



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

DZIEDZINA NAUK INŻYNIERYJNO-TECHNICZNYCH

DYSCYPLINA AUTOMATYKA, ELEKTRONIKA, ELEKTROTECHNIKA
I TECHNOLOGIE KOSMICZNE

ROZPRAWA DOKTORSKA

Współpraca elektrowni fotowoltaicznych z siecią
zasilającą

Autor: Łukasz Jerzy Topolski

Promotor rozprawy: prof. dr hab. inż. Yuriy Varetskyy
Promotor rozprawy: prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka

Praca wykonana: Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica
w Krakowie

Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii

Kraków, 2024



FIELD OF SCIENCE ENGINEERING AND TECHNOLOGY

SCIENTIFIC DISCIPLINE AUTOMATION, ELECTRONICS, ELECTRICAL
ENGINEERING AND SPACE TECHNOLOGIES

DOCTORAL THESIS

Photovoltaic systems integration into electricity grids

Author: Łukasz Jerzy Topolski

First supervisor: prof. dr hab. inż. Yuriy Varetskyy
Second supervisor: prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka

Completed in: AGH University of Krakow
Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Biomedical
Engineering
Department of Power Electronics and Energy Control Systems

Krakow, 2024

Składam serdeczne podziękowania

*Panom profesorom Zbigniewowi Hanzelce oraz Yuriy Varetskyy
za pomoc w organizacji badań, kompleksową opiekę,
cenne wskazówki oraz nieustanną motywację*

*Tauron Dystrybucja S.A. za całokształt współpracy, umożliwienie
i pomoc w przeprowadzeniu badań
w sieciach niskiego napięcia*

*Zespołowi Jakości Energii Elektrycznej za pomoc
w przeprowadzeniu badań i wsparcie sprzętowe*

*Gminie Ochotnica Dolna za całokształt współpracy, życzliwość
oraz pomoc w kwestiach administracyjnych*

*Firmie FlexiPower Group Sp. z o.o. za przekonfigurowanie
falowników fotowoltaicznych*

*Mojej żonie Joannie Topolskiej za wyrozumiałość
oraz nieustanne wsparcie*

*Rodzicom, Małgorzacie i Jerzemu Topolskim za nieustanne
wsparcie oraz wkład w mój rozwój*

Streszczenie

Niniejsza rozprawa doktorska skupia się na badaniach wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na jakość dostawy energii elektrycznej oraz metodach poprawy integracji tych źródeł z siecią dystrybucyjną niskiego napięcia. Badania w powyższym zakresie były prowadzone na terenie gminy Ochotnica Dolna, która w 2017 roku otrzymała dofinansowanie na zabudowę ponad siedmiuset dachowych jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW współpracujących z systemem podgrzewania ciepłej wody użytkowej, z możliwością oddawania nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci dystrybucyjnej. Duża koncentracja nierównomiernie przyłączonych¹ źródeł wytwórczych do poszczególnych faz często prowadzi do powstawania asymetrii oraz wzrostów napięć fazowych, które skutkują wyłączaniem się mikroinstalacji, co z kolei generuje dużą liczbę skarg składanych do gminy oraz lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego.

Badania prowadzone na terenie gminy w latach 2018-2022 skupiały się na pomiarach wpływu mikroinstalacji na: wartość skuteczną napięcia, asymetrię napięcia, wahania napięcia oraz odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi. Równolegle prowadzono badania skuteczności poprawy wskaźników jakości napięcia za pomocą różnych rozwiązań technicznych, takich jak: aktywacja w falownikach trybu regulacji współczynnika mocy w funkcji mocy czynnej $\cos\phi=f(P)$, przyłączenie równoległego filtra aktywnego, symetryzatora transformatorowego, baterijnego magazynu energii z funkcją symetryzacji i stabilizacji napięć fazowych oraz szeregowego regulatora napięcia typu LVR.

Poza prowadzonymi badaniami polowymi (*in situ*), autor przeprowadził również badania symulacyjne, w ramach których opracowano w programie *Matlab-Simulink* model rzeczywistego obwodu niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji. Badania symulacyjne obejmowały wykonanie modeli rozwiązań technicznych sprawdzonych w rzeczywistych warunkach, jak również dodatkowych urządzeń, takich jak: kompensator DSTATCOM oraz dynamiczny regulator napięcia typu DVR. Celem badań symulacyjnych była ocena skuteczności poprawy parametrów napięcia, tj. redukcji asymetrii oraz wzrostów napięcia w obwodzie.

Autor uczestniczył również w wydarzeniu pt. „Piknik OZE 2021” [1], w ramach którego w laboratorium Centrum Energetyki AGH przeprowadził badania pracy wybranych falowników jedno- i trójfazowych w trybie: $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT oraz zbadał emisji wyższych harmonicznymi prądu tych urządzeń.

Wyniki przeprowadzonych badań stanowią istotne źródło informacji o sposobach poprawy integracji mikroinstalacji fotowoltaicznych z sieciami niskiego napięcia dla operatorów systemów dystrybucyjnych, prosumentów, instalatorów oraz specjalistów z branży systemów fotowoltaicznych.

¹ Przez nierównomierne przyłączenie jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych rozumie się ich przyłączenie w różnej liczbie do poszczególnych faz obwodu niskiego napięcia.

Abstract

The doctoral dissertation focuses on studying the impact of photovoltaic micro-installations on power quality parameters and the technical methods for improving the integration of these renewable sources into low-voltage distribution network. Research within this scope was conducted in the Ochotnica Dolna commune, which, in 2017, received funding for the development of over seven hundred roof-mounted, single-phase photovoltaic micro-installations. These installations, each with a nominal power of 2 kW, cooperate with a domestic hot water heating system and have the capability to return energy surpluses to the distribution network. A large concentration of renewable energy sources, unevenly connected to individual phases in low-voltage feeders, leads to increases in phase voltage and voltage imbalance. This results in frequent shutdowns of the micro-installations, which in turn generates a significant number of complaints submitted to the commune and the local distribution system operator.

Research conducted from 2018 to 2022 focused on measuring the impact of micro-installations on several factors: RMS voltage values, voltage unbalance, voltage fluctuations, and harmonic voltage distortion. In parallel, research was carried out on the effectiveness of improving voltage quality indicators using various technical solutions, such as: activating a power factor control mode in the PV inverters $\cos\phi=f(P)$, connecting an active power filter to a low-voltage feeder, using a phase balancing transformer, implementing a battery energy storage system with voltage balancing and stabilization capabilities, and employing a series line voltage regulator (LVR).

In addition to the field research, the author also conducted simulation studies. A model of a real low-voltage feeder, with a large concentration of single-phase micro-installations, was prepared using the *Matlab-Simulink* tool. The conducted simulations included modeling technical solutions that were tested in real conditions, as well as additional voltage conditioners, such as: static compensator DSTATCOM and a dynamic voltage restorer (DVR). The aim of the simulation studies was to assess the effectiveness of improving voltage quality, especially reducing voltage unbalance and voltage increases in a low-voltage feeder.

The author also participated in the “RES Picnic 2021” event [1]. During that event, the author tested selected single- and three-phase PV inverters at the AGH Energy Center Laboratory operating in the following modes: $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT and examined the current harmonics emission from these devices.

The results of all the research conducted serve as a significant source of information on the technical methods of improving the integration of photovoltaic micro-installations into low-voltage networks. This information is particularly valuable for distribution system operators, prosumers, installers, and specialists in the photovoltaic system industry.

Spis treści

Wykaz ważniejszych oznaczeń i symboli	13
1. Wprowadzenie.....	15
1.1. Cel pracy	16
1.2. Teza pracy	16
1.3. Metoda badawcza.....	16
1.4. Struktura pracy.....	17
2. Transformacja energetyczna Świata, Europy i Polski	19
2.1. Transformacja energetyczna na świecie	19
2.2. Transformacja energetyczna w Europie	21
2.3. Transformacja energetyczna w Polsce	25
2.3.1. Rozwój mikroinstalacji fotowoltaicznych	29
3. Podział oraz budowa instalacji fotowoltaicznych	32
3.1. Podział instalacji fotowoltaicznych	32
3.2. Budowa instalacji fotowoltaicznych	33
3.2.1. Panele fotowoltaiczne.....	33
3.2.2. Falowniki fotowoltaiczne	36
4. Wymagania stawiane falownikom instalacji fotowoltaicznych	42
4.1. Podział strategii sterowania falownikami fotowoltaicznymi	42
4.2. Strategie sterowania falownikami mikroinstalacji fotowoltaicznych wpływające na poprawę ich współpracy z siecią zasilającą.....	43
4.2.1. Wprowadzenie	43
4.2.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej	43
4.2.3. Zalecenia w zakresie regulacji mocy czynnej.....	46
4.2.4. Zalecenia w zakresie trybów UVRT oraz OVRT	47
4.3. Zestawienie strategii sterowania falownikami fotowoltaicznymi w celu poprawy ich integracji z siecią zasilającą	49
4.4. Porównanie wymagań dla falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych	50
5. Badania falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych na zgodność z kodeksem sieci NC RfG, wymaganiami OSD oraz normami technicznymi	52
5.1. Wprowadzenie	52
5.2. Opis stanowiska badawczego	53
5.3. Wyniki badań trójfazowych falowników z aktywną charakterystyką $Q=f(U)$	54
5.4. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego z aktywną charakterystyką $P=f(U)$	55
5.5. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego z nieaktywnymi oraz aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	56
5.6. Wyniki badania odporności przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego na wzrosty napięcia zasilającego	58
5.7. Wyniki badania emisji wyższych harmoniczných prądu przez falowniki fotowoltaiczne	60

5.8. Podsumowanie badań falowników fotowoltaicznych przeprowadzonych w ramach wydarzenia „Piknik OZE 2021”	61
6. Wpływ instalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej.....	63
6.1. Miejsce prowadzenia badań.....	63
6.2. Wzrosty wartości skutecznej napięcia	65
6.3. Asymetria napięć fazowych.....	69
6.4. Wahania napięcia.....	71
6.5. Odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	72
6.6. Automatyczne wyłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznych.....	73
6.7. Przykładowe wyniki pomiarów	76
6.7.1. Obiekt badań.....	76
6.7.2. Wartość skuteczna oraz asymetria napięć fazowych.....	76
6.7.3. Wahania napięcia.....	80
6.7.4. Odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	82
7. Sposoby poprawy współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą	86
7.1. Wprowadzenie	86
7.2. Charakterystyka obwodów niskiego napięcia wybranych do badań.....	86
7.3. Charakterystyka modelu symulacyjnego obwodu niskiego napięcia.....	89
7.4. Możliwe sposoby poprawy współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą.....	92
7.4.1. Działania po stronie prosumenta	92
7.4.2. Działania po stronie OSD	101
7.4.3. Podsumowanie wyników pomiarów oraz symulacji skuteczności stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych	143
8. Podsumowanie	147
8.1. Opis wykonanych prac oraz osiągnięć naukowych	147
8.2. Wnioski końcowe	148
Bibliografia.....	152
Załącznik A	164
A.1. Dobowe 10-minutowe profile składowych czynnych oraz biernych prądów odbiorników	164
A.2. Dobowe 10-minutowe profile składowych czynnych prądu jedno- oraz trójfazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych.....	165
A.3. Model jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej	165
A.4. Model równoległego filtra aktywnego	166
A.5. Model kompensatora DSTATCOM	167
A.6. Model symetryzatora transformatorowego.....	168
A.7. Model szeregowego regulatora napięcia typu LVR	169
A.8. Model dynamicznego regulatora napięcia typu DVR	170

Wykaz ważniejszych oznaczeń i symboli

I_2	–	Składowa symetryczna kolejności przeciwnej prądu
I_0	–	Składowa symetryczna kolejności zerowej prądu
P_{lt}	–	Wskaźnik długookresowego migotania światła (wahań napięcia)
P_{st}	–	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła (wahań napięcia)
THD _i	–	(ang. <i>Total Harmonic Distortion of Current</i>) współczynnik odkształcenia prądu wyższymi harmonicznymi
THD _u	–	(ang. <i>Total Harmonic Distortion of Voltage</i>) współczynnik odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi
U_2/U_1	–	Współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia
U_0/U_1	–	Współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia

Wykaz skrótów

AC	–	(ang. <i>Alternating Current</i>) sieć prądu przemiennego
AGH	–	Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
APF	–	(ang. <i>Active Power Filter</i>) Równoległy filtr aktywny
ARN	–	Automatyczna Regulacja Napięcia
DC	–	(ang. <i>Direct Current</i>) sieć prądu stałego
DSM	–	(ang. <i>Demand Side Management</i>) rozwiązania z dziedziny zarządzania popytem
DSTATCOM	–	(ang. <i>Distribution Static Synchronous Compensator</i>) statyczny kompensator dedykowany sieciom dystrybucyjnym
DVR	–	(ang. <i>Dynamic Voltage Restorer</i>) dynamiczny szeregowy regulator napięcia zasilającego
EU ETS	–	(ang. <i>European Union Emission Trading System</i>) Europejski System Handlu Emisjami
GPZ	–	Główny Punkt Zasilający
IEA	–	(ang. <i>International Energy Agency</i>) Międzynarodowa Agencja Energetyczna
IGBT	–	(ang. <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>) tranzystor bipolarny z izolowaną bramką
JRC	–	(ang. <i>European Commission's Joint Research Centre</i>) Wspólne Centrum Badawcze Komisji Europejskiej
KE	–	Komisja Europejska
KETSDPE	–	Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki
LFSM-O	–	(ang. <i>Limited Frequency Sensitive Mode-Overfrequency</i>) praca w trybie redukcji mocy czynnej w odpowiedzi na wzrost częstotliwości napięcia zasilającego
LVR	–	(ang. <i>Line Voltage Regulator</i>) szeregowy regulator napięcia zasilającego
MOSFET	–	(ang. <i>Metal-Oxide Semiconductor Field-Effect Transistor</i>) półprzewodnikowy tranzystor polowy z tlenkiem metalu
MPP	–	(ang. <i>Maximum Power Point</i>) punkt odpowiadający mocy maksymalnej panelu fotowoltaicznego

MPPT	– (ang. <i>Maximum Power Point Tracking</i>) śledzenie punktu mocy maksymalnej paneli fotowoltaicznych
NFOŚiGW	– Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
nN	– Niskie napięcie
NOCT	– (ang. <i>Nominal Operating Cell Temperature</i>) warunki pomiaru panelu fotowoltaicznego dla znamionowej temperatury jego pracy
OLTC	– (ang. <i>On Load Tap Changer</i>) podobciążeniowa regulacja zacze­pów
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	– Operator Systemu Przesyłowego
OVRT	– (ang. <i>Overvoltage Ride Through</i>) odporność na chwilowe wzrosty napięcia zasilającego
OZE	– Odnawialne Źródła Energii
PKB	– Produkt Krajowy Brutto
PLL	– (ang. <i>Phase-Locked Loop</i>) Układ pętli synchronizacji fazowej
PSE S.A.	– Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna
PTPiREE	– Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
PV	– Instalacja fotowoltaiczna
PWM	– (ang. <i>Pulse-Width Modulation</i>) modulacja szerokości impulsu
RDN	– Rynek Dnia Następnego
ROCOF	– (ang. <i>Rate of Change of Frequency</i>) szybkość (pochodna) zmiany częstotliwości w czasie
SN	– Średnie napięcia
SOC	– (ang. <i>State of Charge</i>) poziom naładowania baterii magazynu energii
SOC _{max}	– Górny dopuszczalny poziom naładowania baterii magazynu energii
SOC _{min}	– Dolny dopuszczalny poziom naładowania baterii magazynu energii
SPWM	– (ang. <i>Sinusoidal Pulse-Width Modulation</i>) sinusoidalna modulacja szerokości impulsu
SPZ	– Samoczynne Ponowne Załączenie
STC	– (ang. <i>Standard Test Conditions</i>) standardowe warunki pomiaru panelu fotowoltaicznego
SVPWM	– (ang. <i>Space Vector Pulse-Width Modulation</i>) wektorowa modulacja szerokości impulsu
TGE	– Towarowa Giełda Energii
UE	– Unia Europejska
UNFCCC	– (ang. <i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>) Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu
URE	– Urząd Regulacji Energetyki
UVRT	– (ang. <i>Under-Voltage Ride Through</i>) odporność źródła wytwórczego na zapady napięcia zasilającego
VSI	– (ang. <i>Voltage Source Inverter</i>) falownik napięciowy

1. Wprowadzenie

Obserwowany w Polsce od 2019 roku intensywny rozwój przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych jest napędzany kolejnymi edycjami programu „Mój Prąd” [2]. Największym budżetem (1 mld złotych) oraz zainteresowaniem charakteryzowała się pierwsza edycja tego programu (lata 2019-2020), w ramach której przyłączono aż 1 GW mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach fotowoltaicznych [2]. Łącznie we wszystkich edycjach programu (było ich pięć w latach 2019-2023) za kwotę prawie 2,5 mld złotych dofinansowano budowę około 2,9 GW mocy zainstalowanej w tych źródłach [2]. Na bardzo duże zainteresowanie mikroinstalacjami fotowoltaicznymi (znacznie większe niż w innych krajach UE) miał wpływ również bardzo korzystny system rozliczeń „net-metering” [3] [4] obowiązujący od 1 lipca 2016 roku do 31 marca 2022 roku. System ten traktował sieć dystrybucyjną jako wirtualny magazyn energii. Oznaczało to, że energia pobrana z sieci przez prosumenta w okresie rozliczeniowym była pomniejszana o ilość energii wprowadzonej do tej sieci przez mikroinstalację, z uwzględnieniem współczynnika opustu zależnego od mocy źródła [3] [4]. Zatem moc mikroinstalacji fotowoltaicznej była dobierana przez firmy instalatorskie na podstawie rocznego zużycia energii obiektu, z uwzględnieniem przewymiarowania mocy zainstalowanej mikroinstalacji o współczynnik opustu. W tym systemie rozliczeń w równie łatwy sposób można było wyznaczyć przewidywany okres zwrotu z inwestycji, który z uwzględnieniem dofinansowania wynosił z reguły poniżej 10 lat.

Programy wsparcia, korzystny system rozliczeń oraz przewidywalne stopniowo rosnące koszty energii elektrycznej przyczyniły się do dużego zainteresowania mikroinstalacjami fotowoltaicznymi w latach 2019-2022. To z kolei doprowadziło do dużej koncentracji mikroinstalacji, głównie w wiejskich obwodach niskiego napięcia, które charakteryzują się znacznymi długościami (sięgającymi nawet 1 km) oraz małymi przekrojami przewodów (nieprzekraczającymi z reguły 50 mm²). Sytuacja ta poskutkowała nienotowaną dotąd skalą reklamacji składanych do gmin oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) na powtarzające się wyłączenia mikroinstalacji na skutek zbyt dużej wartości napięcia w sieci dystrybucyjnej. Obserwacja ta stanowiła główną motywację autora, jako pracownika OSD, do prowadzenia badań rozwiązań technicznych skutkujących poprawą integracji mikroinstalacji fotowoltaicznych z siecią dystrybucyjną niskiego napięcia.

Do doraźnych sposobów poprawy parametrów napięcia można zaliczyć działania, jakie mogą zostać podjęte przez instalatorów mikroinstalacji w zakresie poprawnej konfiguracji falowników oraz OSD w zakresie wdrażania aktywnych metod regulacji napięcia w sieciach nN i SN, oraz stosowania kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej w obwodach niskiego napięcia. Badania w tym zakresie zostały przeprowadzone w warunkach laboratoryjnych, polowych (*in situ*) oraz symulacyjnych.

W części laboratoryjnej przeprowadzono badania falowników fotowoltaicznych w zakresie ich pracy w trybach: $Q=f(U)$, $P=f(U)$ oraz OVRT. Zbadano również emisję wyższych harmonicznych prądu jedno- i trójfazowych falowników.

Badania polowe (*in situ*) wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz techniczne sposoby ich poprawy przeprowadzono w wybranych obwodach niskiego napięcia zlokalizowanych na terenie gminy Ochotnica Dolna, w której przyłączono w 2017 roku ponad siedemset jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych, każda o mocy 2 kW. W tej części przeprowadzono badania skuteczności poprawy parametrów napięcia poprzez aktywację w falownikach trybu $\cos\phi = f(P)$ oraz zastosowanie kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, takich jak: równoległy filtr aktywny, symetryzator transformatorowy, bateryjny magazyn energii oraz szeregowy regulator napięcia typu LVR.

W części symulacyjnej opracowano model jednego obwodu, w którym sprawdzono skuteczność poprawy parametrów napięcia za pomocą rozwiązań technicznych sprawdzonych w rzeczywistych warunkach oraz urządzeń takich jak: kompensator DSTATCOM oraz szeregowy regulator napięcia typu DVR.

Wynikiem przeprowadzonych badań laboratoryjnych, polowych (*in situ*) oraz symulacyjnych jest ocena skuteczności redukcji wzrostów oraz asymetrii napięcia zasilającego za pomocą przebadanych rozwiązań technicznych oraz przedstawienie wad i zalet każdego z nich.

1.1. Cel pracy

Celem niniejszej dysertacji jest zbadanie wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz ocena skuteczności działania technicznych sposobów ich poprawy w obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych.

1.2. Teza pracy

Poprawę wybranych wskaźników jakości napięcia zasilającego w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia można osiągnąć poprzez odpowiedni wybór (spośród urządzeń jedno- lub trójfazowych) oraz konfigurację falowników fotowoltaicznych, aktywną regulację napięcia w sieciach SN oraz zastosowanie kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej.

1.3. Metoda badawcza

Badania oddziaływania mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz badania technicznych sposobów poprawy parametrów napięcia zostały przeprowadzone:

- a) w warunkach laboratoryjnych,
- b) w wytypowanych obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych oraz z przyłączonymi badanymi kondycjonerami jakości dostawy energii elektrycznej,
- c) z wykorzystaniem modelu symulacyjnego rzeczywistego obwodu niskiego napięcia z jednofazowymi mikroinstalacjami oraz kondycjonerami jakości dostawy energii elektrycznej.

W ramach badań laboratoryjnych przygotowano stanowisko badawcze falowników fotowoltaicznych w oparciu o raport techniczny IEC TR 61000-3-15:2011 [5] definiujący metodę badań kompatybilności elektromagnetycznej zaburzeń w paśmie niskiej częstotliwości dla rozproszonych systemów generacji. Stanowisko badawcze składało się z: symulatora paneli fotowoltaicznych, miernika parametrów sieci, impedancyjnego modelu linii elektroenergetycznej niskiego napięcia oraz dwukierunkowego trójfazowego źródła napięcia zasilającego. Badane falowniki fotowoltaiczne były zasilane po stronie DC z symulatora paneli fotowoltaicznych, który zadawał moc czynną poprzez regulowaną charakterystykę prądowo-napięciową $I=f(U)$. Od strony AC badane falowniki przyłączone były do bezimpedancyjnego dwukierunkowego trójfazowego źródła napięcia zasilającego pozwalającego na regulację wartości skutecznej napięcia niezależnie w każdej z trzech fazach. Na wejściu oraz wyjściu falowników mierzono napięcia, prądy oraz moce za pomocą miernika parametrów sieci. Przygotowane stanowisko badawcze służyło do przeprowadzenia badań pracy falowników w trybach: $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT oraz badania emisji wyższych harmoniczných prądu. Szczegółowy opis badań oraz schemat stanowiska badawczego przedstawiono w rozdziale 5.

Badania polowe (*in situ*) zostały przeprowadzone w wytypowanych obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych wykorzystując analizatory jakości energii elektrycznej klasy A – PQM-702/PQM-703 [6] oraz PQ-BOX 200 [7]. Analizatory zostały zainstalowane w różnych punktach sieci, m.in. na zasilaniu badanego obwodu w stacjach transformatorowych SN/nN, w punktach przyłączenia wybranych prosumentów oraz na zasilaniu badanych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej. Ocenie na zgodność z rozporządzeniem systemowym [8] podlegały wybrane wskaźniki jakości napięcia, takie jak: wartość skuteczna napięć fazowych, współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 ,

długookresowy wskaźnik migotania światła P_{lt} oraz współczynnik odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_u . W związku ze skupieniem prowadzonych badań na jednofazowych mikroinstalacjach fotowoltaicznych, dodatkowo ocenie podlegał również współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 , dla którego nie zdefiniowano wartości granicznych w rozporządzeniu systemowym [8]. Charakterystyka obwodów niskiego napięcia wybranych do badań została przedstawiona w rozdziałach 6-7.

Badania symulacyjne polegały na zamodelowaniu rzeczywistego obwodu niskiego napięcia, wraz z odbiorcami, prosumentami oraz kondycjonerami jakości dostawy energii elektrycznej w programie *Matlab-Simulink*. Jako profil poboru mocy czynnej i biernej w poszczególnych fazach przez odbiorców i prosumentów wykorzystano rzeczywisty 10-minutowy minimalny dobowy profil obciążenia zmierzony na zasilaniu obwodu w stacji transformatorowej SN/nN w pewną pochmurną niedzielę czerwca 2021 roku. Na potrzeby symulacji założono równy udział każdego z odbiorców i prosumentów w zmierzonym dobowym profilu poboru. Generacja w mikroinstalacjach fotowoltaicznych została zamodelowana jako maksymalny dobowy profil generacji mocy czynnej dla południowej ekspozycji paneli fotowoltaicznych, w warunkach czystego nieba. Do badania przyjęto minimalny profil poboru mocy czynnej przez odbiorców i prosumentów oraz maksymalny profil generacji mocy czynnej w mikroinstalacjach, ponieważ często w takich warunkach występują w obwodzie największe zaburzenia wskaźników jakości napięcia. Instalacje odbiorcze, jednofazowe mikroinstalacje fotowoltaiczne oraz kondycjonery jakości dostawy energii elektrycznej zamodelowano jako sterowane źródła prądowe i napięciowe. Symulacje przeprowadzono w trybie *Phasor 50 Hz*, stąd prezentują one wyniki wyłącznie dla stanów ustalonych. Zamodelowane kondycjonery jakości dostawy energii elektrycznej przyłączono w tych samych węzłach sieci, w których były przyłączone rzeczywiste badane urządzenia. Celem badań symulacyjnych była ocena jakościowa poprawności działania poszczególnych rozwiązań technicznych, ocena skuteczność poprawy parametrów napięcia, tj. redukcja wzrostów i asymetrii napięcia oraz uzyskanie zgodności wyników badań symulacyjnych i polowych (*in situ*). Szczegółowy opis wykonanego modelu symulacyjnego przedstawiono w rozdziale 7, a opis modeli poszczególnych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej przedstawiono w załączniku A.

1.4. Struktura pracy

Niniejsza dysertacja składa się z 8 rozdziałów. Rozdział 1 stanowi wprowadzenie, w którym przedstawiono opis przyczyn szybkiego wzrostu przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych w latach 2019-2023, którego skutkiem są obserwowane automatyczne wyłączenia tych urządzeń oraz degradacja parametrów napięcia. W rozdziale 2 przedstawiono opis zachodzącej transformacji energetycznej na świecie, w Europie oraz w Polsce. Opis budowy i podział instalacji fotowoltaicznych przedstawiono w rozdziale 3. W rozdziale 4 scharakteryzowano wymagania techniczne oraz strategie sterowania falownikami instalacji fotowoltaicznych poprawiające ich współpracę z siecią zasilającą. Rozdział 5 został poświęcony laboratoryjnym badaniom falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych w zakresie ich pracy w trybach $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT oraz emisji wyższych harmonicznymi prądu. W rozdziale 6 przedstawiono teoretyczny opis zjawisk oraz wyniki badań wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry napięcia, takie jak: wartość skuteczna napięcia, asymetria napięcia, wahania napięcia oraz odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi. W rozdziale tym przeanalizowano również zjawisko automatycznego wyłączania się falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych. Rozdział 7 został poświęcony przeglądowi sposobów poprawy współpracy mikroinstalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą, uwzględniając działania jakie mogą zostać podjęte przez instalatorów mikroinstalacji oraz OSD. W rozdziale tym przedstawiono wyniki pomiarów oraz symulacji skuteczności poprawy parametrów napięcia za pomocą wybranych rozwiązań technicznych, takich jak: aktywacja w falownikach trybu $\cos\phi = f(P)$, zastosowanie równoległego filtra aktywnego, kompensatora DSTATCOM, symetryzatora transformatorowego, baterijnego magazynu energii

z funkcją symetryzacji i stabilizacji napięć fazowych oraz szeregowego regulatora napięcia typu LVR i DVR. Rozdział 8 stanowi podsumowanie niniejszej dysertacji, które zawiera opis wykonanych prac oraz oryginalnych osiągnięć autora.

2. Transformacja energetyczna Świata, Europy i Polski

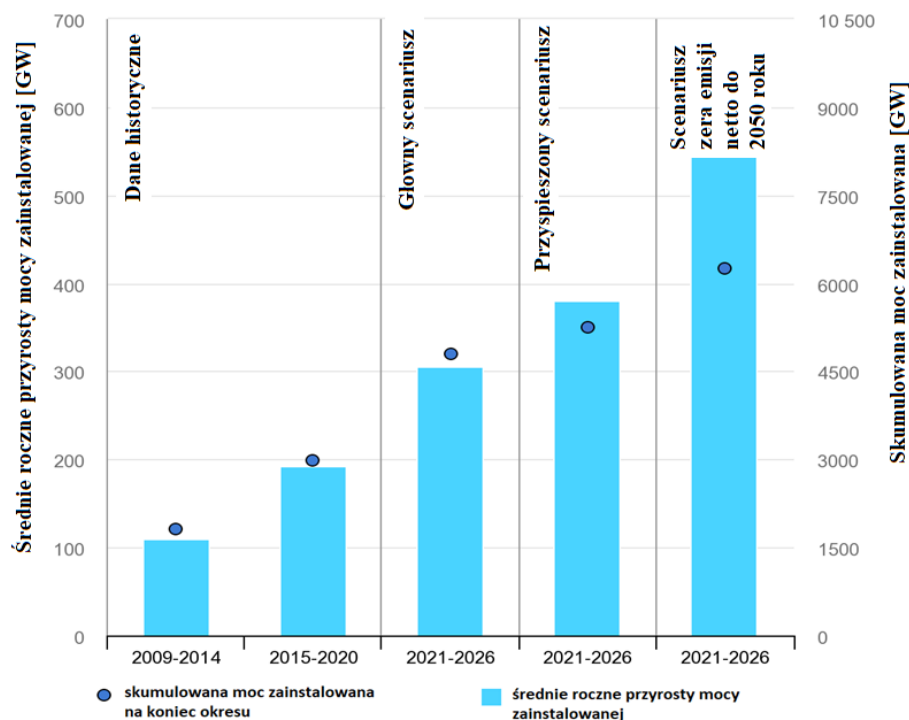
2.1. Transformacja energetyczna na świecie

Świat przechodzi obecnie głęboką transformację energetyczną, która polega na odchodzeniu od pozyskiwania energii elektrycznej oraz ciepła z paliw kopalnych na rzecz odnawialnych źródeł energii (OZE). Główną przyczyną światowego zwrotu w kierunku energetyki odnawialnej oraz niskoemisyjnej są zachodzące zmiany klimatu wynikające ze spalania paliw kopalnych oraz działalności powodującej emisję gazów cieplarnianych do atmosfery, w głównej mierze: CO₂, CH₄ oraz N₂O. Skutkuje to sukcesywnym wzrostem średniej temperatury na Ziemi oraz występowaniem ekstremalnych zjawisk pogodowych [9] [10].

Aby spowolnić tempo średniego wzrostu temperatury na Ziemi, podczas paryskiego szczytu klimatycznego w 2015 roku światowi przywódcy uzgodnili cele walki z tym zjawiskiem. Najważniejszymi z nich było utrzymanie średniego wzrostu temperatury znacznie poniżej 2°C w porównaniu do okresu przedindustrialnego (lata 1850-1900) oraz podjęcie wszelkich starań, aby wzrost ten nie przekroczył 1,5°C [11] [12] [13]. Porozumienie Paryskie zaczęło obowiązywać od 4 listopada 2016 roku, po jego wcześniejszym ratyfikowaniu przez ponad 55 państw odpowiedzialnych za co najmniej 55% globalnej emisji gazów cieplarnianych. Jest ono drugim po Protokole z Kioto z 1997 [14] roku wiążącym dokumentem wdrażającym postulaty Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu UNFCCC (ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change*). Utrzymanie średniego wzrostu temperatury na Ziemi poniżej 1,5°C wiąże się z redukcją globalnej emisji gazów cieplarnianych o połowę do 2030 roku oraz osiągnięciem do 2050 roku zerowej globalnej emisji (netto) przez kraje, które ratyfikowały Porozumienie Paryskie. Przedstawiono to w specjalnych raportach wydanych przez UNFCCC oraz Międzynarodową Agencję Energetyczną IEA (ang. *International Energy Agency*) [10] [15]. Raporty [10] [15] proponują również działania, które muszą zostać podjęte w ujęciu globalnym, aby utrzymać średni wzrost temperatury poniżej 1,5°C przy jednoczesnym zapewnieniu ciągłych i przystępnych cenowo dostaw energii oraz umożliwieniu silnego wzrostu gospodarczego na świecie.

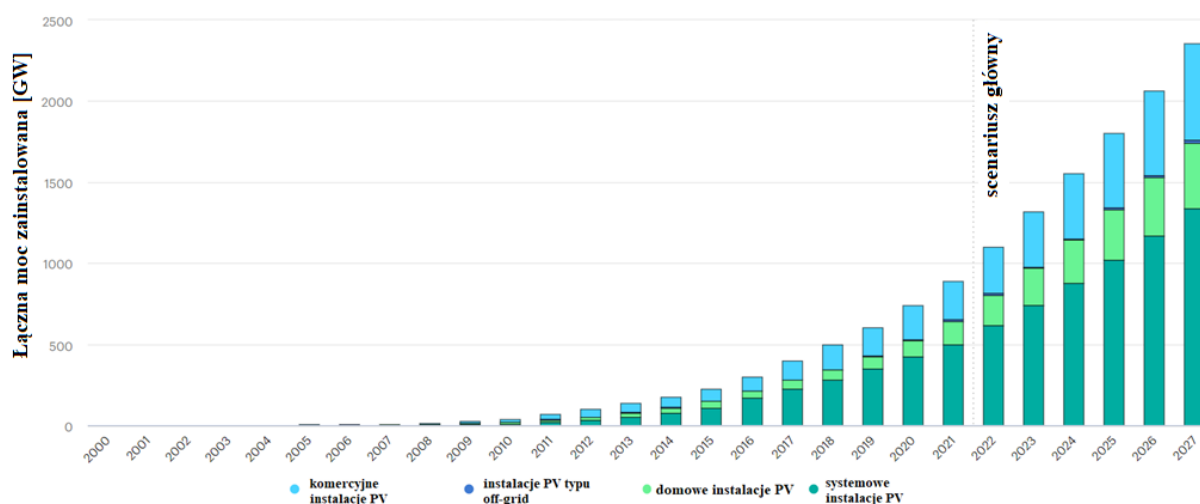
I tak, raport [10] przygotowany przez UNFCCC mówi o konieczności zwiększenia do 2030 roku globalnego udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej do 8 000 GW z 2 799 GW w roku 2020 oraz o konieczności ograniczenia wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych o połowę do 2030 roku. Pozwoli to utrzymać ścieżkę zmierzającą do osiągnięcia zerowej globalnej emisji (netto) gazów cieplarnianych w 2050 roku. Raport [10] wskazuje również, że roczne światowe koszty transformacji energetycznej powinny wzrosnąć z 3,4 biliona USD do 4,4 biliona USD, w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku.

Z kolei raport przygotowany przez IEA [15] w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE wskazuje na konieczność zwiększania globalnego rocznego przyrostu mocy instalacji fotowoltaicznych z 135 GW w roku 2020 do 633 GW w roku 2030. W okresie od 2030 roku do 2050 roku przyrost ten powinien zostać utrzymany. Zakłada się również, że w 2050 roku 90% globalnej produkcji energii elektrycznej powinno pochodzić z OZE, w tym 70% ma stanowić produkcja energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych oraz farm wiatrowych. Raport [15] wskazuje również na konieczność zwiększania środków inwestycyjnych na rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Roczne wydatki na ten cel powinny ulegać sukcesywnemu zwiększaniu z 260 miliardów USD w roku 2020 do 820 miliardów USD w 2030 roku.



Rys. 2.1. Wykres średnich rocznych przyrostów mocy oraz skumulowanych mocy zainstalowanych w OZE na świecie dla różnych scenariuszy ich rozwoju w latach 2009-2026 (od 2021 roku prognoza IEA według scenariusza głównego oraz przyspieszonego) [15] [16]

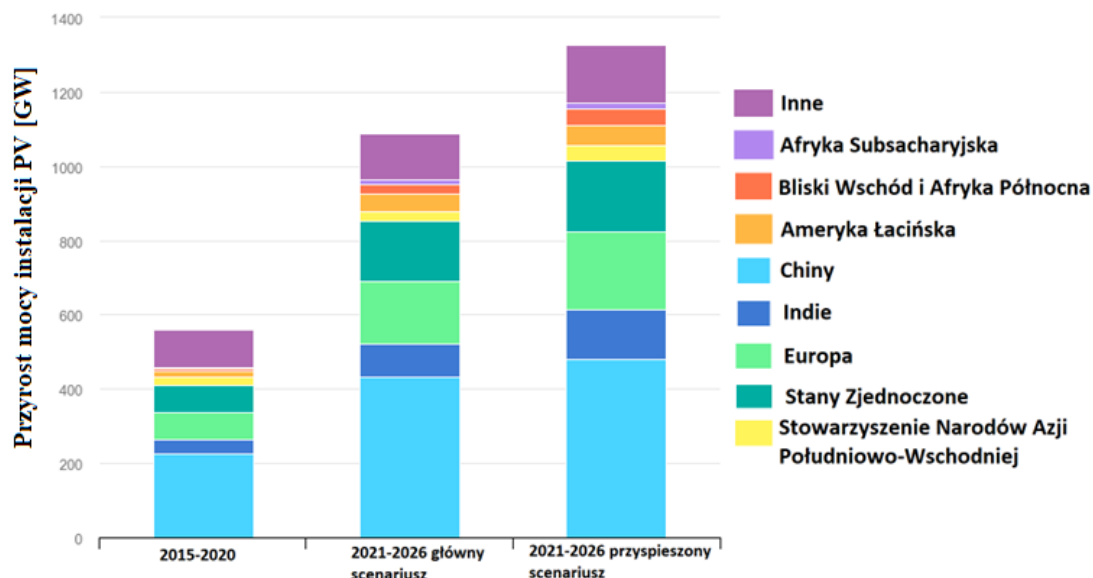
Na podstawie rysunku 2.1 można stwierdzić, że w celu osiągnięcia zerowej emisji (netto) w 2050 roku, średnie roczne moce instalowane na świecie w OZE w latach 2021-2026 powinny wzrosnąć z około 300 GW (scenariusz główny) do około 550 GW. Aby przybliżyć się do realizacji tego celu, na koniec 2026 roku łączna moc zainstalowana w OZE powinna przekroczyć 6 000 GW. IEA prognozuje również, że nawet realizacja w latach 2021-2026 scenariusza przyspieszonego, nie spowoduje osiągnięcia poziomu mocy zainstalowanej niezbędnej do osiągnięcia zerowej emisji (netto) w 2050 roku. Będzie to spowodowane problemami związanymi z możliwościami istniejących sieci elektroenergetycznych do zwiększonego przyłączania OZE w poszczególnych krajach [16].



Rys. 2.2. Wykres skumulowanych mocy instalacji fotowoltaicznych (PV) na świecie w latach 2000-2027 (od 2022 roku prognoza IEA według scenariusza głównego) [16]

Na rysunku 2.2 przedstawiono skumulowany wykres mocy instalacji fotowoltaicznych na świecie w latach 2000-2021 (dane historyczne) oraz w latach 2022-2027 (dane na podstawie przyjętego przez IEA scenariusza głównego) w podziale na ich rodzaje. Na podstawie rysunku 2.2 można stwierdzić, że na świecie w 2021 roku łączna moc zainstalowana systemowych instalacji fotowoltaicznych (instalacji

przyłączonych do sieci o napięciu ≥ 110 kV) wyniosła 499 GW, domowych instalacji fotowoltaicznych – 144 GW, instalacji fotowoltaicznych typu „off-grid” – 7,4 GW oraz komercyjnych instalacji fotowoltaicznych – 240 GW. Według scenariusza głównego opracowanego przez IEA, na koniec 2027 roku spodziewana łączna moc zainstalowana wszystkich typów instalacji fotowoltaicznych wzrośnie do 2 359 GW z 891 GW w 2021 roku. Pomimo dużej prognozowanej dynamiki wzrostu instalacji fotowoltaicznych w scenariuszu głównym, nie spowoduje ona jednak osiągnięcia do końca 2027 roku trajektorii realizacji scenariusza zerowej emisji (netto) w 2050 roku.



Rys. 2.3. Wykres średnich przyrostów mocy instalacji PV w poszczególnych regionach świata w latach 2015-2026 (w latach 2021-2026 przedstawiono prognoza IEA według scenariusza głównego oraz przyspieszonego) [16]

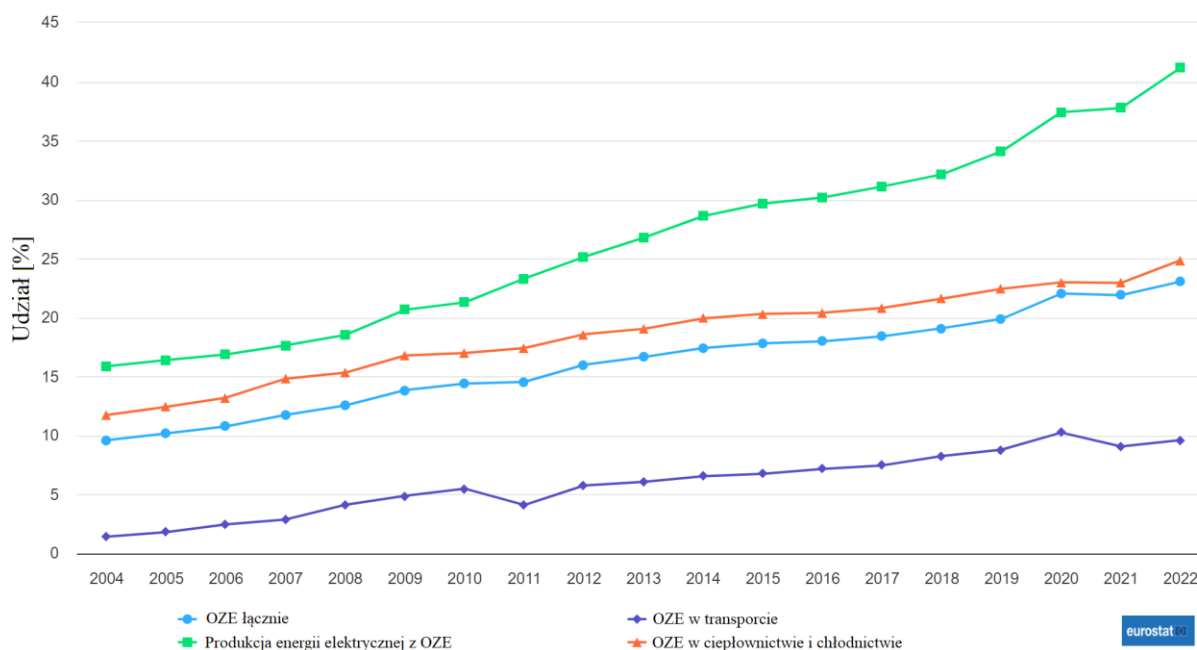
Największe przyrosty mocy instalacji fotowoltaicznych (historycznie, jak również dla scenariusza głównego oraz przyspieszonego) obserwuje się w Chinach, Stanach Zjednoczonych, Europie oraz Indiach (rys. 2.3). W latach 2015-2020 średni przyrost mocy instalacji fotowoltaicznych wyniósł w Chinach – 225 GW, Stanach Zjednoczonych – 76 GW, Europie – 72 GW oraz Indiach – 38 GW. Według prognoz IEA w latach 2021-2026 największy przyrost mocy instalacji fotowoltaicznych będzie nadal obserwowany w Chinach i będzie on stanowił, w zależności od scenariusza, od 58% do 64% sumy przyrostów jakie będą notowane w pozostałych krajach i regionach świata. Ponadto, jak podaje w swoich analizach IEA [16], instalacje fotowoltaiczne już odpowiadają za prawie 60% rocznych przyrostów mocy instalowanej w OZE na świecie. Za intensywny wzrost mocy instalacji fotowoltaicznych odpowiada przyjazna polityka wspierająca ich rozwój w Chinach, Unii Europejskiej oraz Indiach, stymulująca budowę komercyjnych oraz domowych instalacji fotowoltaicznych [16].

2.2. Transformacja energetyczna w Europie

Cele oraz kierunki transformacji energetycznej Unii Europejskiej, jak również krajów niebędących częścią UE, takich jak: Wielka Brytania, Szwajcaria oraz Norwegia są zbieżne ze światową polityką klimatyczno-energetyczną opartą na założeniach międzynarodowej współpracy w ramach UNFCCC, uzupełniającej poprawce do protokołu z Kioto z 2012 roku [17] oraz Porozumieniu Paryskim z 2015 roku [11]. UE od ponad 20 lat niezmiennie przoduje w globalnych działaniach na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatu, począwszy od 2000 roku, kiedy to Komisja Europejska (KE) utworzyła Pierwszy Europejski Program na Rzecz Zmian Klimatu [18]. Jego celem było zbadanie potencjału do redukcji emisji gazów cieplarnianych w różnych sektorach gospodarki w oparciu o analizę kosztów i korzyści, a także wpływ redukcji emisji na inne obszary, takie jak bezpieczeństwo energetyczne oraz jakość powietrza [18]. W następnych latach powstawały kolejne programy oraz inicjatywy klimatyczno-

energetyczne, których celem była redukcja emisji gazów cieplarnianych. Do najważniejszych z ich można zaliczyć:

- a) *Pakiet klimatyczno-energetyczny do 2020 roku* (znany również jako polityka 3x20) [19]. Pakiet ten wszedł w życie w 2009 roku i zawierał trzy kluczowe cele do osiągnięcia przez gospodarkę UE do 2020 roku, tj. redukcję o 20% emisji gazów cieplarnianych (w porównaniu do 1990 roku), osiągnięcie udziału energii z OZE wynoszącego 20% oraz wzrost efektywności energetycznej zużycia energii końcowej i pierwotnej o 20%,
- b) *Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030* [20]. UE ustanowiła cele na lata 2021-2030, które obejmowały osiągnięcie w 2030 roku redukcji emisji gazów cieplarnianych do 40% (w porównaniu z rokiem 1990), zwiększenie udziału energii z OZE do 32% oraz wzrost efektywności energetycznej zużycia energii końcowej i pierwotnej do 32,5%,
- c) *Europejski Zielony Ład* [21]. Program ten zakłada osiągnięcie przez UE do 2050 roku neutralności klimatycznej, tj. zerowej emisji (netto) gazów cieplarnianych oraz realizację celu pośredniego, tj. osiągnięcie redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% (w porównaniu z rokiem 1990) w 2030 roku. Realizacja celu pośredniego jest częścią pakietu legislacyjnego oraz propozycji poprawek do istniejących regulacji prawnych zwanego *Fit for 55* [22]. Założenia Europejskiego Zielonego Ładu zostały wpisane do rozporządzenia o europejskim prawie klimatycznym [23], które weszło w życie 29 lipca 2021 roku. W marcu 2023 roku w ramach planu *RePowerEU* [24] UE osiągnęła porozumienie w sprawie zwiększenia udziału mocy zainstalowanej w OZE do co najmniej 42,5% (z ambicją osiągnięcia poziomu 45%) oraz określono nowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej o 11,7% do 2030 roku [21].

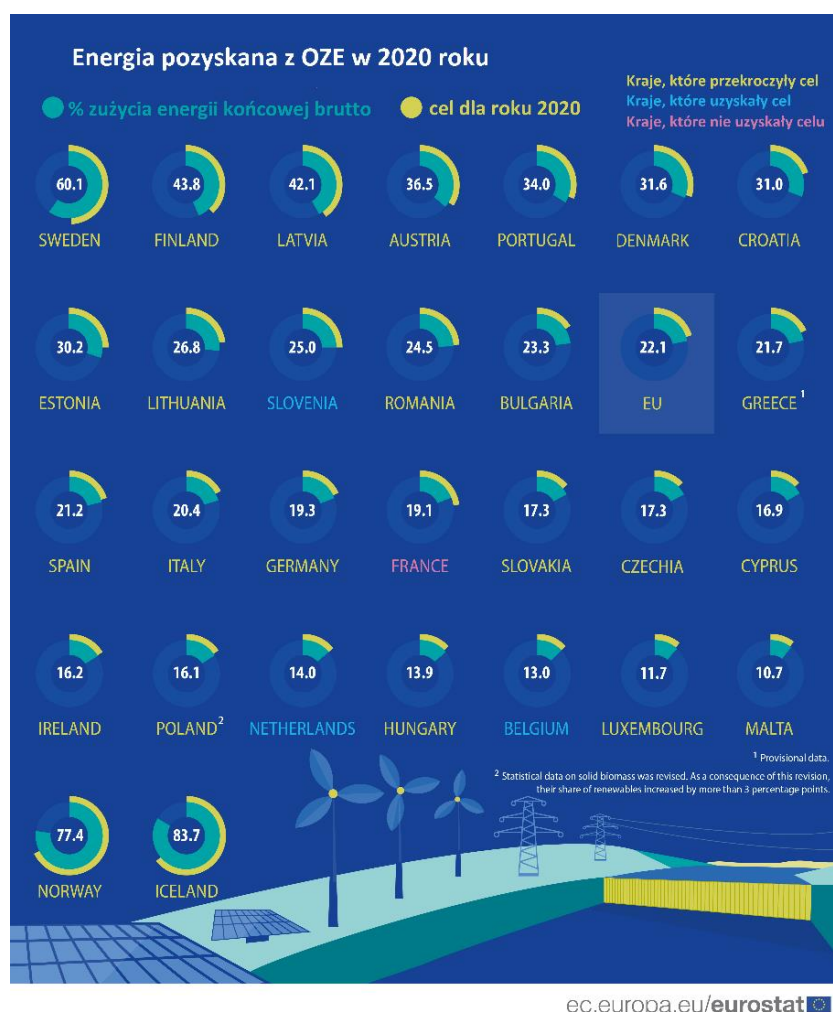


Rys. 2.4. Procentowy udział OZE w różnych sektorach UE w latach 2004-2022² [25]

Rysunek 2.4 przedstawia procentowy udział wykorzystania OZE w różnych sektorach UE w latach 2004-2022. Jak można zauważyć, w 2020 roku został spełniony cel pakietu klimatyczno-energetycznego do 2020 roku w zakresie wymaganego łącznego udziału energii pochodzącej z OZE w UE, który wyniósł 22% (celem było uzyskanie udziału energii z OZE na poziomie co najmniej 20%). W 2020 roku największy udział energii pozyskiwanej z OZE odnotowano dla produkcji energii elektrycznej, który wyniósł 37,5%. Z kolei najmniejszym udziałem energii z OZE w 2020 roku

² Baza danych Eurostatu w lipcu 2024 roku nie została zaktualizowana o nowsze dane.

charakteryzował się transportu, który wyniósł tylko 10,2%. W 2022 roku udział energii elektrycznej produkowanej z OZE wzrósł do 41,2%. Za to udział wykorzystania energii z OZE w transporcie zmalał do 9,6% w 2022 roku.



Rys. 2.5. Grafika prezentująca udziały energii pozyskanej z OZE oraz celów dla poszczególnych krajów UE dla 2020 roku^{3,4} [26]

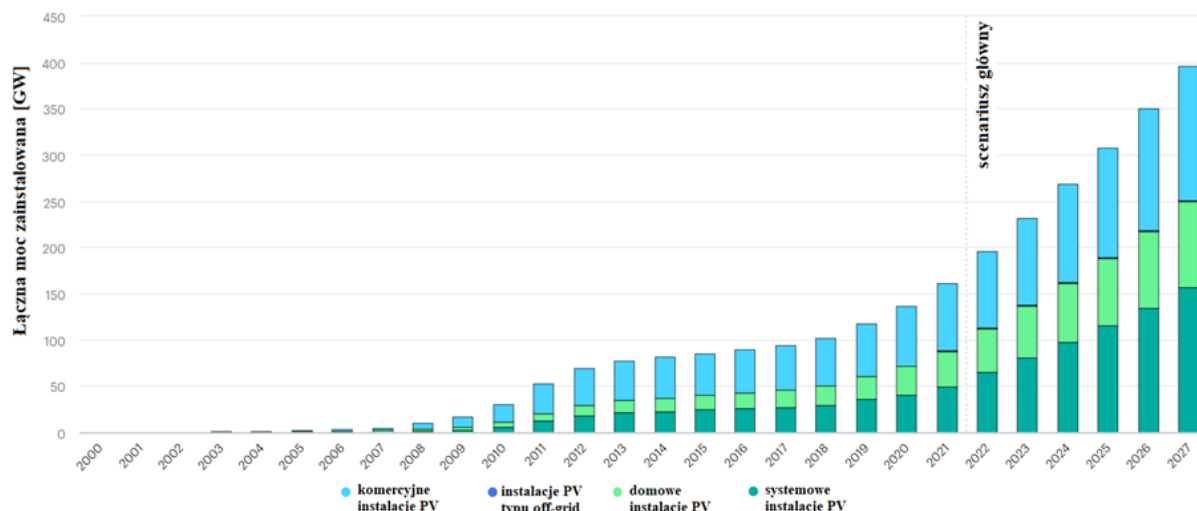
Jak można zauważyć na rysunku 2.5, zdecydowana większość krajów UE przekroczyła lub osiągnęła swoje indywidualne cele udziałów energii pochodzącej z OZE w 2020 roku. Krajami o największym udziale energii pozyskanej z OZE były Islandia, Norwegia oraz Szwecja. Z kolei krajami o najmniejszym udziale energii pozyskanej z OZE były Malta, Luksemburg oraz Belgia. Co ciekawe, jedynym krajem, który nie osiągnął celu jest Francja, dla której udział energii pozyskanej z OZE wyniósł 19,1% przy celu wynoszącym 23%. W przypadku Polski dodano adnotację, że w udziale energii pozyskanej z OZE uwzględniono statystyczne dane wykorzystania energii ze stałej biomasy, w związku z czym udział energii pozyskanej z OZE wzrósł o ponad 3%. Gdyby nie ten zabieg, Polska znalazłaby się razem z Francją w gronie krajów, które nie osiągnęły swoich indywidualnych celów w zakresie energii pozyskanej z OZE (dla Polski cel ten wynosił 15%).

Na rysunku 2.6 przedstawiono wykres skumulowanych mocy instalacji fotowoltaicznych w UE, w latach 2000-2021 (dane historyczne) oraz latach 2022-2027 (dane na podstawie przyjętego przez IEA scenariusza głównego) w podziale na różne technologie. Można zauważyć, że w UE w 2021 roku łączna zainstalowana moc systemowych instalacji fotowoltaicznych wyniosła 49 GW, domowych instalacji

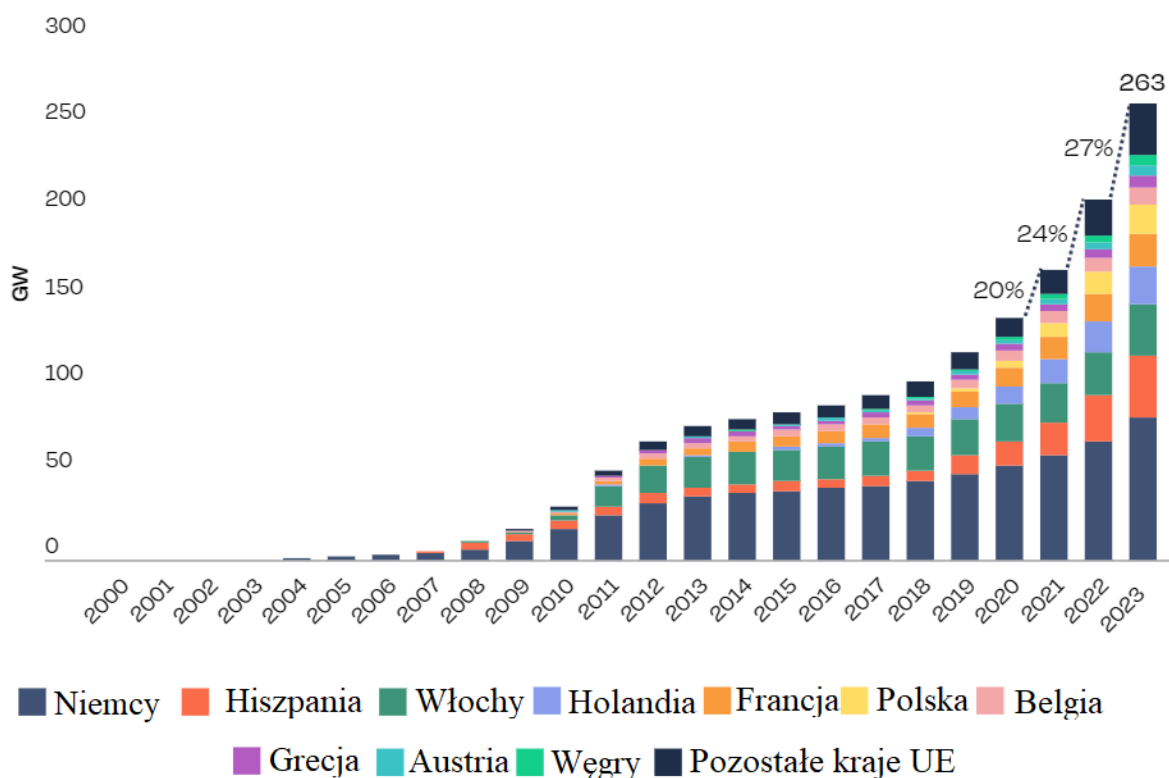
³ Dla Grecji dane nie zostały zweryfikowane.

⁴ Dla Polski w udziale energii pozyskanej z OZE uwzględniono statystyczne dane wykorzystania energii ze stałej biomasy.

fotowoltaicznych – 38 GW, instalacji fotowoltaicznych typu „off-grid” – 0,7 GW oraz komercyjnych instalacji fotowoltaicznych – 73 GW. Według scenariusza głównego przedstawionego przez IEA, na koniec 2027 roku spodziewana moc systemowych instalacji fotowoltaicznych wzrośnie do 156 GW, domowych instalacji fotowoltaicznych do 93 GW, instalacji fotowoltaicznych typu „off-grid” do 1,0 GW oraz komercyjnych instalacji fotowoltaicznych do 146 GW.



Rys. 2.6. Wykres skumulowanych mocy instalacji PV w UE w latach 2000-2027 (od 2022 roku prognoza IEA według scenariusza głównego) [16]

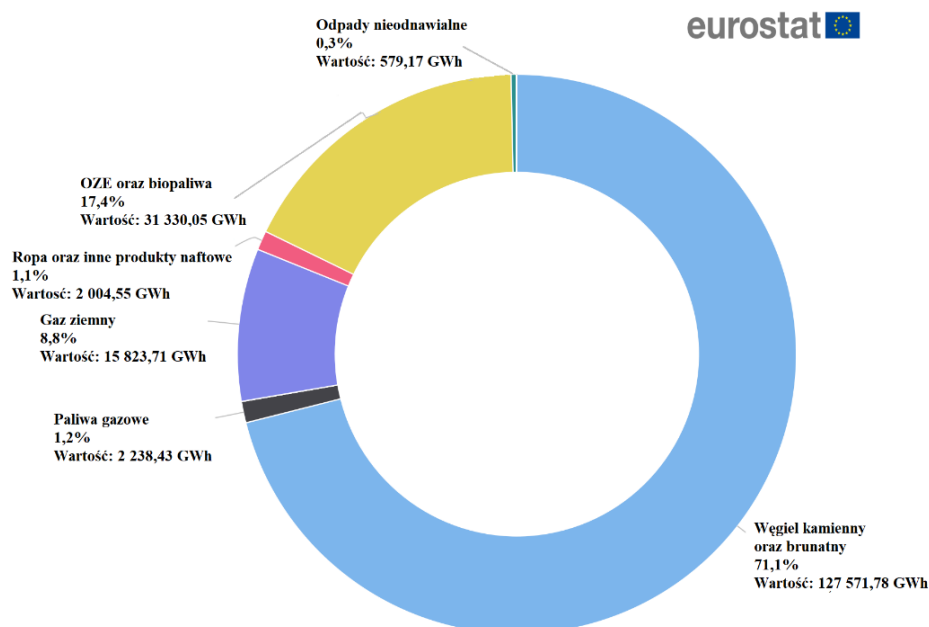


Rys. 2.7. Wykres skumulowanych mocy instalacji PV w UE w latach 2000-2023 [27]

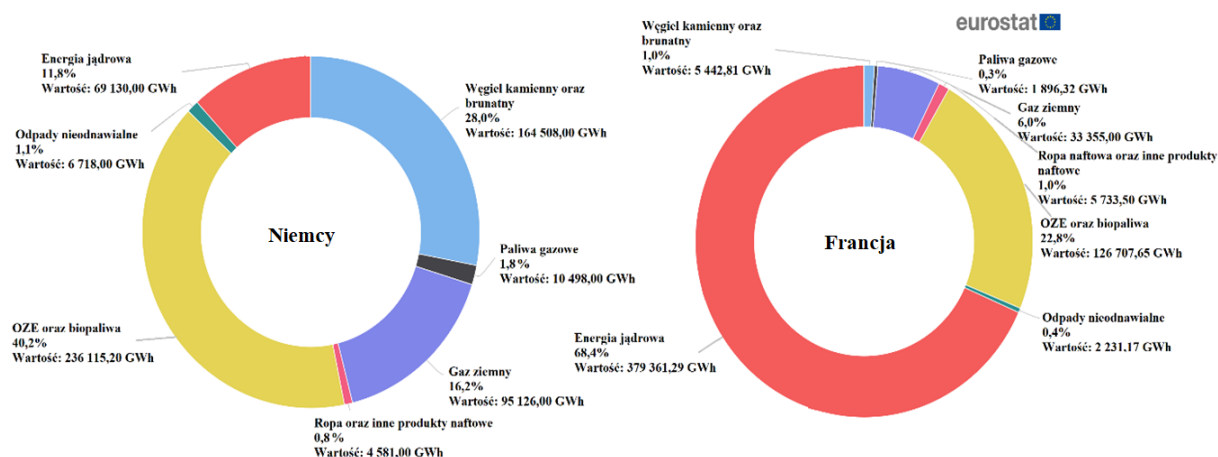
Na rysunku 2.7 przedstawiono wykres skumulowanych mocy instalacji fotowoltaicznych w UE w latach 2000-2023, z wyszczególnieniem udziałów poszczególnych krajów. Jak można zauważyć w 2023 roku największy udziałem mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych charakteryzowały się Niemcy – 82,1 GW. Na drugim miejscu znalazła się Hiszpania – 35,6 GW, a na trzecim Włochy – 29,5 GW. Na szóstym miejscu w UE znalazła się Polska z udziałem wynoszącym 16,8 GW na koniec 2023 roku [27].

2.3. Transformacja energetyczna w Polsce

Jak łatwo się domyślić, cele oraz kierunki transformacji energetycznej w Polsce są zbieżne ze światową oraz europejską polityką klimatyczno-energetyczną. Niemniej jednak przestawienie polskiej gospodarki na gospodarkę niskoemisyjną, a następnie zeroemisyjną będzie wymagało znacznych nakładów inwestycyjną (także czasu), dużo większych niż w przypadku krajów, które historycznie charakteryzują się znacznie wyższym udziałem energii pozyskiwanej z OZE oraz z innych niskoemisyjnych źródeł, np. elektrowni jądrowych. Aby pokazać jak duże wyzwanie czeka polską gospodarkę, na rysunku 2.8 przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2021 roku, a na rysunku 2.9 zaprezentowano analogiczną strukturę produkcji energii elektrycznej w Niemczech oraz Francji, dwóch państw charakteryzujących się z największym udziałem w PKB UE.



Rys. 2.8. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2021 roku⁵ [28]



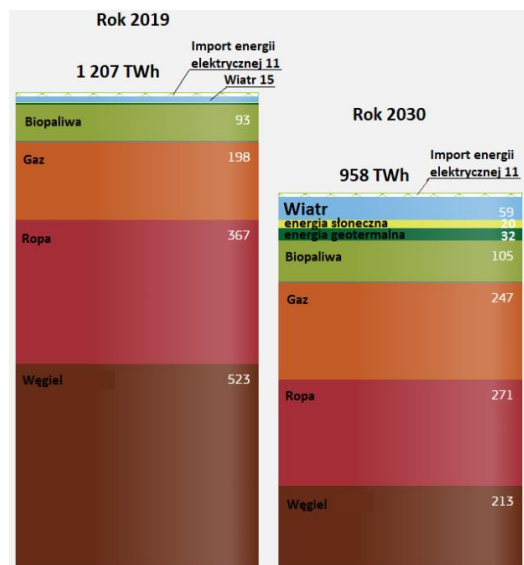
Rys. 2.9. Struktura produkcji energii elektrycznej w Niemczech oraz we Francji w 2021 roku⁵ [28]

Na podstawie rysunku 2.8 można stwierdzić, że ponad 80% energii elektrycznej w Polsce w 2021 roku zostało wyprodukowane z wykorzystaniem paliw kopalnych, a tylko 18,4% z OZE oraz

⁵ W Polsce w 2023 roku udział produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego oraz brunatnego wyniósł 67,9%, a z OZE – 21,5% [154]. W Niemczech w 2023 roku udział produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego oraz brunatnego wyniósł 38,8%, a z OZE – 59,7% [152]. We Francji w 2023 roku udział produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowych wyniósł 64,8%, a z OZE – 28,5% [153].

biopaliw. W Niemczech 52% energii elektrycznej pochodziło z OZE oraz energetyki jądrowej, a we Francji było to aż ponad 90% (rys. 2.9).

Biorąc pod uwagę powyższe informacje oraz fakt, że udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej na tle pozostałych krajów UE jest największy w Polsce, pokazuje jak długą drogę musi przebyć polska gospodarka, aby stać się niskoemisyjna, nie wspominając o osiągnięciu neutralności klimatycznej w 2050 roku.



Rys. 2.10. Struktura konsumpcji energii w Polsce pochodzącej z różnych źródeł (w TWh) uwzględniająca zapotrzebowanie sektorów związanych z energetyką, przemysłem, budownictwem i transportem w 2019 roku oraz przy założeniu redukcji emisji o 55% w 2030 roku [29]

Na rysunku 2.10 przedstawiono analizę opracowaną przez Wspólne Centrum Badawcze Komisji Europejskiej JRC (ang. *European Commission's Joint Research Centre*) pokazującą jak w Polsce powinna zmienić się struktura konsumpcji energii pochodzącej z różnych źródeł, aby zrealizować cel redukcji emisji o 55% w 2030 roku. Z danych tych wynika, że konieczna jest, w porównaniu z 2019 rokiem, redukcja wykorzystania węgla w gospodarce o niemal 60% oraz ropy o 26%. Za to oczekiwane jest zwiększenie wykorzystania zużycia gazu o niemal 25%, biopaliw o 13% oraz energii z wiatru o ponad 293%. Ponadto polska gospodarka powinna zużywać 52 TWh energii pochodzącej z energii promieniowania słonecznego oraz energii geotermalnej. Co równie istotne, według analiz JRC łączne zużycie energii przez polską gospodarkę powinno zmniejszyć się o 21% (z 1 207 TWh w 2019 roku do 958 TWh w 2030 roku), co wiąże się ze znacznym podniesieniem efektywności energetycznej zużycia energii końcowej i pierwotnej.

W celu zmierzenia się z unijnymi celami klimatycznymi, Polska na przestrzeni ostatnich lat wypracowała kilka strategicznych dokumentów, które nakreślają kierunki transformacji energetycznej na miarę jej aktualnych możliwości. Do najważniejszych z nich można zaliczyć:

- a) *Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku* [30]. Jest to dokument z 2009 roku, który zakładał:
 - uruchomienie pierwszego bloku elektrowni jądrowej do 2020 roku oraz dwóch kolejnych do 2030 roku o całkowitej mocy brutto wynoszącej 4 800 MW, które zaspokajałyby więcej niż 10% zapotrzebowania na energię elektryczną w 2030 roku,
 - osiągnięcie udziału 15% energii z OZE w ogólnym zużyciu energii brutto w 2020 roku,
 - ograniczenie emisji CO₂ z około 332 mln ton w 2006 roku do około 280 mln ton w 2020 roku przy zachowaniu wysokiego bezpieczeństwa energetycznego.

Ponadto zakładana produkcja energii elektrycznej brutto z OZE w 2020 roku miała wynieść 18,4% (31 TWh), a w 2030 roku ma wynosić 18,2% (39,5 TWh). W przypadku instalacji fotowoltaicznych prognozowana sumaryczna moc zainstalowana w 2020 roku miała wynieść

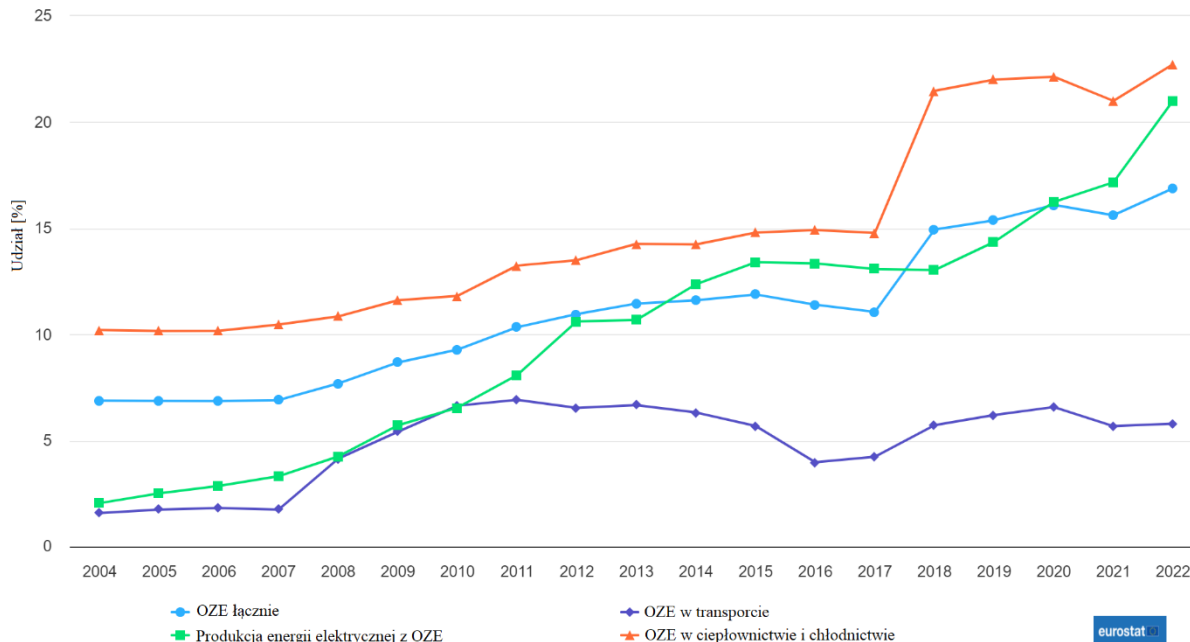
2 MW, a w 2030 roku powinno to być 32 MW. W dokumencie tym zwraca się również uwagę, że osiągnięcie udziału 20% energii z OZE w ogólnym zużyciu energii brutto w 2030 roku będzie niemożliwe do osiągnięcia ze względu na naturalne ograniczenia tempa rozwoju tych źródeł [30],

- b) *Strategia Rozwoju Kraju 2020* [31]. Jest to dokument z 2012 roku, który określał m.in. główne kierunki zmian sektora energetycznego, do których zaliczono: podjęcie działań w zakresie zwiększania efektywności energetycznej wykorzystania energii pierwotnej, konieczność modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych oraz zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego przy jednoczesnej dywersyfikacji dostaw paliw i energii wskazując na konieczność budowy elektrowni jądrowej oraz promowanie rozwoju energetyki rozproszonej w celu zwiększenia do 15% udziału energii z OZE w ogólnym zużyciu energii brutto w Polsce w 2020 roku,
- c) *Polska 2030 Trzecia fala innowacyjności. Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju* [32]. Jest to dokument z 2013 roku, w którym można m.in. znaleźć informację o tym, że wykorzystanie własnych zasobów węgla będzie kluczowe dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego, a udział węgla w ogólnym bilansie energetycznym kraju w 2030 roku będzie stanowił około 50-60%. Ponadto w celu spełnienia wymogów UE w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju konieczne jest wdrożenie programu energetyki jądrowej, według którego ostatni blok elektrowni jądrowej powinien zostać przyłączony do sieci około 2030 roku. Ponadto, zgodnie z celami polityki klimatyczno-energetycznej UE dla Polski, w 2020 roku 19% produkcji energii elektrycznej miało pochodzić z OZE, a same OZE miały zapewnić 15% ogólnego zużycia energii brutto w kraju,
- d) *Strategia na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)* [33]. Jest to dokument z 2017 roku, w którym zawarto m.in. informację o tym, że Polska deklarowała udział w osiągnięciu podanych dalej celów do 2020 roku, tj. redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% na poziomie całej UE, zwiększenia do 15% udziału energii z OZE w ogólnym zużyciu energii brutto w Polsce oraz podniesienia efektywności energetycznej (mierzonej wskaźnikiem energii pierwotnej) o 20% na poziomie całej UE. W dalszej perspektywie (w domyśle po 2020 roku) Polska deklarowała realizację celów ustalonych w Porozumieniu Paryskim z 2015 roku [11]. Jednocześnie podkreślono, że w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, konieczna jest odbudowa potencjału wytwórczego źródeł energii opartych na dostępnych w kraju surowcach, w stopniu umożliwiającym zaspokojenie popytu. Wspomniano także o konieczności kontynuowania prac nad budową programu polskiej energetyki jądrowej,
- e) *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* [34]. Jest to dokument z 2019 roku, w którym wyznaczono następujące cele klimatyczno-energetyczne na rok 2030:
 - 7% redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem EU ETS (ang. *European Union Emission Trading System*) w porównaniu do poziomu z 2005 roku,
 - 21-23% udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto (podkreślono, że cel 23% będzie możliwy do osiągnięcia w sytuacji przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych przeznaczonych na sprawiedliwą transformację),
 - redukcja do 56-60% udziału węgla w produkcji brutto energii elektrycznej.
- f) *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku* [35]. Jest to najnowszy dokument (z 2021 roku) wyznaczający kierunki transformacji polskiej energetyki, odnoszący się do obecnych unijnych celów w zakresie ochrony klimatu. W dokumencie tym szacuje się, że transformacja energetyczna będzie wymagała poniesienia nakładów inwestycyjnych w latach 2021-2040

w wysokości około 1 600 mld zł, z czego 80% zostanie przeznaczone na budowę OZE oraz energetyki jądrowej. Ponadto dokument ten zakłada:

- osiągnięcie do 2030 roku co najmniej 23% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto oraz nie mniej niż 32% udziału OZE w krajowej produkcji brutto energii elektrycznej (głównie pochodzącej z elektrowni wiatrowych oraz fotowoltaicznych),
- osiągnięcie do 2030 roku udziału wytwarzania energii elektrycznej z węgla nie przekraczającego 56%,
- osiągnięcie do 2030 roku redukcji emisji gazów cieplarnianych o 30% (w stosunku do 1990 roku),
- osiągnięcie do 2030 roku mocy instalacji fotowoltaicznych w wysokości 5-7 GW oraz 10-16 GW do 2040 roku,
- uruchomienie w 2033 roku pierwszego bloku elektrowni jądrowej o mocy 1,0-1,6 GW oraz budowę kolejnych bloków (w sumie sześciu) co 2-3 lata,
- wzrost efektywności energetycznej w 2030 roku poprzez redukcję zużycia energii pierwotnej o 23% w odniesieniu do zużycia w 2020 roku.

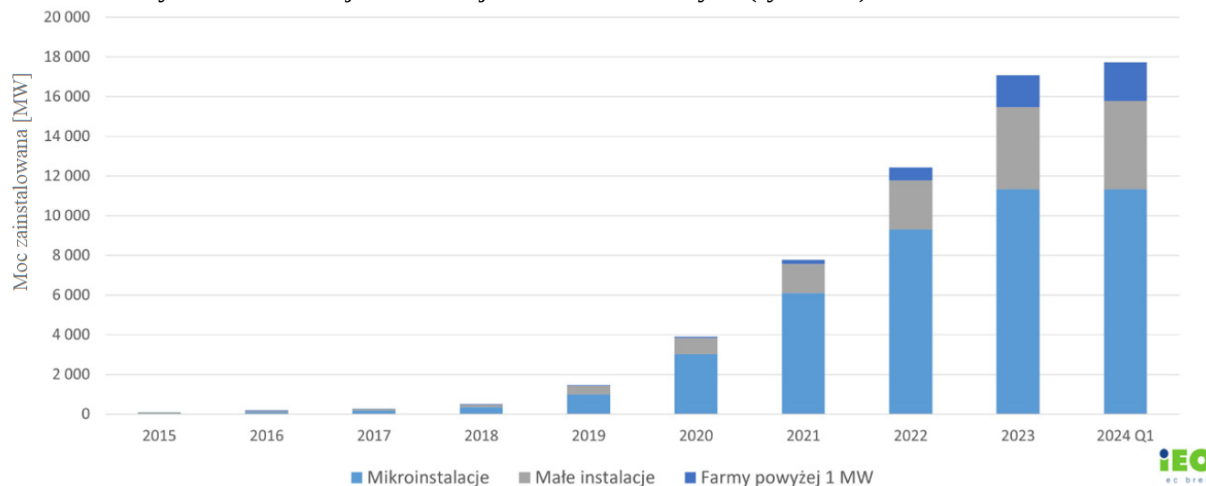
Podsumowując przeprowadzoną analizę dokumentów nakreślających kierunki transformacji energetycznej należy stwierdzić, że dla Polski wciąż dużym wyzwaniem jest budowa elektrowni jądrowej, co w dużym stopniu hamuje szybkość odchodzenia naszego kraju od węgla. Ponadto w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku [30] nie przewidziano tempa rozwoju sektora OZE, stąd w porównaniu tego dokumentu z kolejną jego edycją (Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku [35]) pojawiły się mocno niedoszacowane poziomy mocy przyłączonych instalacji fotowoltaicznych. Natomiast niemożliwy, według dokumentu [30], do osiągnięcia cel na 2030 rok w zakresie uzyskania 20% udziału energii pochodzącej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto został podniesiony do 23% w dokumencie [35].



Rys. 2.11. Procentowy udział OZE w różnych sektorach polskiej gospodarki w latach 2004-2022² [25]

Rysunek 2.11 przedstawia procentowy udział wykorzystania OZE w różnych sektorach polskiej gospodarki w latach 2004-2022. Jak można zauważyć, w 2020 roku Polska spełniła cel pakietu klimatyczno-energetycznego do 2020 roku w zakresie łącznego udziału energii pochodzącej z OZE, który wyniósł 16,1% (celem było uzyskanie udziału energii pochodzącej z OZE na poziomie co najmniej 15%). W 2022 roku największy udział wykorzystania energii z OZE odnotowano w ciepłownictwie

i chłodnictwie, który wyniósł 22,7%, a najmniejszy w transporcie - tylko 5,8%. W 2022 roku udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej wyniósł 21%. Warto w tym miejscu również zwrócić uwagę, że w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku [35] przyjęto wzrost udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej do co najmniej 32% w roku 2030, co stanowi wzrost o 11% w stosunku do 2022 roku. Daje to średni wzrost udziału OZE w produkcji energii elektrycznej wynoszący około 1,38% na rok, z czym Polska nie powinna mieć większych problemów, biorąc pod uwagę choćby dynamikę wzrostu mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych (rys. 2.12).

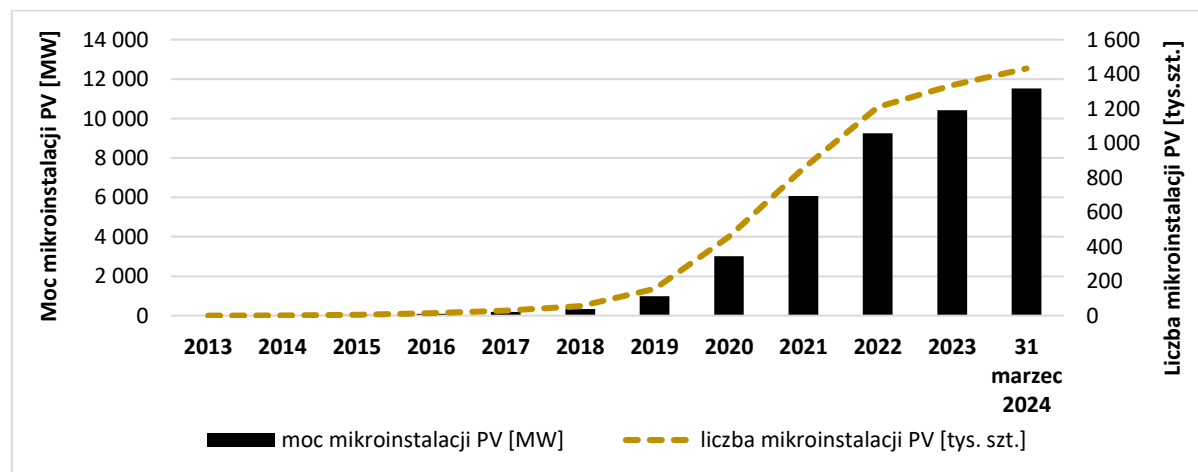


Rys. 2.12. Wykres skumulowanych mocy instalacji PV w Polsce w latach 2015-2024 (I kwartał 2024 roku) [36]

Na rysunku 2.12 przedstawiono wykres skumulowanych mocy instalacji fotowoltaicznych w Polsce w latach 2015-2024 (I kwartał 2024 roku). Na koniec 2023 roku łączna moc zainstalowana w instalacjach fotowoltaicznych wyniosła 17 GW. W tym 66,3% (11,3 GW) stanowiły mikroinstalacje fotowoltaiczne, 24,1% (4,1 GW) małe instalacje fotowoltaiczne oraz 9,4% (1,6 GW) farmy fotowoltaiczne o mocy powyżej 1 MW [36]. Według prognozy IEA przedstawionej w raporcie [16], udział mikroinstalacji fotowoltaicznych w 2027 roku zmaleje do 49%, za to spodziewany jest dynamiczny rozwój małych (do 1 MW) oraz dużych (powyżej 1 MW) instalacji fotowoltaicznych, których udział w 2027 roku wyniesie około 36% wszystkich rodzajów instalacji fotowoltaicznych.

2.3.1. Rozwój mikroinstalacji fotowoltaicznych

Bazując na aktualizowanych na bieżąco danych w zakresie mikroinstalacji fotowoltaicznych, które można znaleźć na stronie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) [37], na rysunku 2.13 przedstawiono ich skumulowane moce oraz liczbę w latach 2013-2024 (stan na 31 marca 2024 roku).



Rys. 2.13. Wykres skumulowanych mocy oraz liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) w Polsce w latach 2013-2024 (stan na 31 marca 2024 roku) [37]

Największa dynamika wzrostu liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych wystąpiła w 2021 roku, kiedy do sieci przyłączono niemal 400 tysięcy nowych prosumentów (rys. 2.13). Z kolei największą dynamikę wzrostu mocy mikroinstalacji fotowoltaicznych zaobserwowano w 2022 roku, kiedy to przyłączono prawie 3,2 GW nowej mocy (rys. 2.13). Na koniec 2023 roku, łączna moc przyłączonych mikroinstalacji fotowoltaicznych wyniosła nieco powyżej 11 GW, a ich skumulowana liczba wzrosła do ponad 1,3 mln [37]. Według stanu na 31 marca 2024 roku, moc mikroinstalacji przekroczyła 11,5 GW, a ich liczba zwiększyła się do blisko 1 mln 433 tys. sztuk.

