

Analysis of Voltage Conditions in Low Voltage Networks Highly Saturated with Photovoltaic Micro Installations

Authors

Paweł Pijarski
Piotr Kacejko
Sylwester Adamek

Keywords

LV network, micro installation, voltage surge, photovoltaics

Abstract

This paper presents a voltage analysis of an LV network saturated with PV micro installations beyond the MV/LV transformer rated power. It has been shown that in adverse circumstances, the voltage may rise as much as 10% over the rating. An all-year-round voltage hazard assessment methodology is presented. Directions of efforts to limit the adverse PV micro installation-related voltage phenomena are identified.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018301

Received: 9.03.2017

Accepted: 14.07.2017

Available online: 15.02.2019

1. PV micro installations – potential hazards

Electricity consumers' growing interest in own energy sources has recently been increasingly noticeable. The most important reasons are the global trend to increase the use of renewable sources, the development of technology and its ever-better accessibility, the fall in installation prices and the high cost of electricity, and numerous preferential programs to help raise funds for the investment [2, 3].

The connection of generation micro-installations is perceived as beneficial due to the increased share of renewable energy in the energy mix, increased public awareness of threats related to electricity generation, technology development, increased number of jobs, and reduced capital expenditures for new generation capacity development and for grid infrastructure expansion. At the same time, the phenomenon raises concerns among distribution grid operators, due to the revenues reduced in line with reduced demand for electricity, and changed technical conditions of the system operation. In particular, technical conditions, due to the specific nature of generation in renewable (mainly photovoltaic) sources, arouse the greatest concern. The threats include:

- electricity quality deterioration (light flickering, higher harmonics) due to the converter systems operation
- risk of line and/or transformer overloads due to the large, concurrent power output from many sources

- voltage jumps over allowable limits due to the concurrent operation of many sources during the minimum customer demand
- uncontrolled island operation of the system.

Some of these threats have already been verified and proved to be not dangerous. These include the uncontrolled island operation and energy quality deterioration. Modern network inverters are effectively protected against the island operation and against the emission of disturbances that aggravate the light flickering effect or the content of higher harmonics in the grid voltage. Others, such as overloads in excess of allowable currents and triggering voltage boosts, unfortunately, have turned out to be real and to pose a real threat to the operation of the grid and receivers connected to it.

In particular, voltage conditions in grids are a matter of concern for grid operators. This phenomenon is similar to the excessive voltage drops that occur after increasing the number and power of receiving devices. As regards generation installations, voltage overruns were recorded when weather conditions (insolation) allowed the micro installations operation with a near-nominal output power, while at the same time the input power in the grid was low [1, 4, 7].

2. Test network modelling – description

Low voltage networks, as opposed to high voltage networks, have so far not been precisely modelled and tested. No systems

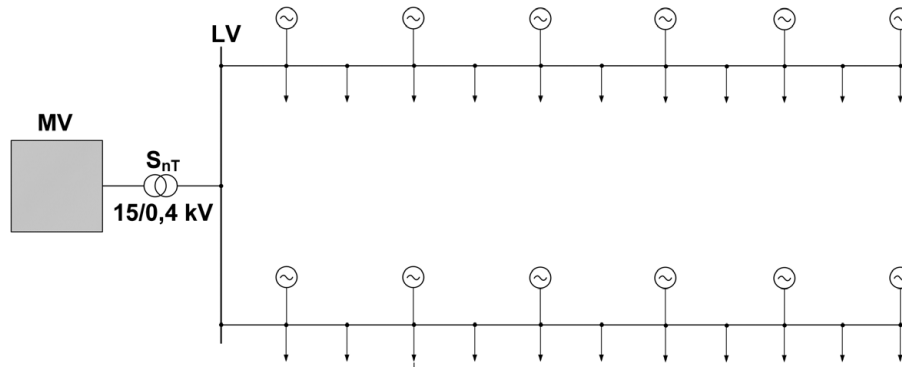


Fig. 1. Model network diagram with evenly distributed load and evenly distributed generation

Voltage conditions analysis of LV grid with PV micro installations

Transf. substation load As per actual PGED measurements
Generation PL insulation reference measurements

LV grid	Voltage	PGED measurement data	PGED measurement data
MV/LV transformer	Transformer power ST =	63	kVA
	Tap:	0,0%	
	Transformer load factor =	1,00	
	Voltage ratio =	15,750/0,42	kV/kV
	RT =	0,0533	Ω
	XT =	0,1142	Ω
LV line (AL wire) uniformly loaded	Cross-section S =	50	mm ²
	Length l =	700	m
	RL =	0,4118	Ω
	XL =	0,1400	Ω
Load	No. of LV lines =	2	
	Line's share in load (α)	0,50	
Generation	PV installation rated capacity P =	100	kW
	No. of lines =	2	
	Line's share in generation (β)	0,5	
Generation output reduction	Level 1 reduction =	5	%
	Level 2 reduction =	10	%
	Level 3 reduction =	30	%

VOLTAGE ANALYSIS RESULTS ¹⁾

Received energy E odb = 296 722 kWh/rok

Annual LV grid operation		No reduction	Level 1 reduction	Level 2 reduction	Level 3 reduction
Max. voltage	U _{max} [V]	449,9	448,0	446,2	440,0
Min. voltage	U _{min} [V]	360,2	360,2	360,2	360,2
Av. voltage	U _{sr} [V]	405,2	405,1	405,1	405,1
No. of excesses MAX		296	173	90	0
Percentage of excesses MAX		0,85%	0,50%	0,26%	0,00%
No. of excesses MIN		0	0	0	0
Percentage of excesses MIN		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Percentage of excesses		0,85%	0,50%	0,26%	0,00%
No. of line overloads		0	0	0	0
No. of transformer overloads		749	725	694	636
No. of power reductions		0	296	173	90
Energy output	E gen [kWh /rok]	106 855	106 206	106 002	105 581
	Energy reduction	E gen [kWh /rok]	0	349	553
Energy reduction at level	E gen [kWh /rok]	0	349	204	421

¹⁾ subject to test is the LV line end

Fig. 2. Screen view of the application for assessment of voltage conditions, overvoltages and options to limit them in a low voltage network by reducing the generation output

that comprehensively record load profiles and voltages in receiver connectors have been installed in them, therefore it is difficult to find data to develop an accurate system model for calculations. Customers usually order more power than actually consume and in practice the ordered powers are not useful for the development of reliable mathematical models.

In research work, it is possible to accurately model LV networks and relatively accurately determine their hosting capability [6]. In practice, however, a simplified approach has been preferred, and the application of indicators, which allows to eliminate relatively labour-intensive network modelling. To meet these expectations, a calculation sheet based on the concept of analysis of a network with evenly distributed load and evenly distributed generation was developed at the Lublin University of Technology. To use the sheet, only the LV network's basic parameters and the PV installations power must be known. The sheet interface is shown in Fig. 2, and the subsequent figures show the results obtained from it.

3. Results of the analysis of voltage conditions in LV network

Despite the interface and the simplified network model simplicity, the sheet enables the assessment of voltage conditions throughout the year, divided into individual quarters. Such an accurate representation of the PV micro installation operation is based on actual (though historical) annual insolation measurements, and the transformer substation loads are modelled based on scaled measurements in a reference substation. Moreover, a set of voltages measured on the MV side can be added to it, also based on measurements from a real network.

