

Voltage and Reactive Power Load Flow Optimization in the Power System Using Fuzzy Logic

Authors

Jacek Klucznik
 Krzysztof Dobrzyński
 Zbigniew Lubośny

Keywords

fuzzy sets, optimization, electric power system

Abstract

The paper presents issues related to voltage control in the power system. An original method of reactive power flow optimization is considered, which leads to improved voltages in the power system and reduced active power losses. The optimization method is based on a procedure that employs fuzzy logic and is supported by a gradient search algorithm. The method has been implemented in PLANS software and verified.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013105

1. Introduction

Fuzzy logic, i.e. an extension of the fuzzy sets theory presented in 1965 by Lotfi A. Zadeh, is used in power engineering in the following areas of research [1, 2]:

- voltage and reactive power controllers development
- power system stabilizer development
- load forecasting and system development planning
- generation unit maintenance outage planning
- economic load distribution
- switch and protection reliability assessment
- power system reconstruction analysis
- power flow optimization
- system stability
- secondary frequency control and automatic load shedding.

Power flow in a power system, the essence of which is selection of appropriate voltage levels in generation nodes and resulting reactive power generation in generation nodes, have been accounted for in relatively few publications. These publications are characterized by the fact that the fuzzy sets method is an addition, a tool to assess the system operation state for the proper optimization algorithm. The authors have not found in literature any optimization method explicitly using fuzzy sets in the process of finding the best solution to a problem. In the publications a tandem can be found: fuzzy logic and optimization algorithm, where indicators based on fuzzy sets are used to assess the system condition accomplished as a result of the optimization, providing premises for the next optimization step. A fuzzy sets based method can be combined with:

- linear programming methods
- nonlinear programming methods
- gradient methods
- genetic methods.

This article addresses the topic of using fuzzy sets to optimize voltage in a power system. As the optimization objective the authors adopted the appropriate voltages in system nodes and active power loss reduction. The proposed method must also be implementable in commercial programs used to calculate voltage and power flows.

2. Algorithm of the proposed fuzzy sets method

The proposed method of voltage and reactive power generation optimization uses fuzzy logic. However, the fuzzy logic mechanisms alone are not sufficient to carry out the optimization process effectively. Therefore, an algorithm was proposed, in which fuzzy logic functionality is used to evaluate the obtained results, and the method of finding the optimal solution is based on procedures from the gradient algorithms group. This combination of fuzzy logic and gradient algorithm can be implemented in a standard load flow program for power systems analysis, such as PLANS.

In this method, the optimization is done according to three main criteria with different priorities, which can generally be defined as:

1. To bring the system to a state in which voltages across all nodes will be in the acceptable range between the limit values specific to individual nodes.
2. If the above criterion 1 has been met, to bring the system to a state in which it operates with minimum active power losses.
3. If the appropriate voltages across all nodes of the system cannot be assured, to bring the system to a state in which the voltages in nodes at risk will be the closest to their limits.

To meet these optimization objectives, the levels of voltage and power loss in the grid must be evaluated, as well as the impact of the controlling of generators (reactive power output control) and

transformers (voltage ratio control) on changes in the voltages and power losses. For this evaluation fuzzy logic based indicators are used. The basic indicator proposed to evaluate the voltage at any i node is mU_i , defined as shown in Fig. 1 (green). This indicator equals 1 if the voltage in node i stays within acceptable limits, plus a preset margin d_1 , i.e.: $U_{\min i}(1 + d_1) \leq U_i \leq U_{\max i}(1 - d_1)$. For voltage $U_i \leq U_{\min i} m \cup U_i \geq U_{\max i}$ the indicator equals 0, and for other voltages from the range $0 \div 1$, as shown in Fig. 1. To the analyzed system global index mU is introduced, which is the product of indicators for each node:

$$mU = \prod_{i=1}^n mU_i \quad (1)$$

where:

n is the number of system nodes subject to optimization.

This indicator provides a clear rating of the system voltage

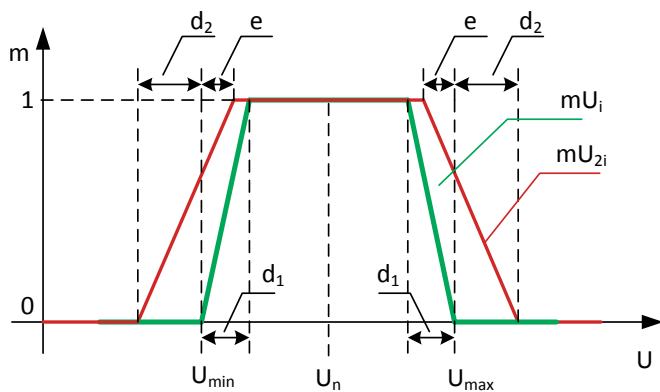


Fig. 1. Nodal voltages membership function

quality, provided that the value of coefficient d_1 is small (here assumed at 1%). If mU is 1, it means that voltages in all n nodes of the system are appropriate. If mU is 0, it means that voltage in any node is inappropriate. The indicator in the range 0 to 1 means that voltage in at least one node is close to its limit. However, if in the analysed system's initial state, at the start of the optimization,

voltages are beyond the acceptable variation limits, mU indicator (then equal to zero) becomes irrelevant and does not inform what direction to follow to accomplish the right voltage levels. Therefore, it is necessary to introduce another voltage indicator, also based on fuzzy logic. The course of the other membership function mU_{2i} is defined similarly to indicator mU_i , but the area in which it assumes non-zero values is different. The indicator's shape and values that define it are shown in Fig. 1 in red. In the optimization algorithm, the results of which are presented in this article, the following indicator values were adopted:

- $d_2 = 10\%$ – provided that if voltages differ by more than 10% from their limits, the optimization algorithm is not started, and user intervention is required to make necessary adjustments in the system,
- $e = 0.25\%$ – to get an „overlap” between the membership functions needed because of the optimization algorithm used. For the system's global assessment in terms of too high and too low voltages, an indicator is used that accounts for the „distance” of voltage in all nodes from the limit. It has the following form:

$$mU_2 = \sum_{i=1}^n (mU_{2i} - 1)^2 \quad (2)$$

Zero value of mU_2 indicator means that voltages in all analyzed nodes are appropriate, i.e. $U_i > U_{\min i} \cap U_i < U_{\max i}$

The last indicator used in the optimization is the active power losses (hereinafter marked P_{loss}). This value is not subject to fuzzification and is used in the optimization algorithm without further transformations.

The optimization algorithm is based on assessment of the direction of indicator changes that result from changes in the set voltage in generation nodes, and from changes in transformer ratios. In each optimization step, the values of indicators (mU , mU_2 and P_{loss}) are checked for changes in the set voltages of subsequent generators (U_{zad}) and the ratios of subsequent transformers (ϑ_{zad}). Depending on the calculated indicator, the optimization criterion definition varies. The indicator calculation modes and optimization criteria are specified in Tab. 1.

