

Autoreferat rozprawy doktorskiej

**Synchronization of stand-alone microgrid systems with
the utility grid using wireless communication**

**Synchronizacja układów wyspowych z siecią
elektroenergetyczną z wykorzystaniem bezprzewodowej
transmisji sygnałów**

Mateusz Litwin

Promotor: prof. dr hab. inż. Wojciech Jarzyna
Promotor pomocniczy: dr inż. Dariusz Zieliński

Politechnika Lubelska
2022

Badania przeprowadzono
w Laboratorium Przetwarzania i Magazynowania Energii ze Źródeł Odnawialnych
Katedry Napędów i Maszyn Elektrycznych Politechniki Lubelskiej

Spis treści

ABSTRACT	5
STRESZCZENIE	6
1. WSTĘP	7
1.1. Motywacja podjęcia tematu i ocena stanu wiedzy	7
1.2. Wymagania dotyczące ponownego przyłączenia mikro-sieci do systemu elektroenergetycznego..	11
1.3. Teza i cele badawcze	12
1.4. Układ autoreferatu	14
2. IDEA ROZWIĄZANIA PROBLEMU BADAWCZEGO	15
2.1. Autorski sposób synchronizacji mikro-sieci z siecią energetyczną	16
3. PROJEKT I URUCHOMIENIE EKSPERYMENTALNEGO LABORATORYJNEGO STANOWISKA BADAWCZEGO	20
3.1. Schemat i szczegółowy opis stanowiska badawczego.....	20
4. BADANIA EKSPERYMENTALNE I ICH ANALIZA	27
4.1. Czas synchronizacji wymagany przez opracowaną metodę w porównaniu z metodą pasywną	27
4.2. Synchronizacja przy użyciu różnych połączeń sieci publicznej	29
4.3. Testy utrzymania synchronizacji w przypadku przejścia mikro-sieci w tryb autonomiczny	34
4.4. Stabilność opracowanego rozwiązania przy zakłóceniach	36
4.4.1. Wpływ częstotliwości przesyłania danych na strategię synchronizacji	37
4.4.2. Korzystanie z innego algorytmu synchronizacji	40
4.4.3. Stabilność opracowanego rozwiązania w przypadku przeskoku kąta fazy napięcia.....	45
4.5. Wnioski	46
5. WNIOSKI I PRZYSZŁE PRACE	48
6. BIBLIOGRAFIA	51

Synchronization of stand-alone microgrid systems with the utility grid using wireless communication

Abstract

This dissertation focuses on the problems related to ensuring the continuity of maintaining synchronization between the local utility grid and the micro-grid during on/off switching, line change, or loss of galvanic connection between these grids.

The synchronization of the micro-grids with the power grid is crucial for the reliability of energy distribution in dispersed systems. Classic wire synchronization methods, widely known and frequently utilized, ensure a quick and safe adjustment of the instantaneous voltage parameters of the connected power distribution systems. This methodology requires measurements of instantaneous voltages at the point of common coupling of the systems and passing on this information via teleinformatic cables. Because of this requirement, wired solutions are often not economically justified or even impossible to implement due to the limitations of the grid topology, in particular the distances between the synchronized generators. Moreover, the connection points between the grids may be quite distant from the generators. This, in turn, may alter the qualitative parameters of the resulting voltage, possibly becoming a source of instability for the entire system. The need to solve this problem inspired the author of the dissertation to undertake the subject of his doctoral project.

The main purpose of the dissertation is to design an innovative remote synchronization strategy, in which measurements at the point of common coupling of the micro-grid to the utility system were eliminated, but instead wireless communication and innovative proprietary algorithms were implemented. The dissertation formulates a research thesis stipulating that the use of the proprietary method of timestamp-remote synchronization (TS-RS) largely eliminates transient states that may occur during the connection process.

The research methodology presented in the dissertation is based on mathematical models, simulations performed in the MATLAB / Simulink program and real results obtained on the proprietary set-up mapping the micro-grid on to a simulation model. The proposed method of remote synchronization with a timestamp has been tested in laboratory conditions. The research was conducted with the use of generally available transmission media: Wi-Fi and 4G. The experimental results and the times required for correct synchronization were compared with those obtained using the existing cable methods. The advantages of the developed method were confirmed by examining the transient states of the connected micro-sources in the presence of typical mains voltage disturbances. The results confirmed the proposed hypothesis and indicated a great potential for possible applications.

The results of model considerations, bench and programming tests presented in the dissertation emphasize an innovating aspect of the proposed strategy of remote synchronization, which eliminates the current inconveniences related to the direct measurement of instantaneous grid voltages. The proposed system can be connected to utility grids without location restrictions, which is particularly advantageous in the case of long distances and unsatisfactory voltage quality at the connection point. The proposed method ensures stable operation of the micro-source in the presence of typical voltage disturbances of the mains. The proposed and laboratory-tested method of remote synchronization has a likely large application potential and may provide a key solution for the development of distribution grids of the future, significantly increasing the safety and reliability of the operated systems, especially those with a dispersed structure.

Keywords: The timestamp-remote synchronization, microgrid synchronization, distributed generation, Ethernet, wireless communication, microgrids

Synchronizacja układów wyspowych z siecią elektroenergetyczną z wykorzystaniem bezprzewodowej transmisji sygnałów

Streszczenie

Niniejsza rozprawa koncentruje się na problemach związanych z zapewnieniem ciągłości utrzymania synchronizacji pomiędzy lokalną siecią elektroenergetyczną a mikro-siecią podczas przełączeń lub utraty połączenia galwanicznego pomiędzy tymi sieciami.

Synchronizacja mikro-sieci z siecią elektroenergetyczną ma kluczowe znaczenie dla niezawodności dystrybucji energii w systemach rozproszonych. Klasyczna synchronizacja przewodowa, szeroko znana i często stosowana, zapewnia szybkie i bezpieczne dopasowanie parametrów chwilowych napięć łączonych ze sobą systemów dystrybucji energii. Metody te wymagają pomiarów chwilowych napięć mierzonych w punkcie łączenia systemów i dostarczenia jej za pośrednictwem kabli teleinformatycznych. Ze względu na to wymaganie, w wielu przypadkach, rozwiązania przewodowe nie są uzasadnione ekonomicznie lub nawet niemożliwe do zastosowania ze względu na ograniczenia topologii sieci a w szczególności odległości pomiędzy synchronizowanymi generatorami. Ponadto punkty łączenia sieci mogą być odległe od wytwórczych generatorów. To z kolei może zmienić parametry jakościowe napięcia, stając się źródłem niestabilności całego systemu. Potrzeba rozwiązania tego problemu zainspirowała autora rozprawy do podjęcia tematyki pracy doktorskiej.

Głównym celem rozprawy jest zaprojektowanie innowacyjnej strategii synchronizacji zdalnej, w której wyeliminowano pomiary w punkcie przyłączenia mikro-sieci do systemu elektroenergetycznego, a za to zaimplementowano komunikację bezprzewodową oraz nowatorskie algorytmy. W rozprawie sformułowano tezę badawczą zgodnie z którą zastosowanie autorskiej metody synchronizacji zdalnej ze znacznikiem czasu TS-RS (TimeStamp-Remote Synchronization) w znacznym stopniu eliminuje stany nieustalone w trakcie procesu łączenia systemów.

Metodyka przedstawionych w dysertacji badań opiera się na modelach matematycznych, symulacjach wykonywanych w programie MATLAB/Simulink oraz wynikach rzeczywistych uzyskanych na autorskim stanowisku badawczym odwzorowującym mikro-sieć na model symulacyjny. Opracowana metoda synchronizacji zdalnej ze znacznikiem czasu została przebadana w warunkach laboratoryjnych. Badania prowadzono z wykorzystaniem ogólnodostępnych mediów transmisji: Wi-Fi i 4G. Wyniki eksperymentalne oraz czasy wymagane do poprawnej synchronizacji porównano z wynikami uzyskanymi przy użyciu metod przewodowych. Zalety opracowanej metody potwierdzono badając stany nieustalone przyłączanego mikro-źródła, w obecności typowych zaburzeń napięcia sieci. Uzyskane wyniki potwierdziły postawioną tezę naukową oraz wskazały na duży potencjał aplikacyjny metody.

Przedstawione w rozprawie wyniki rozważań modelowych, badań stanowiskowych i programistycznych podkreślają innowacyjny aspekt opracowanej strategii zdalnej synchronizacji, która eliminuje obecne niedogodności związane z bezpośrednim pomiarem chwilowych napięć sieci. Opracowany system można podłączyć do sieci elektroenergetycznych bez ograniczeń lokalizacyjnych, co jest szczególnie korzystne w przypadku dużych odległości oraz niezadowalającej jakości napięcia w punkcie przyłączenia. Opracowana metoda zapewnia stabilne działanie mikroźródła w obecności typowych zaburzeń napięcia sieci. Opracowana oraz przebadana laboratoryjnie metoda zdalnej synchronizacji posiada potencjalnie duży potencjał aplikacyjny i może stanowić kluczowe rozwiązanie dla rozwoju sieci dystrybucyjnych przyszłości, znacząco podnosząc bezpieczeństwo i niezawodność eksploatowanych systemów, zwłaszcza o rozproszonej strukturze.

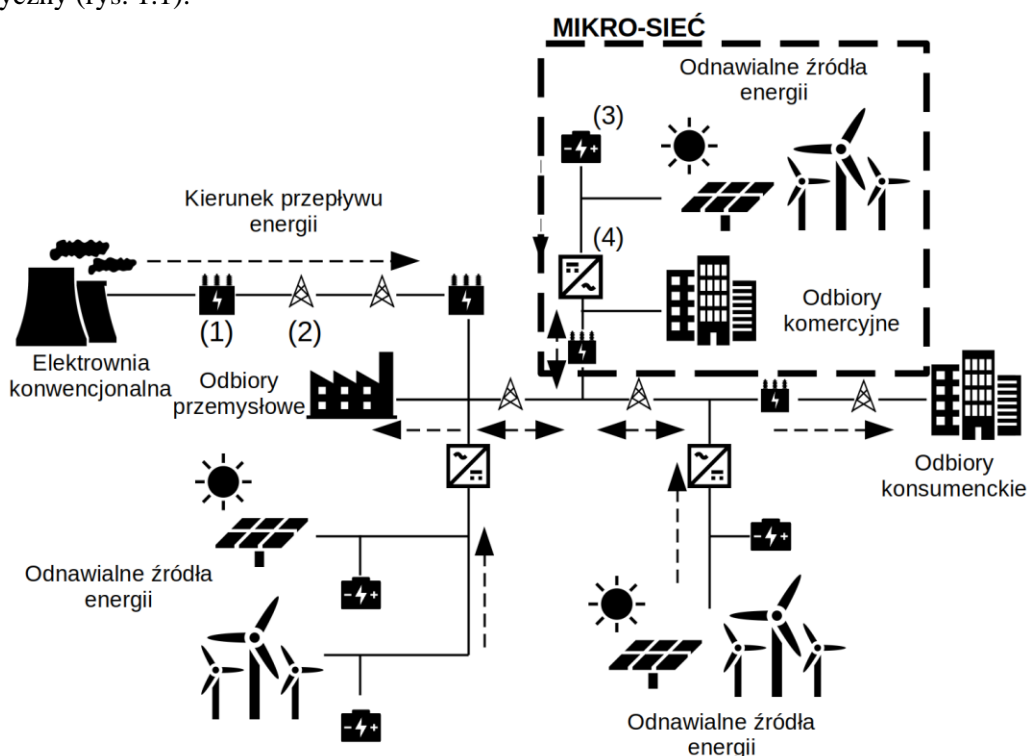
Słowa kluczowe: Synchronizacja zdalna ze znacznikiem czasu, synchronizacja autonomicznej mikrosieci, generacja rozproszona, Ethernet, mikrosieci

1. Wstęp

1.1. Motywacja podjęcia tematu i ocena stanu wiedzy

Niezawodna i efektywna praca rozproszonych źródeł energii, najczęściej reprezentowanych przez odnawialne źródła energii, wymaga zdolności do przeprowadzenia ich integracji. Aby sprostać temu zadaniu i zapewnić dużą pewność zasilania odbiorców, w Zakładzie Przetwarzania i Magazynowania Energii Elektrycznej Politechniki Lubelskiej powstała koncepcja mikro-sieci, które mogą pracować zarówno w połączeniu z siecią energetyczną jak i niezależnie od niej. Szczególną własnością tych mikro-sieci jest funkcja permanentnej gotowości do synchronizacji z systemem elektroenergetycznym. Jest to kluczowa funkcja nastęrczająca szereg problemów, które można rozwiązać stosując nowoczesne metody zdalnej synchronizacji. Potrzeba rozwiązania tego problemu była motywacją podjęcia badań określonych w tytule niniejszej rozprawy doktorskiej. Ich rozwiązanie powinno przynieść bezpośredni impuls do zwiększenia elastyczności i funkcjonalności sieci elektroenergetycznych pracujących w strukturach rozproszonych mikro-sieci.

Mikro-sieci postrzegane są jako systemy, które mogą osiągnąć wyższą niezawodność obsługi, lepszą jakość zasilania oraz większą efektywność ekonomiczną energii [1]. Ponadto możliwość korzystania z odnawialnych źródeł energii przy niewielkim lub zerowym zanieczyszczeniu staje się coraz bardziej atrakcyjna z punktu widzenia ochrony środowiska i przyciąga coraz większe zainteresowanie. Mikro-sieci są w stanie przynieść korzyści przedsiębiorstwu energetycznemu poprzez zmniejszenie obciążenia, zmniejszenie zapotrzebowania na nowe moce wytwórcze i przesyłowe oraz oferowanie usług pomocniczych, takich jak awaryjne zasilanie i sterowanie produkcją bądź obciążeniem. Włączenie jednostek generacji rozproszonej do sieci elektroenergetycznej stanowi fundamentalną zmianę w stosunku do tradycyjnego systemu elektroenergetycznego, ponieważ wynikowy przepływ mocy jest dwukierunkowy, pozwalający w elastyczny i racjonalny sposób sterować siecią oraz znacznie lepiej wykorzystując jej potencjał energetyczny (rys. 1.1).



