

Issues of Reactive Power Management in Distributed Energy Sources

Authors

Paweł Pijarski
 Piotr Kacejko
 Karolina Gałązka
 Michalina Gryniewicz-Jaworska

Keywords

reactive power, PV micro-installation, distributed energy sources

Abstract

The widely known limitations to the further development of wind power (Act [1], modest auctioning) have made photovoltaic plants very popular in quantitative terms, micro-scale units as well as systems with several hundred kW capacity or more. Unexpectedly for investors, in addition to various technical and economic problems, the charges for reactive power flow from PV sources to the grid have become an issue. The financial implications of this seemingly small scale flow can be severe for PV investors because of restrictive distribution tariffs. This paper analyses this problem from the prosumer micro-plant perspective. Potential financial burdens arising from PV system characteristics have been analysed, and the technical rationale of the tariffs has been assessed and then questioned. There are also proposals to change the policies of the operator with regard to the issue of reactive power generation by distributed sources.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017314

Received: 14.02.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 30.09.2017

1. Introduction

Distributed power sources connected to the National Power System (NPS) must meet the requirements set by the grid operators, also including those for reactive power management and voltage regulation systems. The high rate of growth of wind power has led to nearly 6,000 MW of installed capacity, however, the RES Act, which has replaced the certificate system with a very modest auction mechanism, and the entry into force in 2016 of the so-called anti-wind-mill law [1], slowed these dynamics for a long period. The above limitations have made photovoltaic sources the most widely used in terms of the number of installations.

The domestic market for photovoltaic power plants has grown very dynamically over the last three years, according to the Polish Photovoltaic Association [2] in mid-2016 over 150 MW capacity was installed in 11,500 photovoltaic power plants. It's share in the generation mix is still marginal, but the number of installations has made an impression. The vast majority are defined by the RES Act [3] as micro-plants (up to 40 kW), the connection requirements for which are reduced to the

requirements for converters [4, 5] and the latest requirements of the EU [6] (A type sources). Connections are available on so called notice request (if the micro-plant capacity does not exceed the supply contracted for loads), and the role of the DSO is reduced to the formal verification of the factory certificates of the equipment, and the replacement of the meter. Replacement of the meter is important from the point of view of the support system, as the main idea of this system is the discount on energy purchases (A⁺ counter) corresponding to 80% or 70% of the energy output to the grid (A⁻ counter). However, a meter fit for these measurements also enables the identification of „reactive energy” (R⁺ and R⁻ counters). The word energy in parentheses signals the authors' awareness that the integration of the meter at a time of reactive power has no energy dimension in the physical sense, but the term „reactive energy” is commonly used. For group G tariff customers, and often also for group C, the knowledge of the notion of reactive power and energy is completely redundant to satisfy their consumer needs by purchasing electricity. The most commonly accepted reactive power intake at 40% of active power

($\text{tg } \varphi = 0.4$) is sufficient for the operation of ordinary domestic appliances, and any potential reactive power inflow to the grid from the discharge of capacitors in the intake power system is negligible. Therefore, no reactive energy meters are installed in such intake power systems. Also, PV micro-plants are neutral for reactive power, because their power factor is usually set to one (only active power generation). However, reality brings unexpected problems resulting from three facts:

- PV inverters in the idle state (zero active power generation or power generation of up to 5% of nominal power) may, depending on the design, introduce into the prosumer plant a marginal capacitive current, e.g. 2–6% of the rated current; in a 10 kW plant this may be 0.5 A, and as the active power output grows, the capacitive current fades
- this current can be compensated for by the reactive power of receiving devices, but it may also flow to the grid, which will be recorded by the dedicated master meter (such meters for bidirectional measurements of active but also reactive energy, are called four-quadrant meters)

2. Payment for reactive power output to the grid

Document [7] defines the method of assessment of charges for the over-contractual (a new word) consumption of reactive energy by consumers. Clause 3.4.1.c defines: “consumer’s over-contractual intake of reactive energy means the amount of reactive electricity corresponding to ...” and further after points a) and b), c) – “capacitive power factor (overcompensation) with or without active energy intake.”

It may be assumed that with zero active power output the prosumer should be treated as any other consumer subject to the above-mentioned tariff, except that this consumer (at their own request) was provided with a meter recording, inter alia, the A+R- measurement. This is also how some operators had construed it, and sent to consumers with PV plants, bills for overcompensation (implicitly for reactive power output to the grid). The billed amounts surprised the prosumers, because according to points 3.4.8 and 3.4.9 of the tariff document [7], their net value is calculated according to the formula:

$$O_b = k_{nN} C_{rk} A_b \quad (1)$$

where:

A_b – reactive energy output to the grid measured by a master meter as A+R-, C_{rk} – price of active energy announced by the President of ERO pursuant to Art. 23.2.18b of the Energy Law [8], k_{nN} – multiplier equal 3 for the low voltage grid as defined in the tariff.

The strident reaction of RES supporters and prosumers protesting against the application of formula (1) resulted in the abandonment of tariff charging for reactive power output to the grid from idle inverters. This event was extensively covered by the media. It was probably preceded by a legal assessment which indicated that in any litigation the prosumers would be able to prove that they should not be charged for this

automatically. Later in this paper the concerns of prosumers and the significance of the protests will be assessed.

3. Economic impact of charging for the reactive power output of PV micro-plants to the grid

Analyses of the return on investment in the fuel and energy sector recommend that they be carried out in accordance with World Bank standards, e.g. using the UNIDO core formula for updated NPV net worth [11, 12]. The updated net worth is calculated as the sum of the discounts, separately for each year, differences between the proceeds and the cash expenditures, throughout the life of the facility, at a fixed discount rate. The sum thus reflects the benefits that the investor in a development project can earn, as updated at the moment of assessment. Positive NPV is the profitability prerequisite of the project. The project that will produce the highest updated net worth is selected for execution. With regard to PV micro-plants the economic efficiency means the reduction of charges for electricity intake from the grid in relation to the value of the investment project.

Unlike most published articles and information materials [13, 14] where a simple payback period is adopted as the criterion for micro-plant economic efficiency evaluation, the authors have once again [9, 10] followed their own concept of the updated net worth NPV, i.e. assessed per unit of installed source capacity (1 kW). The indicator so defined was coded as NPVe (PLN/kW), and then the return on investment in micro PV plants with different capacities was evaluated, taking into account the charge for reactive energy output to the grid. For assessing the charge for over-contractual reactive energy intake the yearly duration of zero or minimum output of the micro-plant was optimistically assumed at 4000 h, and the average electricity price announced in accordance with the EP act by the President of the Energy Regulatory Office, coded C_{rk} , at 0.16 PLN/kWh. The capacitive reactive power at zero active power output of prosumer micro-plants was alternatively assumed to be 2%, 4%, 6% of the rated power of the plant. The essence of the study was to check whether the penalty for a small reactive power output will significantly deteriorate the NPV per source power unit. It is worth noting that in a 10 kW micro-plant this is only 0.2–0.6 kVar. A public facility was subject to a detailed analysis (a group of schools in the Lublin region), where the total annual energy consumption accounted for in the C11 tariff was 85,657 kWh, with a peak power demand of 36 kW. The peak power duration was thus ca. 2,300 h. The installation of a 1 kW to 40 kW photovoltaic plant was considered. The available output of the PV plant was determined by appropriate scaling of the data obtained from an experimental plant installed on the roof of a Lublin University of Technology building.

The investment profitability over a 15-year period was analysed. This entire period was treated as the plant lifetime.