Initial voltage optimization	Essential voltage optimization	Active power losses optimization
$[mU_2] = \begin{bmatrix} f(U_{\text{zad}1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{\text{zad}ngen} \pm \Delta U) \\ f(\vartheta_{\text{zad}1} \pm \Delta \vartheta) \\ \dots \\ f(\vartheta_{\text{zad}ntran} \pm \Delta \vartheta) \end{bmatrix}$	$[mU] = \begin{bmatrix} f(U_{\text{zad}1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{\text{zad}ngen} \pm \Delta U) \\ f(\vartheta_{\text{zad}1} \pm \Delta \vartheta) \\ \dots \\ f(\vartheta_{\text{zad}ntran} \pm \Delta \vartheta) \end{bmatrix}$	$[P_{\text{loss}}] = \begin{bmatrix} f(U_{\text{zad}1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{\text{zad}ngen} \pm \Delta U) \\ f(\vartheta_{\text{zad}1} \pm \Delta \vartheta) \\ \dots \\ f(\vartheta_{\text{zad}ntran} \pm \Delta \vartheta) \end{bmatrix}$
Optimization criterion		
$\min(mU_2)$	$\max(mU)$	$\min(P_{\text{loss}})$

Tab. 1. Optimization indicators in fuzzy sets method ($ngen$ – number of generation nodes subject to optimization, $ntran$ – number of transformers subject to optimization, ΔU – preset generator voltage increment, $\Delta \vartheta$ – preset transformer ratio increment)

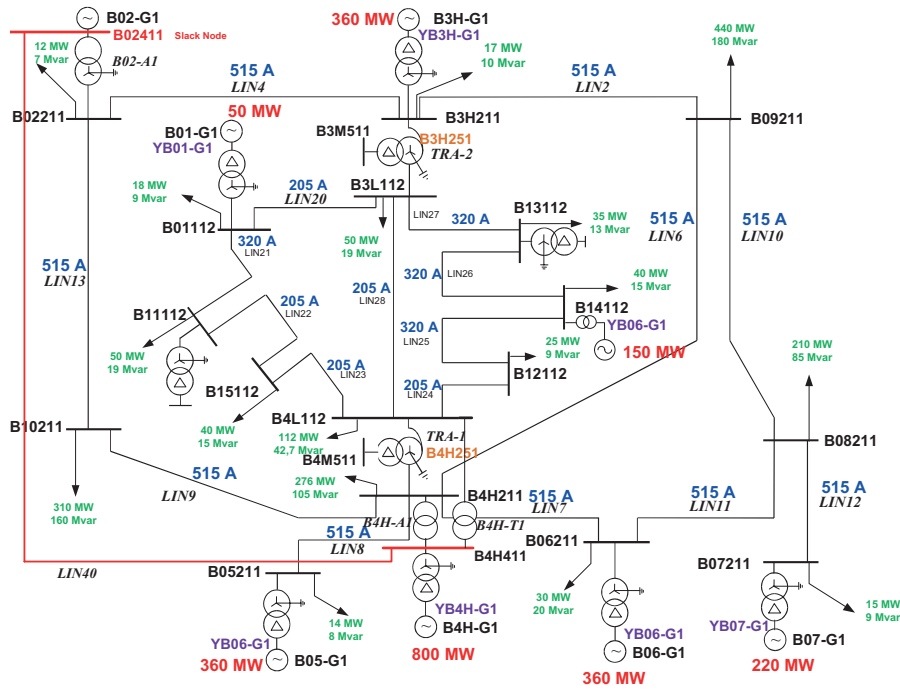


Fig. 3. Diagram of CIGRE test system

At the initial voltage optimization, mU_2 indicators are calculated, and then from the set of those the minimum mU_2 is chosen, which indicates in which generator or transformer, and in what direction (increase or decrease), the setpoint should be changed. Then at the essential voltage optimization, mU indicators are calculated, and then from the set of those the minimum mU is chosen, which indicates in which generator or transformer the setpoint should be changed. And finally, at the active power losses optimization, P_{loss} indicators are calculated, and then from the set of active power losses the minimum P_{loss} is chosen, which indicates in which generator or transformer the setpoint should be changed. A general block diagram of the proposed optimization algorithm is shown in Fig. 2.

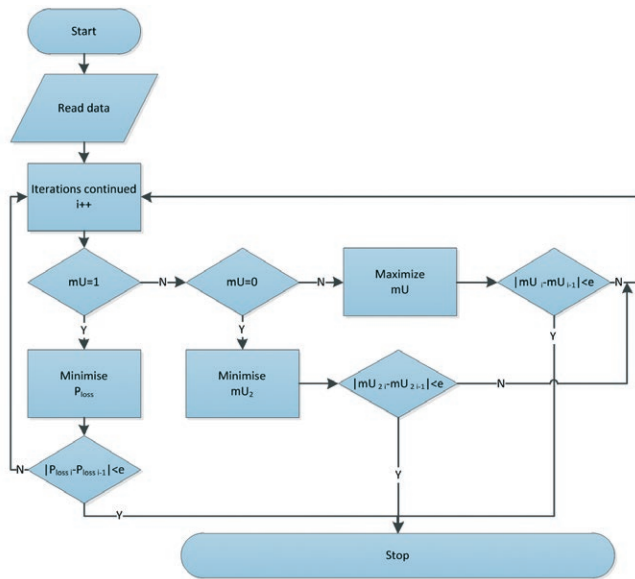


Fig. 2. Block diagram of the voltage and reactive power flow optimization algorithm

3. Verification of the method

The presented voltage and reactive power flow optimization algorithm was implemented in the PLANS software using an internal language, and then tested on the 28 – node test system shown in Fig. 3.

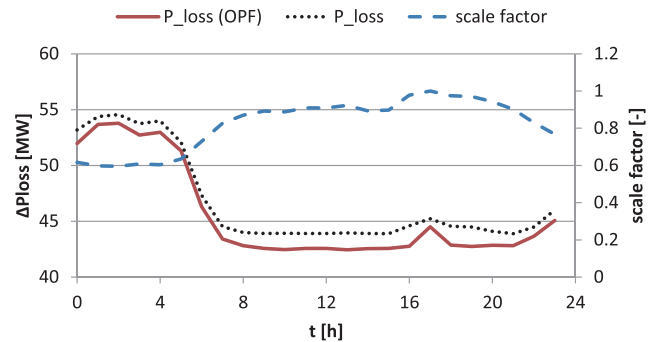


Fig. 4. Daily variability – active power losses before and after optimization

It was assumed that a condition was analysed, in which the system is subject to daily load changes, similar to those in NPS. Therefore, the presented results cover a 24 hour period, in which the demand for power differs from hour to hour. The analyses assumed that all load nodes' active and reactive power changes according to the adopted scale factor of 0.6 to 1.0. In Fig. 4 the variation of active power losses during the day, in the test power system, is shown. In the graphs the losses are compared to the initial state, i.e. the state resulting from the set voltages and powers generated in generation nodes and from the power demand, with the state resulting from the optimization algorithm. The results marked as