Tak duże zainteresowanie gospodarstw domowych mikroinstalacjami fotowoltaicznymi zaczęło się od uruchomienia w sierpniu 2019 roku przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) programu priorytetowego „Mój Prąd 1.0” [38]. Jego celem było zwiększenie tempa przyrostu produkcji energii elektrycznej z OZE po to, aby przybliżyć Polskę do realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE. Wartość dofinansowania z programu priorytetowego do pojedynczej mikroinstalacji fotowoltaicznej wynosiła 50% jej kosztów, jednakże nie mogła wynieść więcej niż 5 000 zł. Dofinansowaniem zostały objęte mikroinstalacje fotowoltaiczne o mocy 2-10 kW. Budżet programu wyniósł aż 1 mld zł i w tamtym okresie był to jeden z największych programów wsparcia przyłączania mikroinstalacji fotowoltaicznych w UE, który przyczynił się do przyłączenia około 1 GW mocy zainstalowanych w mikroinstalacjach fotowoltaicznych [2].

W kolejnych latach były uruchamiane kolejne edycje programu, tj. „Mój Prąd 2.0” (2020 rok), „Mój Prąd 3.0” (2021 rok), „Mój Prąd 4.0” (2022 rok) oraz „Mój Prąd 5.0” (2023 roku) [2]. Łącznie, we wszystkich edycjach programu złożono ponad 500 tysięcy wniosków na łączną kwotę prawie 2,5 mld zł, co przyczyniło się do przyłączenia około 2,9 GW mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach fotowoltaicznych [2].

Innym, równie ważnym czynnikiem dużego zainteresowania mikroinstalacjami fotowoltaicznymi był obowiązujący od 1 lipca 2016 roku do 31 marca 2022 roku korzystny system rozliczeń prosumentów zwany systemem opustów lub inaczej „net-meteringiem” [39]. W systemie tym, energia wprowadzana do sieci OSD była w niej wirtualnie magazynowana, a zmagazynowane w ten sposób nadwyżki energii były następnie pobierane przez prosumenta (w chwilach występowania nadwyżek energii pobieranej nad energią wprowadzaną do sieci) z uwzględnieniem współczynnika opustu zależnego od mocy mikroinstalacji. Dla mikroinstalacji o mocy do 10 kW współczynnik ten wynosił 0,8, a dla większych mikroinstalacji współczynnik wynosił 0,7 [39]. Poza niewątpliwymi zaletami tego sposobu rozliczania prosumentów jego wadą było to, że w celu rocznego zbilansowania energii pobranej z energią wprowadzoną do sieci konieczne było przewymiarowanie mikroinstalacji uwzględniając współczynnik opustu.

Kolejnym czynnikiem, który również zwiększył zainteresowanie mikroinstalacjami fotowoltaicznymi była zmiana definicji prosumenta wprowadzona 19 lipca 2019 roku w ustawie o odnawialnych źródłach energii [40]. Od tamtej chwili, prosumentami mogły stać się również przedsiębiorstwa, dla których wytwarzanie energii nie stanowi dominującej formy prowadzenia działalności gospodarczej. Ta zmiana spowodowała, że przedsiębiorstwa spełniające ten warunek oraz posiadające mikroinstalację fotowoltaiczną mogły być rozliczane według korzystnych zasad „net-meteringu”.

Polityka rządu w stosunku do dalszego rozwoju mikroinstalacji fotowoltaicznych uległa zmianie po 1 kwietnia 2022 roku, kiedy to zmieniono system rozliczania prosumentów z „net-meteringu” na „net-billing” [41] [42] [43]. Nowy system rozliczania prosumentów „net-billing” polega na tym, że rozliczeniu podlega zarówno energia pobrana z sieci OSD, jak również energia wprowadzona do tej sieci. Za energię pobraną z sieci prosument jest rozliczany według stawek opłat z aktualnie posiadanej taryfy, a za energię wprowadzoną do sieci prosument otrzymuje wynagrodzenie po średniej miesięcznej cenie energii wyznaczonej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) na podstawie notowań z Rynku Dnia Następnego (RDN) prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii (TGE) [42] [43]. Comiesięczna kwota uiszczanych przez prosumenta opłat wynika z różnicy kwot za energię

pobraną i wprowadzoną do sieci OSD [42] [43]. Aby zapobiec przewymiarowywaniu mikroinstalacji wprowadzono zapis, że wysokość nadpłaty (niewykorzystanej w ciągu 12 miesięcy) zwracanej przez sprzedawcę prosumentowi nie może przekroczyć 20% wartości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w miesiącu kalendarzowym, którego dotyczy zwrot nadpłaty [42] [43]. W związku z tym zapisem, nie opłaca się rozbudowywać mikroinstalacji, aby na niej zarabiać.

Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, celem wprowadzonych zmian w sposobie rozliczania prosumentów było [43]:

- a) dostosowanie prawa do zapisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniających dyrektywę 2012/27/UE [44], według której państwa członkowskie muszą zapewnić odbiorcom energii elektrycznej, w tym również prosumentom, ich aktywne uczestnictwo w rynku energii elektrycznej polegające na kupowaniu i sprzedawaniu energii po cenach rynkowych. Według tej dyrektywy konieczne jest również wprowadzenie obowiązku ponoszenia przez prosumentów opłat sieciowych, odzwierciedlających rzeczywiste koszty dystrybucji energii elektrycznej oraz rozdzielenie rozliczeń za energię pobraną oraz wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej. Ponadto system rozliczeń „net-metering” był również niezgodny z przepisami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych [45], które stanowią, że prosumenci muszą otrzymywać wynagrodzenie za energię wprowadzoną do sieci, której cena powinna odzwierciedlać wartość rynkową,
- b) zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. W poprzednim systemie rozliczania prosumentów „net-metering” sieć dystrybucyjna była traktowana jak swego rodzaju magazyn energii, z którego prosument może w dowolnym czasie pobrać zgromadzoną w nim energię, co z punktu widzenia fizyki zjawisk, jak również aspektów techniczny związanych z dwukierunkowym przepływem energii nie jest prawdą. Duża dynamika przyłączania mikroinstalacji obserwowana w okresie obowiązywania systemu „net-metering” utrudniałaby przyłączanie w kolejnych latach następnych mikroinstalacji, co tylko pogłębiłoby występujące problemy związane z ich automatycznym wyłączaniem się na skutek zawyżonej wartości skutecznej napięcia sieci,
- c) otwarcie rynku na nowe modele biznesowe. Zmiana sposobu rozliczania prosumentów pozwoli w niedalekiej przyszłości na świadczenie przez prosumentów dodatkowych usług, np. lokalnego magazynowania i bilansowania energii czy świadczenia usług na rzecz OSD, np. regulacji napięcia w sieci dystrybucyjnej,
- d) ograniczenie przewymiarowywania mikroinstalacji fotowoltaicznych. Nowy system rozliczeń „net-billing” z jednej strony nie zawiera współczynników opustów, które pomniejszałyby ilość energii wprowadzonej do sieci OSD, a z drugiej strony zawiera zapis mówiący o maksymalnym wynagrodzeniu, jakie może być wypłacone prosumentowi na koniec okresu rozliczeniowego, niezależnie od wartości energii wprowadzonej przez prosumenta do sieci dystrybucyjnej.

Co prawda Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie podaje takie informacji wprost, ale jednym z celów wprowadzonych zmian w sposobie rozliczania prosumentów jest ograniczenie tempa przyłączania nowych mikroinstalacji fotowoltaicznych, co ma związek z informacjami docierającymi od OSD dotyczącymi problemów z integracją tak dużej liczby już przyłączonych mikroinstalacji. Pomimo pojawiających się problemów z integracją mikroinstalacji w sieci elektroenergetycznej należy przyznać, że decydom nadal zależy na dalszym ich rozwoju, ponieważ wiąże się to z realizacją założeń Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku [35] oraz celów klimatyczno-energetycznych UE do roku 2030 i 2050. Niemniej jednak działania rządu, poprzez realizację programu „Mój Prąd 4.0” oraz „Mój Prąd 5.0” zdecydowanie większy nacisk kładą na zwiększanie poziomu autokonsumpcji energii produkowanej w mikroinstalacjach fotowoltaicznych.

3. Podział oraz budowa instalacji fotowoltaicznych

3.1. Podział instalacji fotowoltaicznych

Instalacje fotowoltaiczne można podzielić między innymi ze względu na moc zainstalowaną w panelach fotowoltaicznych. Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii [41] instalacje fotowoltaiczne można podzielić na:

- a) **mikroinstalacje fotowoltaiczne** – są to instalacje o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym mniejszym niż 110 kV,
- b) **małe instalacje fotowoltaiczne** – są to instalacje o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 1 MW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym mniejszym niż 110 kV.

W ustawie o odnawialnych źródłach energii [41] nie ma definicji dużej instalacji OZE, jednakże na podstawie zaproponowanych kryteriów dla mikroinstalacji oraz małych instalacji można przyjąć, że duże instalacje fotowoltaiczne to takie, których łączna zainstalowana moc elektryczna jest większa niż 1 MW, niezależnie od napięcia sieci do której są przyłączone.

Podział źródeł wytwórczych ze względu na moc maksymalną⁶ oraz napięcie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przedstawiono również w kodeksie sieci NC RfG [46], co pokazano w tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Podział modułów wytwarzania energii według kodeksu sieci NC RfG [46]

Rodzaj modułu wytwarzania energii	Moc maksymalna ⁶ [MW]	Napięcie przyłączenia [kV]
Typ A	0,0008 – 0,2	< 110 kV
Typ B	0,2 – 9,99	
Typ C	10,0 – 75,0	
Typ D ⁷	≥ 75,0	≥ 110 kV

Instalacje fotowoltaiczne można podzielić ze względu na sposób współpracy z siecią elektroenergetyczną na [47] [48] [49]:

- a) **„on-grid”** – instalacje fotowoltaiczne przyłączone bezpośrednio lub pośrednio (np. poprzez instalację wewnętrzną budynku) do sieci elektroenergetycznej i z nią zsynchronizowane wartością napięcia oraz częstotliwością. Nadwyżki generowanej energii w stosunku do energii pobieranej są wprowadzane do sieci elektroenergetycznej, a sama instalacja fotowoltaiczna nie może pracować po zaniku napięcia w sieci zasilającej (praca na tzw. wyspę jest niedozwolona). Oznacza to, że praca instalacji fotowoltaicznej jest możliwa tylko wtedy, gdy w sieci OSD jest obecne napięcie o ściśle określonych parametrach. Są to najbardziej powszechne instalacje fotowoltaiczne,
- b) **„off-grid” (wyspowe)** – instalacje fotowoltaiczne, które do swojej pracy nie potrzebują połączenia z siecią zasilającą. Nadwyżki generowanej energii w stosunku do energii pobieranej nie trafiają do sieci elektroenergetycznej, lecz do magazynów energii. Instalacje fotowoltaiczne tego typu są wykorzystywane tam, gdzie nie ma dostępu do sieci elektroenergetycznej lub w celu zwiększenia niezależności zasilania od sieci będącej własnością OSD. Wadą tego rozwiązania jest konieczność wyłączenia instalacji fotowoltaicznej w przypadku pełnego

⁶ Moc maksymalna ($P_{\max}$) – maksymalna wartość mocy czynnej, którą moduł wytwarzania energii jest w stanie generować w sposób ciągły, pomniejszona o każde zapotrzebowanie związane wyłącznie z pracą tego modułu wytwarzania energii (potrzeby własne) i niewprowadzane do sieci, jak określono w umowie przyłączeniowej lub jak uzgodnili właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii [46].

⁷ Typ D – moduły wytwarzania energii o mocy maksymalnej większej lub równej 75 MW lub o mniejszej mocy przyłączone do sieci o napięciu znamionowym większym lub równym 110 kV [46].

naładowania magazynu lub braku załączonych innych odbiorników energii elektrycznej, lub ciepła,

- c) **hybrydowe** – instalacje fotowoltaiczne, które łączą cechy instalacji typu „on-grid” oraz „off-grid”. Instalacje te mogą współpracować z siecią elektroenergetyczną i wprowadzać do niej nadwyżki niewykorzystanej energii, jak również mogą pracować na sieć wydzieloną, bez połączenia z siecią publiczną. Z reguły sterowanie pracą pojedynczej instalacji odbywa się w taki sposób, że nadwyżki generowanej energii są w pierwszej kolejności przechowywane w magazynie energii, a w przypadku jego naładowania, instalacja fotowoltaiczna wprowadza część niezmagazynowanej energii do sieci OSD. Dzięki temu uzysk energii z takiej instalacji fotowoltaicznej jest większy niż w przypadku instalacji typu „off-grid”, przy jednoczesnym zapewnieniu niezależności zasilania od obecności napięcia o ściśle określonych parametrach w sieci OSD. Wadą tego typu instalacji jest ich wyższa cena niż instalacji typu „on-grid” oraz „off-grid”.

Instalacje fotowoltaiczne można również podzielić ze względu na lokalizację paneli fotowoltaicznych na:

- a) wolnostojące (gruntowe),
- b) dachowe

oraz ze względu na możliwość paneli fotowoltaicznych do podążania za słońcem na [50] [51]:

- a) stacjonarne (nieruchome),
- b) nadążne (z tzw. trackerami).

O budowie wolnostojącej lub dachowej instalacji fotowoltaicznej często decyduje jej moc znamionowa oraz dostępna powierzchnia dachu. Z kolei o budowie instalacji z mechanizmem nadążnym decyduje z reguły rachunek ekonomiczny, który powinien wykazać wyższą rentowność takiej instalacji względem instalacji stacjonarnej.

Ostatnim jest podział instalacji fotowoltaicznych ze względu na orientację paneli względem stron świata na:

- a) południowe – instalacje fotowoltaiczne skierowane w kierunku południowym,
- b) wschód-zachód – instalacje fotowoltaiczne skierowane w kierunku wschodnio-zachodnim.

Na wybór wschodnio-zachodniej instalacji fotowoltaicznej ma najczęściej wpływ dostępna powierzchnia gruntu (instalacja fotowoltaiczna typu wschód-zachód o mocy 1 MW z reguły zajmuje około 70-50% mniejszą powierzchnię niż instalacja południowa o takiej samej mocy) lub lepsze dopasowanie profilu generacji energii do profilu poboru energii przez odbiorcę.

3.2. Budowa instalacji fotowoltaicznych

3.2.1. Panele fotowoltaiczne

Każda instalacja fotowoltaiczna współpracująca z siecią elektroenergetyczną, niezależnie od jej mocy oraz poziomu napięcia AC w punkcie przyłączenia, składa się z dwóch najważniejszych elementów. Są nimi panele fotowoltaiczne oraz urządzenie przetwarzające energię prądu stałego DC w energię prądu przemiennego AC, zwane falownikiem lub inwerterem.

Panele fotowoltaiczne odpowiadają za przetwarzanie energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną prądu stałego DC i można je podzielić na następujące kategorie [52] [53] [54] [55]:

- a) **panele fotowoltaiczne I generacji** – jest to najbardziej popularna grupa paneli, których światowa produkcja stanowi ponad 90%. Do tej grupy zalicza się panele wykonane na bazie krzemu krystalicznego i dzieli się je na:

- **panele monokrystaliczne** – wykonane z pojedynczych kryształów krzemu, charakteryzują się sprawnością konwersji energii w przedziale 17-23%, wyższą ceną jednostkową w porównaniu do paneli polikrystalicznych (ze względu na większe zużycie energii i materiałów przy ich produkcji) oraz czarnym kolorem,
 - **panele polikrystaliczne** – wykonane z wielu stopionych fragmentów krzemu, charakteryzują się sprawnością konwersji energii na poziomie około 16% oraz niższą ceną w porównaniu do paneli monokrystalicznych. Panele te lepiej radzą sobie w warunkach rozproszonego oraz słabszego nasłonecznienia. Ich charakterystyczną cechą jest również niebieski kolor.
- b) **panele fotowoltaiczne II generacji** – nazywane cienkowarstwowymi, najczęściej są wykonywane z krzemu amorficznego, tellurku kadmu lub związków potrójnych lub poczwórnych miedzi, indu, galu i selenu. Sprawność konwersji energii tych paneli jest znacznie mniejsza niż paneli I generacji, zwykle wynosi 6-10%, co jest związane z nieuporządkowaną strukturą krzemu amorficznego pełną licznymi defektów. Drugą ich wadą jest również niska żywotność wynosząca około 10 lat. Zaletą paneli cienkowarstwowych jest ich mała waga oraz duża elastyczność, dzięki czemu można nimi pokrywać różne nieregularne elementy konstrukcyjne, takie jak: ogrodzenia, fasady budynków oraz dachy. Drugą ich mocną stroną w stosunku do paneli I generacji jest niski wskaźnik redukcji mocy wraz ze wzrostem temperatury. Panele cienkowarstwowe można poznać po ich charakterystycznym ciemnobrązowym lub bordowym kolorze. Cena paneli fotowoltaicznych cienkowarstwowych jest zbliżona do cen paneli I generacji,
- c) **panele fotowoltaiczne III generacji** – są to m.in. panele organiczne oraz tandemowe (tzw. wielozłączowe). Zaletą paneli organicznych jest niska cena, która jest związana z wykorzystaniem do ich budowy polimerów. Ich dużą wadą jest sprawność wynosząca zaledwie kilka procent. Panele tandemowe są zbudowane z wielu złączy *p-n*, które absorbują energię promieniowania słonecznego o różnych długościach fal, dzięki czemu ich laboratoryjna sprawność konwersji energii może sięgać nawet 40%. Oprócz wymienionych rodzajów paneli, istnieje wiele innych nowych koncepcji ich budowy, a panele tej generacji są cały czas w trakcie badań laboratoryjnych [52] [53].

Poza sprawnością konwersji energii, każdy panel fotowoltaiczny jest opisywany przez szereg innych parametrów elektrycznych, które są podawane przez producentów dla standardowych warunków pomiaru STC⁸ (ang. *Standard Test Conditions*) oraz znamionowej temperatury pracy NOCT⁹ (ang. *Nominal Operating Cell Temperature*) [56]. Parametry elektryczne podawane dla warunków STC są wyższe niż dla warunków NOCT, ponieważ warunki STC zakładają taką wartość nasłonecznienia oraz temperaturę panelu, która przekłada się na otrzymanie maksymalnych wartości parametrów elektrycznych, w tym sprawności. W rzeczywistych warunkach pogodowych wystąpienie warunków STC jest bardzo rzadkie, a czasem może być nawet niemożliwe. Znacznie częściej panele fotowoltaiczne pracują bliżej warunków NOCT.

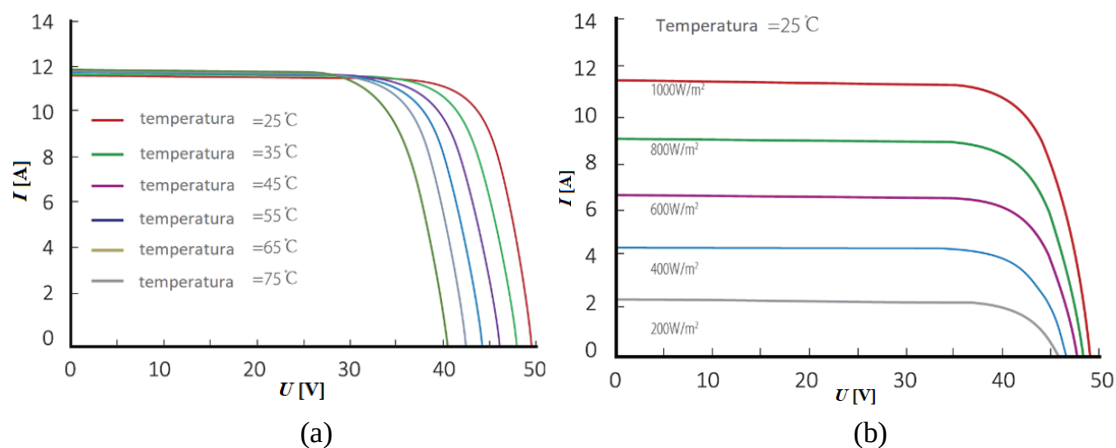
⁸ Standardowe warunki pomiaru STC – parametry elektryczne panelu fotowoltaicznego są badane dla nasłonecznienia wynoszącego $1\,000\text{ W/m}^2$, temperatury panelu wynoszącej 25°C oraz spektrum promieniowania słonecznego dla gęstości atmosfery $AM = 1,5$ (ang. *Air Mass*), gdzie gęstość atmosfery (AM) jest definiowana jako stosunek drogi optycznej, jaką musi przebyć promień słoneczny przechodzący przez atmosferę do najkrótszej możliwej drogi, gdy Słońce znajduje się w zenicie.

⁹ Znamionowa temperatura pracy ogniwa NOCT – parametry elektryczne panelu fotowoltaicznego są badane dla nasłonecznienia wynoszącego 800 W/m^2 , temperatury otoczenia wynoszącej 20°C , prędkości wiatru wynoszącej 1 m/s oraz spektrum promieniowania słonecznego dla gęstości atmosfery $AM=1,5$.

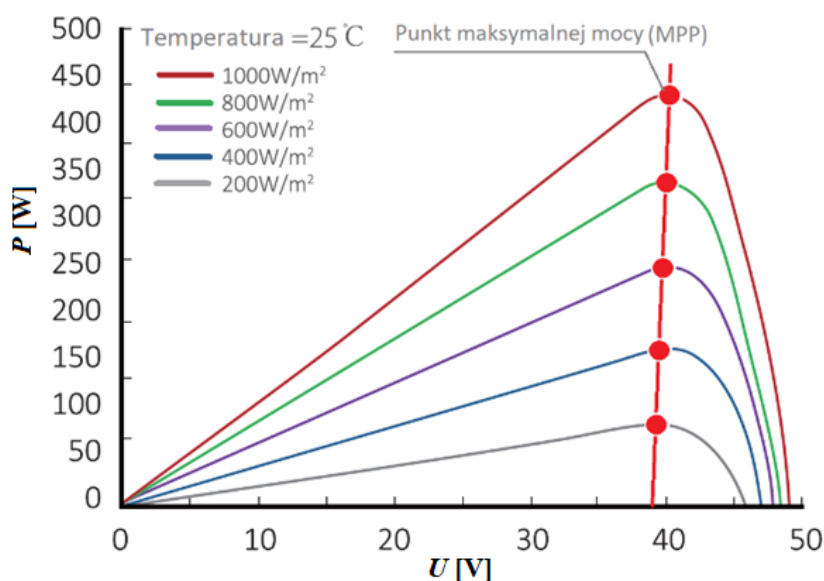
Do pozostałych charakterystycznych parametrów paneli fotowoltaicznych można zaliczyć [56]:

- moc maksymalną $P_{\max PV}$** – jest to maksymalna wartość mocy czynnej DC jaką można uzyskać na wyjściu panelu dla danych warunków pracy ogniwa, STC lub NOCT,
- napięcie obwodu otwartego V_{OC}** – jest to napięcie na wyjściu nieobciążonego panelu podawane dla warunków STC lub NOCT,
- prąd zwarcia I_{SC}** – jest to prąd płynący w obwodzie panelu po zwarciu jego wyjścia, podawany dla warunków STC lub NOCT,
- napięcie przy mocy maksymalnej V_{mp}** – jest to napięcie na wyjściu panelu podczas jego pracy z mocą maksymalną $P_{\max PV}$ dla warunków STC lub NOCT,
- prąd przy mocy maksymalnej I_{mp}** – jest to prąd płynący w obwodzie panelu podczas jego pracy z mocą maksymalną $P_{\max PV}$ podawany dla warunków STC lub NOCT,
- współczynnik temperaturowy k_{STC}** – jest to współczynnik wyrażony w $\%/^{\circ}\text{C}$, który określa spadek sprawności panelu przypadający na wzrost temperatury panelu o 1°C powyżej 25°C określony dla nasłonecznienia w warunkach STC.

Na rysunkach 3.1-3.2 przedstawiono przykładowe charakterystyki prądowo-napięciowe oraz charakterystykę mocy czynnej w funkcji napięcia dla wybranego panelu fotowoltaicznego o mocy maksymalnej $P_{\max DC} = 425 \text{ [W]}$, wyznaczone dla warunków STC [56].



Rys. 3.1. Przykładowa charakterystyka prądowo-napięciowa panelu fotowoltaicznego dla: (a) różnych wartości temperatury ogniwa oraz (b) natężenia oświetlenia [56]



Rys. 3.2. Przykładowa charakterystyka mocy czynnej w funkcji napięcia panelu fotowoltaicznego dla różnych wartości natężenia oświetlenia [56]

Na uwagę oraz komentarz zasługuje charakterystyka przedstawiająca zależność mocy czynnej w funkcji napięcia panelu fotowoltaicznego przedstawiona na rysunku 3.2. Wynika z niej, że dla danego poziomu nasłonecznienia, istnieje tylko jeden punkt odpowiadający mocy maksymalnej panelu fotowoltaicznego MPP (ang. *Maximum Power Point*). Punkt MPP wraz ze wzrostem poziomu nasłonecznienia przemieszcza się w kierunku wyższych napięć panelu fotowoltaicznego (rys. 3.2). Ponadto, punkt MPP przemieszcza się po charakterystyce również w przypadku zmian temperatury panelu, co jest pośrednio widoczne na rysunku 3.1a. Te dwa czynniki powodują, że w celu uzyskania maksymalnej mocy z panelu fotowoltaicznego dla aktualnego poziomu nasłonecznienia oraz jego temperatury, konieczne jest zastosowanie algorytmu dynamicznego szukania punktu MPP. W instalacjach fotowoltaicznych taka funkcja jest zaimplementowana w falownikach, a wykorzystywanych algorytmów śledzenia punktu MPP jest bardzo wiele. Do przykładowych algorytmów śledzenia punktu MPP można zaliczyć np.: metodę zaburzenia i obserwacji (ang. *Perturb & Observe*) [57] [58] [59] lub metodę przyrostów przewodności (ang. *Incremental Conductance Method*) [57] [59] [60]. Poza tymi metodami istnieją również metody wyznaczania punktu MPP wykorzystujące sieci neuronowe [61] [62] oraz logikę rozmytą [63] [64].

3.2.2. Falowniki fotowoltaiczne

Sercem każdej instalacji fotowoltaicznej oraz jej najważniejszym elementem odpowiedzialnym za:

- a) przetwarzanie energii prądu stałego DC w energię prądu przemiennego AC,
- b) śledzenie punktu maksymalnej mocy MPP paneli fotowoltaicznych,
- c) jakość dostarczanej energii elektrycznej,
- d) prawidłową współpracę z siecią zasilającą

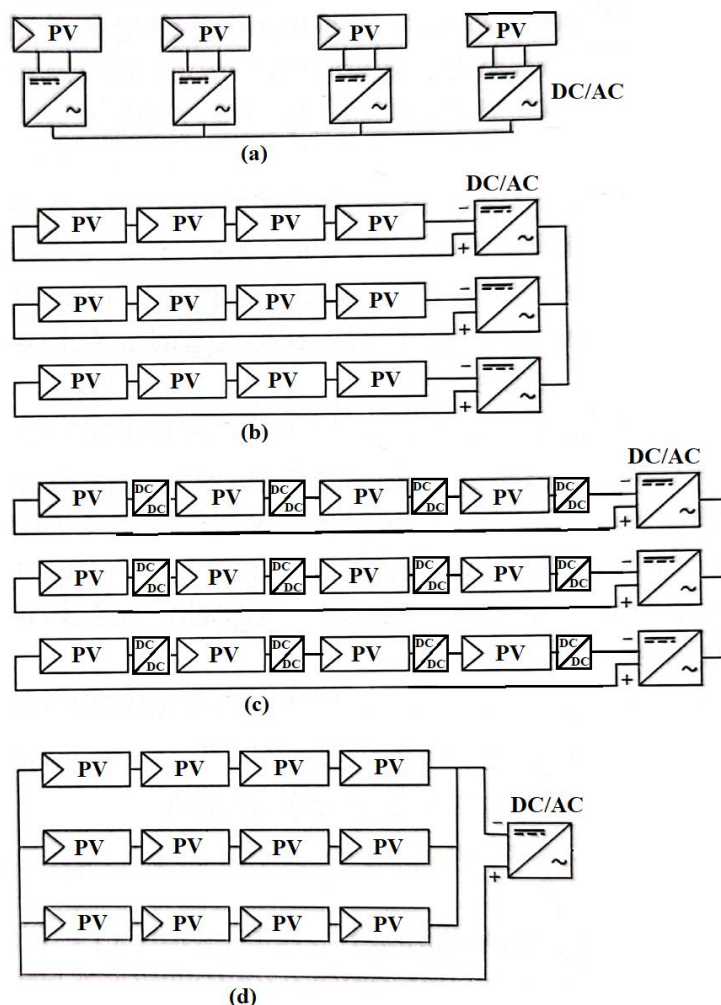
jest falownik. Ze względu na sposób połączenia z panelami, falowniki fotowoltaiczne można podzielić na następujące kategorie [57] [65] [66] [67]:

- a) **mikrofalowniki** – w tym wykonaniu każdy panel fotowoltaiczny lub grupa paneli jest połączona z jednym mikrofalownikiem (rys. 3.3a), który jednocześnie odpowiada za szukanie indywidualnych punktów MPP oraz dokonuje konwersji energii prądu stałego DC w energię prądu przemiennego AC. Zaletą tego rozwiązania są większe uzyski energii z paneli fotowoltaicznych niż w przypadku połączenia paneli z falownikami stringowymi oraz optymalizatorami mocy. Wadą jest wysoki koszt budowy takiej instalacji,
- b) **falowniki stringowe** – w tym wykonaniu wiele połączonych szeregowo paneli fotowoltaicznych (tzw. stringów) jest przyłączonych do jednego falownika (rys. 3.3b). Jest to najstarszy, najbardziej popularny i zarazem najbardziej niezawodny sposób łączenia paneli z falownikiem. Wadą jest niższa sprawność konwersji energii prądu stałego DC w energię prądu przemiennego AC, w porównaniu do połączenia paneli fotowoltaicznych z mikrofalownikami lub optymalizatorami mocy¹⁰,
- c) **falowniki stringowe współpracujące z optymalizatorami mocy** – w tym wykonaniu połączenie paneli z falownikiem jest takie samo jak w przypadku falowników stringowych, z tą różnicą, że dla każdego lub wybranej grupy paneli instaluje się tzw. optymalizatory mocy (rys. 3.3c). Urządzenia te są przetwornicami energoelektronicznymi DC/DC, które dla danego panelu lub ich grupy, w danych warunkach nasłonecznienia, szukają indywidualnych punktów MPP. To rozwiązanie jest stosowane wtedy, gdy grupa paneli pracuje w warunkach permanentnego zacielenia. Zaletą tego rozwiązania jest zwiększenie uzysków energii

¹⁰ Dzieje się tak, ponieważ w przypadku częściowego zacielenia paneli, ich moc w danym stringu obniża się i zależy od najbardziej zacielenego panelu.

w porównaniu do instalacji fotowoltaicznej bez optymalizatorów mocy, natomiast wadą jest wyższa cena takiej instalacji oraz trudności z jej naprawą w przypadku awarii,

- d) **falowniki centralne** – w tym wykonaniu wiele stringów paneli fotowoltaicznych jest przyłączonych do jednego centralnego falownika o mocy wynoszącej z reguły od kilku do kilkudziesięciu MW (rys. 3.3d). Takie rozwiązanie jest stosowane dla systemowych farm fotowoltaicznych (z reguły powyżej 20-25 MW), a jego zaletą względem falowników stringowych jest obniżenie kosztów jednostkowych budowy farmy (mniejsza liczba kabli niskiego napięcia AC oraz mniejszy koszt w przeliczeniu na jednostkę mocy falownika). Do wad można zaliczyć mniejszą odporność na awarie oraz trudniejszy serwis.



Rys. 3.3. Koncepcje łączenia paneli fotowoltaicznych (PV) z: (a) mikrofalownikami, (b) falownikami stringowymi, (c) falownikami stringowymi z optymalizatorami mocy (DC/DC), (d) falownikiem centralnym (opracowanie własne na podstawie [47])

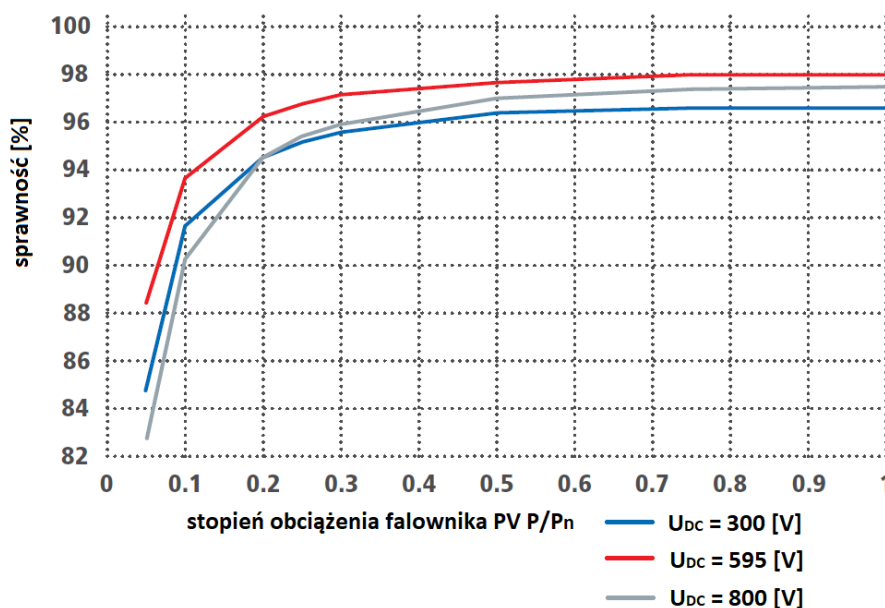
Poza wyżej przedstawionym podziałem, falowniki fotowoltaiczne można również podzielić ze względu na ich budowę wewnętrzną, na [57] [68]:

- a) **transformatorowe** – w tym rozwiązaniu transformator jest umieszczany na wyjściu falownika. Takie rozwiązanie jest stosowane w celu dopasowania napięcia wyjściowego falownika do napięcia sieci zasilającej, do której jest przyłączona instalacja fotowoltaiczna. Obecnie tego typu falowników raczej nie stosuje się w sieciach niskiego napięcia. Ich zaletą jest prosta konstrukcja, wysoka niezawodność oraz galwaniczna separacja instalacji fotowoltaicznej od sieci zasilającej, co wpływa na brak występowania prądu upływu pomiędzy panelami a uziemioną konstrukcją paneli. Do wad zalicza się ich stosunkowo niską sprawność (straty energii w transformatorze) oraz duży ciężar i wymiary. W celu eliminacji tych wad można

zastosować w obwodzie pośredniczącym transformator wysokiej częstotliwości. Niestety do wad tego rozwiązania zalicza się złożoną konstrukcję (dwa falowniki w obwodzie pośredniczącym) oraz straty energii w transformatorze wysokiej częstotliwości,

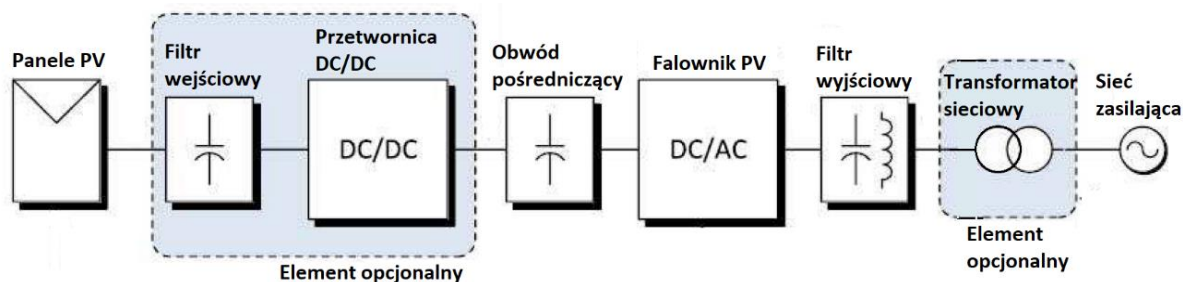
- b) **beztransformatorowe** – są to obecnie najbardziej popularne falowniki stosowane w instalacjach fotowoltaicznych. Pomimo niewątpliwych zalet, takich jak: wysoka sprawność, mały ciężar i wymiary, do wad tego rozwiązania można zaliczyć konieczność stosowania dodatkowych zabezpieczeń w celu ograniczenia prądu upływu, zabezpieczeń różnicowo-prądowych dla ochrony ludzi przed porażeniem oraz większą emisję zaburzeń elektromagnetycznych wprowadzanych do sieci zasilającej.

Wszystkie rodzaje falowników fotowoltaicznych można podzielić także na jednostki jedno- oraz trójfazowe. Falowniki jednofazowe są z reguły stosowane tam, gdzie nie ma doprowadzonej sieci trójfazowej lub gdy moc mikroinstalacji nie przekracza kilku kW. Przykładowo, polscy OSD określili graniczną wartość mocy dla jednofazowych mikroinstalacji na poziomie 3,68 kW [69].



Rys. 3.4. Przykładowe wykresy sprawności trójfazowego beztransformatorowego falownika fotowoltaicznego w zależności od stopnia jego obciążenia P/P_n oraz wartości napięcia po stronie DC U_{DC} [70]

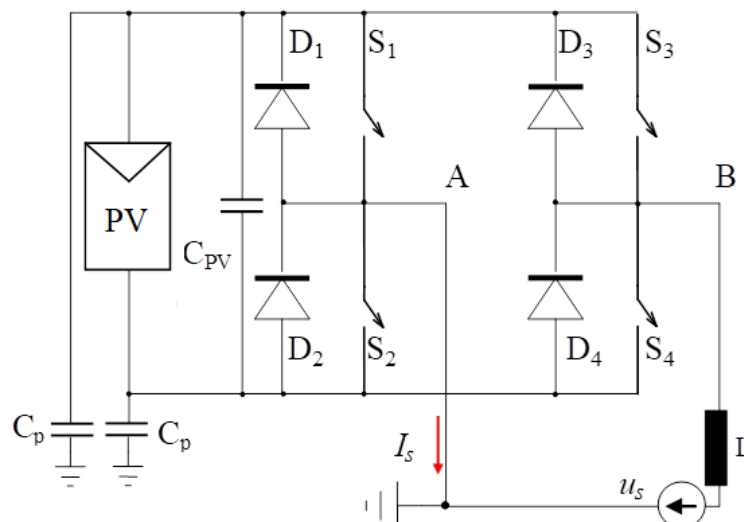
Na rysunku 3.4 przedstawiono przykładowe wykresy sprawności konwersji energii prądu stałego DC w energię prądu przemiennego AC dla wybranego trójfazowego falownika beztransformatorowego. Jak można zauważyć, największe sprawności występują przy obciążeniu falownika wynoszącym więcej niż 70% jego mocy znamionowej i napięciu po stronie DC równym znamionowemu, tj. w tym przypadku 595 V. Charakterystyki sprawności przedstawione na rysunku 3.4 są typowe dla beztransformatorowych falowników fotowoltaicznych, stąd projektanci i wykonawcy instalacji fotowoltaicznych z reguły tak dobierają moce falowników, aby były one mniejsze od sumarycznej mocy zainstalowanej w panelach fotowoltaicznych. Postępuje się tak, ponieważ moce paneli fotowoltaicznych są podawane przez producentów dla warunków STC, które bardzo rzadko występują w rzeczywistości. Wybór falownika o mniejszej mocy znamionowej powoduje, że będzie on pracował w zakresie większych sprawności w całym okresie eksploatacji instalacji fotowoltaicznej.



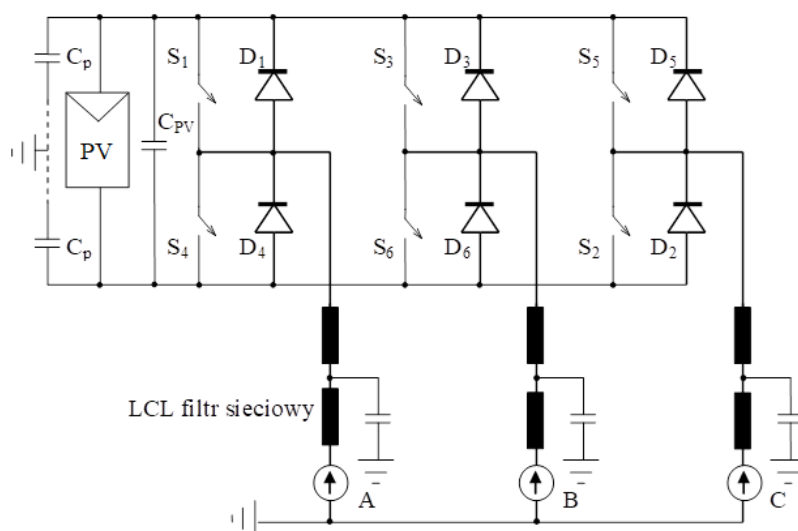
Rys. 3.5. Schemat ideowy instalacji fotowoltaicznej ze stringowym falownikiem typu „on-grid” [71]

Na rysunku 3.5 przedstawiono schemat ideowy typowej instalacji fotowoltaicznej z beztransformatorowym stringowym falownikiem typu „on-grid”. Jest to najczęściej wykorzystywany układ przyłączania instalacji fotowoltaicznej do sieci zasilającej. Składa się on z następujących elementów [57] [71]:

- a) **paneli fotowoltaicznych** odpowiedzialnych za przetwarzania energii promieniowania słonecznego na energię prądu stałego DC. W celu uzyskania odpowiednio dużego napięcia na wejściu falownika łączy się je szeregowo w stringi. W celu uzyskania maksymalnej wydajności paneli, bardzo ważne jest, aby do każdego wejścia MPPT (ang. *Maximum Power Point Tracking*) falownika przyłączać panele o takich samych znamionowych parametrach elektrycznych (najlepiej tego samego producenta) oraz aby zapewnić im pracę w tych samych warunkach nasłonecznienia i temperatury,
- b) **przetwornicy DC/DC z filtrem wejściowym** będącej elementem opcjonalnym, którego rolą jest filtracja składowej zmiennej w napięciu DC oraz podnoszenie napięcia DC tak, aby dostosować go do poziomu wymaganego przez falownik fotowoltaiczny. Element ten może również pełnić rolę układu śledzenia punktu MPP. Typowymi przetwornicami DC/DC są układy: podwyższające napięcie DC (ang. *boost converter*), obniżające oraz podwyższające napięcie DC (ang. *buck-boost converter*) oraz obniżający i podwyższający napięcie DC impulsowy przekształtnik półmostkowy (ang. *half-bridge buck-boost converter*) [57] [72],
- c) **obwodu pośredniczącego** najczęściej z kondensatorami elektrolitycznymi o dużej pojemności. Kondensatory o dużej pojemności są wymagane zwłaszcza dla jednofazowych falowników w celu redukcji w napięciu DC składowej zmiennej o podwójnej częstotliwości napięcia sieci AC. Obecność tej składowej w napięciu DC powoduje odkształcanie napięć fazowych na wyjściu falownika, co przekłada się również na odkształcanie prądów fazowych. Niestety wadą zastosowania kondensatorów elektrolitycznych jest ich ograniczona żywotność powodowana wysychaniem elektrolitu oraz zmniejszaniem w czasie ich pojemności. Przez ten element żywotność falowników jest krótsza niż paneli fotowoltaicznych i wynosi znacznie poniżej 25 lat [68] [71],
- d) **falownika fotowoltaicznego** będącego przekształtnikiem energoelektronicznym, który w najbardziej popularnym układzie składa się z czterech (w przypadku jednofazowych falowników) lub sześciu (w przypadku trójfazowych falowników) łączników półprzewodnikowych zbudowanych z tranzystorów MOSFET (ang. *Metal-Oxide Semiconductor Field-Effect Transistor*) lub IGBT (ang. *Insulated Gate Bipolar Transistor*) połączonych w układzie pełnego mostka H4 lub H6 [57] [71]. Schemat jedno- oraz trójfazowego falownika w układzie pełnego mostka H4 oraz H6 przedstawiono na rysunkach 3.6-3.7.



Rys. 3.6. Jednofazowy falownik fotowoltaiczny w układzie pełnego mostka H4 [57]
(gdzie: D_1 - D_4 – diody bocznikujące, S_1 - S_4 – łączniki półprzewodnikowe, L- dławik, u_s – źródło napięcia AC, I_s – prąd wyjściowy falownika PV, C_{PV} – kondensator obwodu pośredniczącego, C_p – pojemność pasozytnicza, PV – panele fotowoltaiczne)



Rys. 3.7. Trójfazowy falownik fotowoltaiczny w układzie pełnego mostka H6 [57]

Aby na wyjściu falownika, zarówno jedno- jak i trójfazowego, uzyskać napięcie oraz prąd sinusoidalny o częstotliwości sieci zasilającej o możliwie najmniejszej zawartości wyższych harmonicznych stosuje się proces łączenia łączników półprzewodnikowych za pomocą metody modulacji szerokości impulsu PWM (ang. *Pulse-Width Modulation*) lub jej odmian, takich jak SPWM (ang. *Sinusoidal Pulse-Width Modulation*) oraz SVPWM (ang. *Space Vector Pulse-Width Modulation*) [71] [72]. Ponadto w przypadku beztransformatorowych falowników wyzwaniem jest ograniczenie prądu upływu, który zamyka się poprzez sieć zasilającą oraz pojemności pasozytnicze C_p występujące pomiędzy panelami fotowoltaicznymi a uziemioną ramą lub konstrukcją wsporczą paneli fotowoltaicznych [57] [68] [71],

- e) **filtra wyjściowego** który odpowiada za dodatkową filtrację wyższych harmonicznych obecnych w napięciu i prądzie falownika. Typowymi są filtry pasywne pierwszego rzędu typu L (sam dławik włączony pomiędzy sieć zasilającą i falownik) oraz drugiego rzędu typu LC (dławik – kondensator w układzie Γ) lub LCL (dławik – kondensator – dławik w układzie T). Ze względu na niską skuteczność kompensacji wyższych harmonicznych prądu filtrem typu L oraz duże wymiary, ciężar oraz straty mocy czynnej w dławiku, obecnie najczęściej stosuje się filtry typu LCL [73],

- f) **transformatora sieciowego**, elementu opcjonalnego, stosowanego w sytuacji konieczności dopasowania napięcia wyjściowego falownika do napięcia sieci zasilającej. Falowniki są z reguły wykonywane na napięcia wyjściowe do 1 kV (najbardziej popularne są falowniki na napięcie wyjściowe 600 V oraz 800 V), stąd w przypadku przyłączenia instalacji fotowoltaicznej np. do sieci SN konieczne jest zastosowanie transformatora SN/nN. Transformatory, za pomocą których przyłącza się instalacje fotowoltaiczne do sieci SN są wykonywane jako suche lub olejowe i różnią się od transformatorów powszechnie wykorzystywanych przez OSD, poza wartością znamionową napięcia uzwojenia wtórnego, obecnością ekranu elektrostatycznego umieszczonego pomiędzy uzwojeniami – pierwotnym i wtórnym. Rolą uziemionego na jednym końcu ekranu elektrostatycznego jest zapobieganie przenoszeniu się zaburzeń zarówno z sieci wyższego napięcia (takich jak np. przepięcia), jak również tych pochodzących z sieci niskiego napięcia, takich jak np. wyższe harmoniczne prądu oraz przepięcia powodowane procesami łączeniowymi łączników półprzewodnikowych falowników [74] [75] [76],
- g) **sieci zasilającej** do której jest przyłączona instalacja fotowoltaiczna. Poprawna praca instalacji fotowoltaicznej typu „on-grid” silnie zależy od jej parametrów, takich jak: moc zwarciova w punkcie przyłączenia, wartość skuteczna napięcia oraz częstotliwość.

4. Wymagania stawiane falownikom instalacji fotowoltaicznych

4.1. Podział strategii sterowania falownikami fotowoltaicznymi

Wymagania stawiane falownikom instalacji fotowoltaicznych typu „on-grid” oraz implementowane przez producentów tych urządzeń strategie sterowania są kompromisem pomiędzy ceną, a obowiązkowymi funkcjonalnościami wynikającymi z dokumentów, takich jak: dyrektywa kompatybilności elektromagnetycznej [77] oraz normy z nią zharmonizowane [78], kodeks sieci NC RfG [46], wymogi ogólnego stosowania do kodeksu sieci NC RfG [79], krajowe przepisy prawa [80], wymagania OSD [69] [81] oraz normy regulujące współpracę falowników instalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą [5] [82] [83]. Obecnie od falowników instalacji fotowoltaicznych oczekuje się, że poza wysoką sprawnością konwersji energii, zdolnością do skutecznego śledzenia punktu MPP oraz małym udziałem wyższych harmoniczných prądu w całym zakresie zmian obciążenia i napięć po stronie DC, będą one posiadać szereg innych funkcjonalności istotnych z punktu widzenia poprawy parametrów napięcia w punkcie ich przyłączenia do sieci zasilającej.

Strategie sterowania implementowane w falownikach fotowoltaicznych można podzielić na trzy główne kategorie [84]:

- a) **podstawowe strategie sterowania** – do tej kategorii zalicza się: algorytmy śledzenia punktu MPP, strategie sterowania napięciem i prądem po stronie DC tak, aby dopasować ich wartości do poziomu wymaganego przez falownik oraz synchronizację falownika z siecią zasilającą [84]. Wykorzystywane algorytmy do śledzenia punktu MPP oraz przekształtniki DC/DC służące do dopasowywania napięcia i prądu do poziomu wymaganego przez falownik zostały wymienione odpowiednio w rozdziale 3.2.1 oraz 3.2.2 niniejszej pracy. W przypadku synchronizacji falownika z siecią zasilającą powszechnie wykorzystuje się układ pętli fazowej PLL (ang. *Phase-Locked Loop*) w różnych jej wariantach [85],
- b) **strategie sterowania wynikające z przepisów prawa oraz norm** – do tej kategorii zalicza się strategie, które poprawiają współpracę falownika z siecią zasilającą, takie jak: regulacja wyjściowej mocy biernej w celu stabilizacji napięcia w punkcie przyłączenia, zwiększenie odporności falownika na zapady oraz wzrosty napięcia (jest to wymóg dla modułów wytwarzania energii od typu B włącznie [46]), algorytmy pasywne oraz aktywne wykrywania pracy wyspowej, redukcja mocy czynnej w odpowiedzi na wzrost częstotliwości napięcia w sieci zasilającej oraz stabilizacja napięcia mocą czynną oraz bierną w stanach dynamicznych (jest to wymóg dla modułów wytwarzania energii od typu B włącznie [46]),
- c) **zaawansowane strategie sterowania wynikające z obecnych możliwości technicznych** – do tej kategorii zalicza się strategie, które nie są obecnie obligatoryjnie wymagane w przepisach prawa, wymaganiach OSD oraz normach, a które w jeszcze większym stopniu poprawiałyby współpracę falowników z siecią zasilającą. Do tej grupy można zaliczyć funkcjonalności, takie jak np.: symetryzacja napięć fazowych/międzyfazowych (poprzez wymuszenie prądu składowej symetrycznej kolejności zerowej lub przeciwnej o odpowiedniej wartości oraz przesunięciu fazowym), filtracja wyższych harmoniczných prądu wyróżnionego odbiornika lub grupy odbiorników (skutkiem czego jest redukcja odkształcenia napięcia), redukcja mocy czynnej w celu stabilizacji napięcia w punkcie przyłączenia (praca w trybie $P=f(U)$), integracja z magazynem energii oraz sterowanie jego mocą czynną i bierną w celu utrzymania napięcia w punkcie przyłączenia w dopuszczalnych granicach. Pomimo tego, że obecnie nie wymaga się, ani nawet nie zaleca się, aby falowniki fotowoltaiczne posiadały zdolność do symetryzacji oraz filtracji wyższych harmoniczných prądu, to istnieje techniczna możliwość implementacji w algorytmie sterowania pracą tych urządzeń takich funkcjonalności, co przedstawiono m.in. w publikacjach [86] [87] [88] [89] [90] [91] [92]. Natomiast nie można wykluczyć, że w przypadku rozwoju usług elastyczności, które mogłyby być odpłatnie świadczone przez

właścicieli instalacji fotowoltaicznych na rzecz OSD, zainteresowanie tymi dodatkowymi funkcjonalnościami falowników wzrosło.

4.2. Strategie sterowania falownikami mikroinstalacji fotowoltaicznych wpływające na poprawę ich współpracy z siecią zasilającą

4.2.1. Wprowadzenie

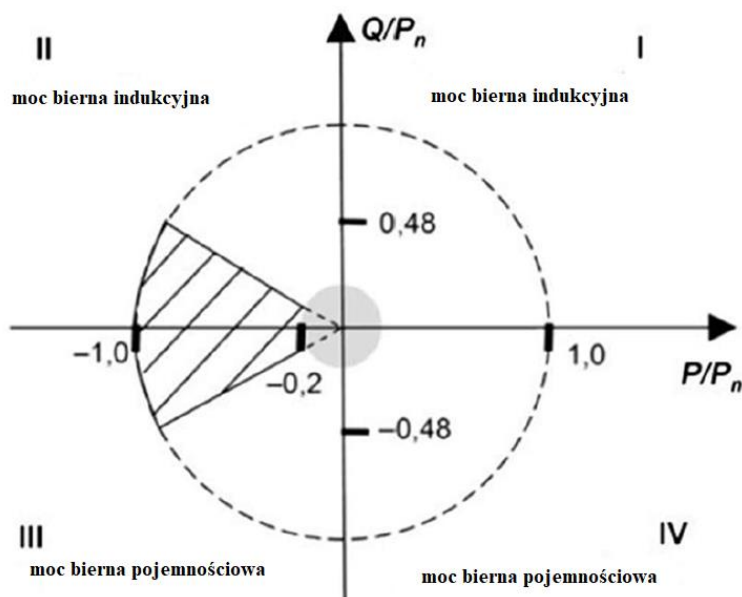
Najczęstszą przyczyną reklamacji zgłaszanych przez właścicieli mikroinstalacji fotowoltaicznych do OSD są automatyczne wyłączenia falowników na skutek wzrostów napięć fazowych (międzyfazowych) powyżej progów zabezpieczeń nadnapięciowych tych urządzeń. Znacznie rzadziej są zgłaszane reklamacje dotyczące wyłączania się falowników, np. na skutek zapadów napięcia. Z tych powodów w dalszej części niniejszego rozdziału zostaną szczegółowo omówione wybrane funkcjonalności falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych, które zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa [80], wymaganiami OSD [69] [81] oraz normą PN-EN 50549-1:2019-02 [82] powinny być aktywowane, aby zredukować lub w najlepszym przypadku całkowicie wyeliminować ich automatyczne wyłączanie się na skutek zawyżonego napięcia w sieci zasilającej.

4.2.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa [80] oraz wymaganiami OSD [69] [81] falowniki fotowoltaiczne powinny być zdolne do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w zakresie 85% – 110% napięcia znamionowego sieci, z następującą mocą bierną:

- zgodnie z charakterystyką zadaną przez OSD, w zakresie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu od $\cos\phi = 0,9_{\text{ind.}}$ (o charakterze indukcyjnym) do $\cos\phi = 0,9_{\text{poj.}}$ (o charakterze pojemnościowym), gdzie wyjściowa moc czynna jest co najmniej równa 20% znamionowej mocy czynnej falownika,
- bez zmian mocy biernej większych niż 10% znamionowej mocy czynnej falownika przy generowanej mocy czynnej poniżej 20% znamionowej mocy czynnej falownika.

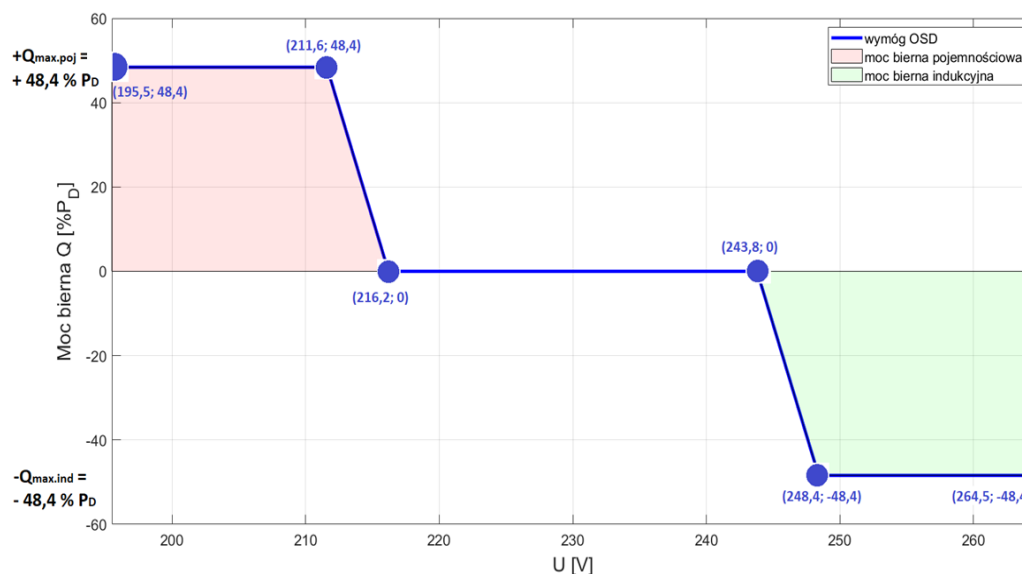
Powyższe wymagania przedstawiono w czterokwadrantowym układzie współrzędnych na rysunku 4.1.



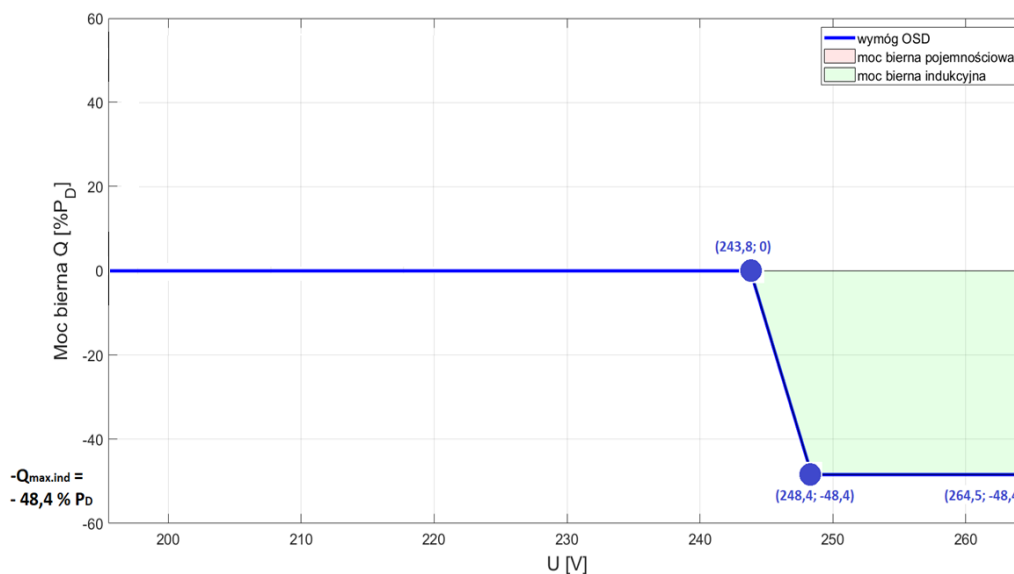
Rys. 4.1. Wymaganie OSD w zakresie regulacji mocy biernej dla falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych [69] [81] (gdzie: Q – moc bierna indukcyjna (pojemnościowa) składowej symetrycznej kolejności zgodnej, P_n – znamionowa moc czynna falownika, P – stopień obciążenia falownika mocą czynną)

Ponadto zgodnie z dokumentami [69] [81] [82] od falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych wymaga się, aby były one zdolne do pracy w trzech trybach regulacji mocy biernej:

- a) **regulacja mocy biernej w funkcji wartości skutecznej napięcia $Q=f(U)$** , która powinna być ustawiona jako tryb podstawowy.



Rys. 4.2. Wymagana przez OSD charakterystyka regulacji mocy biernej w funkcji wartości skutecznej napięcia $Q=f(U)$ dla trójfazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych [69] [81]
(gdzie: $Q_{\max, \text{poj.}}$ – maksymalna moc bierna falownika o charakterze pojemnościowym, $Q_{\max, \text{ind.}}$ – maksymalna moc bierna falownika o charakterze indukcyjnym, P_D – maksymalna moc czynna na wyjściu falownika przy współczynniku mocy $\cos\phi = 0,9$)

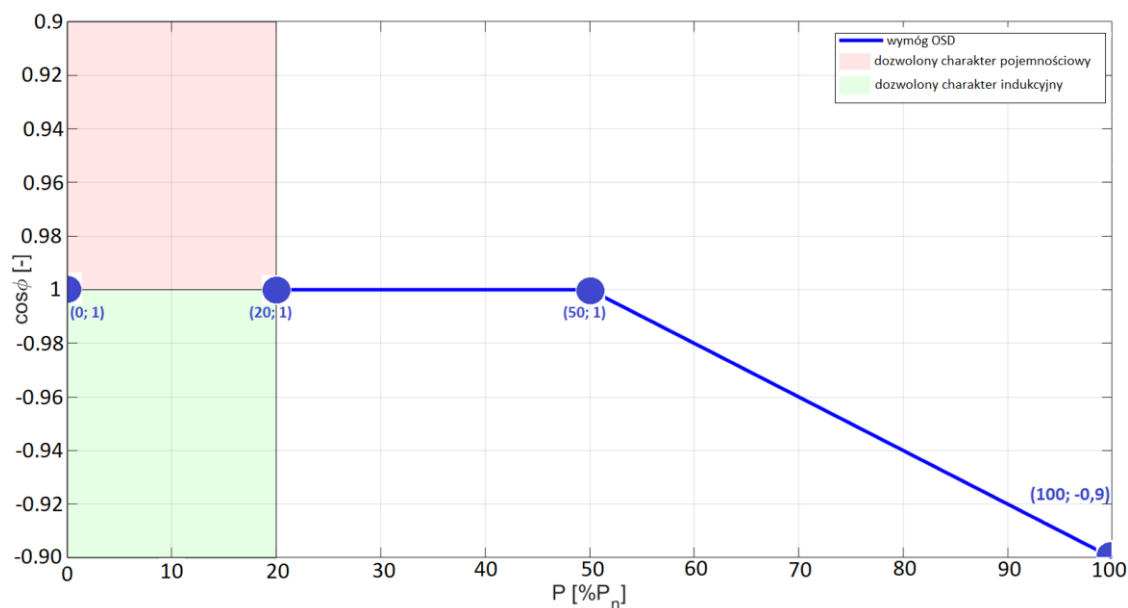


Rys. 4.3. Wymagana przez OSD charakterystyka regulacji mocy biernej w funkcji wartości skutecznej napięcia $Q=f(U)$ dla jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych [69] [81]

Zgodnie z wymaganiami OSD przedstawionymi na rysunku 4.2, każdy trójfazowy falownik powinien przy wartości skutecznej napięcia poniżej 216,2 V, w sposób liniowy zwiększać pobór mocy biernej o charakterze pojemnościowym, aby zwiększyć wartość skuteczną napięcia na swoich zaciskach. Analogicznie, jednofazowe oraz trójfazowe falowniki powinny w odpowiedzi na wzrost wartości skutecznej napięcia powyżej 243,8 V (rys. 4.2-4.3) zwiększać w sposób liniowy pobór mocy biernej o charakterze indukcyjnym, aby obniżyć wartość skuteczną napięcia na swoich zaciskach. Maksymalna moc bierna falownika o charakterze pojemnościowym oraz indukcyjnym nie powinna przekroczyć 48,4% maksymalnej mocy

czynnej P_D falownika. OSD wymagają również od falowników, aby podczas pracy w trybie $Q=f(U)$ aktualna wartość współczynnika mocy $\cos\phi$ nie przekraczała 0,9 (dotyczy to zarówno charakteru pojemnościowego jak i indukcyjnego). Wymaganie to zostało wprowadzone przez OSD po to, aby przy małej mocy czynnej falownika, pobór mocy biernej nie był większy niż wynika to ze współczynnika mocy $\cos\phi = 0,9$. Według normy [82] falowniki fotowoltaiczne powinny mieć możliwość ustawienia minimalnego współczynnika mocy $\cos\phi$ związanego z trybem $Q=f(U)$ w zakresie 0 – 0,95. Jest to bardzo istotna funkcjonalność, ponieważ realizacja wymaganej przez OSD charakterystyki $Q=f(U)$ przy ustawionym minimalnym współczynniku mocy $\cos\phi = 0,9$ powoduje ograniczenie pobieranej mocy biernej przy małym obciążeniu mocą czynną falownika. Zatem efektywność regulacji wartości skutecznej napięcia w punkcie przyłączenia może być niewystarczająca, co może z kolei prowadzić do automatycznych wyłączeń mikroinstalacji na skutek zadziałania zabezpieczeń pod- lub nadnapięciowych. Takie wymaganie narzucone przez OSD powoduje, że przy małej generacji mocy czynnej w mikroinstalacji oraz przy występujących w sieci wzrostach lub obniżeniach wartości skutecznej napięcia, falownik nie wykorzystuje w pełni swojego zapasu mocy pozornej do poboru maksymalnej mocy biernej. OSD w swoich wymaganiach określonych w dokumentach [69] [81] dają instalatorowi mikroinstalacji możliwość modyfikacji charakterystyki $Q=f(U)$, tak by dostosować ją do warunków napięciowych panujących w danym punkcie przyłączenia mikroinstalacji, co powinno zostać z nim uprzednio uzgodnione.

- b) **regulacja współczynnika mocy $\cos\phi$ w funkcji generowanej mocy czynnej $\cos\phi=f(P)$** , która powinna być ustawiona jako tryb alternatywny.



Rys. 4.4. Wymagana przez OSD charakterystyka regulacji współczynnika mocy w funkcji mocy czynnej $\cos\phi=f(P)$ dla jedno- oraz trójfazowych mikroinstalacji [69] [81]

Na rysunku 4.4 przedstawiono charakterystykę sterowania współczynnikiem mocy w funkcji mocy czynnej $\cos\phi=f(P)$, którą należy ustawić w falowniku mikroinstalacji jako tryb alternatywny, tj. tylko w przypadku braku możliwości aktywacji w falowniku charakterystyki $Q=f(U)$ lub gdy praca falownika w tym trybie nie przyczynia się do ograniczenia liczby automatycznych wyłączeń na skutek wzrostów wartości skutecznej napięcia. OSD dopuszczają, aby w przypadku generowanej mocy czynnej poniżej 20% mocy znamionowej falownika, współczynnik mocy $\cos\phi$ był różny od 1 i zawierał się w przedziale $0,9_{poj.} - 0,9_{ind.}$. Operatorzy sieci uwzględnili w tym wymaganiu potencjalne problemy falowników z utrzymaniem zadanej wartości współczynnika mocy przy małym ich obciążeniu mocą czynną (poniżej 20% mocy znamionowej tych urządzeń).

- c) współczynnik mocy $\cos\phi$ ustawiony na stałą wartość z zakresu $0,9_{\text{poj.}} - 0,9_{\text{ind.}}$ jako tryb dodatkowy

W przypadku, gdy falownik ulega automatycznym wyłączeniom na skutek zadziałania zabezpieczeń pod- lub nadnapięciowych i jednocześnie nie ma możliwości aktywowania w nim trybu $Q=f(U)$ lub $\cos\phi=f(P)$, to urządzenie powinno mieć możliwość aktywowania trybu utrzymywania stałej wartości współczynnika mocy $\cos\phi$ z przedziału $0,9_{\text{poj.}} - 0,9_{\text{ind.}}$, ale różnej od 1. Wartość współczynnika mocy $\cos\phi$ powinna być dostosowana do warunków napięciowych panujących w danym punkcie przyłączenia mikroinstalacji, tj. powinna skutkować zmniejszeniem lub eliminacją automatycznych jej wyłączeń. Aktywacja tego trybu pracy falownika i wybór wartości współczynnika mocy $\cos\phi$ nie wymaga uzgodnienia z OSD.

Poza powyższymi wymogami operatorów sieci w zakresie regulacji mocy biernej, norma [82] wymienia jeszcze jeden rodzaj sterowania mocą bierną, który powinien być dostępny w falowniku, tj. moc bierna ustawiona na stałą wartość, $Q = \text{const}$. Falownik pracujący w tym trybie, bez względu na poziom jego obciążenia mocą czynną¹¹ oraz wartość skuteczną napięcia będzie cały czas utrzymywał zadaną wartość mocy biernej.

Ponadto w dokumentach [69] [80] [81] [82] wymaga się, aby aktywacja lub dezaktywacji wyżej opisanych trybów sterowania mocą bierną była możliwa w miejscu zainstalowania falownika oraz aby ich zmian nie mógł dokonać właściciel mikroinstalacji (wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w tryby pracy falownika mikroinstalacji fotowoltaicznej).

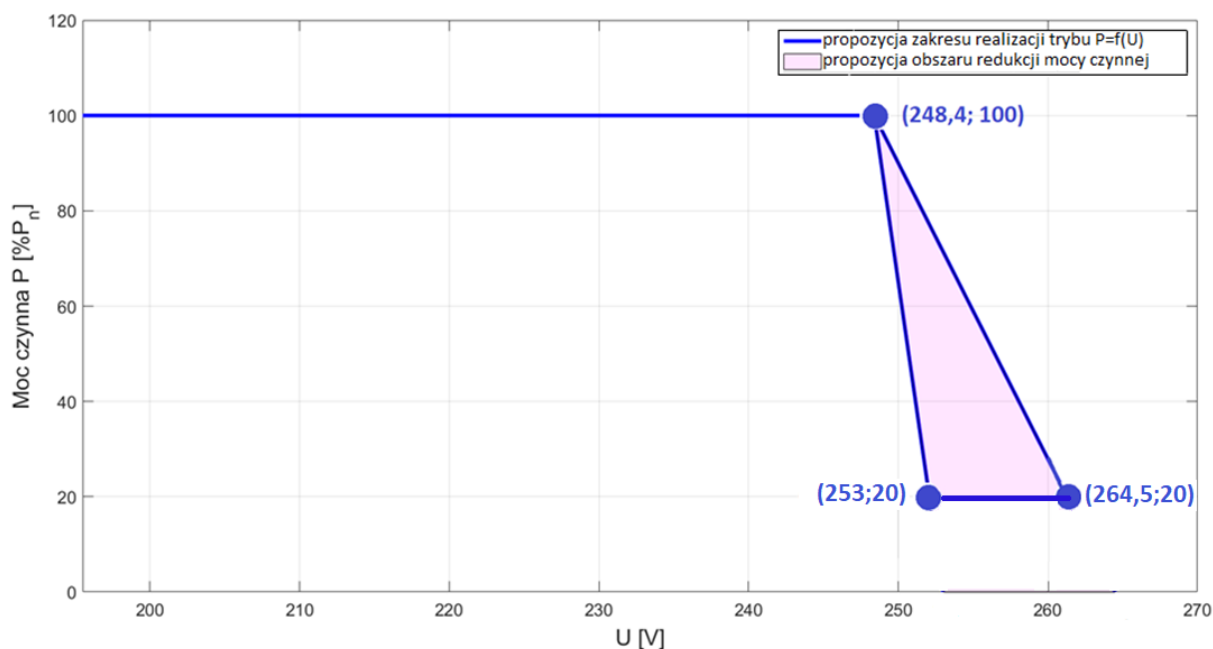
4.2.3. Zalecenia w zakresie regulacji mocy czynnej

Zgodnie z wymaganiami OSD [69] [81] oraz zapisami normy [73], w przypadku, gdy pomimo aktywowania jednego z rodzajów regulacji mocy biernej opisanych w rozdziale 4.2.2, mikroinstalacja nadal ulega automatycznym wyłączeniom powodowanym zadziałaniem zabezpieczeń nadnapięciowych, zaleca się aktywację trybu redukcji mocy czynnej w funkcji wartości skutecznej napięcia $P=f(U)$.

Wymagania OSD [69] [81] i normy [82] nie narzucają żadnej charakterystyki $P=f(U)$, a jedynie zalecają, aby charakterystyka ta była aktywowana dopiero po wyczerpaniu możliwości redukcji wartości skutecznej napięcia poborem mocy biernej w trybie $Q=f(U)$, tj. powyżej 248,4 V. Norma [82] wskazuje również, że postać tej charakterystyki powinna zostać zaproponowana przez producenta falownika, z zastrzeżeniem, że praca z tą charakterystyką nie może powodować skokowych oraz oscylacyjnych zmian generowanej mocy czynnej. Jednocześnie, tak samo jak dla charakterystyki $Q=f(U)$, norma [82] wymaga, aby aktywacja lub dezaktywacji charakterystyki $P=f(U)$ była możliwa w miejscu zainstalowania falownika oraz aby zmian nie mogła dokonać osobna nieuprawniona, np. właściciel mikroinstalacji.

Na rysunku 4.5 przedstawiono propozycję autora niniejszej rozprawy przebiegu charakterystyki $P=f(U)$ w celu wyeliminowania automatycznych wyłączeń na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych. Propozycja ta zawiera obszar, w którym powinna znajdować się charakterystyka $P=f(U)$. Obszar ten został ograniczony dwiema skrajnymi prostymi, które dla wartości skutecznych napięć wynoszących odpowiednio 253 V (I stopień zabezpieczenia nadnapięciowego) i 264,5 V (drugi stopień zabezpieczenia nadnapięciowego) osiągają punkt odpowiadający obciążeniu falownika wynoszącym 20% jego mocy znamionowej.

¹¹ Z reguły aktywacja tego trybu sterowania wymaga ustawienia priorytetu dla mocy biernej. W przypadku gdyby miała zostać przekroczona moc pozorna falownika, nastąpi ograniczenie mocy czynnej, aby zapewnić wymagany przez użytkownika stały pobór mocy biernej.



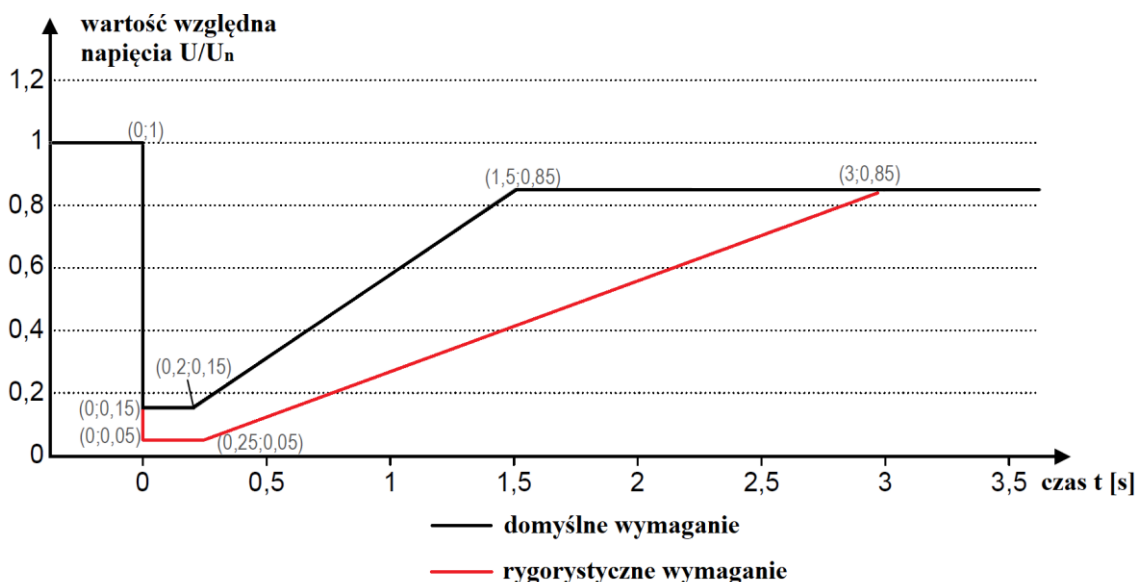
Rys. 4.5. Proponowana postać charakterystyki $P=f(U)$ falownika fotowoltaicznego

Zaznaczone na rysunku 4.5 punkty odpowiadające obciążeniu falownika mocą czynną wynoszącą 100% i 20% jego mocy znamionowej wynikają z tego, że z reguły w ustawieniach falownika wprowadza się nastawy dla tych dwóch poziomów obciążenia, a rolą instalatora jest podanie dla nich wartości skutecznych napięcia. Zaimplementowana w falowniku charakterystyka $P=f(U)$ powinna leżeć bliżej jednej bądź drugiej skrajnej prostej w zależności od częstości obserwowanych automatycznych wyłączeń mikroinstalacji. Im więcej wyłączeń jest obserwowanych w ciągu słonecznego dnia danej pory roku, tym charakterystyka $P=f(U)$ powinna leżeć bliżej lewej skrajnej prostej, która przechodzi przez punkty (248,4; 100) oraz (253; 20). Z kolei, w przypadku występowania sporadycznych wyłączeń mikroinstalacji w ciągu dnia, charakterystyka $P=f(U)$ powinna leżeć bliżej prawej skrajnej prostej, która przechodzi przez punkty (248,4; 100) oraz (264,5; 20). Poprawnie dobrane punkty charakterystyki $P=f(U)$ powinny skutkować brakiem wyłączania się mikroinstalacji na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych przy jednoczesnym zapewnieniu maksymalnego możliwego poziomu generacji mocy czynnej.

W 2024 roku w ramach PTPIREE opracowano projekt dokumentu pt. „Zbiór nastaw i kryteriów zabezpieczeniowych oraz parametrów konfiguracyjnych charakterystyk regulacyjnych dla modułów wytwarzania energii typu A i B” [93]. W ramach tego opracowania zaproponowano aktywację w falownikach najbardziej rygorystycznej charakterystyki $P=f(U)$, tj. przechodzącej przez punkty (248,4; 100) oraz (253; 20).

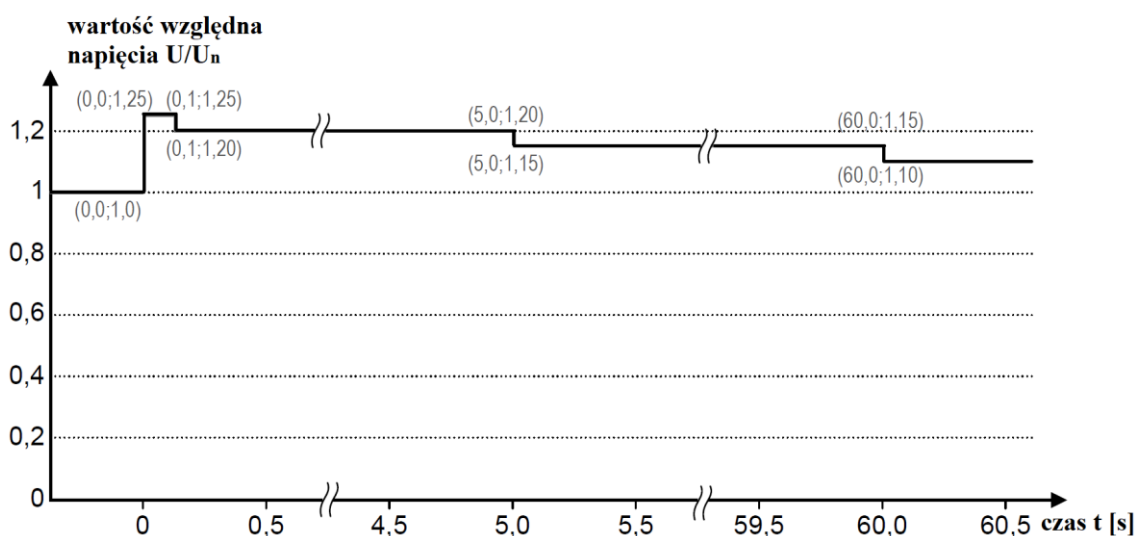
4.2.4. Zalecenia w zakresie trybów UVRT oraz OVRT

Norma [82] nie wymaga, ale zaleca dla modułów wytwarzania energii typu A, aby posiadały one możliwość aktywacji trybów UVRT (ang. *Under-Voltage Ride Through*) oraz OVRT (ang. *Over-Voltage Ride Through*), tj. trybów, które uodparniają falowniki na zapady (tryb UVRT) oraz wzrosty napięcia (tryb OVRT). Falowniki mające aktywowane tryby UVRT oraz OVRT powinny być odporne na występujące w punkcie przyłączenia zapady oraz wzrosty napięcia o określonych amplitudach i czasach ich trwania, co przedstawiono na rysunkach 4.6 i 4.7.



Rys. 4.6. Zalecane przez normę [82] charakterystyki odporności falowników na zapady napięcia (tryb UVRT)

Na rysunku 4.6 przedstawiono zalecane przez normę [82] charakterystyki odporności falowników na zapady napięcia. Norma [82] definiuje dwie charakterystyki – domyślną (kolor czarny) oraz rygorystyczną (kolor czerwony), która umożliwia pracę falowników podczas spadków napięcia o większych amplitudach. Występujące w punkcie przyłączenia spadki napięcia o amplitudach oraz czasach trwania mniejszych niż to wynika z przedstawionych charakterystyk nie powinny powodować automatycznego wyłączenia się falowników na skutek zadziałania zabezpieczeń podnapięciowych. W ustawieniach falowników wprowadza się punkty tylko dla jednej charakterystyki. Wybór konkretnej z nich zależy od możliwości technicznych danego modelu falownika do pracy w trybie UVRT.



Rys. 4.7. Zalecana przez normę [82] charakterystyka odporności falowników na wzrosty napięcia (tryb OVRT)

Na rysunku 4.7 przedstawiono zalecaną przez normę [82] charakterystykę odporności falowników na wzrosty napięcia. Występujące w punkcie przyłączenia wzrosty napięcia o amplitudach oraz czasach trwania mniejszych niż to wynika z przedstawionej charakterystyki nie powinny powodować automatycznego wyłączenia się falowników na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych.

4.3. Zestawienie strategii sterowania falownikami fotowoltaicznymi w celu poprawy ich integracji z siecią zasilającą

W tabeli 4.1 zaprezentowano zbiorcze zestawienie możliwych do zastosowania strategii sterowania falownikami fotowoltaicznymi mających wpływ na wartość skuteczną napięcia w punkcie przyłączenia oraz odporność na zapady i wzrosty napięcia.