The subsequent figures show the analysis of excesses over the allowed voltage limit at the end of circuits supplied from the analysed substation (440 V). The number of excesses was evaluated based of the number of quarters of hour during which the voltage exceeded $U_{dop} = 440$ V. This number was converted into a percentage duration, related to the length of the year (35 040 quarters). The excesses are presented in the figures as a function of the PV installations' rated power. Duration of the

excesses over the nominal power of the transformer in the substation was also tested. The results of calculations are presented assuming the transformer rated power 63 kVA and the wire cross-sections 25 mm² and 70 mm², for two 0.7 km long circuits. Two micro source power factors were considered ($\cos \varphi = 1$ and $\cos \varphi = 0,95$ capacitive, which for generation means reactive power intake). For all cases, the MV network voltage was adopted as 15.75 kV and the transformer ratio as 15.75/0.42 kV/kV.

It can be concluded from the results that the annual duration of excesses over the allowable voltage limit, starting from the specified PV micro installation capacity, increases at a high rate. Each of the figures clearly shows the limit of this capacity, below which there are no adverse effects. The inverter's reactive power intake shifts this limit upwards, but this increase is significant for a large wire cross-section only, because then the wire resistance is comparable to reactance. At relatively small wire reactances, the high reactive power intake leads to excesses over the transformer

rated power. The results, in accordance with engineering intuition, indicate a significant effect of low voltage line wire cross-sections on the connected installations' allowable output power. The model system (several model systems may be created for different specific network types) together with the proposed calculation sheet software can be used to formulate answers to the question – what microsource output power can be connected to a given MV/LV substation without exceeding the voltage conditions (specified in standard PN-EN 50160) or other more restrictive, defined for a long-term voltage monitoring process (e.g. for one year).

4. Impact assessment of MV network voltage on the number of allowable voltage excesses on the LV side

In the previous analyses, the MV voltage impact on the voltage profile on the LV side has not been studied in detail. Fixed

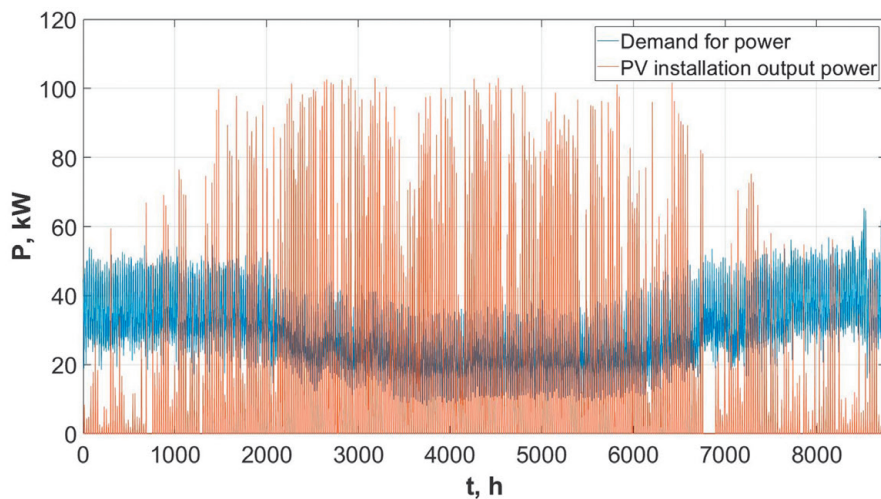


Fig. 3. Annual variation of the load power of the transformer substation under test ($S_{nT} = 63$ kVA) and the output power of PV micro-installations with aggregated rated capacity 100 kW, connected to circuits supplied from the substation, despite the seemingly large PV output, the energy intake is twice as large

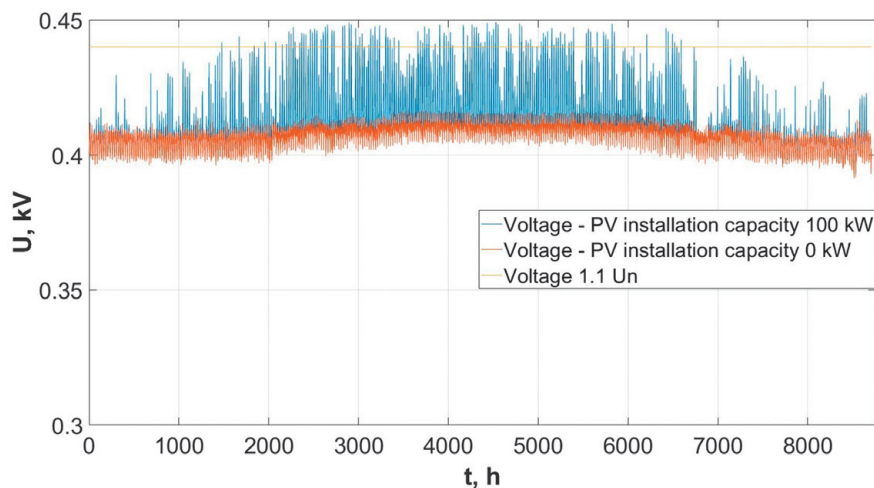


Fig. 4. Annual variation of the voltage at the end of one of the two circuits supplied from the tested transformer substation ($S_{nT} = 63$ kVA) and in the output power of PV micro-installations with aggregated rated capacity 100 kW; voltage waveforms for zero PV output are included for comparison

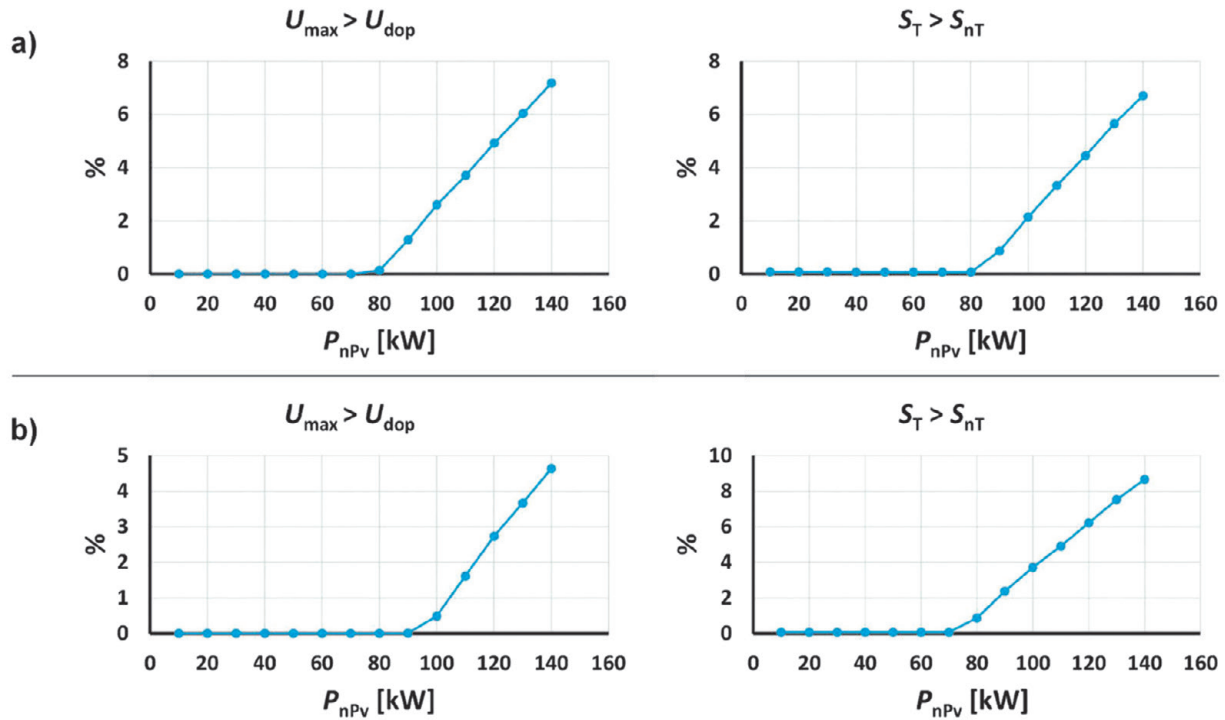


Fig. 5. Annual duration of excesses over the allowable voltage at the end of the 0.7 km long circuit of 70 mm² wires, and the duration of excesses over the 63 kVA transformer rated power, as a function of the PV installations’ nominal capacity a) $\cos \varphi = 1$; b) $\cos \varphi = 0.95$ cap.