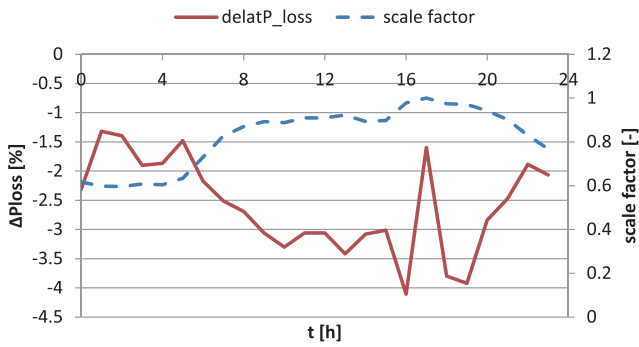


Fig. 5. Daily variability – relative active power losses after optimization

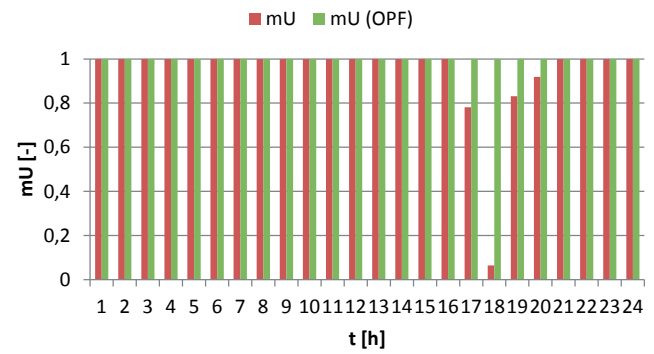


Fig. 8. Daily variability of mU indicator before and after optimization

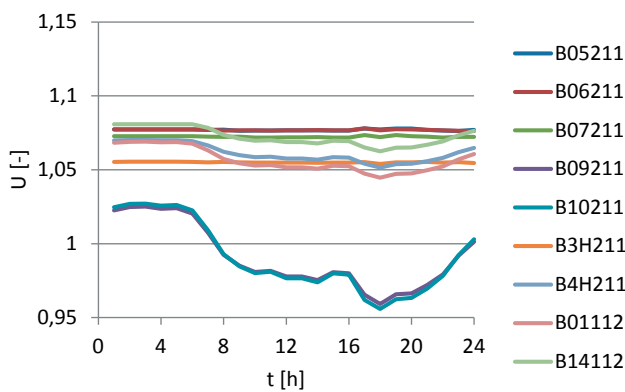


Fig. 6. Daily variability of voltage in selected nodes before optimization

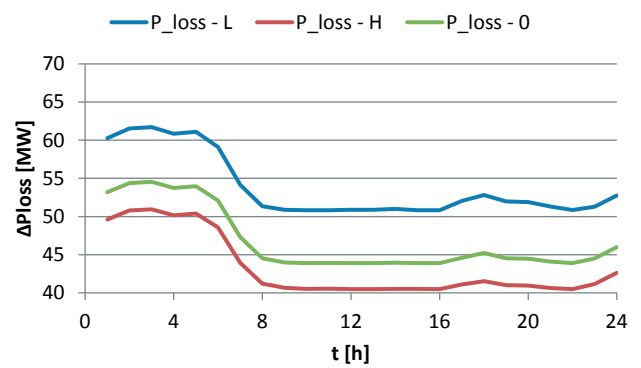


Fig. 9. Impact of initial generator voltage setpoints on active power losses – initial state before optimization

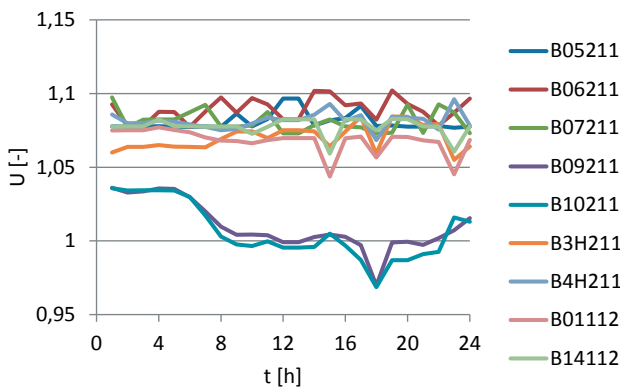


Fig. 7. Daily variability of voltage in selected nodes after optimization

(OPF) refer to the condition where voltages in generation nodes (and thus reactive power outputs of generation units), and ratios of transformers, were determined by the optimization. To facilitate evaluation of the method's effectiveness, in Fig. 5 the relative difference is shown between the power losses in the system without optimization, and after the optimization by the proposed method. Subsequent drawings (Fig. 6 and 7) show the initial and optimized voltages in generation nodes and two selected load nodes. To simplify the analysis of the obtained results, the article presents only the results for the two selected load nodes – those, in which the lowest voltages are observed. These are: B09211 and B10211 nodes.

In the proposed optimization method, first voltage levels are set so that the voltages in all nodes under the optimization are in the $U_{min} \div U_{max}$ range, but also moved away from their acceptable limits. To assess the system voltage level, the mU indicator is used. Fig. 8 shows how the mU indicator evolved for the initial state, and the values obtained by mU optimization (OPF).

The results indicate that the adopted optimization algorithm is able to reduce active power losses in the test system from 1.5% to 4%, compared to the losses in the system without optimization. At the same time, the voltage profiles in generation nodes improve, which is represented by the sample curves obtained for B09211 and B10211 load nodes, and confirmed by the obtained mU indicator values. The losses reduction is achieved by setting optimal generation node voltages, generally higher than in the scenario where the system is not optimized.

Further in this article the impact of the start values on the optimization outcome is discussed. The following three initial states of the system were analysed:

- State 0 – where the voltages set in generation nodes remained at the same level as in all previous analyzes (ca. $1.05 U_n$)
- State L – where the voltages set in generation nodes remained at a relatively low level ($1.0 U_n$)
- State H – where the voltages set in generation nodes remained at a high level (ca. $1.1 U_n$).

Fig. 9 shows the initial state of active power losses without optimization for the three set voltage levels. As expected, the lower

the voltages set in the nodes, the greater the losses are. The condition after the optimization is shown in Fig. 10. It is observed that in the low-voltage initial state (L) the losses after optimization are significantly lower than in the initial state. In turn, in the higher voltage initial state (0), the power losses are also reduced, but not as much. Apparently the worst results were obtained for the state of high initial voltage (H), where the active power losses are higher than before the optimization, but it must

be remembered that the optimization algorithm has to ensure first of all the acceptable voltage levels, and in this case, to lower them.

A chart showing better the impact of start values on the optimization process course is presented on Fig. 11. Relative power losses after optimization, obtained at different starting points, are shown there. The losses are related to the base case, i.e. the state of the system without optimization, at voltage setpoints ca.

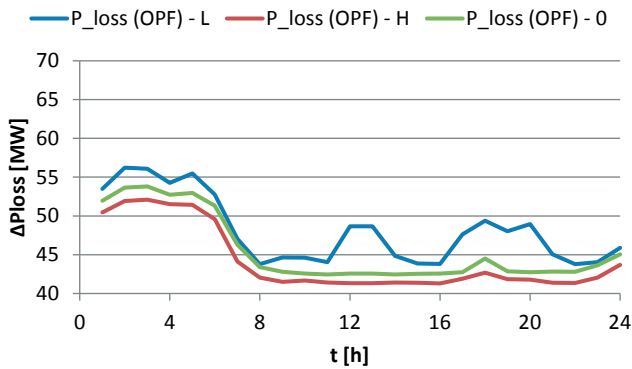
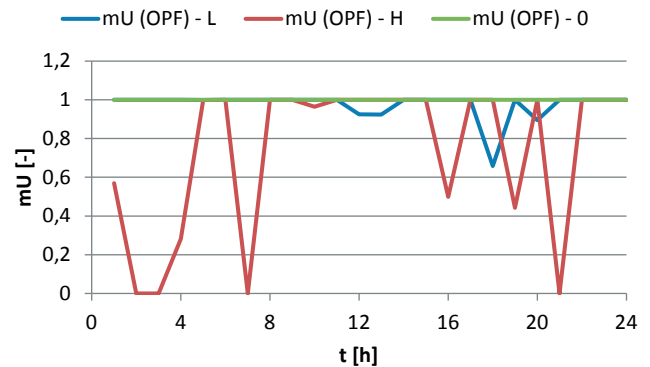


Fig. 10. Impact of initial generator voltage setpoints on active power losses – state after optimization



13. Impact of initial generator voltage setpoints on mU indicator – state after optimization

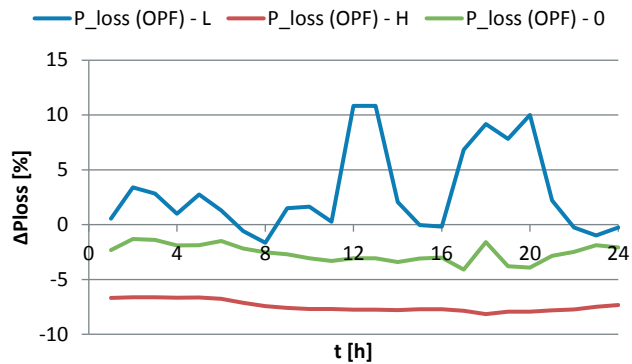
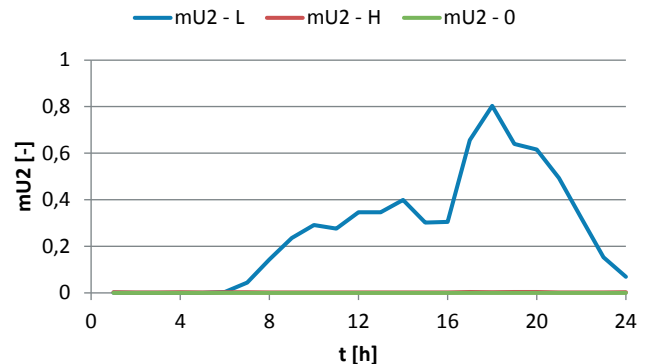