Rys. 1.1. Zaawansowana sieć rozproszona z mikro-siecią, (1) – transformator, (2) – linia przesyłowa, (3) – elektrochemiczny magazyn energii, (4) –przekształtnik energoelektroniczny.

Mikro-sieć składa się z połączonych wzajemnie sterowanych i niesterowalnych źródeł rozproszonych (konwencjonalnych i/lub odnawialnych źródeł energii), systemu magazynowania energii (akumulatora, ogniwa paliwowego) oraz sterowalnych i niesterowalnych obciążeń, które

współpracują między sobą w ten sposób, że mogą być traktowane przez sieć jako sterowalne obciążenie lub generator [2], [3]. Ponadto mikro-sieci można formować od małych (budynki komercyjne) do dużych systemów energetycznych (miasto). Mogą ułatwić grupowanie różnych źródeł w mniejsze podzbiory, które są łatwiejsze w zarządzaniu i obsłudze. Zazwyczaj mikro-sieć jest podłączona do systemu elektroenergetycznego w jednym punkcie, zwanym punktem łączenia sieci (ang. Point of Common Coupling PCC).

Aby zwiększyć bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego, mikro-sieć ma możliwość pracy równoległe z siecią elektroenergetyczną (tryb podłączony do sieci) lub niezależnie jako wyspa energetyczna (tryb autonomiczny) [4], [5], [6]. Zwiększa to niezawodność energetyczną i odporność, ponieważ w przypadku wystąpienia jakichkolwiek usterek w sieci elektroenergetycznej, mikro-sieć ma możliwość odłączenia się od niego i kontynuowania zasilania odbiorników bez przerw.

W zwykłym trybie pracy systemu mikro-sieć jest zazwyczaj podłączona do systemu elektroenergetycznego i działa zgodnie z wymaganiami tego systemu. Mikro-sieć pobiera lub dostarcza energię do sieci elektroenergetycznej, w zależności od lokalnych zdolności wytwarzania i magazynowania energii oraz lokalnych wymagań obciążenia mikro-sieci i ustalonych harmonogramów wymiany mocy między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym. W przypadku wystąpienia poważnej awarii lub konieczności konserwacji w systemie elektroenergetycznym, mikro-sieć odłącza się i pracuje w trybie autonomicznym [7]. Źródła rozproszone w mikro-sieci zasilają obciążenia krytyczne, aby utrzymać je w działaniu bez przerw podczas awarii sieci elektroenergetycznej.

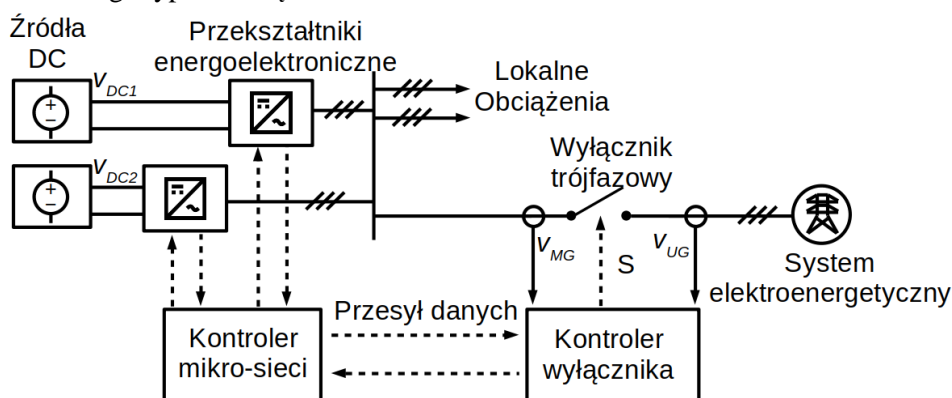
Mikro-sieć musi zostać ponownie podłączony do systemu elektroenergetycznego po jego przywróceniu. Pomimo swoich zalet, praca w trybie autonomicznym nie jest tak niezawodna, jak w trybie podłączony do sieci. Generacja jest ograniczona, a w wielu przypadkach odnawialne źródła energii nie produkują tej samej ilości energii w sposób ciągły. Jeśli obciążenie zmieni się gwałtownie lub zmieni się generowana moc, mikro-sieć może zostać awaryjnie wyłączona, co doprowadzi do zaniku zasilania na całej mikro-sieci [8]. Dlatego mikro-sieć musi zostać ponownie podłączony do systemu elektroenergetycznego tak szybko, jak to możliwe, aby zachować niezawodność zasilania urządzeń połączonych do mikro-sieci [8].

Po zmianie trybu pracy mikro-sieci na tryb autonomiczny, częstotliwość napięcia w mikro-sieci przyspiesza lub zwalnia z powodu nierównowagi mocy, tracąc synchronizację z systemem elektroenergetycznym [9]. Przed ponownym podłączeniem mikro-sieci do reszty systemu elektroenergetycznego konieczne jest ponowne zsynchronizowanie mikro-sieci do systemu elektroenergetycznego [4]. Ponowne podłączenie bez synchronizacji jest niebezpieczne, ponieważ brak synchronizacji może prowadzić do przepływu prądów zbliżonych wartością do prądów zwarciovych, grożąc uszkodzeniem urządzeń podłączonych do mikro-sieci i zanikiem zasilania [9], [10]. Aby pomyślnie podłączyć autonomiczny system do reszty systemu elektroenergetycznego, muszą być spełnione następujące warunki: taka sama kolejność faz, dopasowanie napięć fazowych oraz dopasowanie częstotliwości i kąta fazowego napięcia po obu stronach trójfazowego wyłącznika w punkcie łączenia sieci [10], [11]. Jeśli wszystkie warunki są spełnione, mikro-sieć można podłączyć do systemu elektroenergetycznego. Ponieważ mikro-sieci składają się z wielu rozproszonych źródeł energii o różnych charakterystykach i nieprzewidywalnych obciążeniach, techniki jej synchronizacji są trudniejsze niż tradycyjne [10], [12].

Główna część badań opiera się na problemie synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym przed zmianą trybu autonomicznego na tryb podłączony do sieci. W trybie autonomicznym istnieje potrzeba kontrolowania wytwarzanej mocy czynnej i biernej pomiędzy generatorami i odbiorami, korygowania amplitudy i częstotliwości napięcia w dopuszczalnych granicach oraz synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym przed ponownym podłączeniem.

Najbardziej rozpowszechniona pod względem ilości badań jest aktywna metoda synchronizacji, która pozwala na szybkie i dokładne dopasowanie napięcia. W metodzie aktywnej synchronizacji kontroler wyłącznika w punkcie łączenia sieci jest odpowiedzialny za pomiary napięć, obliczanie ich parametrów, a następnie przesłanie ich uchybów do kontrolera mikro-sieci. Kontroler następnie generuje sygnały sterujące do sterowalnych źródeł tak, aby zsynchronizować mikro-sieć z systemem

elektroenergetycznym. Na rys. 1.2 przedstawiono ogólną koncepcję synchronizacji aktywnej stosowaną w większości tego typu rozwiązań.



Rys. 1.2. Ogólna koncepcja aktywnej synchronizacji mikro-sieci, gdzie: V_{DC1}, V_{DC2} – napięcie obwodu DC przeksztaltnika energoelektronicznego, v_{MG}, v_{UG} – napięcie mikro-sieci i systemu elektroenergetycznego

Wiele przykładów w literaturze światowej pokazuje, że synchronizacja mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym jest istotnym problemem badawczym. Badacze z Uniwersytetu w Akron w stanie Ohio w USA proponują zastosowanie pojedynczego przeksztaltnika energoelektronicznego usytuowanego blisko punktu łączenia mikro-sieci do systemu elektroenergetycznego jako urządzenia synchronizującego [13]. Korea Electrotechnology Research Institute proponuje sterowanie wszystkich sterowalnych przeksztaltników energoelektronicznych w mikro-sieci z jednego centralnego urządzenia zarządzającego i z użyciem dedykowanej linii komunikacyjnej [14]. Udoskonalenie tego rozwiązania zaproponował Uniwersytet Wisconsin-Milwaukee w USA [15]. Kontroler w tym rozwiązaniu oblicza przesunięcie krzywych kontroli uchybu (ang. droop control) i wysyła te dane do sterowalnych źródeł rozproszonych. Takie rozwiązanie ma tę zaletę, że nawet w przypadku utraty komunikacji między kontrolerem a źródłami rozproszonymi, mikro-sieć ma możliwość pracy nadal w trybie autonomicznym. Rozwiązanie przedstawione w artykule z Huazhong University of Science and Technology w Chinach [16] proponuje bezpośrednio wysyłanie obliczonej różnicy między amplitudą napięcia, częstotliwością i kątem fazowym do sterowanych źródeł rozproszonych. Dane z wyłącznika znajdującego się w punkcie łączenia systemów są wykorzystywane jako dane wejściowe dla pętli mocy czynnej i biernej w sterowniku, aby wartość napięcia, częstotliwość i kąt fazowy w mikro-sieci były takie same jak w systemie elektroenergetycznym. Artykuł [17] z Michigan State University proponuje pomiar napięcia na wyłączniku w punkcie łączenia systemów, a następnie obliczanie sinusa kąta fazowego między obydwoimi napięciami i wykorzystywanie do obliczenia nowej wartości kąta, który używany będzie przez sterowalne generatory w mikro-sieci do synchronizacji z systemem elektroenergetycznym. Inne rozwiązanie zostało zaprezentowane w artykule powstałym we współpracy Aalborg University, Iran University of Science and Technology oraz University Carlos III of Madrid w Madrycie. Proponuje się obliczanie parametrów różnicy napięć na układzie odniesienia $\alpha\beta$ zamiast bezpośrednio na amplitudzie, częstotliwości i kącie fazowym napięcia [4]. Innym rozwiązaniem jest wykorzystanie napięcia sieci elektroenergetycznej przesuniętego o 90 stopni i pomnożenie przez napięcie wytwarzane przez przeksztaltnik energoelektroniczny w mikro-sieci. Powstały sygnał jest podawany na kontroler PI i następnie używany do sterowania kątem fazy generowanym przez przeksztaltnik [18], co zostało przedstawione we współpracy Universitat Politecnica de Catalunya i Aalborg University. Wykorzystanie sygnału ortogonalnego w uogólnionych układach całkowitego drugiego rzędu i generatora sygnałów ortogonalnych zostało przedstawione w [19] przez University of Malta i Aalborg University. Badacze z Queensland University of Technology opracowali rozwiązanie z dwukierunkowym przeksztaltnikiem energoelektronicznym back-to-back jako połączenie między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym w celu rozwiązania problemu synchronizacji [20]. Metoda przedstawiona w [21] z Uniwersytetu Tor Vergata w Rzymie opiera się na łącznym wykorzystaniu różnych systemów pętli synchronizacji fazy (ang. phase-locked loop PLL) do synchronizacji kąta fazowego i częstotliwości mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym. Wykorzystując proponowane PLL, centralny kontroler mikro-sieci oblicza sygnał napięciowy, który jest bezpośrednio używany przez sterowalne generatory. Sygnał jest

synchronizowany z sygnałem GPS, aby zsynchronizować punkt przejścia napięcia przez zero. Naukowcy z Beijing Jiaotong University i Aalborg University badali następujący problem: harmoniczne i asymetria napięcia podczas synchronizacji. Zaproponowali nowy blok, który wpływa na sterowanie pierwszego poziomu w sterowaniu hierarchicznym tak, aby zsynchronizować się z harmoniczną obecną w sieci energetycznej w celu minimalizacji prądu przejściowego przy zamknięciu trójfazowego wyłącznika [22]. Naukowcy z Politechniki Warszawskiej zaproponowali natomiast zastosowanie kombinacji pętli synchronizacji fazy w synchronicznym układzie odniesienia (ang. Synchronous reference frame phase-locked loop SRF PLL) i pętli synchronizacji częstotliwości uogólnionego układu całkującego drugiego rzędu (ang. Second-order generalized integrator - frequency-locked loop SOGI FLL). Dzięki takiemu rozwiązaniu osiągnęli kąt fazowy zsynchronizowany z odkształconym napięciem sieciowym bez konieczności znacznego zapotrzebowania na kosztowne obliczenia [23]. Natomiast badacze z University of Chile zaproponowali rozwiązanie problemu z opóźnieniami linii w liniach komunikacyjnych przy aktywnej synchronizacji [24].

Głównym problemem synchronizacji jest prawidłowy pomiar parametrów mikro-sieci i systemu elektroenergetycznego. Te parametry napięcia to amplituda, częstotliwość i kąt fazowy. Do takiego zadania można wykorzystać algorytm synchronizacji przekształtników. Istnieje wiele możliwych metod synchronizacji. Najbardziej obiecujące i łatwe w użyciu są pętli fazowej dla układu trójfazowego SRF PLL, algorytm podwójnego uogólnionego całkowania w wersji z generatorem sygnałów ortogonalnych i kalkulatorem sekwencji dodatniej (Second-Order Generalized Integrator-Quadrature Signal Generator-Positive Signal Calculator phase-locked loop DSOGI-QSG-PSC PLL) [25]. Dobre wyniki uzyskuje się również przy zastosowaniu podwójnego uogólnionego układu całkującego drugiego rzędu z częstotliwościową pętlą synchronizacji (DSOGI FLL) [26] oraz podwójnie odprężonymi pętlami synchronizacji fazy (ang. Decoupled Double Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop DDSRF PLL) [27]. Algorytmy te są nowoczesne, łatwe w użyciu i odporne na asymetrię napięcia i zakłócenia od wyższych harmonicznych.

Artykuł [28] z Aalborg University omawia nieco odmienny problem. Jeżeli napięcie ma wiele składowych harmonicznych i stosowane jest próbkowanie z niską częstotliwością, mogą wystąpić błędy w pomiarach parametrów napięcia. Jest to szczególnie ważne, jeśli trzeba korzystać z tanich urządzeń. Przegląd możliwości zastosowania nowoczesnych algorytmów opartych głównie na pętli fazowej PLL przedstawiono w artykule z Politechniki Warszawskiej [29]. Większość badań skupia się na synchronizacji w stabilnych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego, ale nie zawsze jest to prawdą. Artykuły [30], [31], [32] i [33] z Politechniki Lubelskiej dotyczą problemów z synchronizacją przekształtników w przypadku zakłóceń w systemie elektroenergetycznym.