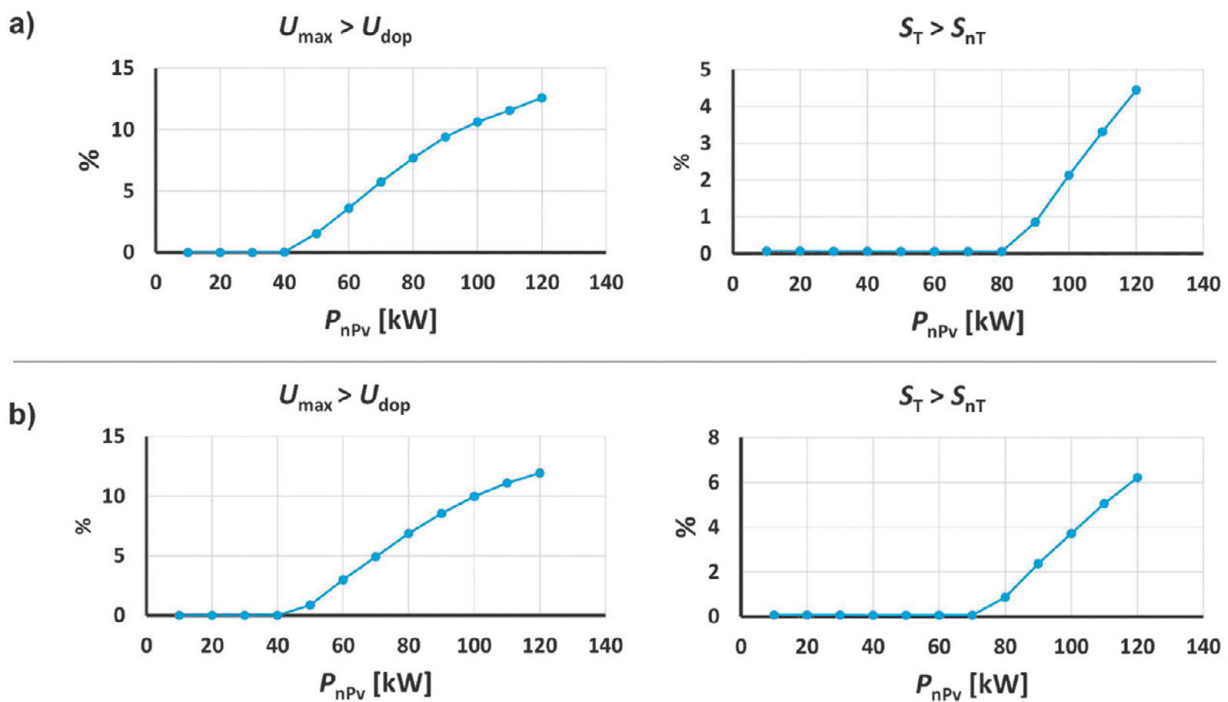


Fig. 6. Annual duration of excesses over the allowable voltage at the end of the 0.7 km long circuit of 25 mm² wires, and the duration of excesses over the 63 kVA transformer rated power, as a function of the PV installations’ nominal capacity a) $\cos \varphi = 1$; b) $\cos \varphi = 0.95$ cap.

transformer voltage (15.75 kV) and fixed ratio (15.75/0.42 kV) were assumed. In fact, the MV voltage varies. The variation range depends on the quality of the 110 kV/MV transformer’s underload regulation – [5, 8]. For further research, the University of Technology envisages implementing several annual voltage

profiles shared by network operators for model network testing, for the current research one such model has been obtained. In the case of MV network topology changes resulting from emergency switching, the MV voltages may change significantly (e.g. from 16 kV to 14 kV or vice versa). In such circumstances,

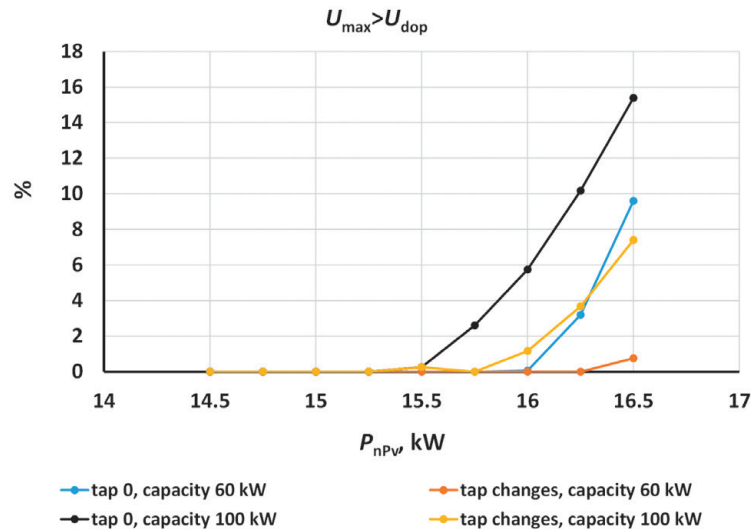


Fig. 7. Annual duration of excesses over the allowable voltage limit at the end of the 0.7 km long circuit of 70 mm² wires as a function of MV network voltage (analysis for 63 kVA transformer with fixed ratio and for tap changes -2.5%, 0%, +2.5%, for two different PV systems' installed capacities)

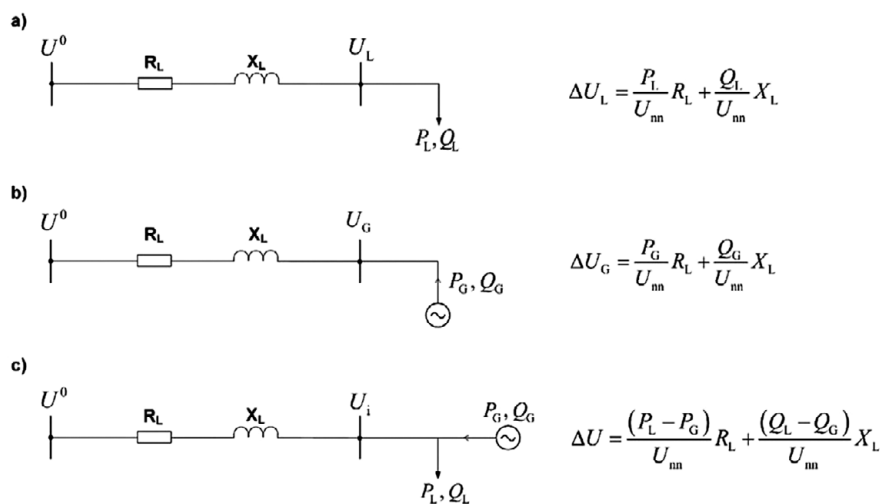


Fig. 8. Overall characteristics of voltage conditions in low voltage networks – the basis for assessment

the LV voltage quality can dramatically deteriorate. In such cases, only a change of the MV/LV transformer ratio will improve the voltage conditions, which, however, is difficult to implement due to the fact that these transformers' ratios can be adjusted only manually, in a voltage-free state.

