

# Voltage Conditions in a Low Voltage Grid with Connected Microgeneration

## Author

Robert Kowalak

## Keywords

distributed generation, low voltage grid, voltage levels, microgeneration

## Abstract

The introduction of distributed generation into a low voltage grid may cause voltage problems in it. The paper discusses the effect of microgeneration on voltage levels in a low voltage grid. A real low voltage grid of considerable length was selected for the analysis. The grid primarily supplies residential buildings in a rural area. Results of tests that consider potential measures which could be applied in this grid to improve its voltage conditions are also presented.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017405**

Received: 26.02.2017

Accepted: 25.04.2017

Available online: 23.07.2018

## 1. Introduction

An increased involvement in recent years of governments and numerous organizations promoting public environmental awareness has contributed to the dynamic development of the energy sector, which is distributed generation. Also Poland has seen the development of distributed generation, based primarily on renewable energy sources (RES). Renewable energy sources are considered essential for increasing energy security, as their operation contributes to reduced dependence on imported fossil fuels. From the environmental point of view, they also have an impact on reduced greenhouse gas emissions. Factors that drive the interest in this technology also include the costs of generation and transmission of energy from conventional power plants incurred by consumers, while the costs of renewable energy technologies are decreasing [1].

As the technology develops, there will be more and more small electricity sources, RES in particular, in low voltage grids. Distributed sources in low voltage grids have contributed to the emergence of the microgeneration and microsource notions. They mean small-scale electricity generation. Microsources include gas and wind microturbines, photovoltaic and fuel cells, as well as biofuel-fuelled microturbines [2]. Electricity consumers connected to a low-voltage grid, who have invested in micro-generation for their own use, become prosumers, i.e. electricity producers cum consumers. Prosumers use the electricity they have generated mainly for their own use, and its surpluses, if there are any, may be sold to the supply grid. Therefore, prosumers may be households, farms or small enterprises.

In Poland, the prosumer generation is related to the use of RES. The share of RES in the power market is supposed to amount to 20%, of which 10% will represent the prosumer output [3].

The microsources most popular in low voltage grids are photovoltaic plants and small wind farms with a capacity of several kilowatts. Unfortunately, their operation in low-voltage grids may also bring about some risks in addition to benefits. On the one hand, these sources require the presence of power electronic devices, which contribute to the appearance of higher current harmonics, and thus cause voltage waveform distortions. On the other hand, their operation may contribute to significant voltage changes in the grid, which is not beneficial for its devices, and may be associated with significant grid load relief, or even with power flow direction reversal. This issue is the focus of this paper.

It should be realized that as public awareness grows, and the technology develops, while the costs of microsource deployment decrease, more and more energy consumers may want to become the owners of such microsources. As a result, the low voltage grid saturation with them may become so significant that it can lead to irregularities in the grid operation.

## 2. Microsources and their connection to the grid

Connecting even a small source to the power system is not an arbitrary matter but is regulated by relevant regulations. Polish legal acts, which define the requirements for RES operation and connection to the grid are: The Energy Law Act of April 10, 1997,

as amended [4], The RES Act with amendments [5], and the Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 [6]. Sources with rated capacity below 40 kW may be connected to an LV grid directly in any location. However, the requirements

that such a connection must meet are set out in the distribution grid regulations of the respective grids' operators (e.g. [7]). As already mentioned, the most popular microsources are small wind farms and photovoltaic plants. This results to some extent

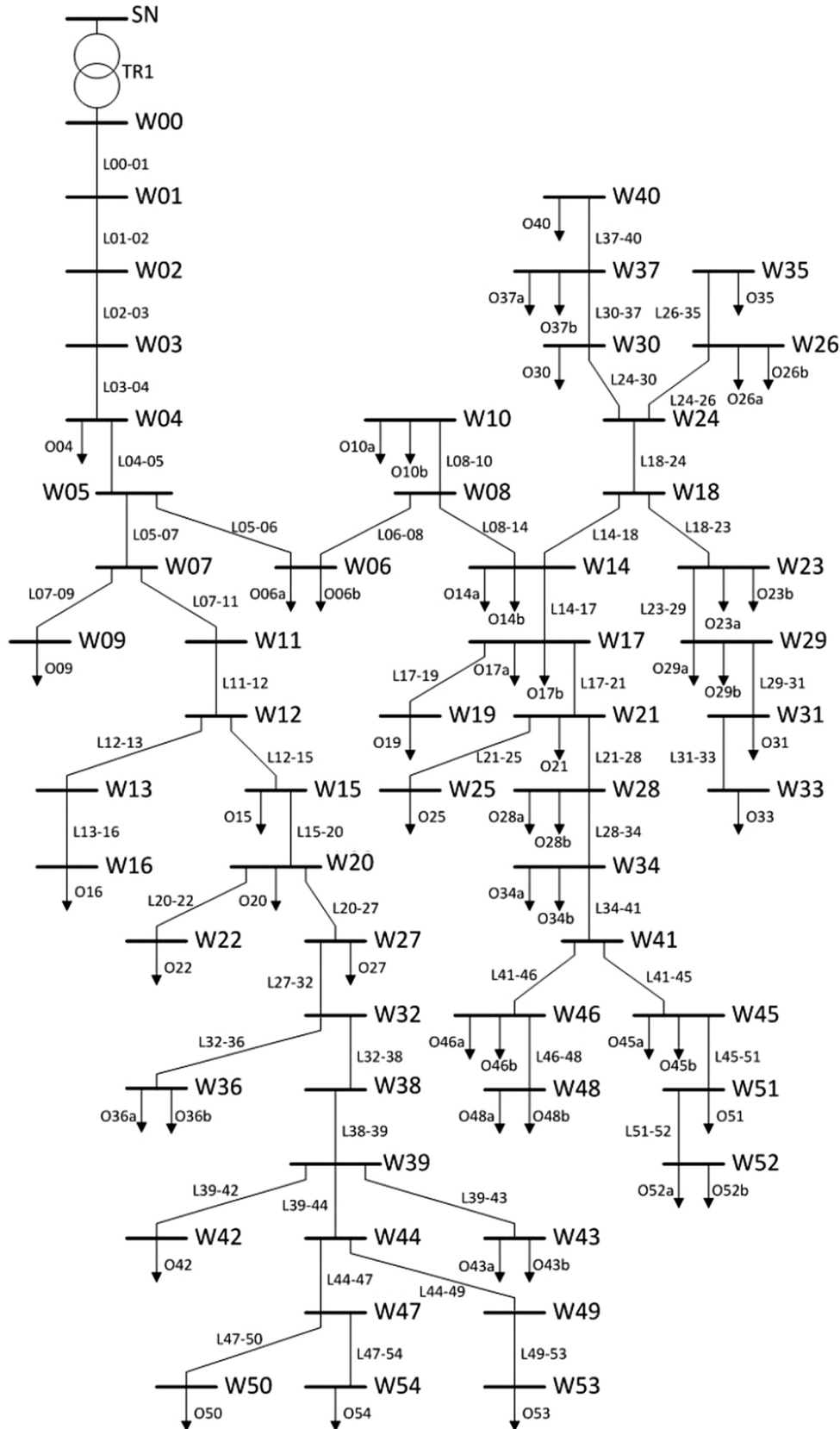


Fig. 1. The analysed LV grid

from their prices, which have been constantly decreasing, thus making them available to an increasing number of potential investors. In addition, public environmental awareness is also growing.

Wind turbine converts the air stream's kinetic energy into mechanical energy, which is then converted into electricity by a generator. There are two turbine types with different rotor axis positions: HAWT (Horizontal Axis Wind Turbines) and VAWT (Vertical Axis Wind Turbines) [8]. The first type is used more often and has higher efficiency. The other type's operation is independent of the wind direction, but it has a small starting torque [9].

Wind turbines may also be classified based on other criteria, e.g. specific speed (slow, medium, and high speed).

Photovoltaic cells convert solar energy into electricity. This conversion is based on the photoelectric effect taking place in the photocell's semiconductor structure. The cells are integrated into modules that are connected with each other to obtain the desired output power. The cell's performance depends on the atmospheric conditions (insolation, temperature) and its semiconductor material (silicon, germanium, selenium). They are connected to the grid through inverters that adjust their electricity output parameters the grid conditions [2].

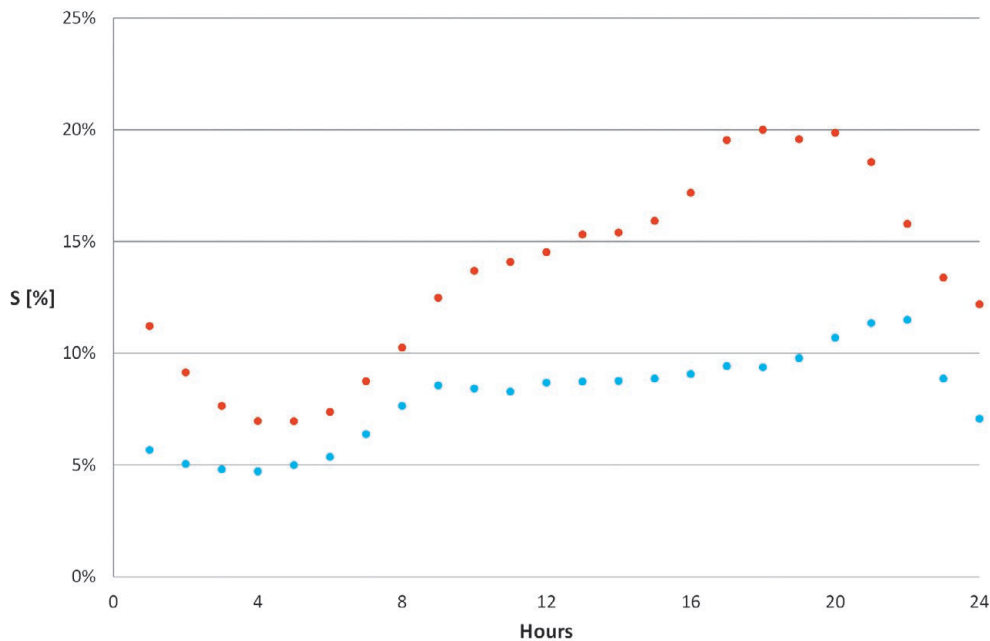


Fig. 2. Hourly loads assumed on the basis of the 2017 load profiles: ● maximum load, ● minimum load