Fig. 11. Impact of initial generator voltage setpoints on relative active power losses after optimization



14. Impact of initial generator voltage setpoints on mU₂ indicator – initial state before optimization

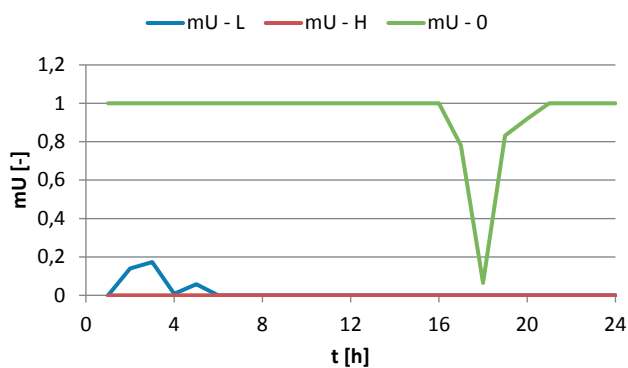


Fig. 12. Impact of initial generator voltage setpoints on mU indicator – initial state before optimization

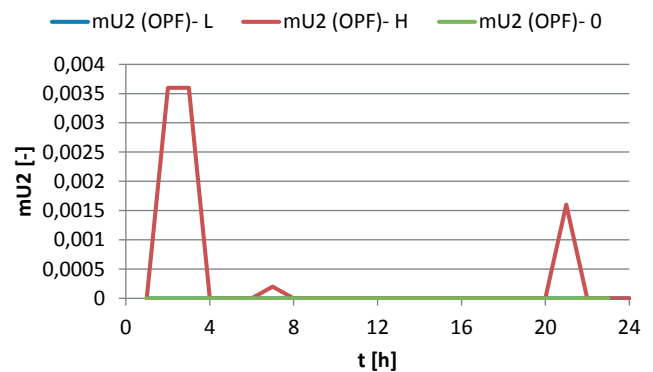


Fig. 15. Impact of initial generator set voltages on mU₂ indicator – state after optimization

1.05 U_n (state 0). It is clearly visible that the proposed optimization method is sensitive to the starting points, and the optimal values it found were different in each case. It is a typical for the gradient-type search algorithm used in the method, a drawback of which is high sensitivity to local extrema. It can be concluded in the context of the obtained results that better results are obtained when the method starts from a high level of voltages set in generation nodes.

The initial voltage setpoints translate into a situation for the optimization algorithm. Fig. 12–15 show how the voltage quality indicators in nodes change in the conditions before and after optimization. For low and high starting voltages, in most cases voltages in the initial state deviate from the acceptable levels ($\mu = 0$) and an initial optimization with the use of mU_2 indicator minimisation is needed.

4. Conclusions

As a result of the performed tests, the proposed algorithm's suitability for controlling voltage levels and reactive power flows in the system may be assessed. The following conclusions can be drawn from the assessment.

The proposed method enables the reduction of active power losses by up to ca. 5%. If, resulting from the optimization, in some cases the active power losses can increase, the condition regarded as the optimum is always characterized by voltage levels that meet the constraints of acceptable levels in the nodes, or it is as close to it as possible.

The proposed optimization method is characterised by an algorithm implementable in any commercial program that calculates power flows and voltage levels, capable of user script development (e.g. PLANS, PSLF, and PowerFactory).

The proposed method is sensitive to the starting point, since as a method from the gradient family it tends to find local extremes of the nonlinear objective function, stretched over the n -dimensional plane of generation units' and transformers' control.

As starting points for the method, higher voltage levels are recommended, which contributes to the optimization algorithm's better chance of finding a state close to the optimum.

The proposed method is also capable of carrying out the voltage optimization process when in the initial state the voltages of a single node or multiple nodes fall outside the range of acceptable node voltages.

The proposed method is characterized by a moderate speed of action, which does not exclude the possibility of using it for the optimization of large power systems. The method's speed is reduced if the node voltages drastically differ from the allowable voltage range.

The use of the fuzzy sets based objective function enables extending the method quite easily with new constraints, such as setting a reactive power margin for generation sources, transmission lines and transformers loading, or other. The proposed fuzzy indicators of the power system condition's assessment can be used with other optimization methods such as, for instance, genetic methods, which are more resistant to detecting local extremes.

REFERENCES

1. Bansal, R.C., Bibliography on the fuzzy set theory applications in power systems (1994–2001), *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, pp. 1291–1299, Nov. 2003.
2. Momoh J.A., Tomovic K., Overview and literature survey of fuzzy set theory in power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995.
3. Zajczyk R. et al., Optymalizacja gospodarki mocą bierną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [Optimization of reactive power management in the National Power System], agreement concluded on 20 June 2011 in Poznań by and between Polish Power Transmission and Distribution Association and Wrocław University of Technology (Politechnika Wroclawska).
4. Ameli M.T., Shokri V., Shokri S., Using Fuzzy Logic & Full Search for Distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile, International Conference on Computer Information Systems and Industrial Management Applications (CISIM), pp. 626–630, 8–10 Oct. 2010.
5. Eremia M. i in., Some Aspects of Hierarchical Voltage – Reactive Power Control, IEEE 2001.
6. Wood J., Wollenberg B.F., Power Generation Operation and Control, New York, NY: John Wiley & Sons, Inc., 1996, pp. 39, 517.
7. Kujaszczyk S. et al., Elektroenergetyczne układy przesyłowe [Power transmission systems], Warsaw 1997.
8. Lin X., David A.K. and Yu C.W., Reactive power optimization with voltage stability consideration in power market systems, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 3, pp. 305–310, May 2003.

Jacek Klucznik

Gdańsk University of Technology

e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

Graduated as M.Sc. from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). Five years later he obtained his Ph.D. A lecturer at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include control systems for generators and turbines, wind power generation, and power system automatic protections.

Krzysztof Dobrzyński

Gdańsk University of Technology

e-mail: k.dobrzynski@eia.pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 1999. In 2012 he obtained his doctorate at the Faculty of Electrical Engineering and Automation of Gdańsk University of Technology. A lecturer at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include cooperation of distributed generation sources with the power system, mathematical modelling, power system control, and intelligent systems in buildings.

Zbigniew Lubośny

Gdańsk University of Technology

e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

Graduate of Gdańsk University of Technology. A professor of engineering since 2004. Currently an associate professor at Gdańsk University of Technology. His main areas of interest include: mathematical modelling, power system stability, power system control, use of artificial intelligence application in power system control, and modelling and control of wind turbines.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 56–62. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Optimalizacja poziomów napięć i rozpliwów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem logiki rozmytej

Autorzy

Jacek Klucznik
Krzysztof Dobrzyński
Zbigniew Lubośny

Słowa kluczowe

logika rozmyta, optymalizacja, system elektroenergetyczny

Streszczenie

W artykule zaprezentowano zagadnienia związane ze sterowaniem poziomami napięć w systemie elektroenergetycznym. Rozważana jest autorska metoda optymalizacji rozpliwu mocy biernej, prowadząca do poprawy warunków napięciowych w systemie elektroenergetycznym i ograniczenia strat mocy czynnej. Opracowana metoda optymalizacyjna bazuje na procedurze wykorzystującej logikę rozmytą, wspomaganą algorytmem gradientowym. Metoda została zaimplementowana w programie PLANS i poddana weryfikacji.