The charts of the voltage quality dependence (duration of excesses over the 440 V limit in the year) on the MV voltage shown below, confirm the above remarks.

As can be seen, with the micro-installations with aggregate capacity 60 kW and with MV voltage 15.5–16 kV, the limit at the end of the 0.7 km circuit in the test network was not exceeded at all. The voltage increase to 16.5 kV results in increased number of excesses to 10% of the year, and in the case of the 100 kW installations even up to 16%! Of course, these excess durations are absolutely unacceptable. Transmission adjustments by tap changes (+2.5%) for the 60 kW micro installation almost completely eliminates these excesses, while maintaining the

appropriate voltage in the zero-generation conditions (the voltage remains above 360 V). For the 100 kW micro-installations such regulation is not sufficient, as the excess duration decreases, but only from 16% to 7.5%. The transformer tap change to +5% reduces the excess duration to 2.3%, but when the voltage has dropped to 15 kV, then regardless of whether with or without the PV output, the lower voltage limit (360 V) is exceeded throughout 3% of the year.

The general conclusion resulting from the analyses is the possibility of overvoltage occurrence even at an acceptable level of the PV installation output power, as a result of MV voltage changes and the lack of the MV/LV transformer's adaptive adjustment.

5. Hazard assessment, defence, conclusions

The possibilities of reducing the micro-installations' adverse voltage impact result directly from the basic relationships

presented below in a synthetic form. Thus, as seen in the above figure, to reduce the voltage boost effect, the following solutions may be applied:

1. To reduce permanently the resistance and reactance of the transmission path components (MV/LV transformer and LV lines from the substation to the micro-source locations) through their upgrade – increase of the transformer power and the line wire cross-sections.
2. To reduce the micro-sources' output power transmitted to the transformer substation, either permanently through connection limitations, or temporarily through the output's remote control.
3. To tune the micro-sources so that they intake reactive power while output active power (in synchronous generator operations it's called capacitive mode/operation).
4. To adjust the MV/LV transformer ratio so as to reduce the busbar voltage to the limit acceptable to consumers in the state without generation (e.g. to U_n), but at the same time limit the boost effects (at most to $1,1 U_n$) in the state of micro-sources' full generation (most often it would be +2,5% tap).
5. To use a dedicated control device such as MV/LV transformer with under-load ratio adjustment, or special reactor that intakes reactive power when the voltage's rising, or special additive device installed in the circuits saturated with micro installations.

On the basis of practical experience and computational analysis, an overvoltage occurrence in the LV network as a result of a significant excess of power output over intake seems realistic. This hazard depends on weather conditions, so it will be random. The hazards can be eliminated in several ways, however, each time the choice of method should be preceded by technical and economic analysis. The method of risk assessment in the low voltage network proposed in this paper enables a simple and objective assessment of the overvoltage risk. The proprietary application allows to estimate 15-minute average voltages at

the receiving node most distant from the substation. This allows to determine the degree of possible voltage overruns and their number of during the year.

In addition, the application allows to examine the impact of output power restrictions on the overvoltage reduction or elimination, and to estimate the electricity volume that will not be produced as a result of the restrictions.

REFERENCES

1. Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym [Distributed generation in the power system], Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
2. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta? [Prosumer – a friend, foe, or just a hobbyist?], *Rynek Energii*, No. 5 (114), Vol. 114, 2014, pp 83–89.
3. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., Prosument – krajobraz po bitwie [Prosumer – landscape after the battle], *Rynek Energii*, No. 2 (114), Vol. 117, 2015, pp. 40–44.
4. Hadjasaid N., Canard J.F., Dumas F., Dispersed generation impact on distribution networks, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 12, August 1999, pp. 22–28.
5. Kulczycki J. et al., Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych [Electricity losses in distribution networks]. Wyd. PTPiREE, Poznań 2009.
6. Information about the package for power grid operation analysis PowerWorld, www.powerworld.com.
7. Jenkins N. et al., Embedded Generation, *Power & Energy Ser.* 31, IET 2000.
8. Kot A., Optymalna regulacja napięcia w sieciach średniego napięcia zawierających źródła generacji rozproszonej [Optimal voltage regulation in medium voltage networks with distributed generation sources], PhD thesis, Krakow, April 2005.

Paweł Pijarski

Lublin University of Technology

e-mail: p.pijarski@pollub.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering and Computer Science of Lublin University of Technology in 2004. Obtained his PhD in 2012. Since 2005, employed at Lublin University of Technology. At present his research interests are related to the impact of distributed generation sources on the operation of the power system, vulnerability of overhead power lines to output shifts in individual generation sources, reactive power flow optimisation, and the heuristic optimisation methods.

Piotr Kacejko

Lublin University of Technology

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Lublin University of Technology, employed there since 1979. Obtained his post-doctoral degree in 1999, at the Faculty of Electrical Engineering of the Warsaw University of Technology, and professorship seven years later. Conducts research on power system analysis. Author of several dozen scientific research papers in the field. At present, he investigates issues of the impact of distributed generation sources on the power network.

Sylwester Adamek

Lublin University of Technology

e-mail: s.adamek@pollub.pl

Graduated from the Electrical Faculty of Lublin University of Technology. Since 2001, he has been working at the Department of Electrical Networks and Protections at the same university. Obtained his PhD in 2010. His research interests include the operation of distribution power grids and of distributed power generation units.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Analiza warunków napięciowych w sieciach nn o dużym nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi

Autorzy

Paweł Pijarski
Piotr Kacejko
Sylwester Adamek

Słowa kluczowe

sieci nn, mikroinstalacje, przekroczenia napięciowe, fotowoltaika

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę napięciową sieci nn, w której nasycenie mikroinstalacjami PV przekracza moc znamionową transformatora SN/nn. Wykazano, że w niekorzystnych okolicznościach może dojść do efektu podbicia napięcia do wartości przekraczających napięcie znamionowe o więcej niż 10%. Przedstawiono metodykę oceny wystąpienia zagrożeń napięciowych w skali całego roku. Wskazano kierunki działań ograniczających negatywne zjawiska napięciowe związane z mikroinstalacjami PV.

Data wpływu do redakcji: 9.03.2017

Data akceptacji artykułu: 14.07.2017

Data publikacji online: 15.02.2019

1. Mikroinstalacje PV – potencjalne zagrożenia

Wzrost zainteresowania odbiorców energii elektrycznej własnymi źródłami energii na przestrzeni ostatnich lat jest coraz bardziej zauważalny. Najważniejsze przyczyny to ogólnosiwiatowy trend do większego wykorzystania źródeł odnawialnych, rozwój technologii i jej coraz lepsza dostępność, spadek cen instalacji przy jednocześnie wysokim koszcie energii elektrycznej, liczne programy preferencyjne ułatwiające pozyskanie środków na realizację inwestycji [2, 3].