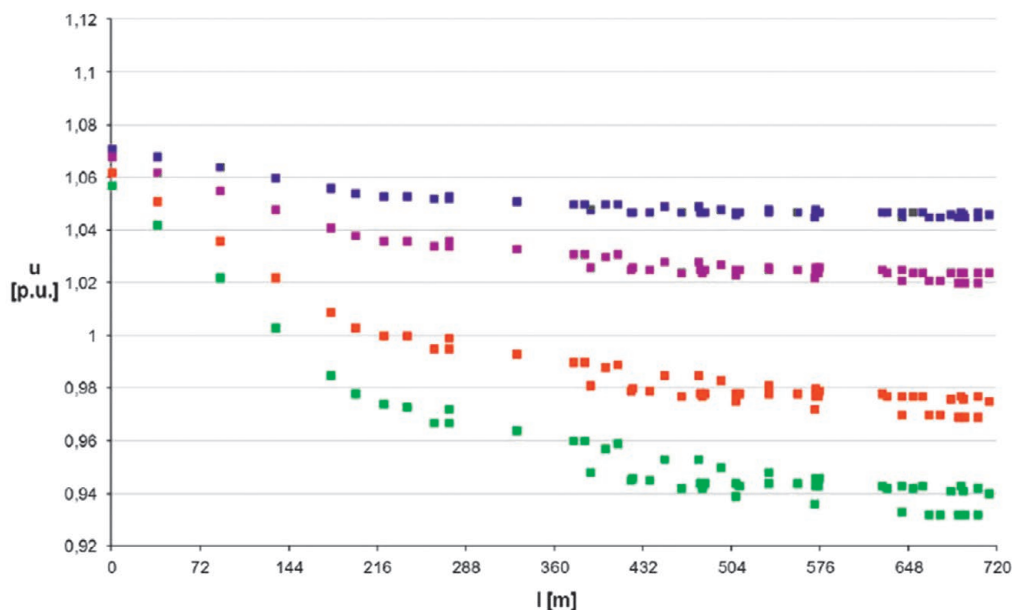


Fig. 3. Voltages at different system loads: ■ maximum grid load, ■ the highest load in 11-13 hours, ■ the lowest load in 11-13 hours ■ minimum grid load

### 3. The object's characteristics and model

For the research object a rural grid was chosen, located in the Pomeranian Voivodeship and with considerable length (the most remote load is located 713 metres from the MV/LV transformer substation). The grid's structure is shown in Fig. 1. It is an overhead-cable radial network with branches powered from an MV/LV transformer with 160 kVA rated power, made up of 20 overhead sections of 70, 35, 25 and 16 mm<sup>2</sup> AsXSn wires, and 34 sections of 120 mm<sup>2</sup> YAKY and YAKXS (one section) cables. The grid supplies 14, 23 and 15 recipients with 10.5, 12.5 and 16.5 kVA connection powers, respectively.

The study included checking voltage levels for several load and generation variants.

Based on the 2017 load profiles included in Annex 5 to the IRiESD Distribution Grid Regulation [7], and the known connection powers, the loads expected in the modelled grid were determined, assuming that the loads prevailing in the area are of the A and B type profiles. Fig. 2 shows the maximum and minimum loads for each hour of the day, resulting from the assumed load profiles. It was assumed on this basis that at the maximum each load operates with 20.0% of its connection power, and with 4.7% at the minimum. On the other hand, for the highest insolation

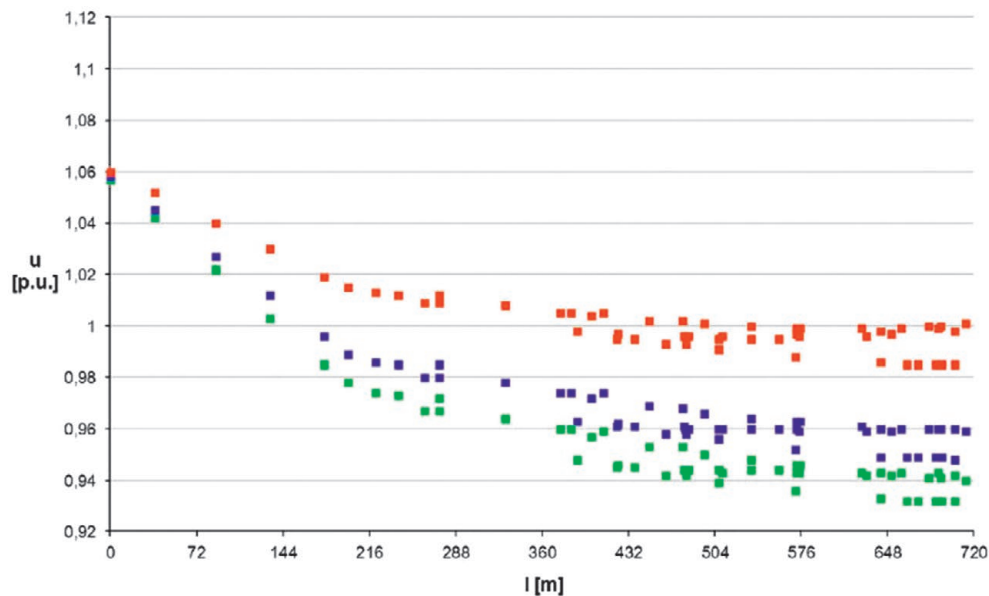


Fig. 4. Voltages at the maximum system load: ■ no generation, ■ wind farms operation at 30% of rated output ■ wind farms operation with rated output

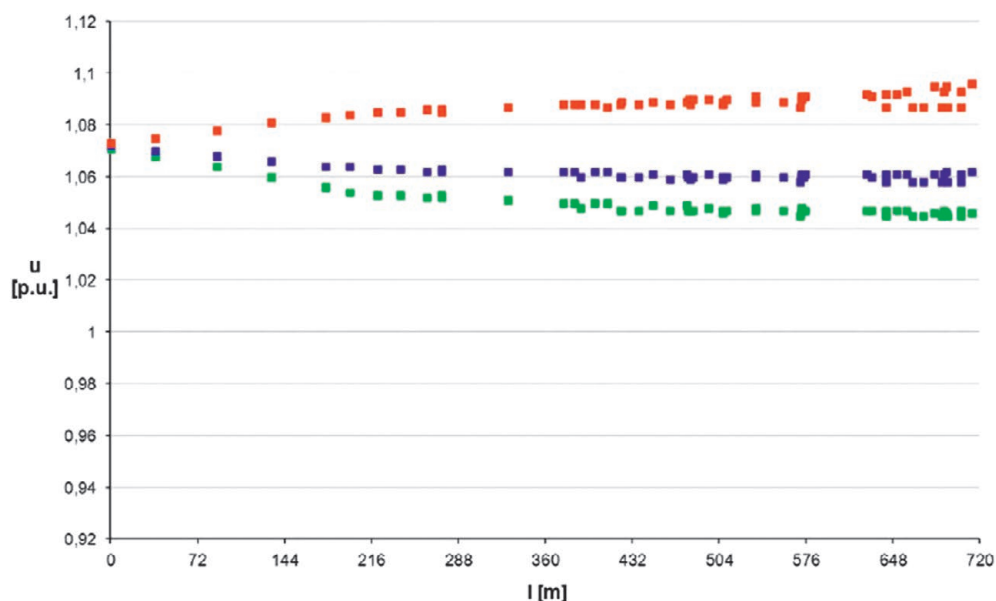


Fig. 5. Voltages at the minimum system load: ■ no generation, ■ wind farms operation at 30% of rated output ■ wind farms operation with rated output

period of the day, the following values were assumed: the highest load 15.3%, and the lowest -8.3%.

It was assumed when considering the generation variants in the grid that the both most common types of microsources would be considered: home wind farms and solar cells.

Wind farm output features high variability and thus a certain unpredictability due to wind conditions. The effect is that, for example, a farm may output the maximum power at practically any hour, as well as no power at all. Example waveforms of wind farm generation variability can be found in [10, 11].

Photovoltaic cell output is also highly variable, but is a little more predictable because no generation is expected in the night, and the highest generation can be obtained during the day between 11-13 hours [3, 10, 12, 13], subject to adequate solar radiation (no clouds).

For the purpose of the study the rated power of the sources in the LV grid was assumed at 5 kW. Two RES generation options were considered: only wind sources and only photovoltaic cells. For the wind farm performance analysis, the output levels of 30% and 100% were assumed and the maximum and minimum

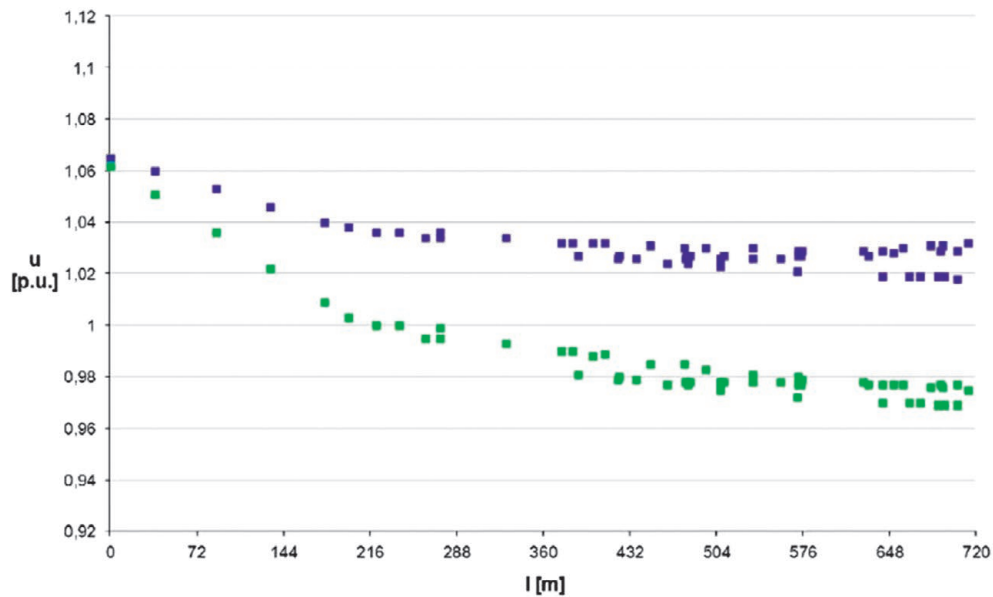


Fig. 6. Voltages at the highest system load between 11:00 and 13:00: ■ no generation, ■ photovoltaic cells operation with rated output