1. Wstęp

Logika rozmyta, czyli rozwinięcie teorii zbiorów rozmytych, zaprezentowana w 1965 roku przez Lotfi A. Zadeha, wykorzystywana jest w elektroenergetyce w następujących obszarach badań [1, 2]:

- konstrukcje regulatorów napięcia i mocy biernej
- konstrukcje stabilizatorów systemowych
- prognozowanie obciążeń i planowania rozwoju systemu
- planowanie postojów remontowych bloków
- ekonomiczny rozdział obciążeń
- oceny niezawodności wyłączników i zabezpieczeń
- analizy związane z odbudową systemu elektroenergetycznego
- optymalizacja rozpliwu mocy
- stabilność systemu
- regulacja wtórna i układów SCO.

Optymalizacja rozpliwów mocy w systemie elektroenergetycznym, u której podstaw leży dobór odpowiednich poziomów napięć w węzłach wytwórczych i wynikające z nich poziomy napięcia w węzłach wytwórczych, oraz generacja mocy biernej w węzłach wytwórczych są reprezentowane przez stosunkowo wąską grupę publikacji. Publikacje te cechuje fakt, że metoda zbiorów rozmytych stanowi dodatek, narzędzie oceny stanu pracy systemu dla właściwego algorytmu optymalizacji. Nie napotkano w literaturze metody optymalizacji wykorzystującej wprost zbiory rozmyte w procesie poszukiwania najlepszego rozwiązania problemu. W publikacjach spotyka się tandem: logika rozmyta i algorytm optymalizacyjny, gdzie wskaźniki oparte na zbiorach rozmytych służą ocenie stanu systemu uzyskanego w wyniku optymalizacji, dając przesłanki do kolejnego kroku optymalizacji. Metoda oparta na zbiorach rozmytych występować może w połączeniu z:

- metodami programowania liniowego
- metodami programowania nieliniowego
- metodami gradientowymi
- metodami genetycznymi.

Niniejszy artykuł podejmuje tematykę wykorzystania zbiorów rozmytych w celu optymalizacji napięć w systemie elektroenergetycznym. Postawionym przez autorów celem optymalizacji jest uzyskanie właściwych poziomów napięć w węzłach systemu oraz ograniczenie strat mocy czynnej. Zaproponowana metoda musi być również możliwa do zaimplementowania w komercyjnych programach służących do obliczeń poziomów napięć i rozpliwów mocy.

2. Algorytm działania proponowanej metody zbiorów rozmytych

Proponowana metoda optymalizacji napięć i generacji mocy biernej wykorzystuje logikę rozmytą. Jednakże same mechanizmy logiki rozmytej nie są wystarczające do przeprowadzenia efektywnego procesu optymalizacji. Dlatego zaproponowano algorytm, w którym funkcje logiki rozmytej wykorzystywane są do oceny uzyskiwanych wyników, a metoda poszukiwania optymalnego rozwiązania bazuje na procedurach z grupy algorytmów gradientowych. Taka kombinacja logiki rozmytej i algorytmu gradientowego daje możliwość implementacji w standardowych programach rozpliwowych do analiz systemów elektroenergetycznych, jak np. program PLANS.

W metodzie optymalizacja jest wykonywana według trzech zasadniczych kryteriów o różnych priorytetach, które ogólnie można określić tak:

1. Doprowadzić w systemie do stanu, w którym napięcia we wszystkich węzłach będą zawierać się w dopuszczalnym przedziale, pomiędzy wartościami granicznymi właściwymi dla danego węzła.
2. Jeżeli punkt 1 jest spełniony, doprowadzić do stanu, w którym praca systemu elektroenergetycznego odbywa się przy minimum strat mocy czynnej.
3. Jeżeli niemożliwe jest zapewnienie właściwych poziomów napięć we wszystkich węzłach systemu, doprowadzić do stanu, w którym napięcia węzłów zagrożonych będą najbardziej zbliżone do wartości granicznych.

Żeby spełnić powyższe cele optymalizacji, konieczna jest ocena poziomów napięć i wartości strat mocy w sieci oraz ocena wpływu sterowania generatorami (w zakresie generacji mocy biernej) i transformatorami (w zakresie zmiany przekładni) na zmienność napięć i strat mocy. Do przeprowadzenia tej oceny wykorzystano wskaźniki bazujące na logice rozmytej.

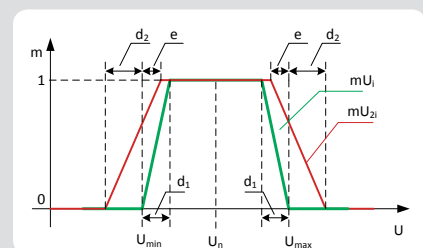
Podstawowym wskaźnikiem zaproponowanym do oceny napięcia w dowolnym i -tym węźle jest wskaźnik mU_i , definiowany zgodnie z rys. 1 (kolor zielony). Wskaźnik ten przyjmuje wartość 1, jeżeli napięcie w i -tym węźle jest w dopuszczalnych granicach, z przyjętym zapasem d_1 , tj. $U_{\min,i}(1+d_1) \leq U_i \leq U_{\max,i}(1-d_1)$. Dla wartości napięcia $U_i \leq U_{\min,i} \cup U_i \geq U_{\max,i}$ wskaźnik przyjmuje wartości 0, zaś dla pozostałych napięć wartość z zakresu 0÷1, zgodnie z rys. 1.

Dla analizowanego systemu wprowadza się globalny wskaźnik mU , będący iloczynem wskaźników dla poszczególnych węzłów:

$$mU = \prod_{i=1}^n mU_i \quad (1)$$

gdzie: n jest liczbą węzłów systemu podlegających optymalizacji.

Powyższy wskaźnik, przy założeniu małej wartości współczynnika d_1 (przyjęto wartość 1%), daje wyraźną informację o jakości napięć w systemie. Wartość mU równa 1 oznacza właściwe poziomy napięcia



Rys. 1. Kształt funkcji przynależności napięć węzłowych

we wszystkich n węzłach systemu. Wartość równa 0 oznacza, że w dowolnym węźle panuje niewłaściwe napięcie. Z kolei wartość z zakresu $0 \div 1$ mówi, że napięcie w przynajmniej jednym węźle jest zbliżone do wartości granicznych.

Jednak jeżeli w analizowanym systemie obserwuje się w stanie początkowym, przy rozpoczęciu optymalizacji, wartości napięć wykraczające poza dopuszczalne granice zmienności napięć, wskaźnik mU (przyjmujący wówczas wartość zero) staje się niemiernodajny, nie daje informacji, w jakim kierunku podążać, aby uzyskać właściwe poziomy napięcia. Dlatego konieczne jest wprowadzenie drugiego wskaźnika napięcia, także opartego na logice rozmytej. Kształt funkcji przynależności oznaczonej jako mU_{2i} definiowany jest podobnie jak wskaźnik mU_p , ale inny jest obszar, w którym wskaźnik przyjmuje niezerowe wartości. Kształt wskaźnika oraz wielkości, które go definiują, przedstawiono na rys. 1 kolorem czerwonym.