Przyłączanie mikroinstalacji wytwórczych jest postrzegane jako zjawisko korzystne ze względu na zwiększenie udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym, zwiększenie świadomości społecznej wobec zagrożeń związanych z produkcją energii elektrycznej, rozwój technologii, zwiększenie liczby miejsc pracy, ograniczenie nakładów inwestycyjnych na rozbudowę nowych mocy wytwórczych i ograniczenie nakładów inwestycyjnych na rozbudowę infrastruktury sieciowej. Jednocześnie wśród operatorów sieci dystrybucyjnych zjawisko budzi obawy ze względu na zmniejszenie dochodów wynikających ze zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zmiany warunków technicznych pracy układu. Szczególnie warunki techniczne, ze względu na specyfikę generacji odnawialnych (głównie fotowoltaicznych) źródeł, budzą największe obawy. Wśród zagrożeń wymienia się:

- pogorszenie jakości energii elektrycznej (migotania światła, wyższe harmoniczne) ze względu na pracę układów przekształtnikowych
- ryzyko przeciążenia linii i transformatorów ze względu na dużą, równoczesną generację mocy wielu źródeł
- podskoki napięcia ponad wartość dopuszczalną ze względu na jednoczesną pracę

wielu źródeł w czasie minimalnego zapotrzebowania odbiorców

- niekontrolowana praca wyspowa układu.

Niektóre z tych zagrożeń zostały już zweryfikowane i okazały się nie być groźne. Chodzi tu m.in. o niekontrolowaną pracę wyspową czy pogorszenie jakości energii. Nowoczesne falowniki sieciowe posiadają skuteczne zabezpieczenia przed pracą wyspową oraz przed emisją zakłóceń pogarszających współczynniki migotania światła czy zawartość wyższych harmonicznych w napięciu sieci. Inne, jak możliwość przekroczenia dopuszczalnych prądów czy wywołanie podbicia napięcia, niestety, okazały się prawdziwe oraz stanowią realne zagrożenie dla pracy sieci i przyłączonych do niej odbiorników.

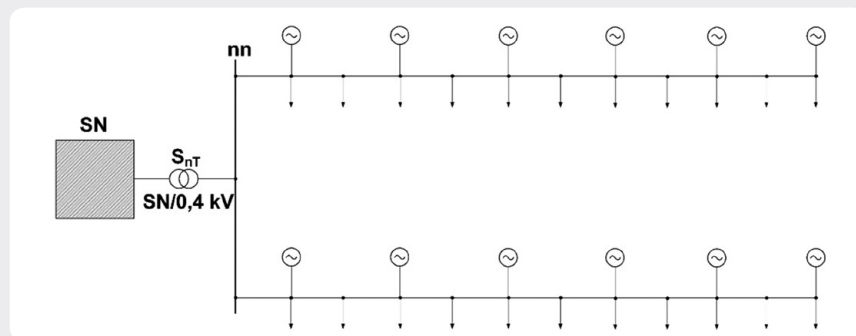
Szczególnie warunki napięciowe w sieciach budzą obawy operatorów sieci. Zjawisko to jest analogiczne do nadmiernych spadków napięć, które występują po zwiększeniu liczby odbiorców i mocy urządzeń odbiorczych. W przypadku instalacji wytwórczych przekroczenia napięciowe odnotowywano w sytuacji, gdy warunki pogodowe (nasłonecznienie) umożliwiały

pracę mikroinstalacji z mocą bliską znamionowej, a jednocześnie moc pobierana w sieci była niewielka [1, 4, 7].

2. Modelowanie sieci badawczej – opis

Sieci niskiego napięcia w odróżnieniu od sieci wysokich napięć nie były dotychczas dokładnie modelowane i badane. Nie instalowano w nich układów rejestrujących kompleksowo profile obciążeń oraz napięcia w złączach odbiorców, w związku z powyższym trudno znaleźć dane do stworzenia dokładnego modelu układu na potrzeby obliczeń. Moce zamówione przez odbiorców są z reguły znacznie większe od rzeczywistych obciążeń i w praktyce nie są przydatne do opracowania wiarygodnych modeli matematycznych.

W pracach badawczych możliwe jest dokładne modelowanie sieci nn i stosunkowo dokładne określenie ich zdolności przyłączeniowych w zakresie generacji (ang. *hosting capa city* [6]). W praktyce energetycy preferują jednak podejście uproszczone i operowanie wskaźnikami, co pozwala im wyeliminować stosunkowo pracochłonne modelowanie sieci. Wychodząc naprzeciw tym oczekiwaniom,

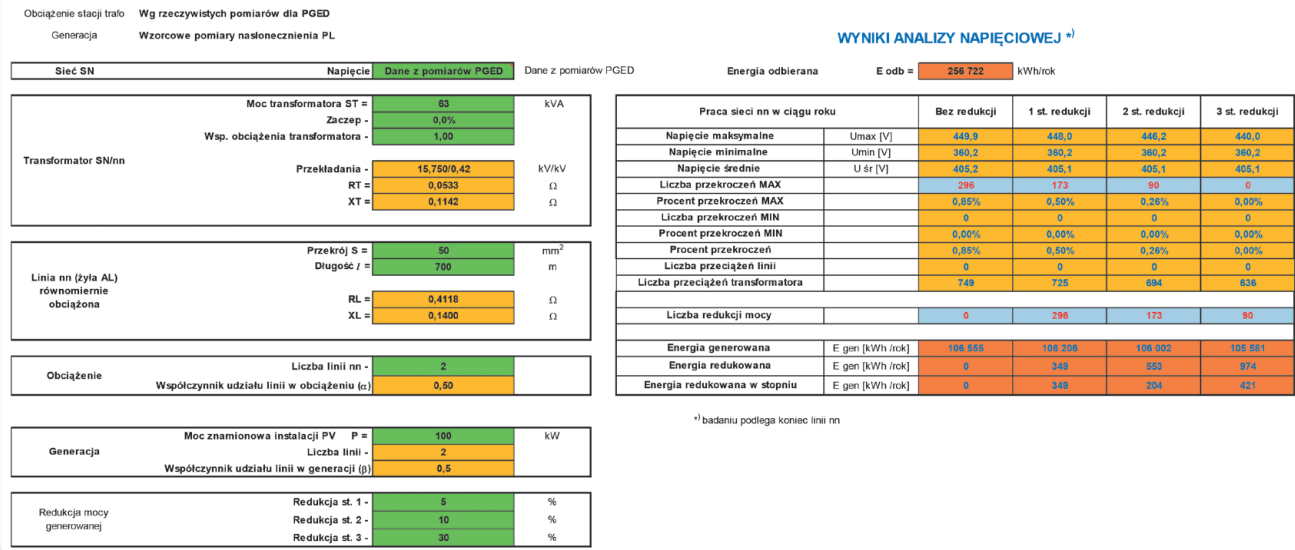


Rys. 1. Schemat sieci modelowej o równomiernie rozłożonym obciążeniu i równomiernie rozłożonej generacji

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Analiza warunków napięciowych sieci niskiego napięcia zawierającej mikroinstalację PV



Rys. 2. Widok ekranu aplikacji służącej do oceny warunków napięciowych, przekroczeń oraz możliwości ograniczenia przekroczeń w sieci niskiego napięcia poprzez redukcję mocy generowanej

na Politechnice Lubelskiej opracowano arkusz obliczeniowy bazujący na koncepcji analizy sieci o równomiernie rozłożonym obciążeniu i równomiernie rozłożonej generacji. Korzystanie z arkusza wymaga znajomości tylko podstawowych parametrów sieci nn i mocy instalacji PV. Interfejs arkusza pokazano na rys. 2, a na kolejnych rysunkach przedstawiono uzyskane z jego pomocą wyniki.