Tabela 4.1. Zestawienie strategii sterowania falownikami fotowoltaicznymi mających wpływ na poprawę ich integracji z siecią zasilającą

Strategia sterowania	Opis sterowania
$Q=f(U)$	- aktywacja tej funkcjonalności powoduje, że falownik aktywnie uczestniczy w stabilizacji napięcia w punkcie przyłączenia poprzez wymuszanie przepływu mocy biernej pojemnościowej przy zaniżonym napięciu oraz mocy biernej indukcyjnej przy zawyżonym napięciu, - wadą jest niska skuteczność stabilizacji napięcia w sieciach kablowych (mała wartość ilorazu X/R).
$\cos\phi=f(P)$	- aktywacja tej funkcjonalności powoduje, że falownik po przekroczeniu 50% znamionowej mocy czynnej redukuje w sposób liniowy współczynnik mocy $\cos\phi$ od wartości 1,0 do 0,9, - wadą jest redukcja współczynnika mocy $\cos\phi$ niezależnie od wartości napięcia w punkcie przyłączenia falownika.
$\cos\phi \neq 1$	- aktywacja tej funkcjonalności powoduje pobór mocy biernej wynikającej z ustawionego współczynnika mocy $\cos\phi$, w całym zakresie generowanej mocy czynnej, - wadą jest wymuszanie przepływu mocy biernej niezależnie od napięcia w punkcie przyłączenia falownika.
$Q=const.$	- aktywacja tej funkcjonalności powoduje pobór stałej wartości mocy biernej, - wadą jest wymuszanie przepływu mocy biernej niezależnie od wartości napięcia w punkcie przyłączenia falownika.
Stałe ograniczenie poziomu generacji mocy czynnej, np. do 80-90% mocy znamionowej falownika	- można ograniczyć poziom generacji mocy czynnej falownika na takim poziomie, który zapewni eliminację automatycznych wyłączeń mikroinstalacji na skutek zawyżonego napięcia, co spowoduje otrzymanie dodatkowego uzysku energii z mikroinstalacji, - można połączyć tę funkcjonalność z jedną z metod regulacji mocy biernej, - wadą tej metody sterowania jest stałe ograniczenie generacji mocy czynnej niezależnie od wartości napięcia w punkcie przyłączenia falownika, - wadą jest również trudność w ustaleniu takiego ograniczenia mocy czynnej, które wyeliminuje wyłączenia falownika na skutek zawyżonego napięcia.
$P=f(U)$	- aktywacja tej funkcjonalności powoduje, że falownik w sposób aktywny redukuje moc czynną w zależności od ustawionego progu napięcia, - można połączyć tę funkcjonalność z jedną z metod regulacji mocy biernej, - wadą jest trudność w doborze charakterystyki redukcji mocy czynnej w celu eliminacji wyłączeń falownika na skutek zawyżonego napięcia.
Aktywacja trybu UVRT	- aktywacja tej funkcjonalności powoduje, że falownik będzie odporny na zapady napięcia o amplitudach oraz czasach trwania mniejszych niż to wynika z przedstawionych w normie PN-EN 50549-1:2019-02 [82] (rys. 4.6.) charakterystyk, - zgodnie z normą PN-EN 50549-1:2019-02 [82] implementacja trybu UVRT w modułach wytwarzania energii typu A (do 200 kW) nie jest obligatoryjna.
Aktywacja trybu OVRT	- aktywacja tej funkcjonalności powoduje, że falownik będzie odporny na wzrosty napięcia o amplitudach oraz czasach trwania mniejszych niż to wynika z przedstawionej w normie PN-EN 50549-1:2019-02 [82] (rys. 4.7.) charakterystyki, - zgodnie z normą PN-EN 50549-1:2019-02 [82] implementacja trybu OVRT w modułach wytwarzania energii typu A (do 200 kW) nie jest obligatoryjna.

4.4. Porównanie wymagań dla falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych

Dokonując porównania zakresu i szczegółowości wymagań dla falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych określonych w kodeksie sieci NC RfG [46], w wymogach ogólnego stosowania do kodeksu sieci NC RfG [79], w krajowych przepisach prawa [80], w wymaganiach OSD [69] [81] oraz w normie [82] można stwierdzić, że dokumenty te nie są ze sobą spójne, co przedstawiono w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Porównanie zakresu wymagań określonych w dokumentach regulujących współpracę falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą

	Kodeks sieci NC RfG [46] [79]	Przepisy prawa krajowego [80]	Wymagania OSD [69] [81]	Norma PN-EN 50549-1:2019-02 [82]
zdolność do regulacji mocy biernej	NIE	TAK	TAK	TAK
zdolność do redukcji mocy czynnej przy wzroście napięcia	NIE	NIE	TAK	TAK
odporność na zapady i wzrosty napięcia (tryby UVRT i OVRT)	NIE	NIE	NIE	TAK ¹²
zdolność do wykrywania pracy wyspowej	NIE	TAK	TAK	TAK
określenie warunków do ponownego załączenia po automatycznym wyłączeniu	TAK ¹³	TAK	TAK	TAK
określenie rodzajów i wartości progowych zabezpieczeń	NIE	TAK	TAK	TAK

Na podstawie przeprowadzonej analizy porównawczej przedstawionej w tabeli 4.2 należy stwierdzić, że najwięcej wymagań dla mikroinstalacji fotowoltaicznych zdefiniowano w normie [82] oraz wymaganiach OSD [69] [81]. Najmniej wymagań dla tych źródeł zdefiniowano w kodeksie sieci NC RfG [46] oraz w wymogach ogólnego stosowania do kodeksu sieci NC RfG [79]. Dokumenty [46] [79] skupiają się głównie na wymaganiach poświadczonych przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) gwarantujących poprawną pracę całego systemu elektroenergetycznego, przy dużej koncentracji źródeł energii zróżnicowanych technologicznie, począwszy od modułów wytwarzania energii typu A aż do modułów wytwarzania energii typu D włącznie. Z punktu widzenia potrzeb OSD, dużą wadą kodeksu sieci NC RfG [46] oraz wymogów ogólnego stosowania do kodeksu sieci NC RfG [79] jest brak opracowania i umieszczenia w nim choćby podstawowych wymagań istotnych dla OSD, takich jak, np. zdolność do regulacji mocy biernej oraz mocy czynnej w funkcji napięcia. Światowi producenci falowników fotowoltaicznych bardzo dobrze znają wymagania wynikające z dokumentów [46] [79],

¹² Odporność na zapady i wzrosty napięcia, tj. praca w trybie UVRT i OVRT jest jedynie zalecana przez normę PN-EN 50549-1:2019-02 [82].

¹³ Warunki do ponownego załączenia po automatycznym wyłączeniu określono w kodeksie sieci NC RfG [46] [79] tylko dla częstotliwości. Nie zdefiniowano zakresu dla wartości skutecznej napięcia.

ponieważ chcąc sprzedawać swoje produkty na terenie UE muszą uzyskać dla nich certyfikat zgodności z kodeksem sieci NC RfG [46], który jest wydawany przez niezależną akredytowaną jednostkę badawczą. Niestety światowi producenci falowników często nie znają wymagań wynikających z krajowych przepisów prawa i wymagań lokalnych OSD. Prowadzi to często do tego, że na polskim rynku są dostępne falowniki nieposiadające zaimplementowanych funkcjonalności wymaganych przez OSD, które poprawiałyby ich współpracę z siecią dystrybucyjną.

5. Badania falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych na zgodność z kodeksem sieci NC RfG, wymaganiami OSD oraz normami technicznymi

5.1. Wprowadzenie

W ramach wydarzenia „Piknik OZE 2021” [1], współorganizowanego przez Akademię Górniczo-Hutniczą (AGH) w Krakowie oraz Tauron Dystrybucja S.A., przeprowadzono laboratoryjne badania porównawcze falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych na zgodność z kodeksem sieci NC RfG [46] [79], wymaganiami OSD [69] [81], normą PN-EN 50549-1:2019-02 [82] oraz raportem technicznym IEC TR 61000-3-15:2011 [5]. W ramach tego wydarzenia przebadano łącznie 29 falowników o mocach znamionowych do 10 kW (12 falowników jednofazowych oraz 17 falowników trójfazowych) pochodzących od siedemnastu różnych producentów urządzeń energoelektronicznych powszechnie dostępnych na rynku europejskim i polskim. Wszystkie przebadane falowniki zostały pozyskane bezpośrednio od producentów lub ich regionalnych przedstawicieli, a przed przystąpieniem do badań zostały skonfigurowane przez dostawców urządzeń tak, aby spełniały wymagania kodeksu sieci NC RfG [46] [79], OSD [69] [81] oraz normy PN-EN 50549-1:2019-02 [82].

Celem przeprowadzenia eksperymentu była weryfikacja, czy dostępne na rynku europejskim i polskim falowniki fotowoltaiczne zostały dostosowane do obowiązujących wymagań, a jeśli nie, to które wymagania sprawiły producentom największe trudności w ich implementacji oraz jaki jest udział niepoprawnie pracujących urządzeń we wszystkich przebadanych falownikach.

Autor niniejszej rozprawy, w okresie od kwietnia do czerwca 2021 roku, w ramach wydarzenia „Piknik OZE 2021” był odpowiedzialny za przeprowadzenie następujących badań:

- pracy trójfazowych falowników z charakterystyką $Q=f(U)$,
- pracy wybranego trójfazowego falownika z charakterystyką $P=f(U)$,
- pracy wybranego trójfazowego falownika w trybie OVRT,
- emisji wyższych harmonicznych prądu przez jedno- oraz trójfazowe falowniki.

Część wyników badań falowników fotowoltaicznych przeprowadzonych przez autora niniejszej rozprawy oraz omówionych w tym rozdziale została przedstawiona w publikacjach [94] [95] [96] [97]. Na rysunku 5.1 oraz tabeli 5.1 zaprezentowano falowniki fotowoltaiczne biorące udział w wydarzeniu „Piknik OZE 2021”.



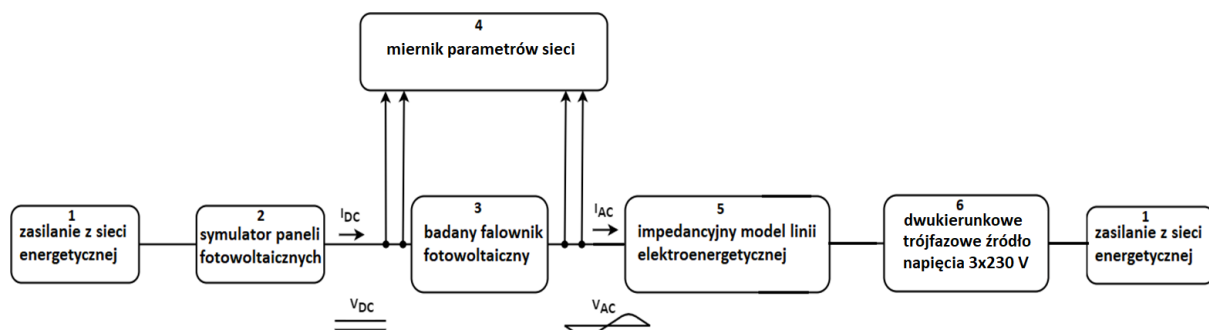
Rys. 5.1. Zbiórca prezentacja większości falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych poddanych badaniom w ramach wydarzenia „Piknik OZE 2021” [97]

Tabela 5.1. Wykaz jedno- oraz trójfazowych falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych poddanych badaniom w ramach wydarzenia „Piknik OZE 2021” [97]

Lp.	Jednofazowe falowniki		Trójfazowe falowniki	
	Model	Znamionowa moc czynna AC P_n [kW]	Model	Znamionowa moc czynna AC P_n [kW]
1	AC INV-1P-37	3,7	Afore Aton 6	6,0
2	FoxESS F3600	3,6	BBECO BBE-5-PL1	5,0
3	GoodWe GW3000-XS	3,0	FoxESS T5	5,0
4	Growatt MOD 3600TL	3,6	Fronius Symo GEN24 6.0	6,0
5	Huawei SUN2000-3KTL-L1	3,0	Goodwe GW6K-DT	6,0
6	Kostal PIKO MP Plus 3.0-2	3,0	Growatt MOD 6000TL3	6,0
7	Sofar Solar 2700TL-G3	2,7	Huawei SUN2000-5KTL-M1	5,0
8	SOLAX POWER X1 AIR	3,0	KACO 5.0 TL3	5,0
9	Solis-1P3.6K-4G	3,6	Kehua SPI6K-B	6,0
10	Solplanet ASW3000-S	3,0	Kostal Plenticore 5.5 3F	5,5
11	Sungrow SG2K5-S	2,5	Sermatec SMT-6K-TL-TH	6,0
12	TWERD PS100-PV	3,0	SMA STP6.0	6,0
13	-	-	SOLAX POWER X3 MIC	6,0
14	-	-	Solis-3P6K-4G	6,0
15	-	-	Solplanet ASW5000-T	5,0
16	-	-	Sungrow SG2KTL-MT3	5,0
17	-	-	TWERD PS3000-PV	5,0

5.2. Opis stanowiska badawczego

Stanowisko badawcze zostało przygotowane w Laboratorium Jakości Energii Elektrycznej w Centrum Energetyki AGH, w oparciu o raport techniczny IEC TR 61000-3-15:2011 [5] określający metodę badań kompatybilności elektromagnetycznej dla zaburzeń w paśmie niskich częstotliwości dla rozproszonych systemów generacji oraz inne podobne stanowiska badawcze przedstawione w publikacjach [98] [99] [100] [101] [102] [103] [104]. Schemat stanowiska badawczego przedstawiono na rysunku 5.2., a w tabeli 5.2 przedstawiono opis poszczególnych jego elementów.



Rys. 5.2. Schemat blokowy stanowiska do badania falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych

Tabela 5.2. Elementy stanowiska do badania falowników mikroinstalacji fotowoltaicznych

Lp.	Element schematu	Urządzenie
1	zasilanie z sieci energetycznej	laboratoryjna trójfazowa czteroprzewodowa publiczna sieci niskiego napięcia 230 V
2	symulator paneli fotowoltaicznych	ITECH series Regenerative Power System IT6010B-80-450 [105] + oprogramowanie SAS1000 Solar Array Simulation Software [106]
3	badany falownik fotowoltaiczny	-
4	miernik parametrów sieci	Yokogawa WT5000 [107]
5	impedancyjny model linii elektroenergetycznej ¹⁴	$R=0,83 \Omega$, $X=0,42 \Omega$
6	dwukierunkowe trójfazowe źródło napięcia 3x230 V	Chroma Regenerative Grid Simulator [108]

Badane falowniki fotowoltaiczne (3) zostały zasilone po stronie DC z symulatora paneli fotowoltaicznych (2), tj. źródła DC z regulowaną charakterystyką $I=f(U)$. Od strony AC badane falowniki przyłączono do bezimpedancyjnego dwukierunkowego trójfazowego źródła napięcia 3x230 V (6), tj. źródła pozwalającego na zmianę częstotliwości oraz wartości skutecznej napięcia niezależnie dla każdej z trzech fazach. Na wejściu oraz wyjściu falowników mierzono wartości napięcia, prądu oraz mocy za pomocą miernika parametrów sieci (4).

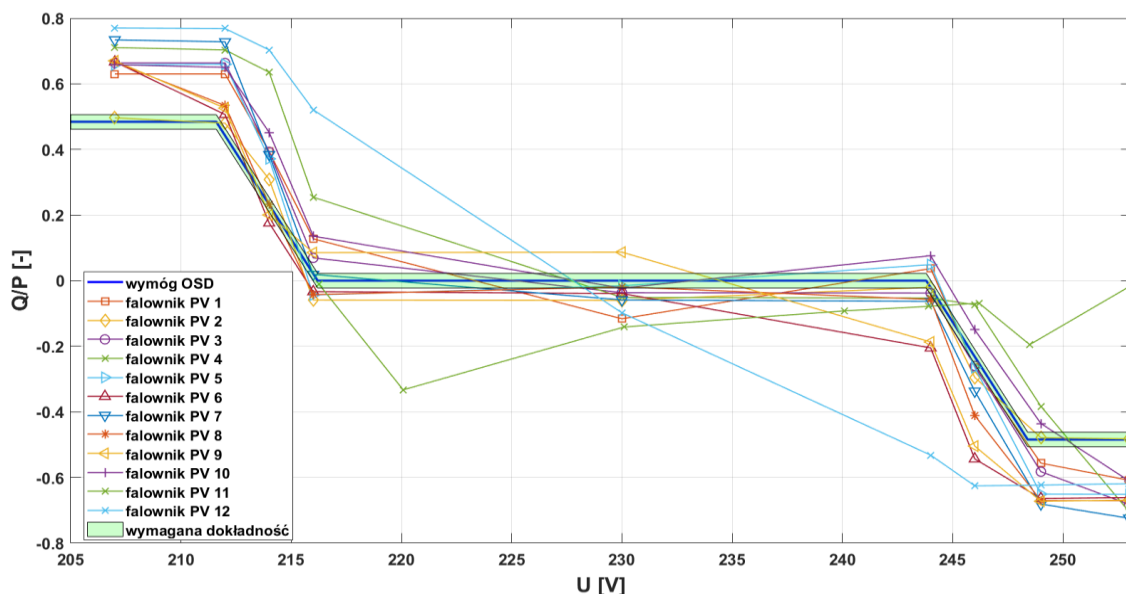
5.3. Wyniki badań trójfazowych falowników z aktywną charakterystyką $Q=f(U)$

Dla 17 trójfazowych falowników przeprowadzono badania ich pracy z aktywną charakterystyką $Q=f(U)$ skonfigurowaną zgodnie z wymaganiami OSD [69] [81]. W tym celu stronę DC falowników zasilono z symulatora paneli fotowoltaicznych (2) napięciem znamionowym i jednocześnie obciążono falowniki mocą czynną o wartości równej 75% ich mocy znamionowej strony AC (wybrano poziom obciążenia poniżej 80% mocy znamionowej w celu umożliwienia falownikom osiągnięcia maksymalnego możliwego poboru mocy biernej dla skrajnych wartości napięć). Po uzyskaniu ustalonych wskazań w zakresie mocy czynnej i biernej, zmieniano wartość skuteczną napięcia zasilającego (symetrycznie w trzech fazach) w bezimpedancyjnym dwukierunkowym źródle napięcia (6) w zakresie od 207 V do 253 V, dla następujących dziewięciu punktów pomiarowych: 207,0 V, 211,6 V, 213,9 V, 216,2 V, 230,0 V, 243,8 V, 246,1 V, 248,4 V oraz 253,0 V. Punkty pomiarowe zostały tak wybrane, aby zawierały punkty charakterystyczne charakterystyki $Q=f(U)$ przedstawionej na rysunku 4.2 w rozdziale 4.2.2. Następnie dla każdego z tych punktów odczytywano z rejestratora parametrów sieci (4) wartości mocy biernej na wyjściu AC falowników. Otrzymane rezultaty badań przedstawiono na rysunku 5.3.

Z 17 falowników, 12 pracowało w trybie $Q=f(U)$. Dla 5 pozostałych falowników nie udało się aktywować charakterystyki $Q=f(U)$ pomimo przeprowadzonych konsultacji z ich producentami. Rezultaty przedstawione na rysunku 5.3 pokazują również duże rozbieżności w realizacji charakterystyki $Q=f(U)$ przez poszczególne falowniki oraz ich problemy z utrzymaniem mocy biernej w zakresie wymaganej tolerancji, która zgodnie z normą [82] powinna wynosić $\pm 2\%$ maksymalnej mocy pozornej urządzenia (co zaznaczono zielonym obszarem na rysunku 5.3). Ponadto, jak można zauważyć tylko falownik nr 2 pracował z ustawionym minimalnym współczynnikiem mocy $\cos\phi=0,9$

¹⁴ Element wykorzystano tylko podczas przeprowadzonego badania przykładowego trójfazowego falownika pracującego z nieaktywnymi oraz aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$. Jako parametry podłużne linii wybrano wartości charakterystyczne dla większych napowietrznych aluminiowych linii niskiego napięcia o przekroju wynoszącym 35 mm² i długości około 1 km.

($\tan\phi=Q/P=0,484$) związanym z charakterystyką $Q=f(U)$, co jest wymagane przez OSD [69] [81] oraz normę [82].

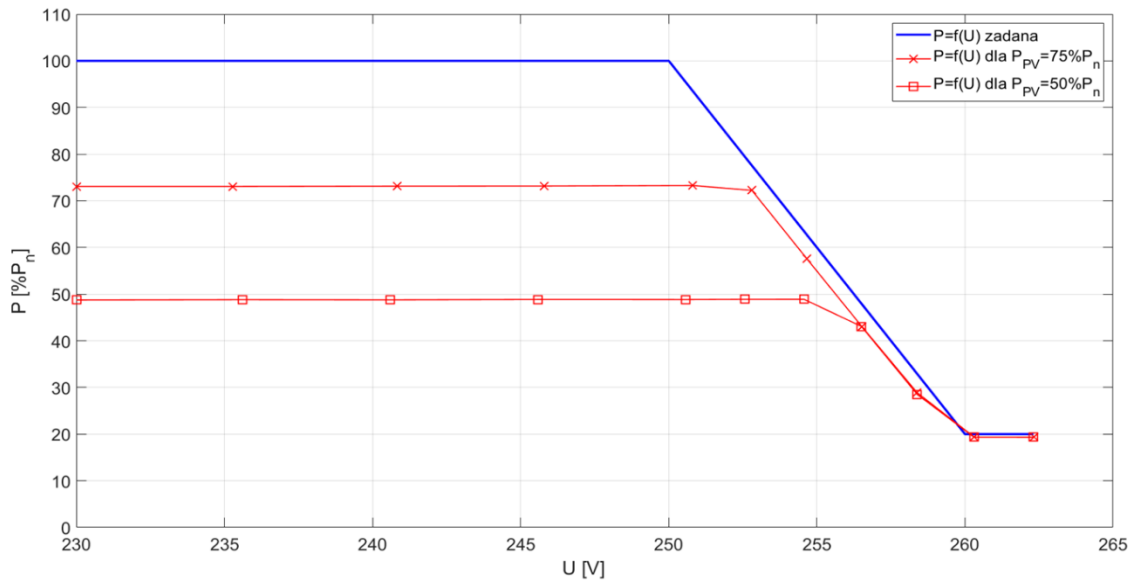


Rys. 5.3. Wyniki badań trójfazowych falowników fotowoltaicznych pracujących z aktywną charakterystyką $Q=f(U)$ [97]

Pozostałe 11 falowników wymuszało maksymalny przepływ mocy biernej pojemnościowej i indukcyjnej niezależnie od poziomu obciążenia mocą czynną. Można się domyślać, że dla tych falowników minimalny współczynnik mocy $\cos\phi$ został ustawiony na wartość równą lub bliską zero. Takie skonfigurowanie falowników jest co prawda niezgodne z wymaganiami OSD [69] [81] oraz normą [82], jednakże z punktu widzenia prosumentów jest ono korzystne, ponieważ nawet przy małym poziomie generacji mocy czynnej i mocno zawyżonej lub zaniżonej wartości skutecznej napięcia sieci, falowniki wykorzystują całą dostępną moc pozorną do poboru mocy biernej w celu obniżenia lub zwiększenia wartości skutecznej napięcia tak, aby nie doszło do ich wyłączenia na skutek zadziałania zabezpieczeń nad- lub podnapięciowych. Zgodnie z wymaganiami OSD [69] [81] w zakresie charakterystyki $Q=f(U)$, instalator mikroinstalacji może po uprzednim uzgodnieniu z OSD dokonać modyfikacji trybu $Q=f(U)$ tak, aby dostosować go do panujących warunków napięciowych w punkcie przyłączenia danej mikroinstalacji.

5.4. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego z aktywną charakterystyką $P=f(U)$

Badanie pracy falownika z zadaną charakterystyką $P=f(U)$ przeprowadzono tylko dla jednego wytypowanego trójfazowego falownika, który posiadał taką funkcjonalność. W ustawieniach falownika dokonano parametryzacji charakterystyki $P=f(U)$ z punktem początkowym wynoszącym 250 V oraz punktem zakończenia redukcji mocy czynnej wynoszącym 260 V i 20% znamionowej mocy czynnej strony AC falownika. Falownik po stronie DC został zasilony z symulatora paneli fotowoltaicznych (2) napięciem znamionowym i jednocześnie obciążony mocą czynną równą 50% i 75% jego mocy znamionowej strony AC. Po stronie AC falownik był zasilony z bezimpedancyjnego dwukierunkowego źródła napięcia (6), za pomocą którego zwiększano wartość skuteczną napięcia (symetrycznie w trzech fazach) w zakresie od 230 V do 262,5 V. Wyniki badania przedstawiono na rysunku 5.4.



Rys. 5.4. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego pracującego z charakterystyką $P=f(U)$ (gdzie: P_{PV} – moc czynna zadana w symulatorze paneli fotowoltaicznych, P_n – moc znamionowa falownika, P – moc czynna na wyjściu falownika)

Jak można zauważyć falownik realizuje charakterystykę $P=f(U)$ w specyficzny sposób, tj. zaczyna redukować moc czynną dopiero w chwili jej zbliżania się do charakterystyki odniesienia (kolor niebieski). Oznacza to, że zadawana w ustawieniach falownika charakterystyka $P=f(U)$ jest związana z jego mocą znamionową P_n . Zatem gdyby falownik pracował z mocą znamionową P_n i jednocześnie zwiększano by wartość skuteczną napięcia, to wtedy redukcja mocy czynnej pokrywałaby się z zadaną charakterystyką $P=f(U)$. Im mniejsza wartość mocy czynnej, z którą pracuje falownik, tym później rozpoczyna się redukcja mocy czynnej w trybie $P=f(U)$.

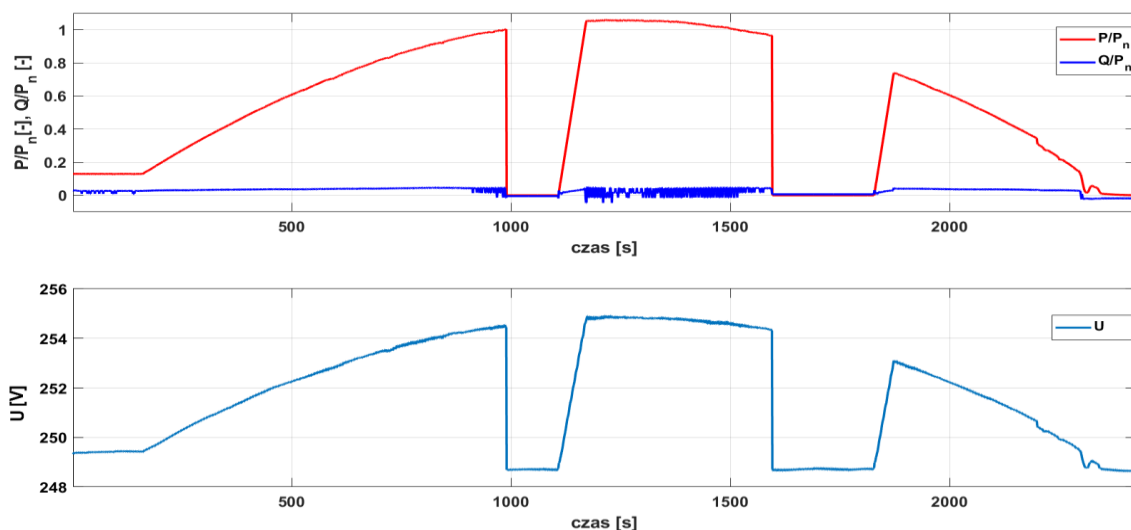
Z punktu widzenia prosumenta taka realizacja charakterystyki $P=f(U)$ jest niekorzystna, ponieważ w sieci zasilającej mogą występować wzrosty napięcia w chwilach, w których falownik pracuje z mocą mniejszą od znamionowej P_n . Taka interpretacja oraz realizacja charakterystyki $P=f(U)$ może zatem nie uchronić falownika przed jego wyłączeniem na skutek zawyżonego napięcia w sieci. Znacznie korzystniejsza byłaby realizacji charakterystyki $P=f(U)$, która redukowałaby moc czynną falownika dla zadanych przez instalatora punktów, niezależnie od aktualnego stopnia obciążenia falownika.

Na podstawie wykonanego pomiaru dla jednego falownika nie można stwierdzić, czy inne falowniki posiadające tę funkcjonalność również realizowałyby charakterystykę $P=f(U)$ w taki sam sposób. Niemniej jednak należy zwrócić uwagę, że sposób realizacji charakterystyki $P=f(U)$ nie został narzucony w wymogach OSD [69] [81] oraz normie [82], zatem producenci falowników mają dowolność w jej interpretacji i realizacji.

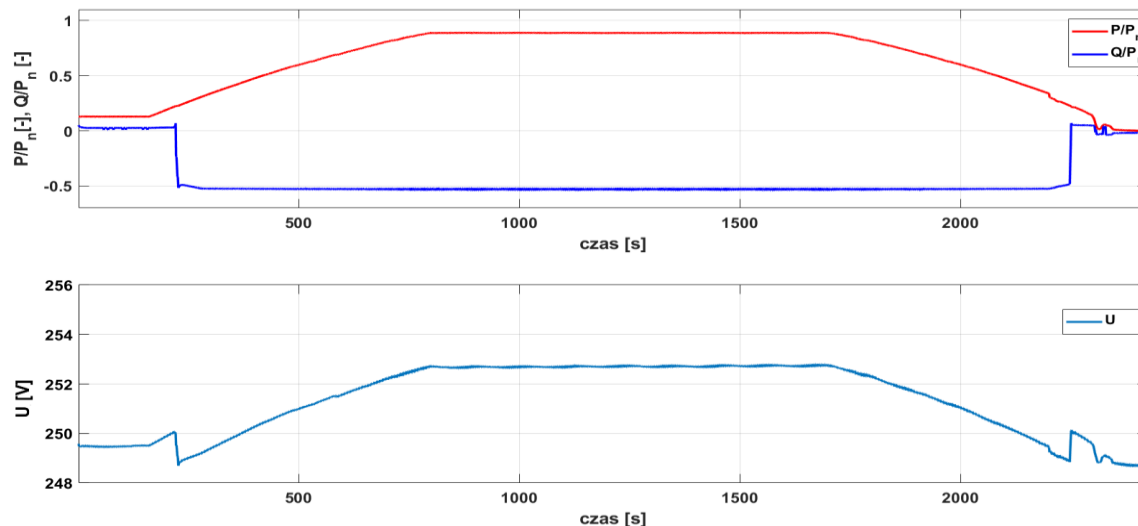
5.5. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego z nieaktywnymi oraz aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$

W tej części zostaną przedstawione wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika (tego samego, dla którego przeprowadzono badanie pracy w trybie $P=f(U)$) pracującego w pierwszej kolejności z nieaktywnymi, a następnie aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$. Badanie zostało przeprowadzone na stanowisku badawczym przedstawionym na rysunku 5.2, uzupełnionym o impedancyjny model linii niskiego napięcia (5). Wytypowany falownik zasilono po stronie DC z symulatora paneli fotowoltaicznych (2) z zadaną charakterystyką generacji mocy czynnej dla bezchmurnego dnia. Strona AC falownika była symetrycznie zasilona z bezimpedancyjnego

dwukierunkowego źródła (6) napięciem o wartości skutecznej wynoszącej 248,5 V¹⁵. Wyniki badania falownika z nieaktywnymi oraz aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ przedstawiono na rysunkach 5.5-5.7.



Rys. 5.5. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika z nieaktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$

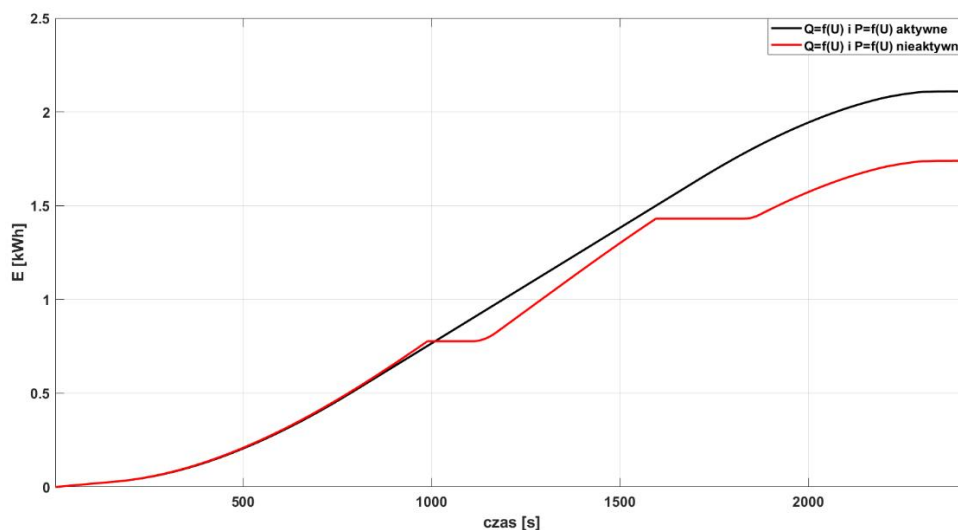


Rys. 5.6. Wyniki badania przykładowego trójfazowego falownika z aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$

Praca badanego trójfazowego falownika z nieaktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ skutkowała dwoma jego automatycznymi wyłączeniami (rys. 5.5) na skutek zadziałania pierwszego stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego (aktywowanego po przekroczeniu 10-minutowej średniej wartości skutecznej napięcia wynoszącej 253 V). Z kolei w przypadku pracy tego samego falownika w tych samych warunkach, ale z aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$, wartość skuteczna napięcia na jego zaciskach została ograniczona do nieco poniżej 253 V (rys. 5.6). Na rysunku 5.6 wyraźnie jest widoczna chwila, w której po wyczerpaniu możliwości obniżania wartości skutecznej napięcia poborem mocy biernej indukcyjnej, aktywowaniu uległ tryb $P=f(U)$ (płaski fragment profilu generacji mocy czynnej). Aktywacja charakterystyk $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ zapobiegła wyłączeniu falownika na skutek wzrostu wartości skutecznej napięcia, co przełożyło się również na wzrost o 17,5%

¹⁵ Na potrzeby badania wybrano taką wartość skuteczną napięcia zasilającego falownik, aby wraz ze wzrostem generacji mocy czynnej i bez aktywowanych trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ został przekroczony pierwszy stopień zabezpieczenia nadnapięciowego falownika.

ilości energii wygenerowanej przez falownik (rys. 5.7). Przeprowadzone badanie wyraźnie pokazuje, że aktywacja charakterystyk $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ jest korzystna zarówno z punktu widzenia OSD, jak również prosumenta.

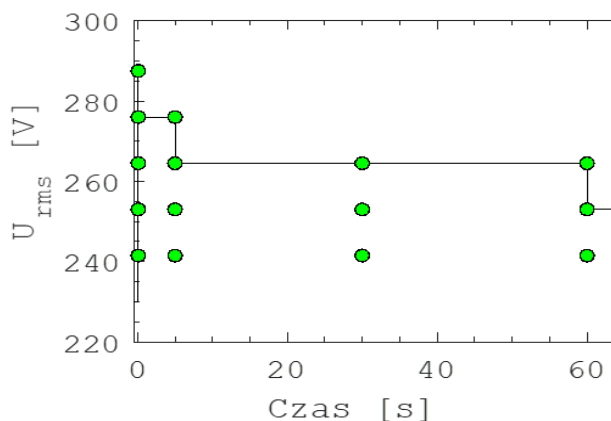


Rys. 5.7. Wykres skumulowanej energii na wyjściu badanego trójfazowego falownika pracującego z nieaktywnymi oraz aktywnymi charakterystykami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$

5.6. Wyniki badania odporności przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego na wzrosty napięcia zasilającego

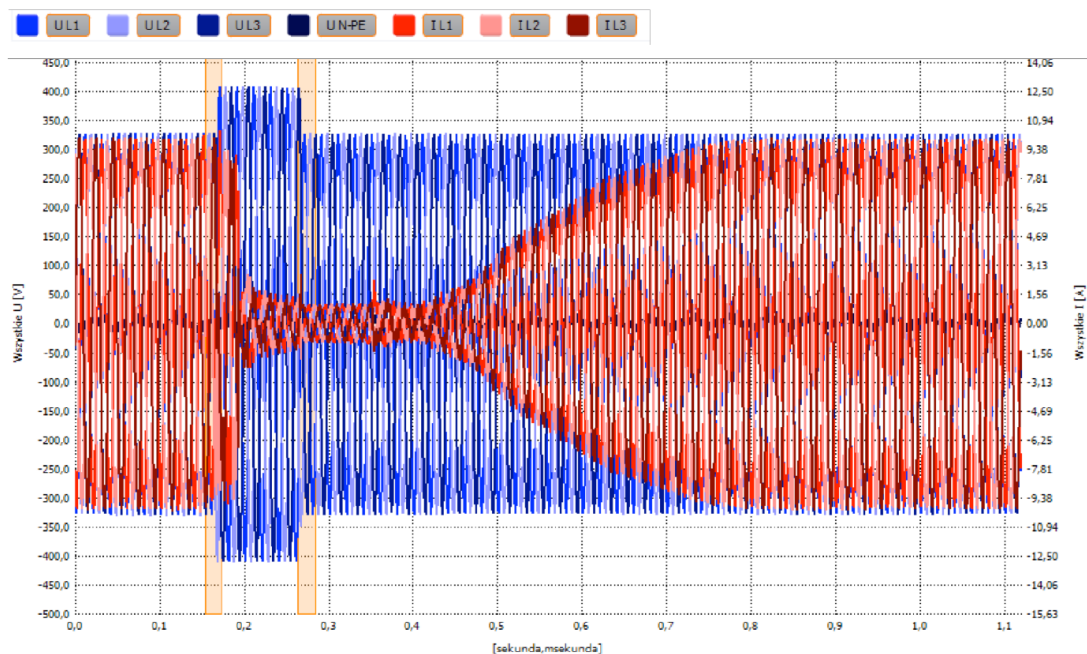
Badanie pracy falownika w trybie OVRT przeprowadzono tylko dla jednego wytypowanego trójfazowego urządzenia, które posiadało taką funkcjonalność (norma [82] nie wymaga obligatoryjnej implementacji trybu OVRT dla modułów wytwarzania energii typu A, a jedynie ją zaleca). Bezimpedancyjne dwukierunkowe źródło napięcia (6) zostało tak zaprogramowane, aby wytwarzało serię trójfazowych symetrycznych wzrostów napięcia o czasie trwania od 0,1 s do 60 s oraz amplitudach od 105% do 125% znamionowej wartości skutecznej napięcia wynoszącej 230 V. Podczas wykonywania badania, falownik był zasilony po stronie DC z symulatora paneli fotowoltaicznych (2) napięciem znamionowym i jednocześnie obciążony mocą czynną równą 50% jego mocy znamionowej strony AC.

Zgodnie z wymaganiami normy [82] falownik pracujący w trybie OVRT, po ustaniu wzrostu napięcia, musi przywrócić moc czynną do poziomu 90% mocy czynnej sprzed wystąpienia wzrostu, w czasie nie dłuższym niż 1 s. Na rysunkach 5.8-5.10 przedstawiono reakcję badanego falownika na zadane wzrosty napięcia zasilającego.

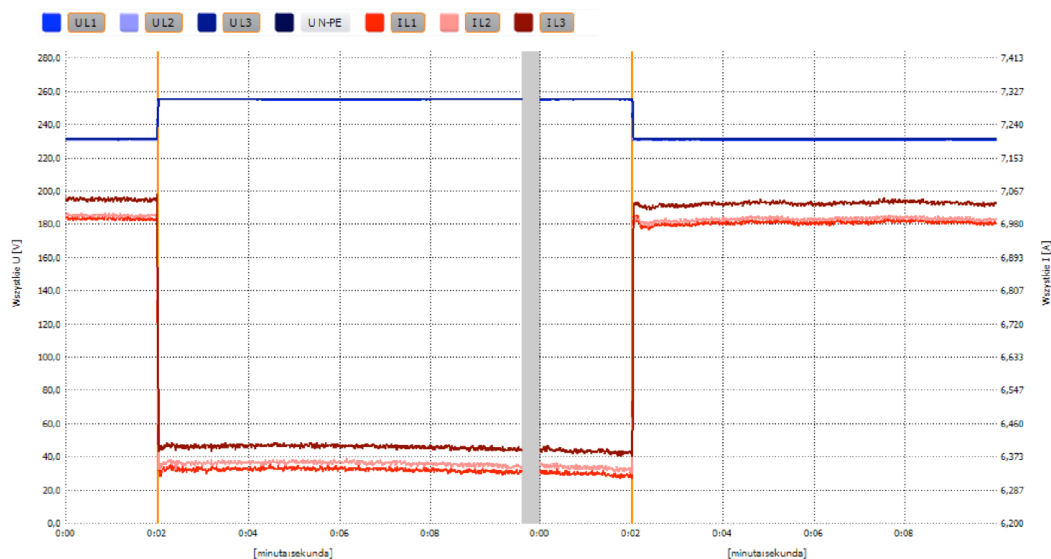


Rys. 5.8. Wyniki badania odporności przykładowego trójfazowego falownika fotowoltaicznego pracującego w trybie OVRT na wzrosty napięcia zasilającego o różnej amplitudzie oraz czasie trwania (zielone punkty)

oznaczają zadaną wartość napięcia, a linia koloru czarnego oznacza wymaganą odporność na wzrosty napięcia według normy [82])



Rys. 5.9. Przebiegi chwilowe napięć i prądów fazowych podczas zadanego wzrostu napięcia o amplitudzie 125% napięcia znamionowego oraz czasie trwania 100 ms



Rys. 5.10. Przebiegi wartości skutecznych napięć i prądów fazowych podczas zadanego wzrostu napięcia o amplitudzie 110% napięcia znamionowego oraz czasie trwania 60 s

Na podstawie rejestracji przedstawionych na rysunkach 5.8-5.10 można stwierdzić, że badany falownik poprawnie pracował w trybie OVRT w całym zakresie wymaganej przez normę [82] charakterystyki OVRT.

W świetle obecnych problemów prosumentów, którzy masowo składają reklamacje do OSD na automatyczne wyłączenia mikroinstalacji na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych, wybór falownika wyposażonego w tryb OVRT wydaje się być kluczową kwestią, na którą przyszli prosumenci powinni zwracać szczególną uwagę podczas wyboru falownika. Wydaje się również, że zarówno norma [82] jak i wymagania OSD [69] [81] powinny obligatoryjnie wymagać implementacji tej funkcjonalności w falownikach.

5.7. Wyniki badania emisji wyższych harmoniczných prądu przez falowniki fotowoltaiczne

Badania emisji wyższych harmoniczných prądu zostały przeprowadzone dla 8 jednofazowych oraz 17 trójfazowych falowników zgodnie z procedurą badań produktu opisaną w raporcie technicznym IEC TR 61000-3-15 [5] zgodnie z którą:

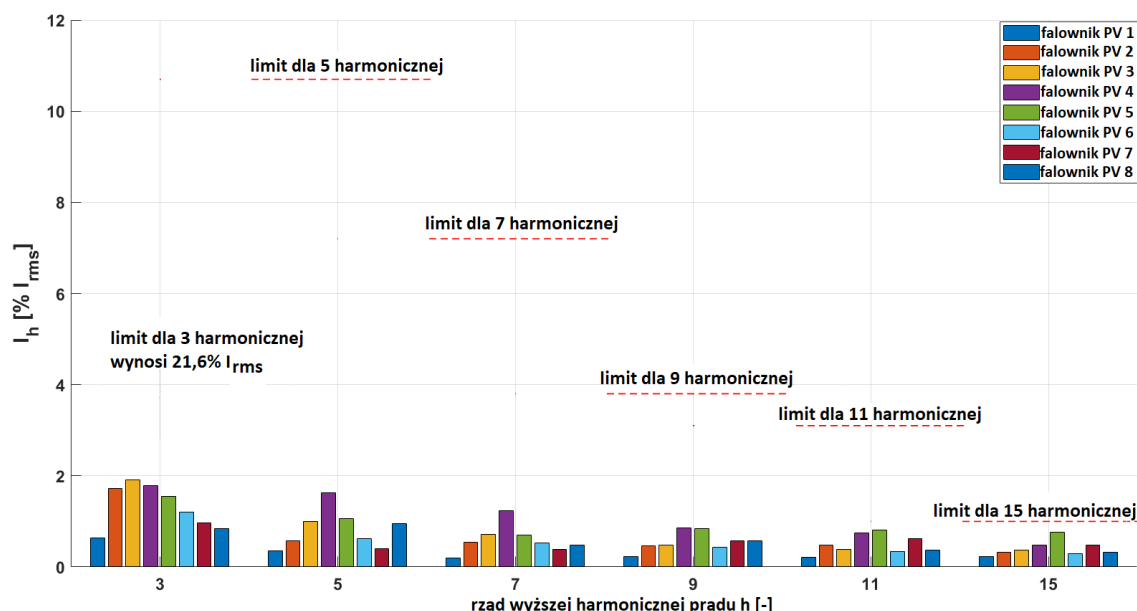
- a) każdy falownik był zasilony po stronie AC z bezimpedancyjnego dwukierunkowego źródła napięcia (6) symetrycznym układem trójfazowych napięć fazowych o wartościach skutecznych 230 V,
- b) przed rozpoczęciem badań zweryfikowano, czy poszczególne wyższe harmoniczne napięcia zawarte w napięciach fazowych bezimpedancyjnego dwukierunkowego źródła napięcia (6) nie przekraczają wartości granicznych zdefiniowanych w raporcie technicznym [5]¹⁶,
- c) dla każdego falownika zmierzono maksymalną wartość skuteczną prądu ciągłej pracy I_{rms} ¹⁷,
- d) dla każdego falownika zmierzono wyższe harmoniczne prądu o rzędach: 3, 5, 7, 9, 11 i 15, dla poziomów obciążenia wynoszących: 25%, 50%, 75% i 100% znamionowej mocy czynnej strony AC, przy minimalnym oraz znamionowym napięciu DC punktu MPP, określonym w specyfikacji technicznej każdego falownika. W ten sposób dla każdego falownika i każdej harmonicznej uzyskano 8 wyników wartości wyższych harmoniczných prądu odniesionych do maksymalnej wartości prądu, z których wybrano jedną wartość maksymalną i zaprezentowano ją na rysunkach 5.11 i 5.12, odpowiednio dla jedno- oraz trójfazowych falowników.

Na podstawie rezultatów przedstawionych na rysunkach 5.11-5.12 można stwierdzić, że wszystkie jedno- oraz trójfazowe falowniki charakteryzują się emisją wyższych harmoniczných prądu znacznie poniżej wartości granicznych określonych w raporcie technicznym [5]. Dla jednofazowych falowników udziały poszczególnych harmoniczných prądu są na zbliżonym do siebie poziomie, czego nie można powiedzieć o wynikach dla trójfazowych falownikach, w przypadku których otrzymane rezultaty są znacznie bardziej rozbieżne. Z pośród przebadanych trójfazowych falowników można wyróżnić kilka, dla których poszczególne harmoniczne prądu są na znacznie wyższym poziomie niż dla pozostałych falowników. Jest to widoczne zwłaszcza dla falowników nr 7, 13, 14 oraz 16.

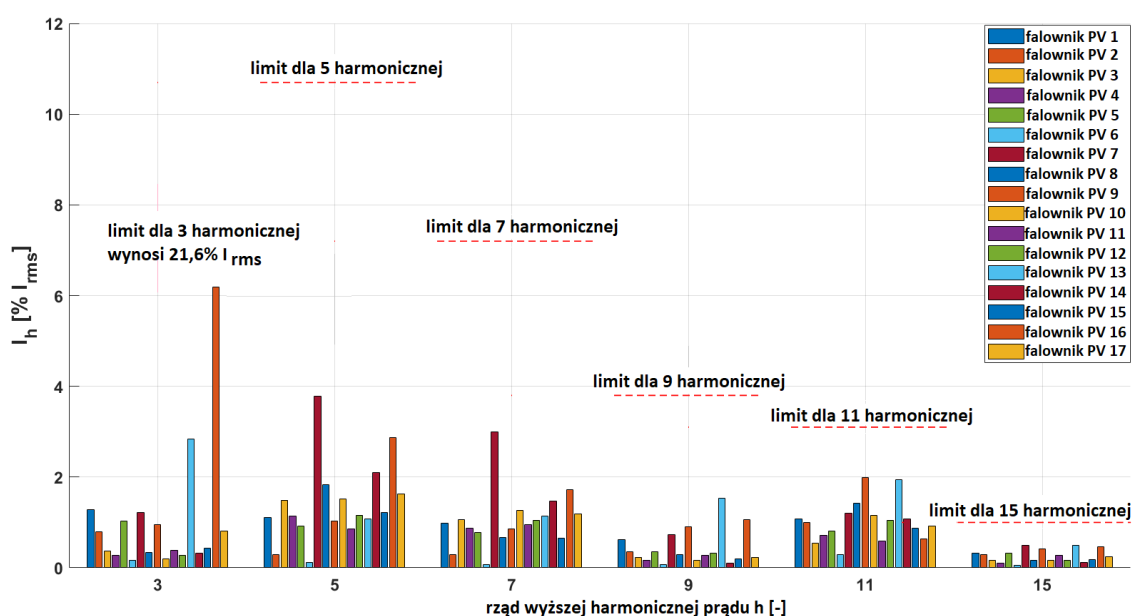
Przeprowadzone pomiary wykazują duże zróżnicowanie, nieuprawniające do formułowania wniosków ogólnych. Po pierwsze, więcej informacji jest dostępnych o przekształtnikach małej mocy, które można relatywnie łatwo badać w warunkach laboratoryjnych. Po drugie, takie środowisko badawcze najczęściej różni się – niekiedy znacznie – od rzeczywistych warunków pracy instalacji fotowoltaicznych (w połączeniu z siecią zasilającą). Emisja harmoniczna przekształtników fotowoltaicznych składa się zwykle z dwóch części: pierwotnej i wtórnej. Podczas gdy ta pierwsza jest głównie zależna od algorytmu sterowania zastosowanego w przekształtniku, o drugiej decydują w największym stopniu zastosowane filtry sieciowe po stronie AC przekształtników. W praktyce obydwie emisje są nie do rozdzielenia.

¹⁶ Celem tej weryfikacji było upewnienie się, że wyższe harmoniczne zawarte w napięciach fazowych źródła zasilania nie będą istotnie wpływać na wyższe harmoniczne zawarte w prądach fazowych badanych falowników.

¹⁷ Względem tego prądu wyznaczono udziały zmierzonych poszczególnych wyższych harmoniczných prąd.



Rys. 5.11. Wyniki pomiarów wyższych harmonicznych prądu przeprowadzone zgodnie z raportem technicznym [5] dla 8 jednofazowych falowników fotowoltaicznych



Rys. 5.12. Wyniki pomiarów wyższych harmonicznych prądu przeprowadzone zgodnie z raportem technicznym [5] dla 17 trójfazowych falowników fotowoltaicznych

5.8. Podsumowanie badań falowników fotowoltaicznych przeprowadzonych w ramach wydarzenia „Piknik OZE 2021”

Podsumowanie badań falowników fotowoltaicznych, również tych nieomówionych w ramach niniejszego rozdziału, a w realizacji których autor pracy uczestniczył jako członek zespołu wykonawców przedstawiono w tabeli 5.3.

Tabela 5.3. Zbiorcze zestawienie wyników badań falowników fotowoltaicznych przeprowadzonych w ramach wydarzenia „Piknik OZE 2021” (opracowano na podstawie raportu [97])

Rodzaj badania	Liczba trójfazowych falowników spełniająca wymagania dokumentów [46] [69] [79] [80] [81] [82]/badana liczba falowników	Liczba jednofazowych falowników spełniająca wymagania dokumentów [46] [69] [79] [80] [81] [82]/badana liczba falowników
praca w trybie redukcji mocy czynnej na skutek wzrostu częstotliwości napięcia zasilającego LFSM-O (ang. <i>Limited Frequency Sensitive Mode-Overfrequency</i>)	12/17	8/10
praca z charakterystyką $Q=f(U)$	12/17	-
praca w trybie UVRT	4/11	-
emisja wyższych harmoniczných prądu rzędów: 3, 5, 7, 9, 11 oraz 15	17/17	8/8
detekcja pracy wyspowej w czasie do 0,5 s	10/16	8/12
detekcja pracy wyspowej w czasie do 5 s	16/16	12/12

Na podstawie tabeli 5.3 można stwierdzić, że producenci falowników nie mają trudności, aby spełnić wymagania w zakresie emisji wyższych harmoniczných prądu oraz detekcji pracy wyspowej w czasie do 5 s (jest to wymóg OSD dla metod aktywnych wykrywania pracy wyspowej). Najmniej falowników spełniło wymagania w zakresie pracy w trybie UVRT i jest to najprawdopodobniej związane z tym, że funkcjonalność ta nie jest wymagana obligatoryjnie, a jest jedynie zalecana przez normę [82]. Część producentów falowników ma problemy z implementacją charakterystyk: LFSM-O, $Q=f(U)$ oraz wykrywaniem pracy wyspowej w czasie do 0,5 s, co jest wymagane przez OSD dla metody detekcji ROCOF (ang. *Rate of Change of Frequency*).

6. Wpływ instalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej

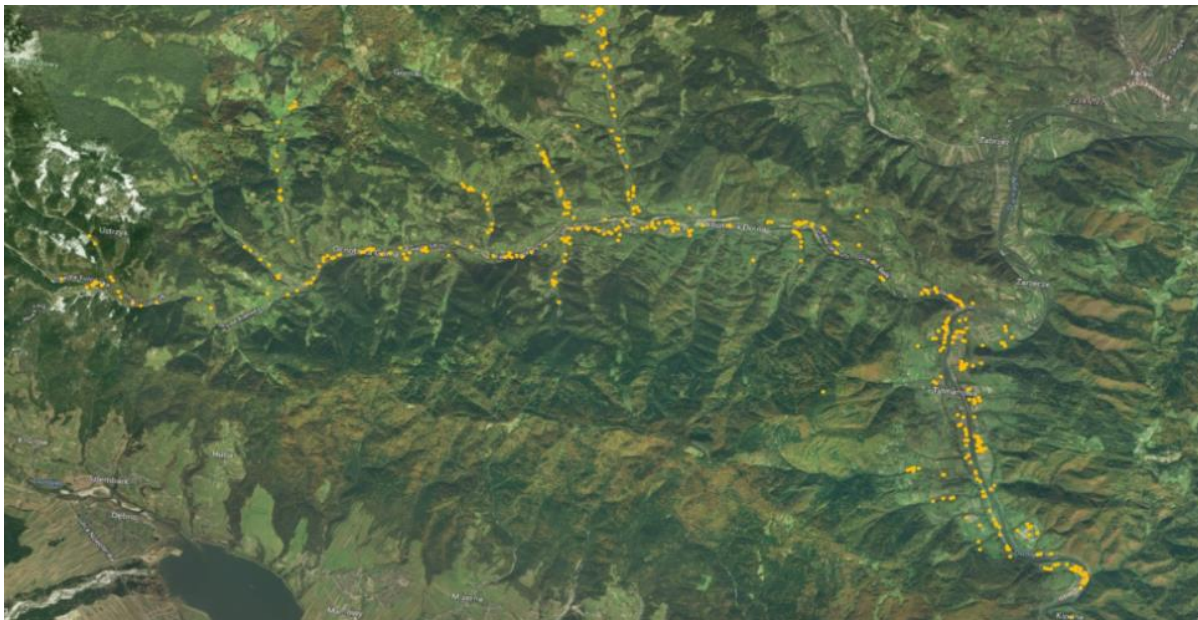
6.1. Miejsce prowadzenia badań

Gmina Ochotnica Dolna od 2015 roku prowadzi intensywne działania na rzecz sukcesywnego zwiększania udziału OZE w swoim miksie energetycznym. W 2015 roku na terenie oczyszczalni ścieków zlokalizowanej w miejscowości Tylmanowa powstała instalacja fotowoltaiczna o mocy 200 kW współpracująca z magazynem energii o pojemności 120 kWh wykonanym w technologii litowo-jonowej [109]. W tym samym roku, na dachu Zespołu Szkolno-Przedszkolnego w Tylmanowej, powstała druga instalacja fotowoltaiczna o mocy 22,67 kW, z której 16,30 kW jest przeznaczone do bezpośredniego zasilania grzałek elektrycznych służących do grzania ciepłej wody użytkowej, a 6,37 kW jest przeznaczone do zasilania, poprzez falownik fotowoltaiczny, wewnętrznej instalacji elektrycznej szkoły i pokrywania części jej zapotrzebowania na energię elektryczną. Również w 2015 roku zabudowano na dachach domów jednorodzinnych 120 mikroinstalacji fotowoltaicznych typu „off-grid” służących wyłącznie do grzania ciepłej wody użytkowej, bez możliwości oddawania nadwyżek energii do sieci OSD. Gmina nie poprzestała na powyższych działaniach i w 2017 roku, w ramach programu priorytetowego Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej „Wspieranie rozproszonych, odnawialnych źródeł energii Część 2) Prosument - linia dofinansowania z przeznaczeniem na zakup i montaż mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii” [110], zabudowano na dachach domów jednorodzinnych kolejne 726 jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy znamionowej 2 kW, również służących do grzania ciepłej wody użytkowej, ale tym razem z możliwością oddawania nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci OSD [111]. Tym sposobem niemal 1/3 budynków całej gminy posiada mikroinstalacje fotowoltaiczne, dzięki którym ich mieszkańcy pokrywają część swoich potrzeb energetycznych. W związku z podejmowanymi przez gminę działaniami Ministerstwo Energii w 2018 roku przyznało gminie certyfikat pilotażowego klastra energii „Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica”.

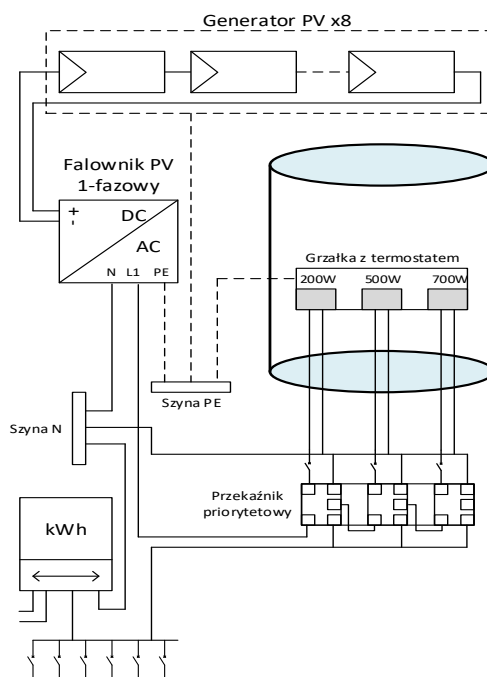
Badania wpływu instalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz sposobów redukcji ich negatywnego oddziaływania były prowadzone przez autora na terenie gminy Ochotnica Dolna w latach 2018-2022. Spośród zrealizowanych przez gminę działań, jako obiekt badań autor rozprawy wybrał jednofazowe mikroinstalacje fotowoltaiczne, których duża koncentracja w sieci niskiego napięcia (rys. 6.1) powoduje występowanie asymetrii prądów i napięć oraz wzrostów napięcia prowadzących do automatycznych włączeń tych instalacji, na co skarżą się prosumenci. Badania były prowadzone w wytypowanych obwodach niskiego napięcia z dużym ich udziałem, wynoszącym powyżej 30% wszystkich przyłączonych odbiorców i prosumentów.

Wszystkie 726 jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych zaprojektowano w taki sposób, aby w pierwszej kolejności energia elektryczna dostarczana z paneli fotowoltaicznych poprzez falownik była wykorzystywana na potrzeby grzania ciepłej wody użytkowej w bojlerze będącym własnością odbiorcy. W tym celu, tzw. przełącznik priorytetowy decyduje o załączaniu poszczególnych modułów grzałek, w zależności od poziomu generacji mocy czynnej w mikroinstalacji oraz temperatury wody w zbiorniku. W przypadku gdy woda osiągnie zadaną temperaturę, przełącznik priorytetowy wyłącza grzałki i przełącza falownik na instalację wewnętrzną odbiorcy. Jeśli odbiorca ma do tej fazy przyłączone odbiorniki energii elektrycznej, to będą one zasilane z mikroinstalacji, a nadwyżki energii zostaną oddane do sieci dystrybucyjnej. W skład każdej z 726 mikroinstalacji wchodzi (rys. 6.2) [112]:

- a) 8 paneli polikrystalicznych, każdy o mocy 250 W,
- b) przełącznik priorytetowy,
- c) grzałka z termostatem oraz trzema modułami o mocy 200 W, 500 W i 700 W,
- d) jednofazowy falownik o mocy znamionowej 2 kW.



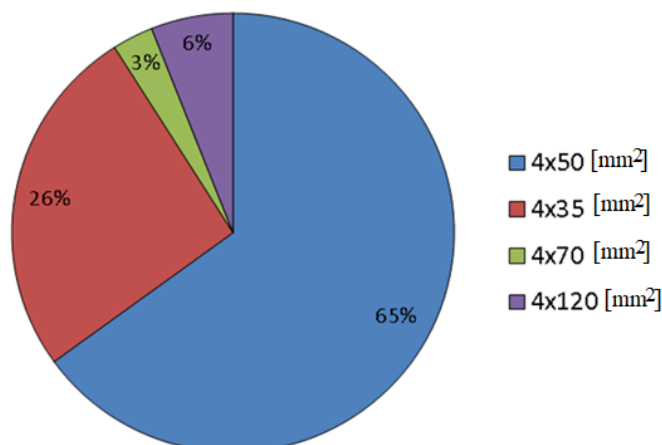
Rys. 6.1. Wizualizacja lokalizacji 726 jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na terenie gminy Ochotnica Dolna (źródło: Google Maps, opracowanie Tauron Dystrybucja S.A.)



Rys. 6.2. Schemat pojedynczej jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy znamionowej 2 kW połączonej z bojlerem oraz instalacją wewnętrzną odbiorcy [112]

Gmina Ochotnica Dolna została zelektryfikowana dopiero na początku lat 70 ubiegłego wieku [113]. Sieć dystrybucyjna niskiego napięcia została zaprojektowana do jednokierunkowego przepływu energii, tj. od stacji transformatorowych SN/nN w kierunku odbiorców, a przekroje przewodów został dobrane na podstawie współczynników jednoczesności dla kierunku poboru energii z sieci dystrybucyjnej. Do chwili zabudowy w 2017 roku tak dużej liczby jednofazowych mikroinstalacji, do OSD wpływały sporadyczne skargi na niewłaściwe parametry napięcia. Zabudowa jednofazowych mikroinstalacji spowodowała, że w godzinach dużego nasłonecznienia oraz niskiego poboru energii przez odbiorców końcowych (są to z reguły dni wolne od pracy), znaczna część energii produkowanej w mikroinstalacjach jest jednocześnie wprowadzana do sieci dystrybucyjnej. Zatem współczynniki jednoczesności dla kierunku wprowadzania energii do sieci są większe niż dla kierunku jej poboru (są znacznie bliższe jedności), a to skutkuje występowaniem wzrostów wartości skutecznych napięć

fazowych oraz ich asymetrię. Prowadzi to do automatycznego wyłączania się mikroinstalacji na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych falowników, zmniejszenia ilości energii wygenerowanej w skali roku oraz wydłużenia okresu zwrotu z inwestycji, a to z kolei skutkuje wzrostem skarg składanych do OSD.



Rys. 6.3. Udziały przekrojów przewodów obwodów niskiego napięcia zlokalizowanych na terenie gminy Ochotnica Dolna (źródło: Tauron Dystrybucja S.A.)

Obwody niskiego napięcia zlokalizowane na terenie gminy są w większości wykonane przewodami 4x50 mm² (rys. 6.3). Drugimi najbardziej popularnymi przewodami są przewody 4x35 mm², które stanowią aż 26% spośród wszystkich pozostałych przewodów. Zarówno przewody 4x50 mm² jak i 4x35 mm² wykonane są z aluminium i są podwieszone na słupach niskiego napięcia w układzie płaskim.

6.2. Wzrosty wartości skutecznej napięcia

Względną stratę napięcia $\frac{\Delta U}{U_n}$ wywołaną przepływem prądu w linii zasilającej można wyznaczyć z zależności:

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{(\pm PR_s) + (\pm QX_s)}{U_n^2} + j \frac{(\pm PX_s) - (\pm QR_s)}{U_n^2} = \pm \Delta U_d \pm j \Delta U_q \quad (6.1)$$

gdzie: R_s , X_s – rezystancja i reaktancja impedancji zastępczej linii na odcinku od stacji transformatorowej SN/nN do miejsca przyłączenia mikroinstalacji [Ω], $\pm P$ – moc czynna pobierana (+) lub oddawana (-) do sieci [W], $\pm Q$ – moc bierna indukcyjna (+) lub pojemnościowa (-) harmonicznej podstawowej [var], U_n – znamionowa wartość skuteczna napięcia fazowego sieci [V], ΔU_d – składowa podłużna straty napięcia [V], ΔU_q – składowa poprzeczna straty napięcia [V].

Pomijając składową poprzeczną straty napięcia ΔU_q , względny spadek napięcia można wyrazić zależnością:

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \text{Re} \left\{ \frac{\Delta U}{U_n} \right\} = \frac{(\pm PR_s) + (\pm QX_s)}{U_n^2} \quad (6.2)$$

Wartość spadku napięcia ΔU zależy od wielu czynników, tj. długości linii zasilającej, jej impedancji zastępczej i kąta fazowego (ilorazu X_s/R_s), obciążenia linii i współczynnika mocy $\cos\phi$ odbioru lub źródła wytwórczego.

Wymaganą wartość współczynnika mocy $\cos\phi$ źródła wytwórczego w celu redukcji spadku napięcia do zera można wyznaczyć z zależności:

$$\cos\phi \cong \frac{\frac{X_s}{R_s}}{\sqrt{\left(\frac{X_s}{R_s}\right)^2 + 1}} \quad (6.3)$$

Z zależności (6.3) wynika, że w linii zasilającej charakteryzującej się małą wartością ilorazu X_s/R_s niezbędne jest wymuszenie małej wartości współczynnika mocy $\cos\phi$ (dużej mocy biernej) w celu ograniczenia wzrostu napięcia. Im większa jest długość linii zasilającej, tym większa jest jej impedancja zastępcza dlatego nastawy współczynnika mocy $\cos\phi$ powinny być większe (bliższe jedności) w pobliżu stacji transformatorowej SN/nN i mniejsze na końcu linii.

Spadek napięcia ΔU jest inny dla jednofazowego i trójfazowego źródła. Przyjmując, że źródło pracuje ze współczynnikiem mocy $\cos\phi=1$, tj. wytwarza tylko moc czynną, względny wzrost napięcia dla instalacji jednofazowej można opisać zależnością:

$$\Delta u_{1F} = \frac{\Delta U}{U_n^2} \cong \frac{R_{ZW} P_{1F}}{U_n^2} \quad (6.4)$$

gdzie: R_{ZW} – rezystancja impedancji pętli zwarcia [Ω], P_{1F} – moc czynna źródła jednofazowego [W].

Dla instalacji trójfazowej, względny wzrost napięcia można wyznaczyć z zależności:

$$\Delta u_{3F} = \frac{\Delta U}{U_n^2} \cong \frac{R_s P_{3F}}{3 U_n^2} \quad (6.5)$$

gdzie: P_{3F} – moc czynna źródła trójfazowego [W].

Zatem dla źródła o tej samej mocy, zależność między wzrostem napięcia dla instalacji jednofazowej i trójfazowej jest następująca:

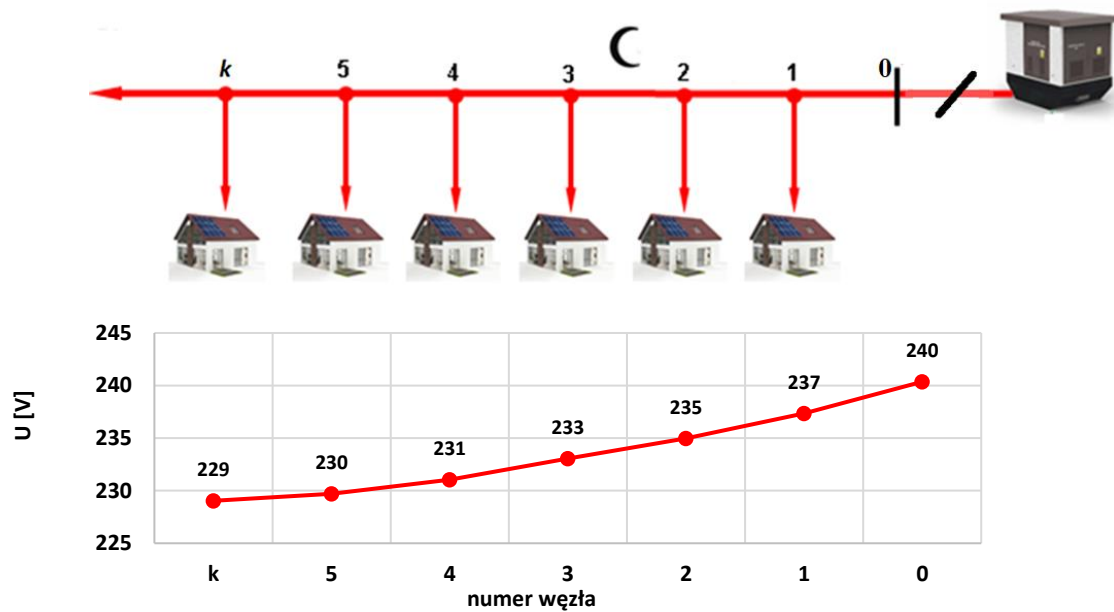
$$\frac{\Delta u_{1F}}{\Delta u_{3F}} = 3 \frac{R_{ZW}}{R_s} \quad (6.6)$$

Według publikacji [114] iloraz rezystancji po prawej stronie wyrażenia (6.6) wynosi, dla większości sieci, od 1,5 do 3,0. Wzrost napięcia dla jednofazowego źródła jest więc od 4,5 do 9,0 razy większy niż dla przypadku źródła trójfazowego (średnio około 6,5). Zatem już niewielka liczba prosumentów przyłączonych jednofazowo może spowodować niedopuszczalne wzrosty napięcia w obwodzie. Stąd też zalecenie polskich OSD, aby instalacje wytwórcze powyżej 3,68 kW były przyłączano wyłącznie trójfazowo [69]. W rozporządzeniu systemowym [8] określono dopuszczalny przedział zmian wartości skutecznej napięcia w sieci dystrybucyjnej dla podmiotów zaliczanych do III-V grupy przyłączeniowej¹⁸. Zgodnie z zapisami tego dokumentu w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych zagregowanych wartości skutecznych napięcia zasilającego musi zawierać się w przedziale $\pm 10\%$ napięcia znamionowego.

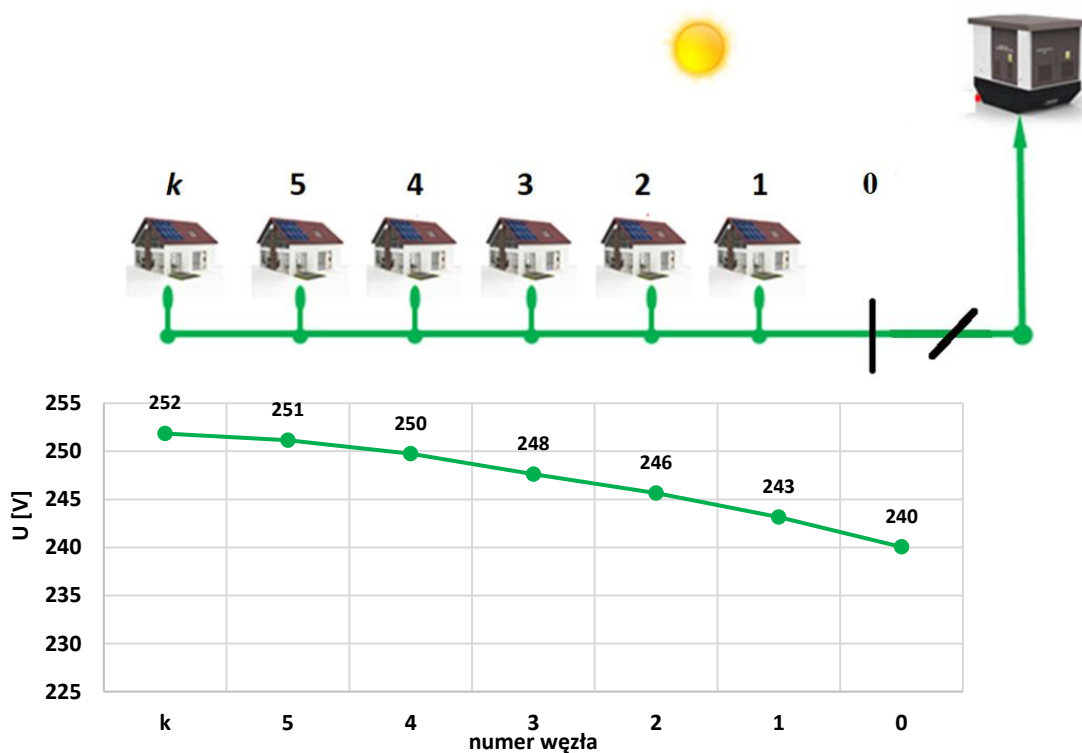
W celu lepszego wyjaśnienia przyczyn występowania wzrostów napięcia powodowanych przez mikroinstalacje fotowoltaiczne zostaną rozpatrzone graficznie dwa przypadki. Pierwszy będzie dotyczył pracy sieci z przyłączonymi jednofazowymi odbiornikami o mocy 2 kW (rys. 6.4), a drugi pracy sieci z przyłączonymi jednofazowymi mikroinstalacjami fotowoltaicznymi również o mocy 2 kW (rys. 6.5).

W przedstawionym na rysunku 6.4 przypadku, czerwonymi grotami strzałek wskazano kierunek przepływu prądu w obwodzie, który przepływa od stacji transformatorowej SN/nN, w kierunku poszczególnych odbiorników i tym samym wywołuje spadki napięcia ΔU na impedancjach poszczególnych odcinków obwodu. Im dalej od stacji transformatorowej SN/nN, tym wartość skuteczna napięcia w każdym kolejnym węźle jest mniejsza.

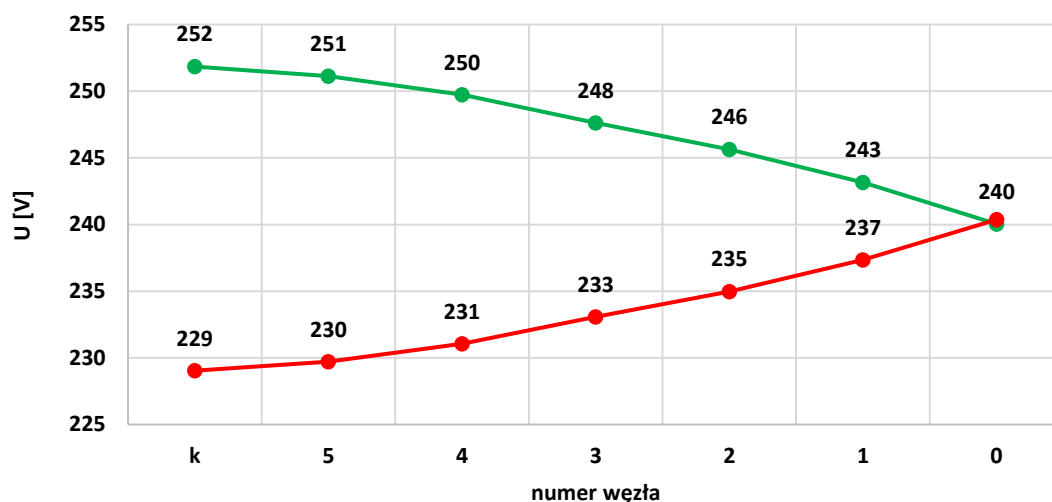
¹⁸ Grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV. Grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW. Grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW [8].



Rys. 6.4. Przykładowy profil wartości skutecznych napięcia pojedynczej fazy obwodu niskiego napięcia, do którego przyłączono k odbiorników energii elektrycznej o mocy 2 kW



Rys. 6.5. Przykładowy profil wartości skutecznych napięcia pojedynczej fazy obwodu niskiego napięcia, do którego przyłączono k mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW

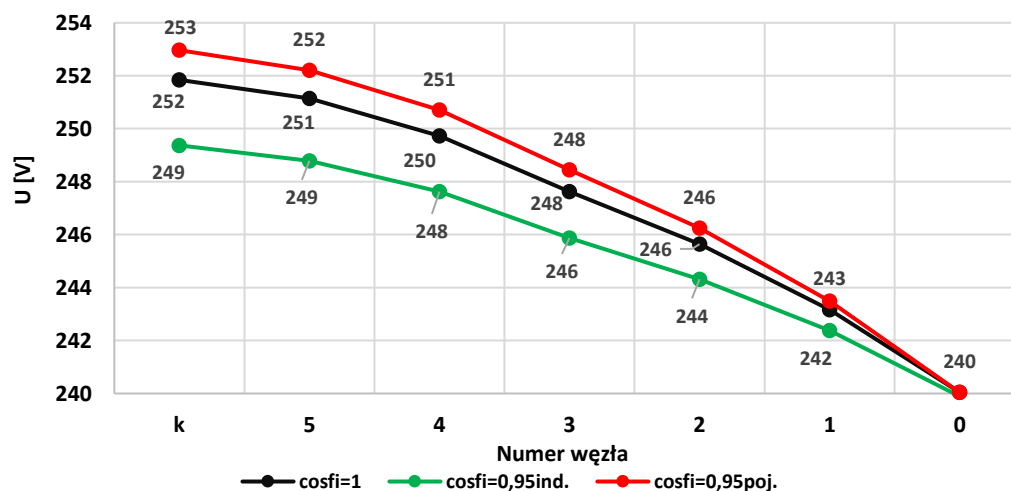


Rys. 6.6. Zestawienie profili wartości skutecznych napięcia pojedynczej fazy dla przypadku poboru (kolor czerwony) i generacji (kolor zielony) energii przez k odbiorników i mikroinstalacji

Z kolei na rysunku 6.5 przedstawiono przykładowy profil wartości skutecznych napięcia pojedynczej fazy obwodu niskiego napięcia, do którego zamiast k odbiorników przyłączono k mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW. Po zastąpieniu odbiorników mikroinstalacjami fotowoltaicznymi takiej samej mocy, profil wartości skutecznych napięcia wzdłuż obwodu wygląda zupełnie inaczej. Wartości skuteczne napięcie w każdym kolejnym węźle zwiększają się i osiągają maksymalny poziom na końcu obwodu. W porównaniu do przypadku z rysunku 6.4, zmienił się tylko kierunek przepływu prądu. Prąd nie płynie już od stacji transformatorowej SN/nN w kierunku poszczególnych odbiorników, tylko od prosumentów w kierunku stacji transformatorowej SN/nN. Ta zmiana kierunku (znaku) przepływu prądu powoduje, że również spadki napięcia ΔU na impedancjach poszczególnych odcinków obwodu zmieniają znak, przez co dodają się one do wartości skutecznej napięcia w stacji transformatorowej SN/nN, co jest przyczyną powstawania wzrostów wartości skutecznych napięcia w całym obwodzie.

Na podstawie rysunku 6.6 można stwierdzić, że na największe zmiany wartości skutecznej napięcia są narażeni odbiorcy i prosumenci zlokalizowani na końcu obwodu. W okresach, w których nie ma generacji, wartości skuteczne napięcia z reguły z dużym zapasem mieszczą się w dopuszczalnych przedziałach zmian. Z kolei w chwili poprawy warunków nasłonecznienia, wartości skuteczne napięcia mogą osiągnąć lub nawet przekroczyć górną dopuszczalną granicę wynoszącą 253 V.

Z kolei na rysunku 6.7 przedstawiono przykładowe profile wartości skutecznych napięcia dla przypadku pracy k mikroinstalacji ze współczynnikiem mocy $\cos\phi = 0,95_{\text{poj.}}; 1,0; 0,95_{\text{ind.}}$.



Rys. 6.7. Przykładowe profile wartości skutecznych napięcia pojedynczej fazy dla przypadku pracy mikroinstalacji z mocą 2 kW i współczynnikiem mocy $\cos\phi \neq 1$

Na wartość skuteczną napięcia można w pewnym stopniu wpłynąć poprzez wymuszenie przepływu mocy biernej w obwodzie niskiego napięcia (rys. 6.7). Ustawienie falowników na pobór mocy biernej indukcyjnej ($\cos\phi=0,95_{\text{ind.}}$) powoduje obniżenie wartości skutecznych napięcia w poszczególnych węzłach sieci. Z kolei ustawiając falowniki na pobór mocy biernej pojemnościowej ($\cos\phi=0,95_{\text{poj.}}$) powoduje zwiększenie wartości skutecznych napięcia w porównaniu do profilu napięcia uzyskanego przy pracy falowników ze współczynnikiem mocy $\cos\phi=1$. Niestety w sieciach niskiego napięcia, które charakteryzują się małą wartością ilorazu X_s/R_s skuteczność regulacji wartości skutecznej napięcia mocą bierną jest często niewystarczająca. Nie oznacza to jednak, że nie warto jej aktywować, ponieważ obniżenie wartości skutecznej napięcia nawet o kilka woltów może zmniejszyć lub nawet wyeliminować automatyczne wyłączenia mikroinstalacji.

6.3. Asymetria napięć fazowych

Trójfazowy system napięć w dziedzinie harmonicznej podstawowej jest asymetryczny, jeżeli trzy wektory napięć fazowych mają różne wartości lub jeżeli kąty fazowe pomiędzy nimi są różne od 120° . Powszechnie stosuje się dwie miary liczbowe asymetrii napięcia:

- a) współczynnik asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia wyznaczany jako iloraz składowej symetrycznej kolejności przeciwnej (U_2) do składowej kolejności zgodnej (U_1):

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_1} * 100\% \quad (6.7)$$

- b) współczynnik asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia wyznaczany jako iloraz składowej symetrycznej kolejności zerowej (U_0) do składowej kolejności zgodnej (U_1):

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_1} * 100\% \quad (6.8)$$

Do podstawowych przyczyn występowania asymetrii napięć w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia można zaliczyć przyłączane jednofazowe odbiorniki oraz źródła wytwórcze, których praca wywołuje asymetrię prądów fazowych. Powoduje to powstawanie asymetrycznych spadków napięcia w poszczególnych fazach i skutkuje asymetrią napięć fazowych w węzłach sieci.

Praca jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej w trójfazowej, czteroprzewodowej sieci zasilającej wywołuje przepływ prądu składowej symetrycznej kolejności zgodnej (I_1), przeciwnej (I_2) oraz zerowej (I_0):

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1}{3} * I_{1F} = \frac{1}{3} * \frac{P_{1F}}{U_n} \quad (6.9)$$

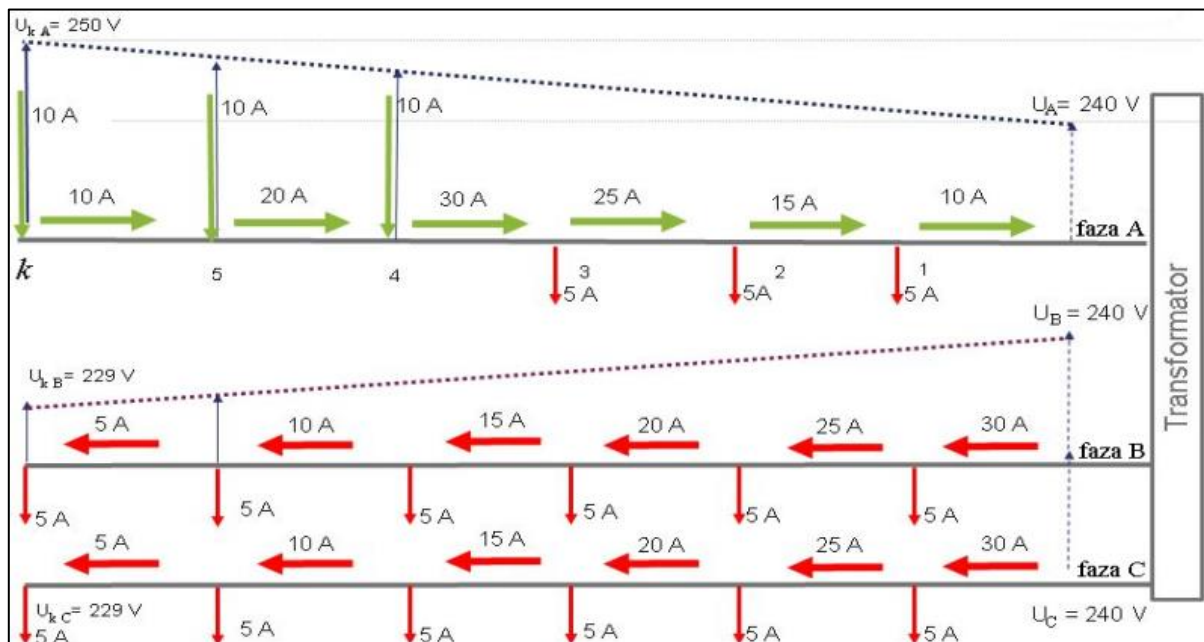
gdzie: I_{1F} – wartość skuteczna prądu pojedynczego jednofazowego źródła o mocy czynnej P_{1F} i współczynniku mocy $\cos\phi=1$ [A].

