

Klara SEREJA*

FUNKCJONOWANIE INSTALACJI PROSUMENCKICH W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA – UJĘCIE PROBABILISTYCZNE

W artykule zaprezentowano model sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia zasilającej gospodarstwa domowe na terenach wiejskich. Model zakłada możliwości przyłączenia źródeł fotowoltaicznych w wybranych punktach zasilania odbiorców, zmieniając tym samym istniejącą sieć w sieć aktywną, a przyłączonych konsumentów w prosumentów energii elektrycznej. Posługując się środowiskiem MATLAB oraz Simscape Power Systems, zbadano wpływ mikrogeneracji na panujące w niej warunki napięciowe. Uwzględniając pewną nieprzewidywalność zarówno generacji z mikroźródeł fotowoltaicznych, jak również profilu obciążenia sieci w ciągu doby, opracowano model niedeterministyczny, przybliżający rzeczywiste warunki pracy sieci z wykorzystaniem narzędzi probabilistycznych. Jako podsumowanie wskazano sytuacje, w których generacja wpływa korzystnie na jakość energii dostarczanej odbiorcom oraz te, w których dodatkowe źródła energii mogą pogorszyć warunki zasilania.

SŁOWA KLUCZOWE: fotowoltaika, mikrogeneracja, mikroźródła fotowoltaiczne, sieć niskiego napięcia, modele probabilistyczne.

1. WSTĘP

Program rozwoju odnawialnych źródeł energii realizowany obecnie w Polsce, dzięki któremu możliwe będzie wywiązanie się z zobowiązań międzynarodowych zakładających 15% udział energii z OZE w całkowitym zużyciu energii w 2020 roku [1], wymusza konieczność prowadzenia nowych inwestycji w obszarze energetyki odnawialnej, w tym i fotowoltaiki. W przyszłości można spodziewać się kolejnych form wsparcia dla inwestorów i prosumentów, a także spadku kosztów samej inwestycji. Między innymi z tego wynikają prognozy zakładające dalszy wzrost udziału OZE w całkowitej produkcji energii. W sytuacji coraz większego nasycenia mikroinstalacjami należy wziąć pod uwagę szereg nowych aspektów technicznych związanych ze współpracą instalacji prosumenckich z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia. Wśród nich wymienia się najczęściej zmiany w rozplywie mocy, asymetrię napięć, przekroczenia na-

* Politechnika Lubelska

pięciowe i prądowe, pogorszenie wskaźników jakości zasilania, zmiany wartości prądów zwarciovych, zagadnienia związane z pracą wyspową mikroźródeł czy też problem optymalnego umiejscowienia źródła w sieci [2, 3]. W referacie skupiono się na wpływie pracy mikroźródeł na profil napięciowy w sieci nn. Pod uwagę wzięto mikroinstalacje fotowoltaiczne jako najczęściej spotykane na obszarach zabudowanych.

2. PROBLEMATYKA WSPÓLPRACY ŹRÓDEŁ FOTOWOLTAICZNYCH Z SIECIĄ DYSTRYBUCYJNĄ

Wprowadzenie źródeł energii do sieci niskiego napięcia wpływa na jej strukturę i sposób funkcjonowania. Sieci zaprojektowane do pracy w układzie promieniowym stają się sieciami zamkniętymi wielostronnie zasilanymi. Związana z tym zmiana w rozplywie mocy oddziałuje na wartości napięcia w węzłach sieci. Zgodnie z krajowymi przepisami [4], bazującymi na normie PN-EN 50160 [5], obowiązkiem operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) jest zapewnienie odbiorcy napięcia w granicach od $0,9 U_n$ do $1,1 U_n$ (95% próbek ze zbioru 10-minutowych wartości średnich w ciągu tygodnia). Spełnienie tego wymagania generalnie ograniczało się dotychczas do określenia maksymalnego obciążenia sieci i na jego podstawie adekwatnego doboru parametrów infrastruktury sieciowej tak, by spadek napięcia w żadnym z punktów odbioru nie przekraczał 10% wartości znamionowej. W sytuacji znaczącego udziału instalacji mikrogeneracyjnych przyłączonych do sieci, nie wystarczy utrzymać napięcie powyżej dolnej granicy, ale również nie dopuścić do przekroczenia granicy górnej. Jak pokazują badania [6], problem podskoków napięcia jest już zauważalny także i w Polsce. Pomimo nadal stosunkowo niewielkiego udziału fotowoltaiki w całkowitej strukturze wytwarzania energii w kraju, istnieją obszary, na których generacja ze źródeł PV przekracza lokalnie pobór energii w określonych okresach roku czy doby. Relacja pomiędzy mocą pobieraną a oddawaną do sieci warunkuje sposób, w jaki źródła rozproszone oddziałują na sieć. Oddziaływanie to może być pozytywne, gdy generacja zmniejsza czy nawet niweluje spadki napięcia, lub negatywne, gdy w okresach wysokiego nasłonecznienia i zarazem niewielkiego obciążenia sieci obserwowane jest podbicie napięcia powodujące przekroczenie wartości dopuszczalnej. To z kolei skutkuje zadziałaniem zabezpieczeń nadnapięciowych i odłączeniem instalacji PV, powodując tym samym w szerszej perspektywie czasu spadek rentowności inwestycji dla prosumenta. Negatywne oddziaływanie napięciowe, mimo że może występować tylko w krótkim przedziale czasu w ciągu całego roku, wpłynie na ograniczenie możliwości przyłączenia kolejnych instalacji prosumentckich do sieci.

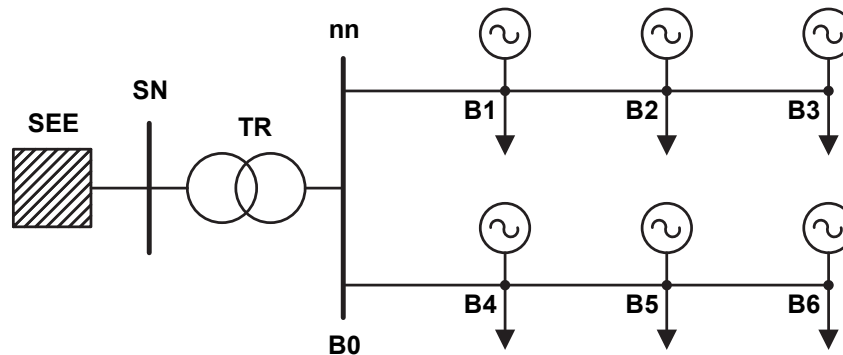
Innym aspektem związanym z pojawieniem się generacji rozproszonej jest częściowa nieprzewidywalność pracy sieci wynikająca ze zmiennych warunków pogodowych. O ile profile obciążenia wykazują pewną powtarzalność w per-

spektywie rocznej i dobowej, są dobrze zbadane i zamodelowane, o tyle generacja pochodząca ze źródeł odnawialnych wymaga w dalszym ciągu dokładnych analiz i poszukiwań właściwych modeli możliwych do wykorzystania w algorytmach obliczeń. Nieprzewidywalność ta dodatkowo będzie pogłębianą poprzez wprowadzanie na szerszą skalę pojazdów elektrycznych, stanowiących odbiorniki o zmiennym i trudnym do przewidzenia charakterze poboru energii. Wszystko to powoduje, że konwencjonalne metody obliczeń rozplływowych wydają się niewystarczające [7]. Konieczne jest nowe podejście do prognozowania warunków pracy sieci, uwzględniające niepewności i losowe zmiany zarówno generacji, jak i obciążenia. Niniejszy artykuł stanowi jedynie wprowadzenie do zagadnień wykorzystania narzędzi probabilistyki w obliczeniach rozplływowych sieci, prezentuje możliwości, jakie daje pakiet MATLAB w tej dziedzinie i wskazuje obszary wymagające dalszych badań.

3. WYNIKI BADAŃ DLA SIECI TESTOWEJ

3.1. Założenia obliczeniowe

W celu przeprowadzenia analiz zamodelowano fragment sieci nn pokazanej na schemacie (rys. 1.).



Rys. 1. Schemat rozważanej sieci nn

Sieć składa się z transformatora SN/nn 63 kVA i zasilanych z niego dwóch linii napowietrznych, każda o długości 300 metrów, wykonanych przewodem AsXSn 4x70. Dla uproszczenia przyjęto, że obciążenie sieci rozłożone jest równomiernie, w trzech węzłach każdej z linii, oddalonych od siebie o 100 metrów. Do każdego z węzłów (B1 – B6) może zostać przyłączone źródło energii w postaci trójfazowej instalacji fotowoltaicznej, klasyfikowanej jako mikroinstalacja – o łącznej mocy zainstalowanej do 50 kW [8]. Transformator wyposażony jest w przełącznik zaczełów umożliwiający regulację napięcia w stanie bez obciążenia. Jest to typowe rozwiązanie stosowane w sieciach niskiego napięcia, nie ma

więc możliwości dynamicznego reagowania na zmienne warunki obciążenia w sieci. Założono, że transformator pracuje na znamionowym zaczeple – na szynach po stronie dolnego napięcia przyjęto wartość 400 V.

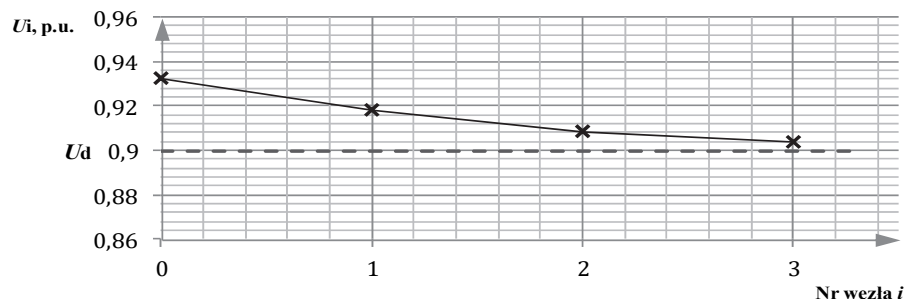
Moc czynną generowaną ze źródeł PV potraktowano jako zmienną losową o rozkładzie jednostajnym określonym dla przedziału $\langle P_{gmin}, P_{gmax} \rangle$. Przyjęto zerową moc bierną generowaną $Q_g = 0$, a więc pracę mikroinstalacji w trybie $\cos\phi_g = 1 = const$. We wszystkich wariantach obliczeń przyjęto $P_{gmin} = 0$ i $P_{gmax} = 40$ kW. Rozkład jednostajny wydaje się uzasadniony, gdy bierze się pod uwagę prognozowanie z dużym wyprzedzeniem i związaną z tym dużą niepewnością co do mocy generowanej [9]. Przyjęcie założenia, że jednakowo prawdopodobne jest wystąpienie każdej z wartości P_g z przedziału od zera do wartości maksymalnej, pozwala rozważyć najbardziej niekorzystne warunki pracy sieci. Nie jest to jednak jedyne podejście spotykane w literaturze. Na podstawie pomiarów na danym obszarze podejmowane są próby prognozowania generacji na najbliższe godziny, dni czy nawet lata. Nasłonecznienie i wynikające z niego moce generowane opisywane są wtedy poprzez bardziej dokładne rozkłady prawdopodobieństwa (normalny, Weibulla, dwumodalny beta i inne niestandardowe) [10, 11].

W celu zachowania przejrzystości wyników w każdym z wariantów obliczeń przyjęto jednakowe obciążenie w każdym węźle ($P_{odb}, \text{tg}\phi_{odb} = 0,25$). Z uwagi na niewielką rozległość rozważanej sieci i związane z tym niewielkie różnice zarówno nasłonecznienia, jak również pozostałych warunków atmosferycznych, założono, że moce czynne generowane w poszczególnych węzłach będą jednako zmienne.

Obliczenia wykonano w środowisku MATLAB, posługując się także narzędziem dedykowanym modelowaniu elementów systemu elektroenergetycznego, Simscape Power Systems. Napięcia w poszczególnych węzłach wyznaczono, wykonując obliczenia rozptyłu mocy metodą Newtona-Raphsona.

3.2. Wyniki symulacji

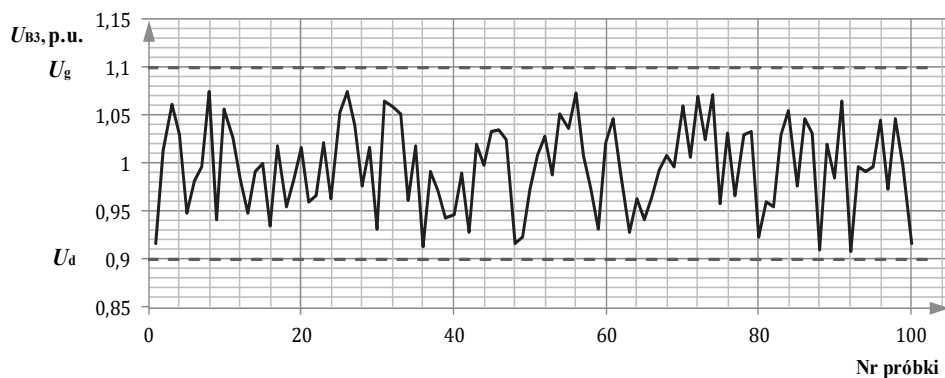
Dla zamodelowanej sieci nn (rys. 1) w pierwszej kolejności określono ograniczenia wynikające z wymogu utrzymania napięć w całej sieci powyżej wartości granicznej, $U_d = 0,9 U_n$, przy braku rozproszonych źródeł energii. Dla zadanej wartości współczynnika $\text{tg}\phi_{odb} = 0,25$, wartość mocy czynnej granicznej w każdym z węzłów ustalono na wartość 15 kW. W wyliczeniu uwzględniono również dopuszczalną obciążalność przewodów linii. Profil napięciowy linii (jednej gałęzi) przedstawiono poniżej (rys. 2).

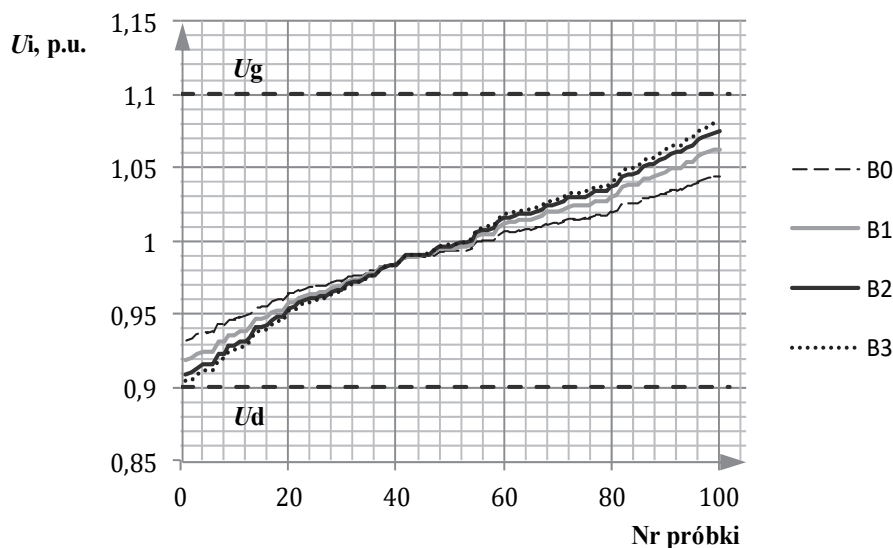


Rys. 2. Wartości napięć w węzłach sieci przy braku mikroźródeł

Spadki napięcia rzędu 9-10%, mimo że dopuszczane przez przepisy, mogą być uciążliwe dla odbiorcy, przejawiając się m.in. wahaniami strumienia świetlnego tradycyjnych źródeł światła, a w niektórych przypadkach powodować nieprawidłową pracę czułych odbiorników.

Wpływ generacji na warunki napięciowe w sieci rozważono, przyłączając do każdego z węzłów mikroinstalacje fotowoltaiczne, generujące moc czynną P_g z przedziału $\langle 0, 40 \text{ kW} \rangle$, zgodnie z jednostajnym rozkładem prawdopodobieństwa. Przy wykorzystaniu generatora liczb pseudolosowych wygenerowano 100 wartości z podanego przedziału i dla każdej z nich obliczono rozptyw mocy i wartości napięć. Wyniki przedstawiono na wykresach (rys. 3, rys. 4).

Rys. 3. Wartości napięć w węźle B3 w kolejnych symulacjach – zmienna generacja, stałe obciążenie $P_{odb} = 15 \text{ kW}$



Rys. 4. Wartości napięć w węzłach sieci (uszeregowane rosnąco) – zmienna generacja, stałe obciążenie $P_{\text{odb}} = 15 \text{ kW}$

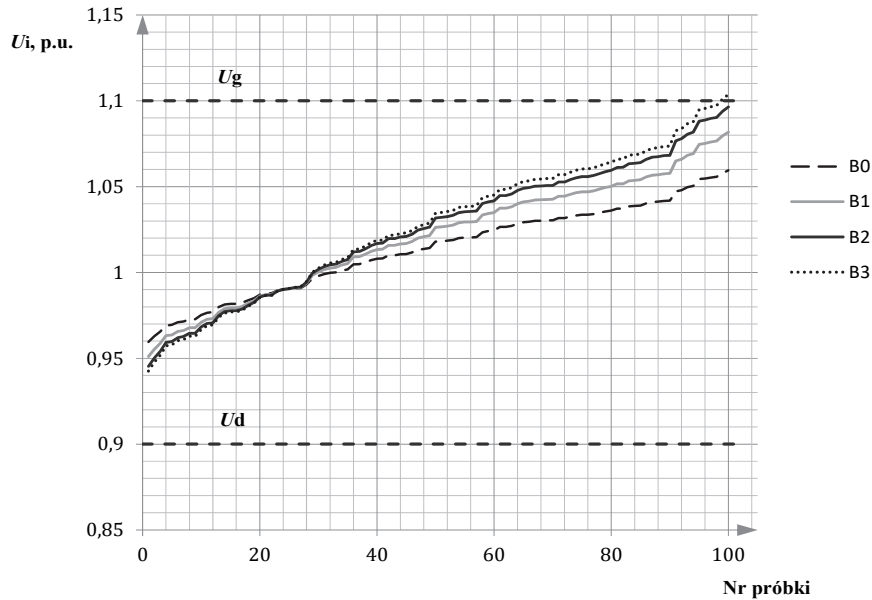
Jak pokazano na wykresach, wprowadzenie generacji rozproszonej w rozważanym przypadku poprawiło warunki napięciowe panujące w sieci. W tabeli (tabela 1) przedstawiono statystyki uzyskanych wyników pod kątem obliczonych spadków i podskoków napięcia.

Tabela 1. Procentowe udziały poszczególnych grup napięciowych w całkowitej liczbie wyników symulacji – wariant I.

Węzeł i	$U_i \geq 0,9 U_n$	$U_i > 0,95 U_n$	$U_i < 1,05 U_n$	$U_i \leq 1,1 U_n$
B0	100%	88%	100%	100%
B1	100%	84%	91%	100%
B2	100%	81%	85%	100%
B3	100%	81%	83%	100%

Nie stwierdzono niedopuszczalnych przekroczeń napięciowych ponad granicę górną, jak i poniżej granicy dolnej. Widać ponadto, że w ponad 80% przypadków napięcie nie spada poniżej $0,95 U_n$. Także najwyższe obserwowane podskoki napięcia nie występują z dużą częstością – 100% wyników symulacji mieści się poniżej wartości $1,05 U_n$ dla odbiorców przyłączonych najbliższej transformatora, a 83% dla odbiorców znajdujących się na końcu sieci.

Kolejnym wariantem obliczeń było założenie, że sieć pracuje przy niższym obciążeniu niż zakładane w poprzednim przypadku, $P_{\text{odb}} = 10 \text{ kW}$, a mikroźródła utrzymują przyjętą zmienność generacji.

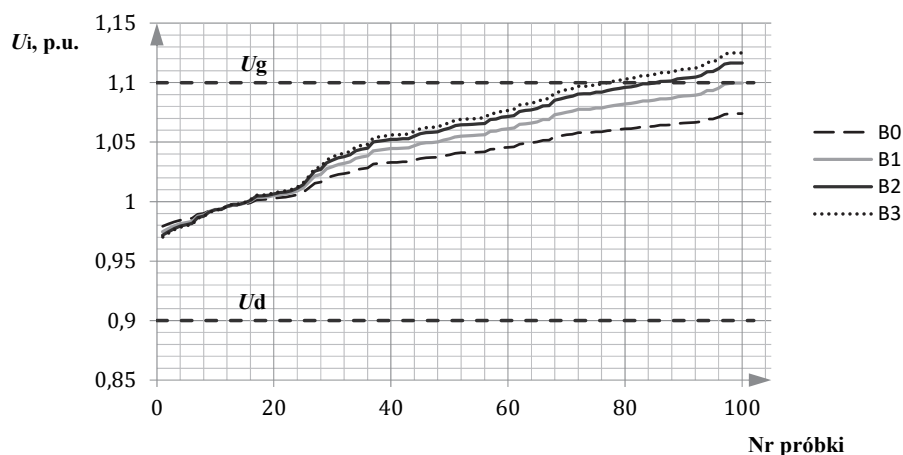


Rys. 5. Wartości napięć w węzłach sieci (uszeregowane rosnąco) – zmienna generacja, stałe obciążenie $P_{\text{odb}} = 10 \text{ kW}$

Tabela 2. Procentowe udziały poszczególnych grup napięciowych w całkowitej liczbie wyników symulacji – wariant II.

Węzeł i	$U_i \geq 0,9 U_n$	$U_i > 0,95 U_n$	$U_i < 1,05 U_n$	$U_i \leq 1,1 U_n$
B0	100%	100%	93%	100%
B1	100%	100%	79%	100%
B2	100%	99%	66%	100%
B3	100%	98%	63%	98%

Wyniki obliczeń (rys. 5, tabela 2) wskazują na wzrost napięcia we wszystkich węzłach sieci wynikający z niższego obciążenia – tylko 1-2% wyników symulacji znalazło się poniżej wartości $0,95 U_n$. Jednak w sytuacji wystąpienia maksymalnej generacji we wszystkich węzłach, gdy falowniki mikroźródeł pracują w trybie stałego współczynnika $\cos \varphi_g = 1$, obserwuje się podbicie napięcia w węzle B3 powyżej dopuszczalnego progu $1,1 U_n$ (2% wyników symulacji). Sytuacja taka może prowadzić do wyłączenia części generatorów a także, w skrajnych przypadkach, do nieskoordynowanego cyklu wyłączeń i ponownych załączeń mikrogeneratorów, co prowadzi do dalszych negatywnych skutków, takich jak np. wahania napięcia. Dalsze obniżenie mocy pobieranej z sieci ($P_{\text{odb}} = 5 \text{ kW}$) pogłębia to negatywne oddziaływanie (rys. 6, tabela 3).



Rys. 6. Wartości napięć w węzłach sieci (uszeregowane rosnąco) – zmienna generacja, stałe obciążenie $P_{odb} = 5 \text{ kW}$

Tabela 3. Procentowe udziały poszczególnych grup napięciowych w całkowitej liczbie wyników symulacji – wariant III.

Węzeł i	$U_i \geq 0,9 U_n$	$U_i > 0,95 U_n$	$U_i < 1,05 U_n$	$U_i \leq 1,1 U_n$
B0	100%	100%	65%	100%
B1	100%	100%	47%	100%
B2	100%	100%	36%	85%
B3	100%	100%	36%	76%

4. PODSUMOWANIE

Udział źródeł rozproszonych w sieci niskiego napięcia z każdym rokiem rośnie. Praca źródeł tego typu, uzależniona od zmiennych warunków atmosferycznych, jest trudna do prognozowania, zwłaszcza z dużym wyprzedzeniem. W artykule zaprezentowano najbardziej pesymistyczne podejście – przyjęcie z równym prawdopodobieństwem możliwości osiągnięcia wszystkich wartości mocy generowanej od zera do wartości nominalnej. Analizując dane z pomiarów z poprzednich lat dla danego fragmentu sieci, możliwe jest dopasowanie innych rozkładów prawdopodobieństwa, w większym stopniu odzwierciedlających rzeczywiste warunki w sieci, np. dla kolejnych miesięcy w roku [10]. Bardziej zaawansowane analizy stochastyczne można przeprowadzić z wykorzystaniem metody PLF (*Probabilistic load flow*) czy Monte Carlo [7, 12], także przy użyciu narzędzi dostępnych w pakiecie MATLAB.

Zmienność generacji z odnawialnych źródeł energii nie pokrywa się ze zmiennością obciążenia sieci, co byłoby najbardziej korzystne z punktu widze-

nia zarządzających siecią. Nie można „zaprogramować” generatora tak, by pokrywał zapotrzebowanie w szczytowych okresach obciążenia. Wręcz przeciwnie, maksima generacji notuje się koło południa, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną w gospodarstwach domowych jest stosunkowo niskie. Jak zaprezentowano w artykule, generacja w takich sytuacjach oddziałuje negatywnie na napięcie w sieci, zwłaszcza w punktach odbioru najbardziej oddalonych od stacji transformatorowej. Tym samym możliwości przyłączenia kolejnych prosumentów zostają ograniczone. Aby temu zaradzić, należy podjąć odpowiednie działania [13]. Z jednej strony może to być częściowa modernizacja sieci, zakładająca np. zwiększenie mocy transformatora, montaż podobciążeniowego przełącznika zaczeów, zwiększenie przekrojów przewodów linii. Z drugiej strony, uzasadnione także byłoby wpływanie na charakter pracy mikroinstalacji poprzez uaktywnienie innych trybów pracy falownika, zakładających pobór/generację mocy biernej czy też płynne ograniczenie mocy czynnej generowanej (tryby $Q(P)$, $Q(U)$, $P(U)$) [14]. Inne podejście zakłada wpływanie nie tylko na generację, ale także na zmienność i charakter obciążenia, np. poprzez układy DSR (*Demand side response*) czy montaż zasobników energii [15]. Najbardziej kosztownym, ale zarazem i najbardziej zaawansowanym rozwiązaniem mogłaby być inwestycja w infrastrukturę komunikacyjną i układy sterownicze, umożliwiające ciągłe monitorowanie i kontrolę pracy sieci [16].

LITERATURA

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- [2] Conti S., Raiti S., Tina G., Vagliasindi U., Study of the impact of PV generation on voltage profile in LV distribution networks, Power Tech Proceedings IEEE, Portugal, 2001.
- [3] Montusiewicz J., Gryniewicz-Jaworska M., Pijarski P., Looking for the optimal location for wind farms, Advances in science and technology journal, 9(27), pp. 135–142, 2015.
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U.2007 nr 93 poz. 623.
- [5] Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych, PN-EN 50160:2010, PKN, data publikacji 23.10.2014 r.
- [6] Kacejko P., Adamek S., Wancerz M., Jędrzychowski R., Ocena możliwości opowania podskoków napięcia w sieci nn o dużym nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi, Wiadomości Elektrotechniczne, 85, nr 9, s. 20–26, 2017.
- [7] Brettschneider Z., Hanus R., Muller Z., A probabilistic approach to power flow analysis, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 2015.
- [8] Ustawa z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2018 poz. 1276.

- [9] Sobierajski M., Pseudo-random simulation of node voltages in medium and low voltage grids with photovoltaic micro-installations, *Acta Energetica*, vol. 2, no. 31, 2017.
- [10] Vale P., Assessment of photovoltaic conversion systems, Instituto Superior Tecnico Lisboa, Portugal, 2015.
- [11] Iversen E. B., Morales J. M., Moller J. K., Madsen H., Probabilistic forecasts of solar irradiance by Stochastic Differential Equations, *Environmetrics*, vol. 25, no. 3, 2014.
- [12] Terzioglu R., Cavus T. F., Probabilistic load flow analysis of the 9 bus WSCC system, *International Journal of Scientific and Research Publications*, vol. 3, no. 9, 2013.
- [13] Kacejko P. i inni, Raport z pracy badawczej “Wpływ mikroinstalacji na parametry jakościowe energii elektrycznej ze szczególnym uwzględnieniem analizy poziomów napięcia w sieci nn” wykonanej na zamówienie PTPiREE, Politechnika Lubelska, Lublin, 2017.
- [14] Jędrychowski R., Pijarski P., Adamek S., Sereja K., Ocena wpływu generacji PV na skuteczność regulacji napięcia w sieciach niskiego napięcia, *Rynek Energii*, 3(136), s. 43–47, 2018.
- [15] Pijarski P., Jędrychowski R., Adamek S., Sereja K., Korzyści ekonomiczne wynikające z zastosowania zasobnika energii w sieci niskiego napięcia, *Rynek Energii*, 1(128), s. 31–34, 2017.
- [16] Jędrychowski R., Sereja K., Control system for distributed generation in low voltage network systems, *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 94, no 7, pp. 50–53, 2018.

THE OPERATION OF PROSUMER INSTALLATIONS IN A LOW-VOLTAGE NETWORK – A PROBABILISTIC APPROACH

The article presents the model of low-voltage distribution network supplying households in rural areas. The model assumes the possibility of connecting photovoltaic sources at selected consumer supply points, thus changing the existing network into an active network, and connecting consumers into prosumers. By using the MATLAB and Simscape Power Systems environment, the effect of microgeneration on the voltage conditions in LV grid was examined. Taking into account the certain unpredictability of both generation from photovoltaic sources as well as the load profile of the network during the day, a non-deterministic model was developed, which approximates the actual network conditions using probabilistic tools. As a summary, the situations in which generation has a positive effect on the quality of energy and those in which additional energy sources can worsen supply conditions are indicated.

(Received: 29.01.2019, revised: 05.03.2019)