The cost of equity was assumed to be at the level of 3-year treasury bonds. Different investment financing options were considered – 100% own funds, 70% loan and 30% of own funds, and a 70% subsidy with the same amount of equity. NPVe (PLN/kW)

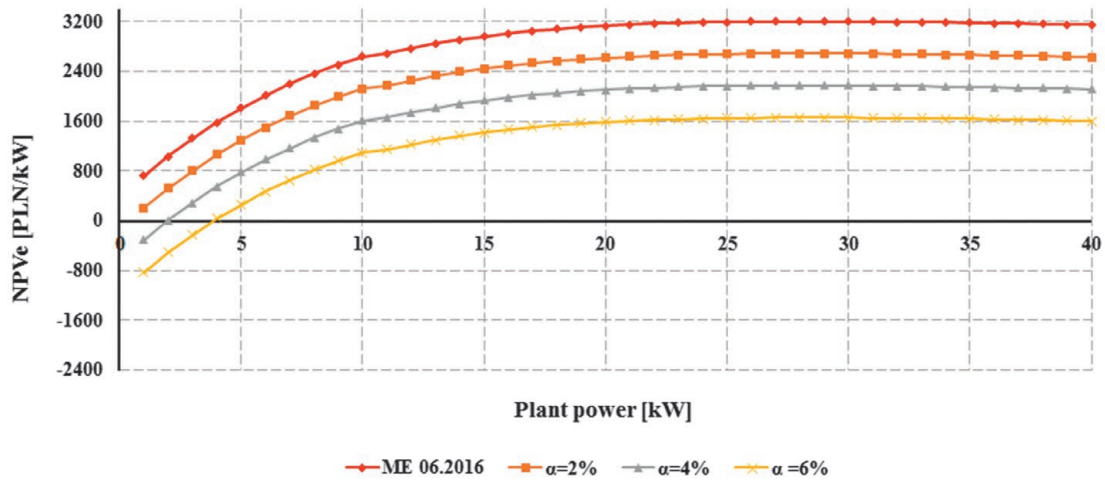


Fig. 1. NPVe index dependence on PV plant capacity, option: 30% equity, 70% subsidy, $T_{jr} = 4,000$ h

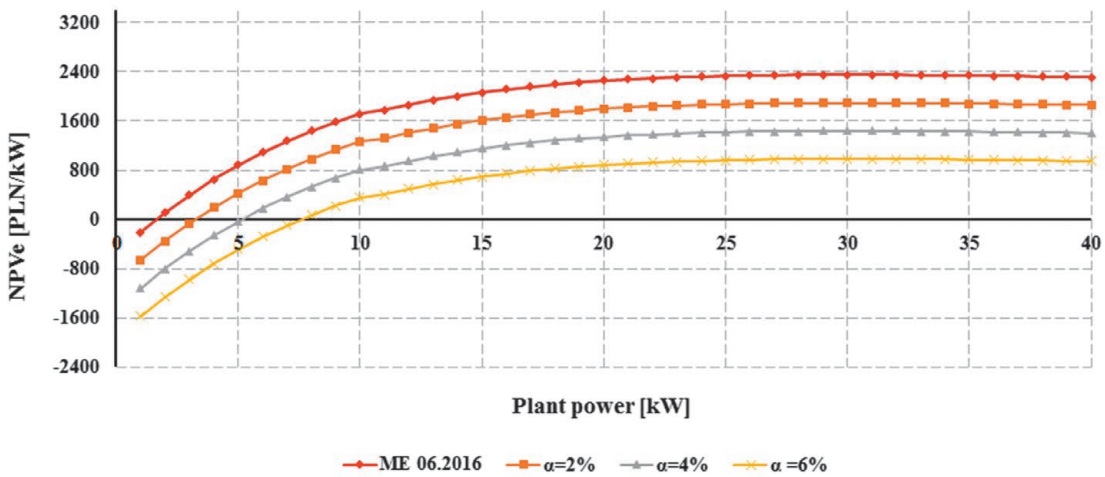


Fig. 2. NPVe index dependence on PV plant capacity, option: 100% equity, $T_{jr} = 4,000$ h

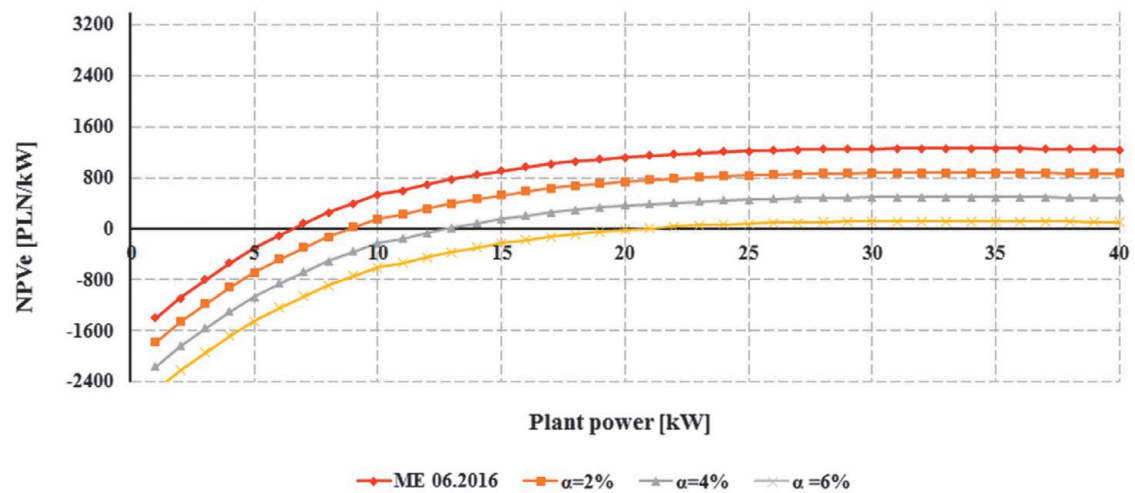


Fig. 3. NPVe index dependence on PV plant capacity, option: 30% equity, 70% loan, $T_{jr} = 4,000$ h

was calculated for each micro-plant financing option. The plant was analysed with consideration of the fact that an owner of a micro-plant up to 10 kW is eligible for a discount on energy purchases at the rate of 1 to 0.8, and the owner of a larger micro-plant larger (above 10 kW) at rate 1 to 0.7 – according to the RES Act of June 2016 Year [3] (designation “ME 06.2016”). Aggregate results of the NPVe (PLN/kW) calculations are presented in subsequent figures (1–3).

It may be concluded from an analysis of the results that irrespective of the financing option, charging the prosumer for reactive energy output to the grid results in a very significant deterioration in the economic efficiency of the investment as the NPVe decreases by 20–50%, and with a high loan repayment burden, it even drops to zero.

The key to understanding this fact is the long period of the idle operation of the micro-plant (more than 4,000 h per year, according to accurate calculations for the plant tested it was as many as 5,800 h). Also, the conversion included in the tariff: charge for 1 kVA_{rh} = 3 × 0.16 PLN/kVA_{rh} = 0.48 PLN/kVA_{rh} can be considered a draconian sanction against the prosumer (and also against the consumer. As stated later in this paper, the technical justification for the amount of this penalty is highly questionable.

4. Technical effects of reactive power flow to the grid

In order to check whether the impact of reactive power output to the grid justifies the draconian charges (or threat thereof) ruining prosumer micro-plant economics, a low voltage test grid consisting of two lines fed from a 63 kVA MV/LV transformer substation was analysed (Fig. 4). This is a low voltage grid with a very typical configuration. What makes it special are the 16 PV micro-plants with an aggregate capacity of 70 kW connected to it. This grid corresponds to a real grid located by the authors in a municipality offering extensive support for prosumer investment, based on funds from the National Environmental Protection Fund. The smallest plant capacity

was 3 kW, the biggest 10 kW. With regard to the load, in spite of the high value of the connection power of one of them (30 kW), the measured peak power of the transformer station did not exceed 48 kW.