Prąd każdej składowej symetrycznej wywołuje spadek napięcia na impedancji składowej symetrycznej kolejności zgodnej (Z_1), przeciwnej (Z_2) oraz zerowej (Z_0) sieci:

$$\begin{aligned} \Delta U_1 &= I_1 * Z_1 = \frac{P_{1F} * Z_1}{3U_n} \\ \Delta U_2 &= I_2 * Z_2 = \frac{P_{1F} * Z_2}{3U_n} \\ \Delta U_0 &= I_0 * Z_0 = \frac{P_{1F} * Z_0}{3U_n} \end{aligned} \quad (6.10)$$

Dla trójfazowej, czteroprzewodowej sieci niskiego napięcia można założyć, że: $Z_1 = Z_2$ i $Z_0 = (1,5-3,0) \cdot Z_1$ oraz, że napięcie zasilające jest symetryczne, tj. $U_2 = U_0 = 0$.

Graficzną przykładową wizualizację przepływów prądów oraz napięć w obwodzie niskiego napięcia, do którego nierównomiernie przyłączono jednofazowe mikroinstalacje przedstawiono na rysunku 6.8.



Rys. 6.8. Przykładowy rozptył prądów fazowych oraz profile wartości skutecznych napięcia w układzie trójfazowym z jednofazowymi odbiornikami (kolor czerwony) oraz mikroinstalacjami (kolor zielony)

Jak można zauważyć na rysunku 6.8, mikroinstalacje przyłączone do fazy A powodują przepływ prądu w kierunku transformatora, podczas gdy na pozostałych fazach energia jest pobierana do odbiorników. Skutkiem takiego niesymetrycznego przepływu prądu jest widoczna asymetria napięć fazowych, tj. wzrost napięcia w fazie A oraz obniżenie napięcia wzdłuż obwodu w pozostałych fazach.

Jednofazowe mikroinstalacje fotowoltaiczne są w większości przypadków losowo przyłączane do poszczególnych faz sieci zasilającej. Wraz ze wzrostem ich liczby składowa symetryczna kolejności przeciwnej prądu I_2 rośnie (równocześnie najczęściej maleje współczynnik asymetrii prądu dla składowej przeciwnej I_2/I_1 ze względu na wzrost prądu składowej symetrycznej kolejności zgodnej I_1). W celu wyznaczenia wartości składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia w punkcie przyłączenia jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej, z prawdopodobieństwem wystąpienia 95% można posłużyć się zależnością [115] [116]:

$$U_2 = \sqrt{\frac{N}{3}} \cdot I_{1F} = \sqrt{\frac{N}{3}} \cdot \frac{P_{1F} \cdot Z_2}{3U_n} \quad (6.11)$$

gdzie: N – liczba jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych [-], $\sqrt{\frac{N}{3}} \cdot I_{1F}$ – wartość skuteczna prądu z prawdopodobieństwem wystąpienia 95% [A].

Zależność (6.11) umożliwia wyznaczenie maksymalnej mocy czynnej dla pojedynczej mikroinstalacji $P_{1F \max}$, która może być przyłączona do jednej fazy i nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnej wartości współczynnika asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia w punkcie przyłączenia. Zakładając, że maksymalna wartość składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia nie może przekroczyć wartości $u_2 \cdot \frac{U_{LL}}{\sqrt{3}}$, a najmniejsza wartość napięcia jaka może wystąpić w punkcie przyłączenia wynosi $u_{\min} \cdot \frac{U_{LL}}{\sqrt{3}}$, otrzymujemy:

$$P_{1F\ max} = u_{min} * u_2 * \frac{U_{LL}^2}{Z_2} \quad (6.12)$$

gdzie: u_{min} – minimalna dopuszczalna względna wartość napięcia zasilającego (z reguły wynosi ona 0,9-1,0) [-], u_2 – dopuszczalna względna wartość udziału składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia (zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8] nie może być ona większa niż 0,02) [-], U_{LL} – znamionowa wartość skuteczna napięcia międzyfazowego sieci zasilającej [V].

Jak można zauważyć z zależności (6.12) jedynym parametrem zmieniającym się wraz z lokalizacją punktu przyłączenia źródła jest impedancja dla składowej przeciwnej Z_2 . Zatem im większa odległość od stacji transformatorowej SN/nN tym mniejsza maksymalna moc czynna jednofazowego źródła, którą można przyłączyć, aby nie przekroczyć dopuszczalnego poziomu współczynnika asymetrii dla składowej przeciwnej napięcia.

Bazując na zależności (6.12) można również wyznaczyć maksymalną liczbę jednofazowych źródeł o mocy jednostkowej P_{1F} , które mogą być przyłączone w danym punkcie sieci, aby nie doszło do przekroczenia dopuszczalnego poziomu współczynnika asymetrii dla składowej przeciwnej napięcia [116]:

$$N < \left(\frac{u_{min} * u_2}{\sqrt{3}} * \frac{U_{LL}^2}{P_{1F} * Z_2} \right)^2 \quad (6.13)$$

Z zależności (6.12-6.13) można wyciągnąć dwa praktyczne wnioski:

- a) zdolność przyłączeniowa mikroinstalacji wzrasta z kwadratem dopuszczalnej wartości składowej przeciwnej napięcia. Na przykład, jeśli przyjmiemy wzrost dopuszczalnej składowej przeciwnej napięcia z 1% do 2%, to zdolność przyłączeniowa wzrośnie czterokrotnie,
- b) zdolność przyłączeniowa jest odwrotnie proporcjonalna do mocy czynnej źródła.

6.4. Wahania napięcia

Wahania napięcia są definiowane jako seria zmian wartości skutecznej lub obwiedni przebiegu czasowego napięcia. W przypadku tego zaburzenia można mówić o [117]:

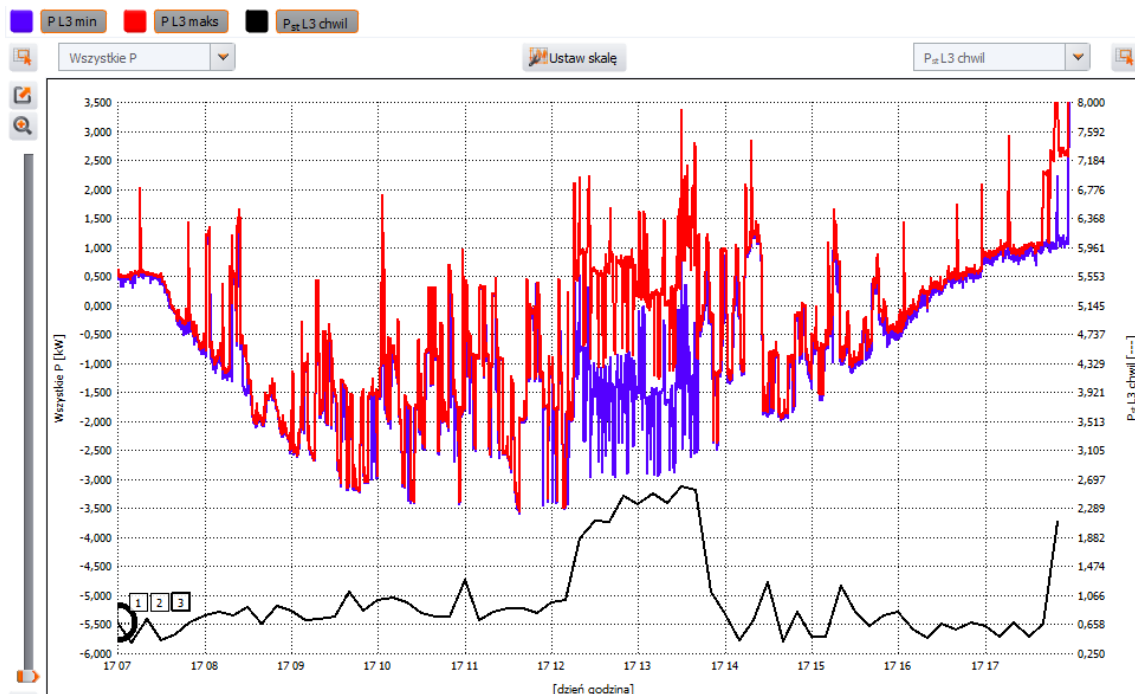
- a) kształcie wahań napięcia¹⁹ (obwiednia wartości szczytowych napięcia przedstawiona w funkcji czasu),
- b) przedziale zmiany napięcia (różnica maksymalnej i minimalnej wartości skutecznej lub szczytowej napięcia występująca podczas zaburzenia),
- c) częstości (częstotliwości dla przebiegów okresowych) zmian napięcia (liczba zmian napięcia występująca w jednostce czasu).

Podstawową przyczyną występowania wahań napięcia jest zmienny w czasie pobór lub generacja mocy czynnej lub biernej przez odbiorniki i źródła wytwórcze o znacznych mocach w relacji do mocy zwarciowej w punkcie ich przyłączenia. W sieciach niskiego napięcia źródłami wahań napięcia mogą być urządzenia, które charakteryzuje cykliczność pracy, takie jak np. pralki, lodówki, klimatyzatory, pompy ciepła itp. Ze względu na małe moce jednostkowe tych urządzeń ich negatywny wpływ dotyczy z reguły ograniczonej liczby odbiorców.

Pomiar wahań napięcia jest wykonywany w celu sprawdzenia zgodności istniejących poziomów tego zaburzenia z postanowieniami norm oraz określenia poziomu emisji rozważanego odbiornika lub źródła i porównania go z wartościami uznawanymi za dopuszczalne. Wyróżnia się dwie podstawowe metody pomiarowe wahań napięcia. Pierwsza metoda polega na ilościowej ocenie zjawiska na podstawie

¹⁹ Ze względu na charakter zmian można mówić o wahaniach okresowych lub nieokresowych, zdeterminowanych (rzadziej) lub losowych (częściej).

czasowej zmiany wartości skutecznej lub obwiedni przebiegu napięcia (zgodnie z klasycznymi wskaźnikami). Druga metoda (powszechnie stosowana) polega na pomiarze pośrednim, tzn. pomiarze zjawiska migotania światła będącego skutkiem wahań napięcia. Miarami liczbowymi drugiej metody są bezwymiarowe wskaźniki migotania światła: krótkookresowy – P_{st} (agregowany w czasie 10 minut) oraz długookresowy – P_{lt} (agregowany w czasie 2 godzin). Zgodnie z zapisami rozporządzenia systemowego [8] dla podmiotów zaliczanych do III-V grupy przyłączeniowej przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik P_{lt} w sieci o napięciu znamionowym poniżej 110 kV nie może przekroczyć 1.



Rys. 6.9. Przykładowy przebieg wskaźnika P_{st} na tle minimalnej i maksymalnej mocy czynnej (agregowana 200-milisekundowo moc czynna zarejestrowana w interwale 10 sekund) w fazie L3 przykładowej mikroinstalacji fotowoltaicznej [57]

Przykład przedstawiający korelację przebiegu wskaźnika krótkookresowego migotania światła P_{st} z minimalnym i maksymalnym przebiegiem mocy czynnej pewnej mikroinstalacji fotowoltaicznej przedstawiono na rysunku 6.9. Jak można zauważyć, w godzinach 12:00-14:00 jest widoczny wyraźny wzrost wskaźnika P_{st} , który jest powodowany dużą zmiennością generowanej i pobieranej mocy czynnej prosumenta. Podobnie jak w przypadku wzrostów napięcia, również poziom wahań napięcia jest zależny od zmienności mocy mikroinstalacji fotowoltaicznej, która zależy od zmienności warunków nasłonecznienia, zmienności mocy odbiorników załączanych przez prosumenta oraz mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia.

6.5. Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi

Falowniki fotowoltaiczne są źródłem wyższych harmoniczných prądu, a ich emisja składa się z dwóch części: pierwotnej i wtórnej [57]. Pierwsza z nich zależy głównie od zastosowanego algorytmu sterowania przekształtnika, a o drugiej decydują w największym stopniu filtry sieciowe. W praktyce obu emisji nie da się rozdzielić. Czynniki wpływającymi na poziom emisji wyższych harmoniczných prądu przez falowniki fotowoltaiczne są [57]:

- odształcenie napięcia zasilającego,
- wartość napięcia zasilającego,
- charakterystyka impedancyjna sieci,
- moc wyjściowa,
- asymetria napięcia (dotyczy falowników trójfazowych),

f) algorytm sterowania mocy czynnej i biernej.

Laboratoryjne badania falowników fotowoltaicznych omówione w rozdziale 5 wykazały, że przekształtniki jedno- i trójfazowe charakteryzują się emisją wyższych harmonicznymi prądu znacznie poniżej wartości granicznych określonych w raporcie technicznym IEC TR 61000-3-15 [5], niemniej jednak wymienione czynniki oraz rzeczywiste warunki pracy falowników mogą wpłynąć na wzrost emisji harmonicznymi, co w konsekwencji może spowodować wzrost poziomu odkształcenia napięcia w sieci.

W rozporządzeniu systemowym [8] dla podmiotów zaliczanych do III-V grupy przyłączeniowej ustalono, że w każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych agregowanych wartości współczynnika odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD_u), uwzględniającego wyższe harmoniczne do 50 rzędu musi być mniejsza lub równa 8%. W dokumencie tym zdefiniowano również dopuszczalne poziomy poszczególnych wyższych harmonicznymi napięcia o rzędach od 2 do 50, co przedstawiono w tabeli 6.1.

Tabela 6.1. Zestawienie dopuszczalnych poziomów wyższych harmonicznymi napięcia zdefiniowanych w rozporządzeniu systemowym [8] dla podmiotów zakwalifikowanych do III-V grupy przyłączeniowej

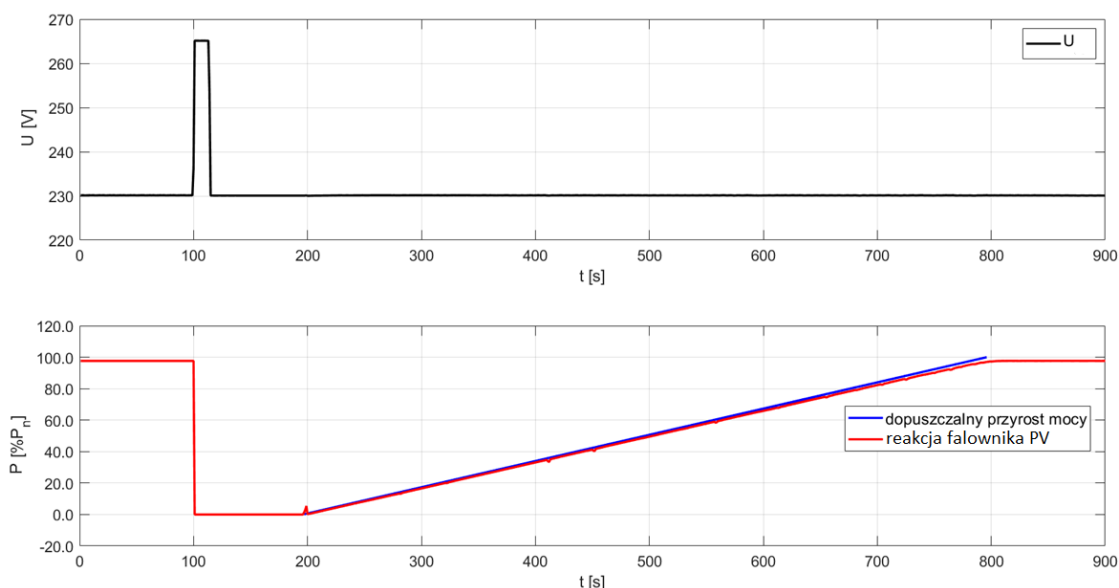
Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznymi [h]	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej $[u_h]$
rząd harmonicznymi [h]	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej $[u_h]$	rząd harmonicznymi [h]	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej $[u_h]$		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	> 4	0,5%
13	3%	> 15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				
> 25	$0,5 + \frac{25}{h}$				

6.6. Automatyczne wyłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznych

Każda mikroinstalacja fotowoltaiczna musi być wyposażona w dwa rodzaje zabezpieczeń nadnapięciowych. Pierwsze z nich (zwłoczne) działa na wyłączenie mikroinstalacji po osiągnięciu w dowolnej fazie 10-minutowej średniej wartości skutecznej napięcia fazowego wynoszącej co najmniej 253 V (440 V dla napięcia międzyfazowego). Drugie zabezpieczenie nadnapięciowe (bezzwłoczne) reaguje natychmiast na wzrost wartości skutecznej napięcia fazowego w dowolnej fazie powyżej 264,5 V (460 V dla napięcia międzyfazowego).

Ponadto norma [82] wymaga, aby ponowne załączenie mikroinstalacji nastąpiło po upływie co najmniej 60 s od jej automatycznego wyłączenia, przy zachowaniu warunku dla wartości skutecznych napięć fazowych, które muszą mieścić się w przedziale 195,5 V – 253,0 V. Po upływie co najmniej 60 s i spełnieniu warunku napięciowego, mikroinstalacja powinna zacząć generować moc czynną z pochodną zmiany mocy czynnej wynoszącą maksymalnie 10% znamionowej mocy czynnej falownika na minutę. Oznacza to, że jeśli energia pierwotna zarówno przed jak i po wyłączeniu falownika jest na

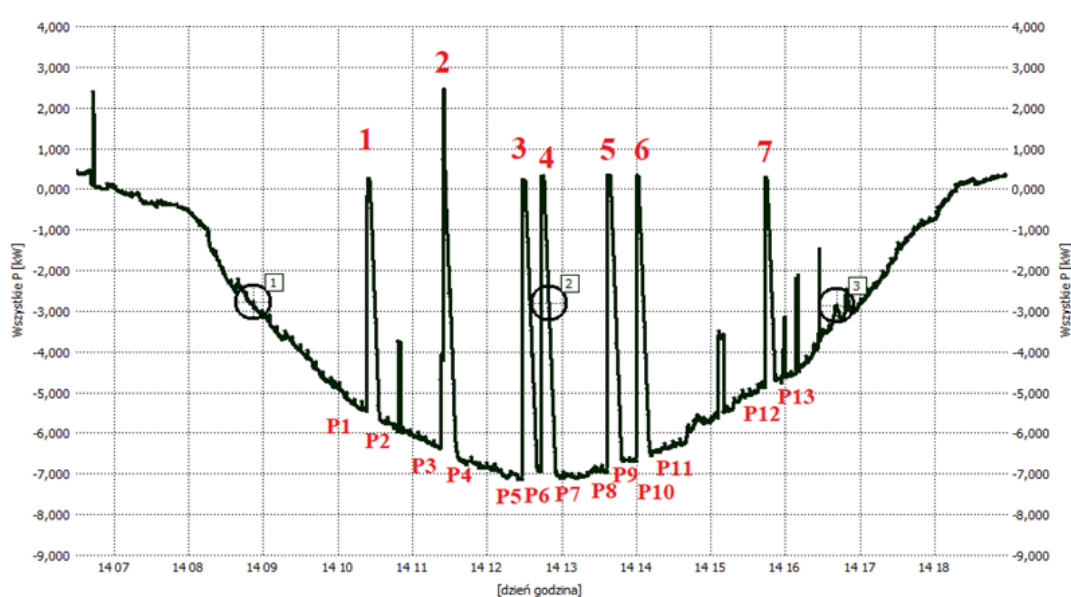
takim samym poziomie, to mikroinstalacja po ponownym załączeniu się powinna osiągnąć generację mocy czynnej na poziomie sprzed wyłączenia dopiero po upływie 10 minut. Biorąc pod uwagę te dwa kryteria dotyczące ponownego złączenia i powrotu do generacji sprzed wyłączenia można wykazać, że każde wyłączenie falownika powoduje wygenerowanie około 45,4% energii możliwej do wygenerowania gdyby nie wyłączenie mikroinstalacji (możliwą do wygenerowania energię oszacowano bazując na przebiegu mocy czynnej przedstawionym na rysunku 6.10).



Rys. 6.10. Przykład ponownego załączenia się falownika po jego automatycznym wyłączeniu na skutek zadziałania II stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego (badanie wykonano dla przykładowego trójfazowego falownika w ramach wydarzenia „Piknik OZE 2021” [97])

Proces prawidłowego ponownego załączenia się i generacji mocy czynnej przez falownik po jego automatycznym wyłączeniu przedstawiono na rysunku 6.10. Jak można zauważyć, po zadziałaniu II stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego, falownik załączył się po upływie około 100 s, z pochodną zmian mocy czynnej wynoszącą około 10% znamionowej mocy czynnej falownika na minutę.

Zarejestrowany przebieg generowanej mocy czynnej przez przykładową trójfazową mikroinstalację fotowoltaiczną przyłączoną do sieci niskiego napięcia, która została siedmiokrotnie wyłączona na skutek zadziałania jej zabezpieczeń nadnapięciowych przedstawiono na rysunku 6.11.



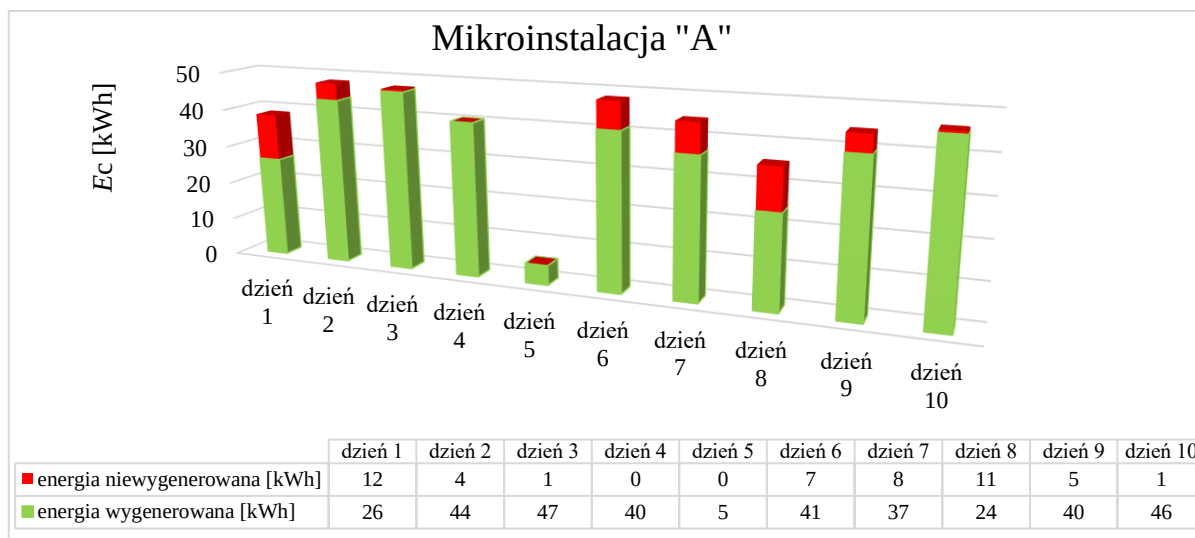
Rys. 6.11. Przebieg dobowego profilu generacji mocy czynnej pewnej trójfazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej przerywany siedmioma automatycznymi wyłączeniami na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych [57]

Na podstawie pomiaru ilości dobowej energii wygenerowanej przez mikroinstalację oraz przy założeniu, że średnia moc czynna podczas wyłączania się mikroinstalacji jest równa średniej arytmetycznej zarejestrowanych mocy czynnych tuż przed automatycznym wyłączeniem się mikroinstalacji i tuż po wznowieniu generacji, można oszacować ilość energii możliwej do wygenerowania przez daną mikroinstalację, gdyby nie dochodziło do jej automatycznych wyłączeń:

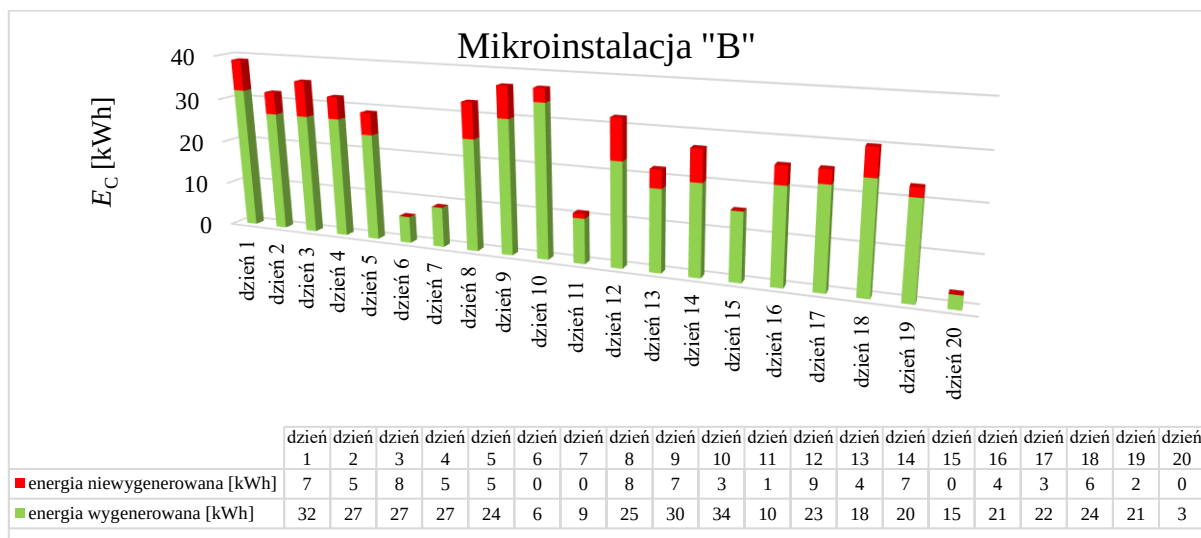
$$E_c \cong E_w + E_{nw} \cong E_w + (1 - 0,454) * \left(\frac{P_1 + P_2 + \dots + P_n}{n} \right) * l * \frac{11}{60} \quad (6.14)$$

gdzie: E_w – energia wygenerowana w ciągu dnia przez mikroinstalację [kWh], E_{nw} – oszacowana energia niewygenerowana przez mikroinstalację [kWh], P_1, P_2, P_n – zarejestrowane wartości mocy czynnych tuż przed automatycznym wyłączeniem się mikroinstalacji i tuż po wznowieniu generacji [kW], l – liczba pojedynczych automatycznych wyłączeń mikroinstalacji w ciągu dnia [-].

Korzystając z zależności (6.14), na rysunkach 6.12 oraz 6.13 przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy ilości energii wygenerowanej oraz niewygenerowanej dla dwóch różnych trójfazowych mikroinstalacji o mocy 10 kW przyłączonych do sieci niskiego napięcia, które ulegały automatycznym wyłączeniom na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych (jedną z tych mikroinstalacji jest ta, dla której na rysunku 6.11 przedstawiono dobowy przebieg profilu generacji mocy czynnej).



Rys. 6.12. Ilość energii wygenerowanej oraz straconej na skutek wyłączeń przykładowej trójfazowej mikroinstalacji „A” o mocy 10 kW w ciągu 10 dni



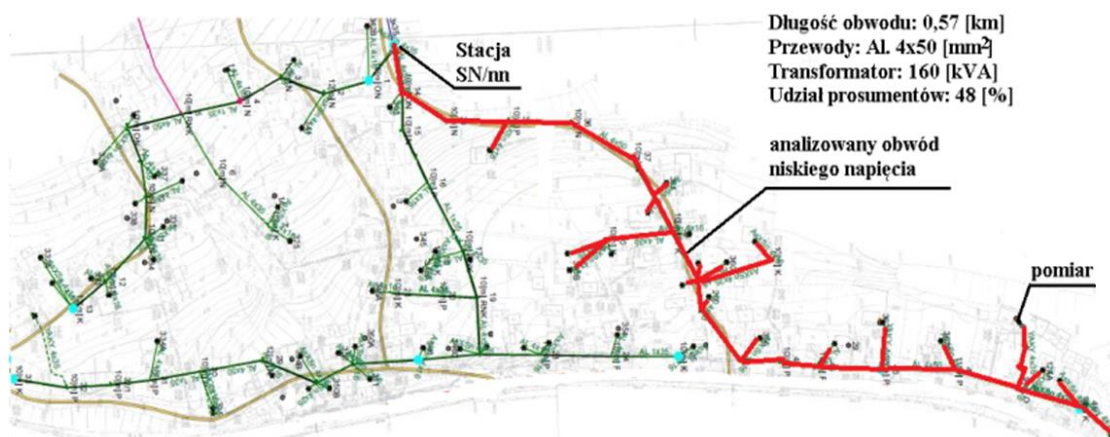
Rys. 6.13. Ilość energii wygenerowanej oraz straconej na skutek wyłączeń przykładowej trójfazowej mikroinstalacji „B” o mocy 10 kW w ciągu 20 dni

Jak można zauważyć na rysunku 6.12 oraz 6.13, ilość energii straconej przez mikroinstalacje „A” i „B” oraz ich udział w energii wygenerowanej w poszczególnych dniach jest różny, co wynika m.in. z warunków nasłonecznienia, poziomu autokonsumpcji energii, profilu poboru oraz generacji energii przez innych odbiorców i prosumentów przyłączonych w obwodzie, co ma wpływ na profil napięcia wzdłuż linii niskiego napięcia i liczbę automatycznych wyłączeń mikroinstalacji. Dla mikroinstalacji „A” efektywność generacji energii (rozumiana jako iloraz ilości energii wygenerowanej i ilości energii możliwej do wygenerowania) za 10 dni wynosi około 88%, natomiast dla mikroinstalacji „B” efektywność generacji energii za 20 dni wynosi około 84%. Oznacza to, że gdyby nie automatyczne wyłączenia, to mikroinstalacje „A” i „B” w rozpatrywanym okresie wygenerowałyby odpowiednio około 12% i 16% więcej energii. Przedstawiona analiza pokazuje, że na skutek występowania wzrostów napięcia w sieci ilości energii niewygenerowanej mogą być znaczne, co wpływa na obniżenie okres zwrotu kapitału zainwestowanego w mikroinstalację fotowoltaiczną.

6.7. Przykładowe wyniki pomiarów

6.7.1. Obiekt badań

Analizę wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wartość skuteczną napięcia, asymetrię napięć fazowych, wahania napięcia oraz odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi przeprowadzono w pewnym obwodzie niskiego napięcia, w którym udział prosumentów w liczbie wszystkich odbiorców (łącznie z prosumentami) wynosi 48%. Schemat obwodu oraz lokalizację analizatora jakości energii elektrycznej klasy A przedstawiono na rysunku 6.14.



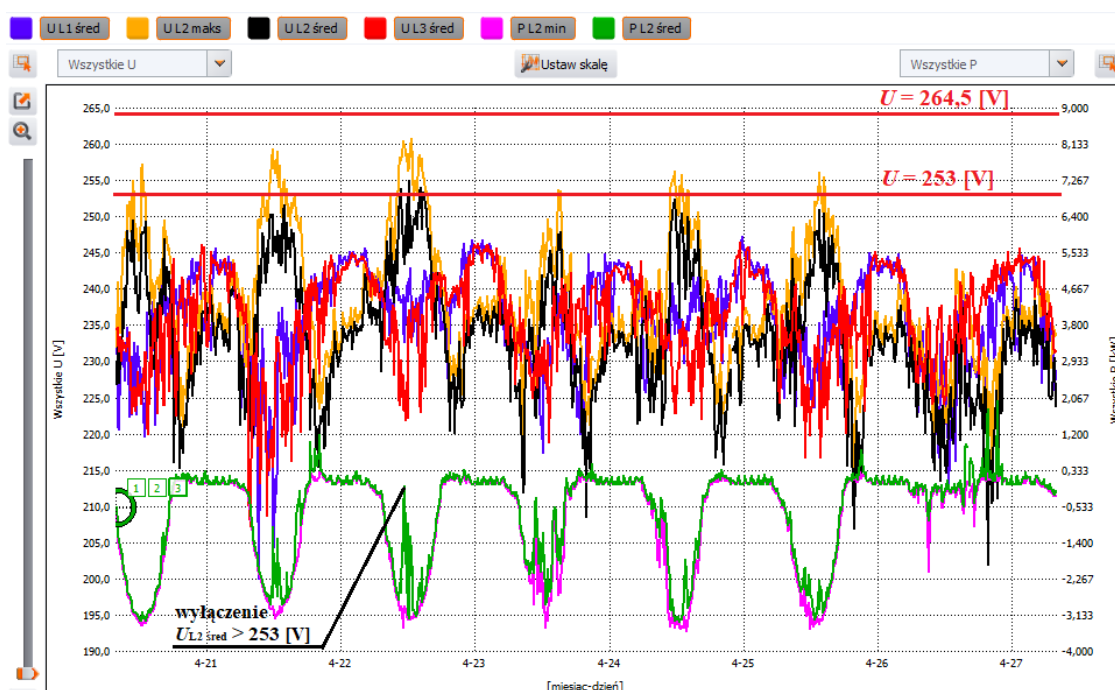
Rys. 6.14. Obwód niskiego napięcia z 48% udziałem jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych

6.7.2. Wartość skuteczna oraz asymetria napięć fazowych

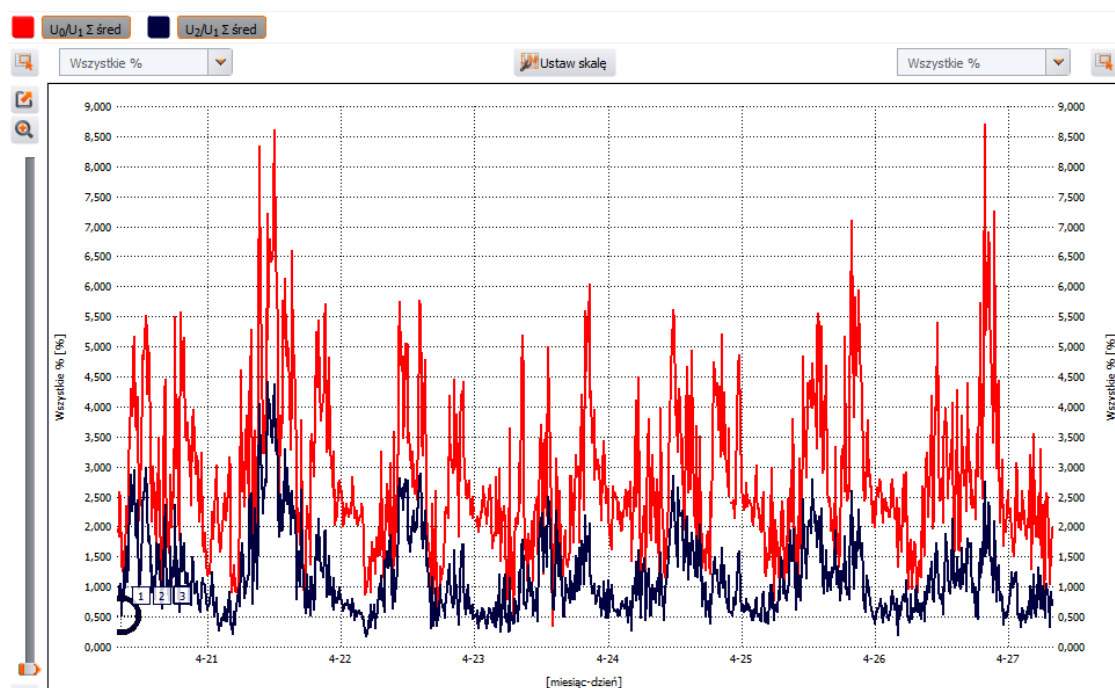
Na rysunkach 6.15-6.16 oraz w tabeli 6.3 przedstawiono wyniki tygodniowego pomiaru parametrów jakości dostawy energii elektrycznej wykonanego w miejscu przyłączenia jednego z prosumentów posiadającego jednofazową mikroinstalację o mocy 3,5 kW²⁰, zasilaną z obwodu przedstawionego na rysunku 6.14. Większość jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych, łącznie z mikroinstalacją rozważanego prosumenta, została przyłączona do fazy L2. Na rysunku 6.15a dla fazy L2 pokazano zmierzone 10-minutowe (kolor czarny) oraz maksymalne 200-milisekundowe (kolor pomarańczowy)

²⁰ W celu lepszego pokazania wpływu jednofazowych mikroinstalacji PV na parametry napięcia zasilającego zdecydowano o wykonaniu pomiaru dla jednofazowej mikroinstalacji o mocy 3,5 kW, która została przyłączona jeszcze przed uruchomieniem przez gminę programu priorytetowego [110], w ramach którego zabudowano 726 jednofazowych mikroinstalacji PV o mocy 2 kW. Moc pozostałych mikroinstalacji przyłączonych w obwodzie wynosiła 2 kW.

zagregowane wartości skuteczne napięcia na tle mocy czynnej mikroinstalacji: kolor zielony (agregacja 10-minutowa) oraz fioletowy (agregacja 200-milisekundowa). Widoczna jest korelacja wzrostu napięcia w tej fazie ze wzrostem generacji w mikroinstalacji prosumenta oraz duża różnica między wartościami napięcia agregowanymi 10-minutowo i 200-milisekundowo.

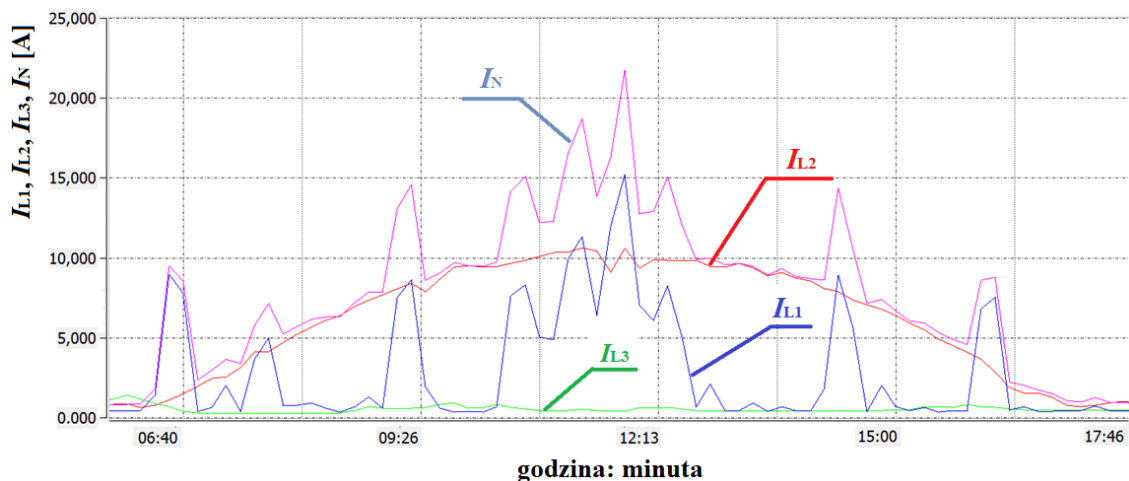


(a)

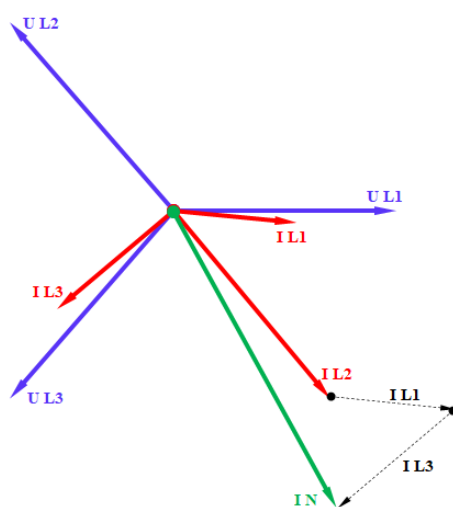


(b)

Rys. 6.15. Charakterystyki napięć fazowych i generowanej mocy czynnej (a) oraz współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 i przeciwnej U_2/U_1 napięcia (b) zmierzone w punkcie przyłączenia prosumenta dla wybranego tygodnia kwietnia 2018 roku (gdzie: U_{L1} śred, U_{L2} śred, U_{L3} śred – wartości skuteczne napięć fazowych agregowane 10-minutowo, U_{L2} maks – maksymalne (agregowane 200-milisekundowo) wartości skuteczne napięcia fazy L2 zarejestrowane w interwale 10 minut, P_{L2} min – minimalna (agregowana 200-milisekundowo) moc czynna w fazie L2 zarejestrowana w interwale 10 minut, P_{L2} śred – moc czynna w fazie L2 agregowana 10-minutowo, U_0/U_1 śred – współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia agregowany 10-minutowo, U_2/U_1 śred – współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia agregowany 10-minutowo)



(a)



(b)

Rys. 6.16. Wykres prądów fazowych I_{L1} , I_{L2} , I_{L3} składowej podstawowej, prądu w przewodzie neutralnym I_N zmierzonych w punkcie przyłączenia prosumenta (agregacja 10-minutowa) w wybranym dniu kwietnia 2018 roku (a) oraz (b) wizualizacja wektorów napięć, prądów fazowych i prądu w przewodzie neutralnym dla przypadku wprowadzania energii do sieci w fazie L2 oraz poboru energii w fazach L1 i L3

Tabela 6.2. Zestawienie percentyli CP95 wartości skutecznych napięć fazowych (U_{L1} - U_{L3}) oraz współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej (U_2/U_1) oraz zerowej (U_0/U_1) napięcia zmierzonych w punkcie przyłączenia prosumenta w tygodniu pomiarowym

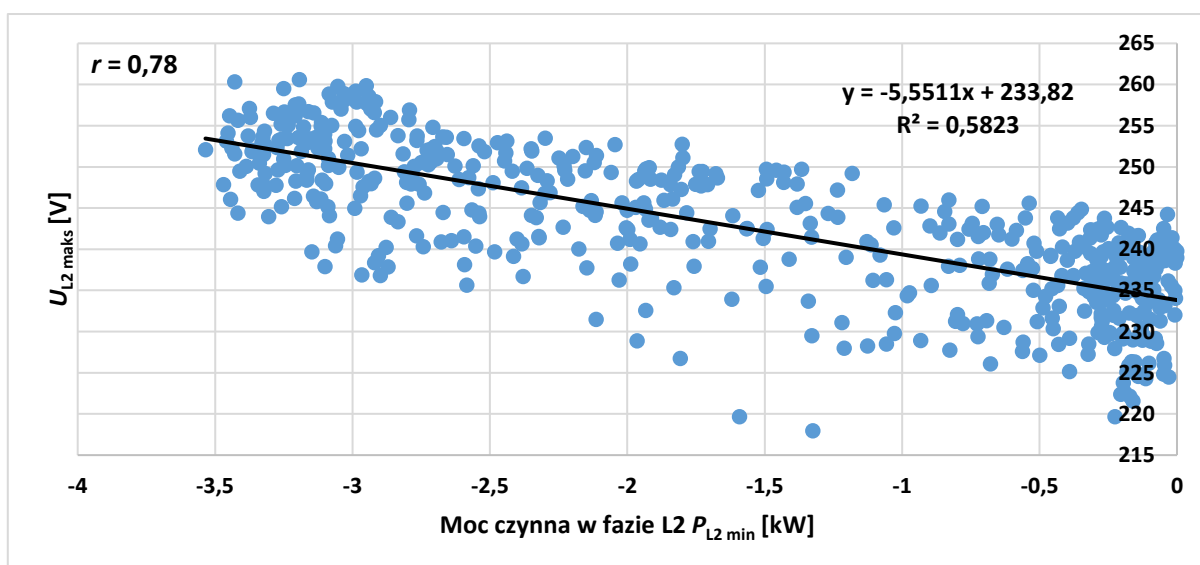
Kryterium oceny/wielkość podlegająca ocenie	U_{L1} [V]	U_{L2} [V]	U_{L3} [V]	U_2/U_1 [%]	U_0/U_1 [%]
Percentyl CP95	244,54	247,91	244,33	2,48	5,27
Dopuszczalny przedział/wartość percentyla CP95 zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8]	207-253			2,00	-

Dokonując analizy zmienności współczynników asymetrii przedstawionych na rysunku 6.15b można również zauważyć korelację wzrostu ich wartości wraz ze wzrostem generacji w mikroinstalacji prosumenta. Współczynnik składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 w okresie tygodnia pomiarowego przekroczył poziom dopuszczalny określony w rozporządzeniu systemowym [8] (tab. 6.2). Wysoką wartość zarejestrowano również dla współczynnika składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 , dla którego nie ma określonych dopuszczalnych poziomów w regulacjach krajowych. Wysoka wartość współczynnika składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 w sieciach trójfazowych, czteroprzewodowych wynika z przepływu prądu o znacznej wartości w przewodzie neutralnym, który powoduje spadek napięcia na impedancji tego przewodu i prowadzi do przesunięcia potencjału punktu gwiazdowego wektorów napięć fazowych (rys. 6.16).

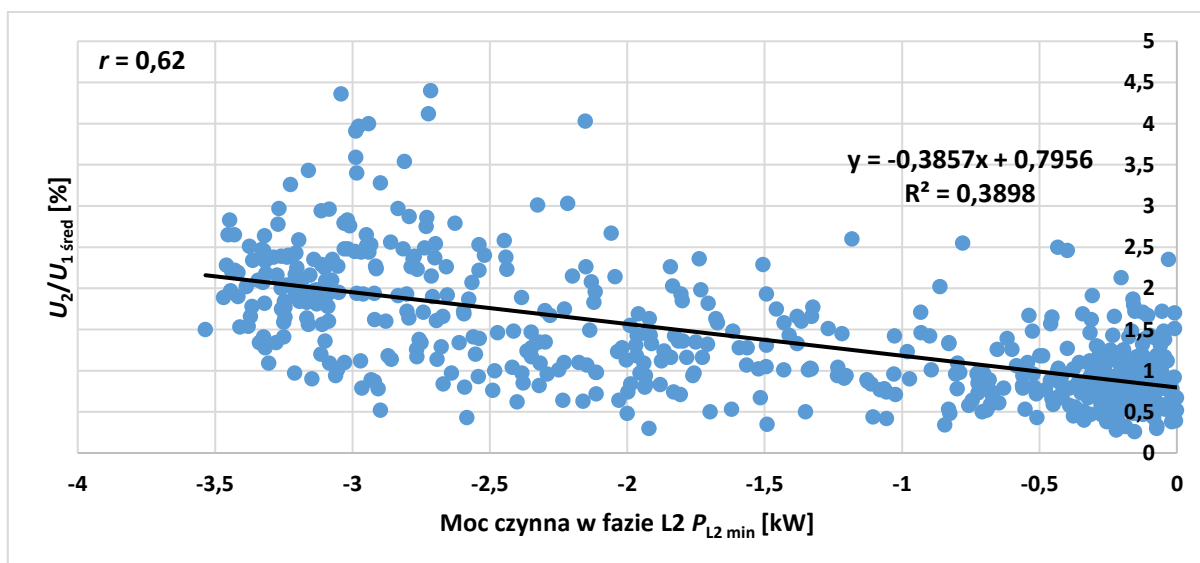
Podczas oddawania energii do sieci przez mikroinstalację przyłączoną w fazie L2 i jednoczesnym poborze energii w fazach L1 i L3, wartość skuteczna prądu w przewodzie neutralnym jest większa niż wartości prądów fazowych (rys. 6.16).

Na podstawie wyników percentyli CP95 przedstawionych w tabeli 6.2 można wnioskować, że jeśli mikroinstalacje w danym obwodzie niskiego napięcia są poprawnie skonfigurowane w zakresie progów nadnapięciowych, to w ciągu każdego tygodnia 95% wartości skutecznych napięć fazowych agregowanych 10-minutowo nie powinno przekraczać 253 V. W związku z tym OSD nie powinni mieć problemów z dotrzymaniem poziomów napięć określonych w rozporządzeniu systemowym [8] w sieci z dużą koncentracją mikroinstalacji fotowoltaicznych. Z drugiej jednak strony nie oznacza to, że w obwodzie nie dochodzi do automatycznych wyłączeń mikroinstalacji na skutek występowania w instalacji wewnętrznej prosumenta nadmiernych wzrostów napięcia przekraczających I lub II stopień zabezpieczenia nadnapięciowego falownika.

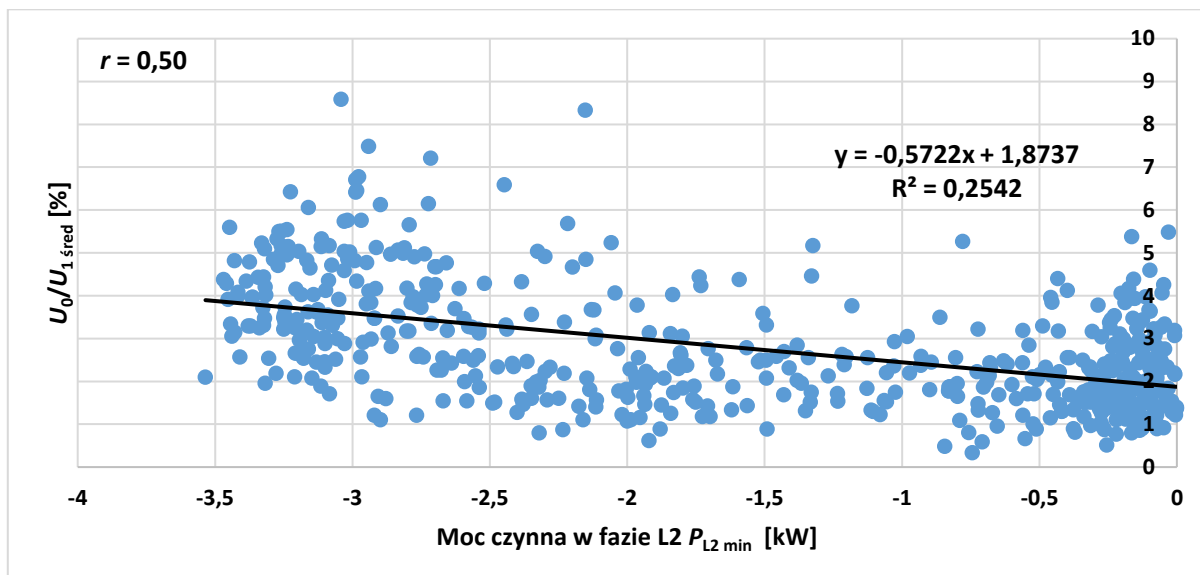
Korelacja pomiędzy generacją mocy czynnej przez prosumenta i wartością skuteczną oraz asymetrią napięć fazowych w punkcie przyłączenia została pokazana na rysunkach 6.17-6.19. Wykresy korelacyjne zostały sporządzone wykorzystując dane pomiarowe uzyskane z tygodnia pomiarowego z rysunku 6.15, a o sile korelacji świadczy wyznaczona wartość współczynnika r -Pearson. Im wartość współczynnika r -Pearson jest bliższa jedności, tym siła korelacji jest większa.



Rys. 6.17. Wykres korelacji mocy czynnej $P_{L2 \min}$ generowanej w mikroinstalacji i napięcia w fazie L2 $U_{L2 \max}$



Rys. 6.18. Wykres korelacji mocy czynnej $P_{L2 \min}$ generowanej w mikroinstalacji i współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia $U_2/U_{1 \text{ sred}}$

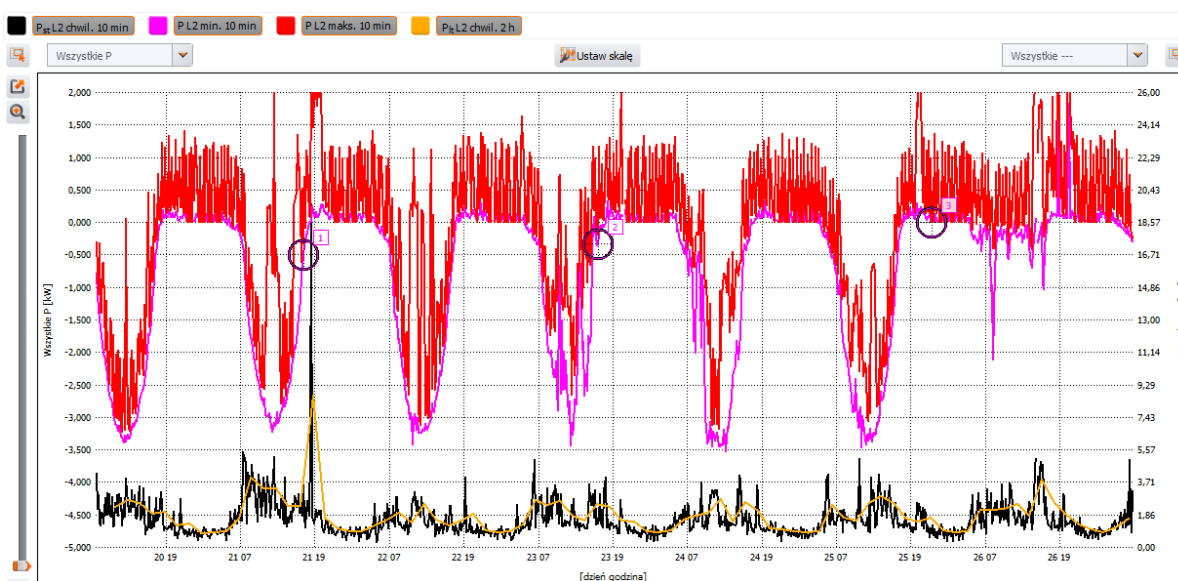


Rys. 6.19. Wykres korelacji mocy czynnej $P_{L2 \min}$ generowanej w mikroinstalacji i współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia $U_0/U_1 \text{ śred}$

Najwyższą wartość współczynnika r -Pearson otrzymano dla prostej korelacji wzrostu napięcia i generacji mocy czynnej ($r = 0,78$). Nieco mniejszą siłę korelacji otrzymano dla prostej korelacji współczynnika asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia $U_2/U_1 \text{ śred}$ i generacji mocy czynnej ($r = 0,62$). Najmniejszą siłę korelacji (choć nadal wysoką) otrzymano dla prostej korelacji współczynnika asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia $U_0/U_1 \text{ śred}$ i generacji mocy czynnej ($r = 0,50$). Zatem na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że mikroinstalacja rozpatrywanego prosumenta ma znaczący udział we wzrostach oraz asymetrii napięć fazowych występujących w tym obwodzie.

6.7.3. Wahania napięcia

Zarejestrowany tygodniowy przebieg wskaźnika krótko (P_{st})- i długookresowego migotania światła (P_{lt}) na tle minimalnej oraz maksymalnej mocy czynnej w fazie L2 przedstawiono na rysunku 6.20. W tabeli 6.3 przedstawiono percentyl CP95 dla tych współczynników.

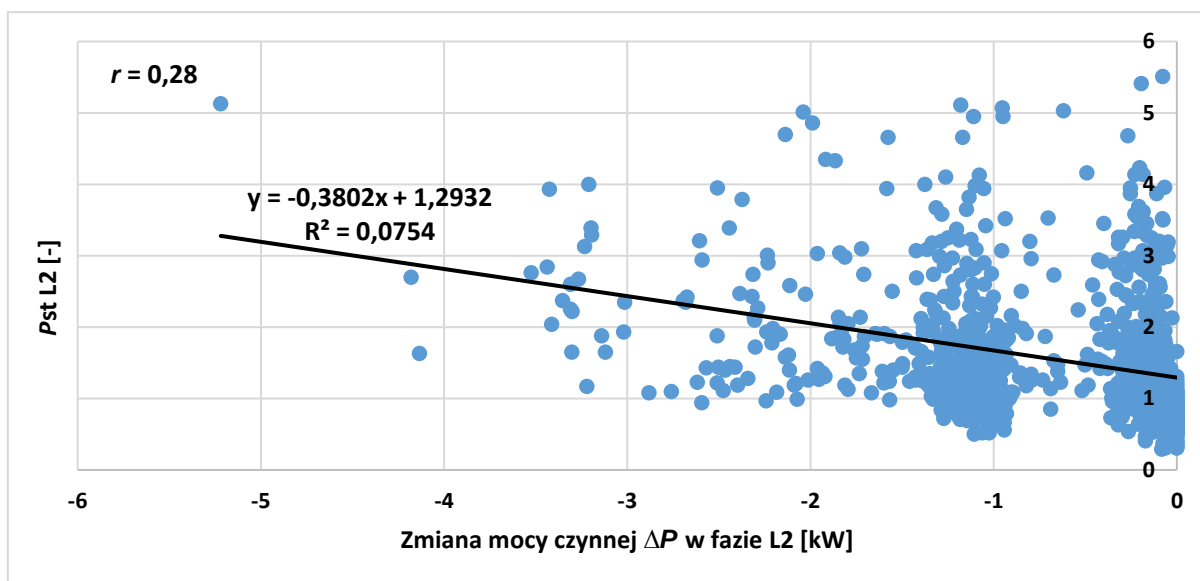


Rys. 6.20. Przebiegi wskaźników P_{st} i P_{lt} na tle minimalnej $P_{L2 \min}$, 10 min oraz maksymalnej $P_{L2 \max}$, 10 min mocy czynnej (wartości agregowane 200 ms zarejestrowane w interwale 10 minut) jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej przyłączonej w fazie L2

Tabela 6.3. Zestawienie percentyli CP95 wskaźników P_{st} i P_{lt} zmierzonych w punkcie przyłączenia prosumenta w tygodniu pomiarowym

Kryterium oceny/wielkość podlegająca ocenie	P_{st} [-]	P_{lt} [-]
Percentyl CP95	3,42	3,30
Dopuszczalna wartość percentyla CP95 zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8]	-	1,0

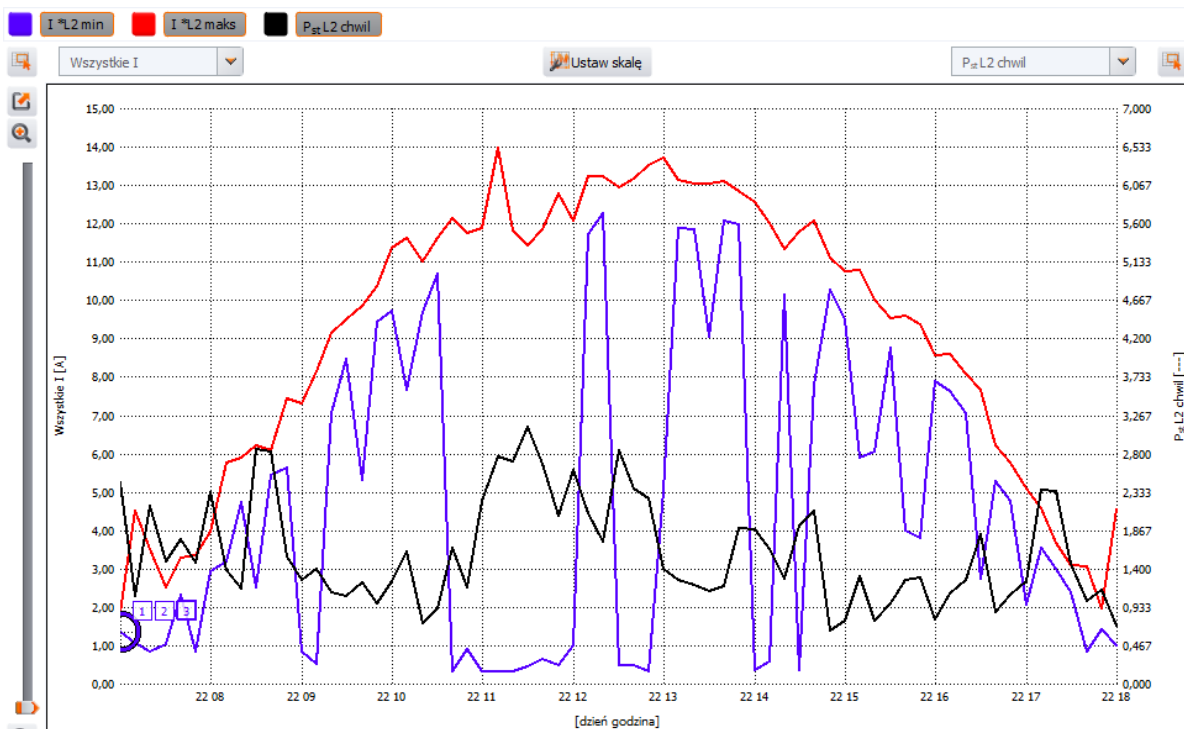
Wyniki pomiarów przedstawione na rysunku 6.20 pokazują wzrost wskaźników P_{st} i P_{lt} skorelowany ze zmianami mocy czynnej generowanej w mikroinstalacji prosumenckiej. Również percentyl CP95 dla wskaźnika P_{lt} znacznie przekracza wartość dopuszczalną podaną w rozporządzeniu systemowym [8] (tab. 6.3). Niemniej jednak, nie należy zapominać, że na wahania napięcia mają również wpływ pozostałe jednofazowe mikroinstalacje oraz odbiorniki przyłączone do fazy L2. Korelację wskaźnika P_{st} ze zmianami mocy czynnej ΔP generowanej w rozpatrywanej mikroinstalacji przedstawiono na rysunku 6.21.



Rys. 6.21. Wykres korelacji zmiany generacji mocy czynnej ΔP w mikroinstalacji i wskaźnika P_{st} w fazie L2

Przedstawiony na rysunku 6.21 wykres korelacji pokazuje, że rozpatrywana mikroinstalacja ma nieduży wpływ na wahania napięcia w obwodzie – siła korelacji wyrażona współczynnikiem r -Pearson wynosi 0,28. Zatem można stwierdzić, że wahania napięcia są najprawdopodobniej, w głównej mierze, powodowane przez odbiorniki przyłączone do tej fazy a nie przez pozostałe mikroinstalacje prosumenckie – zakładając, że wykres korelacji dla pozostałych mikroinstalacji przyłączonych do tej fazy jest podobny do tego przedstawionego na rysunku 6.21 (po prawej stronie rysunku 6.21 widoczne są dwa skupienia większości punktów odpowiadające niewielkiej zmianie mocy czynnej mikroinstalacji i dużej zmianie wskaźnika P_{st}).

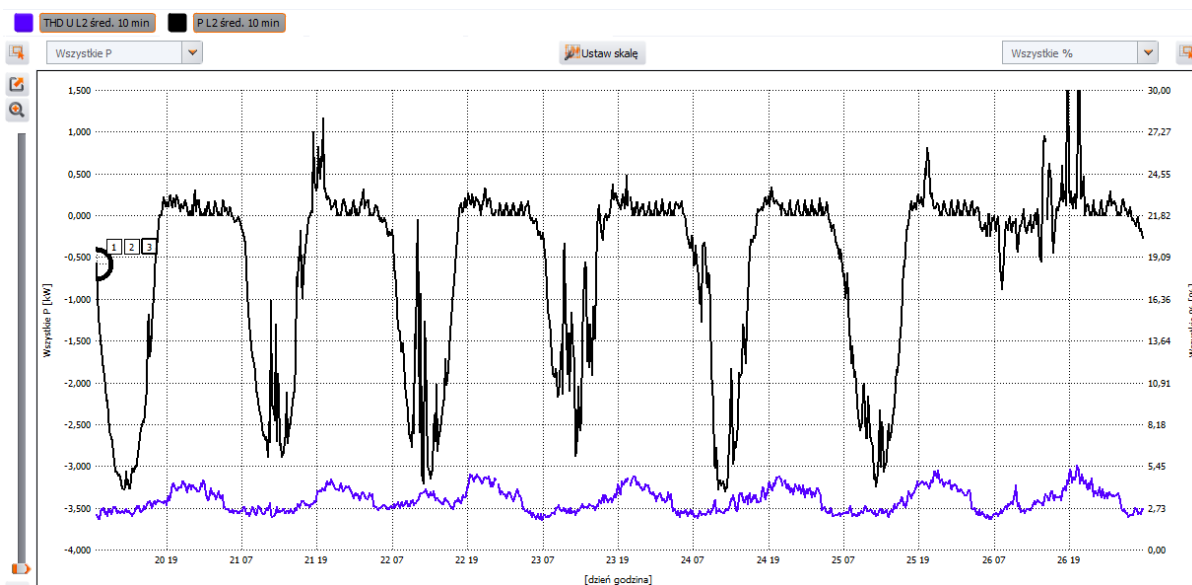
Na rysunku 6.22 przedstawiono przebieg wskaźnika P_{st} skorelowany z minimalną i maksymalną wartością skuteczną prądu (agregowana 200-milisekundowo wartość skuteczna prądu w fazie L2 zarejestrowana w interwale 10 minut) dla wybranych godzin doby, który ukazuje wpływ mikroinstalacji na wahania napięcia. W chwilach wstępowania dużej różnicy pomiędzy zarejestrowaną minimalną i maksymalną wartością skuteczną prądu (np. godziny 11:00-12:00, 12:30-13:00) widoczny jest wyraźny wzrost współczynnika P_{st} .



Rys. 6.22. Zmiana wskaźnika P_{st} na tle minimalnej i maksymalnej wartości skutecznej prądu (agregowana 200-milisekundowo wartość skuteczna prądu w fazie L2 zarejestrowana w interwale 10 minut) zmierzona w przyłączy mikroinstalacji dla wybranych godzin doby

6.7.4. Odkształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi

Zarejestrowany tygodniowy przebieg współczynnika odkształcenia napięcia THD_u na tle generacji mocy czynnej w mikroinstalacji przedstawiono na rysunku 6.23. Z kolei w tabeli 6.4 przedstawiono miary liczbowe współczynnika THD_u oraz jego ocenę na zgodność z rozporządzeniem systemowym [8].



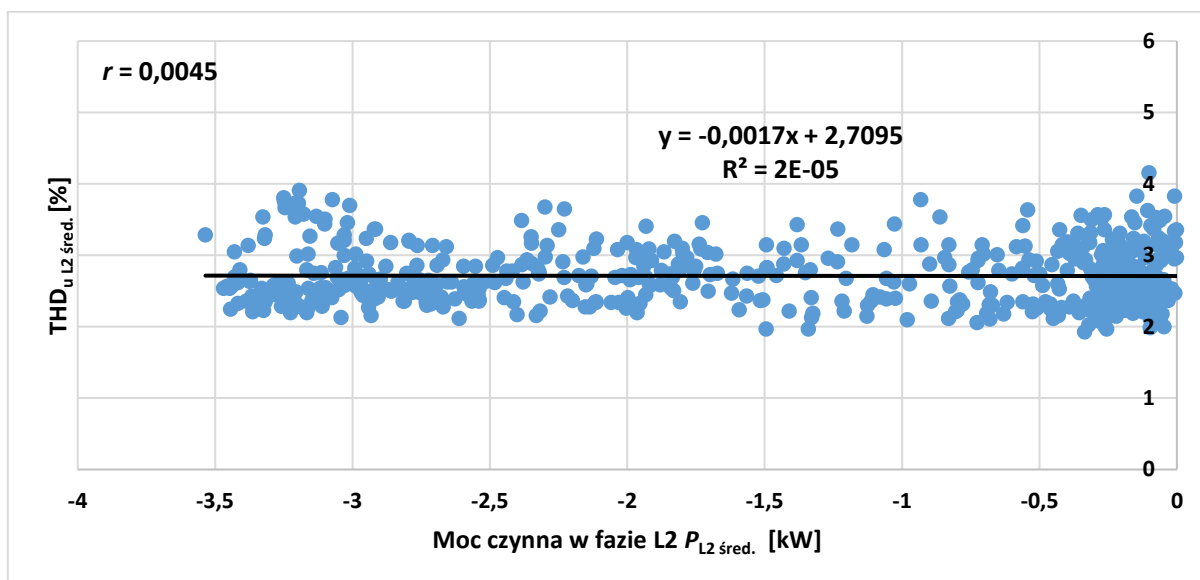
Rys. 6.23. Przebieg współczynnika THD_u na tle mocy czynnej generowanej w jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej przyłączonej w fazie L2 (agregacja 10 minut)

Tabela 6.4. Zestawienie miar liczbowych dla współczynnika THD_u w punkcie przyłączenia prosumenta w tygodniu pomiarowym

Kryterium oceny	THD_u [%]
Wartość minimalna	1,93
Wartość średnia	3,21
Wartość maksymalna	5,49
Percentyl CP95	4,50
Dopuszczalna wartość maksymalna zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8]	8,00

Na podstawie wyników pomiarów przedstawionych na rysunku 6.23 można stwierdzić, że współczynnik THD_u maleje w godzinach występowania generacji w mikroinstalacji i rośnie w godzinach wieczornych, 19:00-23:00. Wzrost współczynnika THD_u w godzinach wieczornych jest związany z załączaniem w obwodzie oraz w systemie elektroenergetycznym odbiorników AGD, oświetlenia LED, urządzeń IT, telewizorów itp., co wpływa na widoczny wzrost poziomu odkształcenia napięcia w tych godzinach. Również zarejestrowana maksymalna 10-minutowa wartość współczynnika THD_u nie przekroczyła dopuszczalnej wartości 8% określonej w rozporządzeniu systemowym [8].

Na rysunku 6.24 przedstawiono wykres korelacji mocy czynnej generowanej w mikroinstalacji rozpatrywanego prosumenta i współczynnika THD_u .

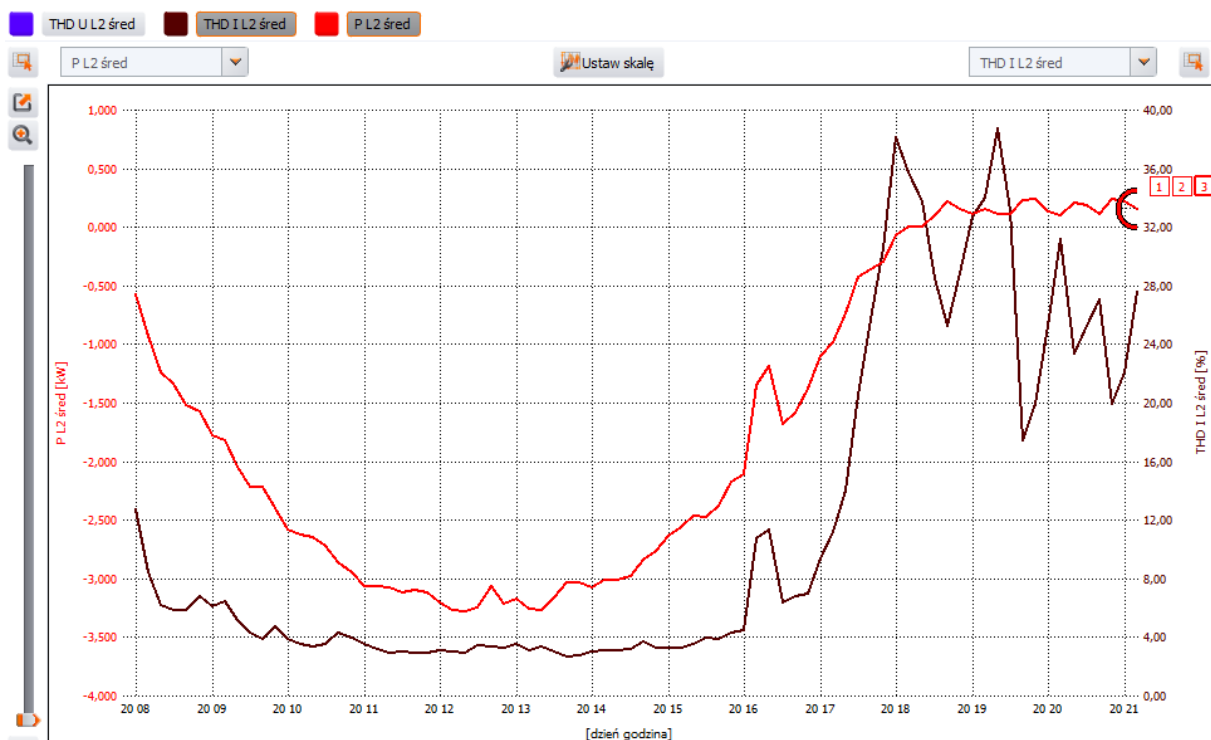


Rys. 6.24. Wykres korelacji mocy czynnej $P_{L2 \text{ śred.}}$ generowanej w mikroinstalacji i współczynnika $THD_{u L2 \text{ śred.}}$

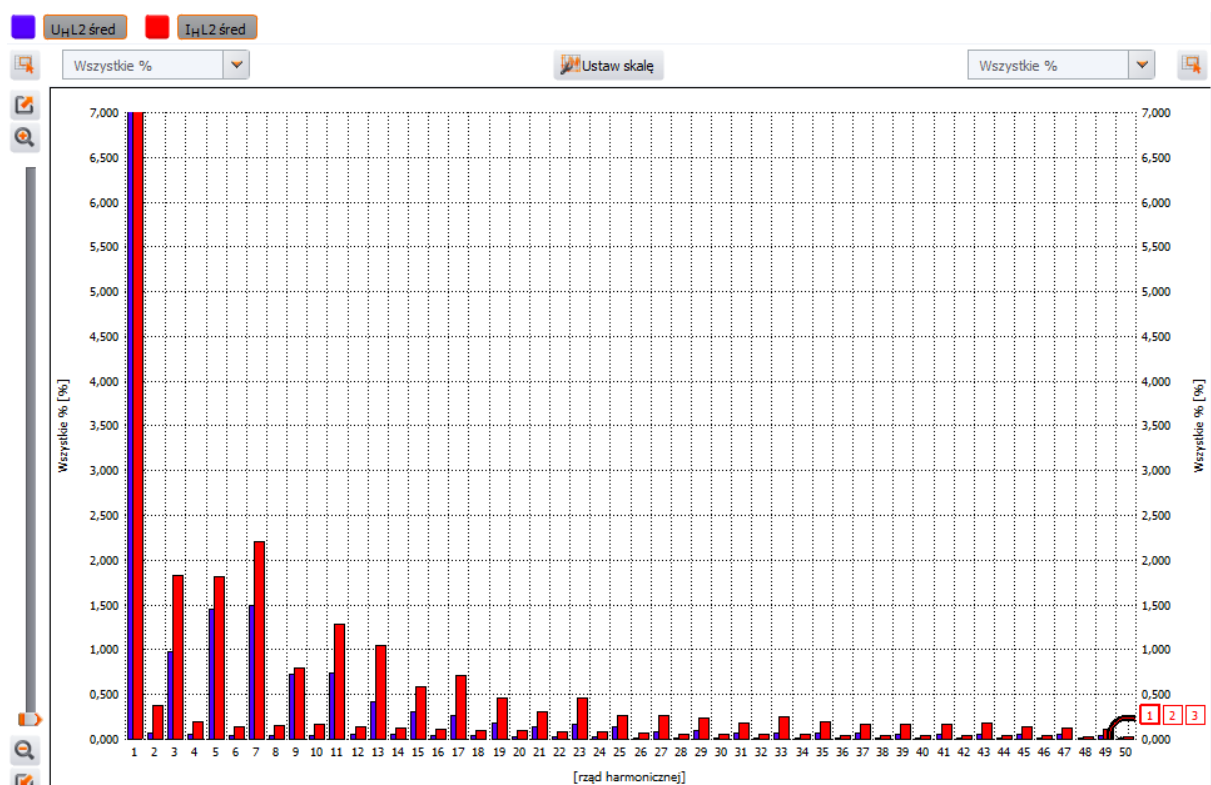
Wykres przedstawiony na rysunku 6.24 pokazuje bardzo słabą siłę korelacji pomiędzy generacją mocy czynnej w mikroinstalacji a odkształceniem napięcia. Zatem wykres ten potwierdza obserwację poczynioną wcześniej na podstawie rysunku 6.23.

Na rysunkach 6.25-6.26 przedstawiono profile generacji mocy czynnej w mikroinstalacji i współczynnika odkształcenia prądu THD_i oraz udziały wyższych harmoniczných napięcia i prądu dla wybranych godzin doby zarejestrowane w fazie L2.

Wraz ze wzrostem generowanej mocy czynnej w mikroinstalacji widoczne jest zmniejszanie się współczynnika THD_i , który w szczycie generacji mocy czynnej osiąga wartość poniżej 4% (rys. 6.25). Duża wartość współczynnika THD_i osiągana w chwilach małej generacji mocy czynnej w mikroinstalacji wynika przede wszystkim z małej wartości skutecznej prądu składowej podstawowej (a względem niej jest wyznaczany współczynnik THD_i). Z kolei w rozkładzie widmowym prądu mikroinstalacji największe udziały osiągają kolejno harmoniczne o rzędach: 7, 3, 5, 11, 13 (rys. 6.26). Harmoniczne te dominują również w napięciu zasilającym (rys. 6.26), a ich procentowe udziały są znacznie poniżej dopuszczalnych poziomów określonych w rozporządzeniu systemowym [8] (tab. 6.1).



Rys. 6.25. Przykładowa zmiana współczynnika THD_i na tle generacji mocy czynnej w mikroinstalacji w fazie L2 (agregacja 10 minut)



Rys. 6.26. Procentowe udziały poszczególnych średnich wartości skutecznych wyższych harmonicznych napięcia i prądu względem średniej wartości skutecznej napięcia i prądu fazy L2 zmierzone w przyłączy prosumenta (agregacja 10 minut)

Zatem na podstawie otrzymanych wyników pomiarów oraz przeprowadzonych badań laboratoryjnych falowników (opisanych w rozdziale 5) można sformułować generalny wniosek, że emisja wyższych harmonicznych prądu w mikroinstalacjach jest względnie mała. Większość falowników fotowoltaicznych ma aktywnie kształtowany przebieg prądu oraz posiada układy filtrów wejściowych. Nie oznacza to jednak, że można tę emisję całkowicie zaniedbać, ponieważ może ona w pewnych

sytuacjach spowodować wzrost współczynnika odkształcenia napięcia THD_u w ciągu dnia. Niemniej jednak można przyjąć, że maksymalne wartości współczynnika THD_u nadal będą związane z wieczornym szczytem obciążenia, na co mikroinstalacje fotowoltaiczne będą miały niewielki wpływ.

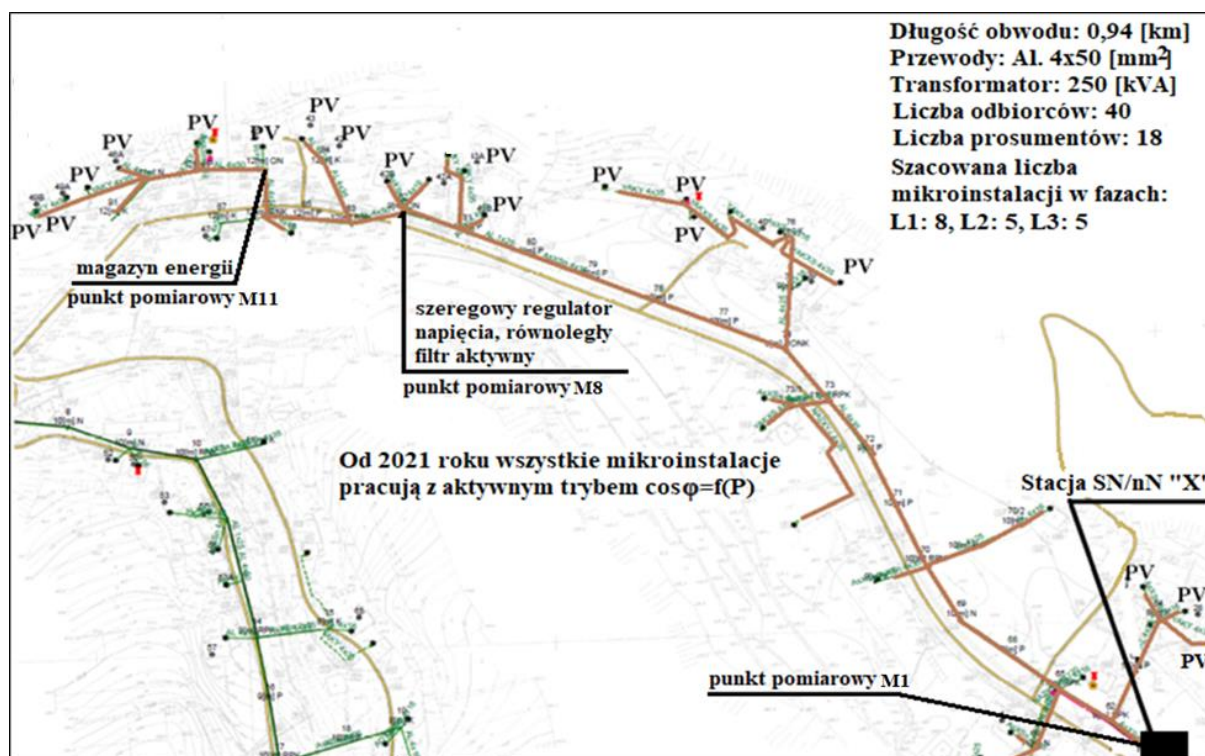
7. Sposoby poprawy współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą

7.1. Wprowadzenie

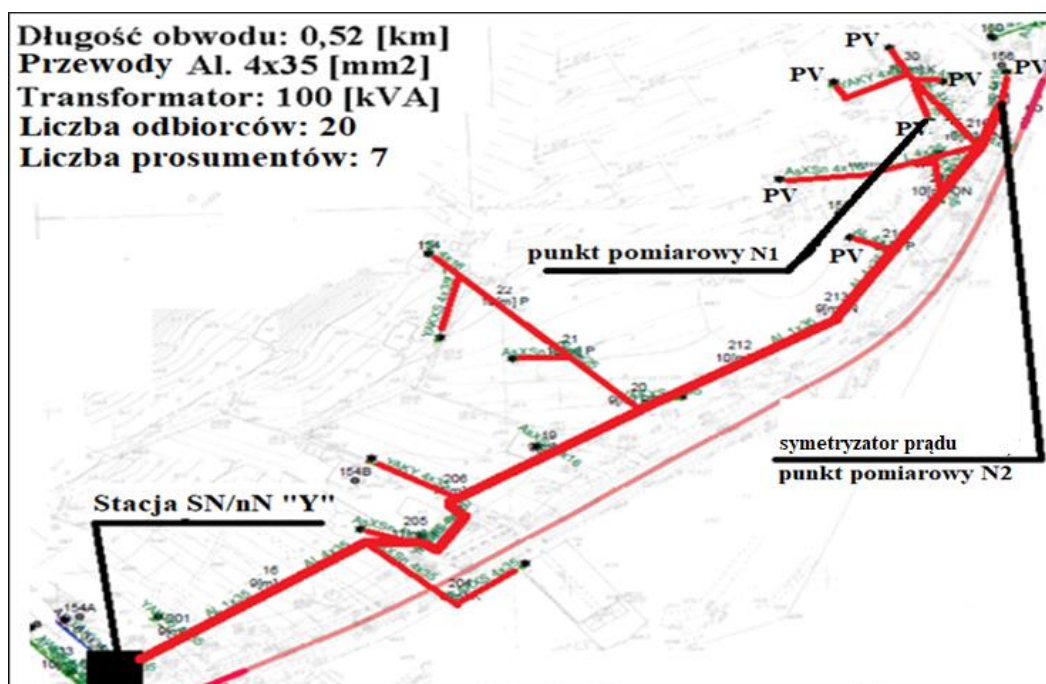
W niniejszym rozdziale omówiono możliwe sposoby poprawy współpracy mikroinstalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą, biorąc pod uwagę działania jakie mogą zostać podjęte przez prosumentów oraz OSD. Przedstawiona została krótka charakterystyka poszczególnych sposobów redukcji negatywnego oddziaływania mikroinstalacji fotowoltaicznych na sieć, wyniki pomiarów skuteczności poprawy parametrów napięcia za pomocą wybranych rozwiązań technicznych zastosowanych w dwóch różnych obwodach niskiego napięcia oraz wyniki symulacji wykonane dla jednego z tych obwodów. W podsumowaniu rozdziału przedstawiono analizę porównawczą skuteczności redukcji negatywnego oddziaływania mikroinstalacji fotowoltaicznych na sieć zasilającą za pomocą badanych *in situ* i symulowanych rozwiązań technicznych.