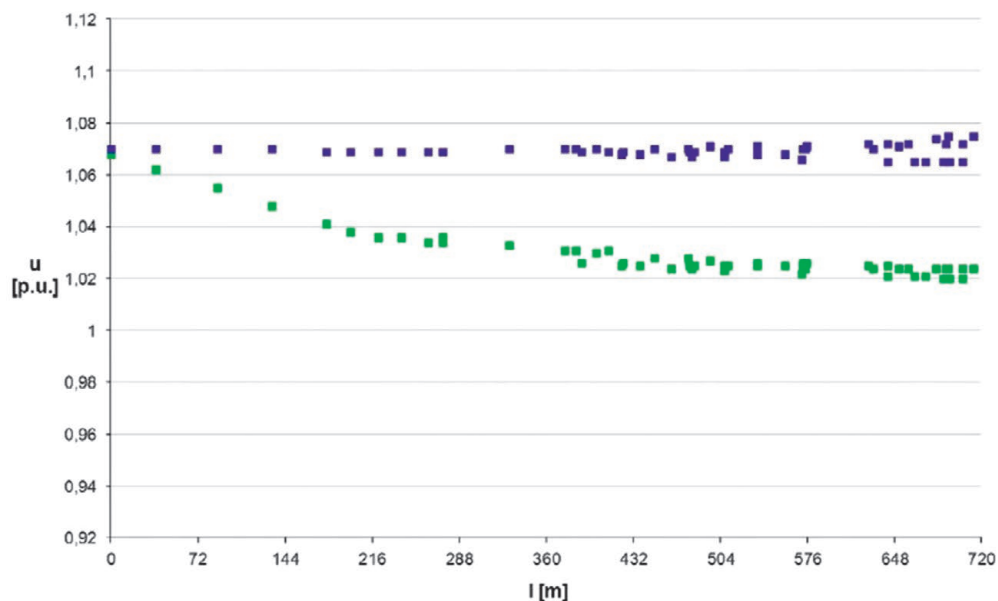


Fig. 7. Voltages at the lowest system load between 11:00 and 13:00: ■ no generation, ■ photovoltaic cells operation with rated output

grid loads. For the photovoltaic sources only 100% output was taken into account, as well as the lowest and highest grid loads expected at the time of the day, when such generation is possible. A fairly even distribution of microsource locations in the grid was adopted – in W06, W14, W17, W23, W27, W30, W35, W40, W45, W50, and W54 nodes.

The study was performed using DIgSILENT PowerFactory® software.

#### 4. The results

First, tests were conducted to determine voltages in the grid with no generation, but with different loads. The tests also allowed for

proper setting of supply voltages (transformer ratios), so that there would be no excessive voltages in the grid. This was the starting point for further analyses. It should be remembered that the MV/LV transformer ratio cannot be automatically adjusted by a tap-changer.

The resulting grid voltages without generation are presented in Fig. 3.

As expected, the grid voltages featured a significant variation range. At the maximum grid load, the voltages were in the range of 0.932–1.057 p.u., while the narrowest voltage variation range was observed at the lowest load: 1.045–1.071 p.u. Voltages in the nodes most distant from the transformer varied most.

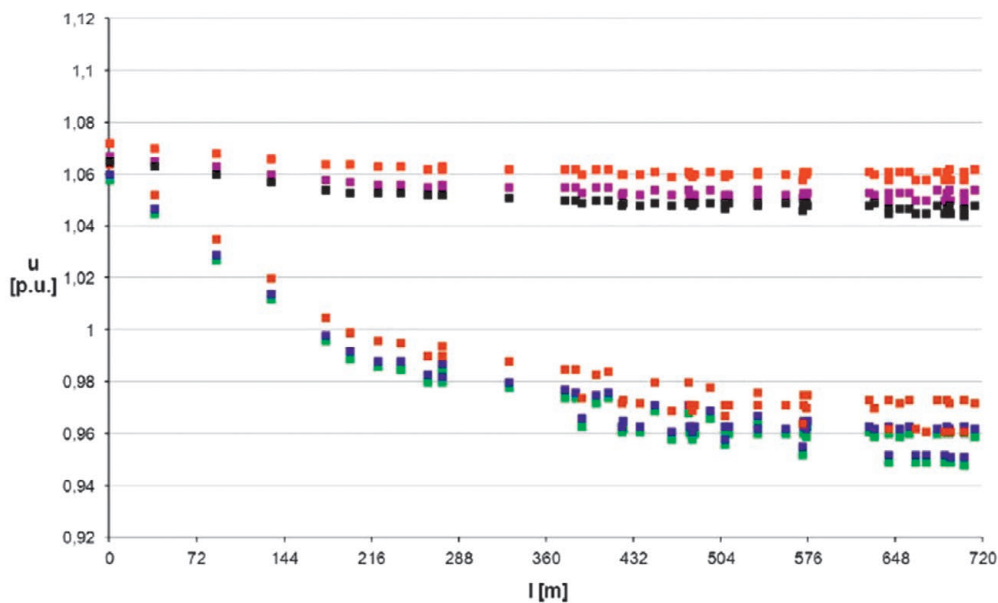


Fig. 8. Voltages with various regulation methods, wind farms output at 30% of rated power: maximum grid load ■ no regulation, ■ regulation by microsources, ■ regulation by compensators; minimum grid load – ■ no regulation, ■ regulation by micro-sources, ■ regulation by compensators

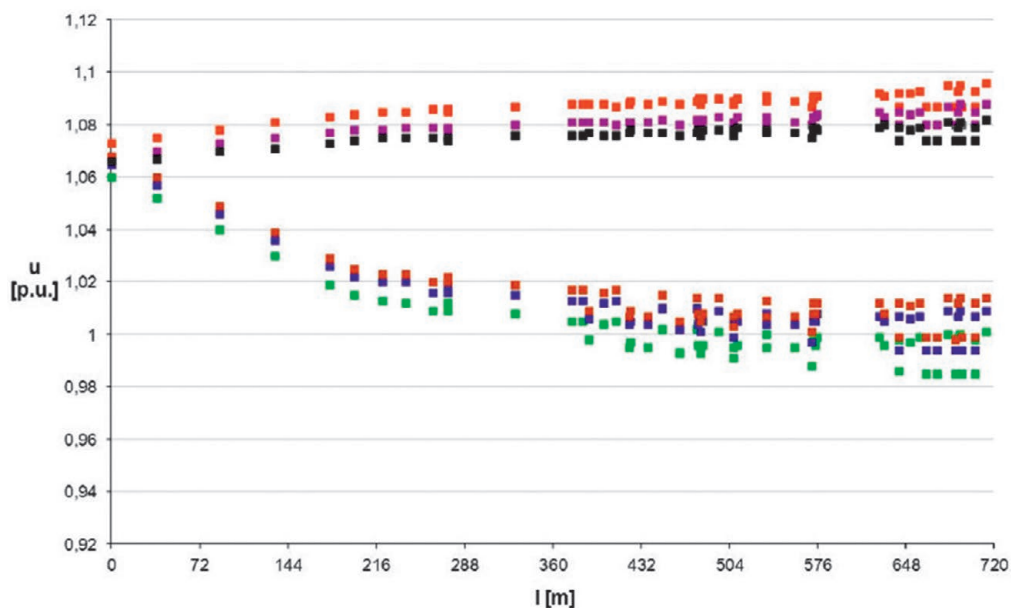


Fig. 9. Voltages with various regulation methods, wind farms output at rated power: maximum grid load ■ no regulation, ■ regulation by microsources, ■ regulation by compensators; minimum grid load – ■ no regulation, ■ regulation by micro-sources, ■ regulation by compensators

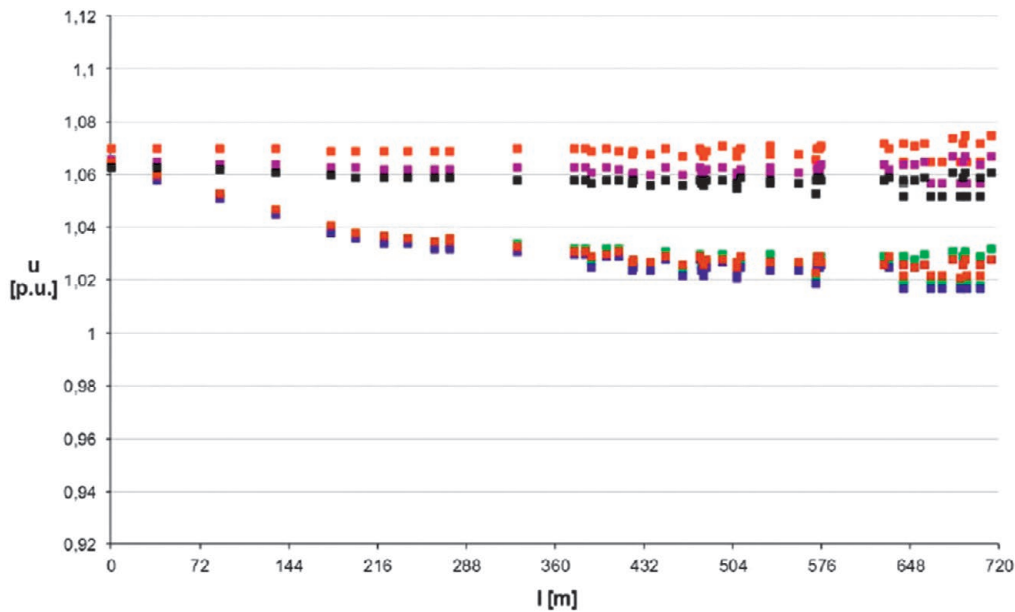


Fig. 10. Voltages with various regulation methods, photovoltaic plants output at rated power: maximum grid load ■ no regulation, ■ regulation by micro-sources, ■ regulation by compensators; minimum grid load – ■ no regulation, ■ regulation by micro-sources, ■ regulation by compensators

At the study's next stage, the microsource operation effect on the voltages was examined. The next graphs (Fig. 4–7) present results obtained for the predefined grid load conditions.

