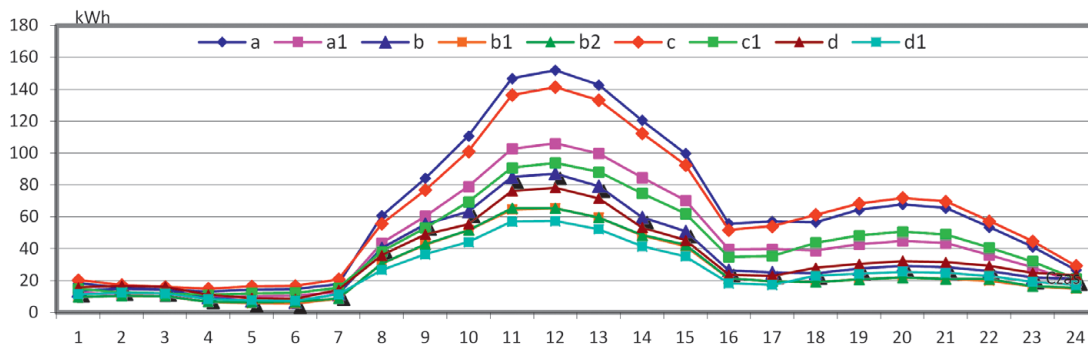
Tab. 1. Łączne dobowe straty energii (kWh) w sieci z uwzględnieniem i bez uwzględnienia źródeł odnawialnych, rekonfiguracji i aktywnych odbiorców

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–62. When referring to the article please refer to the original text.

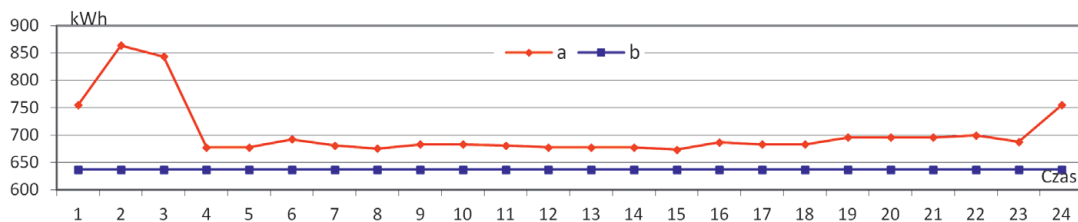
PL



Rys. 4. Zmiana krzywej dobowej zapotrzebowania aktywnych odbiorców w węzłach 23 i 24, przy spadku maksymalnego obciążenia dla dziesiątej, jedenastej i dwunastej godziny o 6% – b), 14% – c), 18% – d) oraz 26% – e) w porównaniu z pierwotną krzywą a)



Rys. 5. Zmiana godzinnych strat energii w sieci dystrybucyjnej z rekonfiguracją i bez rekonfiguracji oraz aktywnych odbiorców (legenda odpowiada oznaczeniom: a, a1, b, b1, c, c1, d, d1 w tab. 1, i b2 – wynik uzyskany w [13])



Rys. 6. Porównanie całkowitych dobowych strat energii w sieci o stałej konfiguracji, określonej dla każdej godziny dnia ze źródełami odnawialnymi: a) o wartości strat całkowitych – b) odpowiada wartości b1, tab. 1

gdzie:  $C_{\Delta P}$  – cena strat mocy,  $C_{SW}$  – cena przełączenia,  $N_{pr}$  – łączna liczba przełączeń. Rekonfiguracja będzie sensowna, jeśli koszt przełączeń będzie niższy niż koszt codziennych strat energii.

### 5. Wnioski

1. Przedstawiono algorytm sortowania topologicznego. Jego celem jest redukcja strat mocy i możliwość aplikacji do sieci, szczególnie tam, gdzie są też włączone odnawialne źródła energii.
2. Algorytm optymalizacji krzywej dobowej zapotrzebowania aktywnych odbiorców bazuje na kryterium minimalizacji kosztów zakupu energii elektrycznej, co pozwala także na obniżenie strat w sieci dystrybucyjnej.
3. W pracy zbadano wpływ odnawialnych źródeł energii, rekonfiguracji godzinowej, optymalizacji krzywej zapotrzebowania aktywnych odbiorców oraz ich łączny wpływ na dobowe straty energii.

4. Możliwość wybrania niezmienniej konfiguracji sieci, w której straty byłyby porównywalne do strat w sieci z rekonfiguracją godzinową.
5. Obliczenia numeryczne dla sieci testowej potwierdziły efektywność wykorzystania proponowanych algorytmów.

### Bibliografia

1. Ahmadi H., Marti J.R., Minimum – loss network RC: A minimum spanning tree problem [Sieć RC o niskich stratach: zagadnienie minimalnego drzewa rozpinającego], *Sustainable Energy, Grids and Networks* 2015, t. 1, s. 1–9.
2. Zhang D., Zhang Z., Fu I., An improved TS algorithm for minimum reconfiguration in large-scale distribution systems [Ulepszony algorytm TS minimalnej rekonfiguracji w wielkoskalowych systemach dystrybucyjnych], *Electric*

*Power Systems Research* 2007, t. 77, nr (5–6), s. 685–694.