7.2. Charakterystyka obwodów niskiego napięcia wybranych do badań

Badania skuteczności redukcji asymetrii oraz stabilizacji napięć fazowych zostały przeprowadzone w dwóch obwodach niskiego napięcia zasilanych ze stacji transformatorowych SN/nN „X” oraz „Y” (rys. 7.1-7.2), do których w 2017 roku zostały przyłączone jednofazowe mikroinstalacje fotowoltaiczne o mocach znamionowych 2 kW. Skuteczność poprawy parametrów napięcia w wytypowanych obwodach została sprawdzona łącznie dla pięciu rozwiązań technicznych, które przedstawiono w tabeli 7.1.



Rys. 7.1. Rzeczywisty obwód niskiego napięcia zasilany ze stacji transformatorowej SN/nN „X”, w którym przeprowadzono pilotaże: aktywacji w falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$, zainstalowania szeregowego regulatora napięcia typu LVR, zainstalowania równoległego filtra aktywnego oraz bateryjnego magazynu energii



Rys. 7.2. Rzeczywisty obwód niskiego napięcia zasilany ze stacji transformatorowej SN/nN „Y”, w którym zainstalowano symetryzator prądu

Tabela 7.1. Zestawienie badanych rozwiązań technicznych przeznaczonych do poprawy parametrów napięcia w dwóch wytypowanych obwodach niskiego napięcia

Numer badanego rozwiązania technicznego	Badane rozwiązanie techniczne	Miejsca wykonywania pomiaru	Stacja transformatorowa SN/nN	Zastosowane przyrządy pomiarowe
1	aktywacja trybu $\cos\phi=f(P)$ w falownikach	M1 i M8 (rys. 7.1)	„X”	analizatory parametrów jakości dostawy energii elektrycznej klasy A typu: PQM-702, PQM-703 oraz PQ-BOX 200
2	szeregowy regulator napięcia typu LVR ²¹	M8 (rys. 7.1)		
3	równoległy filtr aktywny	M8 (rys. 7.1)		
4	magazyn energii	M11 (rys. 7.1)		
5	symetryzator prądu	N1, N2 (rys. 7.2)	„Y”	

Na wybór wskazanych dwóch obwodów niskiego napięcia do przeprowadzenia badań miały wpływ następujące czynniki:

- znaczný udział jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych w łącznej liczbie klientów przyłączonych do tych obwodów wynoszący 45% dla stacji transformatorowej SN/nN „X” oraz 35% dla stacji transformatorowej SN/nN „Y”,
- koncentracja jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na końcach obwodów,
- zgłaszane do OSD reklamacje prosumentów na wyłączanie się mikroinstalacji fotowoltaicznych ze względu na zawyżone napięcie w sieci,
- małe przekroje przewodów ciągów głównych obwodów wynoszące 50 mm² (stacja transformatorowa SN/nN „X”) oraz 35 mm² (stacja transformatorowa SN/nN „Y”),

²¹ Szeregowy regulator napięcia typu LVR (ang. *Line Voltage Regulator*) jest to urządzenie, które włącza się szeregowo w obwód niskiego napięcia, i którego zadaniem jest stabilizacja napięcia (utrzymanie napięć fazowych na zadanym w sterowniku regulatora poziomie) poniżej miejsca jego przyłączenia.

- e) długości obwodów przekraczające 500 m.

Na wybór miejsc przyłączenia kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej do wytypowanych obwodów miały wpływ:

- odpowiednia ilość miejsca dla instalacji badanego urządzenia oraz uzyskane zgody właścicieli gruntów na ich posadowienie,
- koncentracja jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych w końcach obwodów wskazująca na konieczność przyłączenia urządzeń poprawiających parametry napięcia również w końcowej ich części, tj. blisko źródeł degradujących jakość napięcia zasilającego.

Z kolei wybór miejsc wykonywania pomiarów analizatorami wynikał głównie z miejsc przyłączenia kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej oraz możliwości technicznych instalacji analizatorów w danym punkcie sieci. Ponadto stałe punkty pomiarowe stworzyły bardzo dobrą możliwość porównywania parametrów napięcia dla badanych rozwiązań technicznych (nie dotyczy to symetryzatora prądu), którego badania przeprowadzono w obwodzie zasilanym ze stacji transformatorowej SN/nN „Y”).

Symetryzator prądu był jedynym urządzeniem, którego badanie zostało przeprowadzone w innej stacji transformatorowej niż badania pozostałych rozwiązań technicznych. Przyczyną wyboru tego obwodu do badań była kombinacja następujących czynników:

- posiadana przez autora w tamtym okresie wiedza o licznych skargach klientów na automatyczne wyłączanie się mikroinstalacji fotowoltaicznych,
- wykonane w tym obwodzie, przed przeprowadzonym pilotażem, pomiary parametrów jakości dostawy energii elektrycznej,
- początkowy etap badań sposobów redukcji negatywnego oddziaływania mikroinstalacji fotowoltaicznych na parametry napięcia, w ramach którego autor wciąż poszukiwał dogodnego obwodu do badań, charakteryzującego się długością ciągu głównego przekraczającą 500 m, o przekroju przewodów nie większym niż 50 mm² oraz koncentracji mikroinstalacji fotowoltaicznych na jego końcu.

Dla każdego rozwiązania technicznego zostały wykonane pomiary na zgodność z rozporządzeniem systemowym [8], co oznaczało, że musiały one trwać pełne 7 dni (poza pewnymi wyjątkami, dla których nie udało się przeprowadzić pełnych 7-dniowych pomiarów), a percentyl CP95 uzyskanych wyników nie mógł przekraczać wartości przedstawionych w tabeli 7.2.

Tabela 7.2. Zestawienie dopuszczalnych wartości wybranych parametrów napięcia zgodnie z rozporządzeniem systemowym [8]

Parametry jakości napięcia	Percentyl CP95	Czas agregacji wyników pomiarów
wartość skuteczna napięć fazowych	207,00-253,00 V	10 minut
współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 ²²	-	-
współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1	2,00%	10 minut
długookresowy wskaźnik migotania światła P_{lt}	1,00	2 godziny
współczynnik odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD _u	8,00%	10 minut

²² Parametr ten nie występuje w rozporządzeniu systemowym [8], ale podlegał badaniu podczas testów rozwiązań technicznych przeznaczonych do poprawy parametrów napięcia.

7.3. Charakterystyka modelu symulacyjnego obwodu niskiego napięcia

Ponieważ większość sposobów poprawy parametrów napięcia została zbadana w obwodzie niskiego napięcia zasilanym ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.1), do celów symulacyjnych zbudowano model tego obwodu i sprawdzono dla niego efekty zastosowania poszczególnych rozwiązań technicznych.

Model symulacyjny został wykonany w programie *Matlab-Simulink*, wraz z poszczególnymi rozwiązaniami technicznymi poprawiającymi parametry napięcia. Ze względu na rozległość obwodu, dużą liczbę odbiorców i mikroinstalacji fotowoltaicznych, konieczna była optymalizacja czasu wykonywanych symulacji, dlatego zostały one wykonane dla jednej pełnej doby w trybie „*Phasor 50 Hz*”. Oznacza to, że modele odbiorów, jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych oraz układów poprawiających parametry napięcia zostały wykonane w postaci sterowanych źródeł prądowych oraz napięciowych. W tym trybie można przeprowadzać wyłącznie symulacje dla stanów ustalonych. Stany dynamiczne nie podlegały ocenie i nie zostały uwzględnione w modelu również ze względu na cel wykonywanych symulacji, którym było przeprowadzenie oceny jakościowej poprawności działania poszczególnych rozwiązań technicznych oraz skuteczności poprawy parametrów napięcia, tj. redukcji asymetrii oraz stabilizacji napięć fazowych. Dodatkowym oczekiwanym efektem wykonanych symulacji było uzyskanie zgodności wyników badań symulacyjnych i pomiarów zmian parametrów napięcia po zastosowaniu danego rozwiązania technicznego.

W celu jak najlepszego odwzorowania warunków napięciowych występujących w obwodzie wykorzystano rzeczywisty agregowany 10-minutowo dobowy profil mocy czynnej oraz odpowiadający mu profil mocy biernej (dla składowych symetrycznych kolejności zgodnej napięć i prądów) dla poszczególnych faz zarejestrowany przez analizator zainstalowany w stacji transformatorowej SN/nN „X”, punkcie M1 (rys. 7.1). Jako dobowy profil mocy czynnej oraz biernej dla każdej fazy wybrano pochmurną niedzielę czerwca 2021 roku. Założono zatem, że generacja mocy czynnej przez istniejące mikroinstalacje fotowoltaiczne jest zaniedbywalna, a pobór energii przez gospodarstwa domowe w tym dniu jest mały²³. Kolejno każdemu odbiorcy w obwodzie (łącznie z prosumentami) został przypisany proporcjonalny udział w wyznaczonym minimalnym dobowym profilu mocy czynnej oraz biernej (niezależnie dla każdej fazy). Tak otrzymane profile mocy czynnej oraz biernej zostały przeliczone na profile prądów składowej czynnej oraz biernej niezależnie dla każdej fazy i zaimplementowane w modelach odbiorów (zaimplementowane profile prądów dla odbiorów oraz prosumentów zostały przedstawione w załączniku A).

Jako profil mocy czynnej dla jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy 2 kW zaimplementowano maksymalny dobowy profil generacji mocy czynnej dla południowej ekspozycji paneli fotowoltaicznych, dla warunków czystego nieba. Następnie profil ten również został przeliczony na 10-minutowy profil składowej czynnej prądu (zaimplementowany profil prądu dla jednofazowych mikroinstalacji został przedstawiony w załączniku A). Zatem prezentowane w dalszej części rozdziału wyniki symulacji będą przedstawiać skrajną sytuację, minimalnego poboru energii przez odbiorców oraz maksymalnej generacji energii w mikroinstalacjach fotowoltaicznych. Jest to sytuacja, w której z reguły występują największe zaburzenia parametrów napięcia w tym obwodzie, tj. wzrosty oraz asymetria napięć fazowych.

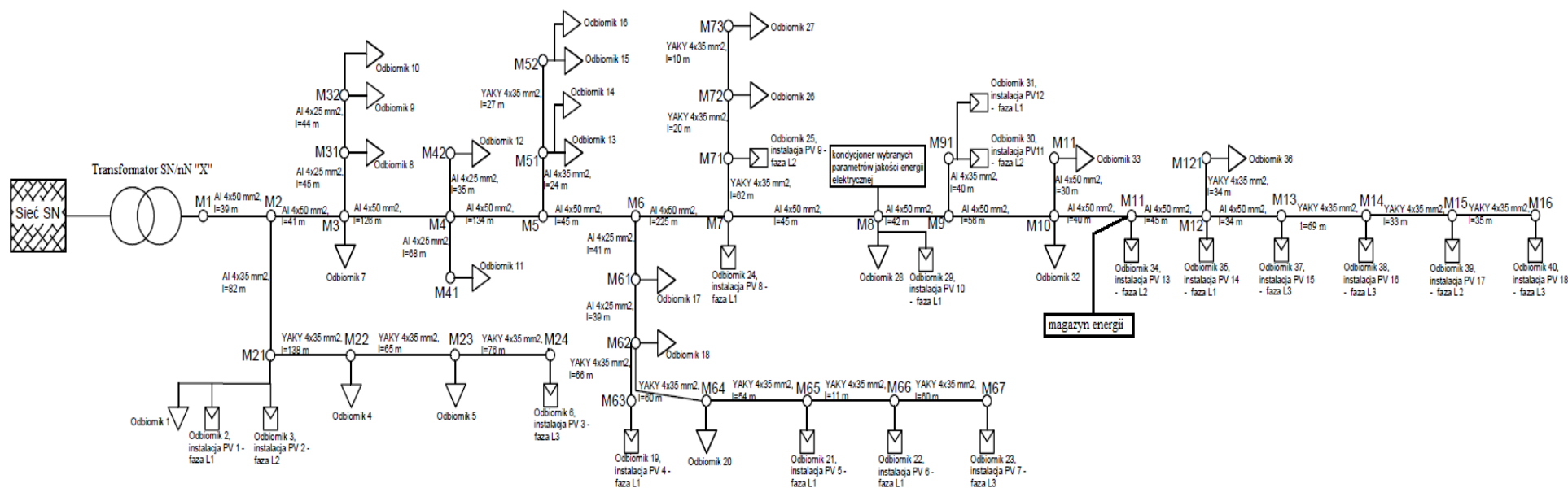
Zestawienie podstawowych parametrów symulacji przedstawiono w tabeli 7.3, a schemat zamodelowanego obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”

²³ Wykonane w stacji transformatorowej SN/nN „X”, w punkcie M1 pomiary analizatorem jakości dostaw energii elektrycznej na potrzeby przeprowadzenia badań różnych rozwiązań technicznych poprawiających parametry napięcia wykazały, że niedziela jest dniem tygodnia, który charakteryzuje się najniższym zapotrzebowaniem na energię przez odbiorców zasilanych z tego obwodu.

przedstawiono na rysunku 7.3. Szczegółowy opis wykonanych modeli odbiorów, mikroinstalacji fotowoltaicznych, układów poprawiających jakość zasilania oraz zaimplementowane profile poboru i generacji energii przedstawiono w załączniku A niniejszej rozprawy.

Tabela 7.3. Zestawienie danych przyjętych do symulacji obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”

Środowisko symulacyjne	Matlab 2021b, moduł Simulink
Rodzaj symulacji	Phasor 50 Hz
Podstawowe dane o przewodach i kablach	- obwód czteroprzewodowy, z impedancją przewodu neutralnego równą impedancji przewodu fazowego, - przewód aluminiowy (Al) 4 x 50 mm²: $R_i = 0,578$ [Ω/km], $X_i = 0,297$ [Ω/km], - przewód Al 4 x 35 mm²: $R_i = 0,868$ [Ω/km], $X_i = 0,309$ [Ω/km], - przewód Al 4 x 25 mm²: $R_i = 1,146$ [Ω/km], $X_i = 0,320$ [Ω/km], - kabel YAKY 4 x 35 mm²: $R_i = 0,868$ [Ω/km], $X_i = 0,091$ [Ω/km].
Podstawowe parametry transformatora SN/nN	moc znamionowa: 250 [kVA], napięcie zwarcia: 4,5 [%], straty biegu jałowego: 0,425 [kW], straty obciążeniowe: 3,25 [kW].
Liczba odbiorów (łącznie z prosumentami)	40
Liczba jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych	18
Liczba mikroinstalacji fotowoltaicznych w fazach L1:L2:L3	8:5:5
Modele odbiorów, mikroinstalacji fotowoltaicznych oraz układów poprawiających jakość zasilania	sterowane źródła prądowe oraz napięciowe
Zaimplementowana charakterystyka $Q=f(U)$ w falownikach mikroinstalacji fotowoltaicznych	charakterystyka zgodna z wymaganiami OSD (rozdział 4, rys. 4.3)
Zaimplementowana charakterystyka $P=f(U)$ w falownikach mikroinstalacji	punkt aktywacji charakterystyki: (248,4 V, 100%P_n), punkt redukcji mocy czynnej do zera: (258,0 V, 0%P_n) gdzie: P_n – moc znamionowa pojedynczej mikroinstalacji fotowoltaicznej wynosząca 2 kW.
Czas symulacji	24 h
Napięcie po stronie wtórnej transformatora SN/nN	napięcia międzyfazowe: 416 V napięcia fazowe: 240,2 V
Moc zwarcia po stronie pierwotnej stacji transformatorowej SN/nN	250 MVA
Symulowany stan pracy sieci	minimalne zapotrzebowanie na energię przez odbiorców oraz maksymalna generacja energii w mikroinstalacjach fotowoltaicznych
Wskaźniki jakości napięcia wyznaczone w symulacjach	wartości skuteczne napięć fazowych oraz współczynniki asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej U_2/U_1 i zerowej U_0/U_1 napięcia
Wyróżnione punkty obwodu, w których wyznaczono wskaźniki jakości napięcia	węzły ciągu głównego obwodu: M1-M16 oraz miejsca przyłączenia układów poprawiających parametry napięcia



Rys. 7.3. Schemat ideowy obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” zamodelowany w programie *Matlab-Simulink*

7.4. Możliwe sposoby poprawy współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą

Możliwe sposoby poprawy współpracy mikroinstalacji fotowoltaicznych z siecią dystrybucyjną, w szczególności w zakresie stabilizacji napięcia oraz redukcji jego asymetrii, w podziale na działania jakie mogą zostać podjęte przez prosumentów i OSD przedstawiono na rysunku 7.4.



Rys. 7.4. Klasyfikacja możliwych sposobów poprawy współpracy mikroinstalacji fotowoltaicznych z siecią zasilającą

7.4.1. Działania po stronie prosumenta

7.4.1.1. Poprawne zaprojektowanie wewnętrznej instalacji elektrycznej

Z punktu widzenia poprawności pracy mikroinstalacji fotowoltaicznej bardzo ważny, aczkolwiek czasem bagatelizowany przez instalatorów, jest warunek zachowania odpowiednio niskiego spadku napięcia na odcinku od miejsca przyłączenia obiektu do sieci OSD do miejsca lokalizacji rozdzielnic głównej budynku. O ile instalatorzy z reguły poprawnie dobierają przekrój przewodu na odcinku od falownika fotowoltaicznego do rozdzielnic głównej (podrozdzielnic) budynku o tyle niekoniecznie analizują, czy przekrój przewodu na odcinku od miejsca przyłączenia budynku do sieci OSD do rozdzielnic głównej budynku został poprawnie dobrany. Wartość spadku napięcia zwłaszcza na tym odcinku ma tym większy wpływ na poprawną pracę mikroinstalacji fotowoltaicznej im większa jest odległość obiektu do sieci OSD oraz im większa jest moc przyłączanej mikroinstalacji fotowoltaicznej. Warunek ograniczenia spadków napięcia do wartości dopuszczalnych może w takich przypadkach powodować konieczność doboru większych przekrojów przewodów instalacji wewnętrznej niż wynika to z warunku zachowania dopuszczalnej obciążalności długotrwałej i należy o tym pamiętać podczas projektowania przyłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznej do sieci wewnętrznej budynku. Normami, które definiują dopuszczalne spadki napięcia w instalacji wewnętrznej są m.in. normy: DIN VDE 0100-520 [118], N SEP-E-002 [119] oraz PN-IEC 60364-5-52 [120].

Przed przyłączeniem mikroinstalacji fotowoltaicznej można również wykonać w planowanym miejscu przyłączenia pomiary impedancji pętli zwarcia oraz wartości skutecznej napięcia i na tej

podstawie oszacować maksymalną wartość mocy czynnej możliwą do przyłączenia, która nie spowoduje wzrostu napięcia powyżej poziomu I stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego falownika. Dla trójfazowej mikroinstalacji można ją wyznaczyć z zależności [47]:

$$P_{\max 3f} = 1,1 * U_n * 2 * \frac{\Delta U}{Z_{k1}} * k = 1,1 * U_n * 2 * \frac{253 - U_{rz}}{Z_{k1}} * k \quad (7.1)$$

dla jednofazowej mikroinstalacji wzór przyjmuje postać:

$$P_{\max 1f} = 1,1 * U_n * \frac{\Delta U}{Z_{k1}} * k = 1,1 * U_n * \frac{253 - U_{rz}}{Z_{k1}} * k \quad (7.2)$$

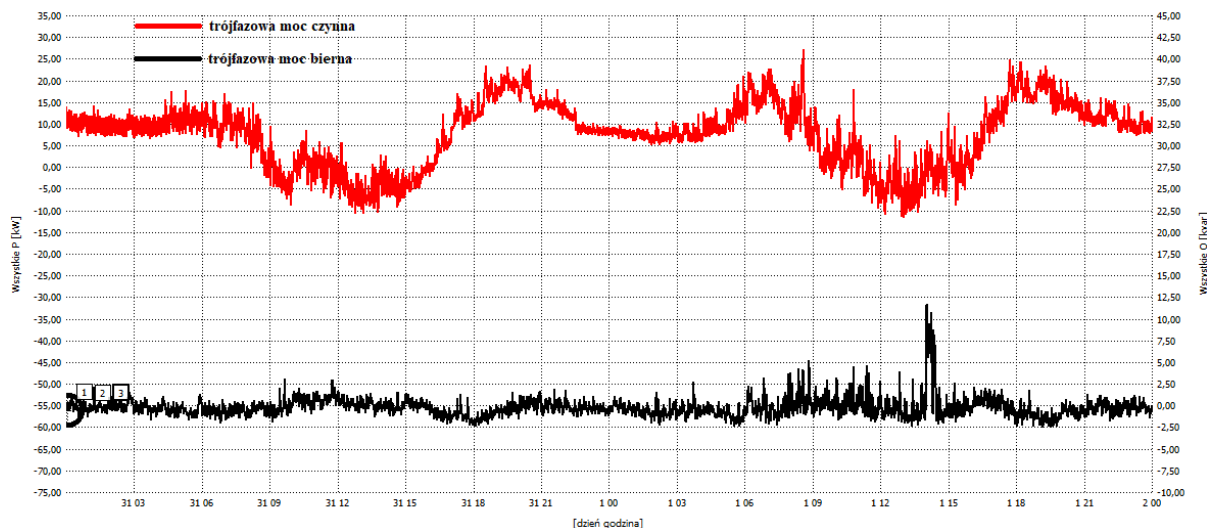
gdzie: U_n – znamionowa wartość skuteczna napięcia fazowego sieci [V], ΔU – różnica pomiędzy fazową wartością skuteczną napięcia dla I stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego a rzeczywistą wartością skuteczną napięcia zmierzoną w (planowanym) miejscu przyłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznej [V], Z_{k1} – maksymalna wartość z trzech pomiarów impedancji pętli zwarcia wykonanych pomiędzy przewodami fazowymi a przewodem neutralnym [Ω], U_{rz} – rzeczywista wartość skuteczna napięcia zmierzona w (planowanym) miejscu przyłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznej [V], k – współczynnik korekcyjny zmniejszający maksymalną moc czynną możliwą do przyłączenia do instalacji wewnętrznej ze względu na szacowany wzrost napięcia U_{rz} , np. na skutek przyłączenia w przyszłości do obwodu niskiego napięcia kolejnych mikroinstalacji fotowoltaicznych, $k < 1$ [-].

7.4.1.2. Poprawna konfiguracja falownika fotowoltaicznego

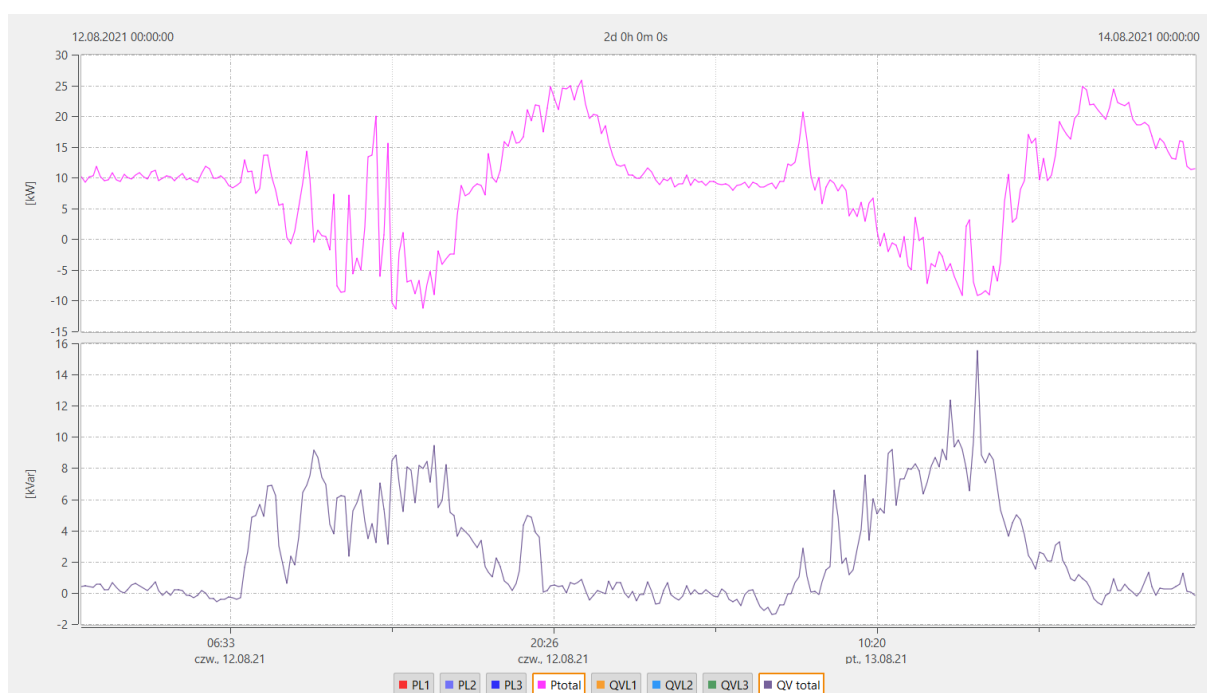
Każda mikroinstalacja fotowoltaiczna przyłączana do sieci dystrybucyjnej powinna spełniać wymagania kodeksu sieci NC RfG [46] [79], krajowych przepisów prawa [80], wymagań OSD [69] [81] oraz norm [5] [82] [83], co zostało szczegółowo opisane w rozdziale 4. Z kolei to jak ważna jest poprawna konfiguracja falownika fotowoltaicznego, która będzie ograniczać lub eliminować jego automatyczne wyłączenie na skutek zawyżonego napięcia przedstawiono w rozdziale 5, na przykładzie przeprowadzonego laboratoryjnego badania trójfazowego falownika fotowoltaicznego z nieaktywnymi oraz aktywnymi trybami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$. Te oraz inne możliwe sposoby konfigurowania falowników fotowoltaicznych w celu ograniczania wzrostów napięcia w punkcie przyłączenia oraz zwiększenia ich odporności na zapady oraz wzrosty napięcia przedstawiono zbiorczo w rozdziale 4 w tabeli 4.1.

7.4.1.2.1. Wyniki pomiarów

W celu zbadania wpływu aktywacji trybu regulacji mocy biernej na parametry napięcia w przypadku jednofazowych falowników fotowoltaicznych, w IV kwartale 2020 roku dokonano aktywacji charakterystyki $\cos\phi=f(P)$ we wszystkich osiemnastu falownikach fotowoltaicznych przyłączonych do obwodu sieci niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.1). W jednofazowych falownikach dokonano aktywacji tego trybu ze względu na brak technicznej możliwości aktywacji trybu $Q=f(U)$. Jednofazowe falowniki pracujące w trybie $\cos\phi=f(P)$, po osiągnięciu znamionowej generacji mocy czynnej, mogły osiągnąć minimalny współczynnik mocy wynoszący $\cos\phi=0,95$. Wyniki przeprowadzonych pomiarów w punkcie M1 oraz M8 obwodu z nieaktywną oraz aktywną charakterystyką $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych przedstawiono na rysunkach 7.5-7.7 oraz w tabeli 7.4.

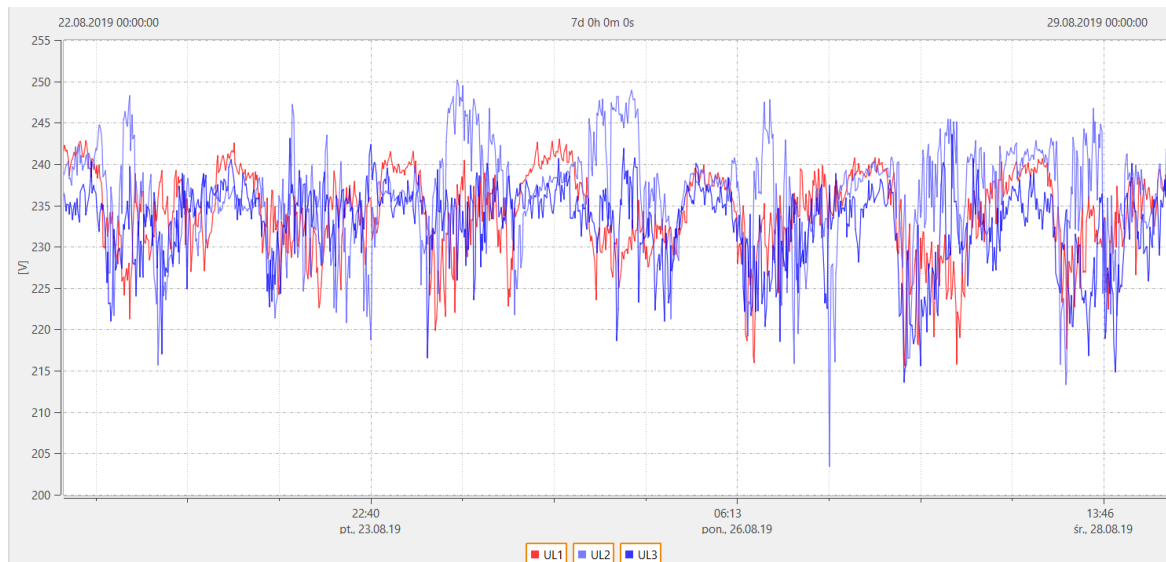


(a)

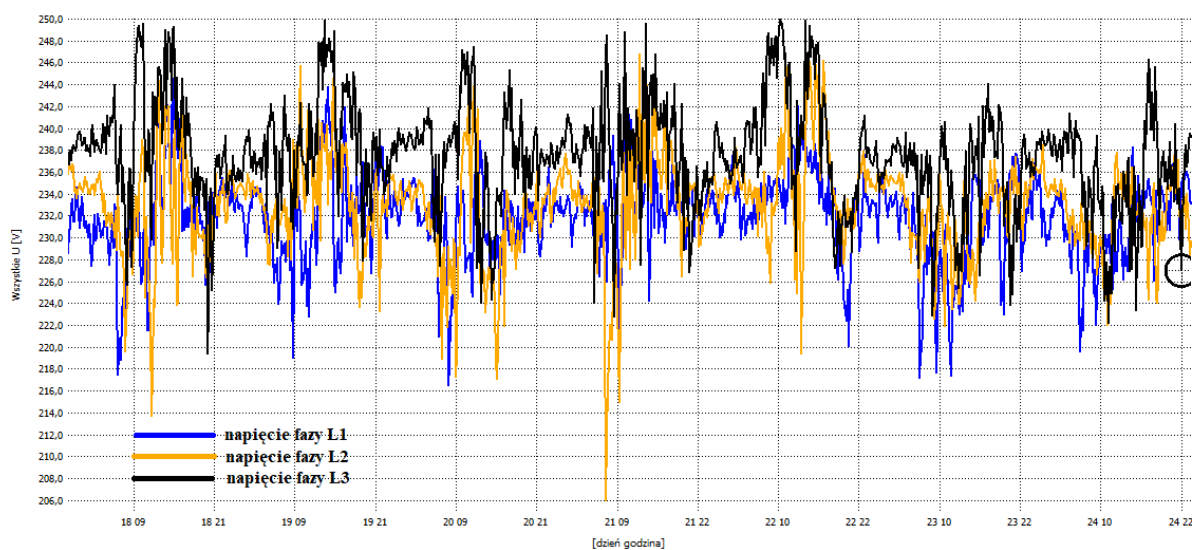


(b)

Rys. 7.5. Przebiegi średniej trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzone w punkcie M1 stacji transformatorowej SN/nN „X”: (a) przed aktywacją (okres 30-31.03.2019 r.) oraz (b) po aktywacji (okres 12-14.08.2021 r.) trybu $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych

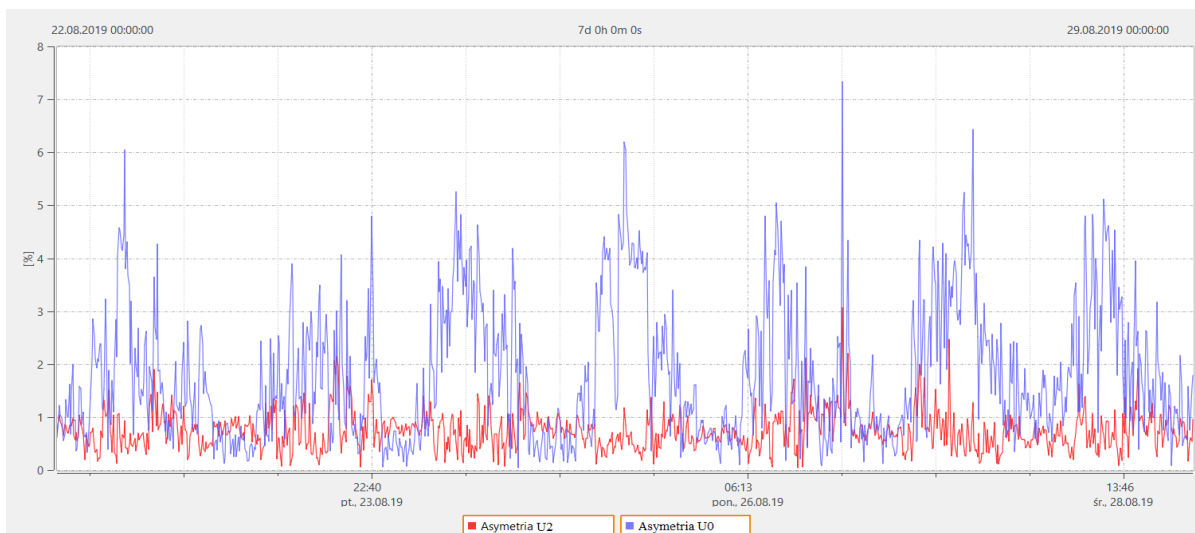


(a)

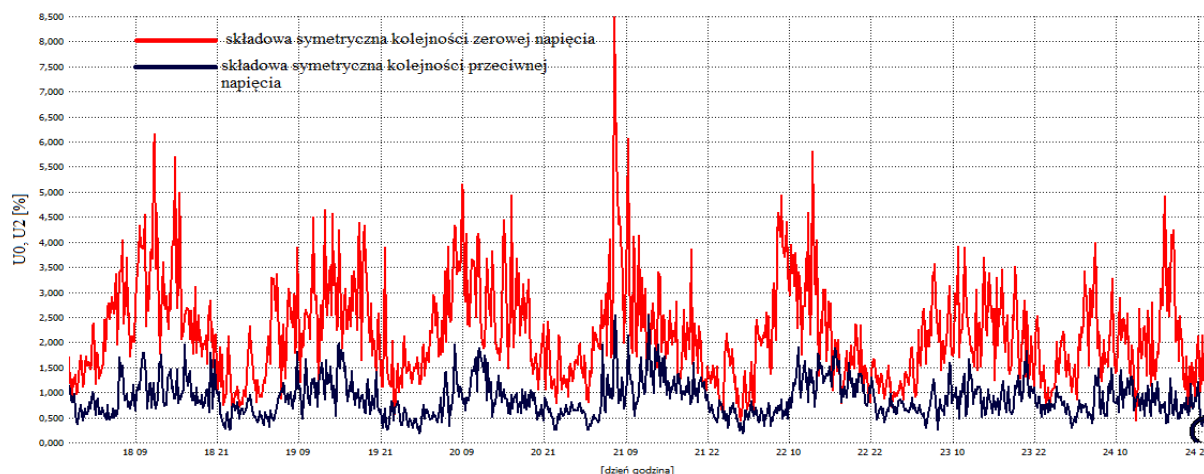


(b)

Rys. 7.6. Przebiegi zmierzonych w punkcie M8 tygodniowych agregowanych 10-minutowo wartości skutecznych napięć fazowych: (a) przed aktywacją (okres 22-29.08.2019 r.) oraz (b) po aktywacji (okres 18-25.08.2021 r.) trybu $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych



(a)



(b)

Rys. 7.7. Przebiegi zmierzonych w punkcie M8 tygodniowych agregowanych 10-minutowo wartości skutecznych składowych symetrycznych kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia: (a) przed aktywacją (okres 22-29.08.2019 r.) oraz (b) po aktywacji (okres 18-25.08.2021 r.) trybu $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych

Tabela 7.4. Porównanie percentyli CP95 uzyskanych wyników w punkcie M8 dla tygodniowych pomiarów podstawowych parametrów napięcia przed (okres 22-29.08.2019 r.) oraz po (okres 18-25.08.2021 r.) aktywacji trybu $\cos\phi=f(P)$ w jednofazowych falownikach fotowoltaicznych (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 przed aktywacją w falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$	Percentyl CP95 po aktywacji w falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 240,81 \text{ V}$ $U_{L2} - 245,98 \text{ V}$ $U_{L3} - 238,61 \text{ V}$	$U_{L1} - 240,49 \text{ V}$ $U_{L2} - 246,73 \text{ V}$ $U_{L3} - 238,07 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 4,22\%$ $U_2/U_1 - 1,35\%$	$U_0/U_1 - 4,01\%$ $U_2/U_1 - 1,61\%$
Wskaźniki długookresowych wahań napięcia	$P_{It_L1} - 2,43$ $P_{It_L2} - 2,11$ $P_{It_L3} - 2,42$	$P_{It_L1} - 1,58$ $P_{It_L2} - 2,03$ $P_{It_L3} - 1,64$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U_L1} - 4,36\%$ $THD_{U_L2} - 4,11\%$ $THD_{U_L3} - 4,20\%$	$THD_{U_L1} - 4,27\%$ $THD_{U_L2} - 4,02\%$ $THD_{U_L3} - 3,83\%$

Po aktywacji w jednofazowych falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$ wyraźnie widoczny jest wzrost mocy biernej skorelowanej z generacją mocy czynnej (rys. 7.5b), co świadczy o poprawnej konfiguracji falowników przez firmę instalatorską. Ponadto, na podstawie uzyskanych wyników pomiarów przedstawionych na rysunkach 7.6-7.7 oraz w tabeli 7.4 można z pewnym zaskoczeniem stwierdzić, że aktywacja trybu regulacji mocy biernej $\cos\phi=f(P)$ nie przyczyniła się do redukcji wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych. W obu przypadkach uzyskano bardzo zbliżone rezultaty percentyli CP95 dla napięć fazowych oraz współczynników asymetrii. Brak pozytywnego wpływu regulacji mocy biernej na oczekiwaną redukcję wzrostów napięć fazowych jest spowodowany nierównomiernym przyłączenia do poszczególnych faz jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych. Powoduje to, że w godzinach dużego nasłonecznienia występują jednoczesne dwukierunkowe przepływy prądów w poszczególnych fazach. Wymuszenie dodatkowej składowej biernej prądu przez jednofazowe falowniki powoduje pogłębienie się asymetrii prądowej w obwodzie. To z kolei powoduje przepływ dużego prądu w przewodzie neutralnym, który wywołuje na nim spadek napięcia. Skutkuje to przesunięciem potencjału punktu gwiazdowego wektorów napięć fazowych, co objawia się wysokim udziałem składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 w napięciu zasilającym. W związku z tym, w dużej części wzrosty napięć fazowych są powodowane asymetrią prądową, która prowadzi do dużej asymetrii napięć fazowych.

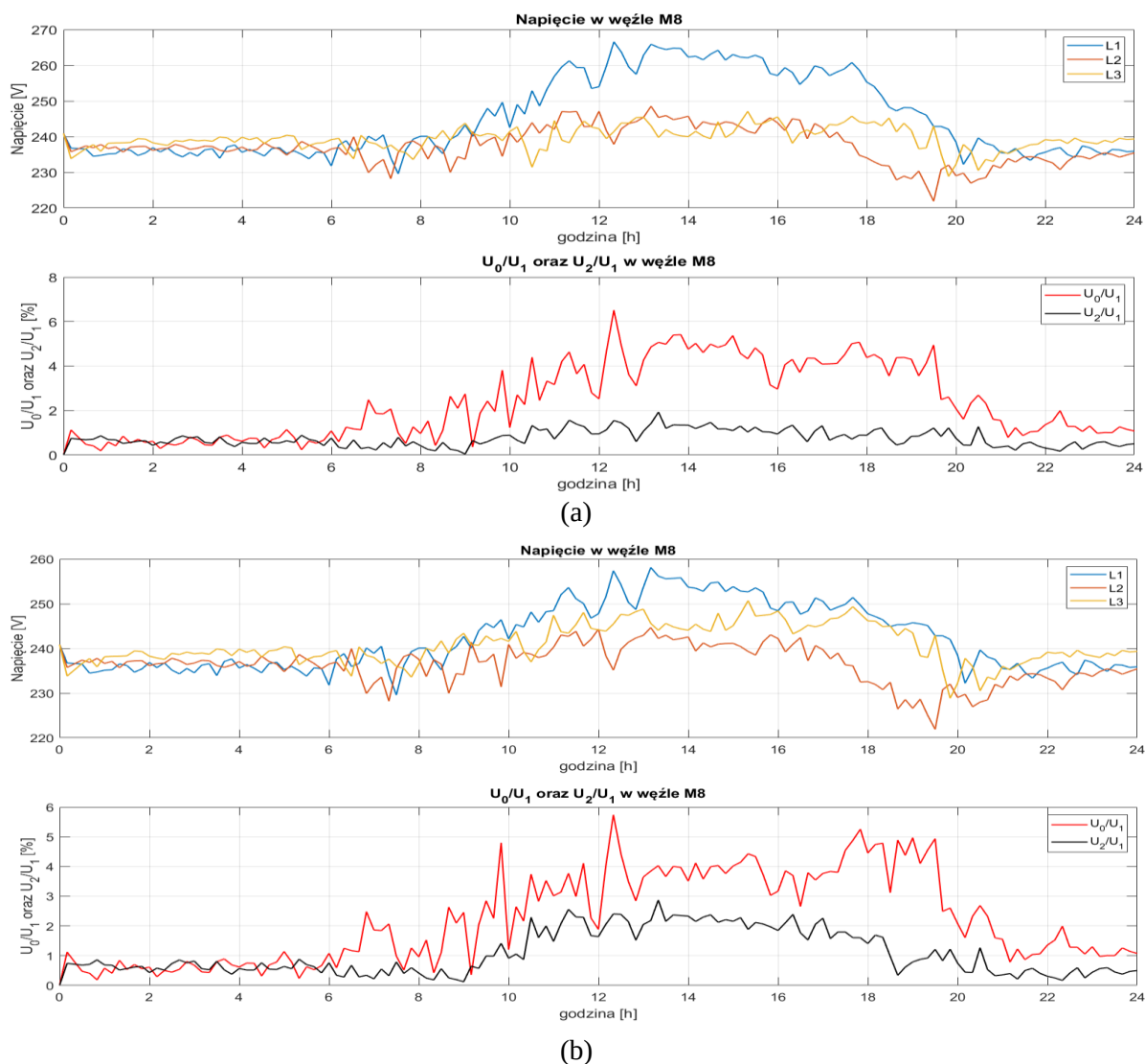
Ponadto porównując wartości wskaźników P_{lt} przedstawione w tabeli 7.4 można zauważyć, że po aktywacji w falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$ ich wartości zmalały we wszystkich fazach. Niemniej jednak, na tej podstawie nie można wyciągnąć generalnego wniosku o pozytywnym wpływie aktywacji tego trybu na wskaźnik P_{lt} ze względu na różne okresy wykonywania pomiarów i inny nieporównywalny charakter pracy odbiorników i mikroinstalacji fotowoltaicznych.

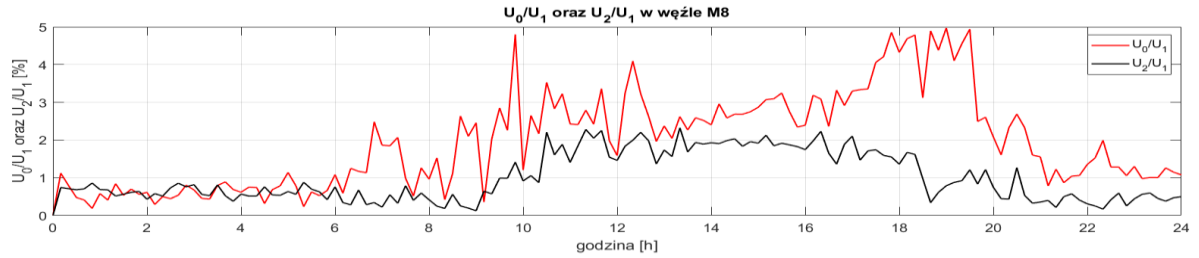
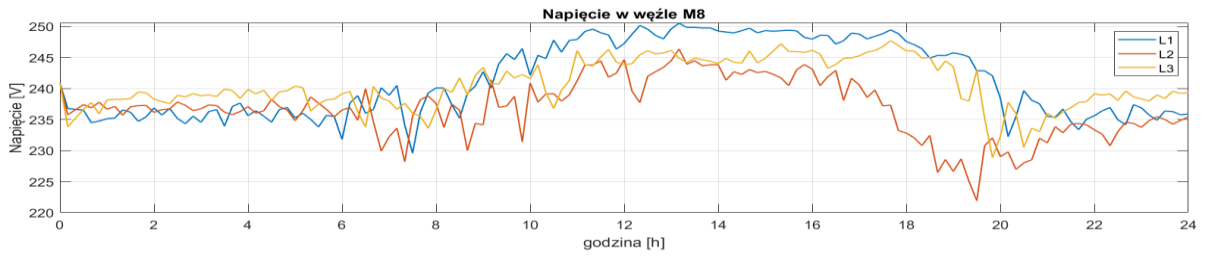
7.4.1.2.2. Wyniki symulacji

W celu sprawdzenia możliwości poprawy parametrów napięcia dla różnych trybów pracy falowników fotowoltaicznych wykonano symulację obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” dla następujących przypadków:

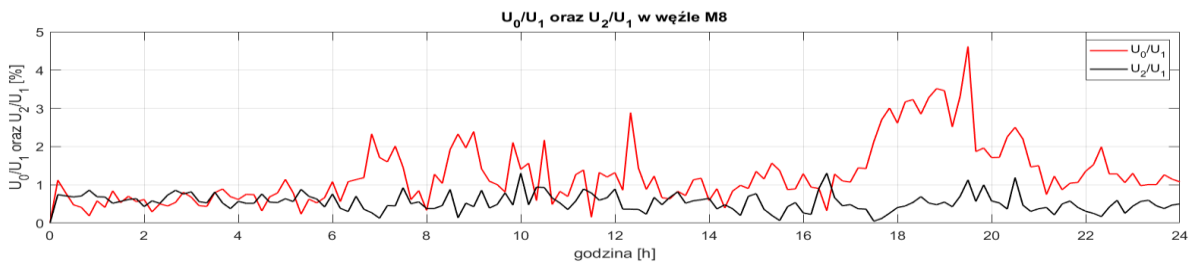
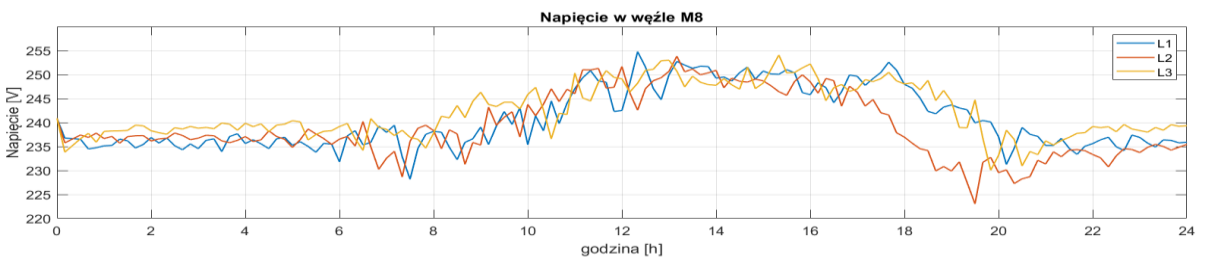
- braku aktywacji w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$,
- aktywacji w jednofazowych falownikach tylko trybu $Q=f(U)$,
- aktywacji w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$,
- zabudowy trójfazowych falowników o takiej samej mocy (2 kW) w miejsce falowników jednofazowych, bez aktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$,
- aktywacji w trójfazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$.

Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii w punkcie M8 dla powyższych przypadków przedstawiono na rysunku 7.8. W tabeli 7.5 zestawiono miary liczbowe dla przebiegów przedstawionych na rysunku 7.8.

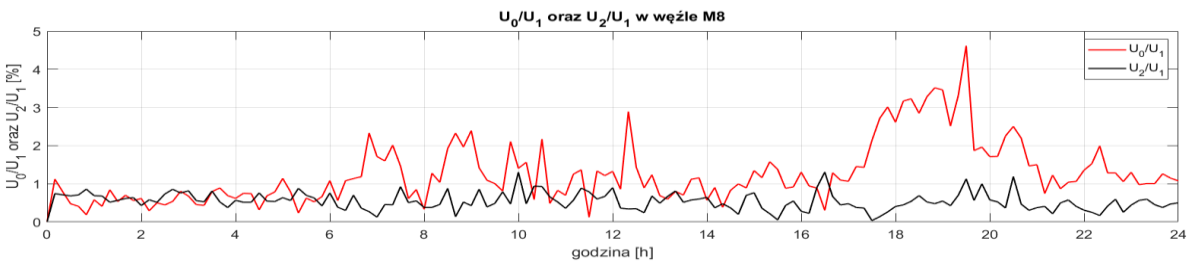
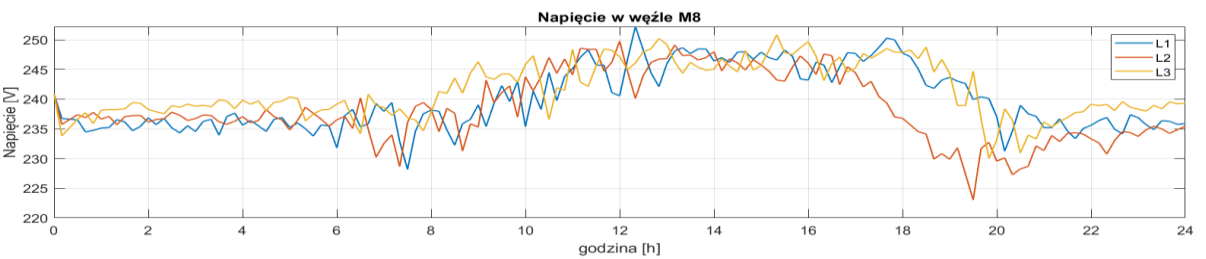




(c)



(d)



(e)

Rys. 7.8. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych oraz składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 i przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M8 dla przypadku: (a) braku aktywacji w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$, (b) z aktywnym tylko trybem $Q=f(U)$, (c) z aktywnymi trybami $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$, (d) wymiany jednofazowych falowników na trójfazowe falowniki o takiej samej mocy, brak aktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$, (e) z aktywną regulacją $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ w trójfazowych falownikach

Tabela 7.5. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M8 dla różnych zastosowanych sposobów pracy falowników fotowoltaicznych w obwodzie zasilanym ze stacji transformatorowej SN/nN „X”

Symulowany przypadek	Wartość skuteczna napięcia (wartości średnie)	Współczynniki asymetrii napięć fazowych (wartości średnie)	Straty energii w układzie ²⁴
brak aktywacji w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ ²⁵	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,5 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 2,37\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	3,42%
aktywny w jednofazowych falownikach tryb $Q=f(U)$ ²⁶	$U_{L1} - 242,2 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,8 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 2,22\%$ $U_2/U_1 - 1,06\%$	3,96%
aktywne w jednofazowych falownikach tryby $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	$U_{L1} - 241,3 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,8 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,6 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 1,95\%$ $U_2/U_1 - 1,00\%$	3,56%
wymiana jednofazowych falowników na równoważne trójfazowe falowniki, brak aktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	$U_{L1} - 240,6 \text{ V}$ $U_{L2} - 239,1 \text{ V}$ $U_{L3} - 242,2 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 1,26\%$ $U_2/U_1 - 0,54\%$	2,48%
aktywne w trójfazowych falownikach tryby $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	$U_{L1} - 239,9 \text{ V}$ $U_{L2} - 238,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 241,5 \text{ V}$	$U_0/U_1 - 1,26\%$ $U_2/U_1 - 0,54 \%$	2,79%

Na podstawie wyników symulacji przedstawionych na rysunku 7.8 oraz w tabeli 7.5 można stwierdzić, że:

- wyniki symulacji potwierdzają wyniki wykonanych pomiarów, tj. aktywacja w jednofazowych falownikach trybu regulacji mocy biernej wpłynęła jedynie na nieznaczną redukcję składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia (tab. 7.4 i tab. 7.5). Ponadto, zarówno w wynikach pomiarów (tab. 7.4), jak i symulacji (tab. 7.5) widoczny jest wzrost składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 oraz mały wpływ na redukcję wzrostów napięcia,
- aktywacja w jednofazowych falownikach trybu regulacji mocy biernej nie przyczyniła się do obniżenia napięcia w fazie L1 poniżej 253 V, tj. poniżej progu I stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego falowników (rys. 7.8b). Dopiero aktywacja w jednofazowych falownikach trybu $P=f(U)$ spowodowała obniżenie napięcia w tej fazie poniżej 253 V (rys. 7.8c),

²⁴ Straty energii zostały wyznaczone jako stosunek energii wprowadzonej do obwodu i energii oddanej z obwodu, tj. przepływającej przez transformator SN/nN w kierunku sieci SN.

²⁵ Wartości skuteczne napięć fazowych, współczynniki asymetrii oraz straty energii w układzie wyznaczone dla przypadku pracy mikroinstalacji bez aktywnych trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ będą w dalszej części pracy porównywane z uzyskanymi analogicznymi wskaźnikami wyznaczonymi dla przypadku przyłączenia do obwodu modeli rozpatrywanych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, takich jak: szeregowy regulator napięcia typu LVR, dynamiczny regulator napięcia typu DVR oraz symetryzator transformatorowy.

²⁶ Wartości skuteczne napięć fazowych, współczynniki asymetrii oraz straty energii w układzie wyznaczone dla przypadku pracy mikroinstalacji w trybie $Q=f(U)$ będą w dalszej części pracy porównywane z uzyskanymi analogicznymi wskaźnikami wyznaczonymi dla przypadku przyłączenia do obwodu modeli rozpatrywanych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, takich jak: równoległy filtr aktywny oraz kompensator DSTATCOM.

- c) aktywacja w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ wpłynęła pozytywnie na współczynniki asymetrii napięcia U_0/U_1 oraz U_2/U_1 , w porównaniu do przypadku aktywacji w falownikach tylko trybu $Q=f(U)$ (rys. 7.8b i rys. 7.8c),
- d) wymiana jednofazowych falowników na równoważne urządzenia trójfazowe takiej samej mocy spowodowała obniżenie współczynników asymetrii napięcia U_0/U_1 oraz U_2/U_1 (rys. 7.8a-c i rys. 7.8d-e),
- e) wymiana jednofazowych falowników na równoważne trójfazowe urządzenia takiej samej mocy nie spowodowała obniżenia napięć fazowych poniżej progu I stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego (rys. 7.8d),
- f) aktywacja trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ w falownikach trójfazowych spowodowała obniżenie napięć fazowych poniżej 253 V (rys. 7.8e). Aktywacja w falownikach tych trybów sterowania nie wpłynęła na obniżenie współczynników asymetrii napięcia U_0/U_1 oraz U_2/U_1 względem wyników uzyskanych dla trójfazowych falowników bez aktywacji dodatkowych trybów sterowania (rys. 7.8d i rys. 7.8e),
- g) największe straty energii w obwodzie otrzymano dla przypadku pracy jednofazowych falowników w trybie $Q=f(U)$, a najmniejsze dla przypadku wymiany jednofazowych falowników na urządzenia trójfazowe, pracujące bez aktywnej regulacji $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ (tab. 7.5).

7.4.1.3. Zwiększenie poziomu autokonsumpcji

Jednym ze sposobów zwiększenia autokonsumpcji energii jest modyfikacja profilu generacji energii poprzez wybór orientacji (azymutu) paneli fotowoltaicznych względem słońca (jeśli istnieje taka techniczna możliwość), który będzie lepiej dopasowany do profilu poboru energii przez prosumenta. Alternatywnym sposobem orientacji paneli fotowoltaicznych względem słońca (w stosunku do ekspozycji południowej) jest kierunek wschód-zachód. Taka mikroinstalacja fotowoltaiczna wyprodukuje w ciągu roku mniej energii niż takiej samej mocy mikroinstalacja fotowoltaiczna, ale o ekspozycji południowej, jednakże jej profil generacji będzie lepiej dopasowany do profilu poboru, który zawiera wyraźny szczyt poranny oraz wieczorny. Ponadto, przy orientacji paneli fotowoltaicznych w kierunku wschód-zachód zmniejszeniu ulega również moc maksymalna osiągnięta w godzinach południowych, co wpływa korzystnie na zmniejszenie wzrostu napięcia w instalacji wewnętrznej oraz sieci dystrybucyjnej w przypadku wprowadzania nadwyżek energii do sieci OSD.

Innym sposobem zwiększenia autokonsumpcji jest zastosowanie rozwiązań z dziedziny zarządzania popytem DSM (ang. *Demand Side Management*). Rozwiązania te służą do modyfikowania profilu obciążenia w taki sposób, aby lepiej dopasować go do profilu generacji energii z własnego źródła oraz aby obniżyć koszty energii poprzez przesunięcie części szczytowego obciążenia na godziny odpowiadające niższej cenie energii [121]. System DSM prosumenta XXI wieku już składa się lub w przyszłości będzie składał się z następujących elementów [121]:

- a) sterownika nadzorującego pracę wszystkich lub kluczowych urządzeń w instalacji wewnętrznej prosumenta,
- b) sensorów pomiarowych moc czynnej, biernej, energii, temperatury, natężenia oświetlenia itp.,
- c) urządzeń wykonawczych kontrolujących pobór oraz generację energii w instalacji prosumenta,
- d) pompy ciepła,
- e) ładowarki samochodu elektrycznego,
- f) źródła wytwórczego, np. mikroinstalacji fotowoltaicznej,
- g) magazynu energii.

Celem zastosowania systemu DSM może być maksymalne wykorzystanie energii z mikroinstalacji fotowoltaicznej, minimalizacja rachunków za energię elektryczną oraz dyskomfortu doświadczanego

przez użytkowników na skutek zmiany profilu pracy wybranych urządzeń (np. pompy ciepła lub natężenia oświetlenia) [121]. Przykłady zastosowywania systemów DSM i ich pozytywnego wpływu na redukcję wzrostów napięcia w sieci dystrybucyjnej można znaleźć, np. w publikacjach [122] [123] [124].

Pomimo niewątpliwych zalet stosowania systemów DSM, zwłaszcza w gospodarstwach domowych, które charakteryzują się niskim poziomem autokonsumpcji energii należy zwrócić uwagę na to, że zdecydowana większość prosumentów nie posiada obecnie magazynów energii, ładowarek samochodów elektrycznych oraz pompy ciepła. Zastosowanie w ich przypadku systemów DSM nie przyczyni się zatem znacząco do wzrostu zużycia energii w czasie produkcji energii z mikroinstalacji fotowoltaicznej, przez co inwestycja takich prosumentów w system DSM jest mało atrakcyjna. W obecnej sytuacji pewnym rozwiązaniem skutkującym zwiększeniem poziomu autokonsumpcji jest budowa systemu DSM opartego o sterowanie układem ogrzewania ciepłej wody użytkowej. Dobór pojemności zbiornika oraz mocy grzałek elektrycznych powinien zapewnić bieżący pobór większości energii produkowanej w mikroinstalacji fotowoltaicznej przy jednocześnie zachowanym długim czasie podgrzewania wody w zbiorniku. Proste rozwiązania w tym zakresie są już dostępne na rynku. Istnieją falowniki fotowoltaiczne, które są wyposażone w wyjścia sterujące I/O albo w przekładniki, którymi można tak sterować, aby przy określonym przez użytkownika poziomie mocy uzyskiwanej z mikroinstalacji fotowoltaicznej załączały się wybrane urządzenia, takie jak np. grzałki zabudowane w zbiorniku ciepłej wody użytkowej, pompa ciepła lub dowolne inne urządzenie wybrane przez użytkownika [125].

7.4.2. Działania po stronie OSD

7.4.2.1. Prowadzenie działań eksploatacyjnych, modernizacyjnych oraz inwestycyjnych

Działalność OSD jest koncesjonowana co powoduje, że operatorzy są zobowiązani do spełnienia technicznych warunków dystrybucji energii elektrycznej, w szczególności do utrzymywania obiektów, instalacji, urządzeń i sieci w należytym stanie technicznym. Działania te muszą umożliwiać dystrybucję energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących przepisów określających wymogi techniczne, jakościowe i ochrony środowiska, z uwzględnieniem uzasadnionego poziomu kosztów oraz optymalizacji wykorzystania źródeł energii elektrycznej zasilających sieć dystrybucyjną [126]. Aby spełnić wymagania z koncesji, OSD podejmują następujące czynności [127]:

- a) przeprowadzają cykliczne oględziny, przeglądy i remonty urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznej,
- b) przeprowadzają ocenę stanu technicznego sieci dystrybucyjnej, która jest podstawą do podejmowania decyzji dla przedsięwzięć organizacyjno-technicznych związanych z pracami modernizacyjnymi i inwestycyjnymi,
- c) wykonują modernizacje polegające na zwiększaniu przekroju przewodów oraz mocy transformatorów WN/SN oraz SN/nN,
- d) skracają długości istniejących obwodów poprzez budowę nowych stacji transformatorowych SN/nN oraz linii elektroenergetycznych.

Obserwowany w ostatnich kilku latach intensywny wzrost przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych powoduje, że podejmowane przez OSD działania eksploatacyjno-modernizacyjno-inwestycyjne są realizowane w znacznie wolniejszym tempie niż wynikałoby to ze skali przyłączanych urządzeń wytwórczych do sieci. Największe wyzwanie stanowi dla OSD dostosowanie sieci na terenach wiejskich, które charakteryzują się małymi przekrojami przewodów oraz długościami obwodu przekraczającymi czasem nawet 1 km. OSD wraz z Urzędem Regulacji Energetyki (URE) są świadomi stojących przed nimi wyzwań, a odpowiedzią na nie jest podpisana w listopadzie 2022 roku Karta

Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KETSDPE) [128]. W dokumencie tym uwzględniono m.in. konieczność opracowania i wdrożenia rozwiązań ukierunkowanych na zwiększenie zdolności sieci do integracji źródeł wytwórczych (w tym OZE) poprzez pozyskiwanie usług elastyczności, ułatwienia przyłączania instalacji OZE oraz współdzielenie przyłącza przez różne technologie wytwarzania energii z OZE (poprzez tzw. *cable pooling*). W KETSDPE [128] jest również mowa o konieczności podjęcia przez OSD działań mających na celu pozyskanie źródeł zewnętrznego finansowania na modernizację sieci dystrybucyjnej.

7.4.2.2. Wdrożenie aktywnych metod regulacji napięcia w sieciach SN oraz nN

Podstawowym ograniczeniem związanym z przyłączaniem mikroinstalacji fotowoltaicznych do sieci nN jest wzrost napięcia ponad górny dopuszczalny próg wynoszący 253 V (dla napięć fazowych), co oznacza, że jest to zagadnienie z dziedziny regulacji napięcia. Zatem OSD powinni skupić się na opracowaniu i wdrożeniu metod nadążnej regulacji napięcia w sieciach SN oraz nN, uwzględniających poziom aktualnej generacji energii z mikroinstalacji fotowoltaicznych. OSD prowadzą badania w tym zakresie, skupiając się na dwóch metodach:

- a) wymianie istniejących transformatorów SN/nN na urządzenia z automatyczną podobciążeniową regulacją zaczepów. Są to tzw. transformatory OLTC (ang. *On Load Tap Changer*),
- b) zmianie programów pracy sterowników ARN (Automatycznej Regulacji Napięcia) odpowiadających za pracę przełączników zaczepów w transformatorach WN/SN w zależności od np. pory roku, godziny doby, poziomu nasłonecznienia oraz stopnia obciążenia transformatorów WN/SN w ciągu doby.

Do tej pory automatyczna regulacja napięcia była powszechnie stosowana w sieciach SN, a pozbawione takiej regulacji były sieci nN. Obserwowane duże zmiany napięcia zasilającego w obwodach sieci nN powodowane z jednej strony generacją energii w mikroinstalacjach fotowoltaicznych w godzinach okołopołudniowych, a z drugiej strony zwiększonym zapotrzebowaniem na energię w godzinach szczytu wieczornego (na skutek załączania pomp ciepła lub ogrzewania elektrycznego) skłania OSD do wdrażania podobnego rozwiązania w sieciach nN. Aktywną regulację napięcia w sieciach nN można realizować za pomocą transformatorów SN/nN typu OLTC. Dzięki temu rozwiązaniu można aktywnie regulować napięcie w obwodach nN, natomiast dużym wyzwaniem jest opracowanie algorytmu przełączania zaczepów oraz wybór sygnałów wejściowych do sterownika, aby z jednej strony minimalizować liczbę przełączeń, które wpływają na żywotność urządzenia oraz czasookresy przeglądów, a z drugiej strony zapewnić poprawny poziom napięcia w obwodach, w których udział mikroinstalacji fotowoltaicznych potrafi być bardzo zróżnicowany. Aby podołać temu zadaniu prowadzone są badania w zakresie wykorzystania jako sygnału sterującego:

- a) pomiaru napięć z wybranych liczników zdalnego odczytu zainstalowanych u prosumentów przyłączonych w punktach o dużym przedziale zmian napięcia (zwykle są to końcówki obwodów),
- b) pomiaru napięć w wybranych punktach obwodów realizowanych przez bezprzewodowe sensory pomiarowe,
- c) pomiaru obciążenia obwodów w stacji transformatorowej SN/nN,
- d) kombinacji wszystkich powyższych metod.

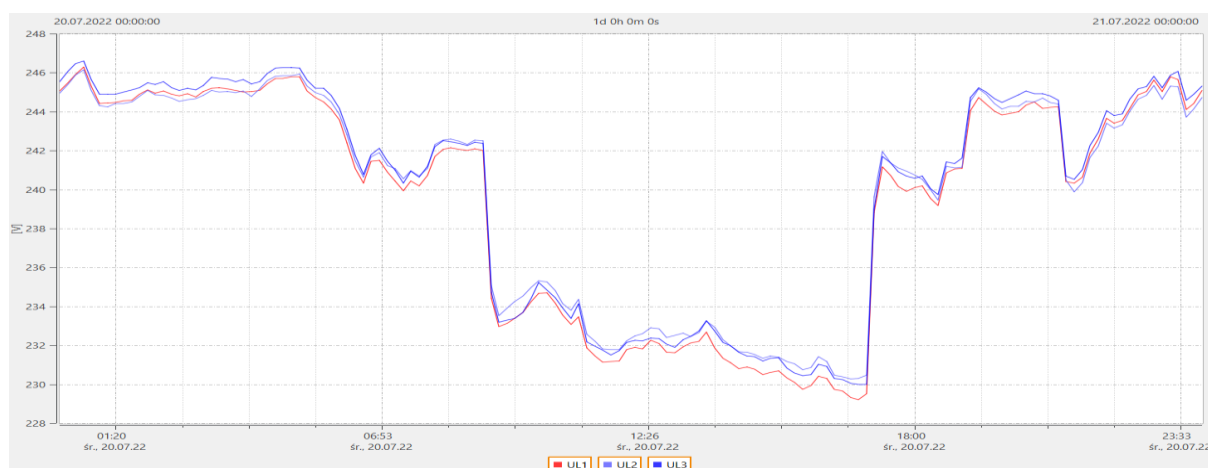
Przykładem zastosowania transformatora SN/nN typu OLTC jest pilotaż prowadzony przez Energe Operator S.A., która w ramach projektu EUniversal zabudowała ten rodzaj transformatora w miejscowości Mława Podmiejska dla wytypowanej stacji transformatorowej SN/nN [129]. Stacja zasilą łącznie 98 klientów, a sumaryczna moc zainstalowanych mikroinstalacji fotowoltaicznych wynosi 420 kW. W zastosowanym rozwiązaniu sterownik centralny zbiera informację o napięciach

z analizatorów parametrów energii elektrycznej zabudowanych w rozdzielnicach niskiego napięcia stacji transformatorowej SN/nN oraz z liczników AMI zlokalizowanych w głębi sieci. Na podstawie tych danych sterownik określa nastawy dla przełącznika zaczeptów transformatora SN/nN typu OLTC. Ponadto sterownik jest przygotowany do komunikacji w protokole SUNSPEC z falownikami fotowoltaicznymi poprzez sieć GSM, jednakże ze względu na brak regulacji prawnych, które pozwalałyby OSD sterować prosumenckimi falownikami fotowoltaicznymi, funkcjonalność ta nie jest wykorzystywana [129]. Zebrane doświadczenia z dotychczasowego przebiegu projektu pokazują, że aktywna regulacja napięcia za pomocą transformatora typu OLTC przyczynia się do stabilizacji napięcia, zwłaszcza na końcówkach obwodów.

Innym, prostszym oraz praktycznie bezinwestycyjnym sposobem regulacji napięcia w sieciach nN jest regulacja napięcia w sieci SN poprzez modyfikację nastaw w sterownikach ARN transformatorów WN/SN. W odpowiedzi na dużą skalę wpływających reklamacji prosumentów na zawyżone napięcie w sieci oraz wyłączające się falowniki fotowoltaiczne, część OSD podjęła decyzję o redukcji napięcia na szynach SN dla wybranych Głównym Punktów Zasilających (GPZ) w okresie letnim, w godzinach od 9:00 do 17:00, jako doraźną i szybką formę regulacji napięcia w sieciach nN. Charakterystyki napięcia zmierzonego w przykładowej stacji transformatorowej SN/nN przed oraz po aktywacji redukcji napięcia w GPZ w godzinach od 9:00 do 17:00 przedstawiono na rysunku 7.9.



(a)



(b)

Rys. 7.9. Dobowe charakterystyki napięcia zmierzone w przykładowej stacji transformatorowej SN/nN: (a) przed oraz (b) po objęciu stacji redukcją napięcia w GPZ w godzinach 9:00-17:00 (agregacja 10 minut)

Przedstawione na rysunku 7.9 dobowe charakterystyki napięcia prezentują rezultaty redukcji napięcia na szynach SN w GPZ, co przełożyło się na obniżenie napięcia na szynach nN w przykładowej stacji transformatorowej SN/nN.

OSD są obecnie na etapie prowadzenia badań nad pośrednimi nadążnymi metodami regulacji napięcia w sieciach nN (poprzez regulację napięcia w sieci SN), tak aby napięcia nie przekraczały dopuszczalnych dolnych progów dla sieci SN oraz nN w żadnym punkcie zasilanym z danego GPZ. Docelowo OSD są zainteresowani budową narzędzia, które na podstawie powyższych informacji będzie automatycznie dobierał zaczepek, na którym powinien pracować transformator WN/SN, biorąc również pod uwagę minimalizację liczby przełączeń w ciągu doby, co powinno przełożyć się na zwiększenie żywotności przełącznika zaczepeków.

7.4.2.3. Rozwój metod sterowania mikroinstalacjami fotowoltaicznymi

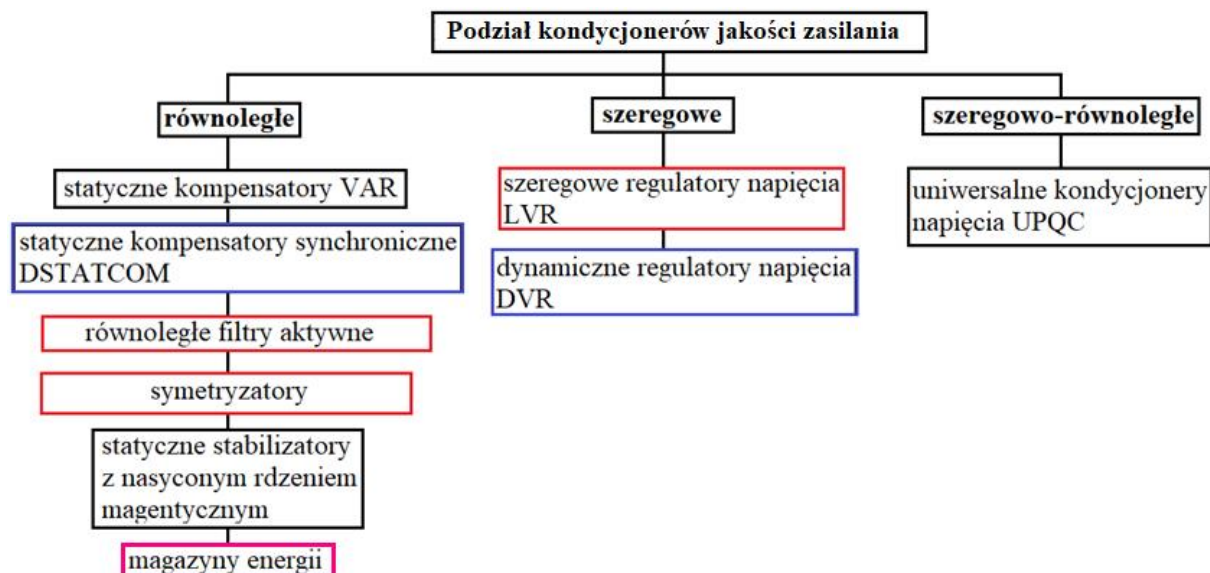
Zgodnie z art. 7. ust. 8d10 Prawa energetycznego [130], OSD może ograniczyć lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, OSD w pierwszej kolejności ogranicza, proporcjonalnie do mocy zainstalowanej, pracę mikroinstalacji albo odłącza je od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci OSD jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni. Ponadto, aby OSD mógł ograniczyć lub wyłączyć mikroinstalacje, to zgodnie z kodeksem sieci NC RfG [46] każda mikroinstalacja powinna być wyposażona w port wejściowy, który umożliwi zaprzestanie generacji mocy czynnej w ciągu pięciu sekund od przyjęcia polecenia. Krajowe przepisy prawa [80] również wymagają, aby każda mikroinstalacja była wyposażona w co najmniej port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji, np. SUNSPEC.

Obecnie operatorzy nie posiadają narzędzi oraz systemu nadzoru i kontroli, które umożliwiłby im automatyczne, bez udziału człowieka, sterowanie mikroinstalacjami fotowoltaicznymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej. W literaturze można znaleźć prace, np. pozycje [131] [132] [133] [134] [135] [136], które proponują różne metody sterowania mikroinstalacjami, w których sterownik centralny (zainstalowany np. w stacji transformatorowej SN/nN) zadaje wartości moc biernej oraz poziomy redukcji mocy czynnej dla wszystkich mikroinstalacji przyłączonych do danego obwodu, tak aby zmaksymalizować sumaryczną produkcję energii przy jednoczesnym utrzymaniu napięć w dopuszczalnym zakresie. Krajowym przykładem prowadzenia podobnych badań centralnego sterowania mikroinstalacjami fotowoltaicznymi są badania prowadzone przez PGE Dystrybucja S.A. oraz Energa Operator S.A., o których można znaleźć więcej informacji w publikacjach [137] [138] [139].

7.4.2.4. Kondycjonery warunków dostawy energii elektrycznej

7.4.2.4.1. Wprowadzenie

Kolejnym sposobem poprawy przez OSD jakości napięcia jest stosowanie kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej. Są to urządzenia, które przyłącza się równolegle, szeregowo lub szeregowo-równolegle w wybranym punkcie sieci niskiego napięcia, i które pośrednio (poprzez wymuszenie odpowiednich składowych prądu) lub bezpośrednio (poprzez bezpośrednie oddziaływanie na napięcie zasilające) wpływają na poprawę jakości napięcia, np. stabilizując napięcie (eliminując wzrosty oraz zapady napięcia), redukując asymetrię, wahania oraz wyższe harmoniczne napięcia. Podział oraz możliwe do zastosowania przez OSD kondycjonery napięcia przedstawiono na rysunku 7.10.



Rys. 7.10. Podział kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej przeznaczonych do stosowania w sieciach niskiego napięcia (kolor czerwony: urządzenia poddane pomiarom i symulacjom, kolor różowy: urządzenia poddane wyłącznie pomiarom, kolor niebieski: urządzenia poddane wyłącznie symulacjom)

7.4.2.4.2. Równoległy filtr aktywny

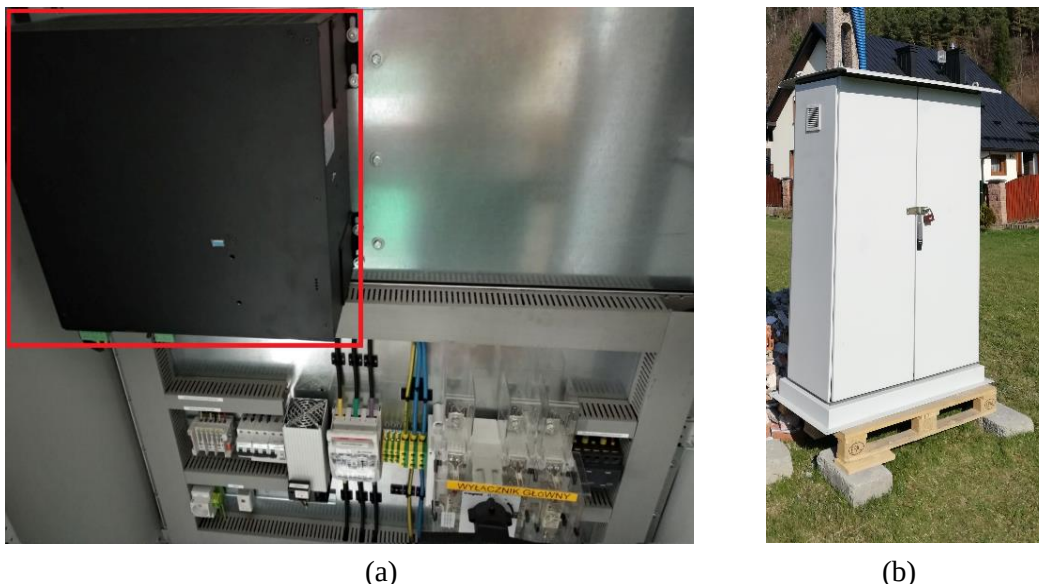
Wprowadzenie

Głównym elementem równoległego trójfazowego filtra aktywnego jest falownik napięciowy VSI (ang. *Voltage Source Inverter*). Równoległy filtr aktywny służy do kompensacji niepożądanych składowych zawartych w prądzie odbiornika, takich jak:

- wyższe harmoniczne,
- prąd bierny,
- składowe symetryczne kolejności przeciwnej oraz zerowej prądu odbiornika (w przypadku budowy trójfazowej, czteroprzewodowej urządzenia).

Zasada działania filtra aktywnego polega na tym, że urządzenie to w punkcie przyłączenia dokonuje pomiaru prądów fazowych w linii zasilającej (w kierunku odbiornika lub grupy odbiorników) i wyodrębnia z nich składowe niepożądane, które są wprowadzane w punkcie przyłączenia, ale w przeciwfazie (przesunięte o 180°). To powoduje, że w punkcie przyłączenia filtra aktywnego znoszą się niepożądane składowe prądu i z punktu widzenia zasilania prądy fazowe stają się sinusoidalne, symetryczne oraz w fazie z napięciem zasilającym [140].

Przykładową pilotażową realizację filtra aktywnego przyłączonego w punkcie M8 obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” przedstawiono na rysunku 7.11. Podstawowe parametry zastosowanego urządzenia przedstawiono w tabeli 7.6.



Rys. 7.11. Widok wnętrza (a) oraz (b) szafy równoległego filtra aktywnego przyłączonego w punkcie M8 obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”

Tabela 7.6. Zestawienie podstawowych parametrów równoległego filtra aktywnego wykorzystanego do badań [141]

Rodzaj sieci	trójfazowa, czteroprzewodowa typu TN-C
Napięcie znamionowe sieci	230/400 V AC $\pm 10\%$
Topologia falownika	trójpoziomowy falownik napięcia VSI, tranzystory IGBT
Częstotliwość łączeń elementów półprzewodnikowych	16 kHz
Zakres kompensacji wyższych harmoniczných prądu	do 50. harmoniczných
Maksymalne odkształcenie prądu THD _i po stronie źródła zasilania (po kompensacji harmoniczných)	< 5%
Zakres poprawy współczynnika mocy $\cos\phi$	$\cos\phi = 0,7 \text{ ind.} - 0,7 \text{ poj.}$
Znamionowa wartość skuteczna prądu	60 A/składowa symetryczna kolejności zerowej prądu I_0
Możliwość kompensacji asymetrii prądowej	składowa symetryczna kolejności zerowej prądu I_0
Wartość skuteczna maksymalnego kompensowanego prądu w przewodzie neutralnym	180 A
Możliwość kompensacji mocy biernej	kompensacja trójfazowej mocy biernej składowej symetrycznej kolejności zgodnej

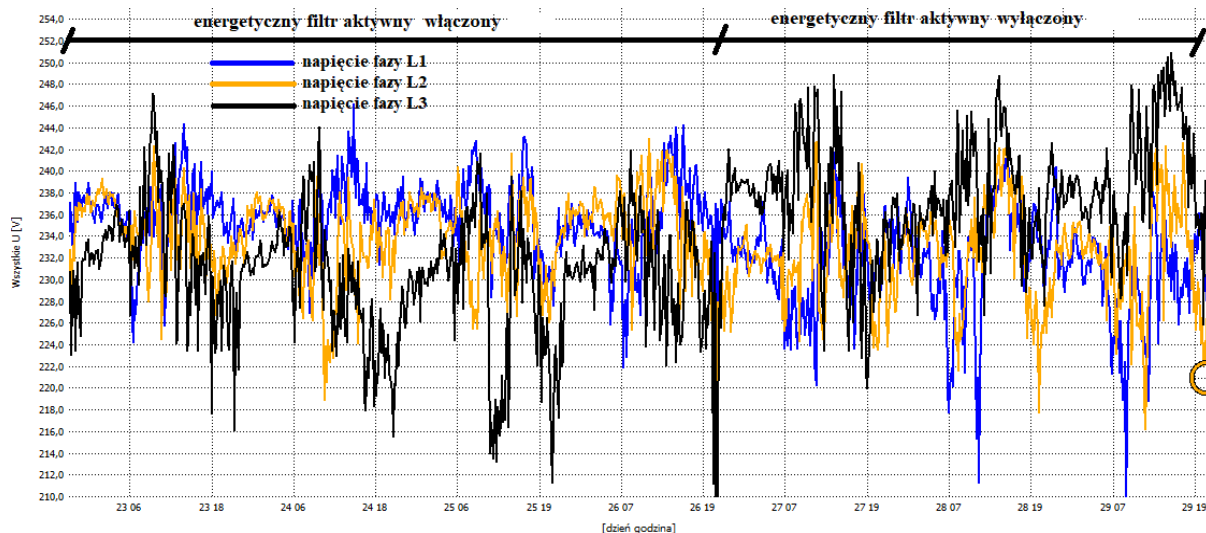
Wyniki pomiarów

Równoległy filtr aktywny pracował w sieci niskiego napięcia w dwóch konfiguracjach:

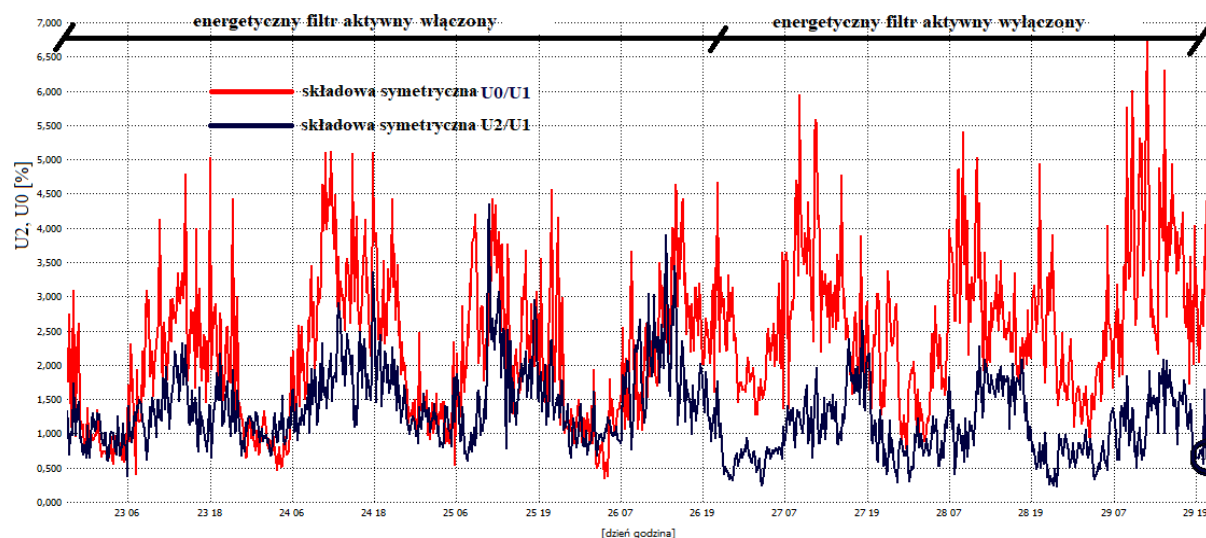
- pełna konfiguracja** – tryb kompensacji mocy biernej składowej podstawowej, składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu I_0 oraz wyższych harmoniczných prądu (okres 22-30.07.2021 r.),
- niepełna konfiguracja** – tryb kompensacji składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu I_0 oraz wyższych harmoniczných prądu (okres 26.09-03.10.2021 r.).