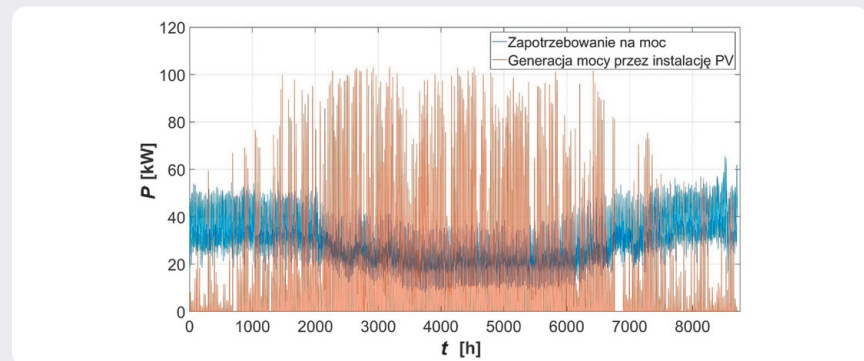
3. Wyniki analiz warunków napięciowych w sieci nn

Pomimo prostoty interfejsu i uproszczonego modelu sieci arkusz umożliwia ocenę warunków napięciowych odniesioną do całego roku, z podziałem na poszczególne kwadranse. Tak dokładne odwzorowanie pracy mikroinstalacji PV opiera się na rzeczywistych (choć historycznych) rocznych pomiarach nasłonecznienia, a modelowanie obciążenia stacji transformatorowej na skalowanych pomiarach stacji wzorcowej. Do tego może być także dodany zbiór wartości napięć mierzonych po stronie SN, także bazujący na pomiarach zaczerpniętych z sieci rzeczywistej.

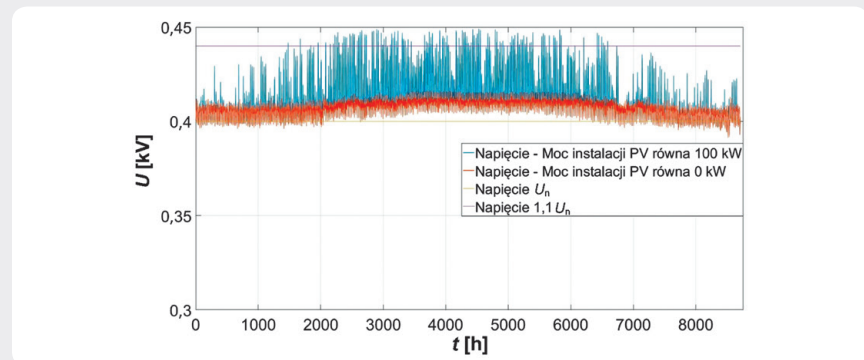
Na kolejnych rysunkach przedstawiono analizę przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia na końcu obwodów zasilanych z analizowanej stacji (440 V). Liczbę przekroczeń oceniano na podstawie liczby kwadransów, w których wartość napięcia przekraczała $U_{\text{dop}} = 440$ V. Liczbę tę przeliczono na procentowy okres trwania, odniesiony do długości roku (35 040 kwadransów). Przekroczenia przedstawiono na rysunkach w funkcji mocy znamionowej zainstalowanych instalacji fotowoltaicznych. Badano także czas trwania przekroczeń mocy znamionowej transformatora stacji. Wyniki obliczeń przedstawiono przy założeniu mocy znamionowej transformatora równej 63 kVA i przekroju przewodów 25 mm² i 70 mm², dla dwóch obwodów o długości 0,7 km. Rozpatrywano dwie

wartości współczynników mocy mikroźródeł ($\cos \varphi = 1$ oraz $\cos \varphi = 0,95$ pojemnościowy, dla wytwarzania oznacza to pobór mocy biernej). Dla wszystkich przypadków

przyjmowano napięcie w sieci SN równe 15,75 kV oraz przekładnię transformatora 15,75/0,42 kV/kV.



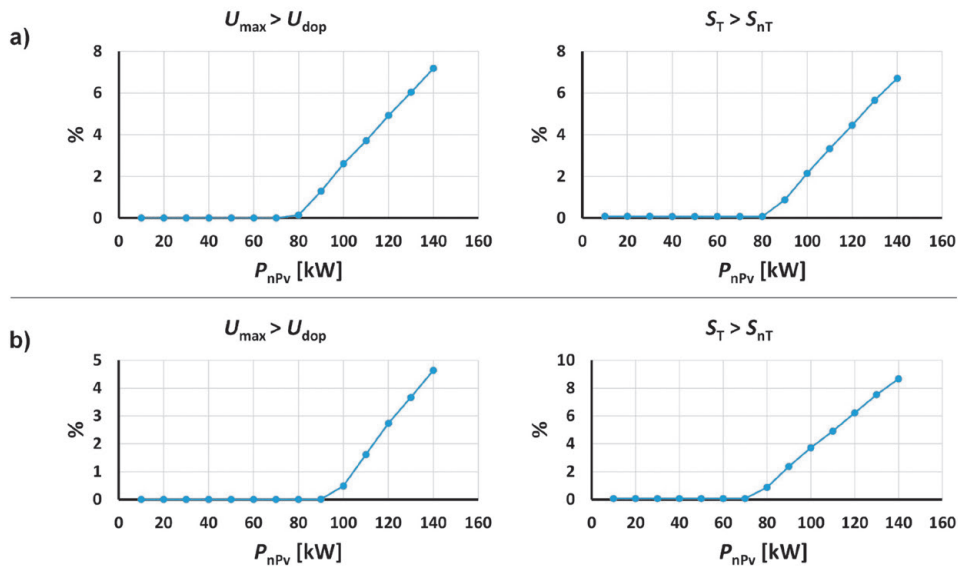
Rys. 3. Przebieg rocznych zmian mocy obciążenia badanej stacji transformatorowej ($S_{nT} = 63$ kVA) oraz mocy generowanej w mikroinstalacjach PV o całkowitej mocy znamionowej 100 kW, przyłączonych do obwodów zasilanych z tej stacji, pomimo pozornie dużej generacji PV energia konsumowana jest dwukrotnie większa



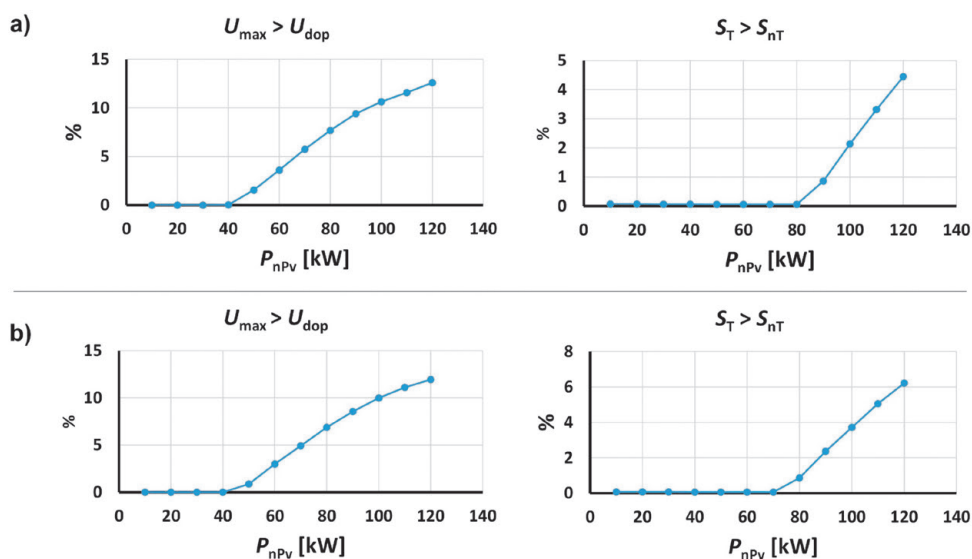
Rys. 4. Przebieg rocznych zmian napięcia na końcu jednego z dwóch obwodów zasilanych z badanej stacji transformatorowej ($S_{nT} = 63$ kVA) oraz mocy generowanej w mikroinstalacjach PV o całkowitej mocy znamionowej 100 kW, dla porównania zamieszczono przebiegi napięć dla zerowej generacji mocy

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 5. Roczny czas przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia na końcu obwodu o długości 0,7 km i przekroju 70 mm² oraz czas przekroczeń mocy znamionowej transformatora o mocy 63 kVA, w funkcji mocy znamionowej instalacji fotowoltaicznych a) $\cos \varphi = 1$; b) $\cos \varphi = 0,95$ poj.