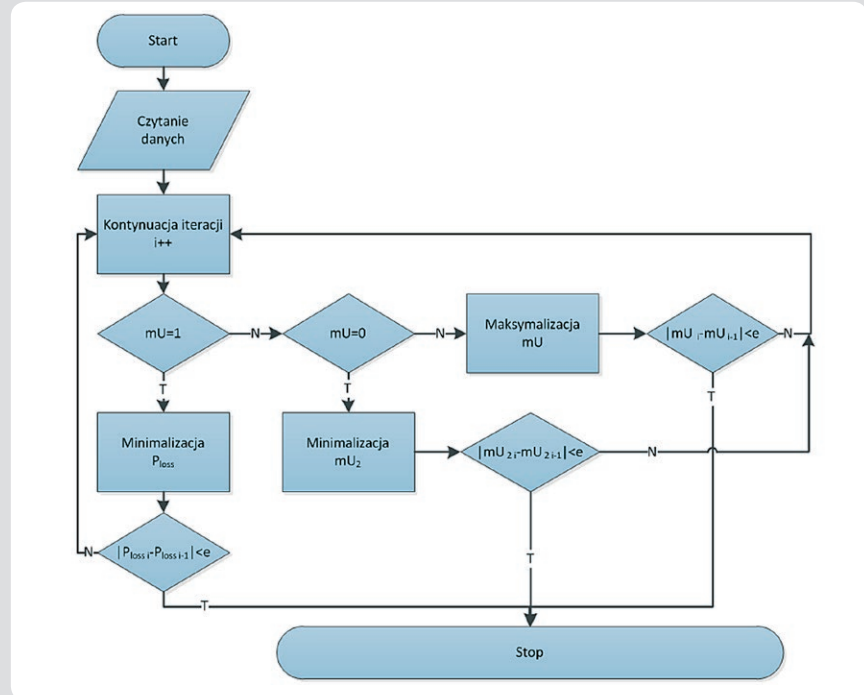
W algorytmie optymalizacyjnym, którego wyniki działania prezentowane są w niniejszym artykule, przyjęto wartości współczynników:

- $d_2 = 10\%$ – zakładając, że jeżeli napięcia odbiegają więcej niż 10% od wartości granicznych, to algorytm optymalizacyjny nie jest rozpoczynany i konieczna jest interwencja użytkownika w celu wprowadzenia niezbędnych korekt w systemie
- $e = 0,25\%$ – aby uzyskać „zakładkę” pomiędzy funkcjami przynależności potrzebną ze względu na wykorzystywany algorytm optymalizacji.

Do globalnej oceny systemu w zakresie zbyt dużych i zbyt małych napięć stosowany jest wskaźnik mówiący o „odległości” napięcia wszystkich węzłów od wartości granicznej. Ma on następującą postać:

$$mU_2 = \sum_{i=1}^n (mU_{2i} - 1)^2 \quad (2)$$

Wartość wskaźnika mU_2 wynosząca zero świadczy o tym, że napięcia we wszystkich analizowanych węzłach są poprawne, tj. $U_i > U_{\min i} \cap U_i < U_{\max i}$. Ostatnim wskaźnikiem wykorzystywanym w optymalizacji jest wartość strat mocy czynnej (oznaczana dalej jako P_{loss}). Wartość ta nie



Rys. 2. Schemat blokowy algorytmu optymalizacji poziomów napięć i rozplywów mocy biernej

podlega fuzyfikacji i wykorzystywana jest w algorytmie optymalizacji bez dalszych przekształceń.

Algorytm optymalizacji opiera się na ocenie kierunku zmian wskaźników, które wynikają ze zmian napięcia zadanego w węzłach wytwórczych oraz ze zmian przekładni transformatorów. Dla każdego kroku optymalizacji poszukuje się wartości wskaźników (mU , mU_2 i P_{loss}), przy zmianach napięć zadanych kolejnych generatorów ($U_{\text{zad } i}$) i przekładni kolejnych transformatorów ($\vartheta_{\text{zad } i}$). W zależności od obliczanego wskaźnika różnie definiowane jest kryterium optymalizacji. Sposoby obliczania wskaźników oraz kryteria optymalizacji zestawiono w tab. 1.

Przy wstępnej optymalizacji napięć oblicza się wskaźniki mU_2 , a następnie spośród zbioru wskaźników wybierana jest minimalna wartość wskaźnika mU_2 , wskazująca, w którym generatorze lub transformatorze

i w jakim kierunku (zwiększyć lub zmniejszyć) należy zmienić wartość zadaną.

Z kolei przy zasadniczej optymalizacji napięć oblicza się wskaźniki mU , a następnie spośród zbioru wskaźników wybierana jest maksymalna wartość wskaźnika mU , wskazująca, w którym generatorze lub transformatorze należy zmienić wartość zadaną.

Wreszcie przy optymalizacji strat mocy czynnej oblicza się wskaźniki P_{loss} , a następnie spośród zbioru strat mocy czynnej wybierana jest minimalna wartość strat P_{loss} , wskazująca, w którym generatorze lub transformatorze należy zmienić wartość zadaną. Ogólny schemat blokowy opracowanego algorytmu optymalizacji przedstawiono na rys. 2.

3. Weryfikacja działania metody

Zaprezentowany algorytm optymalizacji poziomów napięć i rozplywów mocy biernej został zaimplementowany w programie

Wstępna optymalizacja napięć	Zasadnicza optymalizacja napięć	Optymalizacja strat mocy czynnej
$[mU_2] = \begin{bmatrix} f(U_{\text{zad}1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{\text{zad ngen}} \pm \Delta U) \\ f(\vartheta_{\text{zad}1} \pm \Delta \vartheta) \\ \dots \\ f(\vartheta_{\text{zad ntran}} \pm \Delta \vartheta) \end{bmatrix}$	$[mU] = \begin{bmatrix} f(U_{\text{zad}1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{\text{zad ngen}} \pm \Delta U) \\ f(\vartheta_{\text{zad}1} \pm \Delta \vartheta) \\ \dots \\ f(\vartheta_{\text{zad ntran}} \pm \Delta \vartheta) \end{bmatrix}$	$[P_{\text{loss}}] = \begin{bmatrix} f(U_{\text{zad}1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{\text{zad ngen}} \pm \Delta U) \\ f(\vartheta_{\text{zad}1} \pm \Delta \vartheta) \\ \dots \\ f(\vartheta_{\text{zad ntran}} \pm \Delta \vartheta) \end{bmatrix}$
Kryterium optymalizacji		
min(mU_2)	max(mU)	min(P_{loss})

Tab. 1. Wskaźniki optymalizacji metody zbiorów rozmytych (ngen – liczba węzłów wytwórczych podlegających optymalizacji, ntran – liczba transformatorów podlegających optymalizacji, ΔU – przyrost napięcia zadanego generatora, $\Delta \vartheta$ – przyrost przekładni zadanego transformatora)

PLANS z wykorzystaniem języka makro-poleceń, a następnie poddany badaniom na testowym systemie 28-węzłowym, przedstawionym na rys. 3.

Założono, że analizowany jest stan, w którym system podlega dobowym zmianom obciążenia, podobnym jak ma to miejsce w KSE. Prezentowane wyniki obejmują więc okres 24 godzin, w którym w każdej godzinie występuje inne zapotrzebowanie na moc. W analizach zakłada się, że obciążenie wszystkich węzłów odbiorczych zmienia się (co do mocy czynnej i biernej) zgodnie z przyjętym współczynnikiem skali w zakresie 0,6÷1,0.

Na rys. 4 przedstawiono przebieg zmienności wartości strat mocy czynnej w ciągu doby, w testowym systemie elektroenergetycznym. Na wykresach porównano wartości strat dla stanu wyjściowego, tj. stanu wynikającego z zadanych napięć i mocy generowanych w węzłach wytwórczych oraz przyjętych obciążen ze stanem będącym wynikiem działania algorytmu optymalizującego. Wyniki oznaczane jako OPF odnoszą się do stanu, gdzie wartości napięć w węzłach wytwórczych (i tym samym generacja mocy biernej przez jednostki wytwórcze) oraz wartości przekładni transformatorów zostały ustalone na drodze optymalizacji. W celu wygodniejszej oceny efektywności metody na rys. 5 pokazano względną różnicę pomiędzy stratami mocy w systemie bez optymalizacji i po dokonaniu optymalizacji proponowaną metodą.