Zdecydowano o przeprowadzeniu testów urządzenia pracującego w dwóch trybach, ponieważ od IV kwartału 2020 roku wszystkie jednofazowe falowniki pracują z aktywną charakterystyką $\cos\phi=f(P)$, przez co wymuszają przepływ mocy biernej indukcyjnej w obwodzie. Zatem celem przeprowadzenia testów w dwóch konfiguracjach urządzenia było sprawdzenie, czy w którejś z nich filtr aktywny osiągnie lepszy efekt symetryzacji napięć fazowych, który przyczyni się do większej redukcji wzrostów napięć fazowych w obwodzie.

W przypadku testów urządzenia w pełnej konfiguracji, na skutek zadziałania automatyki SPZ (Samoczynne Ponowne Załączenie) w linii SN zasilającej stację transformatorową SN/nN „X”, filtr aktywny uległ wyłączeniu i niestety nie załączył się ponownie po powrocie napięcia zasilającego. W związku z tym, na rysunku 7.12 oraz w tabeli 7.7 porównano parametry napięcia w okresie, kiedy urządzenie pracowało (okres 22-26.07.2021 r.) oraz w okresie o takiej samej długości, kiedy urządzenie pozostawało wyłączone (okres 26-30.07.2021 r.). Na rysunkach 7.13-7.14 oraz w tabeli 7.8 przedstawiono tygodniowe wyniki pomiarów dla niepełnej konfiguracji urządzenia.



(a)



(b)

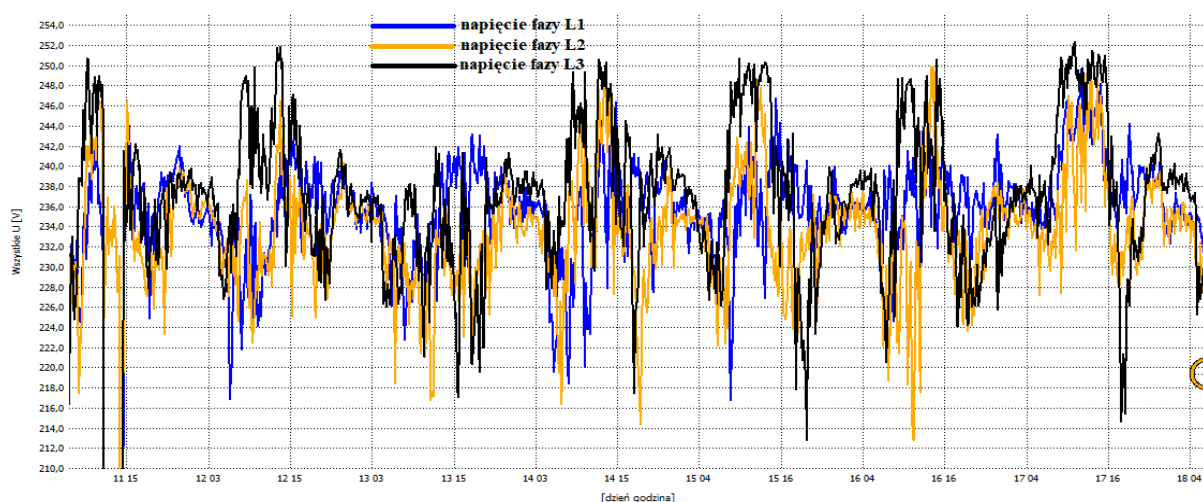
Rys. 7.12. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych (a) oraz (b) współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 i przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M8 z włączonym oraz wyłączonym równoległym filtrem aktywnym (okres 22-30.07.2021 r.) pracującym w pełnej konfiguracji

Tabela 7.7. Porównanie percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie M8 przy wyłączonym (okres 26-30.07.2021 r.) oraz włączonym (okres 22-26.07.2021 r.) równoległym filtrze aktywnym pracującym w pełnej konfiguracji (ze względu na niepełny tydzień pomiarowy pracy filtra aktywnego w każdym ze stanów, nie zaznaczono kolorem wartości przekraczających dopuszczalne poziomy określone w rozporządzeniu systemowym [8])

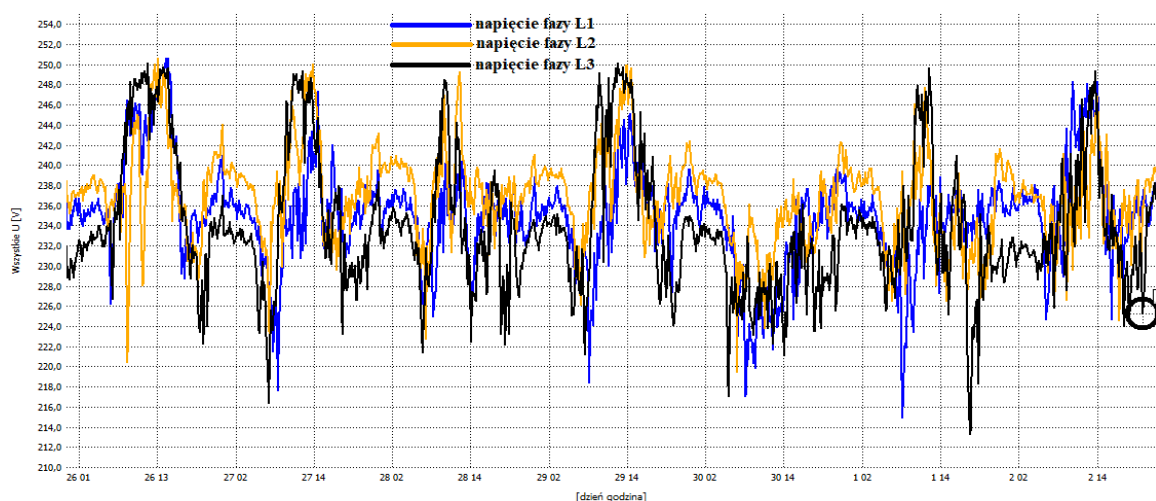
Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 przy wyłączonym równoległym filtrze aktywnym	Percentyl CP95 przy włączonym równoległym filtrze aktywnym
Wartości skuteczne napięć fazowych	U_{L1} – 237,94 V U_{L2} – 240,84 V	U_{L1} – 241,05 V U_{L2} – 239,23 V

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 przy wyłączonym równoległym filtrze aktywnym	Percentyl CP95 przy włączonym równoległym filtrze aktywnym
	$U_{L3} - 247,25 \text{ V}$	$U_{L3} - 239,10 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 4,77\%$ $U_2/U_1 - 1,91\%$	$U_0/U_1 - 3,98\%$ $U_2/U_1 - 2,51\%$
Wskaźnik długookresowych wahań napięcia	$P_{It_L1} - 1,74$ $P_{It_L2} - 2,30$ $P_{It_L3} - 2,02$	$P_{It_L1} - 1,77$ $P_{It_L2} - 2,51$ $P_{It_L3} - 2,20$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U_L1} - 4,48\%$ $THD_{U_L2} - 4,53\%$ $THD_{U_L3} - 3,87\%$	$THD_{U_L1} - 9,14\%$ $THD_{U_L2} - 6,90\%$ $THD_{U_L3} - 5,42\%$

Na podstawie rezultatów przedstawionych na rysunku 7.12 oraz tabeli 7.7 można zauważyć pozytywny wpływ filtra aktywnego na redukcję wzrostów napięcia w fazie L3 poprzez zmniejszenie współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 . Niestety urządzenie to niekorzystnie wpłynęło na współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 oraz współczynnik odształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_u .

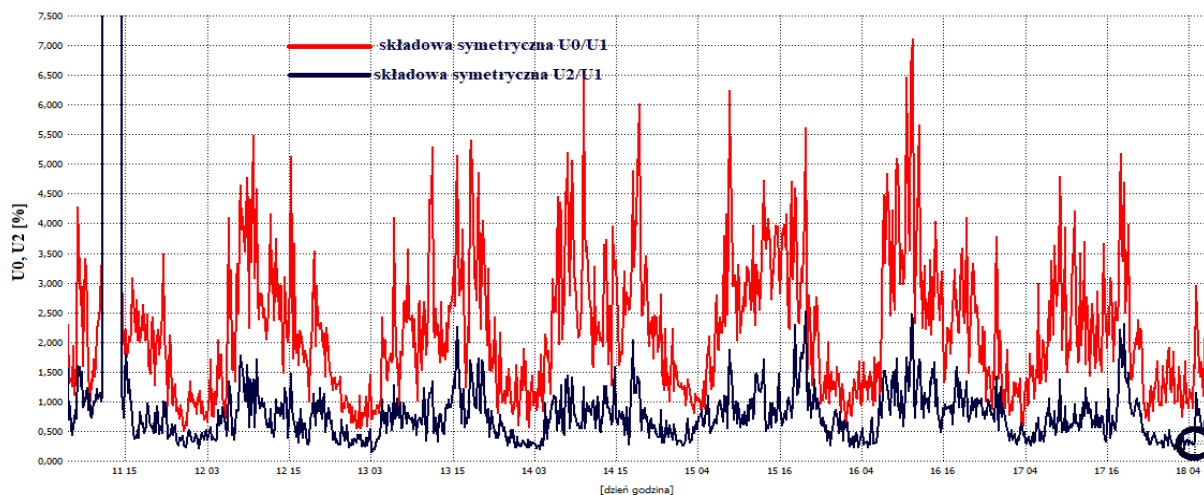


(a)

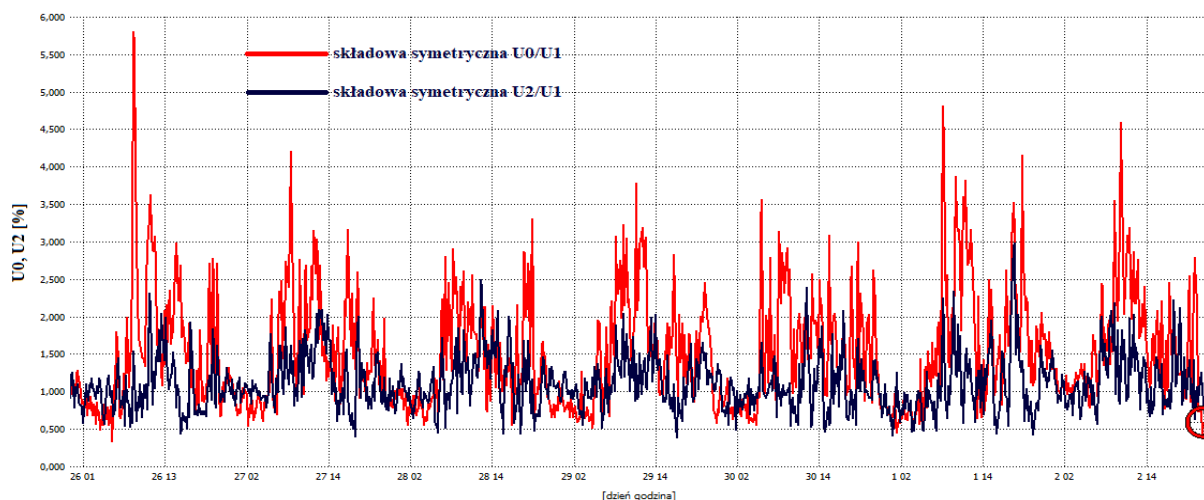


(b)

Rys. 7.13. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych w punkcie M8: (a) z wyłączonym (okres 11-18.10.2021 r.) oraz (b) włączonym (okres 26.09-03.10.2021 r.) równoległym filtrem aktywnym pracującym w niepełnej konfiguracji



(a)



(b)

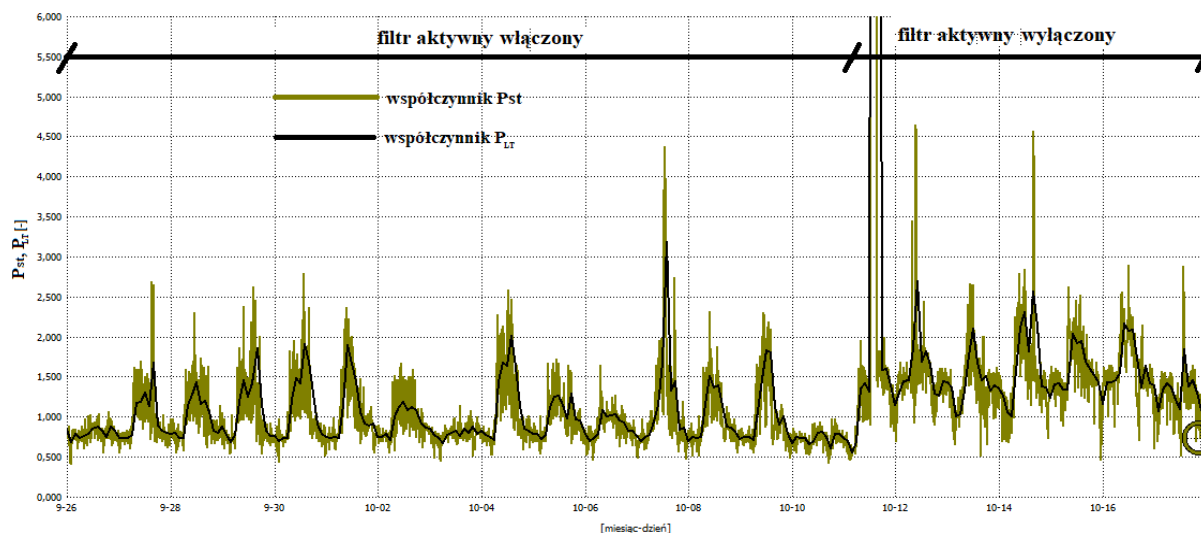
Rys. 7.14. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M8: (a) z wyłączonym (okres 11-18.10.2021 r.) oraz (b) włączonym (okres 26.09-03.10.2021 r.) równoległym filtrem aktywnym pracującym w niepełnej konfiguracji

Tabela 7.8. Porównanie tygodniowych percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie M8 z wyłączonym (okres 11-18.10.2021 r.) oraz włączonym (okres 26.09-03.10.2021 r.) równoległym filtrem aktywnym pracującym w niepełnej konfiguracji (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 przy wyłączonym równoległym filtrze aktywnym	Percentyl CP95 przy włączonym równoległym filtrze aktywnym
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 242,57 \text{ V}$ $U_{L2} - 243,42 \text{ V}$ $U_{L3} - 249,26 \text{ V}$	$U_{L1} - 244,67 \text{ V}$ $U_{L2} - 245,54 \text{ V}$ $U_{L3} - 247,85 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 4,59\%$ $U_2/U_1 - 1,59\%$	$U_0/U_1 - 2,99\%$ $U_2/U_1 - 1,82\%$
Wskaźnik długookresowych wahań napięcia	$P_{It,L1} - 2,28$ $P_{It,L2} - 2,19$ $P_{It,L3} - 2,47$	$P_{It,L1} - 1,67$ $P_{It,L2} - 2,14$ $P_{It,L3} - 2,46$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U,L1} - 3,77\%$ $THD_{U,L2} - 4,43\%$ $THD_{U,L3} - 4,49\%$	$THD_{U,L1} - 8,26\%$ $THD_{U,L2} - 6,34\%$ $THD_{U,L3} - 5,59\%$

Niepełna konfiguracja filtra aktywnego również przyczyniła się do redukcji współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 , nieznacznego wzrostu współczynnika

asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 oraz wzrostu współczynnika THD_u w trzech fazach. Podczas pracy filtra aktywnego w niepełnej konfiguracji zaobserwowano mniejsze wartości współczynników asymetrii w porównaniu do pracy filtra w pełnej konfiguracji (tab. 7.7 i tab. 7.8). Ze względu na niepełny tydzień pracy filtra aktywnego skonfigurowanego na kompensację składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu oraz wyższych harmonicznych prądu (niepełna konfiguracja) nie można wyciągnąć jednoznacznego wniosku o większej efektywności pracy urządzenia w tym trybie w porównania z jego pracą w pełnej konfiguracji. Ponadto dla niepełnej konfiguracji filtra aktywnego zaobserwowano zauważalną redukcję współczynnika długookresowego wahania napięcia P_{lt} w fazie L1, którego przebieg czasowy przedstawiono na rysunku 7.15.



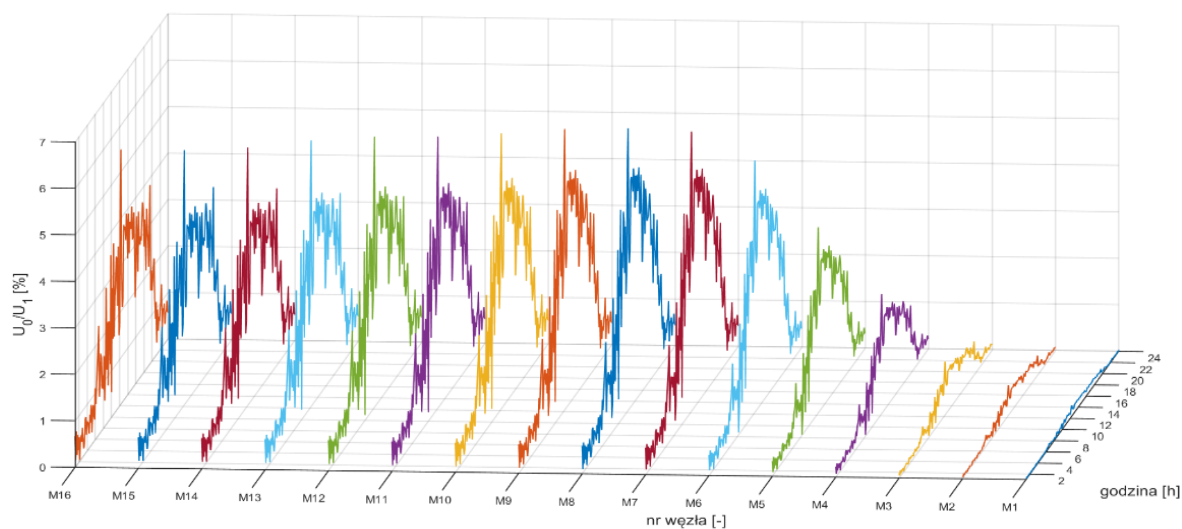
Rys. 7.15. Przebiegi krótko (P_{st}) - oraz długookresowego (P_{lt}) wskaźnika migotania światła w punkcie M8 w fazie L1 z włączonym oraz wyłączonym (okres 26.09-18.10.2021 r.) równoległym filtrem aktywnym pracującym w niepełnej konfiguracji

Wyniki symulacji

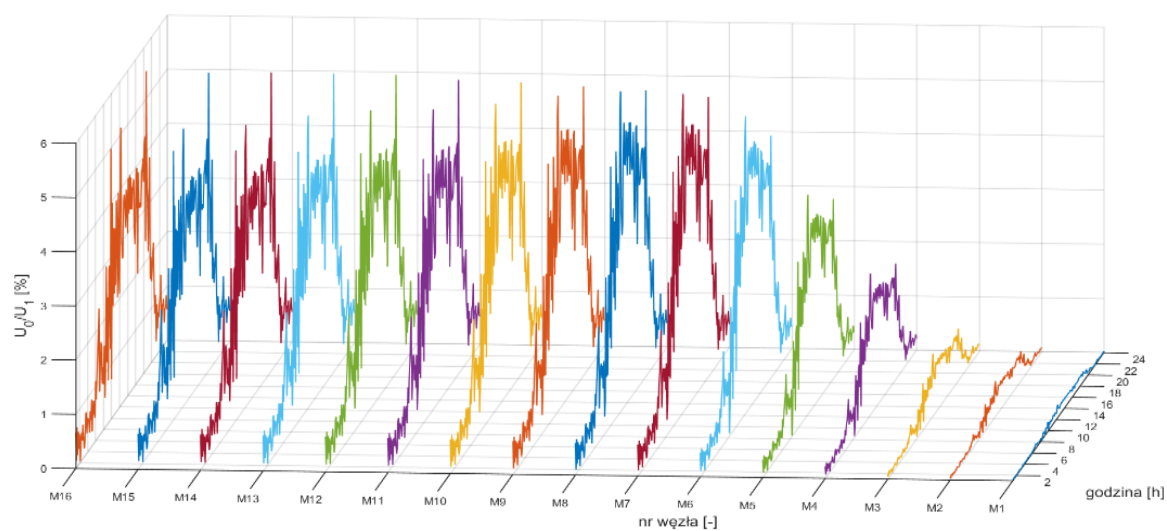
W celu sprawdzenia skuteczności pracy filtra aktywnego w sieci niskiego napięcia, przeprowadzono badania symulacyjne tego urządzenia, który został przyłączony w punkcie M8 modelu obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.3). Praca urządzenia została sprawdzona w dwóch konfiguracjach:

- pełna konfiguracja** – tryb kompensacji mocy biernej składowej podstawowej, składowej symetrycznej kolejności zerowej I_0 i przeciwnej I_2 prądu w punkcie przyłączenia,
- niepełna konfiguracja** – tryb kompensacji wyłącznie składowej symetrycznej kolejności zerowej I_0 oraz przeciwnej I_2 prądu w punkcie przyłączenia.

Maksymalny prąd urządzenia nie został ograniczony, stąd model filtra aktywnego kompensował całkowitą zmierzoną wartość składowej symetrycznej kolejności zerowej I_0 i przeciwnej I_2 prądu w ciągu głównym obwodu w punkcie M8 (opis modelu symulacyjnego filtra aktywnego przedstawiono w załączniku A). Wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne pracowały z aktywnym trybem regulacji mocy biernej ($Q=f(U)$), tak jak w przypadku prowadzenia badań polowych tego urządzenia. Wyniki symulacji przedstawiono na rysunkach 7.16-7.18 oraz tabeli 7.9.

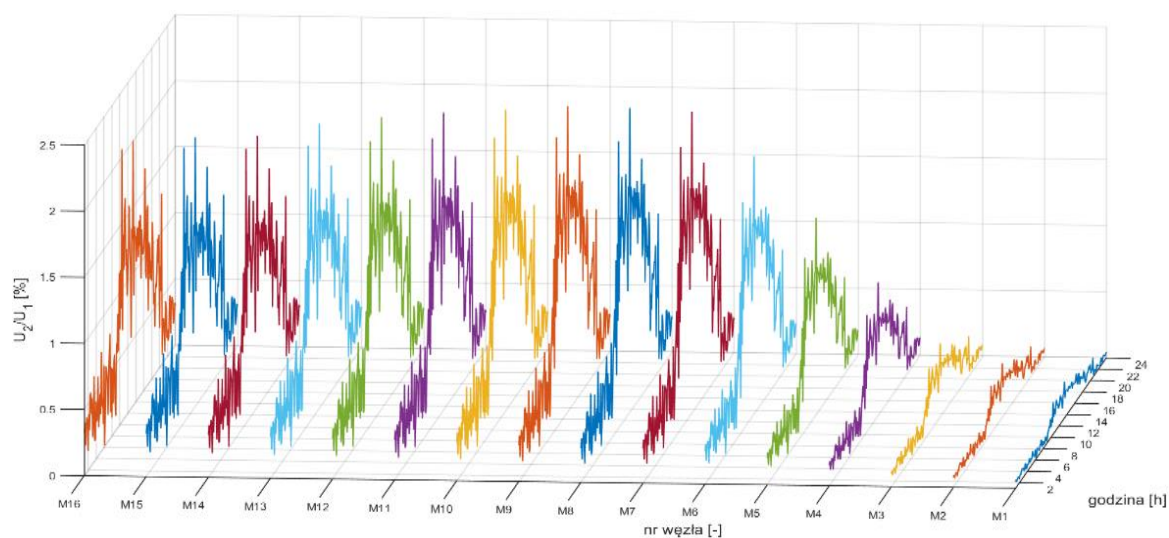


(a)

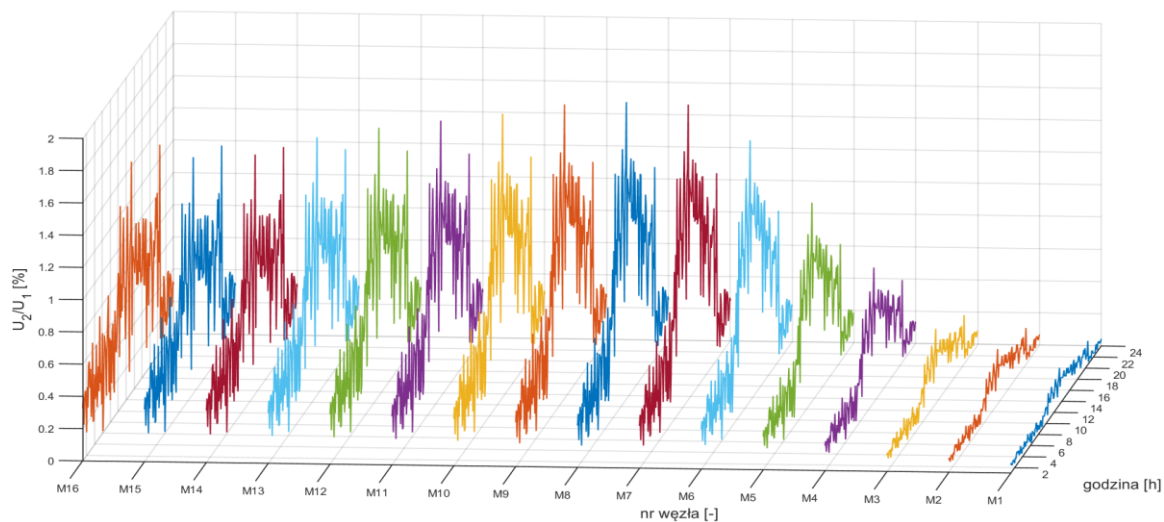


(b)

Rys. 7.16. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 równoległego filtra aktywnego pracującego w: (a) pełnej oraz (b) niepełnej konfiguracji urządzenia

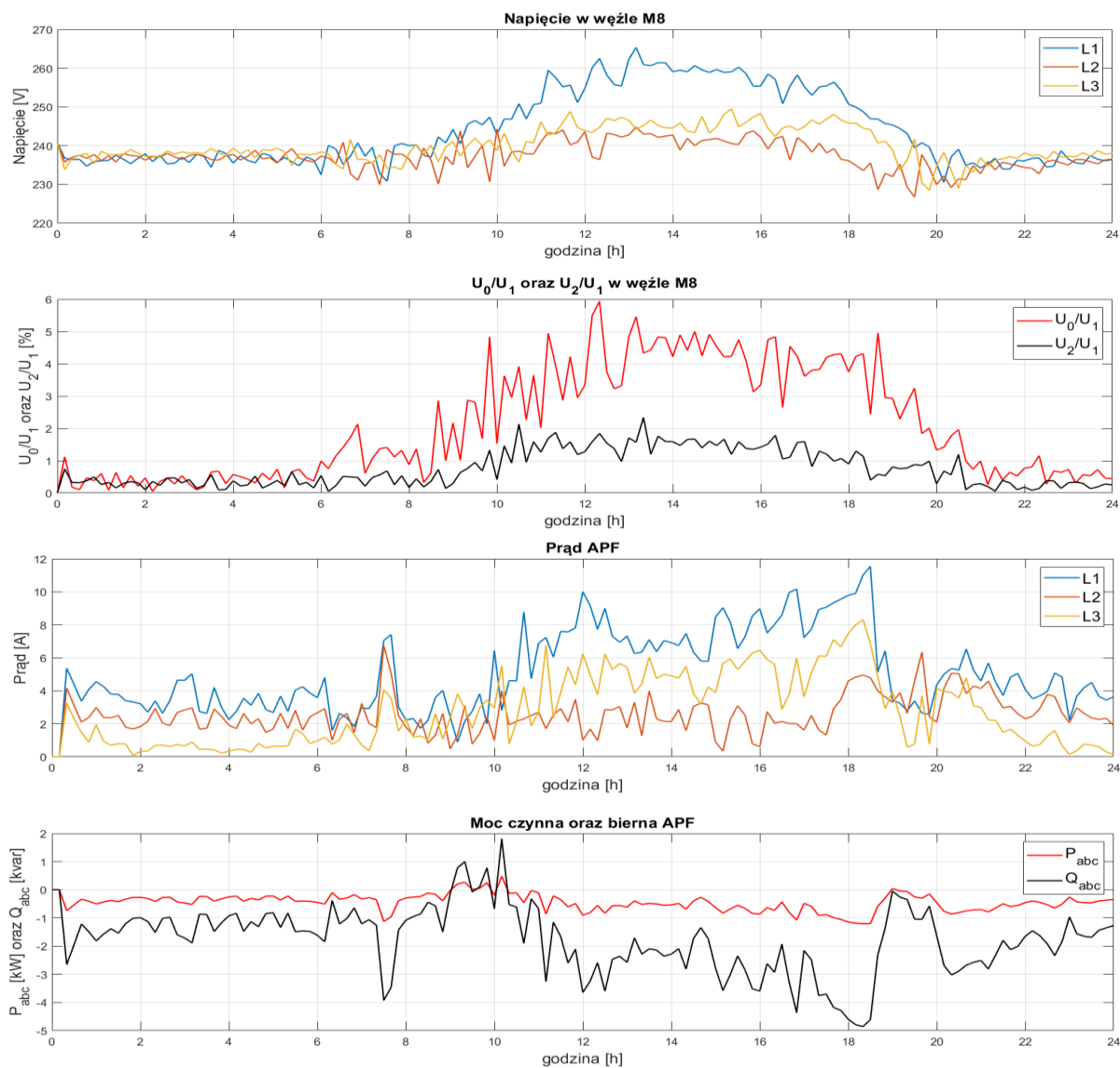


(a)



(b)

Rys. 7.17. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 równoległego filtra aktywnego pracującego w: (a) pełnej oraz (b) niepełnej konfiguracji urządzenia



(a)



(b)

Rys. 7.18. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 , wartości skutecznych prądów fazowych, mocy czynnej i biernej filtra aktywnego w punkcie M8 dla przypadku pracy urządzenia w: (a) pełnej oraz (b) niepełnej konfiguracji

Tabela 7.9. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M8 z przyłączonym oraz bez przyłączonego równoległego filtra aktywnego pracującego w pełnej oraz niepełnej konfiguracji

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez filtra aktywnego	Wyniki symulacji z filtrem aktywnym w pełnej konfiguracji	Wyniki symulacji z filtrem aktywnym w niepełnej konfiguracji
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 242,2 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,8 \text{ V}$	$U_{L1} - 244,4 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,6 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,3 \text{ V}$	$U_{L1} - 244,9 \text{ V}$ $U_{L2} - 238,0 \text{ V}$ $U_{L3} - 238,5 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,22\%$ $U_2/U_1 - 1,06\%$	$U_0/U_1 - 2,10\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	$U_0/U_1 - 2,00\%$ $U_2/U_1 - 0,63\%$
Straty energii w układzie	3,96%	3,13%	3,68%

Na podstawie rysunków 7.16-7.18 można stwierdzić, że przyłączenie filtra aktywnego nie spowodowało znaczącej redukcji współczynników asymetrii oraz wzrostów napięcia w fazie L1, niezależnie od konfiguracji urządzenia. Dopiero porównanie wyników przedstawionych w tabeli 7.9 pokazuje, że współczynniki asymetrii napięcia uległy nieznacznej redukcji w stosunku do przypadku pracy mikroinstalacji w trybie $Q=f(U)$, bez przyłączonego filtra aktywnego. Nieznacznie większy stopień redukcji współczynników asymetrii uzyskano dla pracy filtra aktywnego w niepełnej

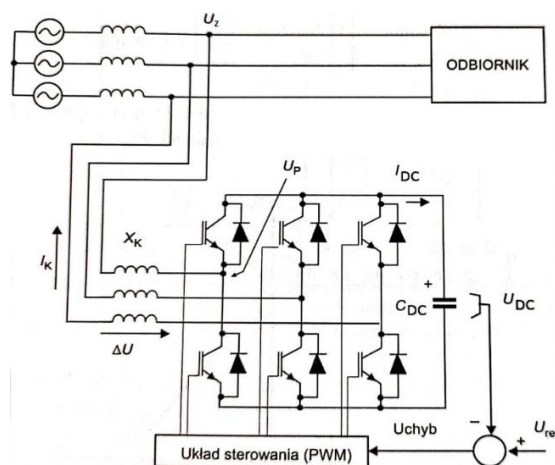
konfiguracji (tab. 7.9). Zatem można stwierdzić, że zarówno wyniki symulacji, jak i wyniki pomiarów (rys. 7.12-7.14 oraz tab. 7.7-7.8) wykazały niską skuteczność poprawy parametrów napięcia w obwodzie za pomocą filtra aktywnego. Wynika to z faktu, że filtr aktywny uzyskuje największą efektywność kompensacji niepożądanych składowych, gdy jest przyłączony bezpośrednio przed źródłem zaburzeń. W przypadku promieniowej sieci niskiego napięcia, w której odbiorniki oraz mikroinstalacje nie są przyłączone w jednym punkcie oraz uwzględniając zmienny w czasie pobór oraz generację energii, należy stwierdzić, że źródło zaburzeń zmienia lokalizację w obwodzie. Zatem zwiększenie skuteczności filtra aktywnego wymagałoby śledzenia punktu występowania maksymalnych zaburzeń oraz ciągłej zmiany lokalizacji filtra aktywnego w obwodzie.

Jedynym pozytywnym aspektem przyłączenia filtra aktywnego jest zmniejszenie strat energii w układzie. Największą redukcję strat uzyskano dla przypadku pracy filtra w pełnej konfiguracji (tab. 7.9).

7.4.2.4.3. Kompensator DSTATCOM

Wprowadzenie

Głównym elementem kompensatora DSTATCOM, podobnie jak w przypadku filtra aktywnego, jest falownik, najczęściej napięciowy VSI. Układ sterowania kontroluje pracę łączników półprzewodnikowych wymuszając przepływ mocy bierniej indukcyjnej lub pojemnościowej w zależności od zmierzonego napięcia zasilającego na zaciskach kompensatora. Schemat ideowy kompensatora DSTATCOM przedstawiono na rysunku 7.19.

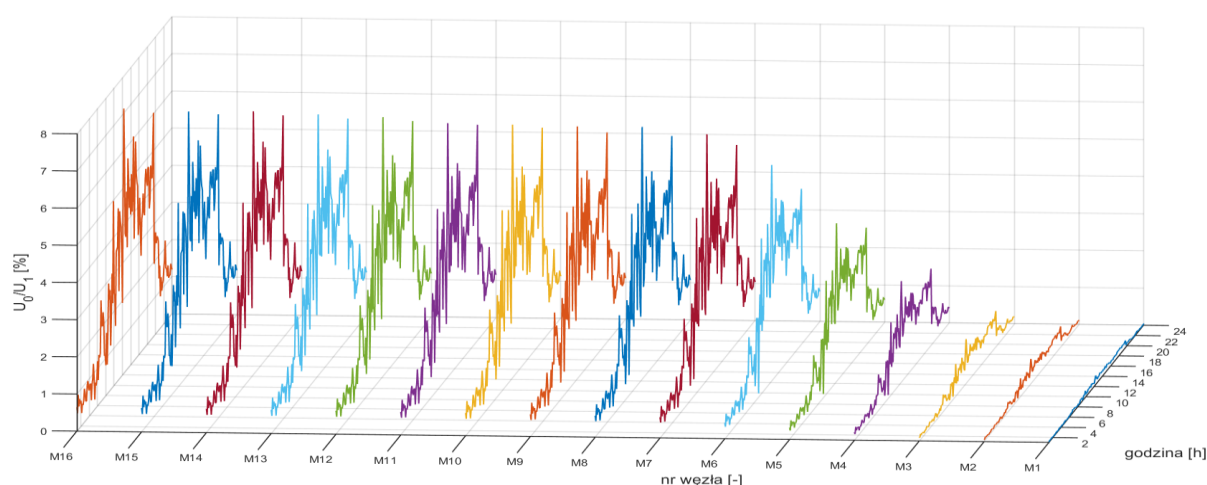


Rys. 7.19. Schemat zastępczy kompensatora DSTATCOM przyłączonego do sieci zasilającej: X_K – reaktancja dławika, U_p – napięcie na zaciskach przekształtnika, U_z – napięcie w sieci zasilającej, ΔU – spadek napięcia na reaktancji wejściowej, I_K – podstawowa harmoniczna prądu kompensatora, I_{DC} – prąd stały w obwodzie DC, C_{DC} – kondensator w obwodzie pośredniczącym, U_{DC} – napięcie na kondensatorze, U_{ref} – napięcie referencyjne, które układ sterowania musi utrzymywać na kondensatorze C_{DC} [117]

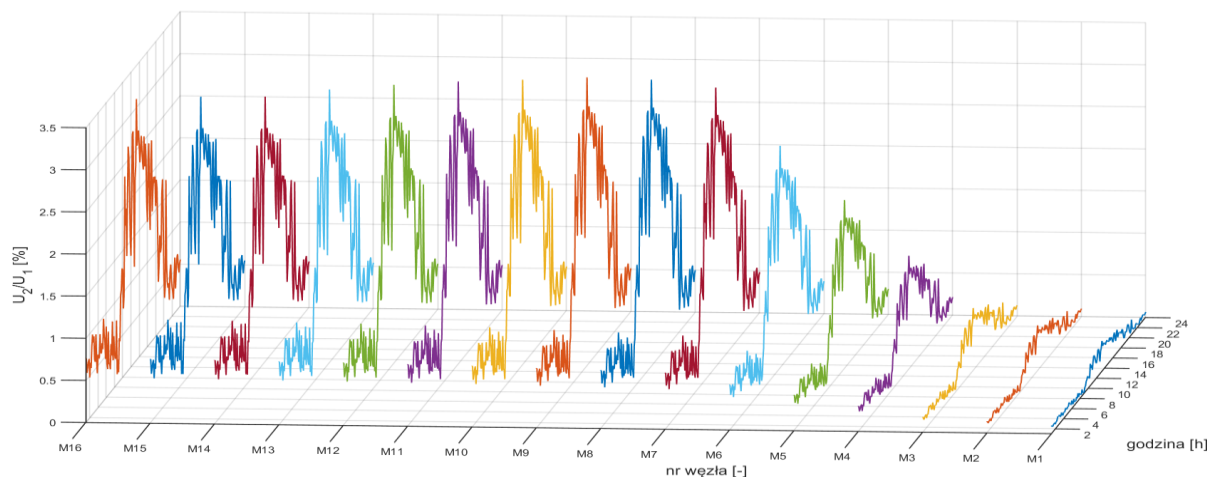
Kompensator typu DSTATCOM występuje w dwóch wersjach: trójfazowej trójprzewodowej (rys. 7.19) oraz czteroprzewodowej, przeznaczonej do pracy w sieciach niskiego napięcia. W wykonaniu trójprzewodowym, kompensator, poza stabilizacją napięcia realizowaną wymuszonymi przepływami mocy bierniej, może mieć również możliwość częściowej symetryzacji napięć w punkcie przyłączenia poprzez kompensację składowej symetrycznej kolejności przeciwnej I_2 prądu w linii głównej, jeśli w układzie jest realizowany pomiar prądów odbiornika [117]. Z kolei w wykonaniu czteroprzewodowym urządzenie może dodatkowo kompensować składową symetryczną kolejności zerowej I_0 prądu, zapewniając całkowitą symetryzację prądów w punkcie przyłączenia [142].

Wyniki symulacji

W celu sprawdzenia skuteczności redukcji wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych opracowano model symulacyjny tego urządzenia, który został przyłączony w punkcie M8 modelu obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.3). Urządzenie dokonywało pomiaru napięć fazowych w punkcie jego przyłączenia, na podstawie których wyznaczana była wartość mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej w poszczególnych fazach. Jeśli napięcie w danej fazie zawierało się w przedziale 242-253 V, kompensator wymuszał przepływ mocy biernej indukcyjnej proporcjonalnej do różnicy napięć z tego przedziału. W ten sam sposób była wyznaczana moc bierna pojemnościowa dla poszczególnych faz, dla przedziału napięć 215-230 V. Maksymalna moc bierna indukcyjna i pojemnościowa dla pojedynczej fazy została ograniczona do 4,6 kvar. Zatem moc trójfazowa urządzenia wynosiła 13,8 kVA (opis modelu symulacyjnego kompensatora DSTATCOM przedstawiono w załączniku A). Ponadto, wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne pracowały z aktywnym trybem regulacji mocy biernej $Q=f(U)$, tak jak w przypadku badania filtra aktywnego²⁷. Wyniki przeprowadzonych symulacji przedstawiono na rysunkach 7.20-7.21 oraz w tabeli 7.10.



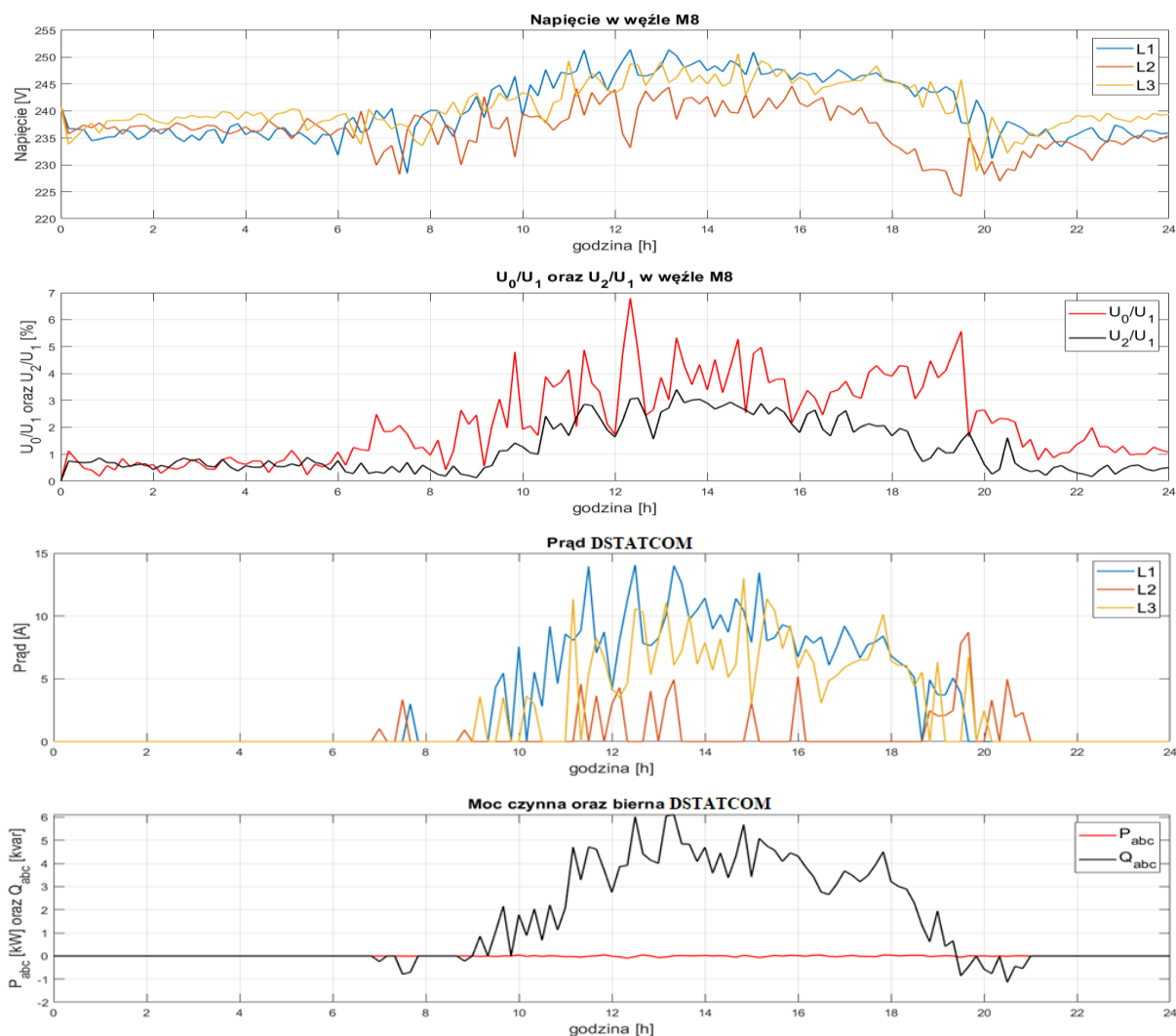
(a)



(b)

Rys. 7.20. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności: (a) zerowej U_0/U_1 oraz (b) przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 kompensatora DSTATCOM

²⁷ Symulacje kompensatora DSTATCOM zostały przeprowadzone w warunkach pracy mikroinstalacji z aktywnym trybem $Q=f(U)$, ponieważ aktywacja w mikroinstalacjach jednego z trybów regulacji mocy biernej jest wymagana przez OSD, zatem rzeczywisty kompensator DSTATCOM pracowałby właśnie w takich warunkach.



Rys. 7.21. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 , wartości skutecznych prądów fazowych, mocy czynnej i biernej kompensatora DSTATCOM przyłączanego w punkcie M8

Tabela 7.10. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M8 z przyłączonym oraz bez przyłączanego kompensatora DSTATCOM

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez kompensatora DSTATCOM	Wyniki symulacji z kompensatorem DSTATCOM
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 242,2 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,8 \text{ V}$	$U_{L1} - 240,7 \text{ V}$ $U_{L2} - 236,6 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,9 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,22\%$ $U_2/U_1 - 1,06\%$	$U_0/U_1 - 2,18\%$ $U_2/U_1 - 1,21\%$
Straty energii w układzie	3,96%	4,47%

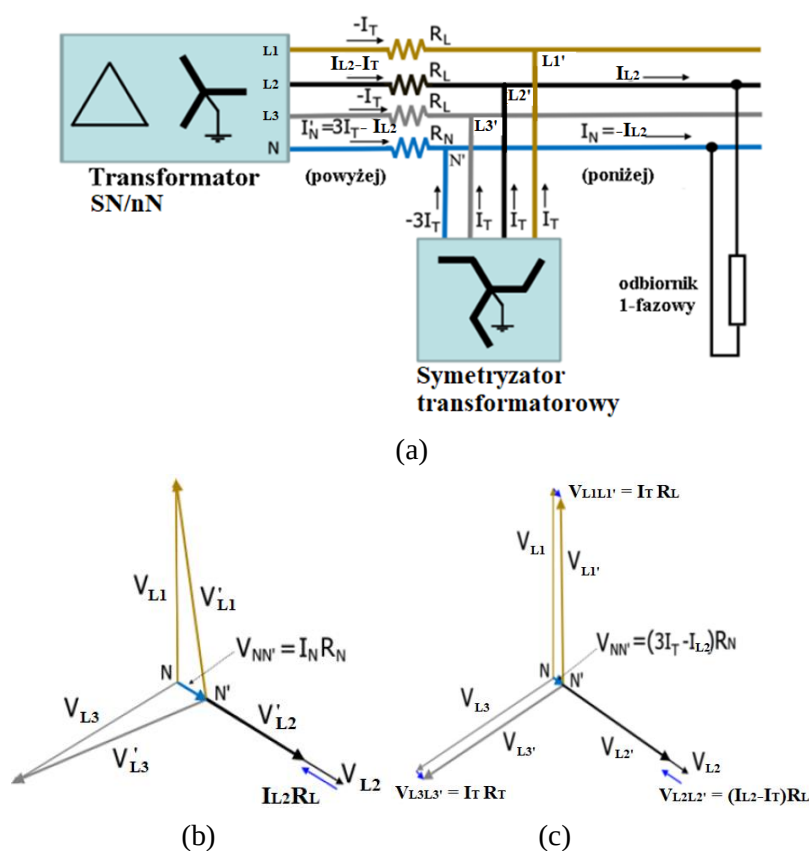
Wyniki symulacji przedstawione na rysunkach 7.20-7.21 oraz w tabeli 7.10 pokazują, że kompensator DSTATCOM nie przyczynił się do znacznego obniżenia współczynników asymetrii napięć fazowych. Nieznacznej redukcji uległ współczynnik asymetrii U_0/U_1 , podczas gdy współczynnik U_2/U_1 zwiększył się po przyłączeniu urządzenia (tab. 7.10). Pomimo braku pozytywnego wpływu urządzenia na współczynniki asymetrii, należy zauważyć, że kompensator przyczynił się do redukcji wzrostów napięcia w poszczególnych fazach i w punkcie M8 nie przekraczają one dopuszczalnych 253 V (rys. 7.21). Pomimo przeprowadzenia dla tego urządzenia wyłącznie badań symulacyjnych można

przypuszczać, że urządzenie to może pełnić w sieciach niskiego napięcia charakteryzujących się dużą asymetrią prądów i napięć, tylko rolę stabilizatora napięcia, które poprzez wymuszanie niesymetrycznych przepływów moc bierna będzie utrzymywało napięcia fazowe na zadanym poziomie.

7.4.2.4.4. Symetryzator transformatorowy

Wprowadzenie

Kolejnym sposobem redukcji asymetrii prądów i napięć w sieci niskiego napięcia, do której przyłączone są jednofazowe odbiorniki i mikroinstalacje fotowoltaiczne jest zainstalowanie w obwodzie tzw. symetryzatora transformatorowego. Jest to trójfazowy czteroprzewodowy transformator o układzie połączeń uzwojeń w zygzak, który przyłącza się równolegle w wybranym miejscu obwodu niskiego napięcia. Urządzenie to konstrukcyjnie jest podobne do tradycyjnego transformatora dystrybucyjnego SN/nN i zasadniczo różni się tym, że nie posiada uzwojenia wtórnego (są to trzy indukcyjności połączone w zygzak) [143]. Zasada symetryzacji prądów (i w konsekwencji napięć) za pomocą symetryzatora transformatorowego została przedstawiona na rysunku 7.22.



Rys. 7.22. Schemat ideowy przedstawiający zasadę symetryzacji prądów za pomocą symetryzatora transformatorowego (a) oraz wykres wektorów napięć fazowych: (b) przed i (c) po załączeniu urządzenia [143]

Załączenie symetryzatora transformatorowego powoduje, że część prądu I_N wracającego przewodem neutralnym płynie przez symetryzator transformatorowy (dzieje się tak, ponieważ połączenie uzwojeń symetryzatora w zygzak charakteryzuje się małą impedancją dla składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu), a następnie jest rozdzielana na poszczególne fazy. Powoduje to zmniejszenie spadku wartości skutecznej napięcia w fazie L2, ponieważ zmniejszeniu uległ prąd płynący tą fazą ($I_{L2} - I_T$) oraz zmniejsza się spadek wartości skutecznej napięcia w przewodzie neutralnym o wyrażenie $3I_T - I_{L2}$ [143]. Dzięki temu napięcia fazowe stają się bardziej symetryczne, tak jak zostało to pokazane na rysunku 7.22c.

Skuteczność symetryzacji prądów i napięć za pomocą tego urządzenia zależy od stosunku impedancji przewodu neutralnego i impedancji uzwojeń symetryzatora transformatorowego. Im większy będzie ten

stosunek (im mniejsza będzie impedancja uzwojeń symetryzatora transformatorowego), tym większa część prądu przewodu neutralnego będzie płynęła przez symetryzator, i będzie rozdzielana na poszczególne fazy [143]. Do niewątpliwych zalet tego urządzenia można zaliczyć [144]:

- prostą budowę (brak układu energoelektronicznego),
- brak generacji wyższych harmoniczných prądu, przez co urządzenie nie powoduje wzrostu odkształcenia napięcia w punkcie jego przyłączenia,
- redukcję wyższych harmoniczných prądu tworzących układ składowych symetrycznych kolejności zerowej,
- zmniejszenie impedancji pętli zwarcia,
- brak stanów przejściowych podczas pracy urządzenia,
- brak utraty w czasie zdolności do kompensacji składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu,
- zmniejszenie krótko (P_{st})- oraz długookresowego (P_{lt}) wskaźnika wahań napięcia (tylko w przypadku, gdy wahania napięcia są powodowane zmianami mocy czynnej urządzeń jednofazowych – patrz punkt „d”).

Jako wadę zastosowania tego urządzenia można zaliczyć brak redukcji składowej symetrycznej kolejności przeciwnej prądu. Przykładową realizację symetryzatora transformatorowego przyłączonego do obwodu niskiego napięcia przedstawiono na rysunku 7.23. Podstawowe parametry zastosowanego symetryzatora transformatorowego przedstawiono w tabeli 7.11.



Rys. 7.23. Przykładowa realizacja symetryzatora transformatorowego przyłączonego w punkcie N2 obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „Y”

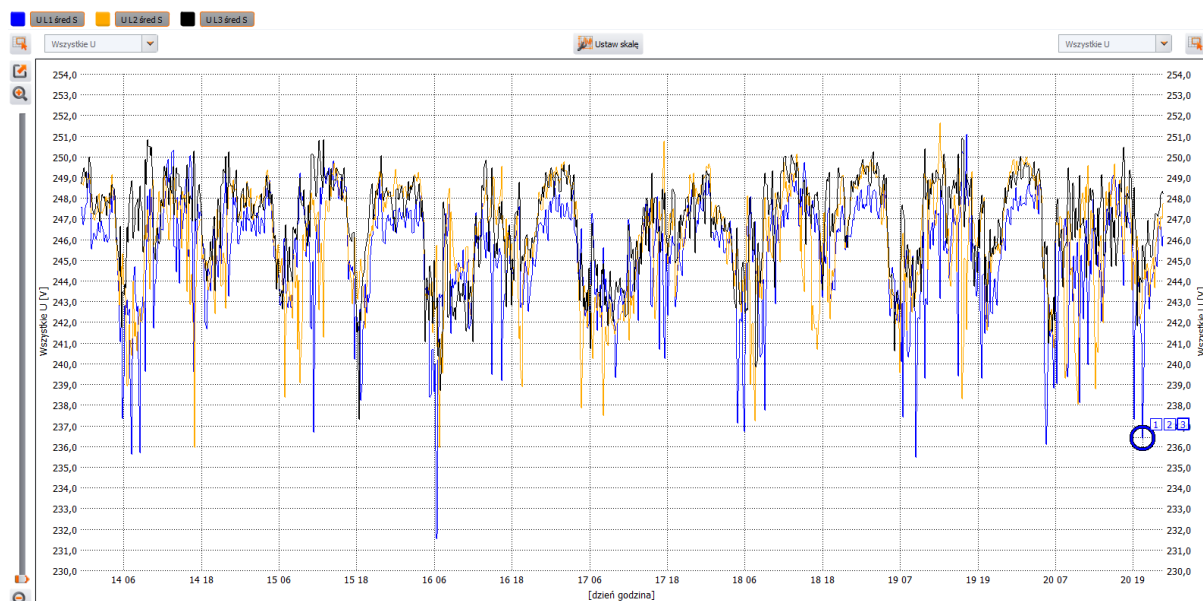
Tabela 7.11. Zestawienie podstawowych parametrów symetryzatora transformatorowego przyłączonego w punkcie N2 obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „Y” [144]

Napięcie znamionowe	3 x 230 V
Maksymalny prąd ciągłej pracy	50 A
Układ sieci	trójfazowa, czteroprzewodowa typu TN-C
Stopień ochrony obudowy	IP55
Masa urządzenia	125 kg

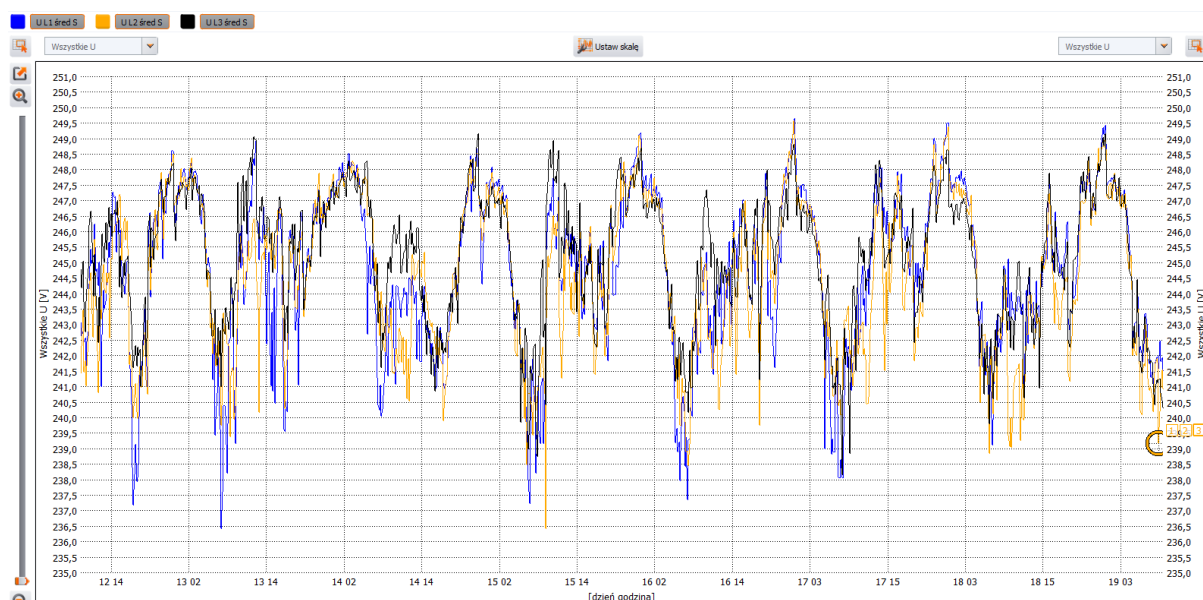
Wyniki pomiarów

Badania transformatora symetryzującego zostały przeprowadzone w obwodzie niskiego napięcia zasilanym ze stacji transformatorowej SN/nN „Y”. Urządzenie zostało zainstalowane w punkcie N2

obwodu, a pomiary parametrów napięcia przeprowadzono w punkcie N1 (rys. 7.2). Wyniki pomiarów przedstawiono na rysunkach 7.24-7.25 oraz w tabelach 7.12-7.13.

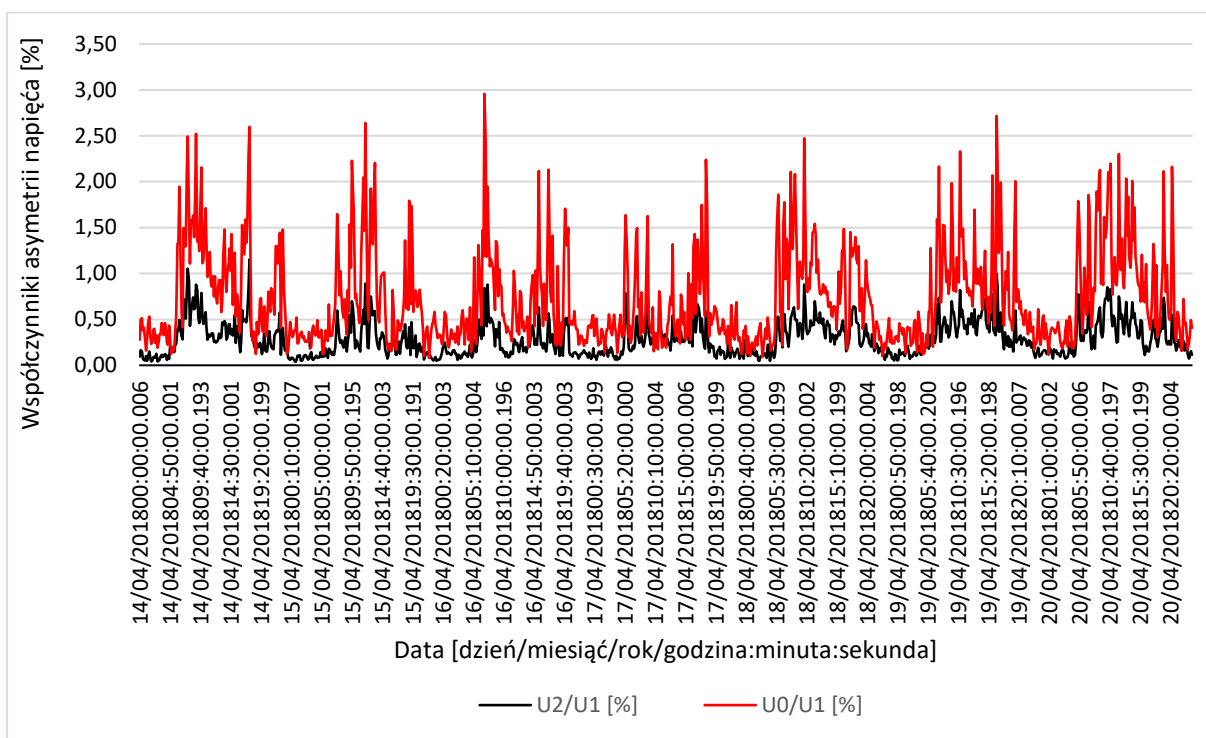


(a)

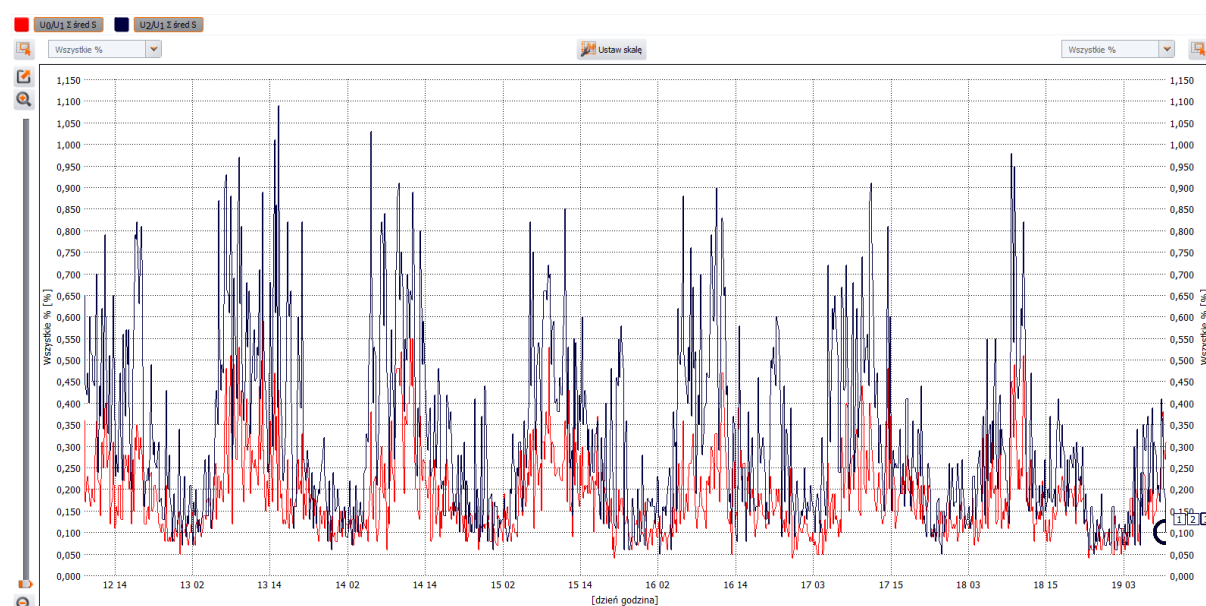


(b)

Rys. 7.24. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych w punkcie N2: (a) przed (okres 14-21.04.2018 r.) oraz (b) po (okres 12-19.10.2018 r.) przyłączeniu symetryzatora transformatorowego



(a)



(b)

Rys. 7.25. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie N2: (a) przed (okres 14-21.04.2018 r.) oraz (b) po (okres 12-19.10.2018 r.) przyłączeniu symetryzatora transformatorowego

Tabela 7.12. Porównanie tygodniowych percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie N2 przed (okres 31.07-07.08.2022 r.) oraz po (okres 20-27.07.2022 r.) przyłączeniu symetryzatora transformatorowego (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 bez symetryzatora transformatorowego	Percentyl CP95 z symetryzatorem transformatorowym
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 248,66 \text{ V}$ $U_{L2} - 249,38 \text{ V}$ $U_{L3} - 249,57 \text{ V}$	$U_{L1} - 248,15 \text{ V}$ $U_{L2} - 248,00 \text{ V}$ $U_{L3} - 248,07 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 1,75\%$	$U_0/U_1 - 0,37\%$

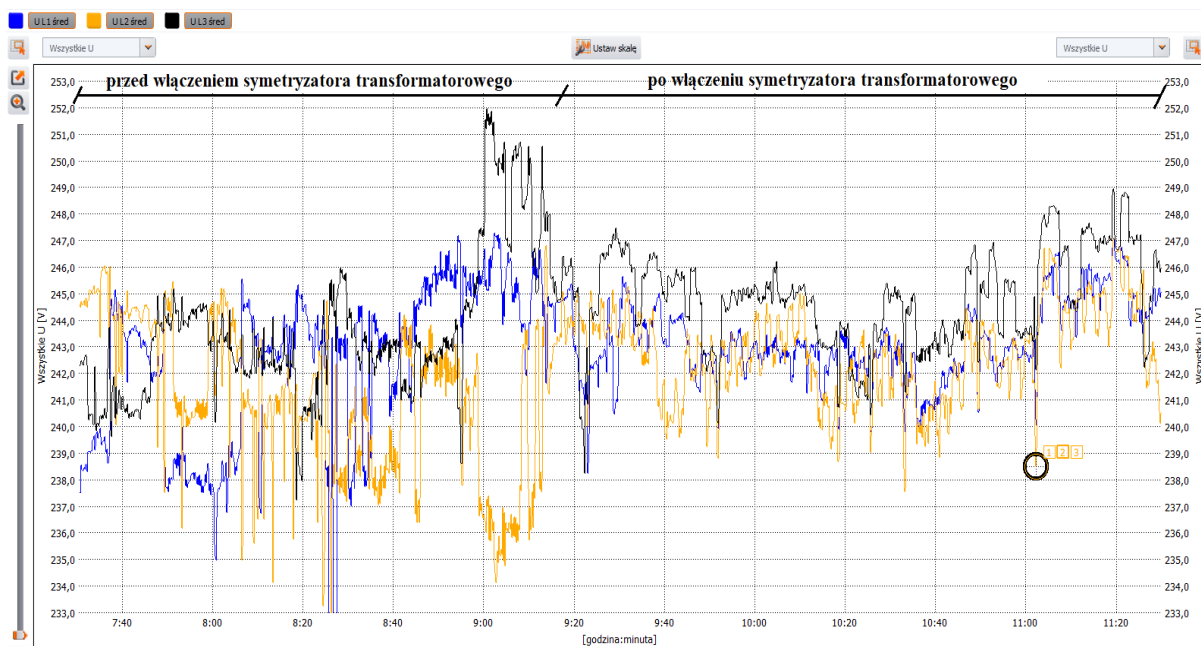
Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 bez symetryzatora transformatorowego	Percentyl CP95 z symetryzatorem transformatorowym
	$U_2/U_1 - 0,64\%$	$U_2/U_1 - 0,74\%$
Wskaźnik długookresowego wahania napięcia	$P_{It_L1} - 0,99$ $P_{It_L2} - 1,55$ $P_{It_L3} - 1,04$	$P_{It_L1} - 1,20$ $P_{It_L2} - 1,19$ $P_{It_L3} - 1,15$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U_L1} - 3,00\%$ $THD_{U_L2} - 3,09\%$ $THD_{U_L3} - 2,79\%$	$THD_{U_L1} - 2,80\%$ $THD_{U_L2} - 2,93\%$ $THD_{U_L3} - 2,70\%$

Tabela 7.13. Porównanie wyników pomiarów impedancji pętli zwarcia przed oraz po załączeniu symetryzatora transformatorowego

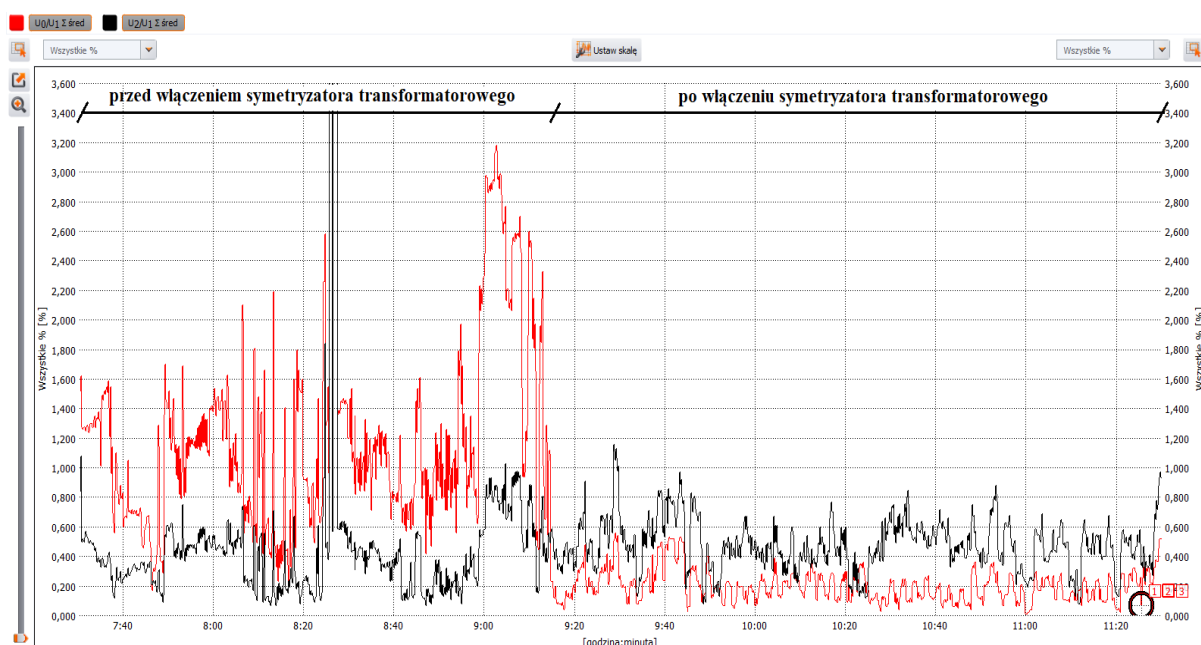
Parametr jakości napięcia	Przed załączeniem symetryzatora transformatorowego	Po załączeniu symetryzatora transformatorowego
Rezystancja pętli zwarcia (wartość średnia dla trzech faz)	0,68 Ω	0,41 Ω
Reaktancja pętli zwarcia (wartość średnia dla trzech faz)	0,31 Ω	0,17 Ω
Impedancja pętli zwarcia (wartość średnia dla trzech faz)	0,75 Ω	0,45 Ω
Prąd zwarcia jednofazowego L-PEN (wartość średnia dla trzech faz)	307 A	514 A

Wyniki pomiarów przedstawione na rysunkach 7.24-7.25 oraz w tabeli 7.12 potwierdzają wysoką skuteczność urządzenia do redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia. Symetryzator transformatorowy wpłynął również korzystnie na nieznaczne zmniejszenie współczynnika odkształcenia napięcia THD_u (tab. 7.12) oraz znaczne zmniejszenie (aż o 40%) impedancji pętli zwarcia (tab. 7.13). Niestety brak jest widocznego pozytywnego wpływu urządzenia na wskaźnik P_{It} oraz składową symetryczną kolejności przeciwnej U_2/U_1 napięcia. Można nawet stwierdzić nieznaczne zwiększenie tej składowej po podłączeniu symetryzatora (tab. 7.12).

Na rysunku 7.26 przedstawiono przebiegi agregowanych 10-sekundowo profili wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii w chwili tuż przed oraz tuż po załączeniu urządzenia. Tuż przed załączeniem urządzenia są widoczne wzrosty oraz asymetria napięć fazowych powodowane mikroinstalacjami fotowoltaicznymi przyłączonymi do fazy L3. W chwili załączenia urządzenia widoczna jest nagła redukcja wzrostów napięcia oraz współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 , którego przebieg przyjmuje wartości mniejsze niż dla współczynnika U_2/U_1 (rys. 7.26).



(a)

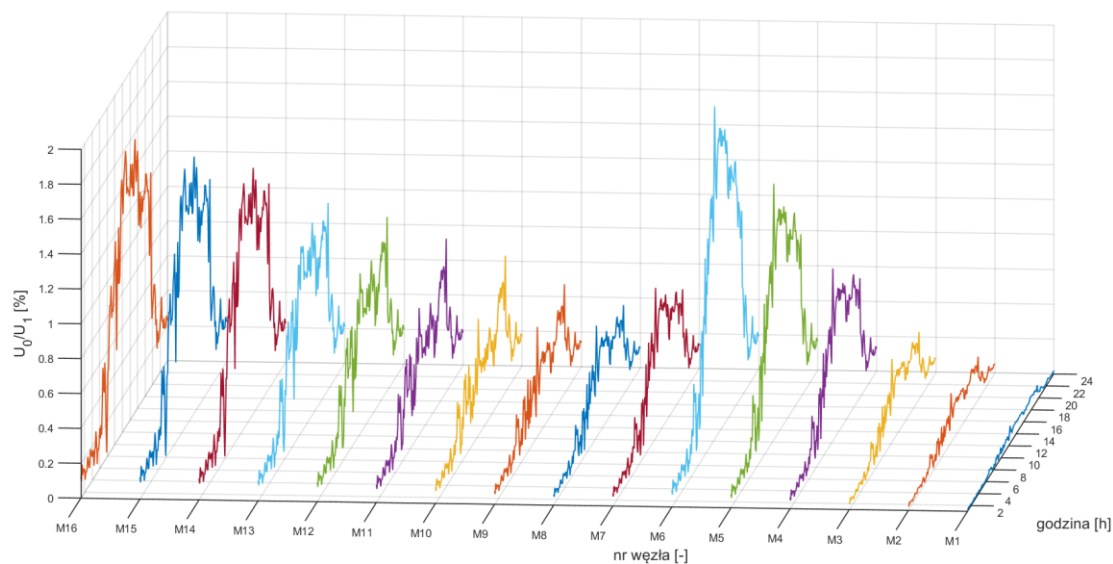


(b)

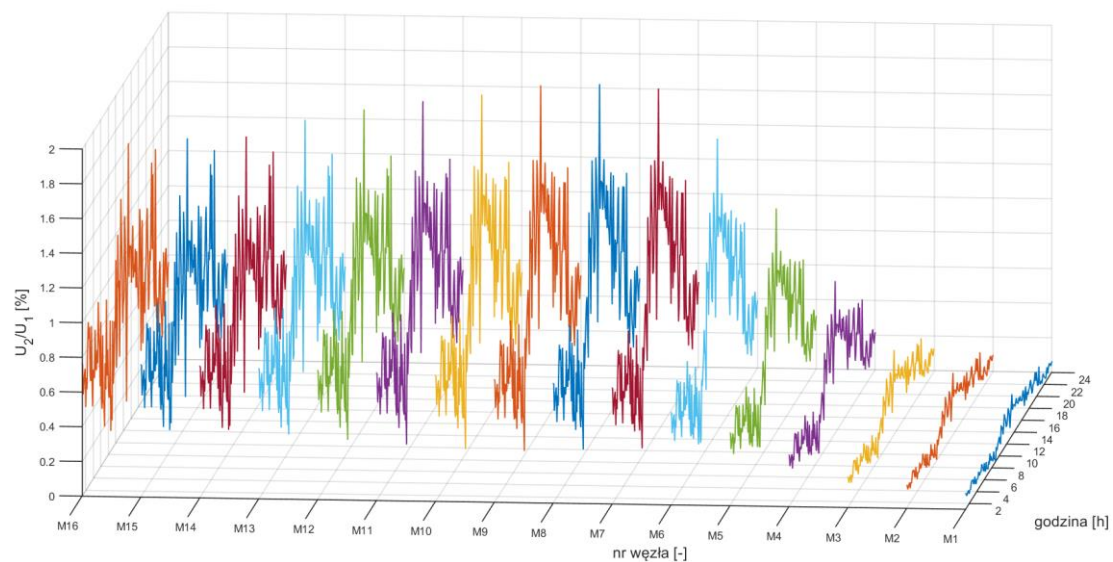
Rys. 7.26. Przebiegi agregowanych 10-sekundowo profili wartości skutecznych napięć fazowych (a) oraz (b) współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia tuż przed oraz tuż po załączeniu symetryzatora transformatorowego (dzień 12.10.2018 r.)

Wyniki symulacji

W celu potwierdzenia wniosków wyciągniętych na podstawie pomiarów przeprowadzonych po przyłączeniu do obwodu niskiego napięcia symetryzatora transformatorowego wykonano symulację obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”, do którego w węźle M8 przyłączono symetryzator (rys. 7.3). Model symetryzatora transformatorowego został wykonany jako trzy transformatory jednofazowe o przekładni 1:1 połączone w zygzak (opis modelu symetryzatora przedstawiono w załączniku A). Wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne w obwodzie pracowały bez aktywowanego trybu regulacji mocy biernej, tak jak w przypadku prowadzenia badań polowych tego urządzenia. Wyniki symulacji przedstawiono na rysunkach 7.27-7.28 oraz w tabeli 7.14.

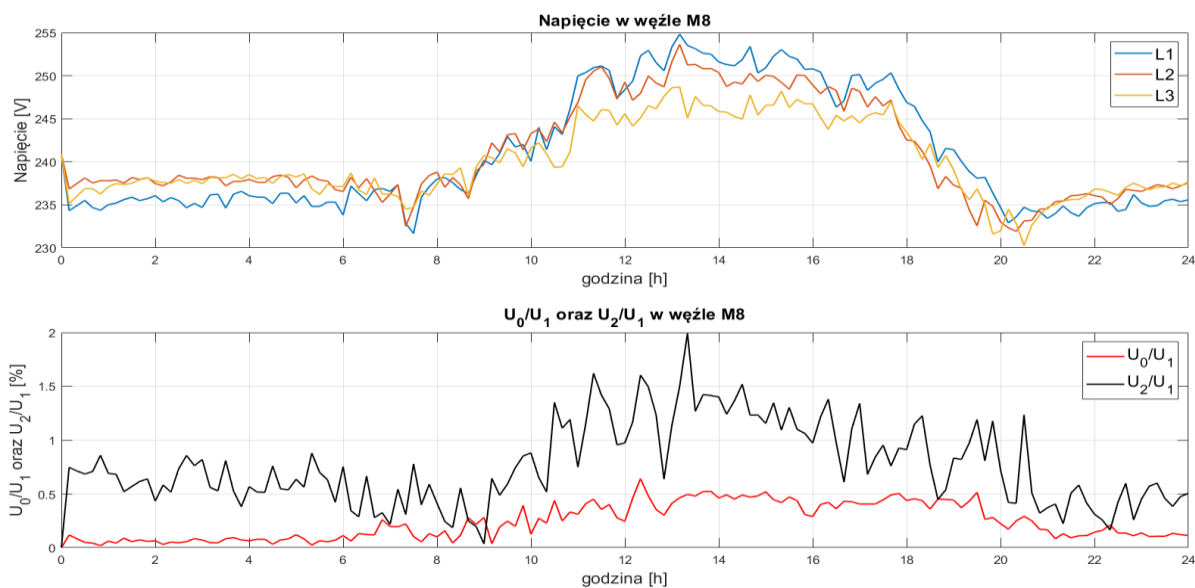


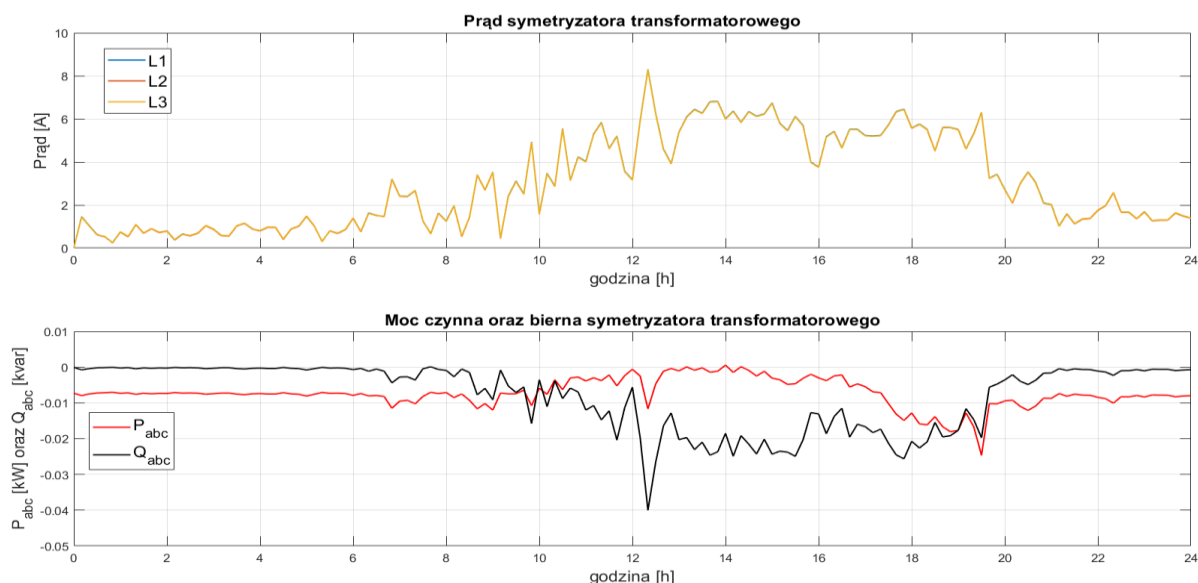
(a)



(b)

Rys. 7.27. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności: (a) zerowej U_0/U_1 oraz (b) przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 symetryzatora transformatorowego





Rys. 7.28. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 , wartości skutecznych prądów fazowych, mocy czynnej i biernej w punkcie M8 po przyłączeniu symetryzatora transformatorowego

Tabela 7.14. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M8 z przyłączonym oraz bez przyłączonego symetryzatora transformatorowego

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez symetryzatora transformatorowego	Wyniki symulacji z symetryzatorem transformatorowym
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,5 \text{ V}$	$U_{L1} - 241,0 \text{ V}$ $U_{L2} - 241,0 \text{ V}$ $U_{L3} - 240,0 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,37\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	$U_0/U_1 - 0,24\%$ $U_2/U_1 - 0,77\%$

Wyniki symulacji przedstawione na rysunkach 7.27-7.28 oraz tabeli 7.14 potwierdzają bardzo wysoką skuteczność symetryzatora transformatorowego do redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia. Jak można zauważyć z rysunku 7.27a największą redukcję współczynnika asymetrii napięcia U_0/U_1 w obwodzie uzyskano w punkcie przyłączenia symetryzatora (M8). Im dalej od urządzenia, tym pozytywny wpływ symetryzatora na ten współczynnik asymetrii jest mniejszy. Wyniki przeprowadzonych symulacji potwierdzają również niekorzystny wpływ tego urządzenia na współczynnik składowej symetrycznej kolejności przeciwnej U_2/U_1 napięcia, który nieznacznie wzrósł po przyłączeniu urządzenia (tab. 7.14). Pomimo dużej redukcji współczynnika asymetrii napięcia U_0/U_1 , wzrosty napięcia w fazie L1 w punkcie M8 nie zostały zredukowane poniżej 253 V (rys. 7.28). Z kolei przebiegi prądów fazowych oraz mocy czynnej i biernej symetryzatora świadczą o tym, że przez urządzenie przepływają wyłącznie prądy składowej symetrycznej kolejności zerowej I_0 .