With the output from wind farm microsources only and the maximum grid load the voltage levels improved significantly. At 30% of the rated output, the lowest voltage in the grid had risen from 0.932 p.u. up to 0.948 p.u. And at full generation, the lowest voltage stayed at 0.985 p.u. The highest potential was maintained in the node to which the MV/LV transformer was connected and is practically constant (1.057–1.06 p.u.).

It is slightly different at the minimum grid load. Increasing the generation to a certain point equalized the voltages in all nodes, but its further raising reversed flows in the grid and contributed to voltage increases in receiving nodes above the voltage at the supply point. The highest voltage in the grid amounted to 1.096 p.u., which is close to the permissible value of 1.1 p.u. Full generation output in these load conditions can therefore lead to voltage excesses in the LV grid.

With photovoltaic generation the variation range was smaller, since it results from a different grid load variation range, which in this case should be considered. This is due to the maximum photovoltaic generation's availability in only a certain time of day. Moreover, it did not coincide with either the lowest or the highest grid load. The voltage conditions were, however, in line with those with wind generation. Also there, at the lowest grid load the flows had reversed and thus the voltages in some receiving nodes had exceeded the supply node voltage.

In the next step two methods were considered, with which the grid voltage changes caused by microgeneration could be reduced. The first method consisted in the adjustment of the sources' power factor in the range of 0.95 ind. –0.95 cap., required, for example, for wind farms. The reactive power regulation requirement applies to sources larger than those analysed [7]. However, this allows for partial control of the voltages in source

connection nodes. The other methods boiled down to the installation in the two nodes most distant from the supply transformer (W52, W54) compensators with automatic voltage regulation. The power of each compensator was 12.5 kVA, which corresponded to the average load connection power in the grid. The regulation system's reference voltage was adopted at 1.025 p.u. The results are shown in Fig. 8–10.

The reactive power regulation introduction to the grid, and thus the capability to influence, even if only partially, voltage levels, to some extent improved the voltage conditions. The regulation allowed offsetting the voltages from their extremes allowed for the grid. Thus, it provided a certain degree of protection against the appearance of voltages that are unacceptable for such a grid. This impact is evident in all the graphs, where the compensation shifted all grid voltages towards the assumed 1.025 p.u.

It should be noted in the results in Fig. 10 obtained at the highest load that the node voltages were close to 1.025 p.u., i.e. the set value to be maintained in both microsources and compensators. Therefore, the voltage distribution has a slightly different character than in other cases when the node voltages differed from the set values.

## 5. Final conclusions

The introduction of microsource generation to low-voltage supply grid may fundamentally alter the grid's performance. One of the aspects of these changes may be significant extension of the nodal voltages' variation ranges compared to the case of the absence of such generation. This could lead to a situation where the grid voltages had exceeded levels unacceptable in such a grid. In addition, the voltages' volatility would be a largely unpredictable process, as it was strongly related to the unpredictability of the microsources' output.

To avoid voltage issues in such a grid, voltage controls should be introduced to it. Of the two voltage control methods considered,

the first, that is the requirement of a certain degree of reactive power regulation by a micro-source, would not involve any additional investment of the grid operator, but could have some impact on the RES installation costs. Another problem that would have to be resolved is how to determine the set voltage for such a source at the point of its connection, as well as the mutual dependence of the voltage settings for many such sources operated in the same grid.

The other considered solution is more beneficial for RES owners, because the compensator installation and operation costs would have to be covered by the grid. For the most effective impact on the voltage stabilisation the compensator should operate in the node with the highest voltage, so in practice it should be expected that in most cases these would be the grid's end nodes. Determining the voltage which should be the reference point for the regulation seems slightly easier in this case.

## REFERENCES

1. Przygrocki M., "Generacja rozproszona jako aktywny uczestnik zarządzania pracą KSE" [Distributed generation as an active factor in NPS grid management], *Logistyka*, No. 3, 2015.
2. Parola M. et al., "Mikrosieci niskiego napięcia" [Low voltage microgrids], Warsaw, 2013.
3. Horyń M., "Zautomatyzowane systemy budynkowe w energetyce prosumenckiej" [Automated in-building systems in prosumer power engineering], *Przeegląd Elektrotechniczny*, year 92, No. 6, 2016.
4. *Dziennik Ustaw* 2017 [The 2017 Journal of Laws], item 220, of 6 February 2017.
5. *Dziennik Ustaw* 2015 [The 2015 Journal of Laws], item 478, of 3 April 2015.
6. *Dziennik Ustaw* 2007 [The 2007 Journal of Laws], No. 93, item 623, of 29 May 2007.
7. "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej" [Distribution Grid Code], ENERGA Operator SA, 1 January 2014.
8. Nalepa K. et al., "Poradnik małej energetyki wiatrowej" [Guide to small wind power generation], Olsztyn 2011.
9. Wasiak I., Pawełek R., "Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną" [Power quality in grids with distributed generation], Warsaw 2015.
10. Hryziński R. et al., "Complementarity of Wind and Photovoltaic Power Generation in Conditions Similar to Polish", *Acta Energetica*, No. 4/17, 2013.
11. Mazur M., Partyka J., Marcewicz T., "Analiza zastosowania hybrydowego systemu zasilania odnawialnej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej w budynkach mieszkalnych" [Analysis of the use of a hybrid renewable energy system for wind and solar power in residential buildings], *Przeegląd Elektrotechniczny*, year 92, No. 8, 2016.
12. Sobierajski M., Rojewski W., "Analysis of Energy and Power Generation in a Photovoltaic Micro Installation Interconnected with a Low Voltage Grid", *Acta Energetica*, No. 4/25, 2015.
13. Dąbrowski J., Krac E., Górecki K., "Analysis of long-time efficiency of photovoltaic installation", *Przeegląd Elektrotechniczny*, year 93, No. 2, 2017.

## Robert Kowalak

Gdańsk University of Technology

e-mail: robert.kowalak@pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2000). Obtained his PhD in engineering at the same faculty (2005). Presently, he has been working as a lecturer in the Power Engineering Department of the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. His professional interests include: high-voltage power electronics systems (FACTS, HVDC), modelling the operation of power electronics systems in a power system, cooperation of power supply systems with traction power systems, and issues related to the allocation of a reactive power compensator in a power system, and voltage control in a power system. Author or co-author of over 50 publications.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 52–59. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Warunki napięciowe w sieci niskiego napięcia z przyłączoną mikrogeneracją

### Autor

Robert Kowalak

### Słowa kluczowe

generacja rozproszona, sieć niskiego napięcia, poziomy napięcie, mikrogeneracja

### Streszczenie

Wprowadzenie generacji rozproszonej do sieci niskiego napięcia może spowodować w niej problemy natury napięciowej. W artykule zaprezentowano wpływ mikrogeneracji na poziomy napięcie w sieci niskiego napięcia. Do przeprowadzenia analizy wytypowano rzeczywistą sieć niskiego napięcia o znacznej długości. Sieć zasilana przede wszystkim budynki mieszkalne zlokalizowane na terenie wiejskim. Dla analizowanej sieci zaprezentowano również wyniki badań uwzględniające potencjalne środki, które można w tej sieci zastosować, aby poprawić warunki napięciowe.

Data wpływu do redakcji: 26.02.2017

Data akceptacji artykułu: 25.04.2017

Data publikacji online: 23.07.2018

### 1. Wstęp

Obserwowany na przestrzeni ostatnich lat wzrost zaangażowania ze strony rządów oraz licznych organizacji w promowanie wśród społeczeństw świadomości ekologicznej przyczynił się do dynamicznego rozwoju gałęzi energetyki, jakim jest generacja rozproszona. Również w naszym kraju widoczny jest rozwój generacji rozproszonej, opartej przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii (OZE). OZE uważane są za istotne dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, gdyż ich praca przyczynia się do zmniejszenia zależności od importowanych paliw kopalnych. Z punktu widzenia ekologii mają też wpływ na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Czynnikiem mającym wpływ na wzrost zainteresowania tą technologią są również ponoszone przez odbiorcę koszty wytwarzania i przesyłu energii pochodzącej z konwencjonalnych elektrowni, przy równoczesnym obniżających się kosztach technologii OZE [1].

W miarę rozwoju technologii w sieci niskiego napięcia będzie się pojawiać coraz więcej źródeł energii elektrycznej o małych mocach, w szczególności OZE. Źródła rozproszone współpracujące z siecią niskiego napięcia przyczyniły się do powstania pojęć mikrogeneracji i mikroźródeł. Oznaczają one wytwarzanie energii elektrycznej na małą skalę. Do mikroźródeł zalicza się mikroturbiny gazowe i wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne i paliwowe oraz mikroturbiny na biopaliwa [2]. Odbiorcy energii elektrycznej, podłączeni do sieci niskiego napięcia, którzy dokonają inwestycji w mikrogenerację ukierunkowaną na własny użytek, stają się prosumentami, czyli jednocześnie producentami i konsumentami energii elektrycznej. Prosumenci wykorzystują wytworzoną energię elektryczną głównie na własny użytek, a jej ewentualne nadwyżki mogą sprzedawać do sieci zasilającej. Prosumentami mogą więc być gospodarstwa domowe, gospodarstwa rolne lub małe przedsiębiorstwa.

W Polsce energetyka prosumencka jest powiązana z wykorzystaniem OZE. Udział źródeł odnawialnych w rynku energetycznym ma stanowić 20%, z czego przyjmuje się, że 10% energii będą generować prosumenci [3].