Na kolejnym rysunku (rys. 6 i 7) przedstawiono wyjściowe oraz uzyskane w wyniku optymalizacji wartości napięcia w węzłach wytwórczych i dwóch wybranych węzłach odbiorczych. Dla uproszczenia analizy otrzymanych wyników w artykule prezentowane są jedynie wyniki dla dwóch wybranych węzłów odbiorczych – tych,

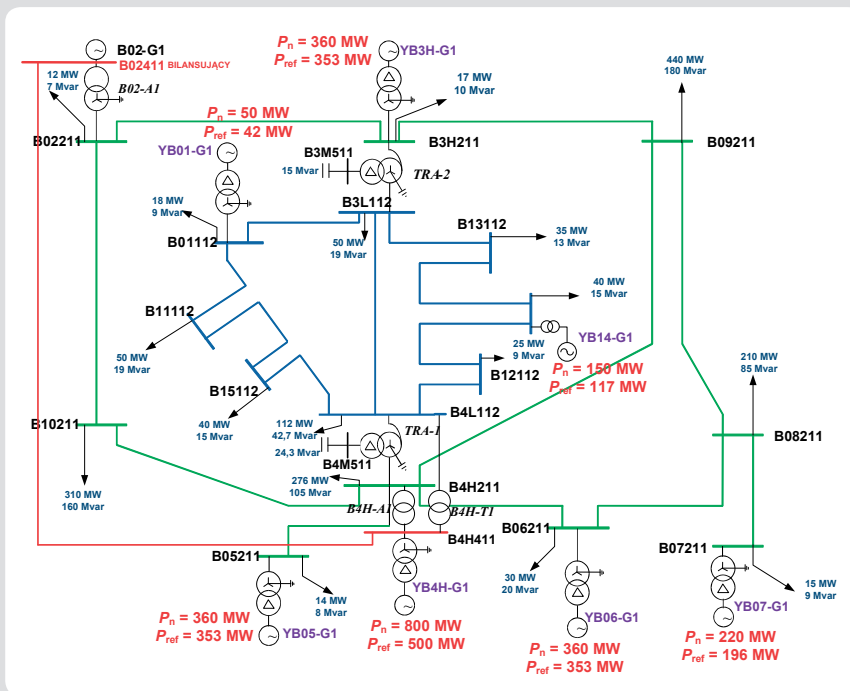
w których obserwuje się najniższe poziomy napięcia. Są to węzły: B09211 i B10211.

W proponowanej metodzie optymalizacji w pierwszej kolejności dokonuje się ustawienia poziomów napięć, tak aby dla wszystkich węzłów podlegających optymalizacji uzyskać napięcia z przedziału $U_{\min} \div U_{\max}$, ale z odsunięciem wartości od dopuszczalnych granic. Do oceny poziomu napięć w systemie wykorzystywany jest wskaźnik mU . Na rys. 8 pokazano, jak kształtował się wskaźnik mU dla stanu wyjściowego oraz wartości uzyskane w wyniku optymalizacji mU (OPF).

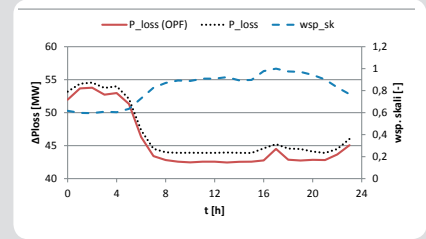
Uzyskane wyniki wskazują, że przyjęty algorytm optymalizacji jest w stanie zmniejszyć straty mocy czynnej w badanym systemie od wartości 1,5 do 4%, względem strat w systemie niepoddanym optymalizacji. Jednocześnie poprawie ulegają profile napięcia w węzłach wytwórczych, co prezentują przykładowe krzywe uzyskane dla węzłów B09211 i B10211 oraz potwierdzają uzyskane wartości wskaźnika mU . Zmniejszenie strat uzyskiwane jest poprzez ustalenie optymalnych wartości napięć w węzłach wytwórczych, generalnie wyższych niż w wariancie, gdy system nie podlega optymalizacji.

W dalszej części artykułu przedstawiona jest dyskusja nad wpływem wartości startowych na uzyskiwane w wyniku optymalizacji rezultaty. Przeanalizowano trzy stany początkowe układu:

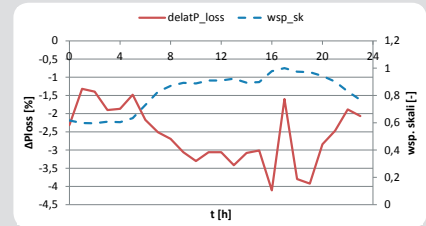
- Stan 0 – stan początkowy, w którym wartości napięć zadanych węzłom wytwórczych pozostawały na poziomie jak we wszystkich poprzednich analizach (około 1,05 U_n)
- Stan L – stan początkowy, w którym wartości napięć zadanych węzłom wytwórczych pozostawały na poziomie niskim (1,0 U_n)



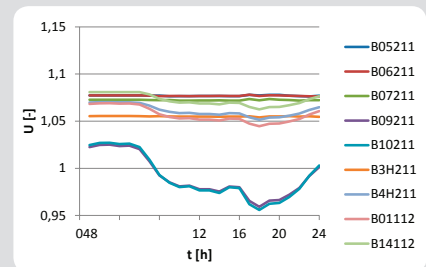
Rys. 3. Schemat systemu CIGRE wykorzystany w badaniach



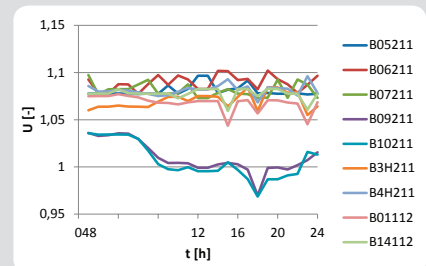
Rys. 4. Zmienność dobową – straty mocy czynnej przed i po optymalizacji



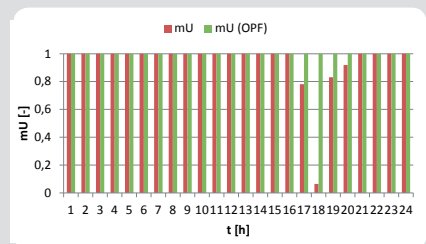
Rys. 5. Zmienność dobową – względne straty mocy czynnej po optymalizacji



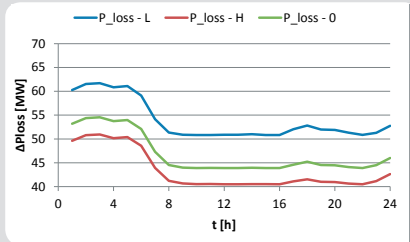
Rys. 6. Zmienność dobową napięć wybranych węzłów przed optymalizacją



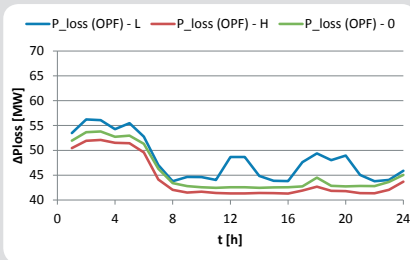
Rys. 7. Zmienność dobową napięć wybranych węzłów po optymalizacji



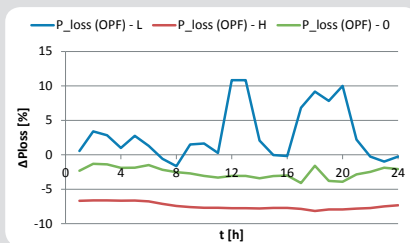
Rys. 8. Zmienność dobową wskaźnika mU przed i po optymalizacji



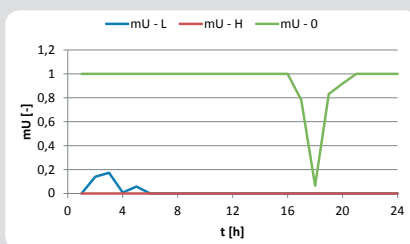
Rys. 9. Wpływ początkowych napięć zadanych generatorów na wartość strat mocy czynnej – stan wyjściowy przed optymalizacją



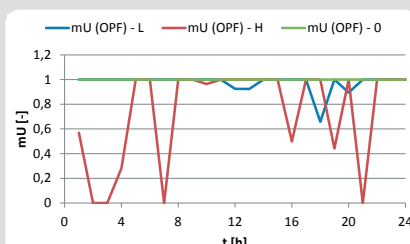
Rys. 10. Wpływ początkowych napięć zadanych generatorów na wartość strat mocy czynnej – stan po optymalizacji



Rys. 11. Wpływ początkowych napięć zadanych generatorów na względne wartości strat mocy czynnej po optymalizacji



Rys. 12. Wpływ początkowych napięć zadanych generatorów na wartość wskaźnika mU – stan wyjściowy przed optymalizacją



Rys. 13. Wpływ początkowych napięć zadanych generatorów na wartość wskaźnika mU – stan po optymalizacji

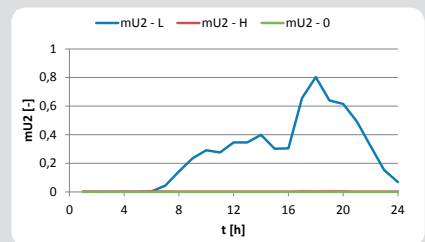
- Stan H – stan początkowy, w którym wartości napięć zadanych węzłów wytwórczych pozostawały na poziomie wysokim (około $1,1 U_n$).