Rys. 6. Roczny czas przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia na końcu obwodu o długości 0,7 km i przekroju 25 mm² oraz czas przekroczeń mocy znamionowej transformatora o mocy 63 kVA, w funkcji mocy znamionowej instalacji fotowoltaicznych a) $\cos \varphi = 1$; b) $\cos \varphi = 0,95$ poj.

Z uzyskanych wyników można wywnioskować, że roczny czas przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia, począwszy od określonej wartości mocy mikroinstalacji PV, przyrasta z dużą dynamiką. Na każdym z zaprezentowanych rysunków widoczna jest wyraźnie granica tej mocy, poniżej której żadnych efektów negatywnych nie odnajdujemy. Pobór mocy biernej przez przekształtnik przesuwają tę granicę w górę, ale przyrost ten jest istotny tylko dla dużego przekroju przewodów, gdyż wtedy ich rezystancja jest porównywalna z reaktancją. Przy relatywnie małych wartościach reaktancji przewodów duży pobór mocy biernej prowadzi do przekroczeń mocy znamionowej transformatora. Uzyskane wyniki, zgodnie z intuicją

inżynierską, wskazują na istotny wpływ przekrojów przewodów linii niskiego napięcia na dopuszczalną wartość mocy przyłączanych instalacji. Układ modelowy (możliwe jest stworzenie kilku układów modelowych dla różnych specyficznych rodzajów sieci) wraz z zaproponowanym oprogramowaniem arkusza kalkulacyjnego może służyć do formułowania odpowiedzi na pytanie – jaka wartość mocy mikroźródła może być przyłączona do danej stacji SN/nn bez przekraczania warunków napięciowych (określonych w normie PN-EN 50160) lub innych bardziej restrykcyjnych, określonych dla długotrwałego procesu monitorowania napięcia (np. przez okres roku).

4. Ocena wpływu napięcia sieci SN na liczbę dopuszczalnych przekroczeń napięciowych po stronie nn

W dotychczasowych analizach nie badano szerzej wpływu wartości napięcia po stronie SN na kształt profilu napięciowego po stronie nn. Zakładano ustaloną wartość (15,75 kV) i ustaloną wartość przekładni transformatora (15,75/0,42 kV). W rzeczywistości napięcie po stronie SN zmienia swoją wartość. Zakres tej zmienności zależy od jakości regulacji prowadzonej pod obciążeniem dla transformatora 110/SN kV – [5, 8]. W dalszych badaniach politechnika przewiduje zaimplementowanie kilku rocznych profili napięciowych udostępnionych przez operatorów sieci do badań sieci modelowej, dla badań

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

przewodzonych do teraz pozyskano jeden taki model. W przypadku zmian topologii sieci SN, wynikających z przełączeń awaryjnych, wartości napięć po stronie SN mogą zmienić się znacząco (np. z 16 kV na 14 kV lub odwrotnie). W takich okolicznościach jakość napięcia po stronie nn może się dramatycznie pogorszyć. W takich przypadkach tylko zmiana przekładni transformatora SN/nn zapewni poprawę warunków napięciowych, co jednak jest trudne do realizacji ze względu na fakt, że przekładnia tych transformatorów może być regulowana tylko ręcznie, w stanie beznapięciowym.

Pokazane poniżej wykresy zależności jakości napięcia (czas trwania przekroczeń wartości dopuszczalnej 440 V w ciągu roku) od wartości napięcia po stronie SN potwierdzają przedstawione wyżej uwagi.

Jak można zauważyć, dla mikroinstalacji o mocy sumarycznej 60 kW, przy napięciu SN wynoszącym 15,5–16 kV, w rozpatrywanej sieci testowej przekroczenia wartości dopuszczalnej na końcu obwodu o długości 0,7 km wcale nie występują. Wzrost wartości napięcia do 16,5 kV skutkuje wzrostem liczby przekroczeń do 10% okresu roku, a w przypadku instalacji o mocy 100 kW nawet do 16%! Oczywiście są to czasy przekroczeń całkowicie niemożliwe do zaakceptowania. Zmiany przekładni poprzez regulację zaczepekową (+2,5%) dla mocy mikroinstalacji 60 kW prawie całkowicie przekroczenia te eliminują, utrzymując jednocześnie odpowiednią wartość napięcia w stanach zerowej generacji (napięcie utrzymuje się powyżej 360 V). Dla mocy mikroinstalacji 100 kW taka regulacja nie jest wystarczająca, bowiem czas przekroczeń maleje, ale tylko z 16% do 7,5%. Przejście na zaczepek +5% transformatora ogranicza czas przekroczeń do 2,3%, ale jeśli napięcie zmaleje do 15 kV, to niezależnie, czy z generacją, czy bez jej udziału, pojawia się czas przekroczeń dolnej wartości dopuszczalnej (360 V) przez 3% okresu roku.

Generalny wniosek wynikający z przeprowadzonych analiz to możliwość występowania przekroczeń napięciowych nawet przy akceptowalnym poziomie mocy instalacji PV, w efekcie zmian napięcia, po stronie SN i braku możliwości adaptacyjnej regulacji transformatora SN/nn.

5. Ocena zagrożenia, obrona, wnioski

Możliwość redukcji negatywnego oddziaływania napięciowego mikroinstalacji wynika wprost z podstawowych relacji, przedstawionych poniżej w syntetycznej formie.

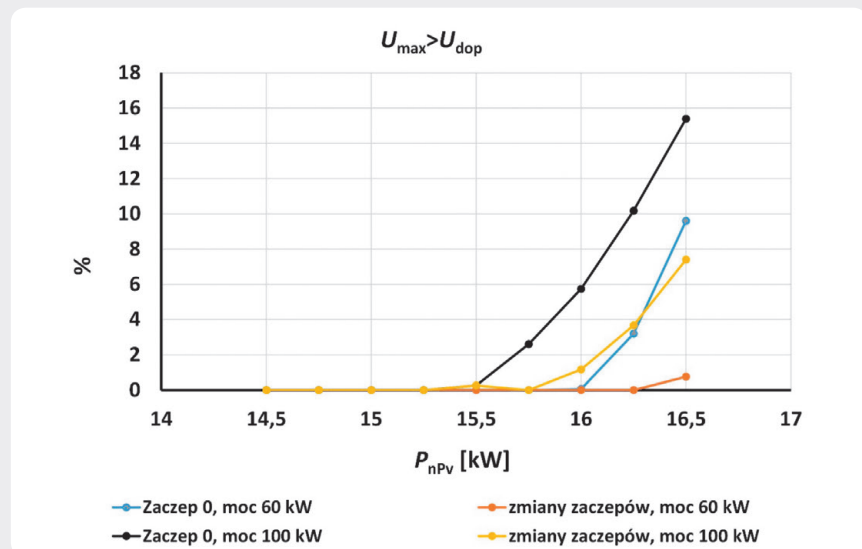
Tak więc, patrząc na powyższy rysunek, by zredukować efekt podbicia napięcia można zastosować następujące rozwiązania:

1. Zmniejszyć trwale rezystancję i reaktancję elementów tworzących tor przesyłowy (transformator SN/nn i linie niskiego napięcia od stacji do miejsca zainstalowania mikroźródeł) poprzez ich modernizację – zwiększenie mocy transformatora oraz zwiększenie przekroju przewodów linii
2. Zmniejszyć wartość mocy generowanej w mikroźródłach i przesyłanej w kierunku stacji transformatorowej, albo w sposób trwały poprzez ograniczenia przyłączeniowe, albo przejściowo poprzez

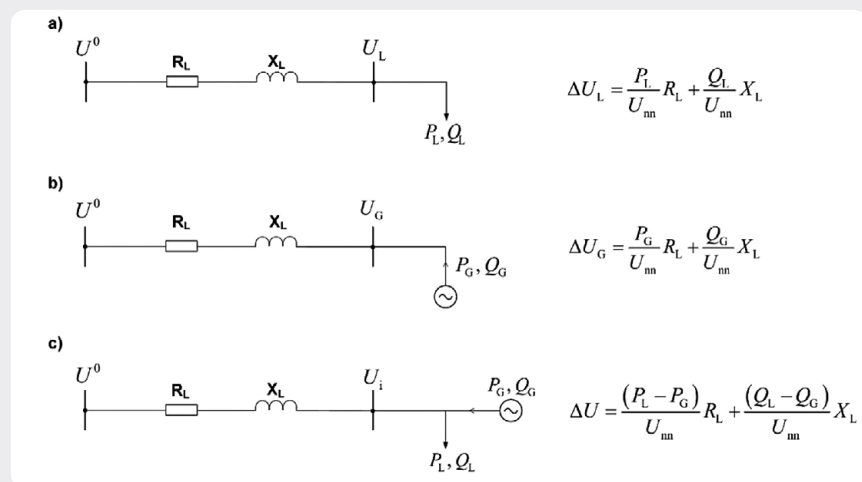
zdalne sterowanie ograniczające wartość tej mocy

3. Wystawiać mikroźródła tak, by pobierały moc bierną przy równoczesnej generacji mocy czynnej (według nazewnictwa stosowanego dla generatorów synchronicznych jest to praca pojemnościowa)
4. Dopasować przekładnię transformatora SN/nn tak, by obniżyć napięcie na szynach do granicy akceptowalnej dla odbiorców w stanie bez generacji (np. do wartości U_n), ale równocześnie ograniczać skutki podbicia (co najwyżej do wartości 1,1 U_n) w stanie pełnej generacji mikroźródeł (najczęściej byłby to zaczepek +2,5%)
5. Zastosować dedykowane urządzenie regulacyjne w postaci transformatora SN/nn z podobciążeniową regulacją przekładni lub dławika specjalnego pobierającego moc bierną w warunkach narastania napięcia bądź to specjalnego urządzenia dodatkowego zainstalowanego w obwodach nasyconych mikroinstalacjami.

Na podstawie doświadczeń praktycznych i analiz obliczeniowych należy stwierdzić, że realne jest wystąpienie w sieci niskiego napięcia przekroczeń napięciowych w wyniku znacznej nadwyżki mocy generowanej nad pobieraną. Zagrożenie to jest uzależnione od warunków pogodowych, więc będzie miało charakter losowy. Likwidacja zagrożeń może być zrealizowana na kilka sposobów, przy czym każdorazowo wybór metody powinien być poprzedzony analizami technicznymi i ekonomicznymi. Zaproponowany w artykule sposób oceny zagrożeń w sieci niskiego napięcia umożliwia prostą i obiektywną ocenę ryzyka wystąpienia przekroczeń napięciowych. Opracowana aplikacja pozwala na oszacowanie wartości średnich 15-minutowych napięć w najbardziej oddalonym od stacji węźle odbiorczym. Umożliwia to określenie ewentualnego stopnia przekroczenia napięcia oraz liczby przekroczeń w ciągu roku. Ponadto aplikacja pozwala



Rys. 7. Roczny czas przekroczeń dopuszczalnej wartości napięcia na końcu obwodu o długości 0,7 km i przekroju 70 mm² w funkcji napięcia w sieci SN (analiza dla transformatora 63 kVA o stałej wartości przekładni oraz dla zmian zaczepek -2,5%, 0%, +2,5%, dla dwóch różnych wartości mocy zainstalowanej układów PV)



Rys. 8. Ogólna charakterystyka warunków napięciowych w sieciach nn – podstawy oceny

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

na zbadanie wpływu wprowadzenia ograniczeń w produkcji energii elektrycznej na ograniczenie bądź likwidację przekroczeń napięciowych przy jednoczesnym oszacowaniu ilości energii elektrycznej, która nie zostanie wyprodukowana w wyniku wprowadzenia ograniczeń.

Bibliografia

1. Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, 2004.
2. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta?, *Rynek Energii* 2014, nr 5 (114), s. 83–89.
3. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., Prosument – krajobraz po bitwie, *Rynek Energii* 2015, nr 2 (117), s. 40–44.
4. Hadjasaid N., Canard J.F., Dumas F., Dispersed generation impact on distribution networks, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 12, April 1999, s. 22–28.
5. Kulczycki J. i in., Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych. Wyd. PTPiREE, Poznań 2009.
6. Informacje o pakiecie do analizy pracy sieci elektroenergetycznej PowerWorld, www.powerworld.com.
7. Jenkins N. i in., *Embedded Generation*, Power & Energy Ser. 31, IEEET 2000.
8. Kot A., *Optymalna regulacja napięcia w sieciach średniego napięcia zawierających źródła generacji rozproszonej*, praca doktorska, Kraków, kwiecień 2005.

Paweł Pijarski

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.pijarski@pollub.pl

Studia na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej ukończył w 2004 roku. Pracę doktorską obronił w 2012 roku. Od 2005 roku jest pracownikiem Politechniki Lubelskiej. Jego zainteresowania naukowe związane są obecnie z wpływem oddziaływania rozproszonego lokowania źródeł wytwórczych na pracę systemu elektroenergetycznego, wrażliwością elektroenergetycznych linii napowietrznych na zmiany mocy generowanych w poszczególnych źródłach wytwórczych, optymalizacją rozpliwów mocy biernej, a także heurystycznymi metodami optymalizacji.

Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej i jej pracownikiem od 1979 roku. Habilitację uzyskał w 1999 roku na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, a tytuł profesora siedem lat później. Prowadzi badania z zakresu analiz systemu elektroenergetycznego. Jest autorem kilkudziesięciu prac naukowo-badawczych oraz publikacji z tej dziedziny. Aktualnie zajmuje się problematyką oddziaływania rozproszonych źródeł wytwórczych na sieć elektroenergetyczną.

Sylwester Adamek

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: s.adamek@pollub.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej. Od 2001 roku pracuje w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń macierzystej uczelni. Pracę doktorską obronił w 2010 roku. Zajmuje się pracą dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych oraz pracą jednostek wytwórczych energetyki rozproszonej.