7.4.2.4.5. Baterijny magazyn energii elektrycznej

Wprowadzenie

Stosunkowo nowymi urządzeniami, które od niedawna są dostępne komercyjnie na rynku w różnych wariantach mocy (od kilku kW do kilkudziesięciu MW), pojemności (od kilkudziesięciu kWh do nawet 100 MWh) oraz odmianach technologii litowo-jonowej (NMC, LFP oraz LTO [145]) są przemysłowe magazyny energii elektrycznej. Są to urządzenia przeznaczone do współpracy z pogodowo zależnymi źródłami odnawialnymi. Z punktu widzenia sieci dystrybucyjnych mogą pełnić m.in. następujące funkcje:

- wyglądania szczytów generacji oraz obciążenia,

- b) zwiększania pewności dostaw energii poprzez zapewnienia pracy wyspowej fragmentu sieci pozbawionego zasilania z sieci publicznej,
- c) bilansowania energii pobieranej oraz wprowadzanej do pewnego obszaru sieci (np. obszaru klastra energii lub spółdzielni energetycznej) w celu zwiększania poziomu autokonsumpcji,
- d) poprawy parametrów jakości napięcia poprzez:
 - kontrolowanie przepływów mocy czynnej lub biernej,
 - symetryzację napięć poprzez wymuszanie różnych kierunków przepływu mocy czynnej i biernej w poszczególnych fazach.

Możliwości wykorzystania bateryjnych magazynów energii do stabilizacji napięcia w sieciach niskiego napięcia z dużą koncentracją mikroinstalacji fotowoltaicznych zostały przeanalizowane, np. w publikacjach [146] [147] [148]. Wyniki badań przeprowadzone przez autorów wykazały, że na skuteczność stabilizacji napięcia mają wpływ parametry bateryjnych magazynów energii, takie jak: moc ładowania i rozładowania, dostępna pojemność robocza magazynu energii oraz szybkość ładowania i rozładowania.

Na rysunku 7.29 przedstawiono pilotażową realizację bateryjnego litowo-jonowego magazynu energii przyłączonego w punkcie M11 obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”. Jego podstawowe parametry przedstawiono w tabeli 7.15.



Rys. 7.29. Widok bateryjnego magazynu energii przyłączonego w punkcie M11 obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”

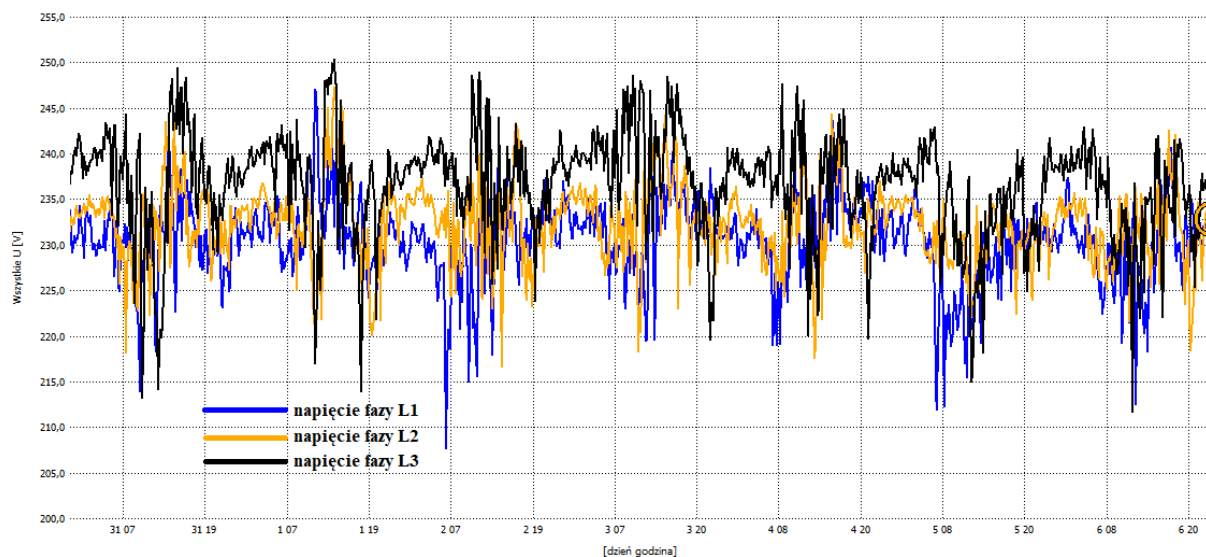
Tabela 7.15. Zestawienie podstawowych parametrów baterijnego magazynu energii wykorzystanego do badań [149] [150]

Technologia baterii	LFP (baterie litowo-jonowe z elektrodą dodatnią litowo-żelazowo-fosforanową LiFePO_4)
Liczba modułów bateryjnych	18
Pojemność znamionowa baterii	138 kWh
Falownik	trójfazowy, czteroprzewodowy, dwukierunkowy z niezależną regulacją mocy czynnej oraz biernej w trzech fazach
Moc znamionowa falownika	50 kW
Ograniczona moc falownika przez OSD ²⁸	35 kW
Prąd znamionowy falownika	77 A
Dolny dopuszczalny poziom naładowania baterii $\text{SOC}_{\min.}$	20%
Górny dopuszczalny poziom naładowania baterii $\text{SOC}_{\max.}$	90%
Częstotliwość łączy elementów półprzewodnikowych	25 kHz
Zastosowany algorytm sterowania falownikiem	wymuszanie mocy czynnej i biernej niezależnie w poszczególnych fazach na podstawie pomiarów napięć fazowych

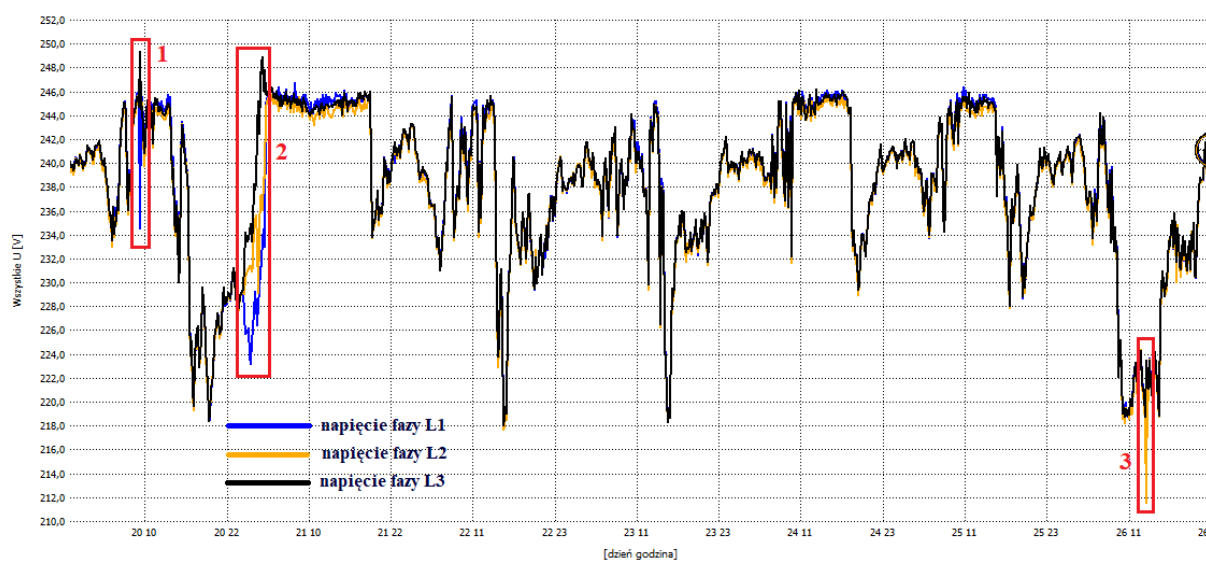
Wyniki pomiarów

Zastosowany przez APATOR algorytm sterowania baterijnym magazynem energii jest chroniony prawami autorskimi, stąd nie jest znany autorowi rozprawy. Na podstawie informacji przekazanych przez producenta urządzenia wiadomo, że zastosowano algorytm sterowania mocą czynną i bierną niezależnie w każdej z faz, wyłącznie na podstawie pomiaru trzech napięć fazowych. Jeśli poziom naładowania baterii SOC (ang. *State of Charge*) znajdował się w dopuszczalnym zakresie (20-90% pojemności znamionowej baterii), to symetryzacja oraz stabilizacja napięcia odbywała się wyłącznie poprzez wymuszanie mocy czynnej w fazach. Jeśli poziom naładowania baterii SOC znajdował się poza dopuszczalnym zakresem, to urządzenie wymuszało wyłącznie moc bierną (niesymetryczny w poszczególnych fazach). W sterowniku magazynu energii zastosowano nadążny algorytm sterowania jego pracą, co oznacza, że wymagane fazowe moce czynne oraz bierne były określane na podstawie bieżącej obserwacji napięć fazowych agregowanych 1-sekundowo. Wyniki pomiarów z przeprowadzonego pilotażu urządzenia przedstawiono na rysunkach 7.30-7.31 oraz w tabeli 7.16.

²⁸ Na potrzeby przyłączenia baterijnego magazynu energii w punkcie M11 obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”, Tauron Dystrybucja S.A. wydał warunku przyłączenia na moc wynoszącą 35 kW.

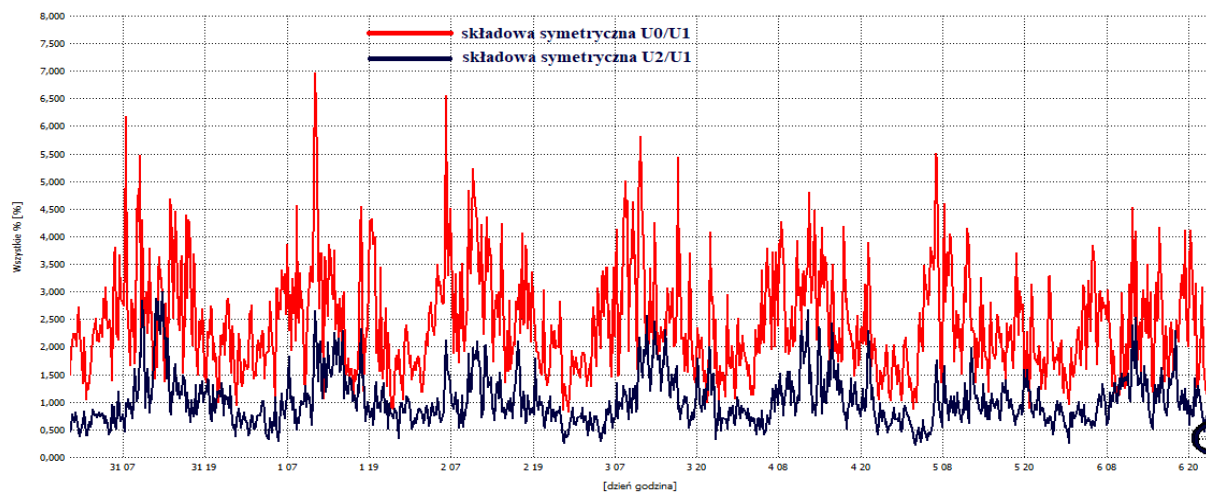


(a)

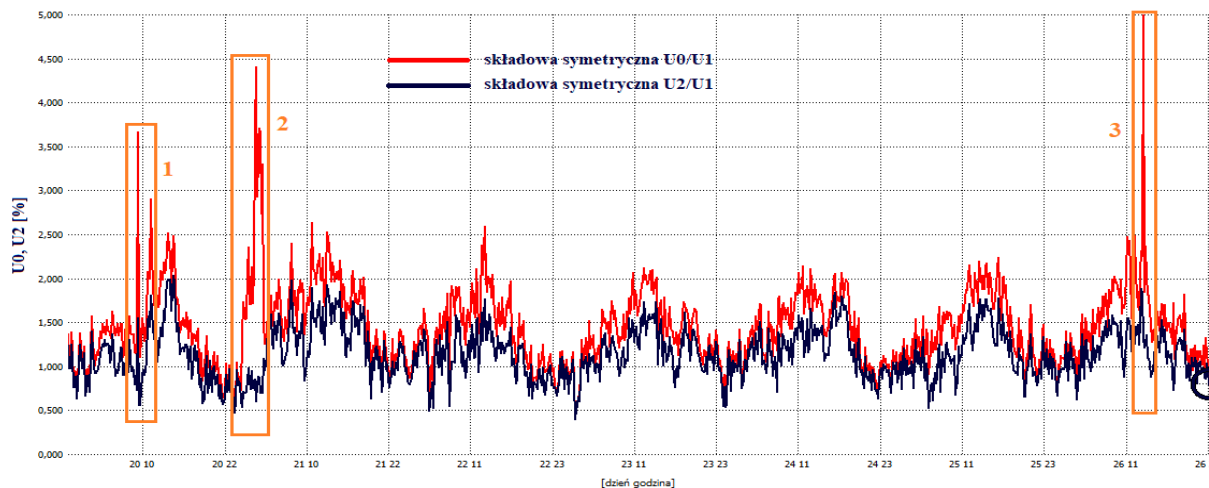


(b)

Rys. 7.30. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo wartości skutecznych napięć fazowych w punkcie M11: (a) bez (okres 31.07-07.08.2022 r.) oraz (b) z (okres 20-27.07.2022 r.) przyłączonym baterijnym magazynem energii (1 – wyłączenie magazynu energii na skutek zadziałania II-stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego, 2 – proces ładowania konserwującego baterię, 3 – wyłączenie magazynu energii na skutek zadziałania I-stopnia zabezpieczenia podnapięciowego)



(a)



(b)

Rys. 7.31. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M11: (a) bez (okres 31.07-07.08.2022 r.) oraz (b) z (okres 20-27.07.2022 r.) przyłączonym baterijnym magazynem energii (1 – wyłączenie magazynu energii na skutek zadziałania II-stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego, 2 – proces ładowania konserwującego baterię, 3 – wyłączenie magazynu energii na skutek zadziałania I-stopnia zabezpieczenia podnapięciowego)

Tabela 7.16. Porównanie tygodniowych percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie M11 bez (okres 31.07-07.08.2022 r.) oraz z (okres 20-27.07.2022 r.) przyłączonym baterijnym magazynem energii (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 bez baterijnego magazynu energii	Percentyl CP95 z baterijnym magazynem energii
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 236,79 \text{ V}$ $U_{L2} - 239,68 \text{ V}$ $U_{L3} - 245,10 \text{ V}$	$U_{L1} - 245,65 \text{ V}$ $U_{L2} - 245,03 \text{ V}$ $U_{L3} - 245,51 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 4,16\%$ $U_2/U_1 - 1,94\%$	$U_0/U_1 - 2,12\%$ $U_2/U_1 - 1,65\%$
Współczynniki długookresowego wahania napięcia	$P_{ItL1} - 1,68$ $P_{ItL2} - 1,58$ $P_{ItL3} - 2,42$	$P_{ItL1} - 1,65$ $P_{ItL2} - 1,94$ $P_{ItL3} - 2,75$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U_{L1}} - 4,14\%$ $THD_{U_{L2}} - 4,36\%$ $THD_{U_{L3}} - 4,00\%$	$THD_{U_{L1}} - 3,96\%$ $THD_{U_{L2}} - 4,83\%$ $THD_{U_{L3}} - 4,47\%$

Na podstawie wyników pomiarów przedstawionych na rysunkach 7.30-7.31 oraz w tabeli 7.16 można stwierdzić, że praca baterijnego magazynu energii przyczyniła się do znacznej redukcji współczynników asymetrii napięcia (dotyczy to zwłaszcza współczynnika składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia) oraz stabilizacji napięć fazowych. Jednocześnie urządzenie nie wpłynęło na obniżenie wskaźnika P_{It} oraz współczynnik THD_u .

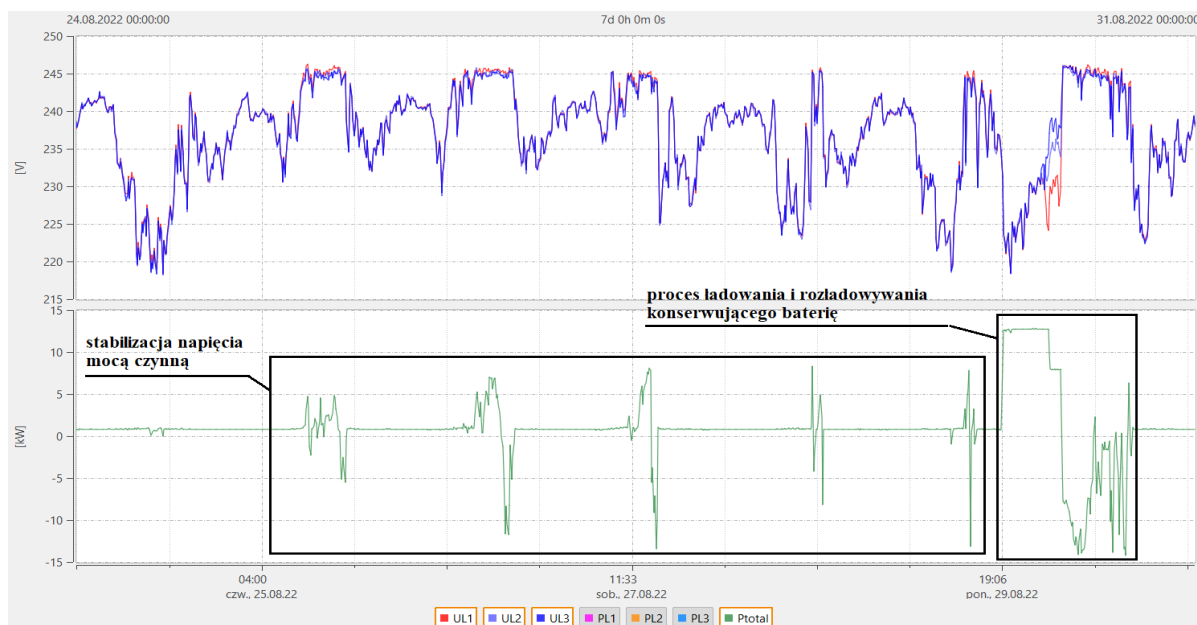
Na rysunkach 7.30b oraz 7.31b zaznaczono trzy przedziały czasowe, w których jest wyraźnie widoczna chwilowa utrata zdolności do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych. Przyczyny wystąpienia tych trzech stanów są różne. W pierwszym przypadku było to spowodowane wyłączeniem się baterijnego magazynu energii na skutek zadziałania drugiego stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego, które po przekroczeniu w fazie L1 napięcia 264,5 V wyłączyło urządzenie²⁹. Drugi przypadek był spowodowany trwającym w tym czasie ładowaniem konserwującym baterię. Czynność ta była wykonywana raz w tygodniu i była powtarzana w całym okresie trwania pilotażu urządzenia.

²⁹ Dla badanego baterijnego magazynu energii przyjęto takie same nastawy zabezpieczeń jak dla mikroinstalacji fotowoltaicznych, zgodnie z dokumentem [69].

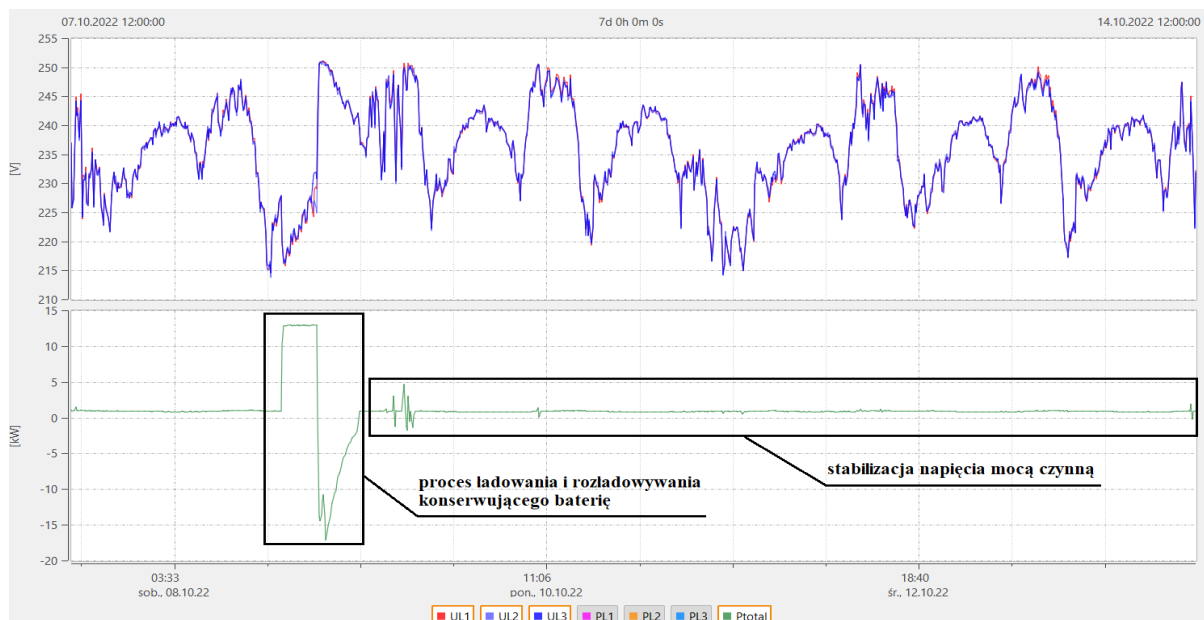
Ładowanie konserwujące polegało na ładowaniu baterii do jej pojemności znamionowej, co zgodnie z zaleceniem producenta baterii, miało chronić ją przed nadmierną degradacją. W czasie trwania tego procesu, po osiągnięciu stanu naładowania wynoszącego co najmniej 90% pojemności znamionowej baterii, funkcja symetryzacji napięć fazowych mocą czynną i bierną była automatycznie wyłączana. Celem tego działania była ochrona baterii przed składową zmienną, której obecność po stronie napięcia DC w chwilach wymuszania po stronie AC falownika asymetrycznych przepływów składowych czynnych i biernych prądów fazowych mogłaby ją uszkodzić. Trzeci przypadek był z kolei spowodowany zadziałaniem zabezpieczenia podnapięciowego w fazie L2, które po przekroczeniu chwilowej wartości skutecznej napięcia wynoszącej 195,5 V wyłączyło magazyn energii.

Podczas pilotażu baterijnego magazynu energii zbadano również następujące scenariusze jego pracy:

- a) modyfikacja zakresu (dolnego oraz górnego poziomu) stabilizacji napięć fazowych (rys. 7.32-7.33). Podczas tych prób stwierdzono, że im węższy jest zakres stabilizacji napięcia, tym częściej jest wykorzystywana energia zgromadzona w baterii oraz tym większa jest szansa, że zasobnik zostanie naładowany lub rozładowany do górnego lub dolnego dopuszczalnego stanu naładowania SOC. W takim przypadku baterijny magazyn energii częściej stabilizuje napięcie mocą bierną (rys. 7.33). Ponadto przy wyborze górnego poziomu stabilizacji napięcia bardzo duże znacznie ma ustawiona wartość napięcia na szynach niskiego napięcia w stacji transformatorowej SN/nN. Wybór górnego poziomu stabilizacji napięcia równego lub mniejszego od napięcia w stacji transformatorowej SN/nN powoduje, że magazyn energii w godzinach niskiego poboru energii przez odbiorców (zwykle są to godziny 00:00-05:00) będzie pobierał energię do zasobnika w celu obniżenia napięcia i jednocześnie nie będzie miał możliwości, aby się rozładować. Pobór mocy czynnej przez baterijny magazyn energii w tych godzinach jest niepożądany, ponieważ urządzenie to powinno stopniowo rozładowywać się w celu przygotowania zasobnika do kolejnego dnia i ładowania się w chwilach wzrostu napięcia powodowanego pracą mikroinstalacji fotowoltaicznych w ciągu dnia,

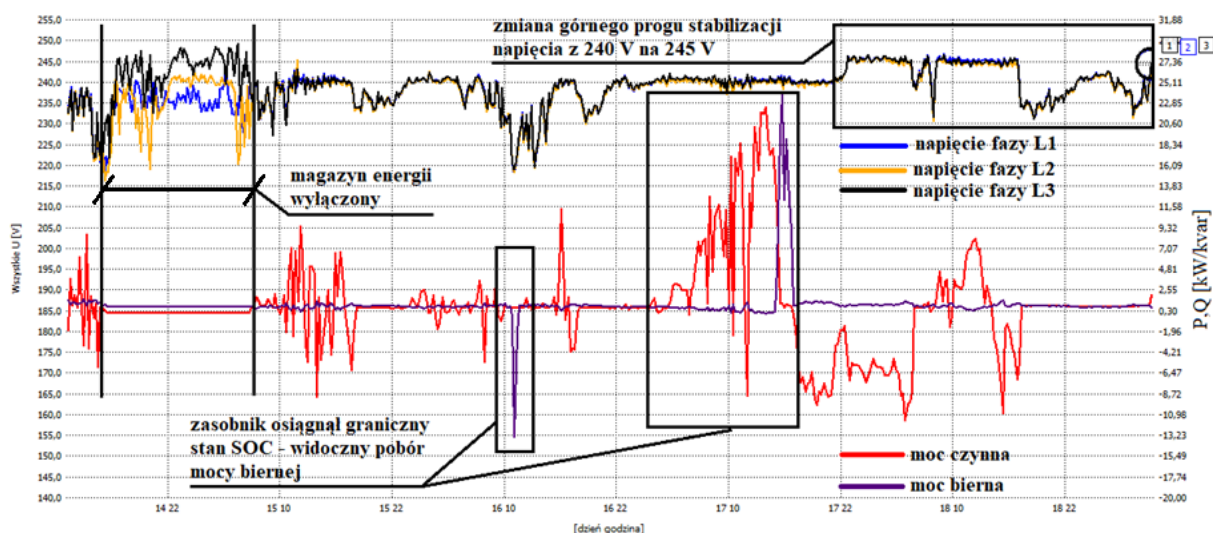


(a)



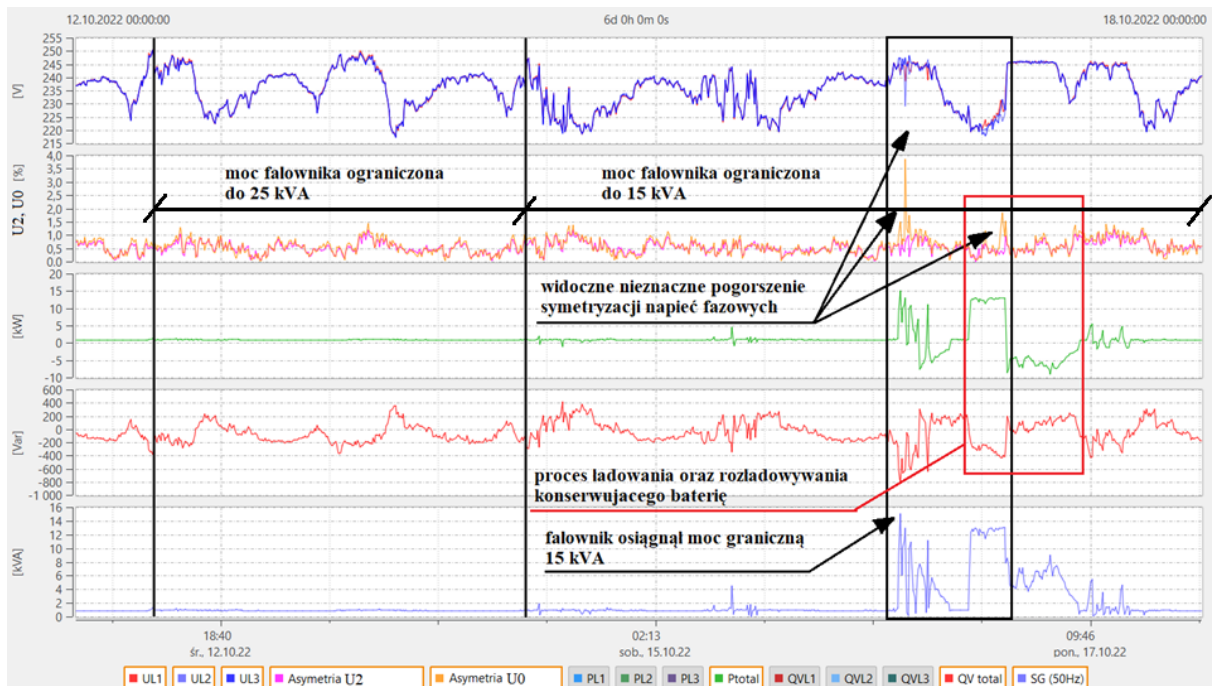
(b)

Rys. 7.32. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu bateryjnego magazynu energii stabilizującego napięcia w zakresie: (a) 215-245 V (okres 24-31.08.2022 r.) oraz (b) 215-250 V (okres 07-14.10.2022 r.)



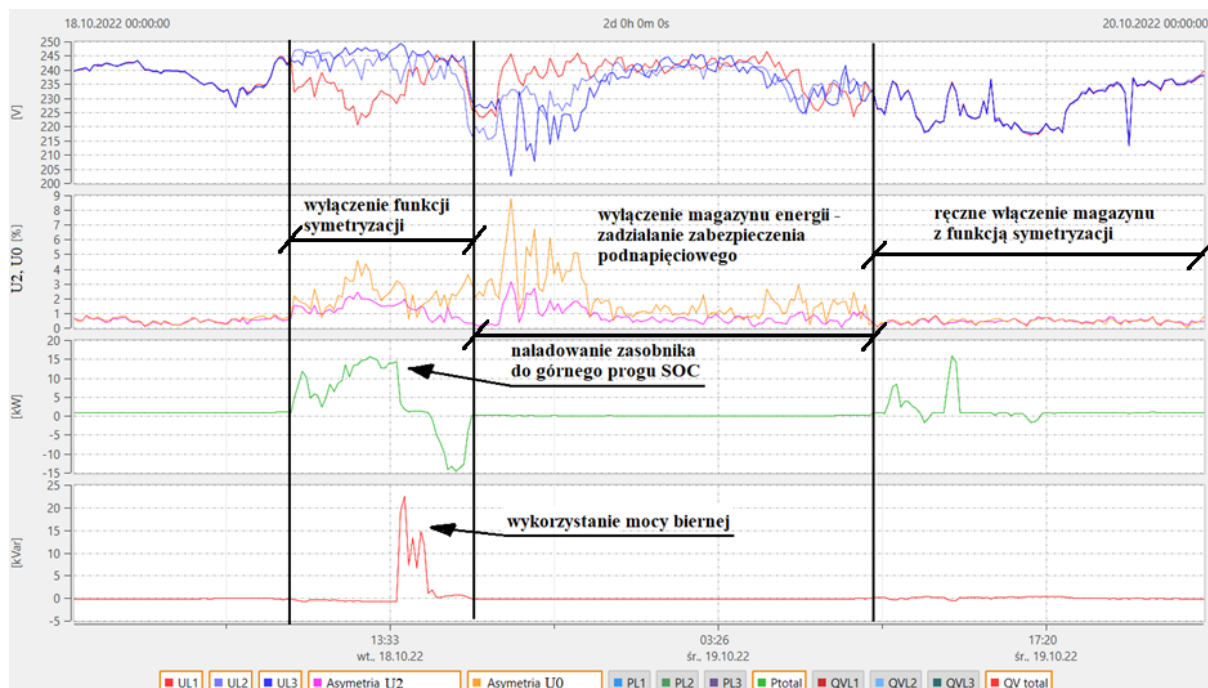
Rys. 7.33. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu bateryjnego magazynu energii przy ustawionym górnym progu stabilizacji napięcia równym napięciu w stacji transformatorowej SN/nN wynoszącym 240 V (okres 14-19.07.2022 r.)

- b) programowe ograniczenie mocy falownika magazynu energii z 35 kVA do 25 kVA, a następnie do 15 kVA. Celem tej próby było sprawdzenie, jak ograniczenie mocy falownika wpłynie na zdolność urządzenia do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych. Ograniczenie mocy falownika do 25 kVA nie spowodowało zaburzenia zdolności do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych, w przeciwieństwie do ograniczenia mocy falownika do 15 kVA. Po osiągnięciu przez falownik maksymalnej mocy pozornej wynoszącej 15 kVA, widoczne jest nieznaczne pogorszenie stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych (rys. 7.34),



Rys. 7.34. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii napięcia, trójfazowej mocy czynnej, biernej oraz pozornej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu baterijnego magazynu energii po ograniczeniu mocy falownika do 25 kVA i 15 kVA (okres 12-18.10.2022 r.)

- c) wyłączenie funkcji symetryzacji napięć fazowych. Celem tej próby było sprawdzenie jak wyłączenie tej funkcjonalności wpłynie na stabilizację oraz symetryzację napięć fazowych. Falownik magazynu energii został przełączony w tryb symetrycznej pracy trójfazowej, a jego reakcja (decyzja o poborze lub oddawaniu mocy czynnej lub biernej) odbywała się na podstawie pomiaru pojedynczego napięcia fazowego, które przekroczyło górny (245 V) lub dolny (215 V) próg stabilizacji. Wyłączenie symetryzacji napięć zgodnie z oczekiwaniami wykazało znaczne pogorszenie, wręcz całkowitą utratę stabilizacji oraz symetryzacji napięć. Ponadto magazyn energii został naładowany do górnego dopuszczalnego stanu SOC_{max} w niespełna 3 godziny, stąd w celu dalszego obniżania napięcia falownik zaczął wymuszać moc bierną. Następnie, ze względu na wystąpienie zapadu napięcia w fazie L2 poniżej progu zadziałania zabezpieczenia podnapięciowego, magazyn energii uległ wyłączeniu (rys. 7.35),



Rys. 7.35. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii napięcia, trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu magazynu energii po wyłączeniu funkcji symetryzacji napięć fazowych (okres 18-20.10.2022 r.)

- d) programowe ograniczenie pojemności baterii do 10% oraz 40% jej pojemności znamionowej. Celem tej próby było sprawdzenie, jak ograniczenie pojemności zasobnika wpłynie na zdolność magazynu do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych. Ograniczenie pojemności zasobnika do 10% pojemności znamionowej skutkowało znacznym wykorzystaniem mocy biernej falownika po osiągnięciu skrajnych stanów SOC. Jednakże nie wpłynęło to na obniżenie zdolności falownika do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych. To samo można stwierdzić dla ograniczenia pojemności zasobnika do 40% jego pojemności znamionowej, co okazało się wystarczające, aby zapewnić pełną symetryzację oraz stabilizację napięć fazowych, bez konieczności wykorzystania mocy biernej falownika (rys. 7.36). W obu przypadkach widoczne jest pogorszenie funkcji symetryzacji napięć fazowych w procesie ładowania konserwującego.



Rys. 7.36. Przebiegi agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych, współczynników asymetrii napięcia, trójfazowej mocy czynnej oraz biernej zmierzonych w punkcie M11 na wyjściu bateryjnego magazynu energii po ograniczeniu pojemności zasobnika do 10% oraz 40% jego pojemności znamionowej (okres 20.10-03.11.2022 r.)

Dokonując podsumowania przeprowadzonego pilotażu bateryjnego magazynu energii należy stwierdzić, że w obwodzie charakteryzującym się dużą asymetrią napięć fazowych najbardziej pożądaną funkcjonalnością jest ciągła symetryzacja napięć za pomocą wymuszania składowych podstawowych mocy czynnej i biernej o różnych wartościach i kierunkach w poszczególnych fazach. Co istotne, badania wykazały, że zarówno ograniczenie mocy falownika z 35 kVA do 15 kVA, jak również pojemności baterii do 10% jej pojemności znamionowej nie wpłynęło istotnie na pogorszenie zdolności urządzenia do stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych. Wyłączenie funkcji symetryzacji napięć fazowych spowodowało praktycznie całkowitą utratę kontroli nad napięciami w obwodzie (rys. 7.35).

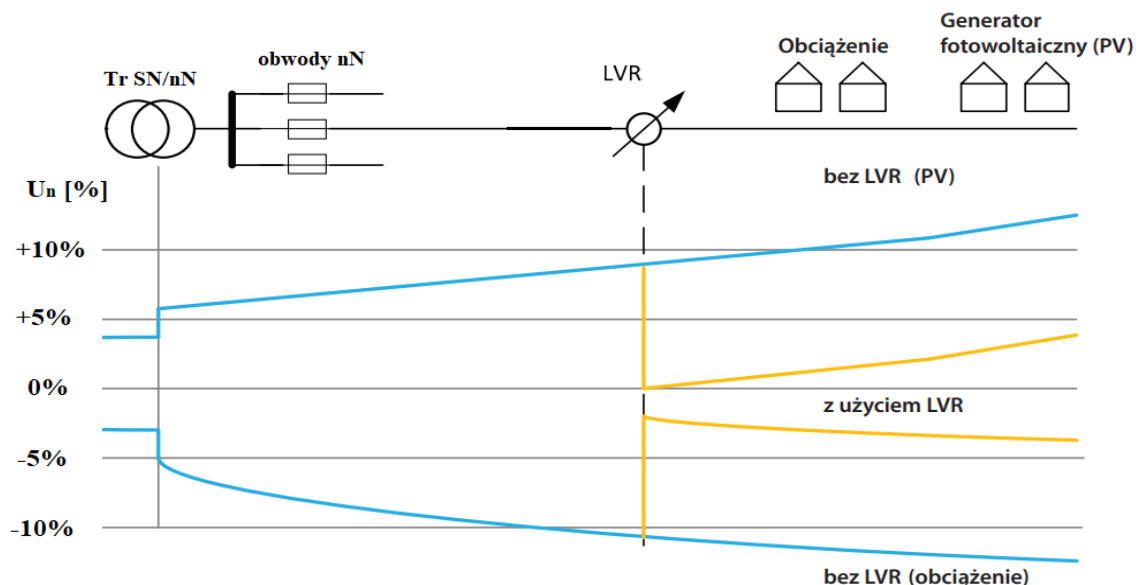
Zebrane cenne doświadczenia z przeprowadzonego pilotażu bateryjnego magazynu energii wraz z przeprowadzonymi różnymi scenariuszami jego pracy można wykorzystać do dalszych badań w zakresie optymalizacji doboru mocy falownika oraz pojemności baterii do konkretnej aplikacji, co nie jest celem niniejszej pracy.

Jednocześnie, w związku brakiem znajomości algorytmu sterowania pracą bateryjnego magazynu energii nie wykonano badań symulacyjnych skuteczności poprawy parametrów napięcia przez to urządzenie.

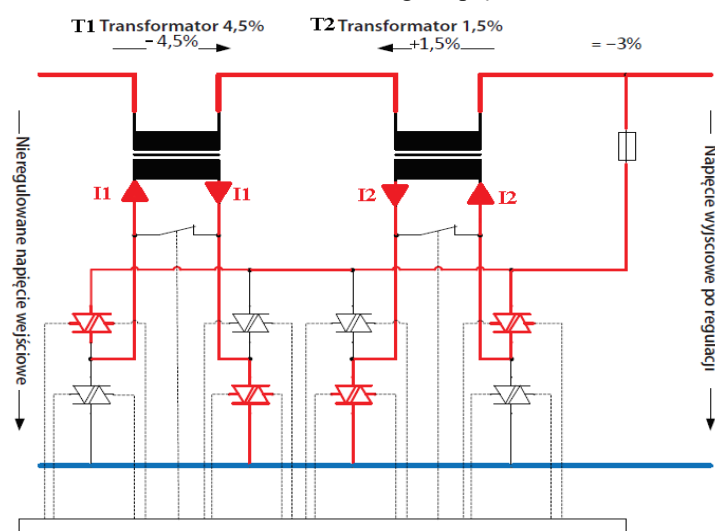
7.4.2.4.6. Szeregowy regulator napięcia typu LVR

Wprowadzenie

Szeregowe regulatory napięcia LVR (ang. *Line Voltage Regulators*) są to urządzenia, które włącza się szeregowo w obwód niskiego napięcia. Ich zadaniem jest stabilizacja napięcia (utrzymanie napięć fazowych na zadanym w sterowniku regulatora poziomie) poniżej miejsca ich przyłączenia. Zasada działania tych urządzeń polega na wprowadzaniu dodatkowego napięcia o zmiennej wartości za pomocą zainstalowanych w każdej fazie dodatkowych transformatorów szeregowych, które umożliwiają bezprzerwową pracę podczas procesów łączeniowych w regulatorze (rys. 7.37-7.38). Cechą regulatorów LVR jest skokowa regulacja napięcia.



Rys. 7.37. Zasada stabilizacji napięcia za pomocą szeregowego regulatora napięcia typu LVR zainstalowanego w obwodzie sieci niskiego napięcia [151]



Rys. 7.38. Budowa jednej fazy szeregowego regulatora napięcia typu LVR (I_1 , I_2 – prąd w obwodzie transformatora dodatkowego nr 1 i 2) [151]

Każda faza regulatora LVR składa się z co najmniej dwóch dodatkowych transformatorów połączonych szeregowo, których odpowiednie załączanie daje możliwość regulacji napięcia wyjściowego w górę lub w dół. Pożądana konfiguracja załączania transformatorów dodatkowych jest ustalana przez sterownik regulatora napięcia, który podejmuje decyzje na podstawie pomiaru wartości skutecznych trzech napięć fazowych na wejściu urządzenia. Synchronizowane łączenie transformatorów dodatkowych wykonywane jest za pomocą tyrystorów, dzięki czemu podczas tego procesu nie pojawiają się przetężenia prądowe i przepięcia [151]. Rysunek 7.38 przedstawia konfigurację łączników oraz kierunki przepływu prądów przez transformatory dodatkowe skutkujące redukcją napięcia wyjściowego o 3%.

Do zalet zastosowania szeregowego regulatora napięcia typu LVR w sieci niskiego napięcia można zaliczyć:

- stabilizację napięć fazowych w zadanym zakresie napięć poniżej miejsca przyłączenia urządzenia,
- symetryzację napięć fazowych (wyłącznie co do wartości),
- prostą budowę skutkującą długim okresem eksploatacji urządzenia.

Do wad urządzenia można zaliczyć:

- ograniczoną możliwość redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia (ze względu na brak oddziaływania na kąty pomiędzy wektorami napięć fazowych),
- skokowe zmiany napięcia, które mają wpływ na wzrost krótko (P_{st}) - oraz długookresowego (P_{lt}) wskaźnika migotania światła,
- ingerencję w linię zasilającą, co w przypadku np. wystąpienia zwarcia za urządzeniem może skutkować zadziałaniem jego własnych zabezpieczeń i chwilowym brakiem ciągłości zasilania odbiorców do czasu automatycznego przełączenia się urządzenia na tor prądowy z pominięciem regulatora.

Przykładową pilotażową realizację szeregowego regulatora napięcia typu LVR przyłączonego w punkcie M8 obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” przedstawiono na rysunku 7.39. Podstawowe parametry zastosowanego urządzenia przedstawiono w tabeli 7.17.



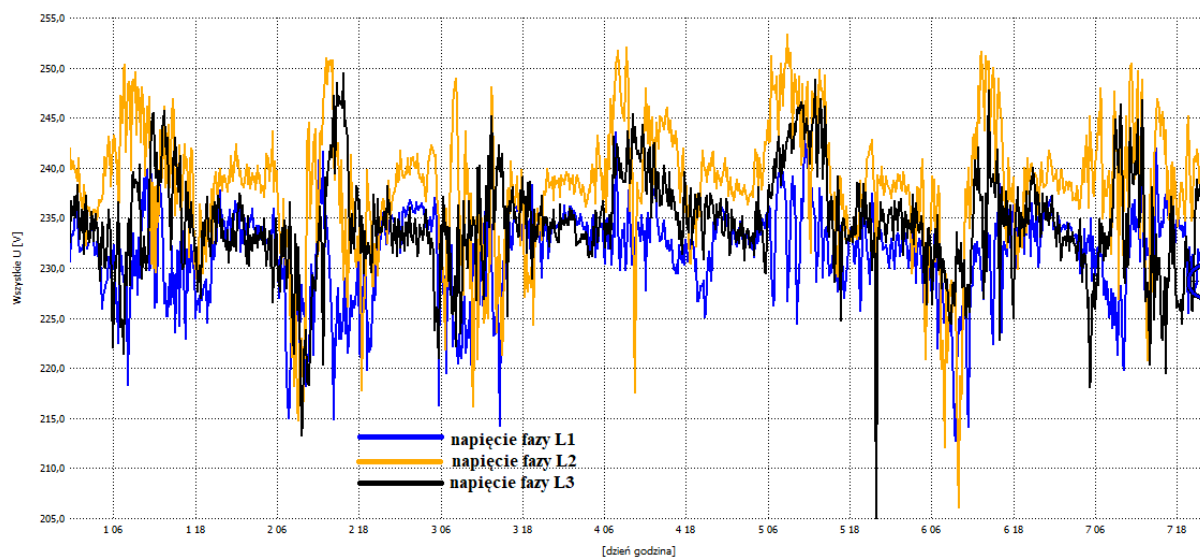
Rys. 7.39. Widok szeregowego regulatora napięcia typu LVR przyłączonego w punkcie M8 obwodu niskiego napięcia zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X”

Tabela 7.17. Zestawienie podstawowych parametrów szeregowego regulatora napięcia typu LVR wykorzystanego do badań [151]

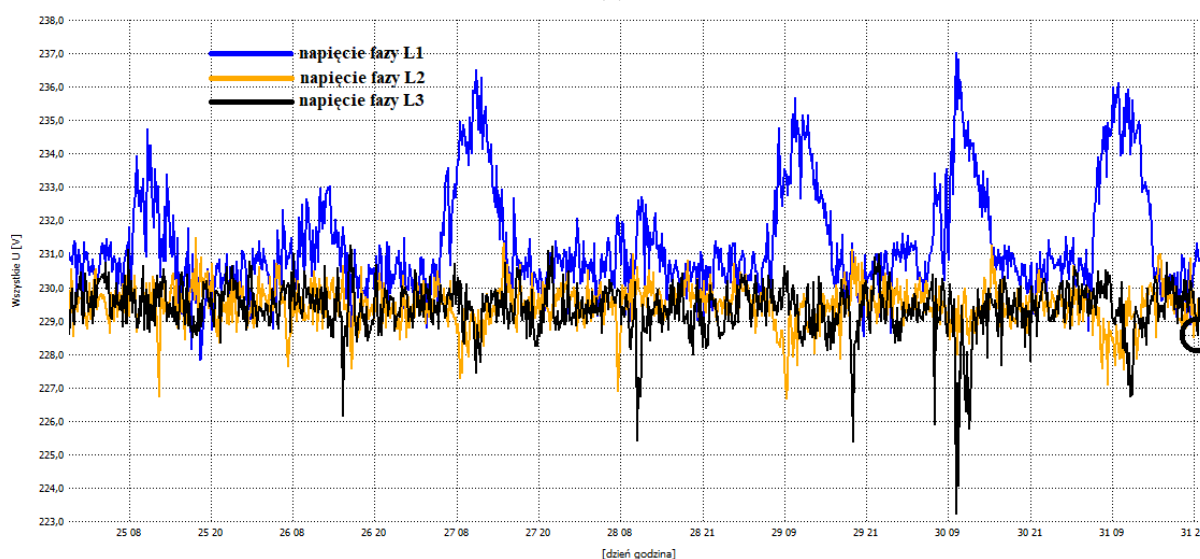
Sieć	trójfazowa, czteroprzewodowa typu TN-C
Moc znamionowa	22 kVA
Wartość skuteczna napięcia znamionowego	3x230 V
Zakres regulacji napięcia w każdej fazie	$\pm 6\% U_n$
Zakres regulacji transformatora T1	$\pm 4,5\% U_n$
Zakres regulacji transformatora T2	$\pm 1,5\% U_n$
Wartość skuteczna prądu znamionowego	32 A
Ustawiona w sterowniku wymagana wartość skuteczna napięcia utrzymywana na wyjściu urządzenia	3x230 V

Wyniki pomiarów

Wyniki pomiarów z przeprowadzonego pilotażu urządzenia przyłączonego w punkcie M8 stacji transformatorowej SN/nN „X” przedstawiono na rysunkach 7.40-7.41 oraz tabeli 7.18.

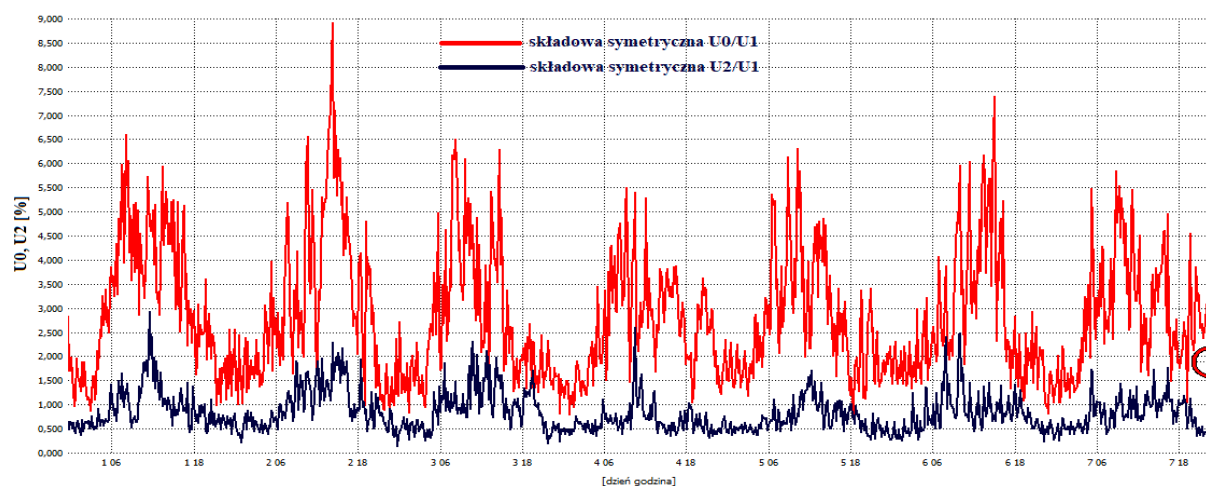


(a)

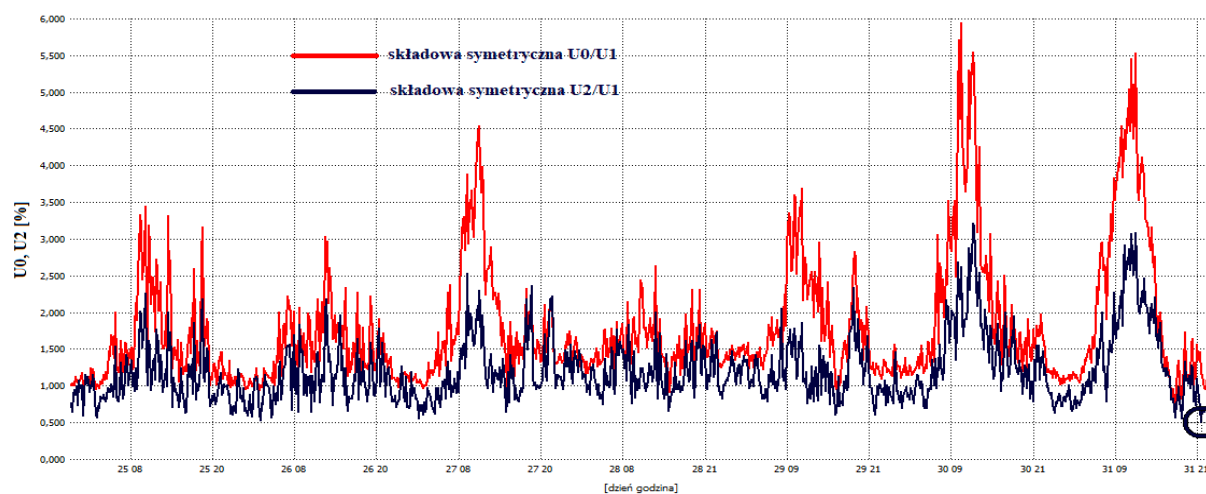


(b)

Rys. 7.40. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili wartości skutecznych napięć fazowych w punkcie M8: (a) bez (okres 01-07.04.2021 r.) oraz (b) z (okres 25-31.03.2019 r.) przyłączonym szeregowym regulatorem napięcia typu LVR



(a)



(b)

Rys. 7.41. Przebiegi tygodniowych agregowanych 10-minutowo profili współczynników asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punkcie M8: (a) bez (okres 01-07.04.2021 r.) oraz (b) z (okres 25-31.03.2019 r.) przyłączonym szeregowym regulatorem napięcia typu LVR

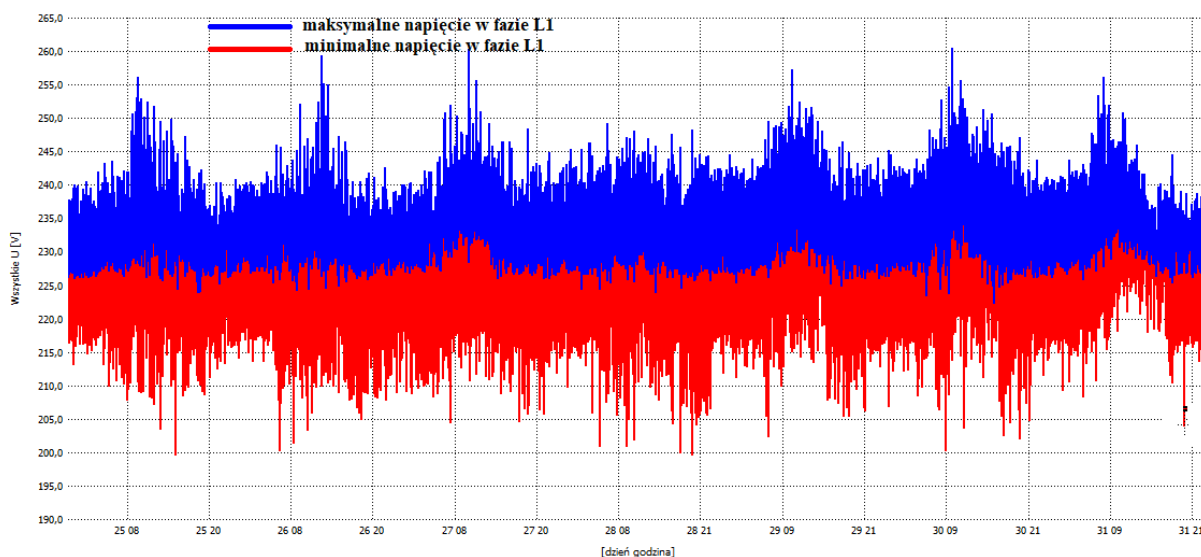
Tabela 7.18. Porównanie tygodniowych percentyli CP95 podstawowych parametrów napięcia w punkcie M8 bez (okres 01-07.04.2021 r.) oraz z (okres 25-31.03.2019 r.) przyłączonym szeregowym regulatorem napięcia typu LVR (kolor czerwony oznacza przekroczenie dopuszczalnych wartości określonych w rozporządzeniu systemowym [8])

Parametr jakości napięcia	Percentyl CP95 bez szeregowego regulatora napięcia typu LVR	Percentyl CP95 z szeregowym regulatorem napięcia typu LVR
Wartości skuteczne napięć fazowych	$U_{L1} - 243,63 \text{ V}$ $U_{L2} - 248,39 \text{ V}$ $U_{L3} - 236,93 \text{ V}$	$U_{L1} - 231,68 \text{ V}$ $U_{L2} - 234,72 \text{ V}$ $U_{L3} - 231,46 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii	$U_0/U_1 - 5,35\%$ $U_2/U_1 - 1,64\%$	$U_0/U_1 - 3,66\%$ $U_2/U_1 - 2,08\%$
Współczynniki długookresowego wahania napięcia	$P_{ItL1} - 2,51$ $P_{ItL2} - 1,88$ $P_{ItL3} - 2,62$	$P_{ItL1} - 3,45$ $P_{ItL2} - 3,18$ $P_{ItL3} - 2,37$
Odształcenie napięcia wyższymi harmonicznymi	$THD_{U_{L1}} - 5,06\%$ $THD_{U_{L2}} - 5,44\%$ $THD_{U_{L3}} - 4,45\%$	$THD_{U_{L1}} - 4,23\%$ $THD_{U_{L2}} - 4,22\%$ $THD_{U_{L3}} - 4,38\%$

Na podstawie wyników pomiarów przedstawionych na rysunku 7.40 oraz w tabeli 7.18 można stwierdzić, że szeregowy regulator napięcia typu LVR w fazach L2 i L3 ustabilizował napięcia fazowe na zadanym w regulatorze poziomie, tj. 230 V. W fazie L1 widoczne jest największe odchylenie napięcia fazowego od ustalonej wartości 230 V i wynika ono z ograniczonej zdolności urządzenia do stabilizacji

napięć fazowych, która wynosi $\pm 6\% U_n$. Niestety urządzenie wpłynęło niekorzystnie na współczynnik asymetrii dla składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 (rys. 7.41), który w okresie tygodnia nieznacznie przekroczył wartość dopuszczalną określoną w rozporządzeniu systemowym [8], tj. 2% (tab. 7.18). Widoczna jest za to redukcja współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 (rys. 7.41 oraz tab. 7.18). Uzyskane wyniki w zakresie otrzymanych współczynników asymetrii potwierdzają, że urządzenie wpływa na ich częściową redukcję poprzez stabilizację napięć fazowych, nie kontrolując jednak kątów pomiędzy wektorami napięć.

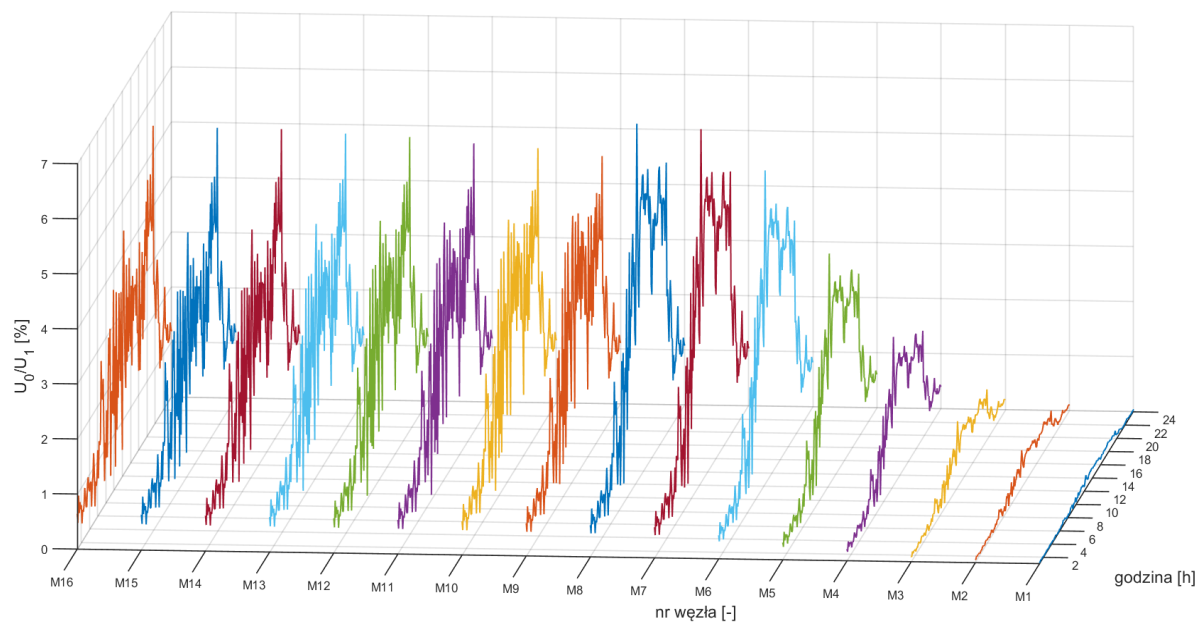
Kolejną wadą tego urządzenia jest jego duży i niekorzystny wpływ na wahania napięcia, które powodują znaczący wzrost wskaźnika P_{lt} (tab. 7.18). Jest to powodowane skokową regulacją napięcia przez urządzenie. Przykład przedstawiający maksymalne oraz minimalne (agregowane 200-milisekundowo) napięcia zarejestrowane w fazie L1 podczas pracy urządzenia przedstawiono na rysunku 7.42.



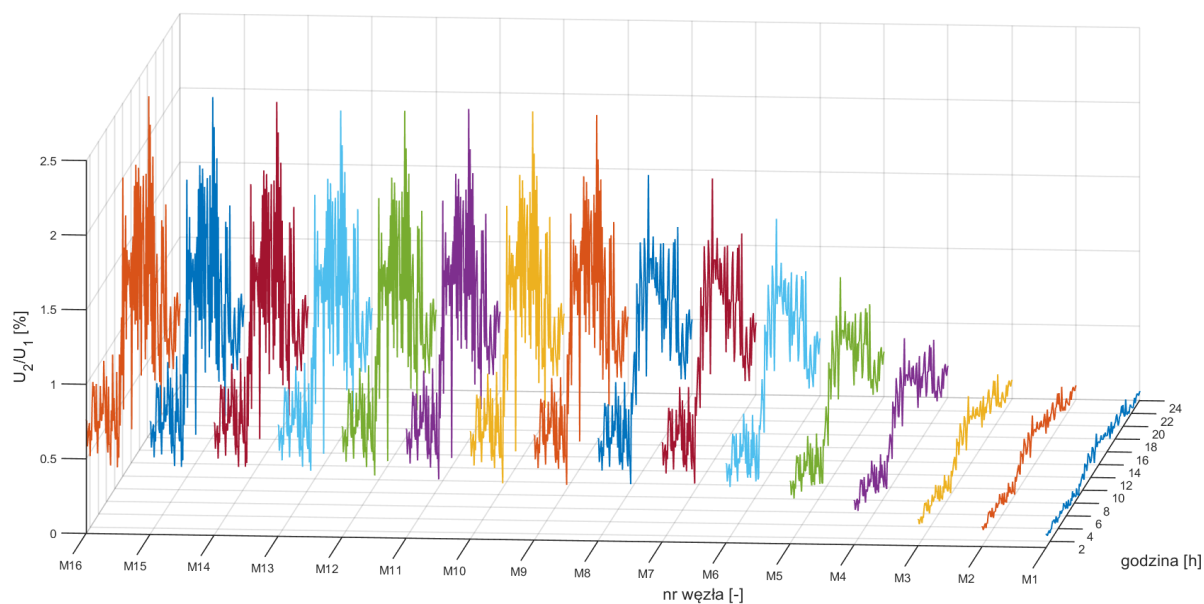
Rys. 7.42. Przebiegi minimalnych oraz maksymalnych (agregowanych 200-milisekundowo) wartości skutecznych napięć fazowych zmierzonych w fazie L1 w punkcie M8 podczas pracy szeregowego regulatora napięcia typu LVR (okres 25-31.03.2019 r.)

Wyniki symulacji

W celu sprawdzenia skuteczności pracy szeregowego regulatora napięcia typu LVR w sieci niskiego napięcia wykonano również model symulacyjny tego urządzenia, który został przyłączony w punkcie M8 modelu obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.3). Wykonany model charakteryzował się takim samym zakresem regulacji napięć fazowych jak rzeczywiste urządzenie, tj. $\pm 6\% U_n$, a wartość stabilizacji napięcia została ustawiona na 240 V i była równa napięciu w stacji transformatorowej (opis modelu urządzenia przedstawiono w załączniku A). Ponadto, wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne pracowały bez aktywowanego trybu regulacji mocy biernej, tak jak w przypadku prowadzenia badań polowych tego urządzenia (rok 2019 – przed aktywacją w jednofazowych falownikach trybu regulacji mocy biernej). Wyniki symulacji przedstawiono na rysunkach 7.43-7.44 oraz tabeli 7.19.

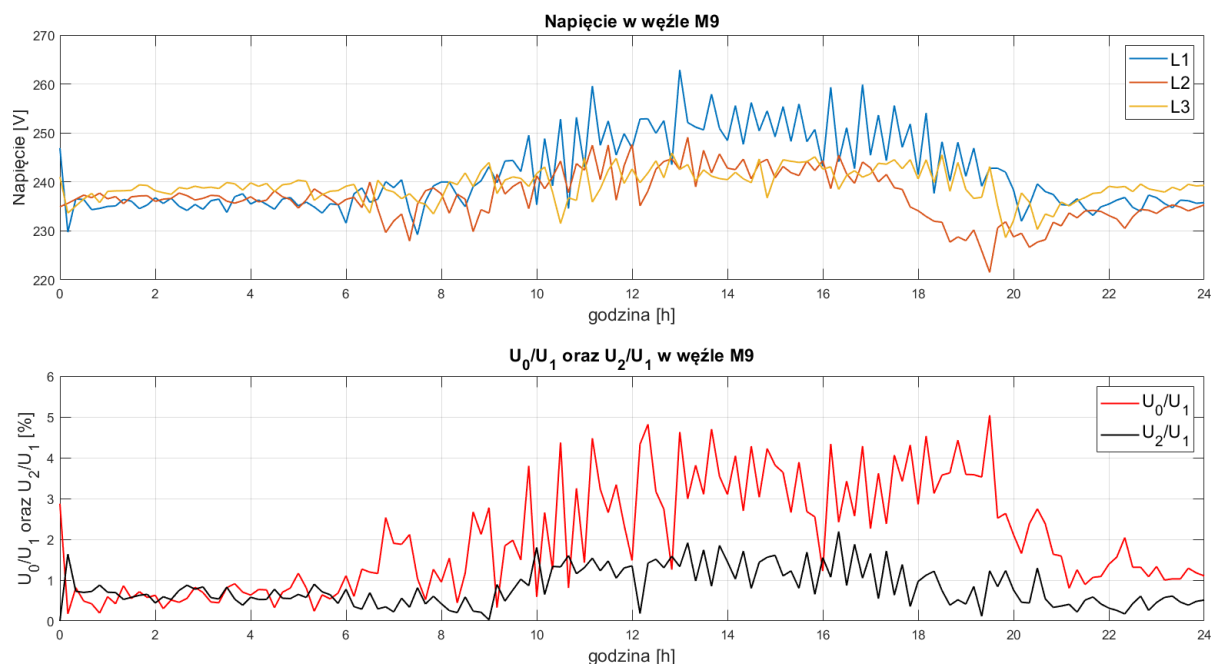


(a)



(b)

Rys. 7.43. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności: (a) zerowej U_0/U_1 oraz (b) przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia w punkcie M8 szeregowego regulatora napięcia typu LVR



Rys. 7.44. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 w punkcie M9 po przyłączeniu szeregowego regulatora napięcia typu LVR w punkcie M8

Tabela 7.19. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M9 z przyłączonym oraz bez przyłączonego szeregowego regulatora napięcia typu LVR w punkcie M8

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez szeregowego regulatora napięcia typu LVR	Wyniki symulacji z szeregowym regulatorem napięcia typu LVR
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,5 \text{ V}$	$U_{L1} - 241,7 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,0 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,3 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,37\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	$U_0/U_1 - 2,01\%$ $U_2/U_1 - 0,82\%$

Jako punkt pomiarowy dla przebiegów wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii wybrano węzeł M9, ponieważ w węźle M8 urządzenie zostało przyłączone za układem pomiarowym (patrząc od strony stacji transformatorowej SN/nN), stąd w wynikach symulacji nie byłaby widoczna praca analizowanego urządzenia.

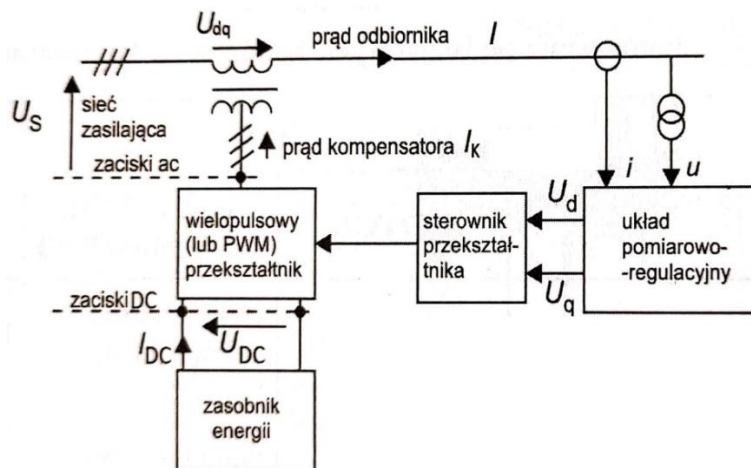
Na podstawie uzyskanych wyników symulacji przedstawionych na rysunkach 7.43-7.44 oraz tabeli 7.19 można stwierdzić, że szeregowy regulator napięcia typu LVR wpłynął na redukcję współczynnika asymetrii U_0/U_1 i jednocześnie wpłynął na nieznaczny wzrost współczynnika asymetrii U_2/U_1 , na odcinku od miejsca przyłączenia urządzenia w kierunku końca obwodu. Tym samym można stwierdzić, że otrzymane wyniki symulacji (rys. 7.43-7.44 oraz tab. 7.19) są zbliżone z wynikami pomiarów (rys. 7.40-7.41 oraz tab. 7.18). Ponadto w przebiegach napięć (rys. 7.44) jest widoczna skokowa praca urządzenia, która nie zapewnia utrzymania wartości skutecznych napięcia w fazie L1 poniżej 253 V.

7.4.2.4.7. Dynamiczny regulator napięcia typu DVR

Wprowadzenie

Kolejną grupą szeregowych urządzeń służących do stabilizacji napięcia są dynamiczne regulatory napięcia DVR (ang. *Dynamic Voltage Restorer*). Urządzenia te również zawierają transformatory dodawcze, których strona pierwotna jest włączona szeregowo w linię zasilającą, natomiast strona wtórna jest zasilana przez falownik VSI. Falownik VSI na podstawie pomiaru trzech napięć fazowych

w linii zasilającej zmniejsza lub zwiększa napięcie w poszczególnych fazach w celu ich przywrócenia do zadanego poziomu (rys. 7.45).

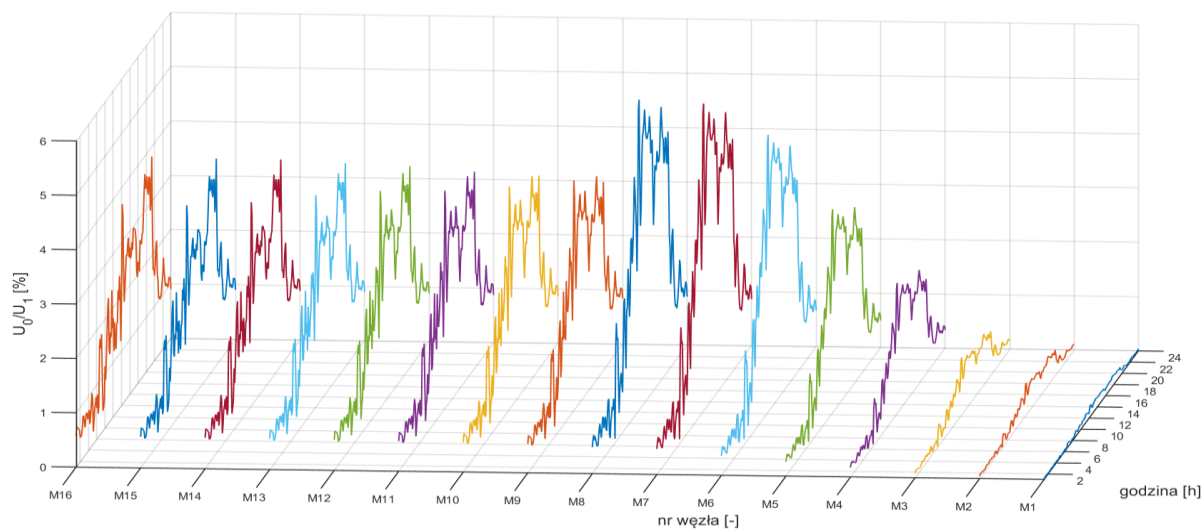


Rys. 7.45. Schemat zastępczy przedstawiający zasadę działania dynamicznego regulatora napięcia DVR [117]
 (U_s – napięcie sieci zasilającej, U_{dq} – dwie ortogonalne składowe napięcia w płaszczyźnie d oraz q , I_k – wartość skuteczna prądu kompensatora, I – wartość skuteczna prądu linii zasilającej, i – prąd chwilowy odbiornika, u – napięcia chwilowe na zaciskach odbiornika, I_{DC} – prąd płynący w obwodzie pośredniczącym, U_{DC} – napięcie w obwodzie pośredniczącym)

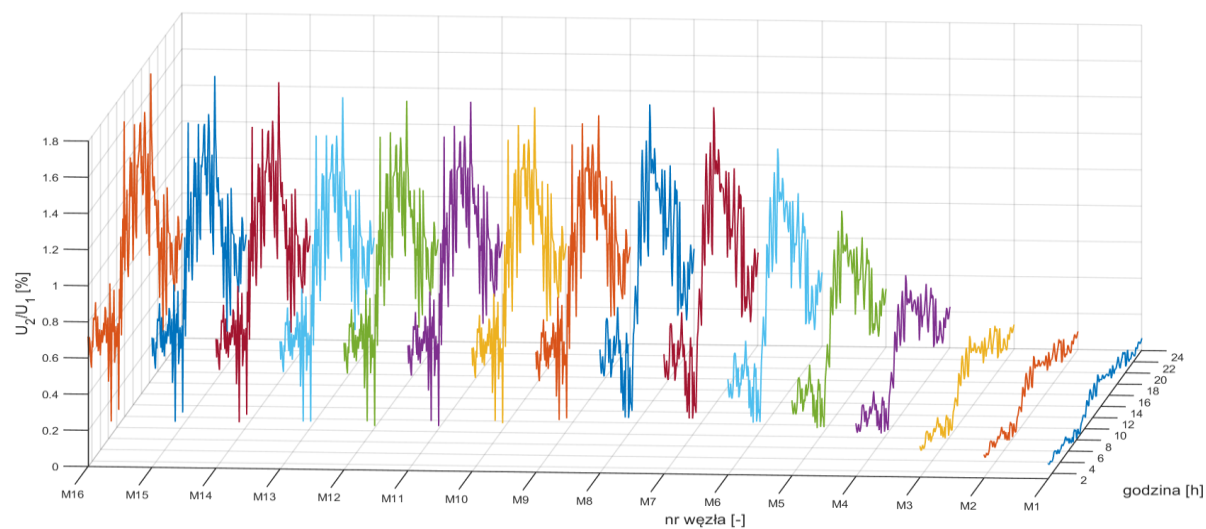
Układy typu DVR są w stanie kompensować zarówno wolne zmiany napięcia, jak i wahania i zapady napięcia, a w przypadku współpracy z magazynem energii przyłączonym po stronie DC, umożliwiają także kompensację krótkich przerw w zasilaniu. Urządzenia te charakteryzują się także szerokim zakresem regulacji napięcia oraz wysoką dynamiką działania. Układ kompensatora szeregowego DVR można również wyposażać w dodatkową - oprócz stabilizacji napięcia - funkcję symetryzacji (kompensacji składowej symetrycznej kolejności przeciwnej U_2/U_1 oraz zerowej U_0/U_1 napięcia) [117]. Szeregowy układ energoelektroniczny może także pełnić rolę energetycznego filtra aktywnego filtrującego wyższe harmoniczne napięcia sieci zasilającej. W tym celu szeregowo napięcia dodatkowe zawierają harmoniczne, równe harmonicznym zawartym w napięciu sieci zasilającej, lecz przesunięte względem nich o 180° [117].

Wyniki symulacji

W celu sprawdzenia skuteczności redukcji wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych opracowano model symulacyjny tego urządzenia, który został przyłączony w punkcie M8 modelu obwodu zasilanego ze stacji transformatorowej SN/nN „X” (rys. 7.3). Urządzenie dokonywało pomiaru napięć fazowych w punkcie jego przyłączenia, z których wyznaczana była składowa symetryczna kolejności zgodnej napięcia. Następnie, od wyznaczonej składowej zgodnej napięcia były odejmowane geometrycznie napięcia fazowe mierzone w poszczególnych fazach. Różnica tych napięć stanowiła wymagane napięcie dodatkowe, które DVR dodawał w poszczególnych fazach (opis modelu urządzenia przedstawiono w załączniku A). Wszystkie mikroinstalacje fotowoltaiczne w obwodzie pracowały bez aktywowanego trybu regulacji mocy biernej, tak jak w przypadku prowadzenia badań polowych urządzenia typu LVR. Wyniki przeprowadzonych symulacji przedstawiono na rysunkach 7.46-7.47 oraz tabeli 7.20.

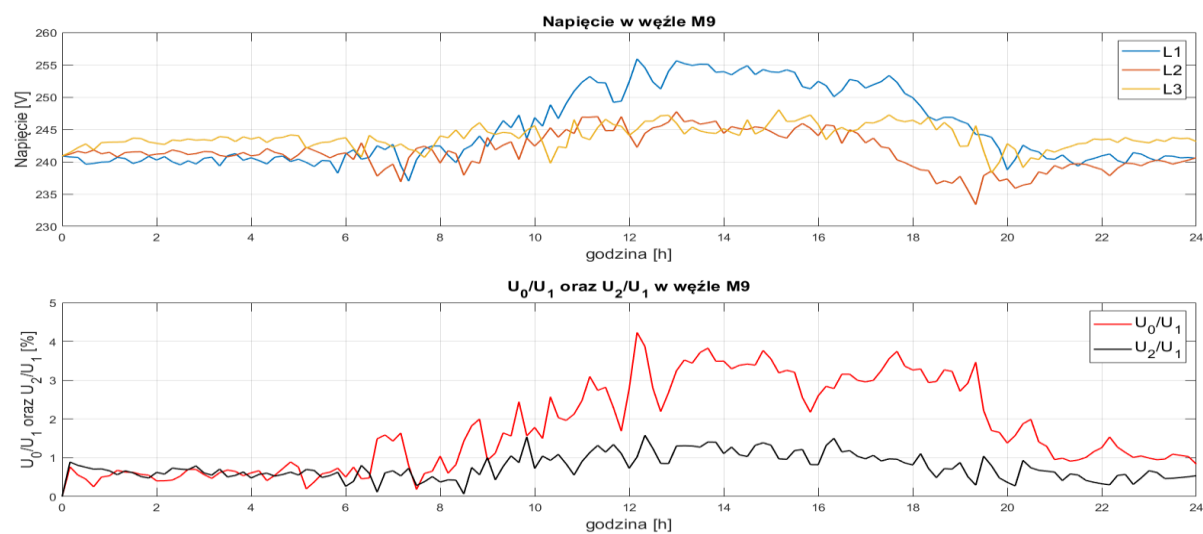


(a)



(b)

Rys. 7.46. Przebiegi składowej symetrycznej kolejności: (a) zerowej U_0/U_1 oraz (b) przeciwnej U_2/U_1 napięcia w punktach M1-M16 dla przypadku przyłączenia dynamicznego regulatora napięcia typu DVR w punkcie M8



Rys. 7.47. Przebiegi wartości skutecznych napięć fazowych oraz współczynników asymetrii U_0/U_1 i U_2/U_1 w punkcie M9 po przyłączeniu dynamicznego regulatora napięcia typu DVR w punkcie M8

Tabela 7.20. Zestawienie wyników symulacji w punkcie M9 z przyłączonym oraz bez przyłączonego dynamicznego regulatora napięcia typu DVR w punkcie M8

Parametr jakości napięcia	Wyniki symulacji bez dynamicznego regulatora napięcia typu DVR	Wyniki symulacji z dynamicznym regulatorem napięcia typu DVR
Napięcia fazowe (wartości średnie)	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 237,4 \text{ V}$ $U_{L3} - 239,5 \text{ V}$	$U_{L1} - 245,1 \text{ V}$ $U_{L2} - 241,6 \text{ V}$ $U_{L3} - 243,8 \text{ V}$
Współczynniki asymetrii (wartości średnie)	$U_0/U_1 - 2,37\%$ $U_2/U_1 - 0,75\%$	$U_0/U_1 - 1,75\%$ $U_2/U_1 - 0,76\%$

Na podstawie uzyskanych wyników symulacji przedstawionych na rysunku 7.46 oraz w tabeli 7.20 można stwierdzić, że dynamiczny regulator napięcia typu DVR wpłynął na redukcję jedynie współczynnika asymetrii U_0/U_1 , na odcinku od miejsca przyłączenia urządzenia w kierunku końca obwodu. Jednocześnie regulator DVR nie zredukował w punkcie M9 wzrostów napięcia w fazie L1 poniżej 253 V (rys. 7.47).

Porównując skuteczność pracy urządzenia typu LVR (rys. 7.43-7.44 oraz tab. 7.19) z DVR można stwierdzić, że lepszą symetryzację napięć fazowych uzyskano stosując urządzenie typu DVR.

7.4.3. Podsumowanie wyników pomiarów oraz symulacji skuteczności stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych

Najważniejsze wnioski z przeprowadzonych pomiarów oraz symulacji różnych sposobów stabilizacji symetryzacji oraz redukcji wzrostów napięć fazowych w obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych zostały zebrane w tabeli 7.21.

Z punktu widzenia prosumentów, którym zależy na ograniczeniu, a najlepiej wyeliminowaniu, automatycznych wyłączeń mikroinstalacji fotowoltaicznych ze względu na nadmierny wzrost napięcia zasilającego zaleca się aktywowanie w pierwszej kolejności jednego z trybów regulacji mocy biernej, np. $Q=f(U)$. Jeśli aktywacja trybu regulacji mocy biernej nie skutkuje redukcją wzrostów napięcia poniżej 253 V, to zaleca się aktywację oraz parametryzację trybu $P=f(U)$ w zakresie szybkości redukcji mocy czynnej w taki sposób, aby zapobiegał on wyłączaniu się falownika fotowoltaicznego.

Z kolei z punktu widzenia OSD, w przypadku występowania w sieci niskiego napięcia dużej asymetrii napięć fazowych powodowanej jednofazowymi odbiornikami oraz mikroinstalacjami można zainstalować symetryzator transformatorowy. Urządzenie to charakteryzuje się bardzo dużą skutecznością redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 (która pośrednio przyczynia się do redukcji wzrostów i zapadów napięcia) spośród wszystkich pozostałych przebadanych urządzeń, a ponadto znacząco wpływa na redukcję: wyższych harmonicznych prądu tworzących układ składowych symetrycznych kolejności zerowej, współczynnika THD_u oraz impedancji pętli zwarcia, poprawiając skuteczność ochrony przeciwporażeniowej w obwodzie. Eliminacja składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 napięcia nie musi oznaczać, że w obwodzie nie będą występowały wzrosty napięcia. W przypadku dalszego ich występowania konieczna byłaby zabudowa drugiego urządzenia, np. regulatora napięcia typu LVR, DVR lub kompensatora DSTATCOM. Zamiast instalacji w obwodzie dwóch urządzeń, OSD może przyłączyć baterijny magazyn energii z funkcją symetryzacji oraz stabilizacji napięć fazowych, który znacząco redukuje zarówno składową symetryczną kolejności zerowej U_0/U_1 , jak i przeciwną U_2/U_1 napięcia oraz stabilizuje napięcia fazowe w zakresie określonym przez użytkownika. Przeprowadzony pilotaż baterijnego magazynu energii pokazał, że zaimplementowana funkcjonalność ciągłej symetryzacji napięć fazowych nie musi wiązać się ze wzrostem pojemności zasobnika magazynu energii, co ma istotny wpływ na koszt urządzenia. Z pośród przebadanych urządzeń najgorzej zaprezentował się równoległy filtr aktywny. Skuteczność pracy tego urządzenia jest silnie zależna od miejsca jego przyłączenia w obwodzie oraz punktu, w którym mierzone są jego sygnały sterujące, a także rodzaj mierzonych sygnałów. Niepoprawny wybór

miejsca przyłączenia może spowodować, że przez większość czasu urządzenie będzie pozostawało bezczynne ze względu na brak zaburzeń, które mogłoby filtrować.