The aim of the analysis was to demonstrate the effect of reactive power output from PV sources to the grid (this value, which amounted to 2–6% of the rated PV power as reported in chapter 2, was adopted in variants) in terms of the voltage profile and power loss to the grid.

In order to obtain a broader view of the operating conditions of the grid, the flows in it were analysed for eight operational states described below:

1. node loads were determined by a factor so defined that the sum of power outputs was equal to the power of the MV/LV transformer; PV sources were not considered, reactive power intake was at $\text{tg } \varphi = 0.4$
2. node loads were determined by the appropriate scaling so that the sum of power intakes was equal to the MV/LV peak power of the substation; PV sources were not considered, reactive power intake was at $\text{tg } \varphi = 0.4$
3. node loads as in point 1, PV sources output active powers equal to their rated powers
4. node loads were determined by the appropriate scaling, so that the sum of all loads was equal to 30 kW (summer peak); PV sources output active powers equal to their rated powers
5. node loads were determined by the appropriate scaling, so that the sum of all loads was equal to the MV/LV 8 kW minimum power of the substation; PV sources were not considered
6. node loads were determined by the appropriate scaling, so that the sum of all loads was equal to the MV/LV 8 kW minimum power of the substation; sources do not generate active power, they output reactive power to the grid at 2% of their rated powers
7. node loads were determined by the appropriate scaling, so that the sum of all loads was equal to the MV/LV 8 kW minimum power of the substation; sources do not generate

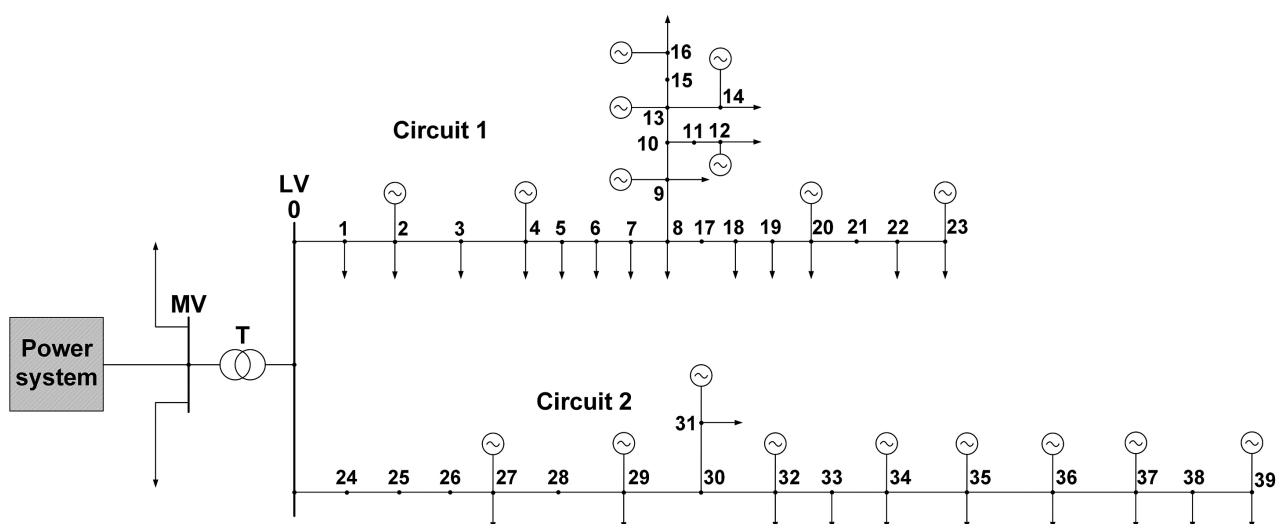


Fig. 4. Test grid diagram

State	1	2	3	4	5	6	7	8
$\Delta P, \text{ kW}$	4.202	3.890	0.830	2.034	0.164	0.157	0.162	0.171

Tab. 1. Power losses in the considered grid operational states

active power, they output reactive power to the grid at 4% of their rated powers

- node loads were determined by the appropriate scaling, so that the sum of all loads was equal to the MV/LV 8 kW minimum power of the substation; sources do not generate active power, they output reactive power to the grid at 6% of their rated powers.

The following is a graph of voltage changes in each grid node, marked as in Fig. 4, divided into two circuits: first and second.

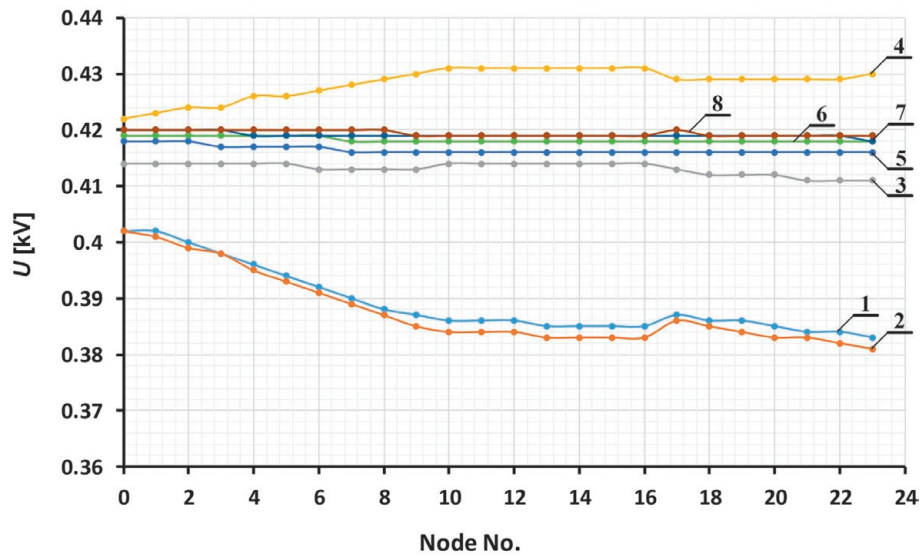


Fig. 5. Voltage variations in circuit 1

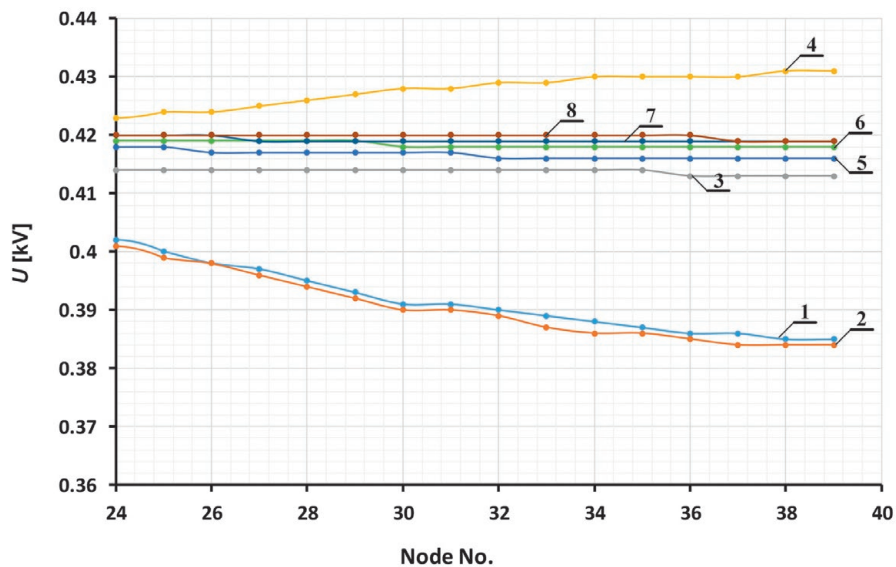


Fig. 6. Voltage variations in circuit 2

As can be seen in the drawings, the variation of prosumers loads and outputs in the circuits concerned places the voltage profile of the nodes in the area bounded by the envelopes: upper (maximum output, maximum voltage boost) and lower (maximum load, maximum voltage drop).

Capacitive reactive power generation does not adversely affect the profile in any way, and moreover, it stabilizes the voltage at close to 420 V. The potential impact of this generation on the grid power losses is explained in the table below.

It is very noticeable, regardless of the reactive power output at the sources' idle state (2–6%), that the respective power losses are minimal. Thus, there is no justification for a draconian charge on this scale, that system of charging for over-contractual reactive energy intake in accordance with clause 3.4.1 c of the tariff has a severe impact on prosumers [7].

5. Summary

This study has proven that the technically feasible flow of capacitive current from micro-plant to grid may cause prosumers to be liable for very severe charges assessed in accordance with the applicable distribution tariffs and four quadrant meters' measurements. These charges have the potential to significantly worsen the economic efficiency of prosumer sources because, despite the negligible capacitive current value, the idle time of these sources is relatively long, and the unit penalty at PLN 0.5 per kVARh is extremely high. Flow analysis of the grid has yielded no justification for such a high charge, as the capacitive currents in question improve the LV grid's voltage profile, and their effect on power loss is negligibly small. The abandonment of these charges declared by grid operators should not be viewed as an act of goodwill, but should be pursuant to tariff provisions, which should include the note: capacitive reactive power output to the grid of up to 5% of the prosumer micro-plant installed capacity, with concurrent active power intake, is not subject to a tariff charge.

REFERENCES

1. "Act of 20 May 2016 on investment in wind power plants", J. of L. 2016, item 961.
2. S.M. Pietruszko, "Rozwój rynku PV to nie tylko wzrost zainstalowanej mocy" [PV market development is not just an increase in installed capacity] [interview], SOLARPROJEKT Construction, 17.10.2016 [online], <http://solarprojekt.pl/2016/10/17/s-m-pietruszko-rozwoj-rynku-pv-to-nie-tylko-wzrost-zainstalowanej-mocy-wywiad/> [access: 1.04.2017].
3. "Act of 20 February 2015 on renewable energy sources", J. of L. 2015, item 478, as currently amended.
4. Polish standard PN-EN 50483, May 2010. "Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution grids".
5. "Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji przyłączonych do sieci niskiego napięcia" [Evaluation criteria for connection capacity and technical requirements for micro-installations connection to low-voltage grids] PTPiREE study also adopted by national distribution grid operators] [online], http://www.energia-operator.pl/upload/wysiwyg/dokumenty_do_pobrania/uslugi/przylaczenie_do_sieci/wytworcy/mozliwosci_wymagania_tech_mikroinstalacji_malych_instalacji_przylaczanych_do_sieci_nnOSD.pdf [access: 1.04.2017].
6. "Network Code Requirements for Generators" [document accepted as EU Commission Regulation 2016/631 of 14.04.2016] [online], <http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj> [access: 1.04.2017].
7. "PGE Dystrybucja SA Lublin 2017 tariff for electricity distribution services".
8. "The Act of 10 April 1997 Energy Law", J. of L. 1997 No. 54, Item 348 with later amendments).
9. P. Kacejko, P. Pijarski, K. Gałązka, "Prosumenci – krajobraz po bitwie" [Prosuments – landscape after the battle], *Rynek Energii*, No. 2 (117), 2015, pp. 40–44.
10. K. Gałązka, P. Kacejko, P. Pijarski, "Wykluczeni – jednostki sektora finansów publicznych na straconej pozycji wśród wytwórców OZE?" [Excluded – Have the public finance sector's agencies lost RES producers' endorsement?], *Rynek Energii*, No. 2 (123), 2016, pp. 40–45.
11. J. Paska, "Ekonomia w elektroenergetyce" [Economics in power engineering], OWPW, Warsaw 2007, pp. 93–95.
12. M. Ligus, "Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii – Analiza kosztów i korzyści" [Efficiency of investment in renewable energy sources – Cost-benefit analysis], CeDeWu, Warsaw 2012, pp. 181–182.
13. J. Popczyk, "Prosumenctwo – innowacja przełomowa" [Prosumerism – a breakthrough innovation], *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, No. 2, 2014.
14. Z. Zapałowicz, D. Szyszka, "Stopień wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej przez instalacje fotowoltaiczne" [Utilisation of PV plants' output], *Rynek Energii*, No 6 (91), 2010, pp. 77–82.

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. He defended his PhD thesis in 2012. Since 2005 he has been employed at Lublin University of Technology. His research interests are currently related to the impact of distributed generation deployment on power system performance, the sensitivity of overhead power lines to output changes in individual power sources, the optimization of reactive power flows, and heuristic optimization methods.

Piotr Kacejko

Lublin University of Technology

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Graduated from and since 1979 employed at the Faculty of Electrical Engineering of Lublin University of Technology. He was granted habilitation in 1999 at the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology, and the title of professor seven years later. He conducts research in the field of power system analysis. Author of several dozen research papers and publications in this field. Currently dealing with the issue of distributed generation and its impact on the power grid.

Karolina Gałązka

Czestochowa University of Technology

e-mail: kg4@interia.pl

Graduated from the Faculty of Management of Lublin University of Technology in 2009. During her studies at Lublin University of Technology she started her studies in finance and banking at the School of Entrepreneurship and Administration in Lublin, which she completed in September 2009 in accounting and finance. In 2015, she began her doctoral studies at the Faculty of Management of Czestochowa University of Technology. Her whole research and publication activity has so far focused around two areas: economic and financial analysis, and the development of the RES photovoltaic sector, especially the support systems and their cost-effectiveness assessment.

Michalina Gryniewicz-Jaworska

Lublin University of Technology

e-mail: michalina.gryniewicz.jaworska@vp.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering and Computer Science of Lublin University of Technology with a degree in Computer Science. Currently a PhD student at the Department of Electrical Grids and Protections, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science of Lublin University of Technology. In her research she deals with issues related to multi criteria optimization and heuristic optimization methods.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 176–181. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Problemy gospodarki mocą bierną źródeł energetyki rozproszonej

Autorzy

Paweł Pijarski
Piotr Kacejko
Karolina Gałązka
Michalina Gryniewicz-Jaworska

Słowa kluczowe

moc bierna, mikroinstalacje PV, źródła energetyki rozproszonej

Streszczenie

Powszechnie znane ograniczenia dalszego rozwoju energetyki wiatrowej (ustawa [1], skromny wymiar aukcji) spowodowały, że obecnie w sensie ilościowym bardzo rozpowszechnione stają się instalacje fotowoltaiczne, zarówno w skali mikro, jak też w odniesieniu do mocy kilkuset kilowatów i większych. Nieoczekiwanie dla inwestorów, oprócz różnych problemów technicznych i ekonomicznych, pojawił się problem opłat za przepływ mocy biernej od źródeł PV do sieci. Finansowe konsekwencje tego pozornie niewielkiego przepływu mogą być dla inwestorów PV dotkliwe ze względu na restrykcyjne zapisy tarif dystrybucyjnych. W artykule poddano analizie ten problem z punktu widzenia mikroinstalacji prosumenckich. Przeanalizowane zostały potencjalne obciążenia finansowe wynikające z właściwości układów PV, równocześnie oceniono techniczne uzasadnienie zapisów taryfowych, poddając je w wątpliwość. Przedstawione zostały również wnioski w zakresie zmiany podejścia operatorów do kwestii generacji mocy biernej przez źródła rozproszone.

Data wpływu do redakcji: 14.02.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

1. Wstęp

Źródła energetyki rozproszonej przyłączone do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) muszą spełniać wymagania określone przez operatorów sieci, m.in. w zakresie gospodarki mocą bierną oraz układów regulacji napięcia. Dynamika wzrostowa energetyki wiatrowej doprowadziła do blisko 6000 MW mocy zainstalowanej, jednakże ustawa o OZE, która zastąpiła system certyfikatów mechanizmem aukcyjnym o bardzo skromnych parametrach, oraz wejście w życie w 2016 roku tzw. ustawy antywiatrakowej [1] spowolniły tę dynamikę na dłuższy okres. Wyszczególnione powyżej ograniczenia spowodowały, że aktualnie w sensie liczby instalacji najbardziej rozpowszechnione stają się źródła fotowoltaiczne. Krajowy rynek elektrowni fotowoltaicznych na przestrzeni trzech ostatnich lat rozwija się bardzo dynamicznie, według Polskiego Towarzystwa Fotowoltaiki [2] w połowie 2016 roku moc zainstalowana w 11 500 elektrowniach fotowoltaicznych wyniosła ponad 150 MW. Z punktu widzenia struktury źródeł wytwórczych jest to wciąż moc znikoma, ale liczba instalacji robi wrażenie. Ogromną ich większość ustawa o OZE [3] definiuje jako mikroinstalacje (do 40 kW), dla których wymagania przyłączeniowe sprowadzają się właściwie do wymagań skierowanych pod kątem producentów układów przekształtnikowych [4, 5] oraz najnowszych wymagań określonych przez UE [6] (typ źródła A). Przyłączenia te są na tzw. zgłoszenie (o ile moc mikroinstalacji nie przekracza mocy umownej dostarczanej w związku z pracą odbiorczą), a rola OSD sprowadza się do formalnego sprawdzenia

certyfikatów fabrycznych urządzeń i wymiany licznika. Wymiana licznika jest istotna z punktu widzenia systemu wsparcia, bowiem główną ideą tego systemu jest opust przy zakupie energii (liczydło A⁺) odpowiadający 80% lub 70% energii oddanej do sieci (liczydło A⁻). Jednak odpowiedni do tych pomiarów licznik daje równocześnie możliwość zidentyfikowania „energii biernej” (liczydła R⁺ oraz R⁻). Cudzyśłów przy słowie energia sygnalizuje świadomość autorów artykułu, że całkowanie w czasie mocy biernej dokonywane przez licznik nie ma wymiaru energetycznego w sensie fizycznym, ale zwyczajowo termin „energia bierna” jest powszechnie używany. Dla odbiorcy w grupie taryfowej G, a często także i w grupie C, znajomość pojęcia mocy i energii biernej jest zupełnie zbędna do zaspokojenia potrzeb konsumenckich w zakresie zakupu energii elektrycznej. Dopuszczalna najczęściej wartość mocy biernej pobieranej na poziomie do 40% mocy czynnej ($\tan \varphi = 0,4$) jest bowiem wystarczająca przy eksploatacji zwykłych urządzeń bytowo-komunalnych, a ewentualny przepływ do sieci mocy biernej pochodzącej od pracujących w instalacji odbiorczej kondensatorów jest znikomym. Dlatego też dla takich instalacji odbiorczych liczniki energii biernej w ogóle nie są instalowane. Także mikroinstalacje PV są dla problemu mocy biernej neutralne, bowiem ich współczynnik mocy najczęściej nastawiony jest na wartość równą jeden (wyłącznie generacja mocy czynnej). Rzeczywistość przynosi jednakże niespodziewane problemy wynikające z trzech faktów:

- falowniki układów PV w stanie pracy jałowej (zerowa generacja mocy czynnej

lub generacja mocy na poziomie do 5% mocy znamionowej) mogą (w zależności od konstrukcji) wprowadzać do instalacji prosumenta prąd pojemnościowy o nieznacznej wartości, np. 2–6% prądu znamionowego; dla instalacji 10 kW może to być wartość 0,5 A, dla wyższej generacji mocy czynnej prąd pojemnościowy zanika

- prąd ten może zostać skompensowany mocą bierną urządzeń odbiorczych, ale może też wpłynąć do sieci, przy czym po drodze zarejestruje to dedykowany licznik główny (liczniki takie do pomiaru dwukierunkowego energii czynnej, ale też do jednoczesnego dwukierunkowego pomiaru energii biernej, noszą nazwę czterokwadrantowych)
- operator sieci dystrybucyjnej, stwierdzając przepływ mocy do sieci, powinien zastosować zasadę *dura lex, sed lex* (twarde prawo, ale prawo) wynikającą z zapisów taryfowych, choć do tej pory przepływy mocy biernej od instalacji odbiorczych były całkowicie poza jego zainteresowaniami jako szczątkowe.

2. Wprowadzanie mocy biernej do sieci elektroenergetycznej w ocenie taryfy

W dokumencie [7] określony jest sposób naliczania opłat dla odbiorców za ponadumowny (tego terminu próżno szukać w słownikach języka polskiego) pobór energii biernej. Punkt 3.4.1.c definiuje: „przez ponadumowny pobór energii biernej przez odbiorcę rozumie się ilość energii elektrycznej biernej odpowiadającą...” i dalej po punktach a) i b), c) – „pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przebiegowanie) zarówno przy poborze

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 176–181. When referring to the article please refer to the original text.

PL

energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru”.

Można przyjąć stanowisko, że przy zerowej generacji mocy czynnej prosument powinien być traktowany po prostu jako odbiorca podlegający sformułowanemu wyżej taryfowaniu, tyle że odbiorca ten (na własne życzenie) uzyskał licznik rejestrujący m.in. pomiar określony jako A+R. Tak też rozumiały to niektóre spółki operatorskie, wysyłając podmiotom, które zainstalowały układy PV, rachunki za przekompensowanie (w domyśle za produkcję mocy biernej i wprowadzanie jej do sieci). Wysokość tych rachunków wprowadziła prosumentów w zawiwienie, bowiem zgodnie z punktami 3.4.8 i 3.4.9 dokumentu taryfy [7] ich wartość netto naliczana jest zgodnie z zależnością:

$$O_b = k_{nN} C_{rk} A_b \quad (1)$$

gdzie: A_b – jest energią bierną wprowadzoną do sieci zmierzona przez licznik główny jako A+R, C_{rk} – jest ceną energii czynnej ogłoszoną przez prezesa URE, zgodnie art. 23, ust. 2, pkt 18, lit. b) ustawy *Prawo energetyczne* [8], k_{nN} – jest mnożnikiem zdefiniowanym w taryfie równym dla sieci niskiego napięcia.

Gwałtowna reakcja środowisk popierających OZE i prosumentów protestujących przeciwko zastosowaniu formuły (1) spowodowały zaniechanie naliczeń opłat taryfowych za moc bierną wprowadzaną do sieci przez układy falownikowe w stanie jałowym. Rezygnacja ta miała charakter nagłośnionego medialnie gestu. Była prawdopodobnie poprzedzona oceną prawną, która wskazała, że w ewentualnym sporze sądowym prosumenci nie byłiby bez szans na udowodnienie, że nie powinni być oni przedmiotową opłatą obciążani automatycznie. Dalsza część artykułu zawiera ocenę istotności obaw i protestów środowisk prosumenckich.

3. Ocena skutków ekonomicznych pobierania opłaty za moc bierną wprowadzaną do sieci przez mikroinstalacje PV

Analizy efektywności inwestycji w sektorze paliw i energii zalecają, aby przeprowadzać je zgodnie ze standardami Banku Światowego, np. wykorzystując podstawową formułę UNIDO określającą wartość zaktualizowaną netto inwestycji NPV [11, 12]. Zaktualizowana wartość netto jest obliczana jako suma zdyskontowanych, oddzielnie dla każdego roku, różnic pomiędzy wpływami a wydatkami pieniężnymi, zrealizowanych przez cały okres istnienia obiektu, przy określonym stałym poziomie stopy dyskontowej. Wartość tej sumy wyraża więc zaktualizowaną na moment dokonywania oceny wielkość korzyści, jakie rozpatrywane przedsięwzięcie rozwojowe może przynieść inwestorowi. Warunkiem rentowności projektu jest dodatnia wartość NPV. Do realizacji wybiera się projekt, który daje największą wartość zaktualizowaną netto. W przypadku prosumenckich mikroinstalacji PV przez efektywność ekonomiczną rozumie się zmniejszenie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci, w stosunku do wartości przedsięwzięcia inwestycyjnego. W odróżnieniu od większości publikowanych

artykułów i materiałów informacyjnych [13, 14], w których jako kryterium oceny efektywności ekonomicznej mikroinstalacji przyjmowany jest prosty okres zwrotu, w dokonanych badaniach autorzy już po raz kolejny [9, 10] zastosowali własną koncepcję wartości zaktualizowanej netto inwestycji – NPV, odniesioną do jednostki mocy zainstalowanej źródła (1 kW). Tak zdefiniowany wskaźnik określono jako NPVe (zł/kW), a następnie dokonano oceny sensowności inwestowania w mikroinstalacje PV o różnych mocach, przy uwzględnieniu opłaty za wprowadzenie do sieci energii biernej. Przy naliczaniu opłaty za ponadumowny pobór energii biernej przyjęto optymistycznie czas roczny zerowej lub minimalnej generacji mikroinstalacji wynoszący 4000 h, cenę średnią energii elektrycznej, ogłoszoną zgodnie z ustawą PE przez prezesa URE, oznaczoną jako C_{rk} , równą 0,16 zł/kWh. Wartość pojemnościowej mocy biernej mikroinstalacji prosumenckiej w stanie zerowej generacji mocy czynnej przyjęto alternatywnie na poziomie 2%, 4%, 6% mocy znamionowej tej instalacji. Istotą badań było sprawdzenie, czy kara za wprowadzanie niewielkiej ilości mocy biernej wpływa istotnie na pogorszenie wskaźnika NPV w odniesieniu do jednostki mocy źródła. Warto bowiem zauważyć, że dla mikroinstalacji 10 kW ta moc to zaledwie 0,2–0,6 kvar.

Przedmiotem szczegółowej analizy był obiekt użyteczności publicznej (zespół szkół na Lubelszczyźnie), w którym całkowite roczne zużycie energii rozliczanej w taryfie C11 wynosiło 85 657 kWh, przy szczytowym zapotrzebowaniu na moc wynoszącym 36 kW. Czas użytkowania mocy szczytowej kształtował się zatem na poziomie 2300 h. Rozpatrywano zainstalowanie instalacji fotowoltaicznej w zakresie od 1 kW do 40 kW. Moc uzyskiwaną z instalacji fotowoltaicznej określano poprzez odpowiednie skalowanie danych uzyskiwanych z instalacji doświadczalnej zainstalowanej na dachu jednego z obiektów Politechniki Lubelskiej.

Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono dla okresu równego 15 lat. Cały ten okres został potraktowany jako czas eksploatacji instalacji. Koszt kapitału własnego został określony na poziomie oprocentowania 3-letnich obligacji skarbu państwa. Uwzględniono zróżnicowane finansowanie inwestycji – w 100% ze środków własnych, w 70% z kredytu przy udziale 30% środków własnych oraz z dotacji 70% przy analogicznej wysokości wkładu własnego. W ramach określonego wariantu finansowania mikroinstalacji policzono wskaźnik NPVe (zł/kW). Analizowaną instalację rozpatrywano, uwzględniając fakt, że właściciel mikroinstalacji do 10 kW może liczyć na opust w zakupie energii w stosunku 1 do 0,8, a większych na 1 do 0,7 (powyżej 10 kW) – zgodnie z ustawą o OZE z czerwca 2016 roku [3] (oznaczenie „ME 06.2016”).

Sumaryczne wyniki obliczeń wartości wskaźnika NPVe (zł/kW) przedstawiono na rys. 1–3.

Analizując otrzymane rezultaty, można stwierdzić, że niezależnie od sposobu finansowania obciążenie prosumenta opłatą

za energię bierną wprowadzaną do sieci w stanie jałowym mikroinstalacji PV skutkuje bardzo znaczącym pogorszeniem efektywności ekonomicznej inwestycji, gdyż wskaźnik NPVe zmniejsza swoją wartość o 20–50%, a w przypadku dużego obciążenia spłata kredytu spada nawet do zera.

Kluczem do zrozumienia tego faktu jest długi okres jałowej pracy mikroinstalacji (ponad 4000 h w roku, wg dokładnych obliczeń dla badanego obiektu było to aż 5800 h). Także przeliczenie zawarte w taryfie: opłata za 1 kvarh = 3 x 0,16 zł/kWh = 0,48 zł/kvarh może być uznane za drakońską sankcję w stosunku do prosumenta (a także w stosunku do odbiorcy). Jak wskazano w dalszej części artykułu techniczne uzasadnienie dla wysokości tej sankcji jest wysoce wątpliwe.

4. Ocena skutków technicznych przepływu mocy biernej do sieci

W celu zbadania, czy oddziaływanie mocy biernej wprowadzonej do sieci uzasadnia stosowanie (lub groźbę stosowania) drakońskich opłat rujnujących ekonomikę mikroinstalacji prosumenckich, przeanalizowano sieć testową niskiego napięcia składającą się z dwóch ciągów liniowych zasilanych ze stacji transformatorowej SN/nn o mocy 63 kVA (rys. 4). Jest to sieć niskiego napięcia o bardzo typowym kształcie. Jej oryginalność wynika z faktu przyłączenia do niej aż 16 mikroinstalacji PV, o łącznej mocy 70 kW. Badana sieć odpowiada rzeczywistej sieci, którą autorzy napotkali w gminie oferującej szerokie wsparcie dla inwestycji prosumenckich, bazujące na środkach Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska. Moc najmniejszej instalacji wynosiła 3 kW, największej 10 kW. Jeśli chodzi o odbiory, pomimo dużej wartości mocy przyłączeniowej jednego z nich (30 kW), zmierzona moc szczytowa stacji transformatorowej nie przekroczyła 48 kW.

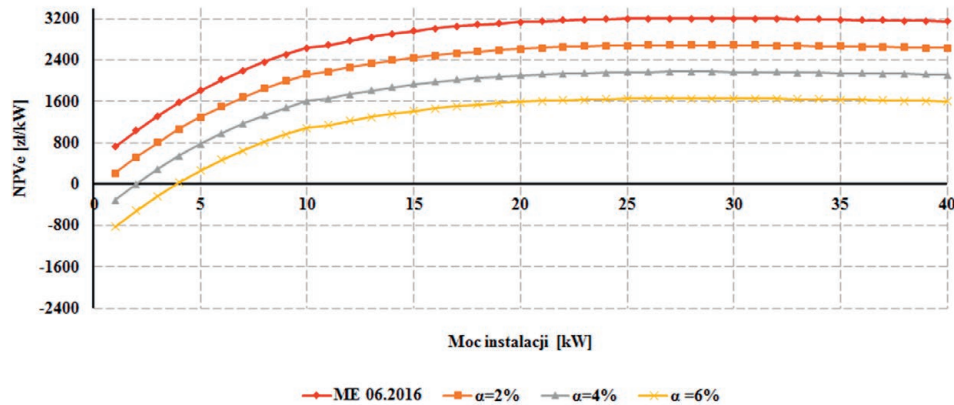
Analiza miała na celu wykazanie wpływu mocy biernej wprowadzanej do sieci przez źródła PV (wartość tę wynoszącą, jak wskazano w rozdziale 2, 2–6% mocy znamionowej mikroinstalacji PV przyjmowano wariantowo) na kształt profilu napięciowego sieci oraz wartość strat mocy.

W celu uzyskania możliwie szerokiego poglądu na warunki pracy sieci dokonano jej analizy rozprzływowej dla opisanych poniżej ośmiu stanów pracy:

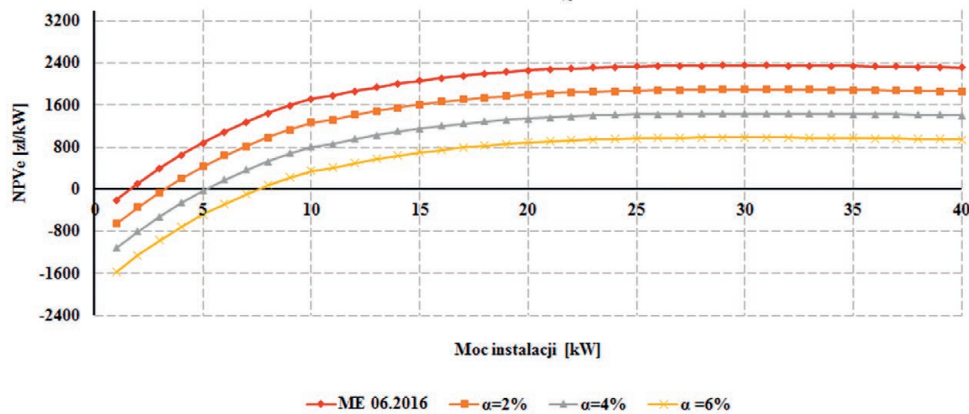
1. obciążenie w węzłach ustalono za pomocą współczynnika wyznaczonego tak, aby suma mocy odbieranych była równa mocy transformatora SN/nn; źródła PV nie są brane pod uwagę, moc bierna pobierana zgodnie z $tg \varphi = 0,4$
2. obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy szczytowej stacji SN/nn; źródła PV nie są brane pod uwagę, moc bierna pobierana zgodnie z $tg \varphi = 0,4$
3. obciążenia w węzłach jak w punkcie 1, źródła PV generują moc czynną równą ich mocy znamionowej
4. obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy wszystkich odbiorów była równa mocy 30 kW (szczyt letni); źródła PV

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 176–181. When referring to the article please refer to the original text.

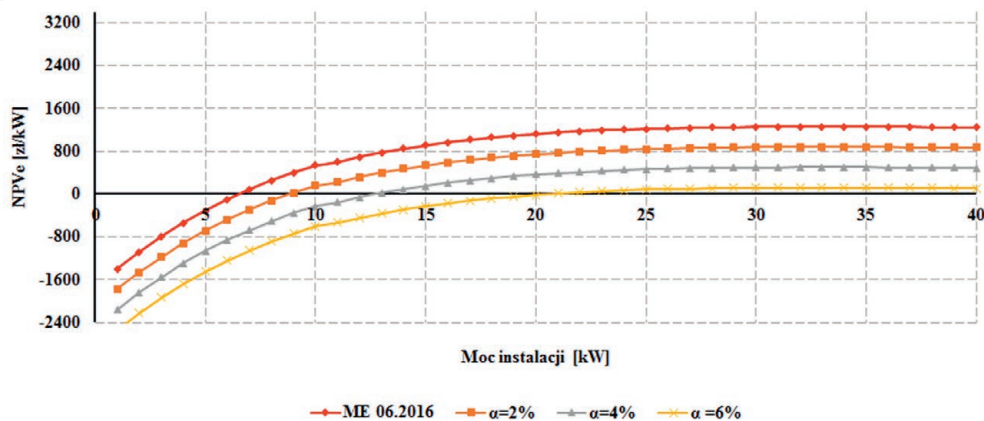
PL



Rys. 1. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej, wariant: 30% kapitału własnego, 70% dotacji, $T_{jr} = 4000$ h



Rys. 2. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej, wariant: 100% kapitału własnego, $T_{jr} = 4000$ h



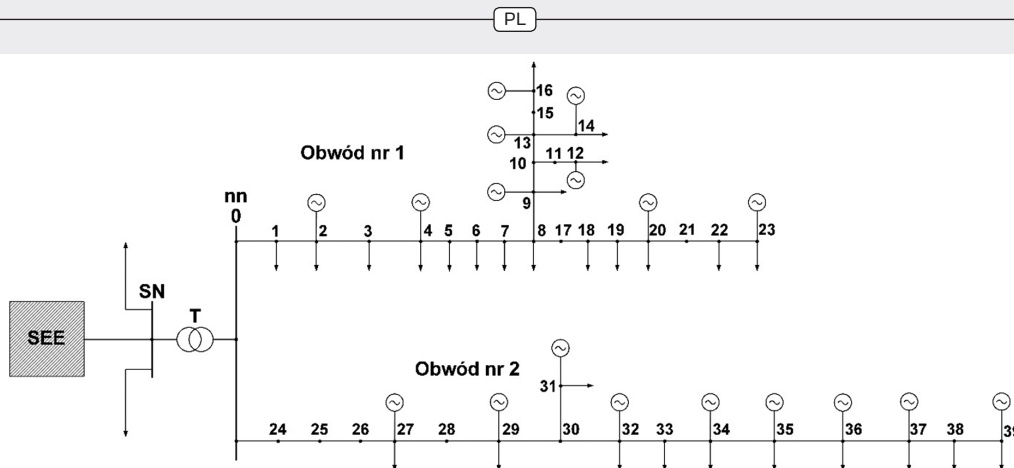
Rys. 3. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej, wariant: 30% kapitału własnego, 70% kredyt, $T_{jr} = 4000$ h

- generują moc czynną równą ich mocy znamionowej
- obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy minimalnej stacji SN/nN równej 8 kW; źródła PV nie są brane pod uwagę
 - obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy

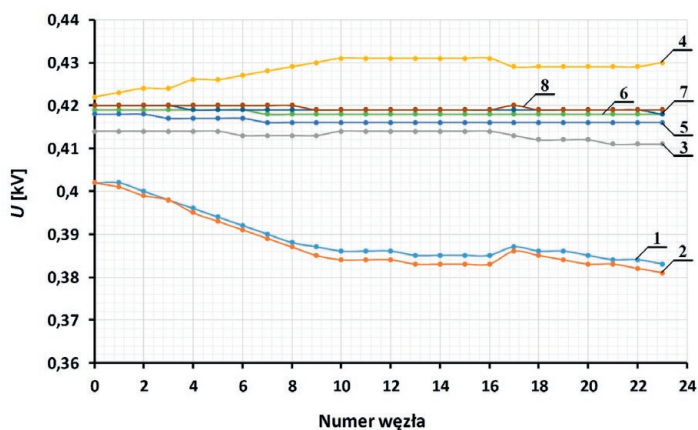
- minimalnej stacji SN/nN równej 8 kW; źródła nie generują mocy czynnej, następuje wprowadzanie mocy biernej do sieci o wartości równej 2% ich mocy znamionowej
- obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy minimalnej stacji SN/nN równej 8 kW; źródła nie generują mocy czynnej,

- następuje wprowadzanie mocy biernej do sieci o wartości równej 4% ich mocy znamionowej
- obciążenia w węzłach określono poprzez odpowiednie skalowanie, tak by suma mocy odbieranych była równa mocy minimalnej stacji SN/nN równej 8 kW, źródła nie generują mocy czynnej, następuje wprowadzanie mocy biernej do sieci o wartości równej 6% ich mocy znamionowej.

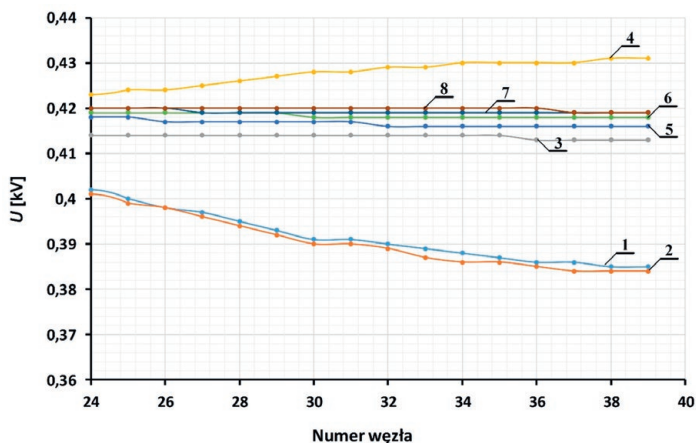
This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 176–181. When referring to the article please refer to the original text.



Rys. 4. Schemat sieci testowej



Rys. 5. Zmiany napięcia w obwodzie 1



Rys. 6. Zmiany napięcia w obwodzie 2

Stan	1	2	3	4	5	6	7	8
$\Delta P, \text{ kW}$	4,202	3,890	0,830	2,034	0,164	0,157	0,162	0,171

Tab. 1. Zestawienie strat mocy dla rozpatrywanych stanów pracy sieci

Powyżej przedstawiono wykresy zmian napięcia w poszczególnych węzłach sieci, oznaczonych tak jak na rys. 4, z podziałem na dwa obwody: pierwszy i drugi.

Jak widać na rysunkach, zmienność stanów obciążenia i generacji prosumenckiej w rozpatrywanych obwodach lokuje profil napięciowy węzłów w obszarze ograniczonym obwiedniami: górną (maksymalna generacja, maksymalne podbicie napięcia) oraz dolną (maksymalne obciążenie, maksymalny spadek napięcia). Generacja mocy biernej pojemnościowej w żaden sposób nie wpływa negatywnie na ten profil, co więcej – zapewnia stabilizację wartości napięcia na poziomie bliskim 420 V. Ewentualny wpływ tej generacji na poziom strat mocy w sieci wyjaśnia tabela przedstawiona poniżej.

Jak łatwo zauważyć, niezależnie od poziomu generacji mocy biernej generowanej w stanie jałowym źródeł (2–6%) straty mocy wywołane ich aktywnością są minimalne. Tym samym brak jakiegokolwiek uzasadnienia dla stosowania drakońskiego w swoim wymiarze i dotkliwego dla prosumentów systemu naliczania opłat za ponadumowny pobór energii biernej zgodnie z p. 3.4.1 c taryfy [7].

5. Podsumowanie

Przeprowadzone badania wskazały, że technicznie możliwy przepływ prądu pojemnościowego z mikroinstalacji do sieci może być powodem obciążania prosumentów bardzo dotkliwymi opłatami, naliczanymi zgodnie z obowiązującymi taryfami dystrybucyjnymi i wskazaniem liczników czterokwadrantowych. Opłaty te mogą w bardzo istotny sposób pogorszyć efektywność ekonomiczną źródeł prosumenckich, ponieważ pomimo nikomej wartości prądu pojemnościowego czas pracy jałowej tych źródeł jest stosunkowo długi, a jednostkowa opłata karna na poziomie 0,5 zł za 1 kWh jest niezmiernie wysoka. Analiza rozplywowa sieci nie pozwoliła na znalezienie uzasadnienia dla tak wysokiej opłaty, bowiem przedmiotowe prądy pojemnościowe poprawiają profil napięciowy sieci nn, a ich wpływ na straty mocy jest pomijalnie mały. Rezygnacja z pobierania opłat deklarowana przez operatorów sieci nie powinna być

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 176–181. When referring to the article please refer to the original text.

PL

z ich strony aktem dobrej woli, ale wynikać z zapisów taryfy, w której powinna znaleźć się adnotacja: przepływ do sieci mocy biernej pojemnościowej na poziomie do 5% mocy zainstalowanej mikroinstalacji prosumenckiej, przy równoczesnym poborze mocy czynnej, nie podlega opłacie taryfowej.

Bibliografia

1. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dz.U. z 2016, poz. 961.
2. Pietruszko S.M., Rozwój rynku PV to nie tylko wzrost zainstalowanej mocy [wywiad], SOLARPROJEKT Construction, 17.10.2016 [online], <http://solarprojekt.pl/2016/10/17/s-m-pietruszko-rozwoj-rynku-pv-to-nie-tylko-wzrost-zainstalowanej-mocy-wywiad/> [dostęp: 1.04.2017].
3. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015, poz. 478, z późn. zm.
4. Polska norma PN-EN 50483, Maj 2010. Wymagania dotyczące równoległego przyłączania mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych.
5. Kryteria oceny możliwości przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji przyłączonych do sieci niskiego napięcia [opracowanie PTPiREE przyjęte także przez krajowych operatorów sieci dystrybucyjnej] [online], http://www.energa-operator.pl/upload/wysiwyg/dokumenty_do_pobrania/uslugi/przyklaczenie_do_sieci/wytworcy/mozliwosci_wymagania_tech_mikroinstalacji_malych_instalacji_przylacznanych_do_sieci_nnOSD.pdf [dostęp: 1.04.2017].
6. Network Code Requirements for Generators [dokument przyjęty w formie rozporządzenia Komisji UE 2016/631 z dnia 14.04.2016] [online], <http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj> [dostęp: 1.04.2017].
7. Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja SA Lublin 2017.
8. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348, z późn. zm.
9. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., Prosument – krajobraz po bitwie, *Rynek Energii* 2015, nr 2 (117), s. 40–44.
10. Gałązka K., Kacejko P., Pijarski P., Wykluczeni – jednostki sektora finansów publicznych na straconej pozycji wśród wytwórców OZE?, *Rynek Energii* 2016, nr 2 (123), s. 40–45.
11. Paska J., *Ekonomika w elektroenergetyce*, OWPW, Warszawa 2007, s. 93–95.
12. Ligus M., *Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii – Analiza kosztów i korzyści*, CeDeWu, Warszawa 2012, s. 181–182.
13. Popczyk J., *Prosumenctwo – innowacja przełomowa*, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2014, nr 2.
14. Zapałowicz Z., Szyszka D., *Stopień wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej przez instalacje fotowoltaiczne*, *Rynek Energii* 2010, nr 6 (91), s. 77–82.

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 wytwarzających na pracę systemu elektroenergetycznego, wrażliwością elektroenergetycznych linii napowietrznych na zmiany mocy generowanych w poszczególnych źródłach wytwarzających, optymalizacją rozpyłów 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 wytwarzających na sieć elektroenergetyczną.

Karolina Gałązka

mgr inż.

Politechnika Częstochowska

e-mail: kg4@interia.pl

Studia na Wydziale Zarządzania Politechniki Lubelskiej ukończyła w 2009 roku. W trakcie studiów na Politechnice Lubelskiej rozpoczęła studia w Wyższej Szkole Przedsiębiorczości i Administracji w Lublinie na kierunku finanse i bankowość, które ukończyła we wrześniu 2009 roku w specjalności rachunkowość i finanse. W 2015 roku rozpoczęła studia doktoranckie na Wydziale Zarządzania Politechniki Częstochowskiej. Całość jej dotychczasowej aktywności naukowo-badawczej oraz publikacyjnej skupia się wokół dwóch obszarów: problematyki analizy ekonomiczno-finansowej oraz rozwoju sektora OZE w zakresie fotowoltaiki, a zwłaszcza systemów wsparcia i oceny ich opłacalności.

Michalina Gryniec-Jaworska

mgr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: michalina.gryniecjaworska@vp.pl

Absolwentka Wydziału Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej na kierunku informatyka. Aktualnie jest doktorantką w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej. W swoich pracach zajmuje się zagadnieniami związanymi z optymalizacją wielokryterialną oraz heurystycznymi metodami optymalizacji.