Zaletą metody aktywnej jest szybka i płynna synchronizacja mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym. Wynika to z faktu, że napięcia mają praktycznie tę samą amplitudę, częstotliwość i kąt fazowy, co w rezultacie pozwala uzyskać prądy wyrównawcze bliskie zeru.

Przedstawione przykłady pokazują wagę tego tematu badawczego. Wskazują również na nierozwiązane problemy, których głównym przykładem jest konieczność wykonywania pomiarów i komunikacji bezpośrednio w punkcie łączenia systemów. Wprowadzenie pomiarów w punkcie łączenia systemów może być niepraktyczne lub nawet może nie być możliwości skomunikowania się z tym punktem. Ponadto zależność od pojedynczych pomiarów w punkcie łączenia systemów powoduje mniejszą elastyczność nowoczesnych sieci dystrybucyjnych, gdyż istnieje konieczność instalacji urządzenia pomiarowego i dedykowanego połączenie w dowolnym punkcie przyłączenia mikro-sieci do systemu elektroenergetycznego.

Z wymienionym problemem wiąże się sytuacja, gdy wyłącznik trójfazowy pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym jest poza kontrolą mikro-sieci. W takiej sytuacji mikro-sieć musi być cały czas zsynchronizowana z systemem elektroenergetycznym, gdyż nie ma informacji, kiedy wyłącznik trójfazowy zostanie zamknięty.

Kolejną kwestią jest uzależnienie wielu prezentowanych rozwiązań aktywnej synchronizacji od dedykowanych połączeń o małych opóźnieniach, co może być kosztowne. Również w wielu prezentowanych rozwiązaniach nie są brane pod uwagę opóźnienia komunikacyjne, które mogą powodować problemy w realnej implementacji mikro-sieci.

Opracowane rozwiązanie przemawia za możliwością synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym nawet bez pomiarów w punkcie łączenia systemów. W ten sposób znika zależność od pomiarów, a nawet połączenie komunikacyjne z punktem łączenia systemów. Komunikacja Ethernet jest wykorzystywana do wymiany informacji pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym, co jest bardziej ekonomiczne i niezawodne niż dedykowane połączenie. Ponadto komunikacja Ethernet może być wykorzystywana w sposób przewodowy jak i bezprzewodowy przez wiele różnych mediów transmisyjnych, takich jak kabel, infrastruktura publiczna, Wi-Fi, 5G i inne.

Istnieje również potrzeba rozważenia stabilności mikro-sieci. Na przykład opracowane rozwiązanie musi zapewniać stabilność mikro-sieci nawet w przypadku wystąpienia problemów z transmisją danych synchronizacyjnych.

W oparciu o istniejące podejścia do sterowania i problemy opisane powyżej, funkcje, które powinien posiadać nowoczesny kontroler synchronizacji mikro-sieci, są wymienione poniżej:

- Rozwiązanie powinno zapewniać możliwość synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym nawet w przypadku braku zasilania linii łączącej systemy;
- Mikro-sieć powinna zawsze spełniać warunki synchronizacji z systemem elektroenergetycznym, nawet w przypadku gdy pracuje w trybie autonomicznym. Taka własność pozwala połączyć mikro-sieć z systemem elektroenergetycznym zaraz po zakończeniu konserwacji linii lub usunięciu usterki;
- Rozwiązanie do synchronizacji nie powinno destabilizować systemu, nawet w przypadku problemów z połączeniem. Jeśli wystąpi problem z połączeniem, mikro-sieć powinna nadal dostarczać energię do obciążeń i być stabilna;
- Synchronizacja częstotliwości i fazy powinna być skoordynowana w celu poprawy niezawodności - regulacja jedynie fazy mogłaby zdestabilizować system;
- Wszystkie sterowalne generatory w mikro-sieci powinny być obciążone proporcjonalnie do ich mocy;
- Należy zapewnić możliwość synchronizacji z innymi mikro-sieciami, ponieważ poprawia to ich stabilność;
- Zakup wymaganego dodatkowego osprzętu nie powinien być ograniczony przez bariery finansowe;
- Rozwiązanie powinno mieć możliwość działania przez połączenie bezprzewodowe, aby zwiększyć elastyczność.

1.2. Wymagania dotyczące ponownego przyłączenia mikro-sieci do systemu elektroenergetycznego

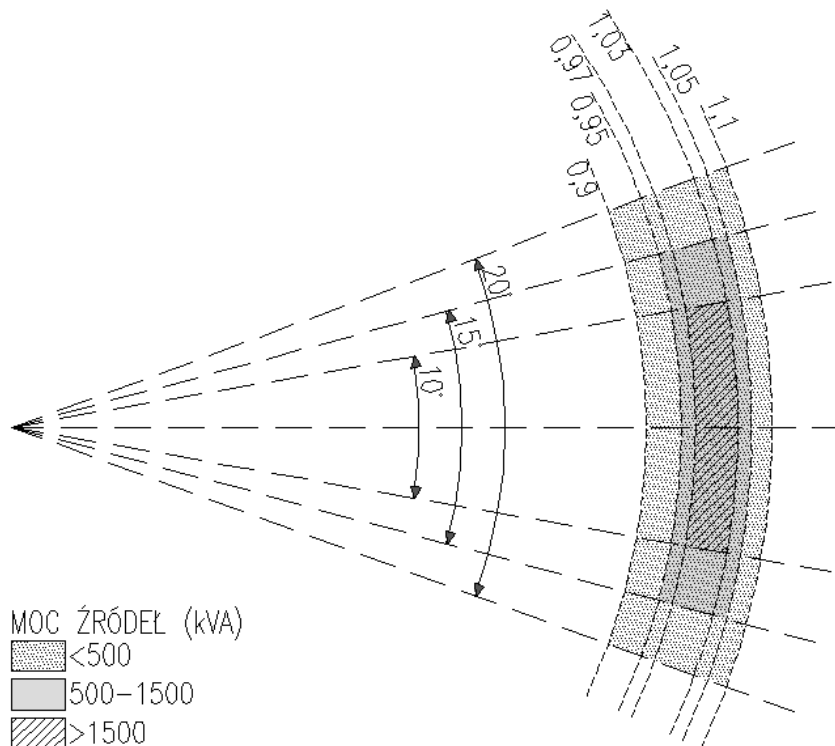
Standard IEEE 1547 TM dotyczący łączenia rozproszonych źródeł energii nakłada wymagania jakie muszą być spełnione przed połączeniem rozproszonych źródeł energii do systemu elektroenergetycznego [9], [10], [12], [34]. Wymagania te dotyczące synchronizacji zestawiono w Tab. 1.1.

Tab. 1.1. Limity parametrów dla synchronizacji rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym [35]

Moc źródeł rozproszonych (kVA)	Maksymalne odchylenie amplitudy napięcia (%)	Maksymalne odchylenie częstotliwości (Hz)	Maksymalne odchylenie kąta fazy (°)
<500	10	0,3	20
500 – 1500	5	0,2	15
> 1500	3	0,1	10

Na podstawie analizy tab. 1.1 można zauważyć, że wraz ze wzrostem mocy źródeł rozproszonych, wymagane tolerancje stają się mniejsze. Przyjmując napięcie w systemie elektroenergetycznym jako odniesienie, wymagania dotyczące maksymalnego odchylenia amplitudy napięcia, częstotliwości

i kąta fazowego dla ponownego połączenia mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym można zwizualizować jak na rys. 1.3 [9]. W momencie zamknięcia wyłącznika trójfazowego napięcie mikro-sieci powinno leżeć w zacienionym obszarze.



Rys. 1.3. Wymagania dotyczące ponownego połączenia mikro-sieci z siecią elektroenergetyczną

Chociaż rozprawa dotyczy małych mikro-sieci niskiego napięcia, opracowana metoda synchronizacji powinna również funkcjonować również dla podsystemów elektroenergetycznych większych mocy. Z tego powodu w niniejszej rozprawie zastosowano najsurowsze wymagania odpowiadające mocom przekraczającym 1,5MVA.

1.3. Teza i cele badawcze

Synchronizacja autonomicznej mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym jest kluczową operacją, której wdrożenie wpływa pozytywnie na poprawę funkcjonalności, elastyczności i zwiększenie efektywności pracy mikro-sieci. Spodziewać się można, że wdrożenie jej może mieć wpływ na przyłączenie większej ilości odnawialnych źródeł energii do sieci. Dlatego **głównym celem niniejszej rozprawy było zaprojektowanie nowej metody umożliwiającej synchronizację mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym bez dostępu do punktu łączenia tych sieci i z wykorzystaniem komunikacji bezprzewodowej**. W oparciu o ten cel, cele szczegółowe sformułowano w następujący sposób:

- Opracowanie algorytmów do obliczania fazy, amplitudy i częstotliwości napięcia, które będą odpowiednie dla realizowanej synchronizacji zdalnej;
- Wykorzystanie obliczonych parametrów napięcia do synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym;
- Wykorzystanie sygnału GPS do synchronizacji pomiarów po obu stronach w celu zapewnienia stabilnego sygnału synchronizacji;
- Użycie odpowiedniego protokołu połączenia Ethernet do przesyłania danych;
- Przygotowanie modeli matematycznych i symulacyjnych opracowanej strategii synchronizacji;
- Eksperymentalne pomiary z wykorzystaniem przekształtników energoelektronicznych pracujących w warunkach autonomicznych ze sprawdzeniem stanów nieustalonych i testami zdalnej synchronizacji.

Powyższe cele wskazują na główną motywację wyboru tematu: wprowadzenie strategii synchronizacji autonomicznego systemu mikro-sieci, która poprawia warunki przejściowe przy łączeniu mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym. Stąd problem badawczy rozprawy sformułowany w formie tezy badawczej jest następujący:

„Zastosowanie autorskiej metody synchronizacji zdalnej ze znacznikiem czasu TS-RS (timestamp-remote synchronization) w znacznym stopniu eliminuje stany nieustalone w trakcie procesu łączenia systemów”.

W celu udowodnienia powyższej tezy zastosowano nowoczesną metodykę badawczą, na którą składają się studia literaturowe, badania modelowe i symulacyjne, konstrukcja modelu laboratoryjnego, jego walidacja, testy, analiza wyników i opracowanie wniosków. Ta metodyka badawcza jest przyjęta i stosowana zwłaszcza w naukach technicznych [36], [37], [38].

Jak zapisano, podstawowym i pierwszym etapem jest przegląd stanu wiedzy w zakresie problemu badawczego. Sednem tego jest przegląd literatury, takiej jak artykuły z czasopism i konferencji, książki, światowe standardy oraz dyskusja z innymi badaczami. Kolejnym i często równoczesnym krokiem jest modelowanie matematyczne. Symulacja wykonywana jest z wykorzystaniem modelu matematycznego, a wyniki są analizowane. Następnie projektowane, konstruowane i wykorzystywane do badań jest laboratoryjne stanowisko badawcze. Ostatnim krokiem jest ocena otrzymanych wyników i wypracowanie końcowych wniosków. Dzięki wynikom na stanowisku doświadczalnym można w razie potrzeby ulepszyć symulację i przeprowadzić więcej badań w celu ulepszenia przyszłych badań. Razem tworzą procedurę, która wyjaśnia rzeczywisty problem naukowy.

Autor podjął następujące kroki, które szczegółowo opisują metodykę badawczą zastosowaną w przygotowaniu niniejszej rozprawy:

- Przegląd najnowszej literatury, w tym artykułów z baz danych takich jak IEEEExplore, ScienceDirect, Scopus, Inspec,
- Przegląd światowych standardów (np.: IEC, IEEE) pod kątem wymagań sterowania i synchronizacji w trybie autonomicznym mikro-sieci,
- Wybór typu i sterowania przekształtnika energoelektronicznego,
- Wybór stosowanej strategii sterowania mikro-sieci,
- Przygotowanie modelu matematycznego (przekształtnika energoelektronicznego, sterowania, synchronizacji, mikro-sieci, komunikacji Ethernet),
- Przygotowanie algorytmu niezbędnego do synchronizacji mikro-sieci pracującej w trybie autonomicznym z systemem elektroenergetycznym,
- Implementacja w domenie cyfrowej wybranych systemów w oprogramowaniu symulacyjnym (Matlab / Simulink), w tym części elektrycznej i algorytmu sterowania, komunikacji Ethernet, systemu elektroenergetycznego i autonomicznych urządzeń do synchronizacji systemów,
- Interpretacja wyników symulacji,
- Wybór studium przypadku,
- Eksperymentalne uruchomienie przekształtnika energoelektronicznego z użyciem platformy dSPACE oraz opracowanych urządzeń synchronizacyjnych z użyciem Code Composer Studio,
- Interpretacja wyników eksperymentalnych.

Eksperymenty przeprowadzone podczas uruchamiania sprzętowego całego systemu, w tym podzespołów dużej mocy oraz pomiary i sterowanie, są najbardziej wiarygodnym sposobem udowodnienia koncepcji badawczej. Jednak bez pogłębionego procesu badawczego interpretacja wyników eksperymentalnych byłaby niemożliwa. Dlatego ta metodyka pełni również kluczową funkcję w planowaniu eksperymentów. Zrealizowany plan eksperymentów dla badania synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym jest przedstawiony poniżej:

- Przygotowanie laboratoryjnego stanowiska do badań eksperymentalnych połączonego z platformą sterującą dSPACE,
- Przygotowanie urządzeń do synchronizacji: dwie płytki ewaluacyjne Tiva EK-TM4C1294XL firmy Texas Instruments, odpowiednie urządzenia GPS oraz router Ethernet,
- Implementacja opracowanego algorytmu w C z wykorzystaniem Code Composer Studio IDE,

- Przygotowanie graficznego interfejsu użytkownika (GUI) konsoli użytkownika w środowisku ControlDesk,
- Wdrożenie dyskretnego systemu sterowania na platformie prototypowania dSPACE,
- Stanowisko doświadczalne obejmujące odpowiedź układu sterowania na stany ustalone i nieustalone z uwzględnieniem połączenia mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym,
- Testowanie działania opracowanego rozwiązania w warunkach narażenia na zakłócenia sieciowe.