W sieci niskiego napięcia największą popularnością jako mikroźródła cieszą się instalacje fotowoltaiczne i małe elektrownie wiatrowe, o mocach rzędu pojedynczych kilowatów. Ich praca w sieci niskiego napięcia oprócz korzyści może, niestety, nieść też pewne zagrożenia. Z jednej strony źródła te wymagają obecności elementów energoelektronicznych, których praca przyczynia się do pojawienia wyższych harmonicznych prądów, a więc tym samym wywołuje odkształcenia przebiegów napięciowych. Z drugiej strony praca tych źródeł może przyczynić się do znaczących zmian wartości napięcia w tej sieci, co nie jest korzystne dla pracujących tam urządzeń, a związane może być ze znaczącym odciążeniem tej sieci, czy wręcz z odwróceniem kierunku przepływu mocy. To właśnie na tym zagadnieniu koncentruje się niniejszy artykuł.

Należy zdawać sobie sprawę z tego, że w miarę wzrostu świadomości społeczeństwa i rozwoju technologii, przy równoczesnym obniżaniu się kosztów instalacji mikroźródeł, coraz więcej odbiorców energii może chcieć zostać posiadaczem takiego mikroźródła. W efekcie nasycenie tymi elementami w sieci niskiego napięcia może stać się na tyle znaczne, że może doprowadzić do nieprawidłowej pracy takiej sieci.

### 2. Mikroźródła i ich przyłączanie do sieci

Podłączenie nawet małego źródła energii do systemu elektroenergetycznego nie jest sprawą dowolną, ale regulowane jest odpowiednimi przepisami. Aktami prawnymi w naszym kraju, które określają warunki pracy i przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci, są: ustawa *Prawo energetyczne* z 10 kwietnia

1997 roku wraz z późniejszymi zmianami [4], ustawa o OZE wraz ze zmianami [5] oraz Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku [6].

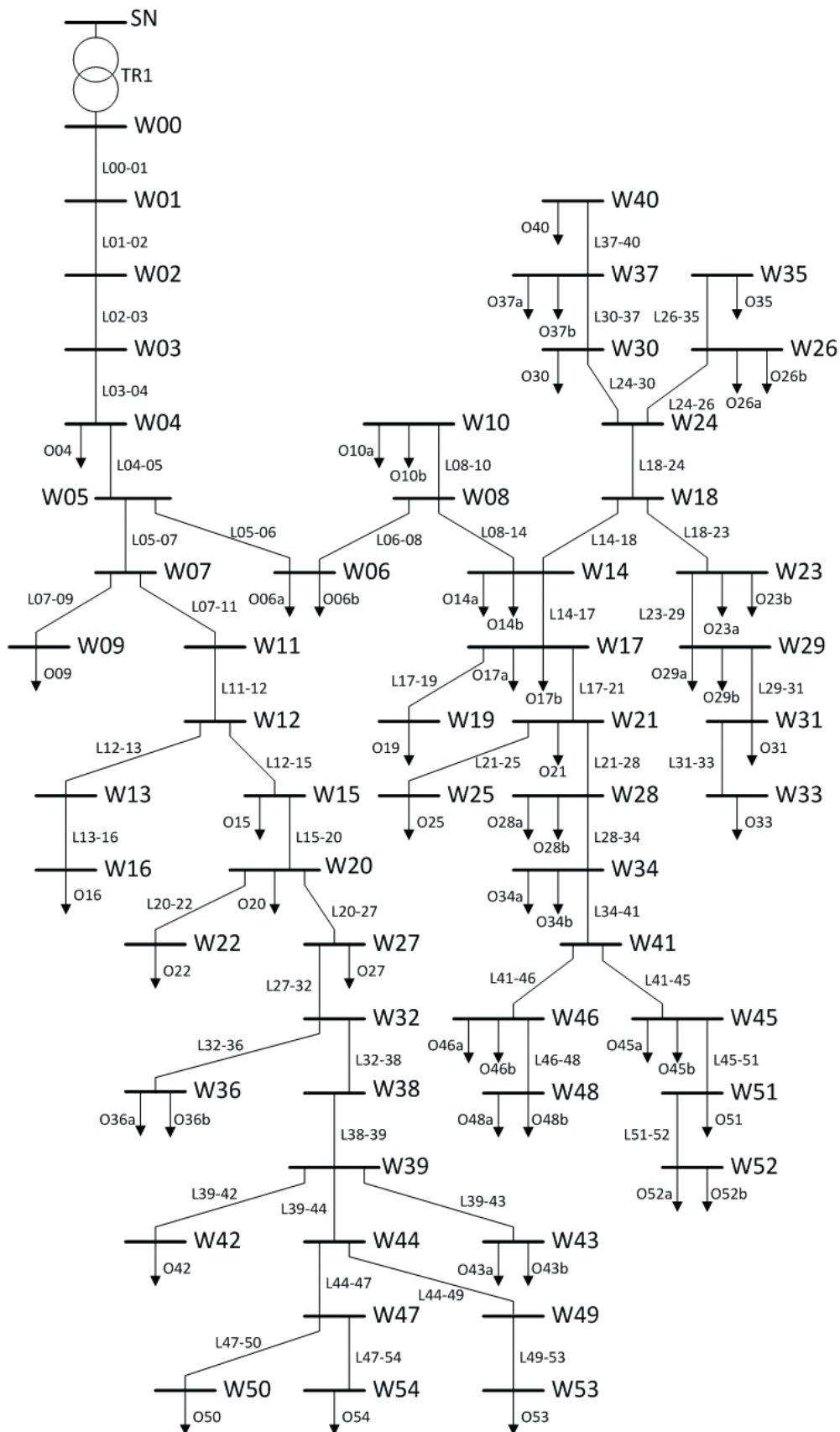
Źródła o mocy znamionowej nieprzekraczającej 40 kW mogą być podłączane w sieci nn bezpośrednio w każdym punkcie sieci. Warunki, które muszą być jednak przy tym spełnione, określone są w IRiESD odpowiednich operatorów (np. [7]), do których sieci taka instalacja ma zostać podłączona. Jak już wspomniano, największą popularnością jako mikroźródła cieszą się małe elektrownie wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne. Wynika to w pewnej mierze z ceny tych instalacji, która ulega ciąglem obniżaniu, przez co stają się one dostępne dla coraz większej liczby potencjalnych inwestorów. Ponadto rośnie też ekologiczna świadomość społeczeństwa.

Turbina wiatrowa dokonuje zamiany energii kinetycznej strumienia powietrza na energię mechaniczną, która w generatorze zamieniana jest na energię elektryczną. Rozróżnia się dwa typy turbin, ze względu na położenie osi wirnika: z poziomą osią obrotu – HAWT (ang. *Horizontal Axis Wind Turbines*) oraz z pionową osią obrotu – VAWT (ang. *Vertical Axis Wind Turbines*) [8]. Pierwsze wykorzystywane są częściej i mają większą sprawność. Natomiast drugie charakteryzują się pracą niezależną od kierunku wiatru, ale posiadają mały moment rozruchowy [9]. Podział turbin wiatrowych może być wykonany także na podstawie innych kryteriów, np. ze względu na wyróżnik szybkobieżności (wolno-, średnio- i szybkobieżne).

Ogniwa fotowoltaiczne przekształcają energię promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Za to przekształcenie jest odpowiedzialne zjawisko fotoelektryczne zachodzące w półprzewodnikowej strukturze fotoogniwa. Ogniwa te wytwarzane są w postaci modułów, które łączy się ze sobą w celu uzyskania pożądanej mocy. Praca ogniwa zależna jest

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 52–59. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Struktura analizowanej sieci nn

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 52–59. When referring to the article please refer to the original text.

PL

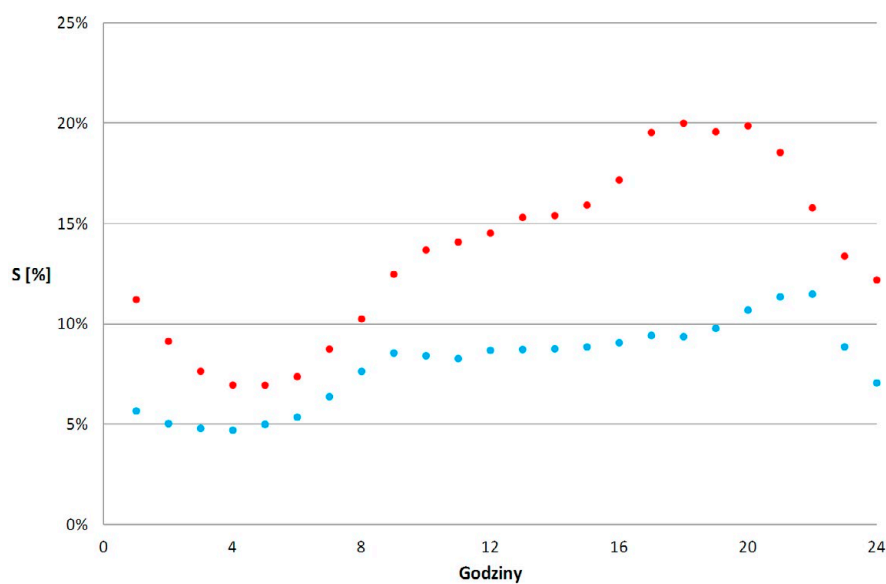
od warunków atmosferycznych (nasłonecznienie, temperatura) oraz zastosowanego materiału półprzewodnikowego (krzem, german, selen). Z siecią zasilającą łączone są za pomocą falownika, dostosowującego parametry energii pochodzącej z ogniw do warunków sieciowych [2].