Na rys. 9 widać stan wyjściowy strat mocy czynnej bez wykonanej optymalizacji, dla trzech poziomów napięć zadanych. Zgodnie z oczekiwaniami straty są tym większe, im niższe są poziomy napięcia zadane w węzłach. Sytuację po optymalizacji widać na rys. 10. Obserwuje się, że dla stanu niskich napięć (L) straty po optymalizacji są wyraźnie mniejsze niż dla stanu wyjściowego. Z kolei dla stanu wyższych napięć (0) spadek strat mocy również występuje, ale nie jest tak wyraźny. Pozornie najgorsze wyniki uzyskiwane są dla stanu wysokich napięć początkowych (H), gdzie straty mocy czynnej są większe niż przed optymalizacją, należy jednak pamiętać, że algorytm optymalizacyjny musi zapewnić przede wszystkim utrzymanie dopuszczalnych poziomów napięć i w tym przypadku je obniżyć.

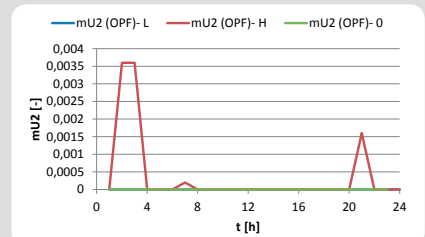
Wykres lepiej obrazujący wpływ wartości startowych na przebieg procesu optymalizacji pokazano na rys. 11. Z продемонstrowano tu względne straty mocy po optymalizacji, uzyskiwane dla różnych punktów startowych. Wartości strat odniesione są do przypadku bazowego, tj. stanu układu bez optymalizacji, przy wartościach zadanych napięć ok. $1,05 U_n$ (stan 0). Widać tu wyraźnie, że proponowana metoda optymalizacyjna jest wrażliwa na punkty startowe i znajdowane wartości optymalne różnią się dla każdego z przypadków. Jest to typowe dla zastosowanego w metodzie algorytmu z rodziny gradientowych, których wadą jest duża wrażliwość na lokalne ekstrema. Na tle uzyskanych wyników można wysunąć wniosek, że lepsze wyniki są uzyskiwane, gdy metoda startuje z poziomu wysokich napięć zadanych w węzłach wytwórczych. Początkowe wartości zadane napięć przekładają się na sytuację dla algorytmu optymalizacyjnego. Na rys. 12–15 pokazano, jak zmieniają się wskaźniki jakości napięć w węzłach w stanie przed i po optymalizacji. Dla niskich i wysokich napięć startowych dla większości przypadków napięcia w stanie wyjściowym odbiegają od dopuszczalnych ($Mu = 0$) i potrzebna jest wstępna optymalizacja z wykorzystaniem minimalizacji wskaźnika mU_2 .

4. Wnioski końcowe

- W wyniku wykonanych badań można ocenić przydatność zaproponowanego algorytmu do sterowania poziomami napięć i rozpyłami mocy biernej w systemie. Oceniając działanie algorytmu, można sformułować następujące wnioski.
- Dzięki zaproponowanej metodzie możliwe jest ograniczenie strat mocy czynnej w zakresie dochodzącym do ok. 5%.
- Jeżeli w wyniku optymalizacji uzyskuje się w pewnych przypadkach zwiększenie strat mocy czynnej, to stan uznany za optymalny zawsze charakteryzuje się poziomami napięć spełniających ograniczenia dopuszczalnych poziomów w węzłach lub jest do niego możliwie najbardziej zbliżony.
- Zastosowana metoda optymalizacji charakteryzuje się algorytmem możliwym



Rys. 14. Wpływ początkowych napięć zadanych generatorów na wartość wskaźnika mU_2 – stan wyjściowy przed optymalizacją



Rys. 15. Wpływ początkowych napięć zadanych generatorów na wartość wskaźnika mU_2 – stan po optymalizacji

do implementacji w dowolnym komercyjnym programie, obliczającym rozpyły mocy i poziomy napięć, mającym możliwość tworzenia skryptów użytkownika (np. PLANS, PSLF, PowerFactory).

- Zastosowana metoda jest wrażliwa na punkt startowy, gdyż jako metoda z rodziny gradientowych ma tendencję do znajdowania lokalnych ekstremów nieliniowej funkcji celu, rozpiętej na n wymiarowej płaszczyźnie sterowania jednostkami wytwórczymi i transformatorami.
- Jako punkty startowe dla metody zalecane są poziomy napięcia, wówczas algorytm optymalizacyjny ma większe szanse na znalezienie stanu zbliżonego do optymalnego.
- Zaproponowana metoda jest w stanie przeprowadzić proces optymalizacji napięć również wówczas, gdy w stanie początkowym napięcia pojedynczego węzła lub wielu węzłów wychodzą poza przedział dopuszczalnych napięć w węzłach.
- Proponowana metoda charakteryzuje się umiarkowaną szybkością działania, co nie wyklucza możliwości wykorzystania jej do optymalizacji dużych systemów elektroenergetycznych. Szybkość działania metody obniża się, jeżeli poziomy napięć w węzłach drastycznie odbiegają od przedziału dopuszczalnych napięć.
- Zastosowanie funkcji celu opartych na zbiorach rozmytych pozwala dość łatwo rozbudować metodę o nowe ograniczenia, np. ustalenie zapasu mocy biernej dla źródeł wytwórczych, ocenę obciążenia elementów systemu lub inne.
- Zaproponowane rozmyte wskaźniki oceny stanu systemu elektroenergetycznego mogą być stosowane z innymi metodami optymalizacyjnymi, np. genetycznymi, które są bardziej odporne na wykrywanie lokalnych ekstremów.

Bibliografia

1. Bansal R.C., Bibliography on the fuzzy set theory applications in power systems (1994–2001), *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, s. 1291–1299, Nov. 2003.
 2. Momoh J.A., Tomsovic K., Overview and literature survey of fuzzy set theory in power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995.
 3. Zajczyk R. i in., Optymalizacja gospodarki mocą bierną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, umowa zawarta 20 czerwca 2011 roku w Poznaniu pomiędzy Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej a Politechniką Wrocławską.
 4. Ameli M.T., Shokri V., Shokri S., Using Fuzzy Logic & Full Search for Distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile, International Conference on Computer Information Systems and Industrial Management Applications (CISIM), s. 626–630, 8–10 Oct. 2010.
 5. Eremia M. i in., Some Aspects of Hierarchical Voltage – Reactive Power Control, IEEE 2001.
 6. Wood J., Wollenberg B.F., Power Generation Operation and Control, New York, NY: John Wiley & Sons, Inc., 1996, s. 39, 517.
 7. Kujszczyk S. i in., Elektroenergetyczne układy przesyłowe, Warszawa 1997.
 8. Lin X., David A.K., Yu C.W., Reactive power optimization with voltage stability consideration in power market systems, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 3, s. 305–310, May 2003.
-

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał tytuł doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: k.dobrzynski@eia.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora nadzwyczajnego. Obszar zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi.