

Problemy napięciowe w instalacjach niskiego napięcia z dużą koncentracją mikroźródeł

Streszczenie. Celem artykułu jest ocena wpływu mikroźródeł PV (źródła fotowoltaiczne) na parametry jakościowe energii elektrycznej ze szczególnym uwzględnieniem poziomów napięcia w sieci nn. W ramach przeprowadzonych analiz, w oparciu o pomiary oraz odpowiednie modele symulacyjne, dokonano oceny warunków napięciowych w sytuacji zwiększonej koncentracji tych źródeł. Badano również możliwości regulacji napięcia w sieci poprzez zmianę przekładni transformatora SN/nn, zmianę rozplywu mocy biernej i zmianę mocy czynnej generowanej przez źródła PV. Przeprowadzona analiza oraz testy symulacyjne dały odpowiedź na pytanie: czy istnieje ryzyko wzrostu napięcia w sieci nn poza parametry dopuszczalne określone w aktach prawnych [1] oraz w jaki sposób Operator Sieci Dystrybucyjnej (OSD) powinien reagować na zmianę napięcia przy lawinowym wzroście przyłączanych jednostek wytwórczych?

Abstract. The article presents an evaluation of the impact of solar photovoltaic (PV) micro-sources on electrical energy quality parameters with particular focus on voltage levels in a LV network system. The analysis includes an evaluation of voltage conditions in the case of increased concentration of such energy sources. Options of voltage control realization for this network system have been also tested by changing the MV/LV transformation ratio, the load flow and the active power generated in the PV sources. Analyses and simulation tests have been performed to give an answer to the question whether voltage increase in the LV network system can exceed allowable parameters specified in legal regulations. **An evaluation of the impact of solar photovoltaic (PV) micro-sources on electrical energy quality parameters**

Słowa kluczowe: źródła odnawialne, sieci nn, falowniki, regulacja napięcia.

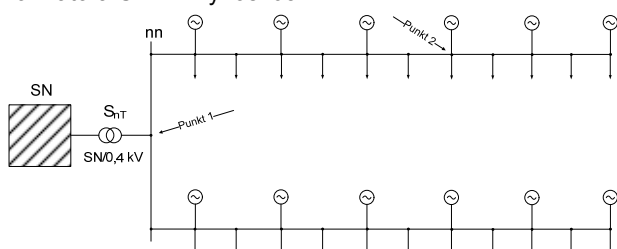
Keywords: renewable sources, LV network, inverters, voltage regulation.

Wstęp

Wraz z rozwojem generacji z odnawialnych źródeł energii, w tym energetyki prosumenckiej, pojawiają się problemy jej oddziaływania na system elektroenergetyczny. Podstawowym problemem technicznym o charakterze lokalnym jest efekt wzrostu napięcia w miejscu przyłączenia instalacji wytwórczej. Źródła rozproszone oraz będące przedmiotem artykułu mikroźródła fotowoltaiczne PV oddziałują na sieć podobnie jak klasyczne jednostki wytwórcze. Ze względu jednak na strukturę sieci nn, parametry jednostkowe układów oraz moce jednostek wytwórczych, oddziaływanie to jest odbierane przez sieć w sposób odmienny. Stąd też źródła te wymagają innego podejścia w czasie analiz niż klasyczne źródła przyłączane do sieci dystrybucyjnych i przesyłowych.

Charakterystyka sieci testowej

Analizowana sieć testowa jest zlokalizowana w jednej z gmin na terenie działania PGE Dystrybucja. Uproszczony schemat instalacji przedstawiono na rysunku 1. Moc transformatora SN/nn wynosi 63 kVA.



Rys.1. Uproszczony schemat sieci z przyłączonymi mikroźródłami oraz miejscami pomiaru

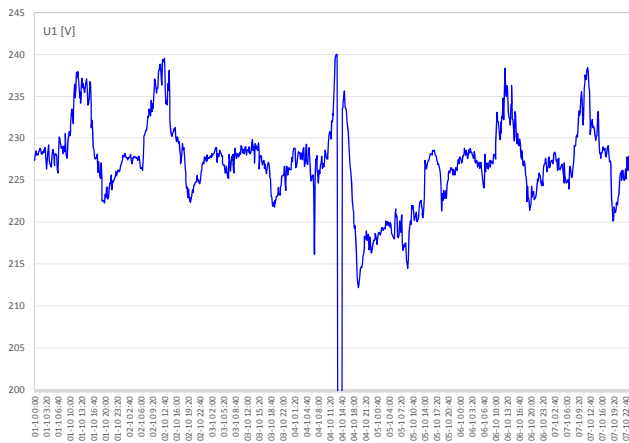
W tej sieci dokonano pomiarów wskaźników jakości energii elektrycznej za pomocą analizatorów klasy A (Hioki 3198 oraz Sonel PQM-702). Pomiary przeprowadzono w dwóch punktach (rys.1). Dysponując schematami sieci, które obejmują min. topologię rozpatrywanych obwodów, parametry poszczególnych odcinków linii, wartości mocy odbieranych na przyłączach oraz lokalizację i wartości mocy zainstalowanych mikroinstalacji, zbudowano model symulacyjny w programie Power Factory. Za pomocą otrzymanego modelu sieci porównano obliczenia z otrzymanymi wynikami pomiarów.

Ocena jakości energii elektrycznej

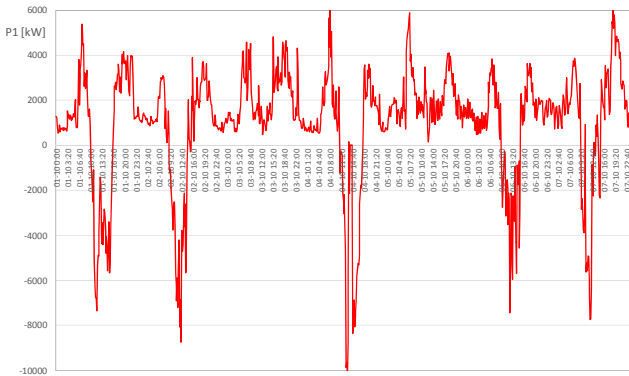
W trakcie przeprowadzonych pomiarów mierzono min.: wartość skuteczną (U_{RMS}), wahania napięcia (wskaźnik krótkookresowego migotania światła – P_{ST} i wskaźnik długookresowego migotania światła – P_{LT}), harmoniczne napięcia (współczynnik zawartości harmonicznych – THD_U i współczynniki udziałów n-tych harmonicznych), współczynnik asymetrii napięcia oraz moc czynną, bierną i pozorną. Norma PN-EN 50160 [5] przewiduje, że w każdym tygodniu 95% pomiarów ze zbioru 10-minutowych, średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale $U_n \pm 10\%$. Według wymagań normy średnie wartości skuteczne składowej symetrycznej przeciwnej odniesione do składowej zgodnej (asymetria zasilania) mierzone w czasie 10 min., w normalnych warunkach pracy nie powinny przekraczać 2% składowej zgodnej. Norma definiuje także dopuszczalne poziomy poszczególnych harmonicznych. Ponadto, współczynnik THD napięcia zasilającego powinien być mniejszy od 8%. Zjawisko migotania światła jest spowodowane wahaniami napięcia. Normy wymagają, aby w normalnych warunkach pracy, w ciągu jednego tygodnia, wartości wskaźnika długookresowego migotania światła nie przekraczały $P_{it} \leq 1,0$ dla 95% czasu pomiaru.

Analiza wyników pomiarów

W bieżącym rozdziale dokonano oceny wyników pomiarów przeprowadzonych w dwóch różnych punktach analizowanej sieci (zgodnie z rys.1). Punkt pierwszy analizy to strona wtórna transformatora zasilającego SN/nn, punkt drugi był zlokalizowany w jednym z ze złącz prosumenta, oddalonym od transformatora o ok. 1,2 km. Wyniki pomiarów oraz próba znalezienia współzależności pomiędzy napięciem a mocą generowaną w źródłach PV przedstawiono na kolejnych rysunkach. Prezentowane przebiegi ograniczono do fazy L1 (rys.2 – przebieg napięcia, rys.3 – przebieg mocy czynnej, ujemne wartości oznaczają moc oddawaną do sieci). Pomiary przeprowadzono w pierwszym tygodniu października 2017 r. W analizowanym okresie pomiarowym widać duże zmiany napięcia od ok. 215 V do wartości przekraczającej 240 V. Krótkotrwałe podskoki napięcia przekraczają nawet wartość 254 V (z uwagi na uśrednianie 10 minutowe wzrosty te nie są widoczne na rysunku 2).



Rys.2. Uśredniona wartość skuteczna napięcia w fazie L1 – punkt 1



Rys.3. Uśredniona wartość mocy czynnej w fazie L1 – punkt 1

Na podstawie przeprowadzonych pomiarów dokonano oceny wszystkich wymaganych przez normę wskaźników jakości zasilania (rys.4).

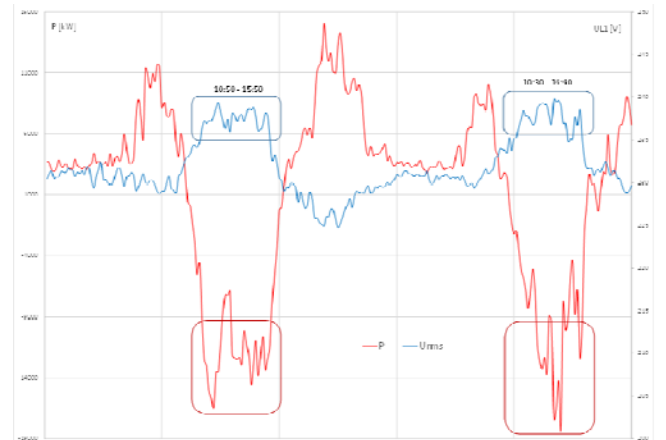
| | | |
|-----------|--------|--------|
| Freq.A | 100.0% | 99.5 |
| Freq.B | 100.0% | 100.0 |
| Vvari.A | CH1 | 100.0% |
| | CH2 | 100.0% |
| | CH3 | 100.0% |
| Vvari.B | CH1 | 100.0% |
| | CH2 | 100.0% |
| | CH3 | 100.0% |
| Flicker | CH1 | 96.2% |
| | CH2 | 96.2% |
| | CH3 | 96.2% |
| Unbalance | 100.0% | 95.0 |
| THD | CH1 | 100.0% |
| | CH2 | 100.0% |
| | CH3 | 100.0% |
| Harmonic | CH1 | 100.0% |
| | CH2 | 100.0% |
| | CH3 | 100.0% |

Rys.4. Sumaryczna ocena wskaźników jakości zasilania – punkt 1

Generalnie należy stwierdzić, że w zakresie oceny parametrów decydujących o jakości zasilania, warunki pracy sieci zasilanej w analizowanej stacji transformatorowej mieszczą się w wymaganiach normy PN-EN 50160. Szereg opinii, zarówno po stronie odbiorców, jak też po stronie służb OSD (szczególnie co do zawyżonych wartości napięć) jest jednak krytycznych, co prowadzi do wniosku, że bazowanie w ocenie napięcia wyłącznie na zgodności z normą, daje zbyt optymistyczne rezultaty. Pojawia się sugestia wprowadzenia innych, alternatywnych wskaźników jakościowych (np. dopuszczalnej liczby przekroczeń ponad 1,1 U_n w ciągu doby z krótszym czasem uśredniania pomiarów).

W dalszej części rozdziału podjęto próbę znalezienia przyczyny tak dużych podskoków napięcia w analizowanej sieci. Na rysunku 5 widać wyraźną współzależność wzrostu napięcia ze zwiększoną generacją ze źródeł PV. Prezentację

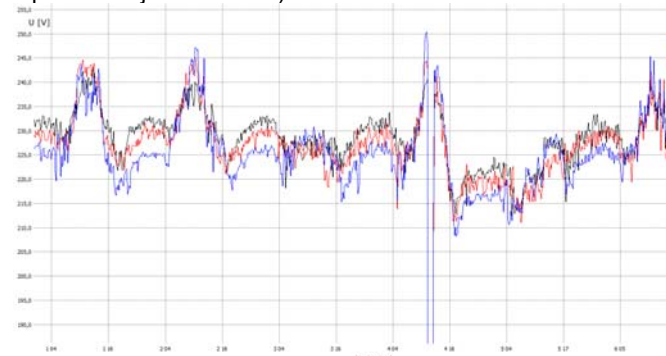
wyników ograniczono do dwóch pierwszych dob. Kolorem niebieskim oznaczono napięcie w fazie L1, a czerwonym sumaryczną moc oddawaną do sieci (wartość mocy oddawanej do sieci przyjęto z minusem, wartość szczytowa mocy czynnej to ok. 20 kW). Prezentowane na rysunku 5 dwie doby pomiarowe były w godzinach 10 do 16 bardzo słoneczne, co skutkowało relatywnie wysoką generacją ze źródeł PV.



Rys.5. Współzależność generacji ze źródeł PV ze wzrostem napięcia – punkt 1

Wzrost generacji z 20 mikroźródeł (taka była koncentracja generacji PV w analizowanej sieci) powodował wzrost napięcia w punkcie pomiarowym nawet do wartości 240 V. Należy się spodziewać, że w okresie letnim, gdy nasłonecznienie będzie większe, efekt podskoku napięcia będzie jeszcze bardziej widoczny.

Efekt wzrostu napięcia ma miejsce również w drugim punkcie pomiarowym. Uśrednione wartości napięcia osiągają wartość 253 V. Jest to spowodowane wzrostem generacji PV w całej sieci. Analizowany punkt pomiarowy numer 2 dotyczy prosumenta, który posiada jednofazowy falownik włączony do fazy L3 (na rysunku 7 moc oddawana do sieci z paneli PV jest dodatnia).



Rys.6. Przebieg wartości skutecznej napięcia w trzech fazach w analizowanym przedziale czasowym

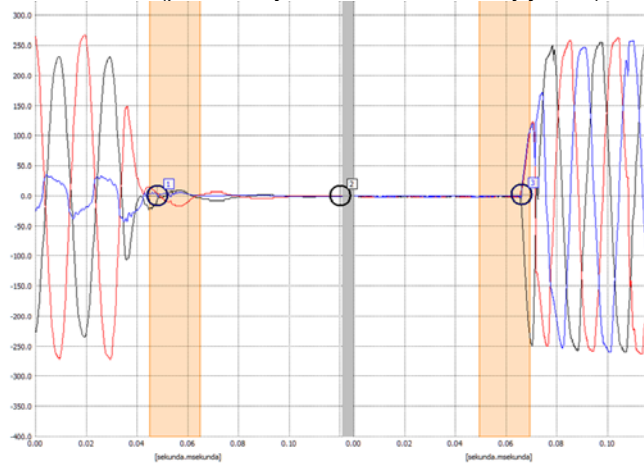


Rys.7. Współzależność generacji ze źródła PV analizowanego prosumenta ze wzrostem napięcia – punkt 2 (faza L3)

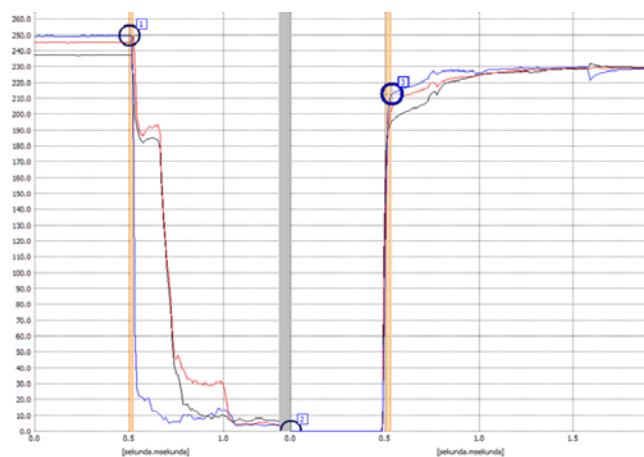
Prezentowane na rys. 7 przebiegi mocy oddawanej do sieci oraz napięcie wykazują współzależność (analogicznie do punktu 1). W godzinach największego nasłonecznienia następuje wyraźny wzrost napięcia powodowany wzrostem mocy oddawanej do sieci. Oczywiście za tak wysoki poziom wzrostu napięcia odpowiedzialni są wszyscy odbiorcy posiadający instalacje fotowoltaiczne.

Ocena stanów dynamicznych

Analiza stanów dynamicznych polegała na prezentacji stanów zakłóceń w sieci oraz oddziaływania tych stanów na pozostałych odbiorców/prosumentów. W dniu 10 października 2016 r. o godzinie 13.10 (podczas trwania pomiarów) nastąpił zanik napięcia na transformatorze zasilającym (punkt 1). Przed zanikiem napięcia instalacje prosumentów oddawały znaczną moc czynną do sieci – wysoki poziom nasłonecznienia. Napięcie fazowe (faza L1, punkt 1 – rys.2) po stronie wtórnej transformatora zasilającego wynosiło ok. 240 V. W tym czasie zanik napięcia wystąpił u wszystkich odbiorców zasilanych z tego transformatora. Poniżej przedstawiono wyniki zarejestrowane w złączu prosumenta (punkt 2). Napięcia fazowe w chwili bezpośrednio przed zakłóceniem były wysokie – w fazie L3 wynosiło ok. 250 V (punkt na rysunku 8 i 9 oznaczony jako 1).



Rys.8. Wartości chwilowe napięć w V przed, w trakcie i po zaniku napięcia – punkt 2



Rys.9. Wartości skuteczne napięć w V przed, w trakcie i po zaniku napięcia – punkt 2

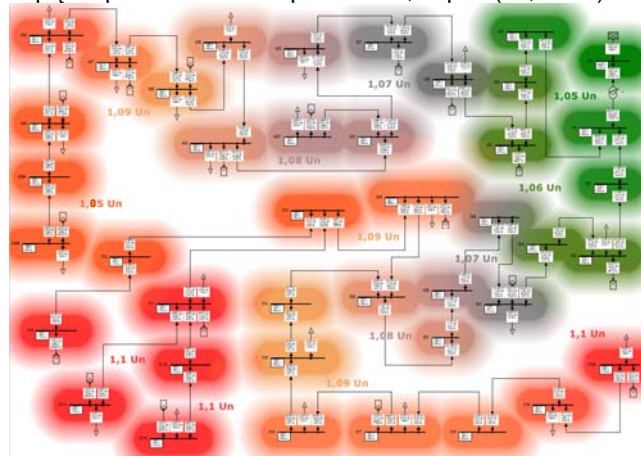
Po powrocie napięcia zasilania (punkt na rysunku 8 i 9 oznaczony jako 3) napięcie ustaliło się na poziomie ok. 230 V. Jest to spowodowane tym, że w czasie zaniku napięcia falowniki źródeł PV zostały wyłączone przez zabezpieczenia od pracy wyspowej – nagłe zmniejszenie się generacji spowodowało istotne zmniejszenie się napięcia. Ten stan utrzymywał się do chwili ponownej synchronizacji

falowników z siecią (czas ponownej synchronizacji falowników z siecią trwa od 20 do 40 s zależnie od typu falownika). Potwierdza to fakt współzależności mocy generowanej ze źródeł PV z napięciem w złączach odbiorców.

Badania symulacyjne

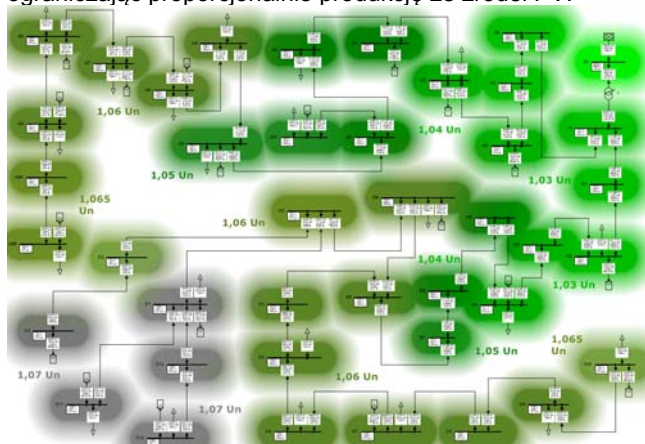
Obliczenia wykonane dla sieci testowej pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

1. Wyniki uzyskane obliczeniowo, pomimo przyjętych uproszczeń są zbliżone z wynikami pomiarów, w szczególności w odniesieniu do najistotniejszych badanych wielkości, tj. maksymalnych wartości napięć w węzłach krańcowych obwodów.
 2. Podbicia napięcia zachodzące w warunkach maksymalnej generacji w mikroźródłach oraz przy małym obciążeniu mogą powodować przekroczenie dopuszczalnej wartości $1,1 U_n$, co oczywiście wobec zmienności dobowej może być uciążliwe i nieakceptowane przez odbiorców i być przyczyną problemów technicznych związanych z urządzeniami pracującymi w ich instalacjach odbiorczych.
 3. Zauważając istotny, w wielu przypadkach niekorzystny, wpływ generacji rozproszonej i związany z tym efektem podbicia napięcia, na profil napięciowy sieci rozdzielczej, trzeba jednak mieć na uwadze fakt, że decydujący wpływ na ten profil ma zmienność napięcia po stronie SN, o ile nie będzie ona skutecznie stabilizowana przez układ regulacyjny stacji GPZ 110/SN.
 4. Zmiany wartości napięć w sieci SN w zakresie od 0,9 do $1,1 U_n$ (od 13,5 kV do 16,5 kV) powodują bardziej uciążliwe zmiany napięć w sieci nn niż zmiany związane z pracą mikroinstalacji; tym samym kwestie jakości napięcia po stronie nn należy rozpatrywać w kontekście możliwości utrzymania optymalnych wartości po stronie SN.
 5. Przejście na zaczepek +2,5% przy napięciu SN 15,75 oraz +5% przy napięciu SN 16,5 kV pozwala na utrzymanie prawidłowych profili napięcia zarówno w stanie pełnej generacji mikroźródeł jak też przy jej braku; możliwość zastosowania tych zaczepek zależy jednak od pewności utrzymania po stronie SN wysokich poziomów napięć.
 6. Wykorzystanie przez mikroźródła pełnej zdolności generacji/poboru mocy biernej wyraźnie poprawia warunki napięciowe w sieci nn; przy wysokich wartościach napięć zasilania pobór mocy biernej ($\text{tg}\phi = -0,328$) obniża istotnie wartości napięć, przy niskich wartościach napięć zasilania generacja mocy biernej ($\text{tg}\phi = 0,328$) pozwala na opanowanie zbyt niskich wartości napięć w sieci nn.
- Na rysunku 10 przedstawiono wyniki symulacji analizowanej sieci przy wysokiej generacji i niskim obciążeniu, przy napięciu po stronie SN na poziomie 1,05 p.u. (15,75 kV).



Rys.10. Analiza profili napięciowych w programie Power Factory – duża generacja przy małym poborze mocy – $U_{SN} = 15,75 \text{ kV}$

Jak wynika z prezentowanego rysunku, napięcia w końcowych punktach sieci osiągają wartość $1,1 U_n$ (440V/253V). Jednak przy tej samej strukturze generacji i odbiorów wystarczy obniżyć napięcie po stronie SN do poziomu 15,3 kV lub przy napięciu $U_{SN} = 15,75$ kV o jeden zmieniń zaczep transformatora by problem podskoku napięcia wyraźnie ograniczyć. Podobny efekt można osiągnąć ograniczając proporcjonalnie produkcję ze źródeł PV.



Rys.11. Analiza profili napięciowych w programie Power Factory – duża generacja przy małym poborze mocy – $U_{SN} = 15,3$ kV

Należy przy tym zaznaczyć, że wzrost napięcia w sieci nn spowodowany wzrostem generacji w mikroźródłach nie propaguje się na stronę 15 kV transformatora zasilającego.

Sposoby ograniczania wpływu źródeł PV na napięcie sieci

Aby zredukować efekt podbicia napięcia można zastosować następujące rozwiązania:

1. Zmniejszyć rezystancję i reaktancję elementów tworzących tor przesyłowy (transformator SN/nn i linie niskiego napięcia od stacji do miejsca zainstalowania mikroźródeł) poprzez zmianę ich parametrów – zabieg kosztowny;
2. Zmniejszyć wartość mocy generowanej w mikroźródłach i przesyłanej w kierunku stacji transformatorowej – pojawia się problem rekompensaty dla prosumentów oraz algorytmów sterowania tą mocą;
3. Wystawiać mikroźródła tak, by pobierały moc bierną, przy równoczesnej generacji mocy czynnej;
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 $1,1U_n$) w stanie pełnej generacji mikroźródeł;
5. Zastosować dedykowane urządzenie regulacyjne w postaci transformatora SN/nn z podobciążeniową regulacją przekładni lub specjalnego dławika pobierającego moc bierną w warunkach wzrostu napięcia.

Przeprowadzone dla potrzeb artykułu pomiary i symulacje wykazały, że nie od razu daje się dobrać rozwiązania uniwersalne i optymalne dla każdego stanu pracy sieci.

Podsumowanie

Operator systemu dystrybucyjnego ma obecnie jedynie ograniczone możliwości ingerowania w pracę mikroinstalacji poprzez ograniczenie produkcji lub odłączenie źródła. Dla źródeł o mocy powyżej 10 kW miejscem właściwym do określenia przypadków, w których możliwa będzie ingerencja OSD w pracę mikroinstalacji (a także źródeł większych) może stać się Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, ewentualnie warunki przyłączenia i umowa przyłączeniowa (w przypadku kiedy zgodnie z prawem umowa taka będzie wymagana). Wszelkie inne dokumenty określające takie warunki mogą stanowić co najwyżej wytyczne dla

pracowników OSD przy wydawaniu warunków przyłączenia źródła. Wyposażenie źródeł w urządzenia sterujące ich pracą możliwe będzie z pewnością w oparciu o warunki przyłączenia. Istnieje natomiast poważna wątpliwość czy OSD może zmusić wytwórcę do zastosowania tego rodzaju urządzeń w przypadku, kiedy źródło przyłączone zostanie poprzez zgłoszenie (źródła o mocy poniżej 10 kW). W tym zakresie należałoby przyznać OSD dodatkowe uprawnienia do uzależnienia przyjęcia zgłoszenia od dostosowania źródła do określonych wymagań technicznych (co zdaje się jednak podważać sens rezygnacji z warunków przyłączenia). Konieczność wdrażania przez operatorów treści dokumentu Network Code - Requirements for Grid Connection of Generators (RfG) sankcjonuje wprowadzenie w ciągu 2 lat obowiązku powiązania mikroinstalacji zdalnym systemem kontroli wytwarzania stworzonym według wymagań określonych przez operatorów. Ponieważ ograniczanie generacji (w takiej, czy w innej formie) wiąże się z wymiernymi stratami biznesowymi dla ich właścicieli, a zakres stosowania tej metody powinien być traktowany jako szczególny, warto rozważyć stworzenie systemu rekompensat, którego stosowanie będzie mniej kosztowne niż poszukiwanie nadzwyczajnych rozwiązań sieciowych. Jak wykazały badania Autorów satysfakcjonujące efekty regulacyjne przyniosłyby ograniczenia na poziomie 5% rocznej produkcji. Oczywiście nadal istotna wydaje się być odpowiedź na następujące pytania: Czy OSD powinien kontrolować w czasie rzeczywistym poziom napięć w sieci nn o dużej liczbie źródeł wytwórczych? Czy w przypadku zastosowania regulacji napięcia i mocy w sieci nn za pomocą źródeł wytwórczych, powinna odbywać się ona zdalnie przez dyspozytora, czy za pomocą urządzeń regulacyjnych zabudowanych w stacji SN/nn, czy wręcz u prosumenta? Jakie zabezpieczenia (środki techniczne) należy stosować w sieci, aby przeciwdziałać wzrostowi napięcia oraz jakie zabezpieczenia powinny posiadać źródła wytwórcze PV ?

Autorzy:

dr hab. inż. Piotr Miller, Politechnika Lubelska, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, ul. Nadbystrzycka 38a, 20-618 Lublin, E-mail: p.miller@pollub.pl,

dr inż. Marek Wancerz, Politechnika Lubelska, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, ul. Nadbystrzycka 38a, 20-618 Lublin, E-mail: m.wancerz@pollub.pl.

LITERATURA

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, PGE Dystrybucja S.A.
- [2] Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego, www.pgedystrybucja.pl, 2016.
- [3] Wancerz M., Miller P., Jędrzychowski R.: Identyfikacja rzeczywistej topologii sieci elektroenergetycznej na potrzeby aplikacji obliczeniowych działających w czasie rzeczywistym. Rynek Energii - 2016, nr 2, s. 75-80.
- [4] PN-EN 50438: Wymagania dla instalacji mikrogeneracyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia.
- [5] PN-EN 50160 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych
- [6] VDE-AR-N 4105 „Instalacje prądowórcze w sieci niskiego napięcia - Techniczne wymagania minimalne do podłączenia i równoległej pracy instalacji prądowórczych w sieci niskiego napięcia”. Power generation systems connected to the low-voltage distribution network.
- [7] Wancerz M., Miller P.: Praca źródeł fotowoltaicznych przy zmianach i zanikach napięcia w sieci nn. Rynek Energii. Nr 1/2017. ISSN 1425-5960 str. 56-61.
- [8] Wancerz M., Miller P.: Reakcja systemu elektroenergetycznego na deficyt mocy czynnej - problematyka węzła bilansującego. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 03/2015, s. 124 - 129. ISSN 0033-2097.