1.4. Układ autoreferatu

Autoreferat składa się z sześciu rozdziałów.

Rozdział pierwszy to jedna z zasadniczych części opisująca motywację wyboru tematu, sformułowanie tezy, cele, opis zakresu badawczego oraz metodykę i zarys procesu badawczego. W rozdziale opisano również pokrótce planowanie części eksperymentalnej. Przedstawiono także przegląd literatury dotyczący aktualnych technik synchronizacji z krótkim wnioskiem o ich zaletach i wadach.

Rozdział drugi przedstawia opracowaną przez autora innowacyjną metodę zdalnej synchronizacji mikro-sieci. Rozdział ten przedstawia także podstawowe koncepcje na jakich została oparta opracowana metoda.

Rozdział trzeci przedstawia eksperymentalne stanowisko badawcze używane do badań opracowanej metody.

W kolejnym rozdziale przedstawiono wyniki eksperymentalne uzyskane podczas wielokrotnych badań, wyjaśniające w jaki sposób opracowane rozwiązanie poprawia warunki przejściowe na wyłączniku trójfazowym w punkcie łączenia systemów.

W przedostatnim rozdziale formułowane są wnioski, podsumowujące uzyskane wyniki. Zarys przyszłych badań zawiera krytyczny przegląd uzyskanych wyników.

Ostatnia część przedstawia bibliografię użytą w autoreferacie. Bibliografia autoreferatu zawiera 57 kluczowych pozycji wybranych spośród 103 zawartych w rozprawie. W tej liczbie 50 to artykuły naukowe, 2 to standardy techniczne a 5 to inne źródła, np. książki, rozprawy doktorskie. Na zamieszczonej liście znajdują się dwie pozycje autora (z pogrubionym nazwiskiem), które zostały opublikowane w IEEE Access w 2020 i 2022 roku.

2. Idea rozwiązania problemu badawczego

Istnieje potrzeba przedstawienia kontroli i struktury mikro-sieci w celu rozwiązania problemu badawczego rozprawy. Dlatego opisana poniżej kontrola i struktura jest używana jako podstawa opracowanej metody rozwiązania problemu badawczego.

Zastosowany typ konfiguracji mikro-sieci

Strukturę mikro-sieci można podzielić ze względu na używaną wspólną szynę na mikro-sieci AC, DC i hybrydowe [39]. Pomimo tego, że mikro-sieci DC i hybrydowe zaczęły otrzymywać więcej uwagi i rozważania do wykorzystania w fundamencie zaawansowanych mikro-sieci, mikro-sieci AC są bardziej dominujące pod względem badań, istnienia i łatwości podłączenia do istniejącej sieci elektroenergetycznej [40]. Dlatego w niniejszej rozprawie do badań i pomiarów wykorzystano strukturę AC.

Zastosowane sterowanie mikro-siecią

Techniki sterowania można podzielić na sterowanie scentralizowane, zdecentralizowane, rozproszone i hierarchiczne dotyczące architektury sterowania systemami elektroenergetycznymi [41], [42], [43]. W scentralizowanym sterowaniu wraz ze wzrostem liczby rozproszonych źródeł energii koszt obliczeń i komunikacji sterownika centralnego znacznie wzrasta, co powoduje, że nie jest to rozwiązanie opłacalne [42]. Dodatkowo stabilność całej mikro-sieci jest zależna od jednego centralnego sterownika, co powoduje takie rozwiązanie mało bezpiecznym pod względem niezawodności zasilania. W pełni zdecentralizowane sterowanie nie jest możliwe, ponieważ działanie różnych jednostek w systemie jest silnie zależne od siebie i może powodować niestabilność lub nieoptymalne działanie systemu [41]. Sterowanie rozproszone wykorzystuje mniej linii komunikacyjnych w porównaniu ze scentralizowanymi i więcej linii komunikacyjnych w porównaniu ze zdecentralizowanymi. Niestety takie rozwiązanie działa wolniej niż rozwiązanie zdecentralizowane, a zatem stabilność systemu może być zagrożona.

W celu uporania się z powyższymi problemami zaproponowano kontrolę hierarchiczną [41], [44]. Hierarchiczna struktura sterowania pozwala spełniać wymagania stabilności i ekonomiczności mikro-sieci oraz osiągnąć cel globalnego optimum bez całkowitego polegania na komunikacji w celu spełnienia wymagań dokładnego rozdziału mocy w mikro-sieci [42]. Ten schemat kontroli łączy wszystkie przedstawione powyżej systemy kontroli wykorzystując je na poszczególnych poziomach kontroli hierarchicznej. Hierarchiczną kontrolę można wyjaśnić na czterech poziomach:

- Poziom zerowy (wewnętrzna kontrola przekształtnika energoelektronicznego),
- Poziom pierwszy (emulacja fizycznych zachowań systemu opartego na scentralizowanych maszynach synchronicznych w celu stabilizacji systemu),
- Poziom drugi (kompensacja odchyleń częstotliwości i napięcia spowodowanych przez sterowanie poziomu pierwszego, a także synchronizację mikro-sieci do systemu elektroenergetycznego),
- Poziom trzeci (sterowanie przepływem mocy pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym) [44], [45].

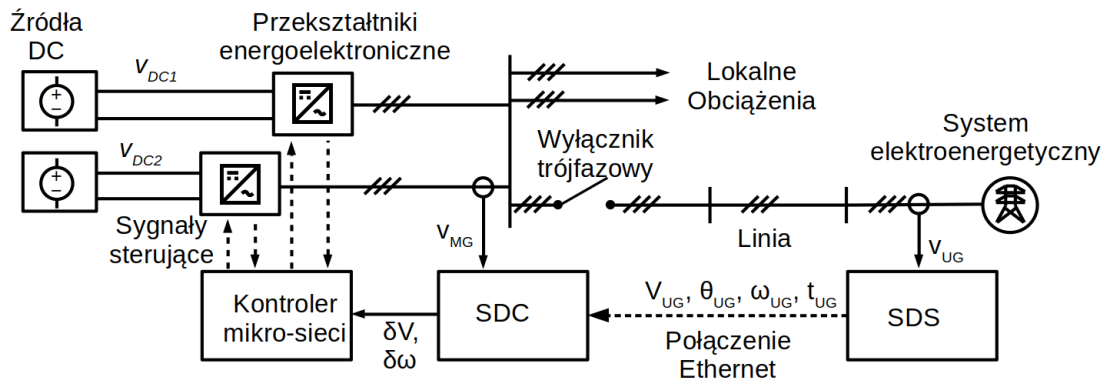
Każdy poziom sterowania posiada dedykowaną funkcję w systemie, niezależne sterowanie oraz nadzór nad sterowaniem systemu niższego poziomu. Niezbędne jest zapewnienie, że sterowanie z wyższego na niższy poziom ma niewielki wpływ na stabilność i niezawodność. Dlatego szybkość reakcji danego poziomu zmniejsza się wraz ze wzrostem poziomu sterowania [8]. Sterowanie hierarchiczne minimalizuje koszty operacyjne przy jednoczesnej maksymalizacji wydajności, niezawodności i elastyczności działania [46], [47]. W niniejszym rozwiązaniu zastosowano hierarchiczne sterowanie mikro-siecią.

Jako pierwszy poziom sterowania w sterowaniu hierarchicznym użyto sterowania uchybem (ang. droop control). To rozwiązanie jest oparte na sterowaniu zdecentralizowanym, co daje dużą szybkość reakcji i niezawodność systemu. Dodatkowo nie wymaga dedykowanego łącza o dużej przepustowości, które mogło by być kosztowne i zawodne [46], [48], [49], [50]. Algorytm sterowania uchybem pozwala wielu rozproszonym źródłom energii proporcjonalnie dzielić przepływy mocy w stanie nieustalonym i ustalonym w mikro-sieci bez potrzeby użycia łącza komunikacyjnego. Do

synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym stosuje się sterowanie na poziomie drugim. Ponieważ sterowanie na poziomie trzecim służy do sterowania przepływem mocy między mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym, w celu minimalizacji kosztów wytwarzania energii, maksymalizacji wykorzystania generatorów odnawialnych i optymalizacji pracy magazynów energii mikro-sieci, sterowanie to nie jest wykorzystywane w niniejszej pracy i jest opisane w celu pełnego omówienia kontroli hierarchicznej.

2.1. Autorski sposób synchronizacji mikro-sieci z siecią energetyczną

W toku badań opracowano autorską metodę synchronizacji zdalnej ze znacznikiem czasu (ang. timestamp-remote synchronization TS-RS) która wprowadza dwa urządzenia: po stronie systemu elektroenergetycznego istnieje potrzeba nadawcy danych synchronizacji (ang. Synchronization data sender SDS), a po stronie mikro-sieci kontrolera danych synchronizacji (ang. Synchronization data controller SDC). Schemat opracowanego rozwiązania przedstawiono na rys. 2.1.

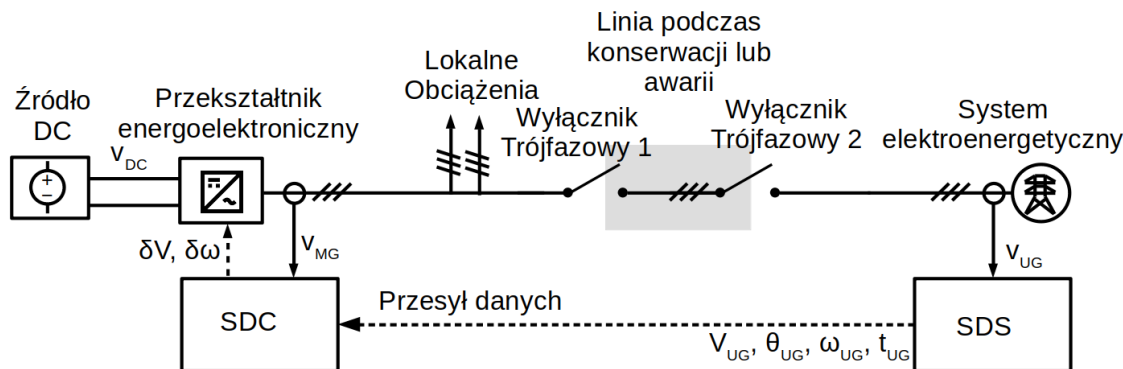


Rys. 2.1. Opracowany schemat synchronizacji, SDS – nadajnik danych synchronizacji, SDC – kontroler danych synchronizacji, v_{MG} , v_{UG} – napięcie po stronie mikro-sieci i systemu elektroenergetycznego, ω_{UG} , θ_{UG} , V_{UG} , t_{UG} – pomiary pulsacji, kąta fazowego, amplitudy i czasu pomiaru napięcia systemu elektroenergetycznego, δV , $\delta\omega$ – korekta współczynników poziomu pierwszego sterowania uchybem

Typowy system dystrybucji pokazano na rys. 2.1. Schemat pokazuje, że mikro-sieć z rozproszonymi generatorami energii i lokalnymi obciążeniami podłączona jest do systemu elektroenergetycznego przez trójfazowy wyłącznik. Ta mikro-sieć zawiera wiele rozproszonych źródeł energii w różnych lokalizacjach. Kiedy wyłącznik trójfazowy otwiera się, mikro-sieć jest odłączona od systemu elektroenergetycznego. W przypadku braku aktywowanego modułu synchronizacji wartość napięcia, częstotliwość i kąt fazowy w mikro-sieci mogą odbiec od tych w systemie elektroenergetycznym.

Opracowana metoda TS-RS wykorzystuje połączenie Ethernet jako kanał komunikacyjny. Ten rodzaj połączenia jest bardziej ekonomiczny, łatwo dostępny i może być używany do wielu innych funkcji. Kolejną zaletą tego typu komunikacji jest możliwość wykorzystania połączenia przewodowego oraz wielu mediów bezprzewodowych takich jak WiFi, 4G i 5G. Dziś komunikacja mobilna 5G jest coraz szerzej wykorzystywana. Ten rodzaj połączenia jest szybszy i tańszy niż połączenie dedykowane.

Kolejnym problemem wymagającym rozwiązania jest dostępność pomiarów w punkcie łączenia systemów. Na rys. 2.2 przedstawiono opracowaną strategię synchronizacji, która działa pomimo braku zasilania na linii pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym.



Rys. 2.2. Opracowany schemat synchronizacji mikro-sieci pracującej w trybie autonomicznym z odłączoną linią pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym

Opracowana metoda TS-RS wprowadza dwa urządzenia, które mogą być używane z dala od punktu łączenia systemów. Jedno urządzenie znajduje się po stronie mikro-sieci, a drugie po stronie systemu elektroenergetycznego. Urządzenia są połączone tylko przez połączenie Ethernet. Opracowany algorytm wykorzystuje sygnał GPS do synchronizacji proponowanych urządzeń. Po zsynchronizowaniu obu urządzeń synchronizujących mogą one zapewnić prawidłowy sygnał synchronizacji pomimo dużej odległości między urządzeniami i separacji galwanicznej pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym. Zastosowanie sygnału GPS i algorytmu synchronizacji usuwa zależność pomiarów w punkcie łączenia systemów.

Opracowane rozwiązanie wykorzystuje kolejną zasiloną linię elektroenergetyczną do zbierania danych i przesyłania ich na stronę mikro-sieci. Urządzenie odbiorcze porównuje otrzymane dane z pomiarami w bazie danych po stronie mikro-sieci i oblicza sygnał błędu. Synchronizację można osiągnąć przed zasilaniem linii pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym. Rozwiązanie to pozwala na synchronizację mikro-sieci do systemu elektroenergetycznego nawet jeśli jest więcej niż jeden wyłącznik trójfazowy otwarty pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym lub gdy wyłącznik trójfazowy nie ma możliwości pomiaru i/lub komunikacji.

Proponowane urządzenie SDC oblicza amplitudę napięcia, częstotliwość i różnicę faz między mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym. Następnie oblicza przesunięcie kontroli uchybu i wysyła je do wszystkich sterowanych generatorów rozproszonych w mikro-sieci. Jedno urządzenie oblicza przesunięcie kontroli uchybu dla całej mikro-sieci. Dlatego wprowadzany jest pojedynczy punkt awarii. Jednym z rozwiązań tego problemu jest zastosowanie kontroli rozproszonej. Drugim rozwiązaniem jest wykorzystanie wielu proponowanych urządzeń w różnych lokalizacjach. Sygnał referencyjny może być przesyłany z dowolnego punktu systemu elektroenergetycznego. Jednak najlepszym rozwiązaniem jest wykorzystanie bezpiecznej części systemu elektroenergetycznego, takiej jak podstacja przesyłowa, najlepiej w tym samym regionie elektrycznym, co mikro-sieć.

Jeśli sygnał odniesienia jest używany w dużej odległości od punktu łączenia systemów, mogą wystąpić stosunkowo niewielkie zmiany fazy. Jeśli istnieje potrzeba zminimalizowania różnicy faz w punkcie łączenia systemów, różnica faz między punktem odniesienia a punktem łączenia systemów może być zmierzona i wykorzystana jako przesunięcie w regulatorze kąta fazowego.

Proponowane urządzenia mogą wysyłać sygnał synchronizacji zaraz po zmianie trybu mikro-sieci z podłączonego do sieci na autonomiczny. Urządzenia mogą pracować w sposób ciągły i dodawać poprawkę do algorytmu kontroli uchybu. Synchronizacja może być utrzymana nawet w przypadku awarii lub konserwacji linii łączącej mikro-sieć z systemem elektroenergetycznym. Oznacza to, że autonomiczny system mikro-sieci może być zsynchronizowany z systemem elektroenergetycznym przez czas awarii lub konserwacji, pomimo pracy mikro-sieci w trybie autonomicznym bez połączenia elektrycznego. Po usunięciu awarii lub zakończeniu konserwacji, trójfazowy wyłącznik może zostać natychmiast zamknięty, ponieważ obie sieci działają w synchronizacji. Taka cecha dodaje elastyczności koncepcji mikro-sieci, ponieważ mikro-sieć można połączyć z powrotem do systemu elektroenergetycznego w dowolnym momencie. Dodatkowo możliwe jest odłączenie od systemu elektroenergetycznego w dowolnym punkcie, a nie dokładnie w jednym punkcie, w którym znajdują się urządzenia synchronizujące.

Proponowane urządzenia umożliwiają mikro-sieci pracującej w trybie autonomicznym na śledzenie sygnału wzorcowego systemu elektroenergetycznego. Nie ma potrzeby stosowania urządzeń synchronizacyjnych w każdym punkcie łączenia systemów, co zapewnia maksymalną elastyczność dla zaawansowanych autonomicznych mikro-sieci. Utrzymując synchronizację mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym, odchylenia częstotliwości są minimalne. Konwencjonalna aktywna synchronizacja powoduje odchylenie częstotliwości w momencie rozpoczęcia synchronizacji, czego można by uniknąć, gdyby mikro-sieć była cały czas zsynchronizowana z systemem elektroenergetycznym, zapobiegając zakłóceniom pracy czułych odbiorników lub generatorów.

Dodatkowo opracowana strategia zapewnia, że w trybie autonomicznym mikro-sieci moc jest dostarczana przez wszystkie generatory rozproszone proporcjonalnie do ich zdolności wytwórczych; w przeciwieństwie do podejść, w których pojedynczy generator jest odpowiedzialny za utrzymanie synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym.

W prezentowanym rozwiązaniu zastosowano niskobudżetowe płytki deweloperskie. Wszystkie potrzebne algorytmy działają na dwóch płytach rozwojowych wykorzystujących niekosztowny system mikroprocesorowy. Ponadto opracowane rozwiązanie wymaga jedynie łącza o małej przepustowości, które może być współdzielone z różnymi funkcjonalnościami (kontrola, zarządzanie), lub nawet korzystać z infrastruktury publicznej.

Podstawy prezentowanej nowatorskiej strategii TS-RS zostały przedstawione i omówione w artykułach autora [51], [52]. W pierwszym artykule przedstawiono wstępny pomysł, symulację i podstawowe testy eksperymentalne. W drugim artykule przedstawiono użycie opracowanej nowatorskiej strategii synchronizacji w przypadku zakłóceń w sieci elektroenergetycznej.

W opracowanym rozwiązaniu TS-RS pomiary po obu stronach są zsynchronizowane i znakowane znacznikiem czasu. W celu precyzyjnego zsynchronizowania pomiarów i urządzeń wykorzystano sygnał synchronizacji czasu PPS (ang. Pulse per second) generowany przez urządzenia GPS. Pomimo doskonałej dokładności i stabilności, sygnał ten ma zbyt niską częstotliwość, aby można go było wykorzystać bezpośrednio do zbierania pomiarów. Dlatego do synchronizacji pomiarów i obliczania czasu wykorzystano wewnętrzny timer 10 kHz. Wewnętrzny timer 10 kHz został zsynchronizowany z zewnętrznym sygnałem zegarowym GPS za pomocą cyfrowego algorytmu PLL. Timer jest zsynchronizowany z narastającym zboczem sygnału PPS za pomocą kontrolera PD. Dokładność sygnału PPS dla użytego modułu GPS wynosi 30 ns RMS, 60 ns < 99%, natomiast dokładność DPLL 10 μ s. Rozdzielczość użytego timera, a także jednocześnie znacznika czasu to 100 μ s. Dzięki temu pomiary na obu urządzeniach są zsynchronizowane.

W rozprawie transmisja Ethernet została zaimplementowana z użyciem protokołu UDP. Protokół ten został wybrany ze względu na niskie opóźnienia transmisji. Przesyłane dane zostały zapisane w formie binarnej tak, aby zminimalizować wielkość transmitowanego pakietu. W przesyłanych binarnych danych zawarto pole identyfikacyjne, które wskazuje, użycie danych synchronizacyjnych i pozwala na użycie tego samego połączenia do kontroli i sterowania.

Ponieważ transmisja Ethernet powoduje duże opóźnienie danych, przed obliczeniem uchybów amplitudy, kąta fazowego i częstotliwości pomiędzy napięciem mikro-sieci a systemem elektroenergetycznym, potrzebne jest wyrównanie danych tych wielkości. Stąd w opracowanym rozwiązaniu zastosowano rozwiązanie do wyrównywania danych w czasie, które uwzględnia wielkości z bazy pomiarów historycznych po stronie urządzenia SDC.

Opracowana strategia TS-RS wykorzystuje drugi poziom kontroli hierarchicznej do synchronizacji napięcia mikro-sieci z tym systemem elektroenergetycznym. Poziom drugi hierarchicznej kontroli wpływa na moce wytwarzane przez źródła rozproszone w mikro-sieci poprzez korektę wartości odniesienia na poziomie pierwszym sterowania hierarchicznego. Ta metoda wykorzystuje kontrolę uchybu do regulacji mocy wytwarzanej w mikro-sieci. Kontrola uchybu służy do zapewnienia bilansu mocy rzeczywistej i biernej w trybie autonomicznym mikro-sieci, ale zapewnia również stabilność mikro-sieci. Zmiana wartości referencyjnych wysyłanych do kontroli uchybu daje taki sam efekt, jak przesunięcie krzywych napięcia i częstotliwości kontroli uchybu przekształtnika energoelektronicznego. Regulator PI oblicza parametry na podstawie różnicy kąta fazowego, częstotliwości i amplitudy napięcia między napięciem mikro-sieci i systemu elektroenergetycznego. Wyjście regulatora synchronizacji PI $\delta\omega$ musi δV być ograniczone, aby nie przekroczyć maksymalnych dopuszczalnych odchyień częstotliwości i amplitudy. Ponieważ kąt fazowy

i częstotliwość są sprzężone, używany jest pojedynczy blok całkujący, aby uniknąć efektu przepełnienia sterowania. Obliczone wartości są dodawane do wartości referencyjnych kontrolera uchybu.

W celu rozwiązania problemów ze zniekształconym sygnałem wejściowym do obliczania parametrów napięcia zastosowano metodę DSOGI-QSG-PSC PLL. Metoda ta działa bardzo dobrze, nawet przy znacznych zniekształceniach występujących w dostarczanym sygnale napięciowym [53]. DSOGI-QSG-PSC PLL opiera się na uogólnionej strukturze integratora drugiego rzędu (SOGI), która jest w stanie filtrować sygnał (zgodnie z pulsacją rezonansową) i tworzyć układ ortogonalny, który ma możliwość zastosowania do bloku dekompozycji składowych sekwencji dodatnich (PSC). Ekstrakcja składowa wykonywana w układzie $\alpha\beta$ opiera się na dwóch strukturach filtra pasmowego i dolnoprzepustowego [54]. DSOGI-QSG-PSC PLL jest dostosowywana do częstotliwości poprzez wykorzystanie oszacowanej częstotliwości do sprzężenia zwrotnego każdego SOGI [55]. Zastosowanie struktury PLL DSOGI-QSG-PSC, działającej jako ekstraktor składowych symetrycznych w PLL, generuje dodatnie składowe napięcia w $\alpha\beta$ ramki, które są podawane do SRF PLL w celu oszacowania wielkości, fazy i częstotliwości [55].

W proponowanych urządzeniach zastosowano DSOGI-QSG-PSC PLL. Dla uproszczenia ta PLL będzie dalej określana jako DSOGI PLL.

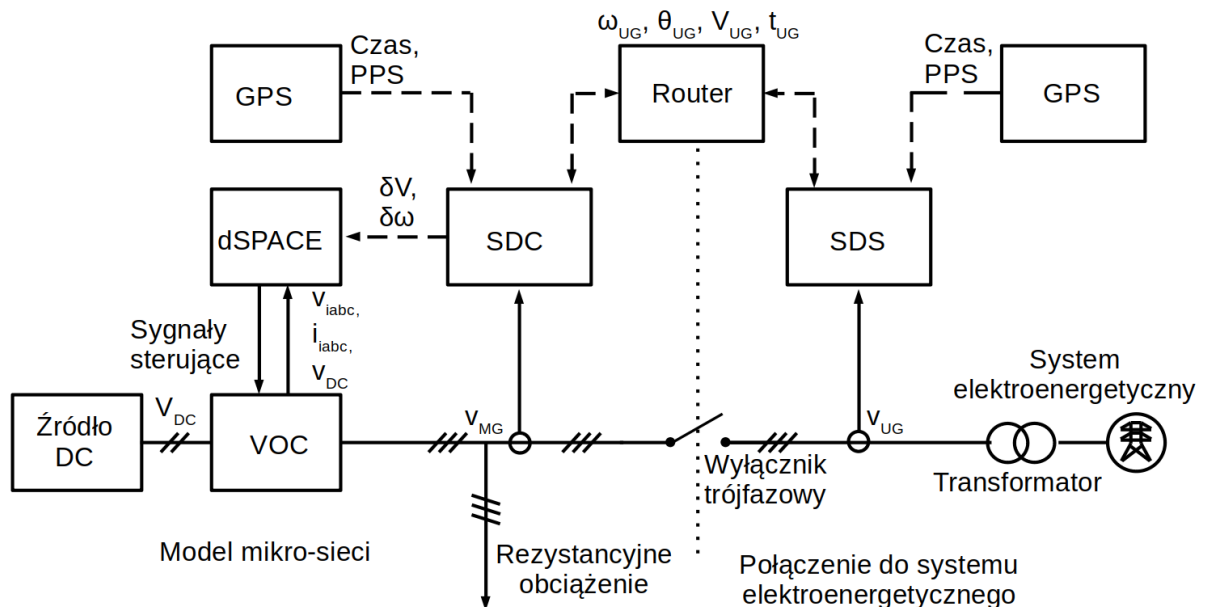
3. Projekt i uruchomienie eksperymentalnego laboratoryjnego stanowiska badawczego

Korzystanie z programów symulacyjnych, takich jak MATLAB / Simulink, PSpice i Electronic Workbench, pozwala na szybkie prototypowanie i łatwe wirtualne uruchamianie. Pozwalają również na wstępną weryfikację tego, jak zaprojektowane urządzenie będzie działać w rzeczywistości i są przyjazne inżynierowi (użytkownikowi). Ta zaleta sprawia, że są one obecnie bardzo popularne. Jednak, aby w pełni sprawdzić opracowaną strategię synchronizacji i potwierdzić wyniki uzyskane za pomocą symulacji (symulacje zostały pokazane w rozprawie, lecz pominięte w autoreferacie), konieczne jest wdrożenie eksperymentalnego stanowiska laboratoryjnego. Testy eksperymentalne dodają możliwość sprawdzenia rozwiązań w warunkach rzeczywistych z wykorzystaniem połączeń sieci publicznej przy wykorzystaniu różnych mediów i pomiarów rzeczywistej sieci.

W niniejszym rozdziale omówiono zaprojektowanie i uruchomienie mikro-sieci w skali laboratoryjnej składającej się z przekształtnika energoelektronicznego, lokalnego obciążenia, źródła prądu przemiennego oraz proponowanych urządzeń synchronizacyjnych, która następnie została wykorzystana w fazie eksperymentalnej badań.

3.1. Schemat i szczegółowy opis stanowiska badawczego

Na rys. 3.1 przedstawiono schematyczne przedstawienie stanowiska badawczego.



Rys. 3.1. Schemat stanowiska badawczego, gdzie: V_{DC} – napięcie na szynie DC, PPS – sygnał synchronizacji czasu GPS 1Hz, v_{MG} , v_{UG} – napięcie po stronie mikro-sieci i systemu elektroenergetycznego, ω_{UG} , θ_{UG} , V_{UG} , t_{UG} – pomiary pulsacji, kąta fazowego, amplitudy napięcia systemu elektroenergetycznego, oraz czasu pomiaru δV , $\delta\omega$ – korekta współczynników sterowania uchybem.