Tabela 7.21. Podsumowanie wyników pomiarów oraz symulacji badania skuteczności stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych w obwodzie niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych

Badany sposób poprawy parametrów napięcia	Redukcja współczynnika asymetrii U_0/U_1	Redukcja współczynnika asymetrii U_2/U_1	Stabilizacja i/lub redukcja wzrostów napięcia	Inne zalety	Wady
aktywacja w jednofazowych falownikach trybu $Q=f(U)$	TAK	NIE	NIE	-	wzrost strat energii w obwodzie.
aktywacja w jednofazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	TAK	NIE	TAK (redukcja wzrostów napięcia)	może przyczynić się do eliminacji lub ograniczenia liczby wyłączeń mikroinstalacji.	wzrost strat energii w obwodzie.
wymiana falowników na urządzenia trójfazowe, brak aktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	TAK	TAK	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	obniżenie strat energii w obwodzie	-
aktywacja w trójfazowych falownikach trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$	TAK	TAK	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	- może przyczynić się do eliminacji lub ograniczenia liczby wyłączeń mikroinstalacji, - obniżenie strat energii w obwodzie w porównaniu do przypadku z zabudowanymi jednofazowymi falownikami.	-
trójfazowy, czteroprzewodowy równoległy filtr aktywny	TAK	TAK/NIE ³⁰	NIE	istnieje możliwość ograniczenia współczynnika P_{lb}, kompensacji mocy biernej oraz filtracji wyższych harmoniczných prądu.	istnieje możliwość zwiększenia współczynnika THD_u w sieci o małej mocy zwarciowej.

³⁰ Wyniki pomiarów polowych wykazały wzrost tego współczynnika, ponieważ filtr aktywny nie posiadał funkcjonalności kompensacji składowej symetrycznej kolejności przeciwnej prądu I_2 , natomiast model symulacyjny urządzenia miał taką możliwość. Zatem możliwość redukcji tego współczynnika zależy od zaimplementowanych funkcjonalności w filtrze aktywnym.

Badany sposób poprawy parametrów napięcia	Redukcja współczynnika asymetrii U_0/U_1	Redukcja współczynnika asymetrii U_2/U_1	Stabilizacja i/lub redukcja wzrostów napięcia	Inne zalety	Wady
kompensator typu DSTATCOM	TAK	NIE	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	możliwość ograniczenia współczynnika P_{lt}.	-
symetryzator transformatorowy	TAK	NIE	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	- filtracja wyższych harmoniczných prądu tworzących układ składowych symetrycznych kolejności zerowej, - zmniejszenie współczynnika THD_u, - zmniejszenie impedancji pętli zwarcia, - możliwość ograniczenia wskaźnika P_{lt}.	-
baterijny magazyn energii elektrycznej z funkcją stabilizacji oraz symetryzacji napięć fazowych	TAK	TAK	TAK	ograniczenie wskaźnika P_{lt}.	- spadek pojemności baterii w czasie, - mniejsza pojemność użytkowa niż pojemność znamionowa, - konieczność wykonywania cyklicznych ładowań konserwujących baterię.
regulator typu LVR	TAK	NIE	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	-	może mieć negatywny wpływ na wskaźniki P_{st} i P_{lt}.
regulator typu DVR	TAK	NIE	TAK (stabilizacja oraz redukcja wzrostów napięcia)	możliwość filtracji wyższych harmoniczných napięcia.	

8. Podsumowanie

8.1. Opis wykonanych prac oraz osiągnięć naukowych

W celu przeprowadzenia badań w zakresie wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz metod redukcji ich negatywnego oddziaływania na sieć zasilającą konieczne było:

- a) przeprowadzenie laboratoryjnych badań falowników fotowoltaicznych w zakresie ich pracy w trybach mających wpływ na redukcję wzrostów napięcia, takich jak: $Q=f(U)$, $P=f(U)$ oraz OVRT,
- b) wytypowanie obwodów z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych (przekraczającą 30% wszystkich odbiorców przyłączonych w obwodzie) charakteryzujących się długością przekraczającą 500 m oraz przekrojami przewodów ciągu głównego nie większymi niż 50 mm²,
- c) wytypowanie punktów pomiarowych do przeprowadzenia pomiarów wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej oraz skuteczności poprawy tych parametrów poprzez zastosowanie różnych rozwiązań technicznych,
- d) przygotowanie konfiguracji analizatorów jakości dostawy energii elektrycznej,
- e) współpraca z gminą oraz firmą odpowiedzialną za serwis jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych,
- f) wytypowanie i pozyskanie urządzeń służących do poprawy parametrów wskaźników jakości napięcia oraz współpraca z ich dostawcami w zakresie konfiguracji,
- g) analiza danych pomiarowych,
- h) opracowanie modelu symulacyjnego rzeczywistego obwodu niskiego napięcia oraz badanych rozwiązań technicznych poprawiających parametry napięcia,
- i) opracowanie wizualizacji wyników otrzymanych z przeprowadzonych symulacji.

Do oryginalnych osiągnięć naukowych pracy można zaliczyć:

- a) zaproponowanie obszaru położenia charakterystyki $P=f(U)$ dla falowników fotowoltaicznych w zależności od częstości obserwowanych wyłączeń mikroinstalacji (rozdz. 4.2.3, rys. 4.5),
- b) zmierzenie rzeczywistych charakterystyk $Q=f(U)$ dla 12 różnych trójfazowych falowników fotowoltaicznych (rozdz. 5.3, rys. 5.3),
- c) przeprowadzenie badania emisji wyższych harmonicznym prądu dla siedmiu jednofazowych falowników oraz siedemnastu trójfazowych falowników fotowoltaicznych (rozdz. 5.7, rys. 5.11-5.12),
- d) przeprowadzenie badań w zakresie ilości energii niewygenerowanej na skutek automatycznych wyłączeń mikroinstalacji oraz zaproponowanie zależności pozwalającej oszacować tę energię (rozdz. 6.6),
- e) przeprowadzenie badań polowych (*in situ*) oraz symulacyjnych wpływu jednofazowych mikroinstalacji oraz różnych rozwiązań technicznych w zakresie redukcji ich negatywnego oddziaływania na wybrane parametry jakości dostawy energii elektrycznej w rzeczywistych obwodach niskiego napięcia oraz uzyskanie doświadczenia w zakresie oceny pracy urządzeń poprawiających jakość zasilania (rozdz. 6-7).

8.2. Wnioski końcowe

Obserwowany od 2019 roku gwałtowny wzrost przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych do obwodów niskiego napięcia często skutkuje występowaniem wzrostów i asymetrii napięć fazowych, co prowadzi do wyłączeń falowników fotowoltaicznych przez zabezpieczenia nadnapięciowe oraz redukcji energii generowanej przez te instalacje w ciągu roku. Najczęściej zdarza się to w chwilach małego poboru energii przez odbiorców i prosumentów przyłączonych w danym obwodzie niskiego napięcia oraz wysokiej generacji energii w mikroinstalacjach (taka sytuacja z reguły ma miejsce w dni wolne od pracy). Skala zgłaszanych skarg przez prosumentów do OSD skłoniła autora niniejszej rozprawy do przeprowadzenia badań w zakresie poszukiwania rozwiązań technicznych, których wdrożenie przez prosumentów i operatorów sieciowych przyczyni się do poprawy wskaźników jakości napięcia, zredukuje lub całkowicie wyeliminuje wyłączenia falowników oraz zwiększy zdolność sieci do przyłączania kolejnych mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Autor przeprowadził badania w czterech kategoriach:

- a) badania laboratoryjne falowników fotowoltaicznych,
- b) pomiary wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry dostawy energii elektrycznej w wytypowanych obwodach niskiego napięcia,
- c) pomiary różnych rozwiązań technicznych skutkujących poprawą parametrów jakości dostaw energii elektrycznej w wytypowanych obwodach niskiego napięcia z dużą koncentracją jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych,
- d) badania symulacyjne różnych rozwiązań technicznych skutkujących redukcją wzrostów i asymetrii napięć fazowych przeprowadzone dla modelu obwodu niskiego napięcia.

Badania laboratoryjne zostały przeprowadzone łącznie dla 29 falowników fotowoltaicznych (12 falowników jednofazowych oraz 17 falowników trójfazowych), w ramach których przeprowadzono badania ich pracy w trybach: $Q=f(U)$, $P=f(U)$, OVRT oraz emisji wyższych harmonicznym prądu.

Przeprowadzone badania wykazały, że producenci falowników mają problem z implementacją charakterystyki $Q=f(U)$, tak aby była ona realizowana zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 50549-1:2019-02 [82] w zakresie wymaganej tolerancji (dopuszczalnego zakresu zmian mocy biernej wokół charakterystyki referencyjnej) oraz maksymalnej osiąganego mocy biernej w zależności od poziomu obciążenia falownika mocą czynną (rozdz. 5.3).

Pracę w trybie $P=f(U)$ zbadano dla jednego trójfazowego falownika. Po wprowadzeniu do ustawień falownika charakterystyki odniesienia zauważono, że chwila redukcji mocy czynnej zależy od aktualnego poziomu obciążenia falownika. Im mniejsza wartość mocy czynnej, z którą pracuje falownik, tym później rozpoczyna się redukcja mocy czynnej w trybie $P=f(U)$ (rozdz. 5.4). Wymagania OSD [69] [81] oraz norma PN-EN 50549-1:2019-02 [82] nie narzucają sposobów realizacji tej charakterystyki zatem producenci falowników mają dowolność w jej realizacji. Mając to na względzie, autor zaproponował położenie charakterystyki $P=f(U)$, w zależności od częstości obserwowanych automatycznych wyłączeń mikroinstalacji. Im większa jest obserwowana liczba wyłączeń w ciągu słonecznego dnia, tym redukcja mocy czynnej powinna następować szybciej (rozdz. 4.2.3).

Większość przebadanych falowników nie miała możliwości pracy w trybie OVRT, ale jest to zgodne z postanowieniami normy PN-EN 50549-1:2019-02 [82], która dla modułów wytwarzania energii typu A jedynie zaleca pracę falowników w tym trybie. Przebadany falownik, który posiadał tę funkcjonalność wykazał się poprawną pracą w tym trybie, nie ulegając wyłączeniu po zadaniu serii wzrostów napięcia o amplitudach i czasach trwania wymaganych przez normę PN-EN 50549-1:2019-02 [82] (rozdz. 5.6).

Wykonane badania w zakresie emisji wyższych harmonicznym prądu przez falowniki jedno- oraz trójfazowe wykazały zróżnicowane poziomy zawartości poszczególnych wyższych harmonicznym, niemniej zmierzone wartości nie przekroczyły poziomów zdefiniowanych w raporcie technicznym IEC TR 61000-3-15 [5] (rozdz. 5.7).

Badania wpływu jednofazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej w panelach fotowoltaicznych wynoszącej 2 kW wykazały, że instalacje te mają duży wpływ na wzrosty oraz asymetrię napięć fazowych w analizowanym obwodzie (współczynnik siły korelacji r -Pearson wpływu generacji mocy czynnej na: wartość skuteczną napięcia wyniósł – 0,78, współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 wyniósł – 0,62, współczynnik asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 wyniósł – 0,50). Znacznie mniejszy wpływ tych instalacji stwierdzono na wahania napięcia (współczynnik siły korelacji r -Pearson wpływu generacji mocy czynnej na wskaźnik P_{st} wyniósł – 0,28). Z kolei bardzo mały wpływ (wręcz znikomy) tych instalacji stwierdzono na współczynnik odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_u , dla którego współczynnik siły korelacji r -Pearson wpływu generacji mocy czynnej na współczynnik THD_u wyniósł zaledwie 0,0045 (rozdz. 6.2-6.5).

W ramach przeprowadzonych badań rozwiązań technicznych poprawy parametrów jakości dostawy energii elektrycznej sprawdzono:

- a) aktywację we wszystkich jednofazowych falownikach trybu $\cos\phi=f(P)$,
- b) przyłączenie do obwodu równoległych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, takich jak: równoległy filtr aktywny, symetryzator transformatorowy oraz baterijny magazyn energii,
- c) przyłączenie do obwodu szeregowego regulatora napięcia.

Aktywacja we wszystkich jednofazowych falownikach przyłączonych do analizowanego obwodu niskiego napięcia trybu $\cos\phi=f(P)$ nie wpłynęła na redukcję wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych. Główną przyczyną braku poprawy parametrów napięcia w obwodzie jest nierównomierne przyłączenie mikroinstalacji do poszczególnych faz. Wymuszenie dodatkowej składowej biernej prądu przez falowniki nie zmniejszyło asymetrii prądów w obwodzie, co przełożyło się również na brak redukcji asymetrii oraz wzrostów napięć fazowych (rozdz. 7.4.1.2.1).

Spśród przebadanych równoległych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej najbardziej skutecznym urządzeniem okazał się baterijny magazyn energii z funkcją symetryzacji oraz stabilizacji napięcia, który przyczynił się do znacznej redukcji współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 oraz stabilizacji napięć fazowych w zakresie poza progami aktywacji zabezpieczeń pod- oraz nadnapięciowych falowników fotowoltaicznych. Zastosowany przez producenta algorytm sterowania polegał na wymuszaniu mocy czynnej oraz biernej niezależnie w każdej z faz, wyłącznie na podstawie pomiaru trzech napięć fazowych. Jeśli poziom naładowania baterii znajdował się w dopuszczalnym zakresie (20-90% pojemności znamionowej baterii), to symetryzacja oraz stabilizacja napięcia odbywała się wyłącznie poprzez wymuszanie mocy czynnej. Jeśli poziom naładowania baterii znajdował się poza dopuszczalnym zakresem, to urządzenie wymuszało wyłącznie moc bierną, również niesymetryczną w poszczególnych fazach. Przeprowadzone dodatkowe badania zastosowanego baterijnego magazynu energii wykazały również, że istnieje możliwość znacznego ograniczenia mocy oraz pojemności baterii tak, aby nie dochodziło do zmniejszenia efektywności symetryzacji oraz stabilizacji napięć fazowych. Obserwacja ta może być przedmiotem dalszych badań w zakresie optymalizacji doboru mocy oraz pojemności baterii do konkretnej aplikacji, co nie było objęte zakresem niniejszej pracy (rozdz. 7.4.2.4.5).

Drugim urządzeniem, które zapewniło znaczną redukcję składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 w obwodzie jest symetryzator transformatorowy. Urządzenie to poprzez swoją budowę (układ trzech indukcyjności połączonych w zygzak) cechuje się wysoką skutecznością kompensacji składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu, przez co znacząco zmniejsza prąd w przewodzie neutralnym. Symetryzator transformatorowy jest bardzo dobrym wyborem dla obwodów, do których są przyłączone w sposób nierównomierny odbiorniki oraz źródła jednofazowe. Dodatkową cechą tego urządzenia jest również zmniejszenie impedancji pętli zwarcia oraz redukcja wyższych harmonicznymi prądu tworzących układ składowych symetrycznych kolejności zerowej (rozdz. 7.4.2.4.4).

Spośród przebadanych urządzeń przyłączanych równolegle najgorzej wypadł równoległy filtr aktywny. Urządzenie to co prawda wpłynęło na redukcję składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 i jednocześnie przyczyniło się do znaczącego wzrostu współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia U_2/U_1 oraz współczynnika odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi THD_n. Ponadto należy zauważyć, że skuteczność pracy tego urządzenia silnie zależy od miejsca przyłączenia w obwodzie oraz rodzaju i miejsca pozyskiwania sygnałów sterujących. Niepoprawny wybór miejsca przyłączenia może spowodować, że przez większość czasu urządzenie będzie pozostawało bezczynne ze względu na brak zaburzeń, które mogłoby filtrować (rozdz. 7.4.2.4.2).

Szeregowy regulator napięcia typu LVR, z niezależną regulacją napięcia w fazach wykazał się wysoką skutecznością stabilizacji napięcia (m.in. redukcją wzrostów napięcia) na zadanym przez użytkownika poziomie. Niemniej jednak urządzenie to ma ograniczoną zdolność do redukcji składowej symetrycznej kolejności zerowej U_0/U_1 oraz przeciwnej U_2/U_1 napięcia ze względu na brak oddziaływania na kąty pomiędzy wektorami napięć fazowych. Wadą urządzenia jest również skokowa zmiana napięcia, która wpływa na wzrost krótko (P_{st}) - oraz długookresowego (P_{lt}) wskaźnika migotania światła (rozdz. 7.4.2.4.6).

W ramach przeprowadzonych badań autor opracował model symulacyjny jednego z obwodów niskiego napięcia, w którym były prowadzone badania różnych rozwiązań technicznych poprawiających parametry napięcia. Opracowano również modele jedno- i trójfazowych falowników, z możliwością aktywacji trybów $Q=f(U)$ i $P=f(U)$ oraz modele: równoległego filtra aktywnego, kompensatora DSTATCOM, symetryzatora transformatorowego, szeregowego regulatora napięcia typu LVR oraz dynamicznego regulatora napięcia typu DVR. Urządzenia te były przyłączane do modelu obwodu w tych samych lokalizacjach, w których przeprowadzono badania rzeczywistych urządzeń.

Wyniki symulacji otrzymane dla przypadku aktywacji w jednofazowych falownikach trybu $Q=f(U)$ potwierdziły wyniki wykonanych badań polowych (*in situ*), tj. brak redukcji wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych. Redukcję wzrostów napięcia oraz współczynników asymetrii uzyskano dopiero po aktywacji w jednofazowych falownikach również trybu $P=f(U)$. Wymiana jednofazowych falowników na równoważne (tej samej mocy) trójfazowe urządzenia, bez aktywnych trybów $Q=f(U)$ i $P=f(U)$ nie wyeliminowała wzrostów napięcia, jednakże wpłynęła na znaczne obniżenie współczynników asymetrii napięć fazowych. Dopiero aktywacja w trójfazowych urządzeniach trybów $Q=f(U)$ i $P=f(U)$ spowodowała redukcję wzrostów napięcia (rozdz. 7.4.1.2.2).

Zbieżne wyniki symulacji z wykonanymi pomiarami uzyskano również dla równoległego filtra aktywnego, symetryzatora transformatorowego oraz szeregowego regulatora napięcia typu LVR. Wyniki symulacji uzyskane dla tych urządzeń potwierdzają zatem zalety oraz wady zastosowania każdego z tych urządzeń (rozdz. 7.4.2.4.2, 7.4.2.4.4 oraz 7.4.2.4.6).

Wyniki symulacji uzyskane dla kompensatora DSTATCOM wykazały pozytywny wpływ urządzenia na redukcję wzrostów napięcia. Natomiast kompensator nie przyczynił się do redukcji współczynników asymetrii napięć fazowych w obwodzie. Urządzenie to może zatem pełnić rolę stabilizatora napięcia zasilającego (rozdz. 7.4.2.4.3).

Uzyskane wyniki symulacji dla dynamicznego regulatora napięcia typu DVR pokazały, że urządzenie wpływa na obniżenie współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej napięcia U_0/U_1 (w większym stopniu niż regulator LVR) oraz obniżenie wartości skutecznych napięć w fazie, która charakteryzowała się największymi wzrostami napięcia. W przeciwieństwie do regulatora LVR, regulacja napięcia przez urządzenie DVR odbywa się w sposób płynny (rozdz. 7.4.2.4.7).

Podsumowując wszystkie badania przeprowadzone przez autora niniejszej pracy należy stwierdzić, że poprawa parametrów napięcia, tj. redukcja wzrostów oraz asymetrii napięć fazowych, na które mają wpływ mikroinstalacje fotowoltaiczne (nie tylko przyłączane jednofazowo) w obwodach niskiego napięcia nie jest możliwa poprzez zastosowanie tylko jednego rozwiązania technicznego. Konieczne

jest podjęcie szeregu działań zarówno po stronie prosumenta oraz OSD. Prosument, a w zasadzie instalator powinien zadbać o to, aby instalowana przez niego mikroinstalacja fotowoltaiczna pracowała z aktywnymi i poprawnie skonfigurowanymi trybami: $Q=f(U)$, $P=f(U)$ oraz OVRT (choć jak wykazały przeprowadzone badania nie zawsze aktywacja trybu $Q=f(U)$ może przyczynić się do poprawy parametrów napięcia zasilającego). Należy również zapewnić, aby instalacja wewnętrzna prosumenta spełniała wymagania w zakresie dopuszczalnego spadku napięcia. Z kolei prosument powinien wdrażać rozwiązania, które zwiększają poziom autokonsumpcji energii produkowanej w mikroinstalacji. Po stronie OSD jest wdrażanie rozwiązań zwiększających obserwowalność sieci (instalacja liczników zdalnego odczytu, analizatorów oraz mierników monitorujących podstawowe parametry napięcia, takie jak: wartość skuteczna napięcia, asymetria napięcia, zawartość wyższych harmonicznych w napięciu zasilającym), tak aby operator mógł prowadzić analizę trendów zmian tych parametrów i z wyprzedzeniem podejmować działania zaradcze. Do działań zaradczych poprawiających pracę istniejących mikroinstalacji oraz zwiększających zdolność do przyłączania kolejnych źródeł można zaliczyć:

- a) wdrażanie oraz rozwijanie aktywnych metod regulacji napięcia w sieciach SN (poprzez regulację zaczepek transformatorów WN/SN) oraz nN (poprzez wymianę transformatorów SN/nN na urządzenia z podobciążeniową regulacją zaczepek),
- b) instalację kondycjonerów wybranych parametrów jakości dostawy energii elektrycznej,
- c) instalację magazynów energii pełniących rolę kondycjonerów wybranych parametrów jakości dostawy energii elektrycznej.

Otrzymane w ramach niniejszej pracy wyniki można również wykorzystać do przeprowadzenia dalszych badań w zakresie optymalizacji lokalizacji w obwodzie niskiego napięcia przebadanych kondycjonerów jakości dostawy energii elektrycznej, biorąc pod uwagę kryteria, takie jak np. minimalizacja współczynników asymetrii napięcia oraz minimalizacja wzrostów napięcia w całym obwodzie.

Bibliografia

- [1] Strona internetowa wydarzenia Piknik OZE 2021, [Online]. Link: <https://www.er.agh.edu.pl/piknik-oze/>. [Data uzyskania dostępu: 30 wrzesień 2023].
- [2] Strona internetowa programu Mój Prąd. Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych, [Online]. Link: <https://mojprad.gov.pl>. [Data uzyskania dostępu: 25 luty 2024].
- [3] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. 2016 poz. 925 , Warszawa, 2016.
- [4] Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. 2019 poz. 1524 , Warszawa, 2019.
- [5] IEC TR 61000-3-15:2011 Electromagnetic Compability (EMC) - Part 3-15:Limits Assessment of Low Frequency Electromagnetic Immunity and Emission Requirements for Dispersed Generation System in LV Networks, IEC, Switzerland, 2011.
- [6] Strona internetowa firmy SONEL S.A. Karta katalogowa analizatorów jakości zasilania PQM-702/PQM-703, [Online]. Link: <https://www.sonel.pl/pl/produkt/analizator-jakosci-zasilania-sonel-pqm-702/>. [Data uzyskania dostępu: 25 czerwiec 2024].
- [7] Strona internetowa firmy ASTAT Sp. z o.o. Karta katalogowa przenośnego analizatora parametrów jakości energii PQ-Box 200, [Online]. Link: <https://astat.pl/produkty/przenosne-analizatory-jakosci-energii-elektrycznej-aeb-101-7200-0000/>. [Data uzyskania dostępu: 25 czerwiec 2024].
- [8] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. 2023 poz. 819, Warszawa, 2023.
- [9] Strona internetowa portalu Nauka o Klimacie dla Sceptycznych. Stężenia CO₂, CH₄ i N₂O w ostatnich 800 000 latach, [Online]. Link: <https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/zmiany-stezen-co2-ch4-i-n2o-w-ostatnich-800-000-lat-antropocen-na-sterydach-227>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [10] Theme Report on Energy Transition. Towards the Achievement of SDG 7 and Net-Zero Emissions, United Nations, 2021.
- [11] Strona internetowa portalu informacyjnego Rady Unii Europejskiej. Paryskie porozumienie klimatyczne, [Online]. Link: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/climate-change/paris-agreement/>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [12] Strona internetowa Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu. Paryskie porozumienie klimatyczne, [Online]. Link: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [13] Strona internetowa portalu Nauka o Klimacie dla Sceptycznych. Znaczenie szczytów klimatycznych, [Online]. Link: <https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/szczyt-klimatyczny-cop26-co-jest-grane>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].

- [14] Strona internetowa Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu. What is the Kyoto Protocol?, [Online]. Link: https://unfccc.int/kyoto_protocol. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [15] Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector, International Energy Agency (IEA), 2021.
- [16] Strona internetowa Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA). Renewables 2022. Renewable electricity, [Online]. Link: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022/renewable-electricity>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [17] Poprawka Dauhańska do Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonego w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r., sporządzona w Ad-Dausze dnia 8 grudnia 2012 r., Dz. U. 2021 poz. 947, Warszawa, 2021.
- [18] The European Climate Change Programme. EU Actions Against Climate Change, European Commission, 2006.
- [19] Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej. Pakiet Klimatyczno-Energetyczny do 2020 roku, [Online]. Link: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/2020-climate-and-energy-package.html>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [20] Strona internetowa Unii Europejskiej. Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, [Online]. Link: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-targets_pl. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [21] Strona internetowa Unii Europejskiej. Europejski Zielony Ład, [Online]. Link: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [22] Strona internetowa Unii Europejskiej. Pakiet Fit for 55, [Online]. Link: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [23] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie), Unia Europejska, Bruksela, 2021.
- [24] Strona internetowa Unii Europejskiej. Plan REPowerEU, [Online]. Link: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en?prefLang=pl&ettrans=pl. [Data uzyskania dostępu: 07 lipiec 2024].
- [25] Strona internetowa Eurostat. Udział Odnawialnych Źródeł Energii w poszczególnych krajach Unii Europejskiej, [Online]. Link: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_dashboard/endash.html?geo=E_U27_2020&year=2020&language=EN&detail=1&nrg_bal=&unit=MTOE&chart=chart_one,chart_two,chart_tree,chart_four,chart_five,chart_eight&modal=0. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [26] Strona internetowa Eurostat. Infografika przedstawiająca udziały Odnawialnych Źródeł Energii w Unii Europejskiej oraz poszczególnych jej państwach w 2020 roku, [Online]. Link: <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics->

explained/index.php?title=File:Renewable_energy_2020_infographic_18-01-2022.jpg&oldid=552038. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].

- [27] Strona internetowa Solar Power Europe. EU Market Outlook for Solar Power 2023-2027, [Online]. Link: <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/eu-market-outlook-for-solar-power-2023-2027/detail>. [Data uzyskania dostępu: 07 lipiec 2024].
- [28] Strona internetowa Eurostat. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej, [Online]. Link: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_balances/enbal.html?geo=EU27_2020&unit=KTOE&language=EN&year=2020&fuel=fuelMainFuel&siec=TOTAL&details=0&chartOptions=0&stacking=normal&chartBal=&chart=&full=0&chartBalText=&order=DESC&siecs=&dataset=n. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [29] Strona internetowa Wspólnego Centrum Badawczego Komisji Unii Europejskiej. Scenariusze miksu energetycznego krajów Unii Europejskiej w 2030 roku, [Online]. Link: <https://visitors-centre.jrc.ec.europa.eu/en/media/tools/energy-scenarios-explore-future-european-energy>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [30] Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 2009.
- [31] Strategia Rozwoju Kraju 2020, Ministerstwo Rozwoju Regionalnego, Warszawa, 2012.
- [32] Polska 2030 Trzecia fala innowacyjności. Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju, Ministerstwo Administracji i Cyfryzacji, Warszawa, 2013.
- [33] Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.), Rada Ministrów, Warszawa, 2017.
- [34] Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, 2019.
- [35] Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, 2021.
- [36] Rynek fotowoltaiki w Polsce, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, XII Edycja, czerwiec 2024.
- [37] Strona internetowa Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE). Mikroinstalacje fotowoltaiczne w Polsce, [Online]. Link: <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce>. [Data uzyskania dostępu: 04 kwiecień 2022].
- [38] Strona internetowa Serwisu Rzeczypospolitej Polskiej. Mój Prąd 1.0 już działa! Pierwszy nabór wniosków rozpoczął się 30 sierpnia, [Online]. Link: <https://www.gov.pl/web/nfosisgw/moj-prad-juz-dziala-pierwszy-nabor-wnioskow-rozpoznal-sie-30-sierpnia>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [39] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. 2016 poz. 925, Warszawa, 2016.
- [40] Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. 2019 poz. 1524, Warszawa, 2019.

- [41] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz. U. 2015 poz. 478, Warszawa, 2021.
- [42] Strona internetowa Serwisu Rzeczypospolitej Polskiej. Nowy system rozliczania prosumentów od 1 kwietnia 2022 roku, [Online]. Link: <https://www.gov.pl/web/klimat/nowy-system-rozliczania-tzw-net-billing---od-1-kwietnia-2022-r-dla-nowych-prosumentow>. [Data uzyskania dostępu: 4 kwiecień 2022].
- [43] Nowe zasady rozliczeń prosumentów od 2022 roku, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, 2021.
- [44] Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, Unia Europejska, Bruksela, 2019.
- [45] Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Unia Europejska, Bruksela, 2018.
- [46] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, Unia Europejska, Bruksela, 2016.
- [47] M. Sarniak, Podręcznik instalatora systemów fotowoltaicznych, Grupa Medium, 2022.
- [48] E. Franklin, Types of Solar Photovoltaic Systems, The University of Arizona, College of Agriculture and Life Science, Tucson, 2017.
- [49] Strona internetowa firmy SOLGRO Polska. Instalacja hybrydowa - co łączy w sobie oraz jakie niesie korzyści, [Online]. Link: <https://solgro.pl/instalacja-hybrydowa-co-laczy-w-sobie-i-jakie-niesie-korzysci/>. [Data uzyskania dostępu: 15 kwiecień 2022].
- [50] Strona internetowa firmy Columbus energy S.A. Instalacja fotowoltaiczna na trackerach - cena vs efektywność. Czy warto inwestować?, [Online]. Link: <https://columbusenergy.pl/blog/instalacja-fotowoltaiczna-na-trackerach-cena-vs-efektywnosc-czy-warto-inwestowac/>. [Data uzyskania dostępu: 16 kwiecień 2022].
- [51] Strona internetowa Enerad.pl. Fotowoltaika na trackerach - kiedy warto w nią zainwestować?, [Online]. Link: <https://enerad.pl/aktualnosci/fotowoltaika-na-trackerach/>. [Data uzyskania dostępu: 16 kwiecień 2022].
- [52] B. Chwieduk, Ogniwa fotowoltaiczne - budowa, działanie, rodzaje, Polska Energetyka Słoneczna, pp. 15-20, 2015.
- [53] E. Klugmann-Radziemska, Technologiczny postęp w fotowoltaice, Czysta Energia, pp. 40-42, maj 2014.
- [54] Strona internetowa Kern Solar Structures. What are the different types of PV modules?, [Online]. Link: <https://solar.kernsteel.com/what-are-the-different-types-of-pv-modules/>. [Data uzyskania dostępu: 16 kwiecień 2022].
- [55] Strona internetowa Synteza Odnawialne Źródła Energii. Panele amorficzne, czym są i czy warto?, [Online]. Link: <https://syntezaoze.pl/blog/panele-amorficzne-czym-sa-i-czy-warto/>. [Data uzyskania dostępu: 16 kwiecień 2022].

- [56] Specyfikacja techniczna panelu typu LR4-72HPH 425-455M, Longi Solar, 2020.
- [57] Z. Hanzelka i K. Piątek, Instalacje fotowoltaiczne w systemie elektroenergetycznym, Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN S.A., 2024, pp. 155-203.
- [58] F. Raziya, M. Afnaz, S. Jesudason, I. Ranaweera i H. Walpita, MPPT Technique Based on Perturb and Observe Method for PV Systems Under Partial Shading Conditions, Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon), Moratuwa, Sri Lanka, 2019.
- [59] K. Harini i S. Syama, Simulation and Analysis of Incremental Conductance and Perturb and Observe MPPT with DC-DC Converter Topology for PV Array, IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT), Coimbatore, India, 2015.
- [60] D. Menniti, A. Burgio, N. Sorrentino, A. Pinnarelli i G. Brusco, An Incremental Conductance Method with Variable Step Size for MPPT: Design and Implementation, 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Łódź, Poland, 2009.
- [61] J. Khanam i S. Foo, Neural Networks Technique for Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Array, SoutheastCon, St. Petersburg, USA, 2018.
- [62] R. Hijazi i N. Karami, Neural Network Assisted Variable-Step-Size P&O for Fast Maximum Power Point Tracking, 32nd International Conference on Microelectronics (ICM), Aqaba, Jordan, 2020.
- [63] T. Yetayew i T. Jyothsna, Fuzzy Logic Control of MPPT for Photovoltaic Power System, 9th International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery, 9th International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery, Chongqing, China, 2012.
- [64] T. Yetayew i T. Jyothsna, Evaluation of Fuzzy Logic Based Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Power System, IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC), Bhubaneswar, India, 2015.
- [65] Strona internetowa firmy Green Ride Solar. What are the different type of solar inverters?, [Online]. Link: <https://greenridgesolar.com/2020/11/types-of-solar-inverters/>. [Data uzyskania dostępu: 17 kwiecień 2022].
- [66] Strona internetowa sklepu Solaris. Power optimizers: everything you need to know, [Online]. Link: <https://www.solaris-shop.com/blog/power-optimizers-everything-you-need-to-know/>. [Data uzyskania dostępu: 17 kwiecień 2022].
- [67] Strona internetowa sklepu Unbound Solar. String inverters vs. Micro-Inverters vs. Optimizers: Which is best?, [Online]. Link: <https://unboundsolar.com/blog/micro-inverters-vs-string-inverters>. [Data uzyskania dostępu: 17 kwiecień 2022].
- [68] G. Vazquez, P. Martinez i J. Sosa, High Efficiency Single-Phase Transformer-less Inverter for Photovoltaic Applications, Ingenieria Investigacion y Tecnologia, No. 2, 2015.
- [69] Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji, Tauron Dystrybucja S.A., Kraków, 2019.
- [70] Specyfikacja techniczna falowników PV Fronius serii SYMO, Fronius Polska Sp. z o.o., Gliwice, 2021.

- [71] S. Kouro, J. Leon, D. Vinnikov i L. Franquelo, Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology, IEEE Industrial Electronics Magazine, 2015.
- [72] S. Piróg, Energoelektronika – Układy o komutacji sieciowej i o komutacji twardej, Wydawnictwo AGH, Kraków, 2006.
- [73] M. Jayaraman, Passive Filter Topologies for Grid Connected and Standalone PV Systems: A Survey, SPAST Abstracts, 2021. [Online]. Link: <https://spast.org/techrep/article/view/1436>. [Data uzyskania dostępu: 3 maj 2022].
- [74] Strona internetowa firmy EG System Engineering. Transformatory dla farm fotowoltaicznych, [Online]. Link: <https://www.egsystem.pl/oferta/transformatory>. [Data uzyskania dostępu: 3 maj 2022].
- [75] Strona internetowa firmy ALTRAFO POLSKA. Transformatory do fotowoltaiki, [Online]. Link: <https://www.altrafopolska.pl/oferta/transformatory-zywiczne/transformatory-do-fotowoltaiki/>. [Data uzyskania dostępu: 3 maj 2022].
- [76] S. Sokhey i S. Kalange, Inverter Transformers for Photovoltaic (PV) Power Plants: Generic Guidelines, Sterling & Wilson, 2021.
- [77] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/30/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do kompatybilności elektromagnetycznej (wersja przekształcona), Unia Europejska, Bruksela, 2014.
- [78] Komunikat Komisji w ramach wdrażania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/30/UE w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do kompatybilności elektromagnetycznej, Unia Europejska, Bruksela, 2018.
- [79] Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG), Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Konstancin-Jeziorna, 2018.
- [80] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 listopada 2021 r. w sprawie wymagań technicznych, warunków przyłączania oraz współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym, Dz. U. 2021 poz. 2343, Warszawa, 2021.
- [81] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (tekst jednolity obowiązujący od dnia 01.01.2022 r.), Tauron Dystrybucja S.A., Kraków, 2022.
- [82] PN-EN 50549-1:2019-02 Wymagania dla instalacji wytwórczych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych, Część 1: Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej nN, Instalacje wytwórcze aż do typu B włącznie, Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa, 2019.
- [83] PN-EN 50549-2:2019-04 Wymagania dla instalacji wytwórczych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych, Część 2: Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej SN, Instalacje wytwórcze aż do typu B włącznie, Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa, 2019.

- [84] D. Murillo-Yacer, J. Alarcon-Alarcon, M. Rivera, C. Restrepo, J. Munoz, C. Baier i P. Wheeler, A Review of Control Techniques in Photovoltaic Systems, *Sustainability*, vol. 12 (24), 2020.
- [85] M. Carvalho, R. Medeiros, I. Bessa, F. Junior, K. Lucas i D. Vaca, Comparison of the PLL Control Techniques Applied in Photovoltaic System, In *Proceedings of the 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, Santos, Brazil, 2019.
- [86] K. Rafał, S. Bielecki i T. Skoczkowski, Dynamiczna regulacja napięcia w sieci rozdzielczej, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 92, Nr 5/2016, 2016.
- [87] Z. Batool, S. Biricik, H. Komurcugil, T. Ngo i T. Vu, Photovoltaic Supplied T-Type Three-Phase Inverter with Harmonic Current Compensation Capability, In *Proceedings of the 2019 2nd International Conference on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, Singapore, 2019.
- [88] Y. El Kadi, Y. Lakhal i F. Baghli, Compensation of The Harmonic Pollution by Photovoltaic Systems Under Variable Solar Radiation, In *Proceedings of the 2019 International Conference of Computer Science and Renewable Energies (ICCSRE)*, Agadir, Morocco, 2019.
- [89] T. Zhao, X. Zhang, W. Mao, M. Wang, F. Wang, X. Wang i J. Xu, Harmonic Compensation Strategy for Extending the Operating Range of Cascaded H-Bridge PV Inverter, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2019.
- [90] A. De Oliveira, L. Xavier, J. Callegari, A. Cupertino, V. Mendes i H. Pereira, Partial Harmonic Current Compensation Applied To Multiple Photovoltaic Inverters In a Radial Distribution Line, In *Proceedings of the 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, Santos, Brazil, 2019.
- [91] M. Rajeev i S. Divya, Harmonic Compensation by Transformer-less Grid-tied PV Inverter Using Conservative Power Theory, In *Proceedings of the 2019 IEEE 5th International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, Bombay, India, 2019.
- [92] A. Smadi, H. Lei i B. Johnson, Distribution System Harmonic Mitigation Using a PV System with Hybrid Active Filter Features, In *Proceedings of the 2019 North American Power Symposium (NAPS)*, Wichita, Kansas, 2019.
- [93] Zbiór nastaw i kryteriów zabezpieczeniowych oraz parametrów konfiguracyjnych charakterystyk regulacyjnych dla MWE typu A i B, "Bank Nastaw dla Polski" - projekt 2024, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Warszawa, 2024.
- [94] K. Chmielowiec, Ł. Topolski, A. Piszczek i Z. Hanzelka, Charakterystyka inwerterów fotowoltaicznych w świetle zapisów kodeksu sieciowego oraz wymagań polskich operatorów systemów dystrybucyjnych, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 97, Nr 4/2021.
- [95] K. Chmielowiec, Ł. Topolski, A. Piszczek i Z. Hanzelka, Photovoltaic Inverter Profiles in Relation to the European Network Code NC RfG and the Requirements of Polish Distribution System Operators, *Energies* 2021, 14, 1486.
- [96] K. Chmielowiec, Ł. Topolski, A. Piszczek, T. Rodziewicz i Z. Hanzelka, Study on Energy Efficiency and Harmonic Emission of Photovoltaic Inverters, *Energies* 2022, 15, 2857.

- [97] Piknik Odnawialnych Źródeł Energii. Badania porównawcze falowników fotowoltaicznych dla instalacji prosumenckich, [Online]. Link: <https://www.tauron-dystrybucja.pl/piknik-oze>. [Data uzyskania dostępu: 02 październik 2023].
- [98] N. Karthikeyan, B. Pokhrel, J. Pillai i B. Bak-Jensen, Coordinated Voltage Control of Distributed PV Inverters for Voltage Regulation in Low Voltage Distribution Networks, 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Torino, Italy, 2017.
- [99] W. Moondee i W. Srirattanawichaikul, Study of Coordinated Reactive Power Control for Distribution Grid Voltage Regulation with Photovoltaic Systems, 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 2019.
- [100] E. Paál i Z. Tatai, Grid Connected Inverters Influence on Power Quality of Smart Grid, Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference EPE-PEMC 2010, Ohrid, Macedonia, 2010.
- [101] G. Panda, S. Jena i P. Rangababu, A Low Voltage Ride Through Scheme for Three Phase Grid Connected PV Inverter with an Adaptive Window Based On MAF-PLL, 2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE), Jaipur, India, 2018.
- [102] E. Buraimoh i I. Davidson, Overview of Fault Ride-Through Requirements for Photovoltaic Grid Integration, Design and Grid Code Compliance, 2020 9th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA), Glasgow, United Kingdom, 2020.
- [103] M. Karimi, F. M. Q. Hong, H. Laaksonen i K. Kauhaniemi, An Islanding Detection Technique for Inverter-Based Distributed Generation In Microgrids, *Energies*, 14, 2021.
- [104] P. Mastny, M. Vojtek, J. Moravek, M. Vrana i J. Klusacek, Validation of PV Inverters Frequency Response Using Laboratory Test Platform, 2020 21st International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Prague, Czech Republic, 2020.
- [105] Strona internetowa producenta ITECH, Your Power Testing Solution, [Online]. Link: <https://www.itechate.com/en/product/dc-power-supply/IT6000B.html>. [Data uzyskania dostępu: 02 październik 2023].
- [106] Strona internetowa oprogramowania SAS1000 Solar Array Simulation Software, [Online]. Link: https://www.itechate.com/en/product/options-accessories/pv-solar-simulator.html?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwoPOwBhAeEiwAJuXRhwzCJZUh4sHCro5bB2Wpe8rRP0l2VY_30t_OeIyHsadN2fZrNlytRoCme0QAvD_BwE. [Data uzyskania dostępu: 02 październik 2023].
- [107] Strona internetowa producenta YOKOGAWA. WT5000 Precision Power Analyzer, [Online]. Link: <https://tmi.yokogawa.com/solutions/products/power-analyzers/wt5000/>. [Data uzyskania dostępu: 02 październik 2023].
- [108] Strona internetowa producenta Chroma. Regenerative Grid Simulators 9kVA-15kVA, [Online]. Link: <https://www.chromausa.com/product/regenerative-grid-simulators-9kva-15kva/>. [Data uzyskania dostępu: 02 październik 2023].
- [109] Strona internetowa portalu Gram w Zielone. Farma PV o mocy 200 kWp z największym w Polsce magazynem energii, [Online]. Link:

<https://www.gramwzielone.pl/energiasloneczna/19119/>. [Data uzyskania dostępu: 11 lipiec 2022].

- [110] Strona internetowa Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Informacje o programie „Wspieranie rozproszonych, odnawialnych źródeł energii Część 2) Prosument - linia dofinansowania z przeznaczeniem na zakup i montaż mikroinstalacji, [Online]. Link: <https://archiwum.nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/informacje-o-programie/>. [Data uzyskania dostępu: 11 lipiec 2022].
- [111] Strona internetowa gminy Ochotnica Dolna. Budowa mikroinstalacji fotowoltaicznych do grzania wody, [Online]. Link: <https://www.ochotnica.pl/budowa-mikroinstalacji-fotowoltaicznych-do-grzania-wody/>. [Data uzyskania dostępu: 11 lipiec 2022].
- [112] K. Trojak i M. Majewski, Budowa mikroinstalacji fotowoltaicznych do grzania wody (z możliwością oddawania nadwyżek wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci) dla domów jednorodzinnych, Elektro-Progress Krzysztof Trojak, Tarnów, 2016.
- [113] K. Ligęza i A. Ziemianek, Pozostałości po dawnych siłowniach wodnych na tle zmian morfologii potoku Ochotnica, Zeszyty Naukowe - Inżynieria Lądowa i Wodna w Kształtowaniu Środowiska, nr 12, 2015.
- [114] E. Mulenga, M. Bollen i N. Etherden, Overvoltage due to single and three-phase connected PV, 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid, 2019.
- [115] D. Schwanz, F. Moller, S. Ronnberg, J. Meyer i M. Bollen, Stochastic Assessment of Voltage Unbalance Due to Single-Connected Solar Power, IEEE Transaction on Power Delivery, 32, pp. 852-861, 2016.
- [116] Power Quality Aspects of Solar Power, Working groups C4/C6.29, CIGRE PUBLICATION, 2016.
- [117] Z. Hanzelka, Jakość Dostawy Energii Elektrycznej, Zaburzenia Wartości Skutecznej Napięcia, Wydawnictwa AGH, Kraków, 2013.
- [118] DIN VDE 0100-520 VDE 0100-520:2013-06 Low-voltage electrical installations. Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems, 2013.
- [119] Norma SEP N SEP-E-002. Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych. Podstawy planowania, Stowarzyszenie Elektryków Polskich, 2009.
- [120] PN-HD 60364-5-52:2011, Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa, 2011.
- [121] A. Barbato i A. Capone, Optimization Models and Methods for Demand-Side Management of Residential Users: A survey, Energies, 7(9), 5787-5824, 2014.
- [122] E. Yao, P. Samadi, V. Wong i R. Schober, Residential Demand Side Management Under High Penetration of Rooftop Photovoltaic Units, IEEE Transactions on Smart Grid, 7, 2016.
- [123] S. Steffel i e. al., Integrating Solar Generation on the Electric Distribution Grid, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 2, 2012.

- [124] Y. Iwafune, T. Ikegami, J. Fonseca, T. Oozeki i K. Ogimoto, Cooperative Home Energy Management Using Batteries for a Photovoltaic System Considering the Diversity of Households, *Energy Conversion and Management*, 96, 2015.
- [125] Materiał informacyjny firmy Fronius. Funkcje zarządzania zużyciem produkowanej energii w falownikach Fronius, Fronius, Gliwice, 2021.
- [126] Koncesja nr DE/19/2698/U/1/98/JK na dystrybucję energii elektrycznej na okres od dnia 16 listopada 1998 roku do dnia 31 grudnia 2025 roku dla Tauron Dystrybucja S.A., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 2018.
- [127] Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych stanowiących własność Tauron Dystrybucja S.A., Tauron Dystrybucja S.A., Kraków, 2014.
- [128] Strona internetowa Urzędu Regulacji Energetyki, Rynek energii elektrycznej: historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych, [Online]. Link: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10630,Rynek-energii-elektrycznej-histeryczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-opera.html> . [Data uzyskania dostępu: 08 grudzień 2022].
- [129] M. Matusiewicz, A. Babś i Ł. Kajda, Nowe Rozwiązania Autonomicznych Stacji Transformatorowych SN/nN – Projekt EUniversal, Konferencja Linie i Stacje Elektroenergetyczne, Wisła, 2021.
- [130] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 (z późniejszymi zmianami), Warszawa, 1997.
- [131] C. Phan-Tan i M. Hill, Decentralized Optimal Control for Photovoltaic Systems Using Prediction in the Distribution Systems, *Energies*, 14(13), 3973, 2021.
- [132] Optimal Voltage Control in Distribution Systems Using PV Generators, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 33, pp. 485–492, 2011.
- [133] B. Craciun, D. Sera, E. Man, T. Kerekes i e. al., Improved Voltage Regulation Strategies by PV Inverters in LV Rural Networks, In *Proceedings of the 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Aalborg, Denmark, Aalborg, Denmark, 2012.
- [134] J. Hou, Y. Xu, J. Liu, L. Xin i W. Wei, A Multi-Objective Volt-Var Control Strategy for Distribution Networks with High PV Penetration, In *Proceedings of the 10th International Conference on Advances in Power System Control, Operation Management (APSCOM 2015)*, Hong Kong, China, 2015.
- [135] X. Su, M. Masoum i P. Wolfs, Optimal PV Inverter Reactive Power Control and Real Power Curtailment to Improve Performance of Unbalanced Four-Wire LV Distribution Networks, *IEEE Transaction on Sustainable Energy*, 5,, 2014.
- [136] S. Guggilam, E. Dall’Anese, Y. Chen i S. Dhople, Scalable Optimization Methods for Distribution Networks with High PV Integration, *IEEE Transaction on Smart Grid*, 7, 2016.

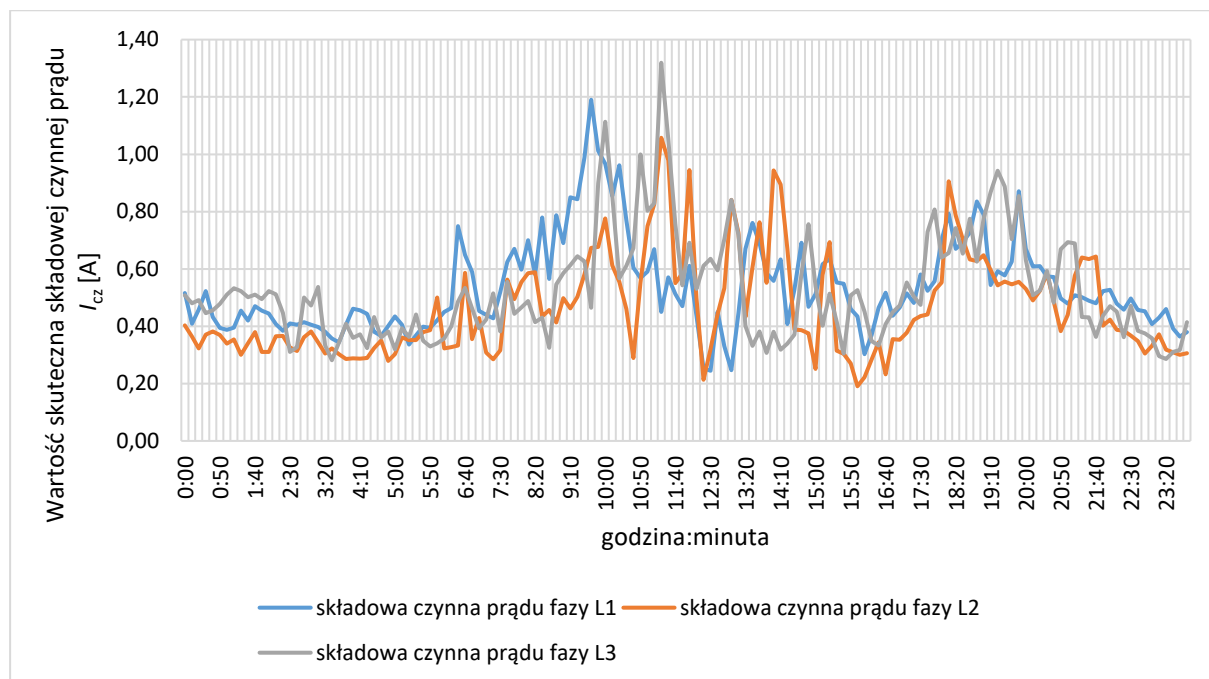
- [137] Strona internetowa PGE Dystrybucja S.A. Aktywny Prosument – pilotażowy projekt PGE Dystrybucja, [Online]. Link: <https://pgedystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/aktywny-prosument-pilotazowy-projekt-pge-dystrybucja>. [Data uzyskania dostępu: 14 grudzień 2022].
- [138] Projekt Zarządzanie pracą sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia z uwzględnieniem aktywnej roli prosumenta, [Online]. Link: <https://weii.pollub.pl/projekty-weii/projekt-zarzadzanie-praca-sieci-dystrybucyjnej-niskiego-napięcia-z-uwzględnieniem-aktywnej-roli-prosumenta>. [Data uzyskania dostępu: 14 grudzień 2022].
- [139] Strona internetowa Energa Operator S.A. Energa Operator rozpoczyna współpracę z mieszkańcami Mławy w ramach projektów EUniversal oraz OneNet, [Online]. Link: <https://energa-operator.pl/aktualnosci/733773/energa-operator-rozpoczyna-wspolprace-z-mieszkancami-mlawy-w-ramach-projektow-euniversal-oraz-onenet>. [Data uzyskania dostępu: 14 grudzień 2022].
- [140] R. Keshawal, S. Patel, S. Pandya i D. Suthar, Comparative Analysis of 3-Phase 3-Wire Shunt Active Power Filters Using Various Control Strategies, 2018 IEEMA Engineer Infinite Conference (eTechNxT), New Delhi, 2018.
- [141] Strona internetowa firmy ASTAT Sp. z o.o. FN3541 - Moduł filtra aktywnego 60 A + moduł przekładnika prądowego, wersja 4-przewodowa, [Online]. Link: <https://astat.pl/produkty/filtry-aktywne-wyzszych-harmonicznych-s-817646-00000000/>. [Data uzyskania dostępu: 18 grudzień 2022].
- [142] G. LI, Y. Wang, Y. Yao i B. Wang, Study on Three-Phase Four-Wire Wiring D-STATCOM Control Mode Based on Instantaneous Symmetrical Components Method, 2012 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2012), Shanghai, 2012.
- [143] S. Beharrysingh, Doctoral thesis: Phase Unbalance on Low-Voltage Electricity Networks and Its Mitigation Using Static Balancer, Loughborough University, 2014.
- [144] Strona internetowa firmy Ensto Pol Sp. z o.o. Ensto Phase Balancer - transformator symetryzujący obciążenie w sieci niskiego napięcia, [Online]. Link: <https://www.ensto.com/pl/dystrybucja-energii/phase-balancer/>. [Data uzyskania dostępu: 18 grudzień 2022].
- [145] Strona internetowa firmy ZPUE S.A. Magazyny energii, [Online]. Link: <https://zpue.pl/magazyny-energii>. [Data uzyskania dostępu: 21 grudzień 2022].
- [146] M. Alam, K. Muttaqi i S. D., Distributed Energy Storage for Mitigation of Voltage-Rise Impact Caused by Rooftop Solar PV, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, 2012.
- [147] B. Li, T. Cheng, Y. Li, M. A. S. Hassan, R. Xu i C. T., Distributed Control of Energy-Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Network with High PV Penetration, 2018 UKACC 12th International Conference on Control (CONTROL), Sheffield, 2018., Sheffield, 2018.
- [148] X. Liu, A. Aichorn, L. Liu i H. Li, Coordinated Control of Distribution Energy Storage System with Tap Changer Transformer for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration, IEEE Transactions On Smart Grid, vol. 3, NO. 2, 2012.

- [149] Dokumentacja techniczno-ruchowa magazynu energii o pojemności użytkowej 100 kWh dla celów przeprowadzenia pilotażu w gminie Ochotnica Dolna, APATOR, 2022.
- [150] A. Firlit, K. Piątek, Z. Hanzelka, K. Szaniawski, S. Piasecki i Ł. Topolski, Analiza pracy sieci zasilającej OSD po uruchomieniu magazynu energii elektrycznej firmy APATOR w Ochotnicy Dolnej, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza - Zespół Jakości Energii Elektrycznej, APATOR S.A., Tauron Dystrybucja S.A., Kraków, 2023.
- [151] Strona internetowa firmy ASTAT Sp. z o.o. Karta katalogowa systemu regulacji niskiego napięcia LVRsys, [Online]. Link: <https://astat.pl/produkty/system-regulacji-napiecia-sieci-nn-lvr-sys-a-eberle-lvr-sys/>. [Data uzyskania dostępu: 23 grudzień 2022].
- [152] Strona internetowa portalu Gram w Zielone. Prawie 60 proc. energii w Niemczech pochodziło z OZE, [Online]. Link: <https://www.gramwzielone.pl/trendy/20176969/prawie-60-proc-energii-w-niemczech-pochodzilo-z-oze>. [Data uzyskania dostępu: 07 lipiec 2024].
- [153] Strona internetowa portalu Connaissance des energies. L'électricité en France en 2023: production, consommation, prix, [Online]. Link: <https://www.connaissancedesenergies.org/lelectricite-en-france-en-2023-production-consommation-prix-240506>. [Data uzyskania dostępu: 07 lipiec 2024].
- [154] Strona internetowa Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Raport 2023 KSE, [Online]. Link: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023#r6_2. [Data uzyskania dostępu: 07 lipiec 2024].

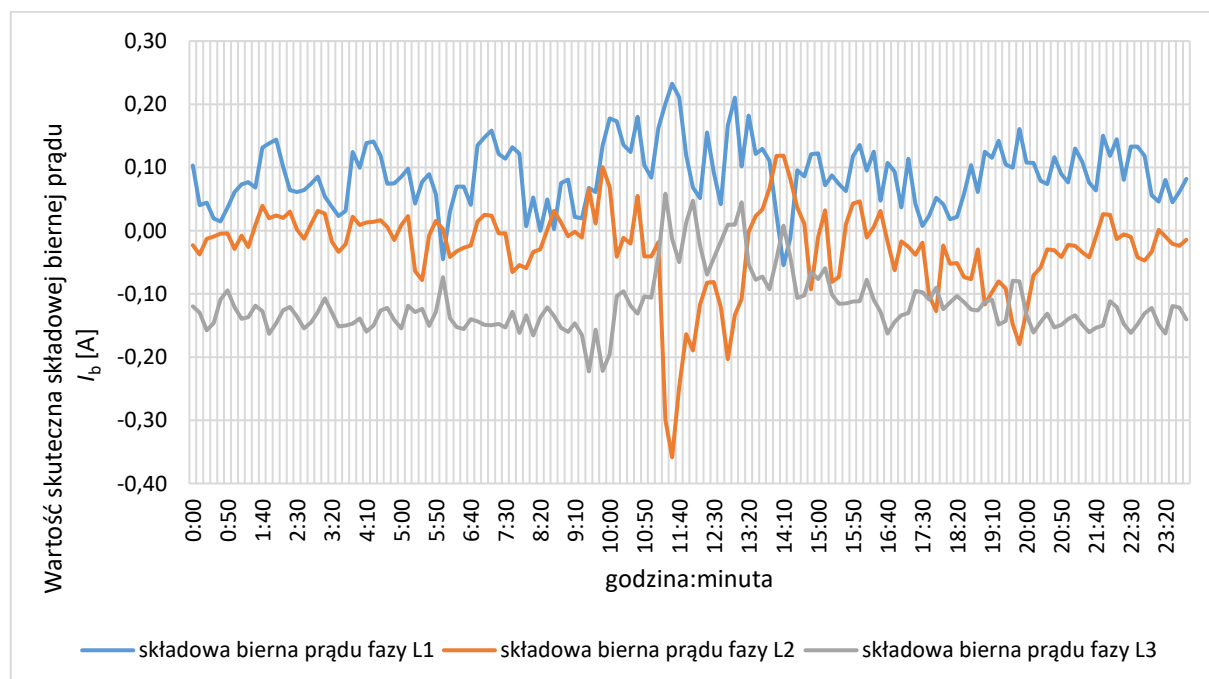
Załącznik A

A.1. Dobowe 10-minutowe profile składowych czynnych oraz biernych prądów odbiorników

Na rysunku A1 przedstawiono 10-minutowe profile składowych czynnych oraz biernych prądu każdej fazy zaimplementowane w modelach odbiorników i prosumentów (łącznie dla 40 odbiorców).



(a)

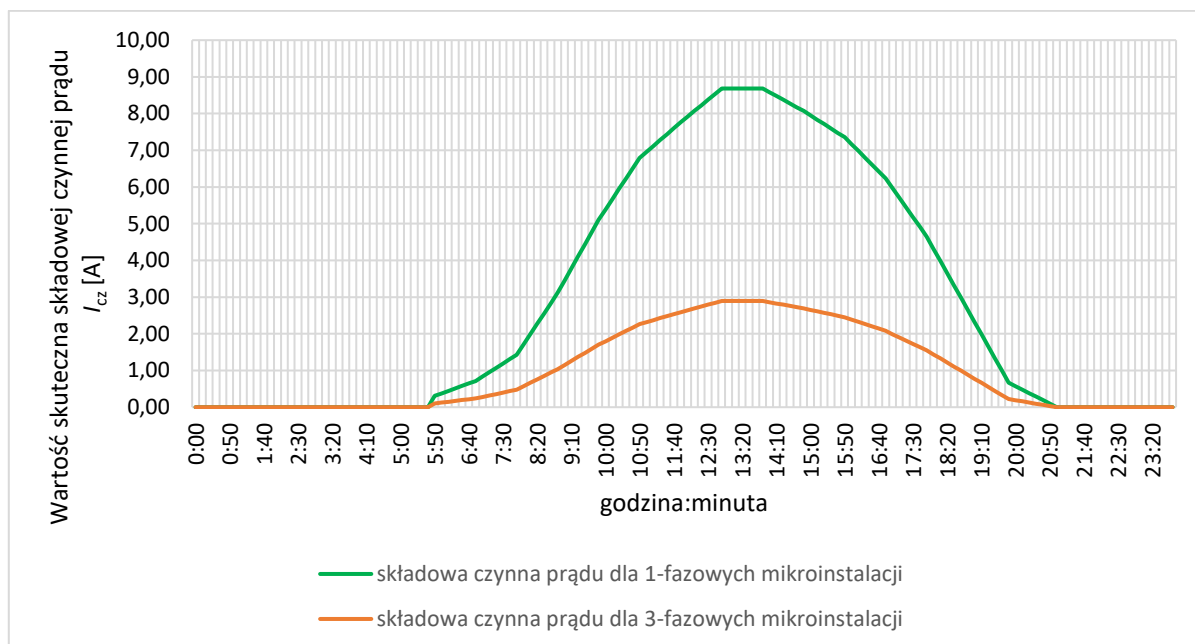


(b)

A1. Zaimplementowane w modelach odbiorników i prosumentów 10-minutowe profile składowych czynnych oraz biernych prądów fazowych

A.2. Dobowe 10-minutowe profile składowych czynnych prądu jedno- oraz trójfazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych

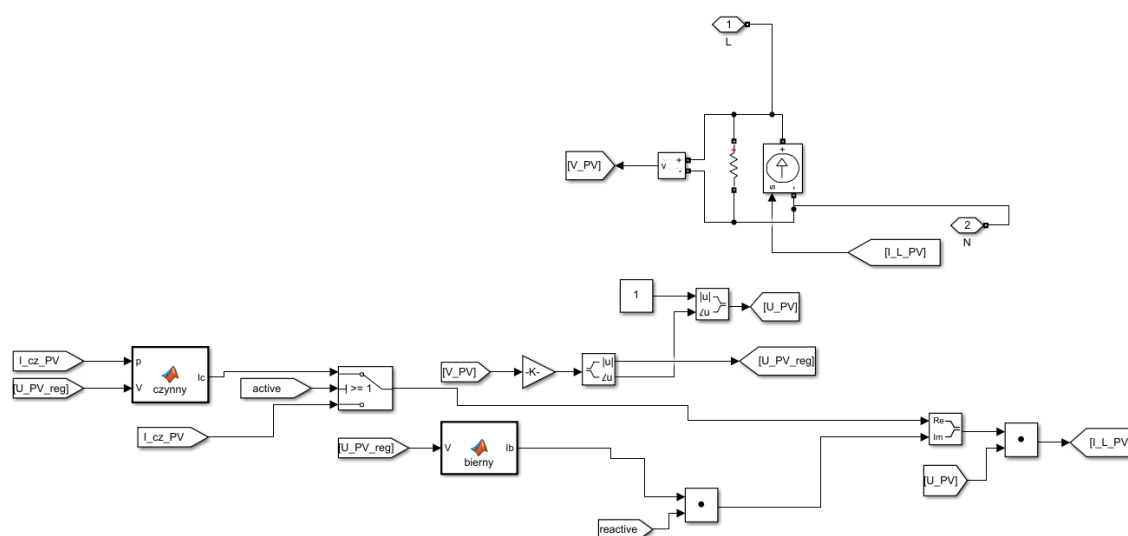
Na rysunku A2 przedstawiono 10-minutowe profile składowych czynnych prądu zaimplementowane w modelach jedno- oraz trójfazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych (łącznie dla 18 mikroinstalacji).



A2. Zaimplementowany w modelach jedno- oraz trójfazowych mikroinstalacji 10-minutowe profile składowych czynnych prądu

A.3. Model jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej

Na rysunku A3 przedstawiono schemat blokowy budowy oraz sterowania jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej. Funkcje odpowiedzialne za realizację charakterystyki $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ przedstawiono na rysunkach A4-A5.



A3. Schemat blokowy budowy oraz sterowania jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej wykonany w programie *Matlab-Simulink*

```

Ochotnica_Model_New_3_4 ▸ Mikroinstalacja_PV13 ▸ MATLAB Function
1 function Ib = bierny(V)
2 if V <= 243.8
3     Ib = 0;
4 elseif V > 243.8 && V <= 248.4
5     Ib = -(0.58913*V-143.63)*sqrt(2);
6 else V > 248.4
7     Ib = -2.71*sqrt(2);
8 end
9

```

A4. Funkcja odpowiedzialna za realizację charakterystyki $Q=f(U)$ dla jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej

```

Ochotnica_Model_New_3_4 ▸ Mikroinstalacja_PV13 ▸ MATLAB Function1
1 function Ic = czynny(p,V)
2 if V <= 248.4
3     Ic = p;
4 else V > 248.4
5     Ic = p*(-0.105263*V+27.15);
6 end
7

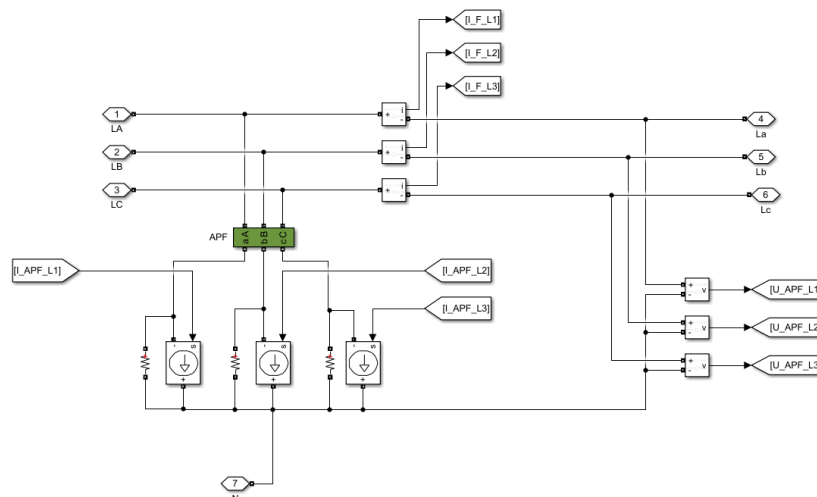
```

A5. Funkcja odpowiedzialna za realizację charakterystyki $P=f(U)$ dla jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej

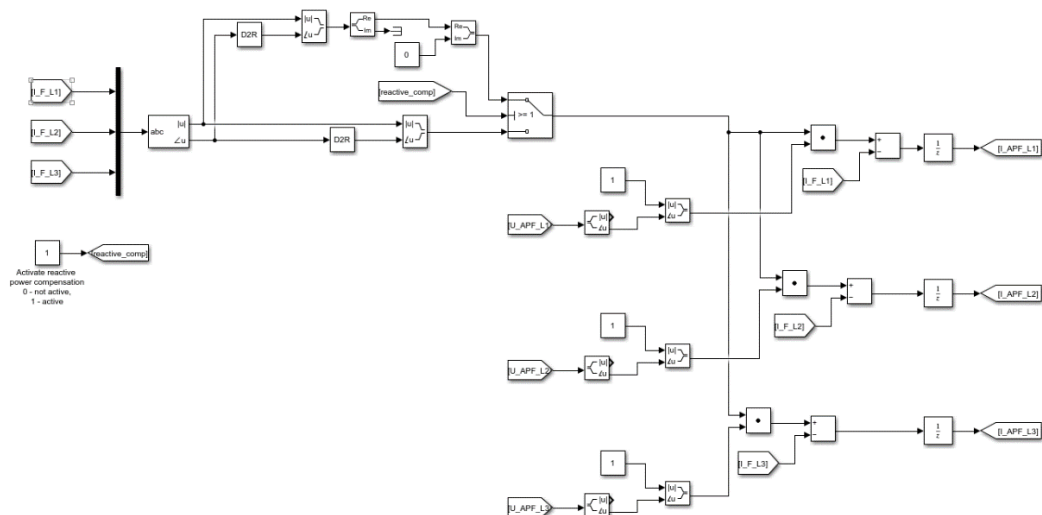
Model jednofazowej mikroinstalacji fotowoltaicznej ma możliwość aktywacji i dezaktywacji trybów $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$. Gdy tryby $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ są wyłączone to źródło prądowe realizuje profil składowej czynnej prądu przedstawiony na rysunku A2. W przypadku gdy tryby $Q=f(U)$ oraz $P=f(U)$ są aktywne i jednocześnie zmierzone napięcie fazowe w punkcie przyłączenia modelu mikroinstalacji nie przekracza 248,4 V, to realizowana jest tylko charakterystyka $Q=f(U)$, zgodnie z kryteriami przedstawionymi na rysunku A4. Maksymalna składowa bierna prądu została ograniczona do 2,71 A, co odpowiada mocy biernej około 623 var (zdolność rzeczywistych jednofazowych falowników zabudowanych na terenie gminy Ochotnica Dolna do wymuszania mocy biernej jest na zbliżonym poziomie). Jeśli napięcie w punkcie przyłączenia modelu mikroinstalacji jest większe niż 248,4 V, to aktywowana jest również praca w trybie $P=f(U)$, tj. składowa czynna prądu jest redukowana zgodnie z kryterium przedstawionym na rysunku A5.

A.4. Model równoległego filtra aktywnego

Na rysunkach A6-A7 przedstawiono schematy blokowe budowy oraz sterowania równoległego filtra aktywnego wykonanego w programie *Matlab-Simulink*.



A6. Schemat blokowy budowy równoległego filtra aktywnego wykonanego w programie *Matlab-Simulink*

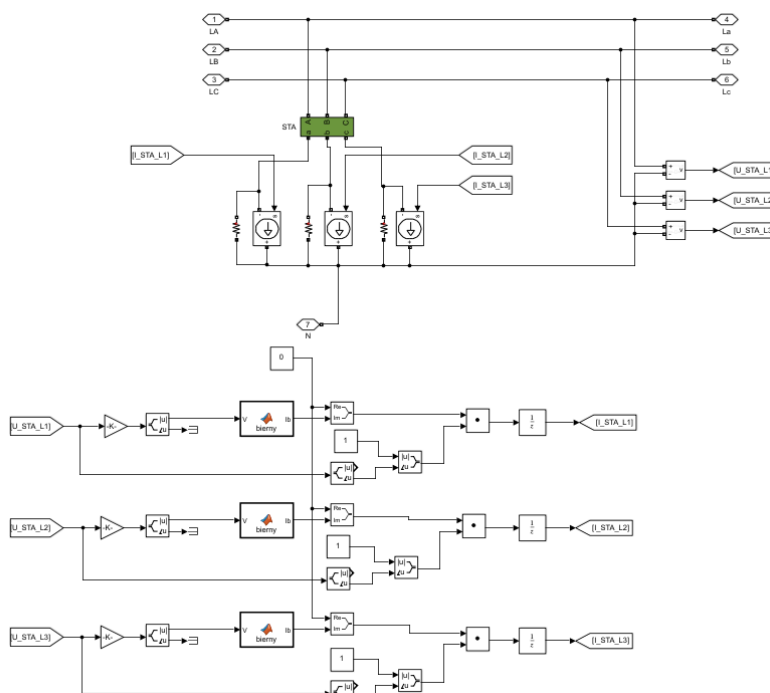


A7. Schemat blokowy sterowania równoległego filtra aktywnego wykonanego w programie *Matlab-Simulink*

Zasada działania modelu urządzenia jest następująca. Prądy płynące w ciągu głównym obwodu ($I_{F_L1} - I_{F_L3}$) są transformowane do składowej symetrycznej kolejności zgodnej. Następnie od wyznaczonego prądu składowej symetrycznej kolejności zgodnej jest odejmowany geometrycznie prąd płynący daną fazą. Różnica tych prądów dla każdej fazy jest poszukiwanym prądem kompensującym niepożądane składowe, który jest następnie wymuszany przez trzy źródła prądowe. Model filtra aktywnego ma również możliwość aktywacji i dezaktywacji kompensacji składowej biernej prądu płynącego w ciągu głównym obwodu.

A.5. Model kompensatora DSTATCOM

Na rysunku A8 przedstawiono schemat blokowy budowy oraz sterowania kompensatora DSTATCOM wykonanego w programie *Matlab-Simulink*. Funkcję odpowiedzialną za wymuszanie mocy biernej w odpowiedzi na zmiany napięcia zasilającego przedstawiono na rysunku A9.



A8. Schemat blokowy budowy oraz sterowania statycznego kompensatora synchronicznego DSTATCOM wykonanego w programie *Matlab-Simulink*

```

Ochotnica_Model_New_3_4 ▶ STATCOM (OK) ▶ MATLAB Function2
1  function Ib = bierny(V)
2  if V >= 230 && V <= 242
3  Ib = 0;
4  elseif V > 242 && V <= 253
5  Ib = (1.308*V-313.84)*sqrt(2);
6  elseif V > 253
7  Ib = 20*sqrt(2);
8  elseif V > 215 && V < 230
9  Ib = -(1.308*V-313.84)*sqrt(2);
10 else V <= 215
11 Ib = -20*sqrt(2);
12 end

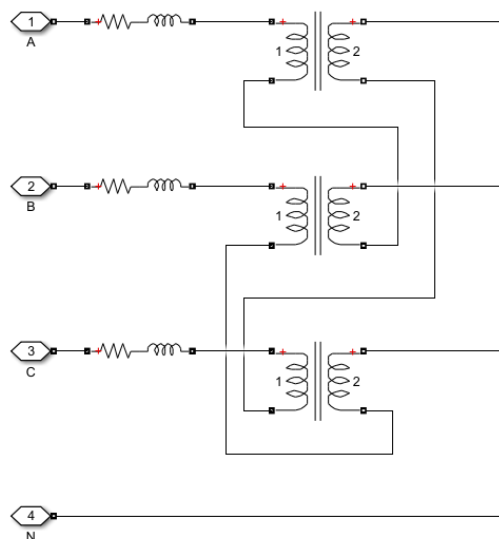
```

A9. Funkcja odpowiedzialna za wymuszanie mocy biernej w odpowiedzi na zmiany napięcia zasilającego w pojedynczej fazie

Zasada działania modelu urządzenia polega na pomiarze napięć fazowych w punkcie jego przyłączenia (U_STA_L1 – U_STA_L3). Następnie zmierzone w punkcie przyłączenia wartości napięć fazowych trafiają do bloku funkcyjnego, w którym jest obliczana wartość składowej biernej prądu w zależności od wartości zmierzonego napięcia fazowego, zgodnie z kryteriami przedstawionymi na rysunku A9. Maksymalna wartość skuteczna składowej biernej prądu została ograniczona dla pojedynczej fazy do 20 A, co odpowiada mocy fazowej 4,6 kvar i mocy trójfazowej 13,8 kvar. Wyznaczona wartość skuteczna prądu biernego dla danej fazy jest następnie wymuszana przez trzy źródła prądowe.

A.6. Model symetryzatora transformatorowego

Na rysunku A10 przedstawiono schemat blokowy budowy modelu symetryzatora transformatorowego wykonanego w programie *Matlab-Simulink*.

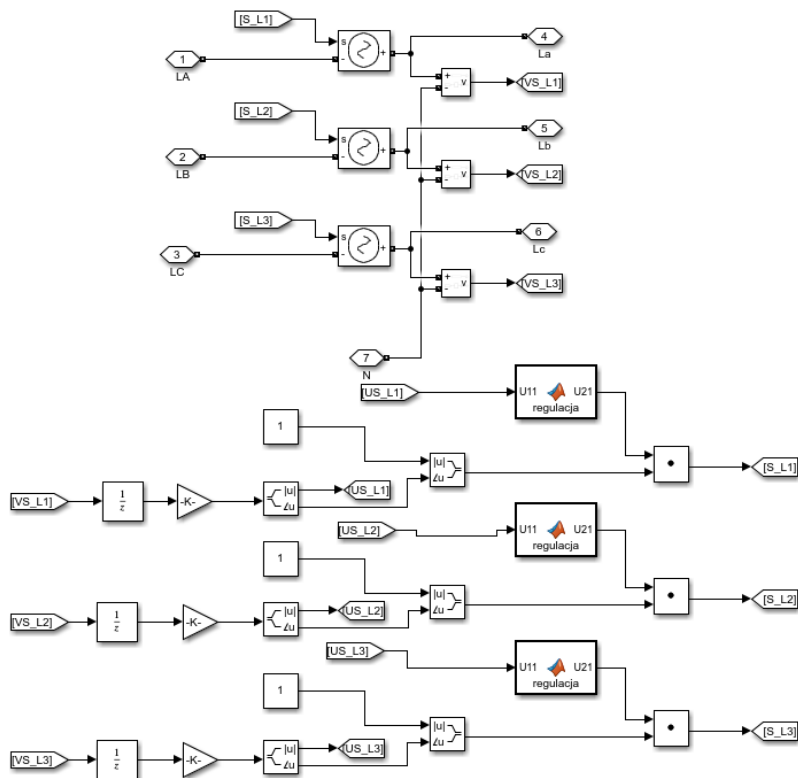


A10. Schemat blokowy budowy symetryzatora transformatorowego wykonanego w programie *Matlab-Simulink*

Model urządzenia został wykonany jako trzy jednofazowe transformatory o przekładni 1:1 połączone w zygzak. Rezystancja oraz reaktancja uzwojeń została odwzorowana jako trzy osobne elementy RL przyłączone do wejścia symetryzatora. Na podstawie informacji uzyskanych od producenta urządzenia [144] założono następujące wartości rezystancji uzwojeń $R = 0,12 \text{ } [\Omega]$ oraz ich reaktancji $X = 0,19 \text{ } [\Omega]$. Znamionowa moc pozorna urządzenia wynosi 34,5 kVA. Budowa urządzenia zapewnia kompensację składowej symetrycznej kolejności zerowej prądu, zatem urządzenie nie wymaga żadnego dodatkowego układu sterowania.

A.7. Model szeregowego regulatora napięcia typu LVR

Na rysunku A11 przedstawiono schemat blokowy budowy oraz sterowania szeregowego regulatora napięcia typu LVR wykonanego w programie *Matlab-Simulink*. Funkcję odpowiedzialną za wprowadzanie napięcia dodatkowego w danej fazie w zależności od zmierzonego napięcia na wejściu urządzenia przedstawiono na rysunku A12.



A11. Schemat blokowy budowy oraz sterowania szeregowego regulatora napięcia typu LVR wykonanego w programie *Matlab-Simulink*

```

Ochotnica_Model_New_3_4 > Series Voltage Controller (OK) > MATLAB Function2

1 function U21 = regulacja(U11)
2 if U11 >= 215 && U11 <= 243
3     U21 = 0;
4 elseif U11 > 243 && U11 <= 246
5     U21 = -4.88; % -10.84 % -4.88
6 elseif U11 > 246 && U11 <= 250
7     U21 = -14.64; % -21.68 % -14.64
8 elseif U11 > 250
9     U21 = -19.52; % -32.52 % -19.52
10 else U11 < 215
11     U21 = 9.76;
12
13 end
  
```

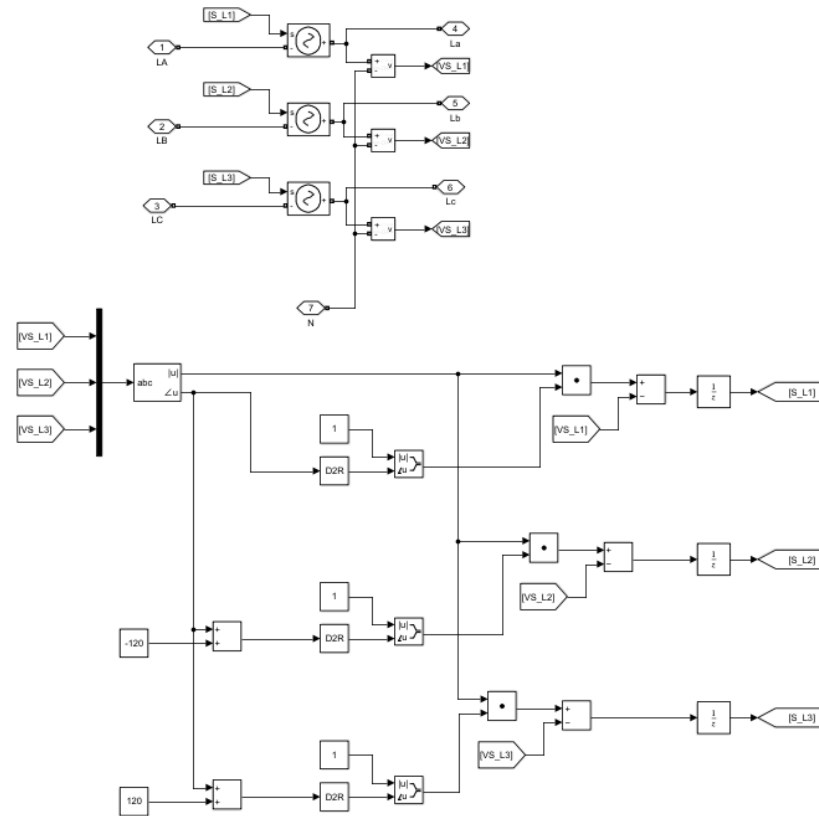
A12. Funkcja odpowiedzialna za wprowadzanie napięcia dodatkowego w danej fazie w zależności od zmierzonego napięcia na wejściu urządzenia

Zasada działania modelu urządzenia polega na pomiarze trzech napięć fazowych na wejściu regulatora. Następnie wartości zmierzonych napięć fazowych trafiają do bloku funkcyjnego, w którym jest wyznaczana wartość napięcia dodatkowego. Wartość napięcia dodatkowego zależy od wartości zmierzonego napięcia wejściowego, zgodnie z kryteriami przedstawionymi na rysunku A12. Na potrzeby symulacji założono trzy możliwe wartości napięcia dodatkowego: -4,88 V (-1,5%), -14,64 V

(-4,50%) oraz -19,52 V (-6,00%). W ostatnim etapie, napięcia dodatkowe dla każdej fazy są dodawane geometrycznie do napięć fazowych przez trzy źródła napięciowe włączone w szereg w linię zasilającą.

A.8. Model dynamicznego regulatora napięcia typu DVR

Na rysunku A13 przedstawiono schemat blokowy budowy oraz sterowania dynamicznego regulatora napięcia typu DVR wykonanego w programie *Matlab-Simulink*.



A13. Schemat blokowy budowy oraz sterowania dynamicznego regulatora napięcia typu DVR wykonanego w programie *Matlab-Simulink*

Zasada działania tego regulatora napięcia polega na pomiarze trzech napięć fazowych na wejściu urządzenia, z których jest wyznaczana składowa symetryczna kolejności zgodnej napięcia. Następnie od wyznaczonej składowej symetrycznej kolejności zgodnej napięcia są odejmowane geometrycznie napięcia fazowe zmierzone na wejściu urządzenia. Różnica tych napięć stanowi poszukiwane napięcia dodatkowe, które są następnie dodawane do poszczególnych napięć fazowych przez trzy źródła napięciowe włączone w szereg w linię zasilającą.