### 3. Charakterystyka obiektu i jego model

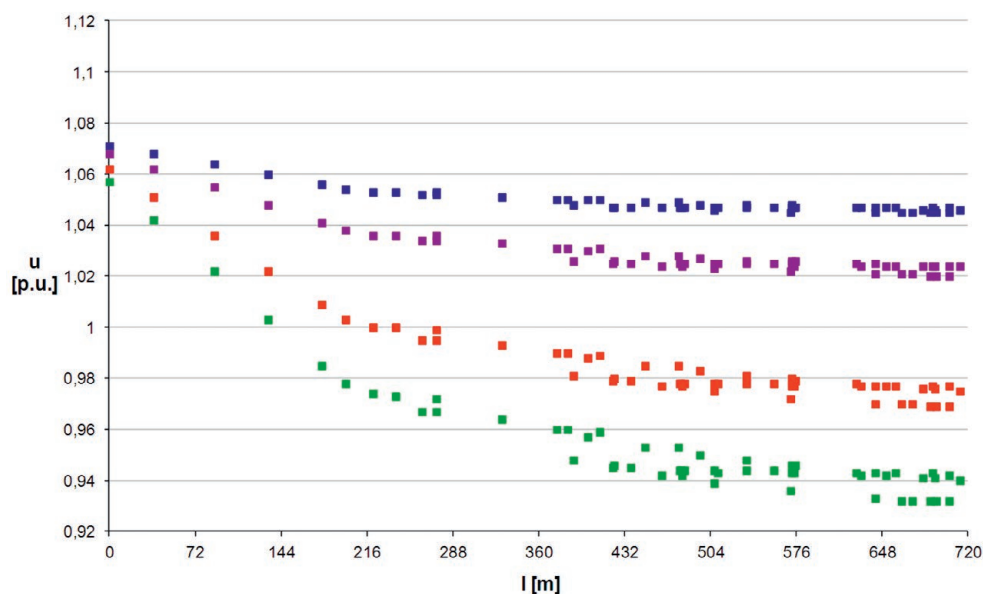
Jako obiekt badań wytypowano sieć większą położoną na terenie województwa pomorskiego o znacznej długości (najdalej położony odbiór znajduje się w odległości 713 metrów od stacji transformatorowej SN/nn). Strukturę analizowanej sieci zaprezentowano na rys. 1. Jest to sieć

napowietrzno-kablowa promieniowa z rozgałęzieniami, zasilana z transformatora SN/nn o mocy znamionowej 160 kVA, w skład której wchodzi 20 odcinków napowietrznych wykonanych z pomocą przewodów typu AsXSn o przekrojach 70, 35, 25 i 16 mm<sup>2</sup> oraz 34 odcinków kablowych wykonanych kablami YAKY i YAKXS (jeden odcinek) o przekroju 120 mm<sup>2</sup>. Do sieci przyłączeni są odbiorcy o mocach przyłączeniowych 10,5; 12,5 i 16,5 kVA odpowiednio w liczbie – 14, 23 i 15. W ramach badań wykonano sprawdzenie kształtowania się poziomów napięć dla kilku wariantów obciążenia i generacji.

Na podstawie profili obciążenia dla 2017 roku, zawartych w załączniku nr 5 do IRIESD [7], oraz znanych wartości mocy przyłączeniowych określono spodziewane obciążenia w modelowanej sieci, przyjmując, że na danym terenie przeważają odbiorcy charakteryzujący się profilami obciążenia typu A i B. Na rys. 2 zaprezentowano maksymalne i minimalne wartości obciążenia dla poszczególnych godzin doby, wynikające z podanych profili obciążenia. Na ich podstawie przyjęto, że przy obciążeniu maksymalnym każdy z odbiorów pracuje z 20,0% wartości swojej mocy przyłączeniowej, a dla obciążenia minimalnego z wartością 4,7%. Natomiast dla okresu



Rys. 2. Przyjęte wartości obciążenia w czasie doby na podstawie profili obciążenia dla roku 2017: • maksymalne obciążenie, • minimalne obciążenie



Rys. 3. Poziomy napięć przy różnych wartościach obciążenia systemu: ■ maksymalne obciążenie sieci, ■ największe obciążenie w godzinach 11–13, ■ najmniejsze obciążenie w godzinach 11–13, ■ minimalne obciążenie sieci

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 52–59. When referring to the article please refer to the original text.

PL

najsilniejszego nasłonecznienia w czasie doby przyjęto odpowiednio wartości: jako największe obciążenie poziom 15,3%, a jako najmniejsze – 8,3%.

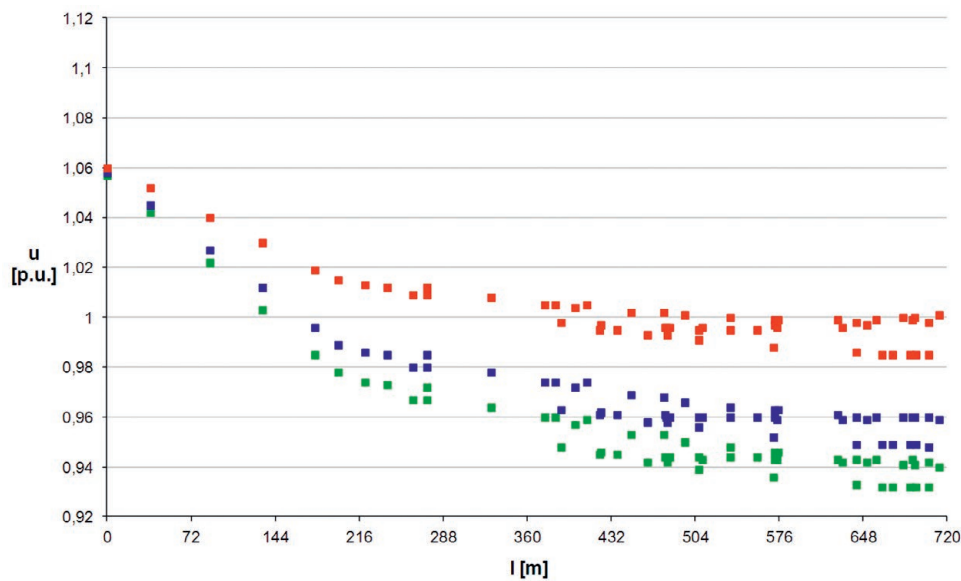
Przy rozpatrywaniu wariantów generacji w badanej sieci przyjęto, że rozpatrywane będą oba z najczęściej spotykanych typów mikroźródeł: przydomowe elektrownie wiatrowe oraz ogniwa fotowoltaiczne.

Elektrownie wiatrowe charakteryzują się dużą zmiennością i tym samym pewną nieprzewidywalnością generacji, wynikającą z warunków wietrznych. Efektem tego jest to, że np. maksymalna generacja może wystąpić praktycznie w dowolnej godzinie

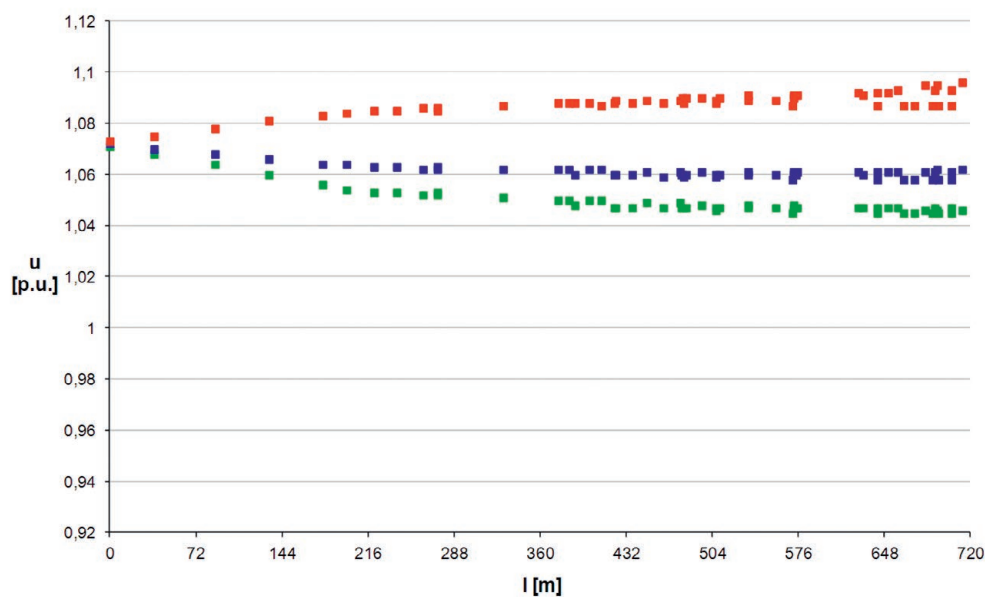
doby, podobnie jak całkowity jej brak. Przykładowe przebiegi zmienności generacji elektrowni wiatrowej można znaleźć w [10, 11].

Ogniwa fotowoltaiczne również charakteryzują się dużą zmiennością generacji, ale są nieco bardziej przewidywalne. Wiadomo bowiem, że w okresie nocnym występuje w przypadku tych źródeł brak generacji. Natomiast największą moc można uzyskać w tych źródłach w czasie dnia w godzinach 11–13 [3, 10, 12, 13] przy założeniu, że będzie odpowiednie nasłonecznienie (brak zachmurzenia).

Na potrzeby badań przyjęto, że moc znamionowa rozpatrywanych źródeł pracujących w sieci nn będzie na poziomie 5 kW. Rozpatrzono dla układu dwa warianty OZE: tylko źródła wiatrowe oraz tylko ogniwa fotowoltaiczne. Dla analizy pracy źródeł wiatrowych przyjęto poziomy generacji 30% i 100% oraz rozpatrywano maksymalne i minimalne obciążenie sieci. Natomiast dla źródeł fotowoltaicznych uwzględniono tylko generację na poziomie 100% oraz najmniejsze i największe spodziewane obciążenie w sieci dla tego przedziału czasowego doby, gdy taka generacja jest możliwa. Przyjęto w miarę równomierne rozłożenie