Schemat można podzielić na dwie strony: stronę mikro-sieci po lewej stronie wyłącznika trójfazowego i stronę systemu elektroenergetycznego po prawej.

Strona mikro-sieci posiada liniowe rezystancyjne obciążenie i przekształtnik energoelektroniczny, aby stworzyć prostą mikro-sieć. Przekształtnik energoelektroniczny wykorzystuje źródło prądu stałego jako źródło energii. Klucze przekształtnika energoelektronicznego są sterowane przez platformę dSPACE, w której zaimplementowany jest algorytm sterowania napięciowo-zorientowanego VOC (ang. Voltage Oriented Control) ze sterowaniem hierarchicznym i sterowaniem uchybem. Platforma dSPACE odpowiada za sterowanie przekształtnikiem energoelektronicznym oraz pomiary napięć i prądów na wyjściach przekształtnika. Urządzenie SDC wykorzystuje lokalne pomiary, sygnał GPS i dane przesyłane z płytki SDS przez router do obliczania sygnału sterującego drugiego poziomu kontroli hierarchicznej. Ten sygnał jest używany do synchronizacji mikro-sieci z systemem

energoelektrycznym. Ponadto po stronie mikro-sieci podłączone zostało obciążenie liniowe, aby symulować obciążenie mikro-sieci.

Po prawej stronie wyłącznika trójfazowego znajduje się transformator separujący do sieci niskiego napięcia. Transformator służy do poprawy bezpieczeństwa eksperymentów. Sieć jest połączona z transformatorem za pomocą bezpieczników. Najpierw urządzenie SDC wykonuje pomiary pomiędzy wyłącznikiem trójfazowym a transformatorem po stronie systemu elektroenergetycznego. Następnie oblicza parametry systemu elektroenergetycznego za pomocą algorytmu DSOGI PLL. Następnie, używając wewnętrznego zsynchronizowanego z GPS timera 10 kHz, oznacza dane stemplem czasowym. Na koniec wysyła obliczone dane do urządzenia SDC przez podłączony router.

Zamiast podłączenia do sieci, w niektórych testach zastosowano programowalne źródło napięcia AC, Chroma 61512. Mikro-sieć w typowej eksploatacji ma możliwość zasilania systemu elektroenergetycznego. Ponieważ urządzenie Chroma nie może zużywać energii wytwarzanej przez przekształtnik energoelektroniczny mikro-sieci, obciążenie liniowe jest również podłączone od strony urządzenia Chroma.

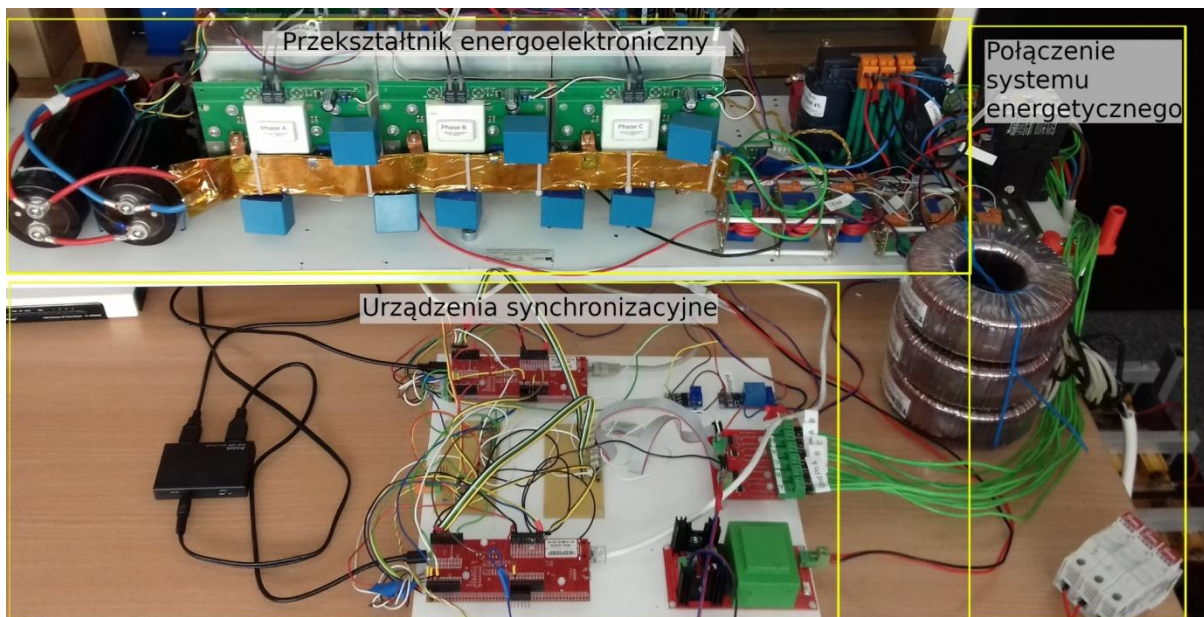
Tab. 3.1 przedstawia parametry systemu stanowiska badawczego.

Tab. 3.1. Parametry systemu na stanowisku badawczym

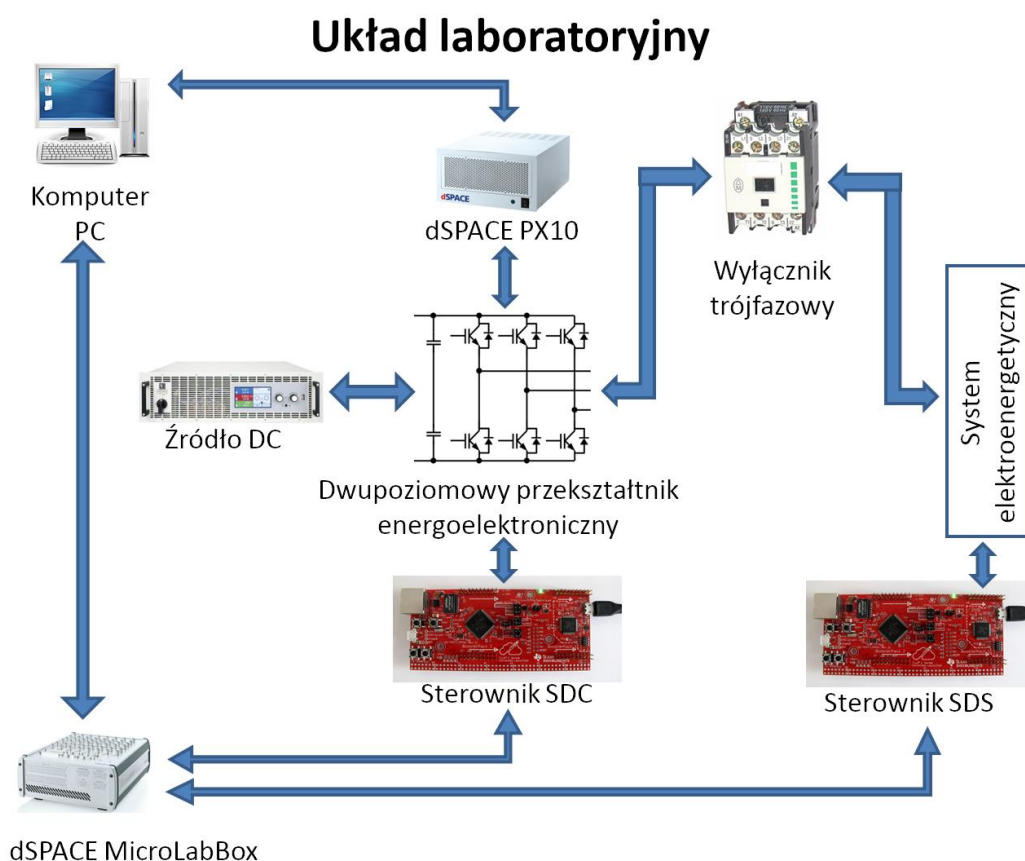
Parametr	Wartość
Główne źródło mikro-sieci	Dwupoziomowy przekształtnik energoelektroniczny
Algorytm przekształtnika	Sterowanie napięciowo-zorientowane
System synchronizacji	SRF PLL – przekształtnik, DSOGI PLL – proponowane urządzenia synchronizacyjne
Strategia kontroli	Wspomaganie sieci – źródło prądowe
Parametr filtra wyjściowego	L = 1,83 mH C = 2,2 uF
Transformator separujący	YY 0 1 kVA 230 V / 100 V
Wyłącznik trójfazowy	Moller DIL0M-G
Źródło prądu stałego	EA-PSI 9570-40
Pojemność szyny prądu stałego	6000 uF + 8 x 20 uF
GPS	SDC – uBlox NEO-6M SDS – uBlox NEO-7M
Router	D-Link 100 Mb/s
Urządzenia synchronizacyjne	Tiva – LaunchPad EK-TM4C1294XL
System sterowania przekształtnikiem	dSPACE PX10, DS1106
Obciążenie	33 Ω na fazę

Pomiędzy stworzonym modelem mikro-sieci a systemem elektroenergetycznym znajduje się wyłącznik trójfazowy, aby symulować rozłączenie mikro-sieci od systemu elektroenergetycznego, a tym samym pracę mikro-sieci w trybie autonomicznym. Ten trójfazowy wyłącznik oddziela galwanicznie mikro-sieć od systemu elektroenergetycznego.

Zdjęcie stanowiska laboratoryjnego przedstawiono na rys. 3.2. Zdjęcie to przedstawia główne urządzenia stanowiska doświadczalnego. Strony mikro-sieci i systemu elektroenergetycznego są rozdzielone, a informacje wymieniane są tylko przez router. Zdjęcie przedstawia urządzenia synchronizacyjne na których zaimplementowano opracowane algorytmy synchronizacji. Oddzielne moduły GPS są podłączone niezależnie do płytek w celu synchronizacji czasu i pomiarów. Ze względów bezpieczeństwa przekształtnik pracuje przy obniżonym napięciu, z 400 V do 100 V międzyfazowego RMS i 350 V na łączy DC.



Rys. 3.2. Zdjęcie stanowiska badawczego, autor Konrad Jędrys

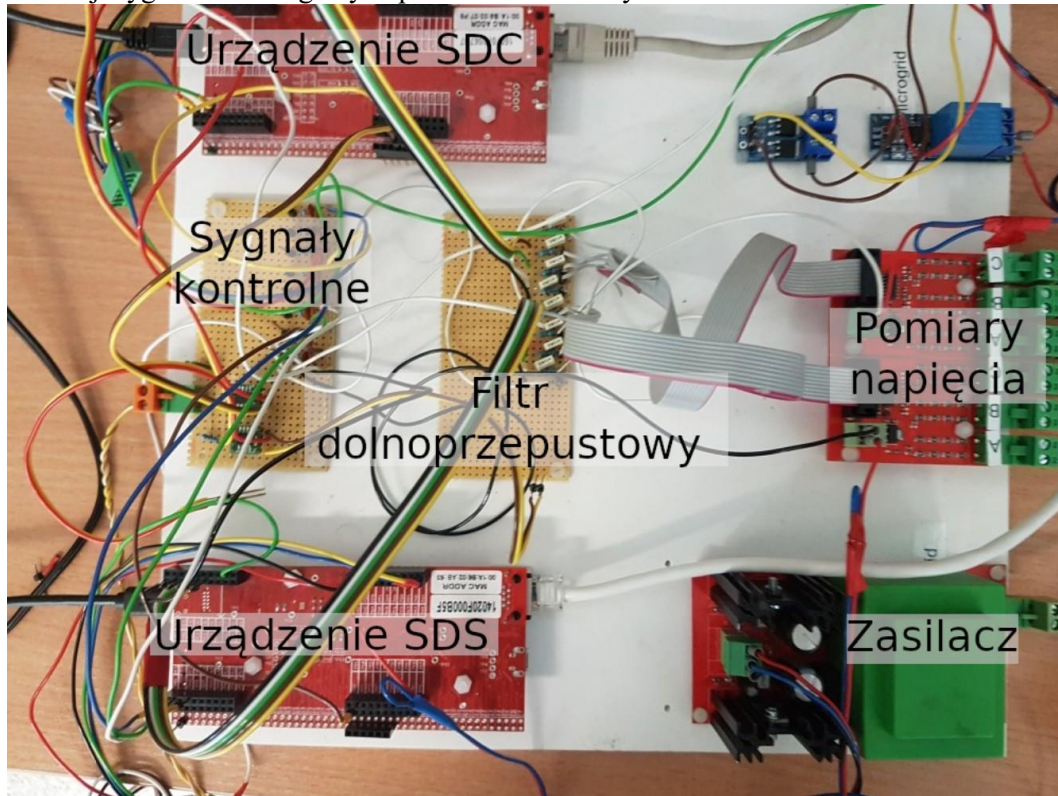


Rys. 3.3. Schemat komunikacji między używanymi urządzeniami

Rys. 3.3 przedstawia schemat komunikacji pomiędzy urządzeniami. Komputer jest podłączony do dwóch platform dSPACE. Pierwsza platforma odpowiada za pomiary na przekształtniku energoelektronicznym, sterowanie, bezpieczeństwo i sygnały bramkowe. Druga platforma dSPACE odpowiada za komunikację i sterowanie urządzeniami synchronizacji oraz dodatkowe pomiary na trójfazowym wyłączniku pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym.

Urządzenia do synchronizacji

Urządzenia do synchronizacji zostały zaprojektowane i zbudowane przez autora. Kontrolery synchronizacji zostały zbudowane z kilku elementów: dwóch płytek rozwojowych Texas Instruments Tiva LaunchPad EK-TM4C1294XL, płytki pomiaru napięcia, komunikacji CAN oraz płytek filtracji pomiarów i routera. Zaprojektowane urządzenia synchronizacyjne oraz płytki do pomiaru napięć i płytki filtracji sygnałów analogowych przedstawiono na rys. 3.4.