3. Voitov O.N., Analysis and optimization of steady states of energy systems [Analiza i optymalizacja stanów ustalonych w systemach elektroenergetycznych], System studies in energy, Retrospective of scientific schools at SEI-ISEM [Studia systemowe nad energią, Przegląd szkół naukowych Instytutu Systemów Energetycznych im. Lwa Aleskandrowicza Melentiewa Syberyjskiego Instytutu Energii], pod red. naukową N.I. Voropai, *Nauka* 2010, Nowosybirsk [po rosyjsku].
4. Gamm A.Z., Golub I.I., Observability of electric power systems [Obserwowalność układów elektroenergetycznych], *Nauka* 1990, Nowosybirsk [po rosyjsku].
5. Voropai N.I. i in., Optimization of daily load curves of active consumers [Optymalizacja dobowej krzywej zapotrzebowania u aktywnych odbiorców], *Biuletyn RAS, Energia* 2014, nr 1, s. 84–90

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 57–62. When referring to the article please refer to the original text.

PL

6. Gamm A.Z. i in., The tracing method for load flow for electric power engineers [Metoda śledzenia obciążeń dla inżynierów elektryków], Wydawnictwo Nowosybirskiego Technicznego Uniwersytetu Państwowego, Nowosybirsk 2016 [po rosyjsku].
7. Glazunov A.A., Electric networks and systems [Sieci i systemy elektryczne], Gosenergoizdat, Moskwa 1960 [po rosyjsku].
8. Mainika E., Algorithms for optimization on networks and graphs [Algorytmy optymalizacji sieci i grafów], Mir, Moskwa 1981 [po rosyjsku].
9. Melnikov N.A., The matrix method for analysis of electric circuits [Macierzowa metoda analizy obwodów elektrycznych], *Energiya* 1972, Moskwa [po rosyjsku].
10. Gursky S.K., Algorithmization of condition control problems for bulk power systems [Algorytmizacja kontroli stanu głównego systemu elektroenergetycznego], *Nauka i Technika* 1977 [po rosyjsku].
11. Baran M.E., Wu F.F., Network RC on distribution systems for loss reduction and load balancing [Rekonfiguracja sieci systemów dystrybucyjnych dla redukcji strat i wyrównania obciążeń], *IEEE Transactions on Power Delivery* 1989, t. 4, nr 2, s. 1401–1407.
12. Mishima Y. i in., Method for minimum-loss RC of distribution system by tabu search [Metody minimalizacji strat w systemie dystrybucji za pomocą przeszukiwania tabu], *Electrical Engineering in Japan* 2005, t. 152 (2), s. 1149–1155.
13. Dorostkar-Ghamsari M.R. i in., Value of distribution network RC in presence of renewable energy resources [Wartość dystrybucji sieci RC w obecności odnawialnych źródeł energii], *IEEE Transactions on Power Systems* 2016, t. 31, nr 3, s. 1879–1888.

#### Irina I. Golub

prof. dr inż.

Rosyjska Akademia Nauk

e-mail: golub@isem.irk.ru

Ukończyła Moskiewski Instytut Energetyczny, uzyskując tytuł inżyniera elektryka. Od 1972 roku zatrudniona w ISEM SB RAS w Irkucku. Prowadzi badania związane z analizą stanów systemów elektroenergetycznych.

#### Oleg N. Voitov

dr inż.

Instytut im. Melentiewa Systemów Energetycznych Rosyjskiej Akademii Nauk

e-mail: sdo@isem.irk.ru

Ukończył Moskiewski Instytut Energetyczny jako inżynier elektryk. Od 1971 roku pracuje w ISEM SB RAS w Irkucku. Piastuje funkcję badacza czołowego. Jego zainteresowania naukowe wiążą się z analizą układów elektroenergetycznych.

#### Evgeny V. Boloev

dr inż.

Instytut im. Melentiewa Systemów Energetycznych Rosyjskiej Akademii Nauk

e-mail: boloev@isem.irk.ru

Dyplom inżyniera elektryka Otrzymał na Uniwersytecie Technologicznym w Angarsku (1998). Ukończył studia podyplomowe w ESI SB RAS.

#### Ludmila V. Semenova

inż.

Instytut im. Melentiewa Systemów Energetycznych Rosyjskiej Akademii Nauk

e-mail: cdo@isem.irk.ru

Ukończyła Narodowy Uniwersytet Techniczny w Irkucku jako inżynier elektryk. Od 1986 roku jest doktorantką w ISEM SB RAS w Irkucku. Pracuje na Wydziale Układów Elektroenergetycznych.