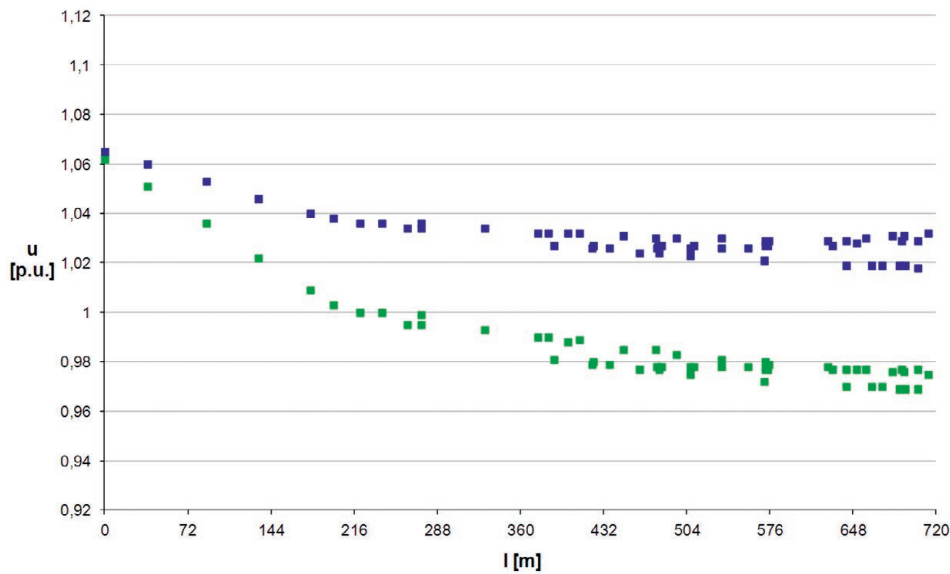
Rys. 4. Poziomy napięcie przy maksymalnym obciążeniu systemu: ■ brak generacji, ■ praca elektrowni wiatrowych z mocą równą 30% mocy znamionowej, ■ praca elektrowni wiatrowych z mocą znamionową



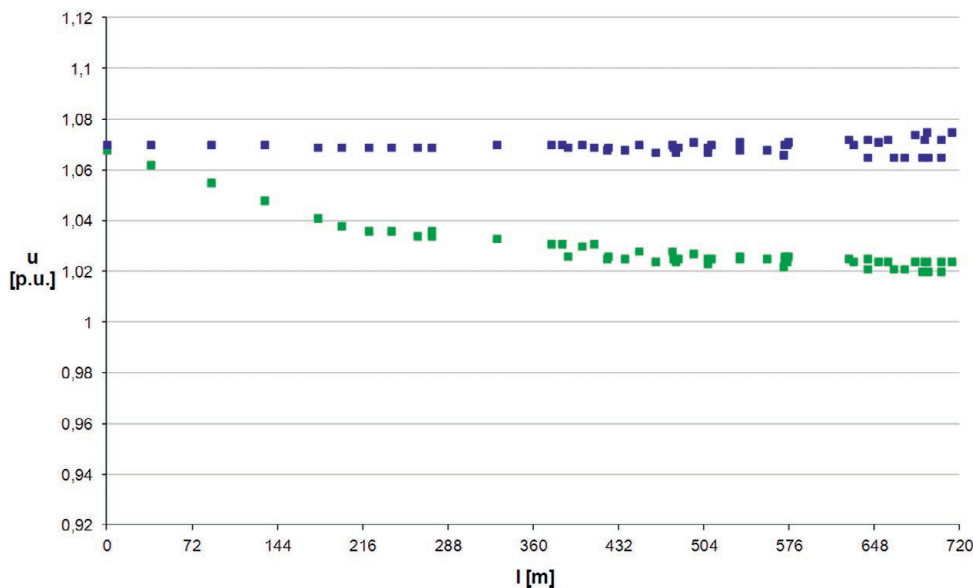
Rys. 5. Poziomy napięcie przy minimalnym obciążeniu systemu: ■ brak generacji, ■ praca elektrowni wiatrowych z mocą równą 30% mocy znamionowej, ■ praca elektrowni wiatrowych z mocą znamionową

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 52–59. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 6. Poziomy napięć przy największym obciążeniu systemu w godzinach 11–13: ■ brak generacji, ■ praca ogniw fotowoltaicznych z mocą znamionową



Rys. 7. Poziomy napięć przy najmniejszym obciążeniu systemu w godzinach 11–13: ■ brak generacji, ■ praca ogniw fotowoltaicznych z mocą znamionową

lokalizacji mikroźródeł w sieci – w węzłach W06, W14, W17, W23, W27, W30, W35, W40, W45, W50, W54.

Badania przeprowadzono przy wykorzystaniu oprogramowania DIGSILENT PowerFactory®.

#### 4. Wyniki badań

W pierwszej kolejności przeprowadzono badania pozwalające na określenie poziomów napięć w badanej sieci przy założeniu braku jakiegokolwiek generacji, natomiast dla różnych poziomów obciążenia. Badania te pozwoliły również na odpowiednie ustawienie napięć zasilających (przekładnia transformatora), tak aby w sieci nie występowały przekroczenia napięciowe.

Stanowiło to punkt wyjściowy do kolejnych analiz. Należy bowiem pamiętać, że pracujące transformatory SN/nn nie prowadzą regulacji napięcia za pomocą przełącznika zacze- pów w sposób automatyczny.

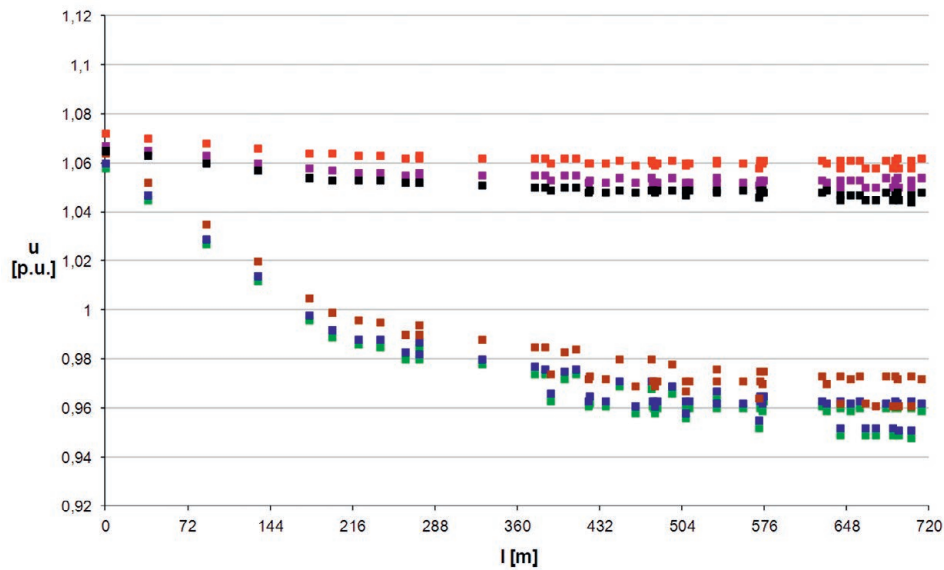
Wyniki obrazujące rozkład napięć w sieci bez generacji zaprezentowano na rys. 3. Dla analizowanej sieci, jak należało oczekiwać, zaobserwowano znaczący zakres zmienności napięć. Dla maksymalnego obciążenia sieci napięcia znajdują się w zakresie wartości 0,932–1,057 p.u., natomiast najwyższy zakres napięć jest obserwowany dla najmniejszego obciążenia: 1,045–1,071 p.u. Największe zmiany napięć dotyczą najbardziej położonych od transformatora zasilającego węzłów.

W kolejnym etapie badań sprawdzono, jak na kształtowanie się poziomów napięć wpływać będzie praca w sieci mikroźródeł. Na kolejnych wykresach (rys. 4–7) zaprezentowano wyniki uzyskane dla zdefiniowanych wcześniej stanów obciążenia sieci.

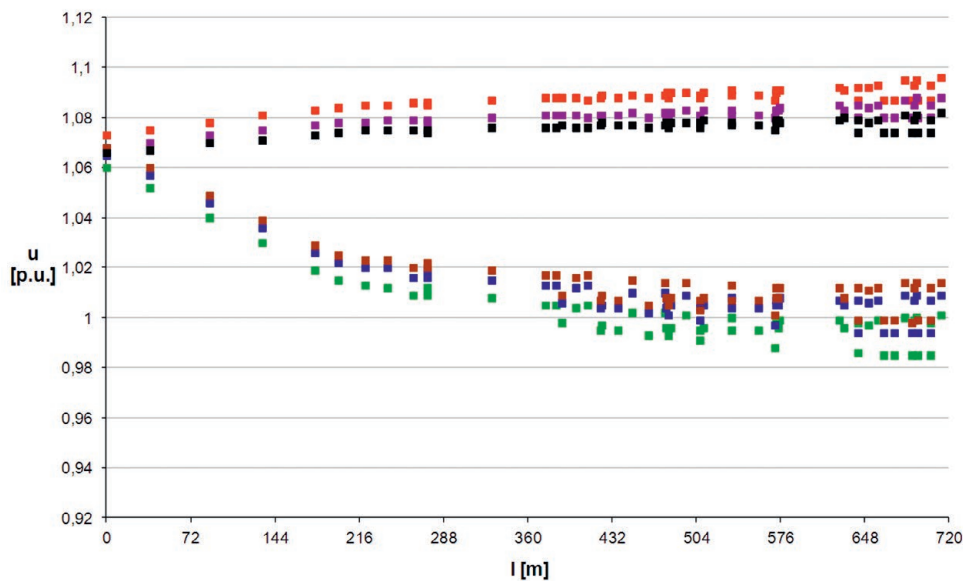
W przypadku zakładanej pracy w sieci tylko mikroźródeł w postaci elektrowni wiatrowych przy maksymalnej wartości obciążenia sieci widać poprawę poziomów napięciowych. W przypadku generacji z mocą na poziomie 30% mocy znamionowej najniższa wartość napięcia w sieci zmienia się z poziomu 0,932 p.u. do wartości 0,948 p.u. Natomiast przy pełnej generacji najmniejsza wartość napięcia utrzymuje się na poziomie 0,985 p.u. Najwyższy potencjał

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 52–59. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 8. Poziomy napięć przy różnych sposobach regulacji napięcia, generacja elektrowni wiatrowych na poziomie 30% mocy znamionowej; maksymalne obciążenie w sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory; minimalne obciążenie sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory



Rys. 9. Poziomy napięć przy różnych sposobach regulacji napięcia, generacja elektrowni wiatrowych równa mocy znamionowej; maksymalne obciążenie w sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory; minimalne obciążenie sieci – ■ bez regulacji, ■ regulacja przez mikroźródła, ■ regulacja przez kompensatory

utrzymywany jest w węźle, do którego dołączony jest transformator SN/nn i jest praktycznie stały (1,057–1,06 p.u.). Sytuacja wygląda nieco inaczej dla minimalnego obciążenia sieci. Wzrost generacji do pewnego momentu powoduje wyrównywanie się poziomów napięć we wszystkich węzłach, ale dalszy jej przyrost odwraca przepływy w sieci i przyczynia się do wzrostu napięć w węzłach odbiorczych powyżej wartości napięcia w punkcie zasilania. W analizowanej sieci najwyższy poziom napięcia osiągnął wartość 1,096 p.u., czyli blisko wartości dopuszczalnej wynoszącej

1,1 p.u. Pełna generacja w takich warunkach obciążenia może więc doprowadzić do wystąpienia zbyt wysokich wartości napięć w sieci nn.