Rys. 3.4. Zdjęcie kontrolerów synchronizacji, autor Mateusz Litwin

Zestaw ewaluacyjny EK-TM4C1294XL został wykorzystany na stanowisku doświadczalnym jako niekosztowna platforma rozwojowa dla mikrokontrolerów opartych na ARM® Cortex-M4F. Zastosowany zestaw ewaluacyjny wykorzystano do uruchomienia w czasie rzeczywistym opracowanego sterowania i synchronizacji. Dane techniczne użytych zestawów ewaluacyjnych:

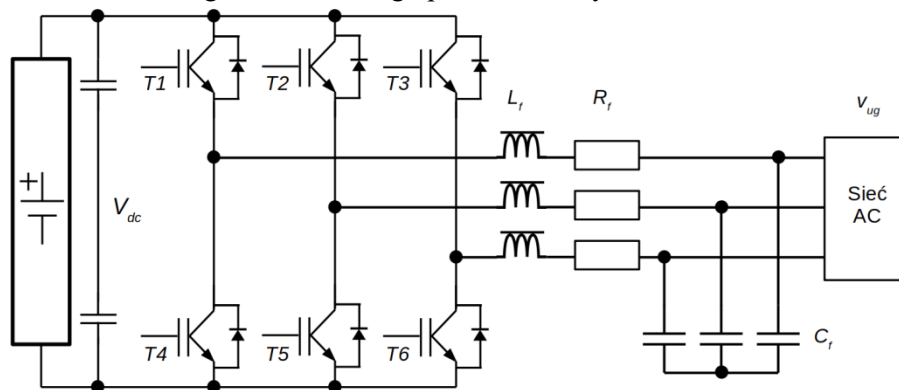
- Wydajny mikrokontroler TM4C1294NCPDT
- 32-bitowy procesor ARM Cortex-M4 120 MHz
- 1 MB Flash, 256 KB SRAM, 6 KB EEPROM
- Zintegrowany 10/100 Ethernet MAC+PHY
- Podwójne 12-bitowe 2 przetworniki ADC, sterownik silników PWM
- Host USB 2.0 o pełnej prędkości, OTG (High-speed z zewnętrznym USB PHY)
- Dwa moduły Controller Area Network (CAN)
- Wbudowany interfejs debugowania w obwodzie (ICDI)
- Obsługa wielu łańcuchów narzędzi programistycznych: CCS, Keil, IAR i GCC

Obydwa urządzenia mają oddzielne pomiary i sygnały GPS i nie mają bezpośredniego połączenia elektrycznego ani nie są skomunikowane. Do wymiany danych pomiędzy nimi wykorzystano standardowy konsumencki router. Port Ethernet urządzenia SDS został podłączony do różnych urządzeń w zależności od potrzeb eksperymentu. W większości eksperymentów wykorzystano bezpośrednie połączenie z routerem. Połączenie poprzez publiczną sieć, udostępnioną sieć WiFi lub routerem 4G jest używane do eksperymentów z różnymi typami komunikacji. W przypadku testów z użyciem infrastruktury publicznej wykorzystano połączenie Ethernet dostępne w laboratorium oraz oddzielny port Ethernetowy z publicznym adresem IP. Do testów połączenia WiFi wykorzystano laptop z systemem Ubuntu 20.04 jako punkt dostępu do infrastruktury publicznej poprzez kartę WiFi.

Do testów transmisji bezprzewodowej na dużej odległości wykorzystano router 4G. Do synchronizacji czasu wykorzystano dwa odbiorniki GPS. Neo6 firmy uBlox został użyty jako odbiornik sygnału GPS dla urządzenia po stronie mikro-sieci, natomiast uBlox neo7 został użyty po stronie systemu elektroenergetycznego.

Opis przekształtnika i zastosowanego układu sterowania

Przekształtniki energoelektroniczne są szeroko stosowane w zastosowaniach związanych ze źródłami generacji rozproszonej, takimi jak turbiny wiatrowe, farmy fotowoltaiczne, magazyny akumulatorów i ogniwa paliwowe. Zarządzają przepływem mocy zarówno generatorów, jak i urządzeń magazynujących energię. Przekształtniki energoelektroniczne mogą być realizowane przy użyciu wielu struktur sprzętowych. Niemniej jednak, dwupoziomowy przekształtnik energoelektroniczny ze źródłem napięcia jest najszerzej stosowaną topologią [56]. użytą w badaniach topologię przekształtnika energoelektronicznego pokazano na rys. 3.5.

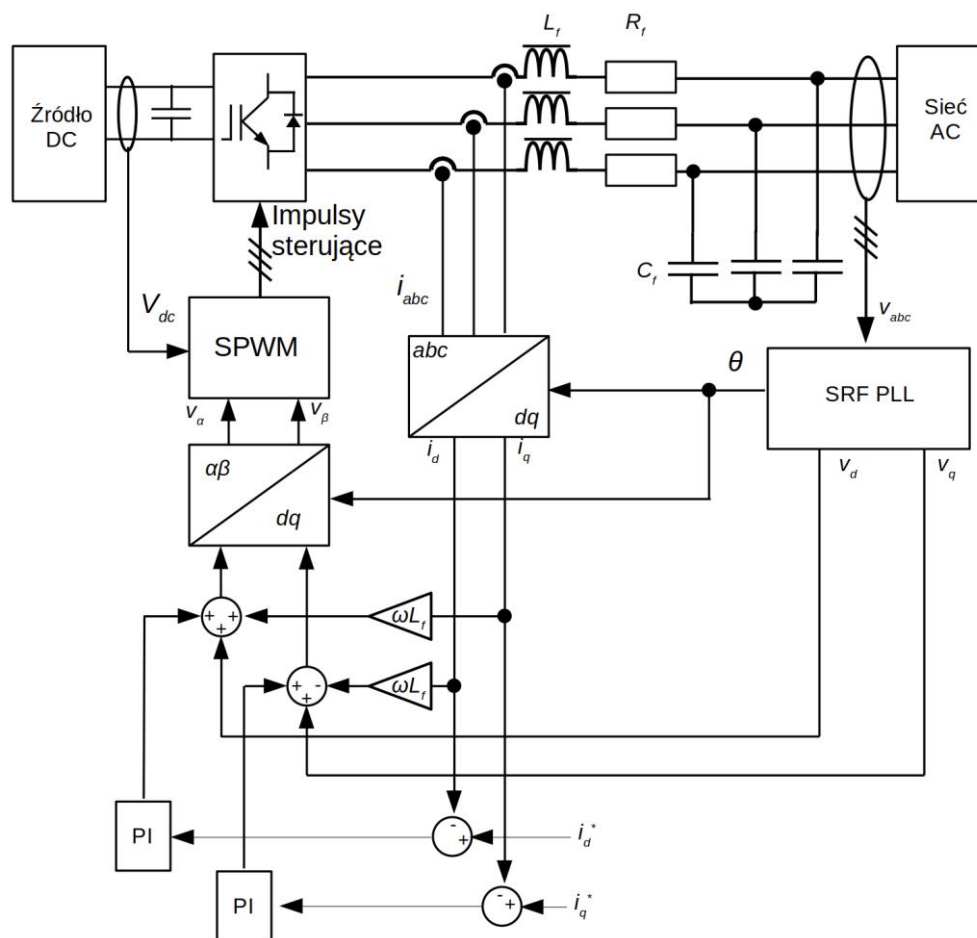


Rys. 3.5. Zastosowana w rozprawie dwupoziomowa topologia przekształtnika energoelektronicznego, gdzie: L_f – indukcyjność filtra, R_f – rezystancja filtra, C_f – pojemność filtra, V_{dc} – napięcie w obwodzie pośrednim, $T1$ – $T6$ – klucze tranzystorowe, v_{UG} – chwilowe napięcie trójfazowe w sieci

W pracy zastosowano dwupoziomą trójfazową topologię przekształtnika energoelektronicznego, ponieważ jest ona wystarczająca do testowania opracowanej metody synchronizacji, co jest głównym przedmiotem zainteresowania niniejszej pracy. Przekształtnik energoelektroniczny oparta jest na kontroli VOC. W układzie sterowania przekształtnika energoelektronicznego zastosowano standardowy kontroler PI jako regulator prądu, odprężenie i_d i i_q oraz zastosowano bloki feedforwardowe dla lepszej dynamiki układu. Taki układ ma dużą dynamikę i dobre cechy statyczne. Jako algorytm synchronizacyjny zastosowano algorytm SRF PLL. W systemach trójfazowych SRF PLL jest najczęściej stosowaną techniką i jest szeroko stosowana do synchronizacji przekształtników energoelektronicznych z napięciem sieciowym [8], [26], [46], [57]. Schemat sterowania pokazano na rys. 3.6.

Sterowanie przekształtnikiem energoelektronicznym zostało zrealizowane na platformie dSPACE. Zastosowany w eksperymencie przekształtnik energoelektroniczny ze sterowaniem jako źródło prądu został zaprojektowany, zbudowany i wdrożony przez dr inż Dariusza Zielińskiego [53]. Sterownik został zaprojektowany i zrealizowany jako przekształtnik podążający za siecią (ang. grid following). Takie sterowanie powoduje, że przekształtnik pracuje tylko w trybie podłączonym do sieci. Ta metoda nie może być wykorzystywana do testowania synchronizacji, ponieważ nie ma możliwości poprawnej pracy w trybie autonomicznym.

Autor zaimplementował sterownik wspomagający sieć (ang. grid-supporting), aby zapewnić możliwość pracy również w trybie autonomicznym. Ponadto zaimplementowano sterowanie hierarchiczne umożliwiające zdalną synchronizację przekształtnika energoelektronicznego. Algorytm kontroli uchybu został dodany jako poziom pierwszy sterowania hierarchicznego. Proponowane urządzenia służą jako centralny sterownik regulacji drugiego poziomu do synchronizacji mikro-sieci i przywracania odchyłek częstotliwości i napięcia do wartości nominalnych.



Rys. 3.6. Koncepcja sterowania przekształtnika energoelektronicznego ze sterowaniem VOC, gdzie: i_{abc} – prąd na wyjściu przekształtnika, v_{abc} – napięcie na wyjściu przekształtnika, i_d, i_q – chwilowe składowe czynne i biernie prądu w układzie dq , v_d, v_q – chwilowe składowe czynne i biernie napięcia w układzie dq , i_d^*, i_q^* – zadane składowe czynne i biernie prądu w układzie dq , θ – kąt fazowy napięcia, SPWM – modulacja napięcia PWM, ω – pulsacja kątowna $2\pi f$, v_α, v_β – chwilowe składowe napięcia w układzie $\alpha\beta$, PI – regulator proporcjonalny całkujący

Zazwyczaj filtrem wyjściowym takiego przekształtnika jest tylko indukcyjność L , ale w tej rozprawie przekształtnik musi pracować w obu trybach: podłączonym do sieci i autonomicznym. W związku z tym istnieje potrzeba użycia filtra indukcyjno-pojemnościowego LC do pomyślnej pracy autonomicznej. Przekształtnik zasilano z dużego źródła prądu stałego EA-PSI 9750-40 dla dobrej stabilności napięcia obwodu DC. W łączy DC zastosowano dwa kondensatory.

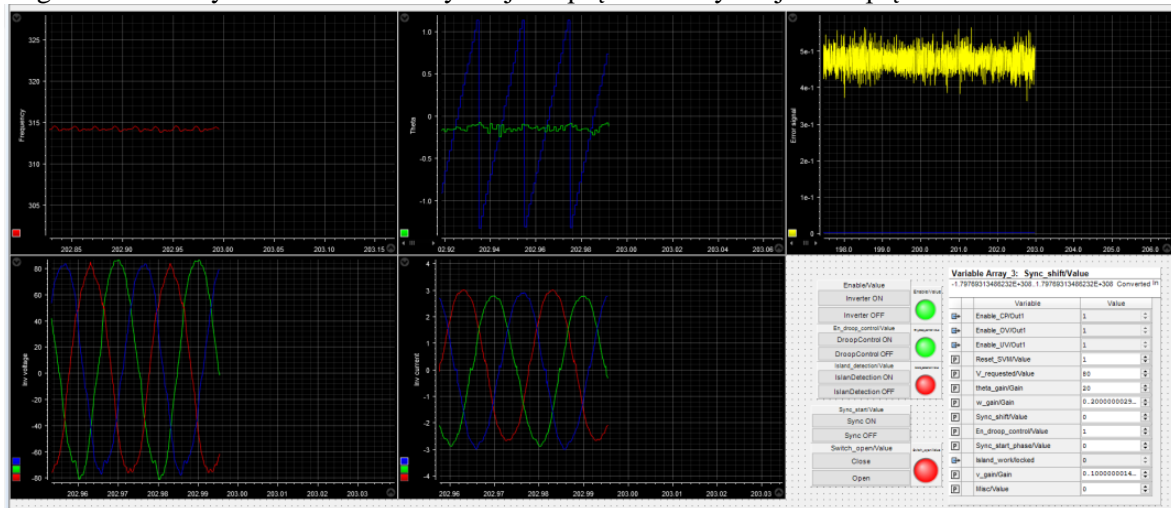
Sterownik przekształtnika energoelektronicznego pracującego w mikro-sieci składał się z dwóch głównych elementów: płyty mikroprocesorowej DS1006 i płyty bazowej FPGA DS5202. Zadaniem tej ostatniej jest konwersja analogowo-cyfrowa i generowanie sygnałów PWM. Sygnały PWM były dostarczane do sterowników bramek za pomocą kabli światłowodowych, aby zminimalizować opóźnienia i problemy z zakłóceniami elektromagnetycznymi.

Platforma dSPACE służąca do uruchamiania w czasie rzeczywistym opracowanego sterowania i synchronizacji ma następujące parametry:

- Płyta procesorowa DS1006:
- Czterordzeniowy procesor AMD 2,4 GHz
- architektura x86
- komunikacja przez magistralę PHS
- Komunikacja kablem światłowodowym z komputerem
- Płyta bazowa FPGA DS5202:
- FPGA Spartan®-3XC3S4000
- Zakres przetwornika analogowo-cyfrowego ± 5 V lub ± 15 V

- 14-bitowa rozdzielczość przetwornika analogowo-cyfrowego
- 8 kanałów przetwornika analogowo-cyfrowego
- Częstotliwość próbkowania 10 MS/s
- 24 kanały PWM
- 3 wejścia przerwań do ochrony przekształtnika energoelektronicznego
- Dodatkowe cyfrowe we/wy

Prądy i napięcia wyjściowe przekształtnika mierzono za pomocą bardzo dokładnych czujników napięciowych i prądowych. Pomiary prądu i napięcia wykonano na trzech fazach napięciach AC wyjścia przekształtnika, oraz napięciu obwodu DC. Do pomiaru prądu i napięcia w przekształtniku energoelektronicznym zastosowano trzy czujniki prądu i cztery czujniki napięcia.