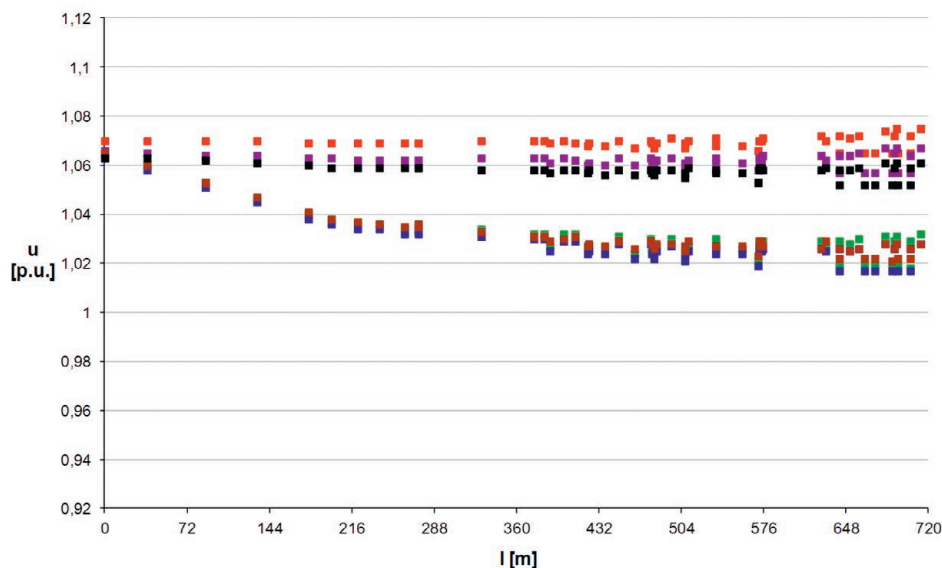
W przypadku generacji opartej na ogniwach fotowoltaicznych rozpatrywany zakres zmienności napięć jest mniejszy, gdyż wynika z innego zakresu zmienności obciążenia sieci, który w takim przypadku należy rozpatrywać. Związane jest to z tym, że maksymalna generacja fotowoltaiczna możliwa jest tylko w określonym przedziale czasowym doby. Ponadto nie pokrywa się ona z okresami zarówno najmniejszego,

jak i największego obciążenia w sieci. Obserwacje dotyczące sytuacji napięciowej są tu jednak zbieżne z tymi, jakie dotyczyły generacji wiatrowej. Także dla niej, przy najmniejszym obciążeniu w sieci, obserwujemy odwrócenie przepływów i tym samym wzrost napięcia, w niektórych węzłach odbiorczych powyżej wartości napięcia w węźle zasilającym.

W kolejnym kroku rozpatrzono dwa sposoby, za pomocą których można zredukować zakres zmian napięć w sieci powodowany mikrogeneracją. Pierwszy sposób polegał na wprowadzeniu w źródłach

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 52–59. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 10. Poziomy napięć przy różnych sposobach regulacji napięcia, generacja elektrowni fotowoltaicznych równa mocy znamionowej; maksymalne obciążenie w sieci – bez regulacji, regulacja przez mikroźródła, regulacja przez kompensatory; minimalne obciążenie sieci – bez regulacji, regulacja przez mikroźródła, regulacja przez kompensatory

regulacji współczynnika mocy w zakresie 0,95 ind. – 0,95 poj., wymagany np. dla farm wiatrowych. Wymóg regulacji mocy biernej dotyczy większych źródeł od tych analizowanych [7]. Pozwala to jednak na częściową kontrolę wartości napięć w węzłach podłączenia źródeł. Drugi z analizowanych sposobów sprowadzał się do zainstalowania w dwóch węzłach najbardziej oddalonych od transformatora zasilającego (W52, W54) kompensatora z regulacją automatyczną napięcia. Moc każdego z rozpatrywanych kompensatorów wyniosła 12,5 kVA, co odpowiadało mocy przyłączeniowej przeciętnych odbiorców w analizowanej sieci. Jako napięcie odniesienia dla układów regulacji przyjęto 1,025 p.u. Zobrazowanie uzyskanych wyników przedstawiają rys. 8–10.

Wprowadzenie do rozpatrywanej sieci regulacji mocy biernej, a tym samym możliwości wpływania, choćby częściowego, na poziomy napięć, w pewnym stopniu poprawia warunki napięciowe. Prowadzona regulacja pozwala na odsunięcie wartości napięć od wartości skrajnych dopuszczalnych dla danej sieci. Tym samym stanowi to w pewnym stopniu zabezpieczenie przed pojawieniem się niedopuszczalnych dla takiej sieci wartości napięć. Takie oddziaływanie widoczne jest na wszystkich wykresach, gdzie przy działającej kompensacji obserwowane jest przesunięcie wartości napięć w całej sieci w kierunku przyjętej w badaniach wartości zadanej 1,025 p.u. W przypadku wyników zaprezentowanych na rys. 10, dotyczących największego obciążenia, należy zwrócić uwagę, że wartości

napięć w poszczególnych węzłach są zbliżone do poziomu 1,025 p.u., czyli wartości zadanej do utrzymywania zarówno w mikroźródłach, jak i w kompensatorach. Dlatego uzyskany tu rozkład napięć ma nieco inny charakter niż w pozostałych przypadkach, kiedy napięcia w węzłach różniły się od wartości zadanych.

### 5. Wnioski końcowe

Wprowadzenie do sieci zasilającej nn generacji w postaci mikroźródeł może w zasadniczy sposób zmienić warunki jej pracy. Jednym z aspektów tych zmian może być pojawianie się w węzłach napięć ze znacznie szerszego przedziału, niż miałyby to miejsce w przypadku braku generacji. Mogłoby to prowadzić do sytuacji, kiedy w sieci napięcia osiągną wartości niedopuszczalne dla takiej sieci. Ponadto zmienność tych napięć byłaby procesem w dużej mierze nieprzewidywalnym, gdyż silnie powiązany z nieprzewidywalnością generacji omawianych mikroźródeł.

Aby uniknąć problemów napięciowych w takich sieciach, należałoby wprowadzić do nich elementy odpowiedzialne za regulację napięcia. Spośród dwóch rozważanych sposobów pierwszy, czyli wprowadzenie wymogu regulacji mocy biernej w pewnym zakresie przez mikroźródło, nie wymuszałyby żadnych dodatkowych inwestycji ze strony operatora sieci zasilającej, ale mogłoby w pewnym stopniu wpłynąć na koszty instalacji OZE. Ponadto kwestią do rozwiązania pozostałoby, jak określać poziom napięcia zadane dla takiego źródła w konkretnym punkcie podłączenia instalacji, a także wzajemne uzależnienie nastaw napięć dla

wielu takich źródeł pracujących w tej samej sieci.

Drugie z rozważanych rozwiązań jest korzystniejsze dla właścicieli OZE, dlatego że koszty instalacji i eksploatacji kompensatora musiałby wziąć na siebie operator sieci. Aby kompensator wpływał najlepiej na stabilizację poziomów napięciowych, powinien pracować w węzle, dla którego obserwowana jest największa zmienność napięć, czyli w praktyce należy się spodziewać, że w większości przypadków będą to węzły końcowe sieci. Ustalenie wartości napięcia, które powinno być punktem odniesienia dla regulacji, wydaje się w takim przypadku nieco łatwiejsze.

### Bibliografia

1. Przygrocki M., Generacja rozproszona jako aktywny uczestnik zarządzania pracą KSE, *Logistyka* 2015, nr 3.
2. Parola M. i in., *Mikrosieci niskiego napięcia*, Warszawa 2013.
3. Horyń M., Zautomatyzowane systemy budynkowe w energetyce prosumenckiej, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, rok 92, nr 6.
4. Dziennik Ustaw 2017, poz. 220, z dnia 6.02.2017.
5. Dziennik Ustaw 2015, poz. 478, z dnia 3.04.2015.
6. Dziennik Ustaw 2007, nr 93, poz. 623, z dnia 29.05.2007.
7. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, ENERGA Operator SA, 1 stycznia 2014.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 52–59. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- |   |  |  |
|---|--|--|
| <p>8. Nalepa K. i in., Poradnik małej energetyki wiatrowej, Olsztyn 2011.</p> <p>9. Wasiak I., Pawełek R., Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną, Warszawa 2015.</p> <p>10. Hyrzyński R. i in., Complementarity of Wind and Photovoltaic Power Generation in Conditions Similar to Polish, <i>Acta Energetica</i> 2013, No. 4/17.</p> | <p>11. Mazur M., Partyka J., Marcewicz T., Analiza zastosowania hybrydowego systemu zasilania odnawialnej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej w budynkach mieszkalnych, <i>Przegląd Elektrotechniczny</i> 2016, r. 92, nr 8.</p> <p>12. Sobierajski M., Rojewski W., Analysis of Energy and Power Generation in a Photovoltaic Micro installation</p> | <p>Interconnected with a Low Voltage Grid, <i>Acta Energetica</i> 2015, No. 4/25</p> <p>13. Dąbrowski J., Krac E., Górecki K., Analysis of long-time efficiency of photovoltaic installation, <i>Przegląd Elektrotechniczny</i> 2017, r. 93, nr 2.</p> |
|---|--|--|

### Robert Kowalak

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: robert.kowalak@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2000). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (2005). Obecnie pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej na stanowisku adiunkta. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: układy energoelektroniczne dużych mocy (FACTS, HVDC), modelowanie pracy układów energoelektronicznych w systemie elektroenergetycznym, współpracę układów zasilania z elektroenergetyką trakcyjną, zagadnienia związane z lokalizacją kompensatorów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym oraz regulację poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym. Autor lub współautor ponad 50 publikacji.