Rys. 3.7. Zrzut ekranu graficznego interfejsu użytkownika używanego na laboratoryjnym stanowisku testowym

Opracowany graficzny interfejs użytkownika zapewnia podgląd sygnału w czasie rzeczywistym i regulację parametrów sterowania. Ponadto jest przeznaczony do dostarczania akwizycji danych ze wszystkich zarejestrowanych kanałów zgodnie z określonymi regułami wyzwalania. Zaimplementowany graficzny interfejs użytkownika przedstawiono na rys. 3.7. Dane ze wszystkich interesujących kanałów zostały przetworzone przy użyciu programu Matlab.

4. Badania eksperymentalne i ich analiza

W niniejszym rozdziale autoreferatu przedstawiono wyniki eksperymentalne opracowanej metody TS-RS. Wyniki eksperymentalne wykonano dla stanu ustalonego po stronie mikro-sieci i systemu energoelektrycznego, ale także w obecności zakłóceń po stronie systemu energoelektronicznego. Programowalne źródło napięcia AC Chroma 61512 zostało użyte do testowania zakłóceń po stronie systemu energoelektrycznego zamiast podłączenia do sieci.

Wyniki w stanie ustalonym skupiają się na poprawności synchronizacji i czasie synchronizacji. Przedstawiono również porównanie opracowanej metody z metodą pasywną. Z drugiej strony wyniki eksperymentalne z zaburzeniami w sieci elektroenergetycznej pokazują, jak opracowane rozwiązanie działa z niektórymi typowymi zaburzeniami sieci elektroenergetycznej. Tylko zasadnicza część wyników została przedstawiona w autoreferacie. Pominięte zostały symulacje i wyniki eksperymentalne dla łatwych warunków pracy układu synchronizacji (połączenie przewodowe i połączenie bezprzewodowe na małej odległości).

Część wyników przedstawionych w tym rozdziale została omówiona w artykułach autora [51], [52]. W artykule [52] przedstawiono wyniki wykorzystania przedstawionej nowatorskiej strategii synchronizacji w przypadku zakłóceń w systemie elektroenergetycznym.

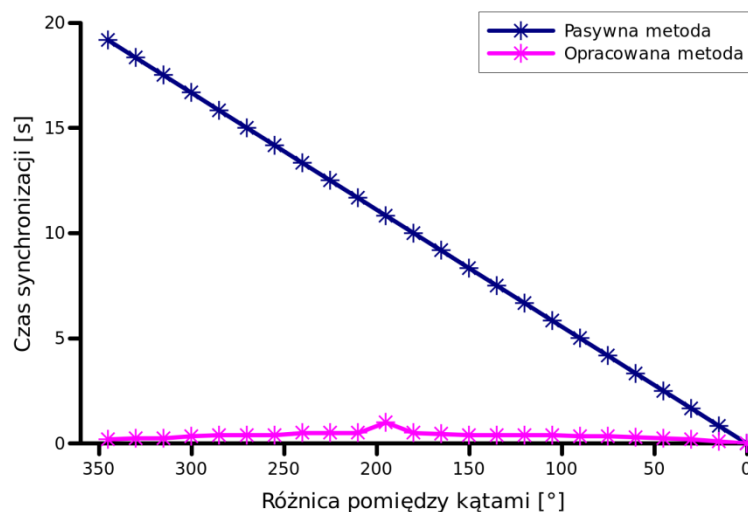
4.1. Czas synchronizacji wymagany przez opracowaną metodę w porównaniu z metodą pasywną

Synchronizacja pasywna jest najbardziej podstawową i prostą metodą wykorzystywaną w synchronizacji generatorów konwencjonalnych. To sprawia, że ta metoda jest dobrym kandydatem do porównania z opracowaną metodą synchronizacji.

Czas synchronizacji w metodzie pasywnej zależy głównie od różnicy częstotliwości pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym. Ponieważ normy IEEE ściśle wskazują na maksymalne możliwe różnice częstotliwości, różnice częstotliwości nie mogą być zbyt duże. W tym teście wykonano pomiary dla trzech różnych różnic częstotliwości: 0,05 Hz, 0,15 Hz i 0,3 Hz. 0,3 Hz to maksymalna różnica częstotliwości dopuszczalna do synchronizacji generatorów rozproszonych w sieciach niskiego napięcia.

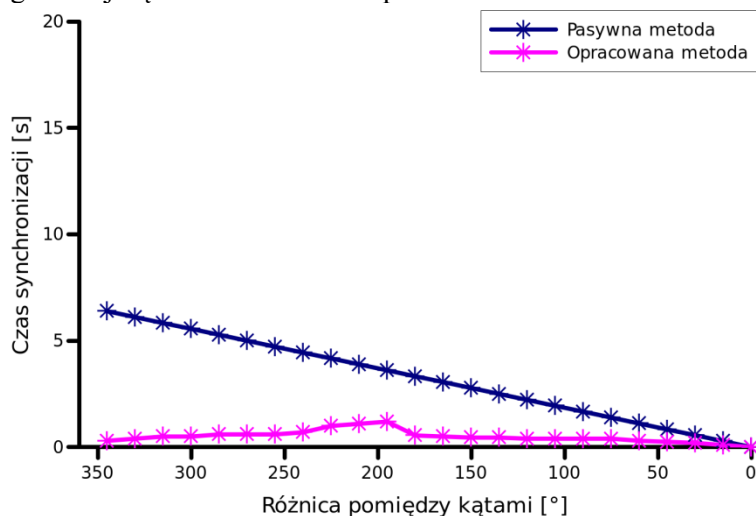
Synchronizację uznawano za udaną, jeśli różnica kąta fazowego napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym była mniejsza niż 5 stopni.

Czas synchronizacji w funkcji początkowej różnicy kątów fazowych napięcia przedstawiono na rys. 4.1. Wynik ten jest prezentowany dla różnicy częstotliwości 0,05 Hz pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym. W przypadku metody pasywnej synchronizacja następuje w najgorszym wypadku dopiero po 20 sekundach. Opracowane rozwiązanie było w takich warunkach wielokrotnie szybsze niż metoda pasywna. W najgorszym przypadku dla metody pasywnej, gdy system jest nieco za idealnym punktem synchronizacji, na możliwość synchronizacji trzeba czekać prawie cały cykl.



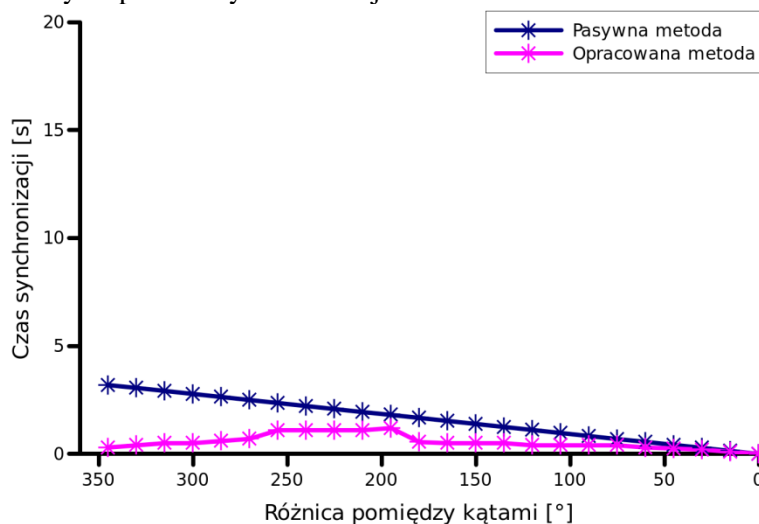
Rys. 4.1. Czas synchronizacji przy użyciu pasywnej i opracowanej metody synchronizacji dla różnicy częstotliwości 0,05 Hz

Powyższy rysunek pokazuje również, że dla różnicy kątów fazowych około 195 stopni czas synchronizacji dla opracowanej metody jest nieco wyższy niż różnic kątów na reszcie wykresu. Taka anomalia związana jest z przeregulowaniem regulatora synchronizacji i koniecznością oczekiwania na różnicę kąta fazowego mniejszą niż zakładane 5 stopni.



Rys. 4.2. Czas synchronizacji przy użyciu pasywnej i opracowanej metody synchronizacji dla różnicy częstotliwości 0,15 Hz

Większą różnicę częstotliwości pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym przedstawiono na rys. 4.2. Różnica częstotliwości pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym ma wartość 0,15 Hz. Widać, że czas synchronizacji dla metody pasywnej jest szybszy niż w pierwszym eksperymencie. Cały cykl synchronizacji pasywnej trwa około 6,67s. Opracowana metoda synchronizacji ma w większości taki sam czas jak w poprzednim eksperymencie, gdy różnica częstotliwości jest mniejsza. Czas synchronizacji tylko nieznacznie zależy od początkowej różnicy częstotliwości pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym. Widoczne było niewielkie odchylenie czasu synchronizacji dla około 230 stopni różnicy kąta fazowego napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym, co związane jest z przeregulowaniem regulatora w opracowanym sposobie synchronizacji.



Rys. 4.3. Czas synchronizacji z wykorzystaniem pasywnej i opracowanej metody synchronizacji dla różnicy częstotliwości 0,3 Hz

Sytuację, w której różnica częstotliwości jest maksymalna dla normy IEEE dla małych źródeł energii rozproszonej i wynosi 0,3 Hz przedstawiono na rys. 4.3. Różnica w czasie synchronizacji pomiędzy metodą pasywną i opracowaną jest niewielka. Należy jednak zaznaczyć, że w metodzie synchronizacji pasywnej nie występuje synchronizacja częstotliwości. Jeśli trójfazowy wyłącznik między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym zostanie zamknięty przy takiej różnicy

częstotliwości, mogą wystąpić prądy przejściowe, a system może być niestabilny. Duża różnica częstotliwości powoduje nieznaczne przeregulowanie przy opracowanej metodzie synchronizacji, co powoduje, że dla różnicy kąta fazowego napięcia w zakresie od 270 stopni do 195 stopni zajmuje nieco więcej niż jedną sekundę.

Wyniki pokazują, że opracowana metoda synchronizacji działa szybciej niż metoda pasywna. Dużą zaletą jest brak różnicy częstotliwości przy zamykaniu wyłącznika trójfazowego, jeśli stosowana jest opracowana metoda synchronizacji.

4.2. Synchronizacja przy użyciu różnych połączeń sieci publicznej

W tym rozdziale przedstawiono eksperymentalne wyniki synchronizacji przy użyciu opracowanej metody TS-RS dla różnych typów połączeń. Aby umożliwić przesyłanie danych synchronizacji z dowolnego miejsca, urządzenie SDC musi mieć publiczny adres IP. Dzięki publicznemu IP połączenie z urządzeniem SDC jest możliwe z dowolnego miejsca na świecie. Routery na Politechnice Lubelskiej zostały skonfigurowane tak, aby statycznie przydzielać publiczny adres IP routerowi, który służy jako urządzenie dostępowe do urządzenia SDC.

Połączenie przewodowe

Pierwszy test przeprowadzono przy użyciu publicznego przewodowego połączenia internetowego. W tym teście urządzenie SDS jest podłączone bezpośrednio do publicznego Internetu za pomocą przewodowego połączenia Ethernet. Urządzenie SDC jest podłączone do klasycznego konsumenckiego routera, który z kolei jest podłączony do publicznego Internetu. Publiczny adres IP jest statycznie przypisywany do routera, co sprawia, że urządzenie SDC jest dostępna przez cały czas z dowolnego miejsca na świecie.

Eksperyment przeprowadzono dla różnych początkowych różnic kątów fazowych napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym. Poniższe wyniki podano dla 0, 60, 120, 180, 240 i 300 stopni różnicy kąta fazowego napięcia.

Tab. 4.1. Główne wskaźniki wydajności opracowanej metody synchronizacji przy wykorzystaniu połączenia przewodowego.

	CZAS NARASTANIA [s]	PRZEREGULOWANIE [%]	CZAS REGULACJI [s]
0°	0	0	0
60°	0,23	0	0,362
120°	0,251	0	0,359
180°	0,38	4,2	1,553
240°	0,261	2,22	0,4
300°	0,251	0	0,41

Tab. 4.1 przedstawia wyniki opracowanej metody synchronizacji dla połączenia przewodowego. Czas synchronizacji zależy od kierunku synchronizacji (częstotliwość na mikro-sieci podczas synchronizacji rośnie lub spada) oraz różnicy kątów fazowych napięcia. Przy dużej różnicy kątów fazowych napięcia występuje przeregulowanie, które może wydłużyć czas ustalania nawet o około 1 sekundę.

Połączenie WiFi

Drugi test został przeprowadzony dla bezprzewodowego połączenia Wi-Fi i korzystania z publicznego połączenia internetowego. W tym teście urządzenie SDS jest podłączone do laptopa za pomocą połączenia przewodowego Ethernet. Laptop jest podłączony za pomocą połączenia Wi-Fi do Wi-Fi w laboratorium autora i skonfigurowany do współdzielenia połączenia Wi-Fi z portem Ethernet. Inne komputery i telefony również używają Wi-Fi do symulacji obciążenia infrastruktury Wi-Fi

podczas testu. Urządzenie SDC wykorzystuje klasyczny konsumencki router do łączenia się z publicznym Internetem. Publiczny adres IP jest statycznie przypisywany do routera, co powoduje, że urządzenie SDC jest dostępne z dowolnego miejsca na świecie.

Eksperyment przeprowadzono dla kilku różnych różnic kąta fazowego napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym. Poniższe wyniki podano dla 0, 60, 120, 180, 240 i 300 stopni różnicy kąta fazowego napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym.

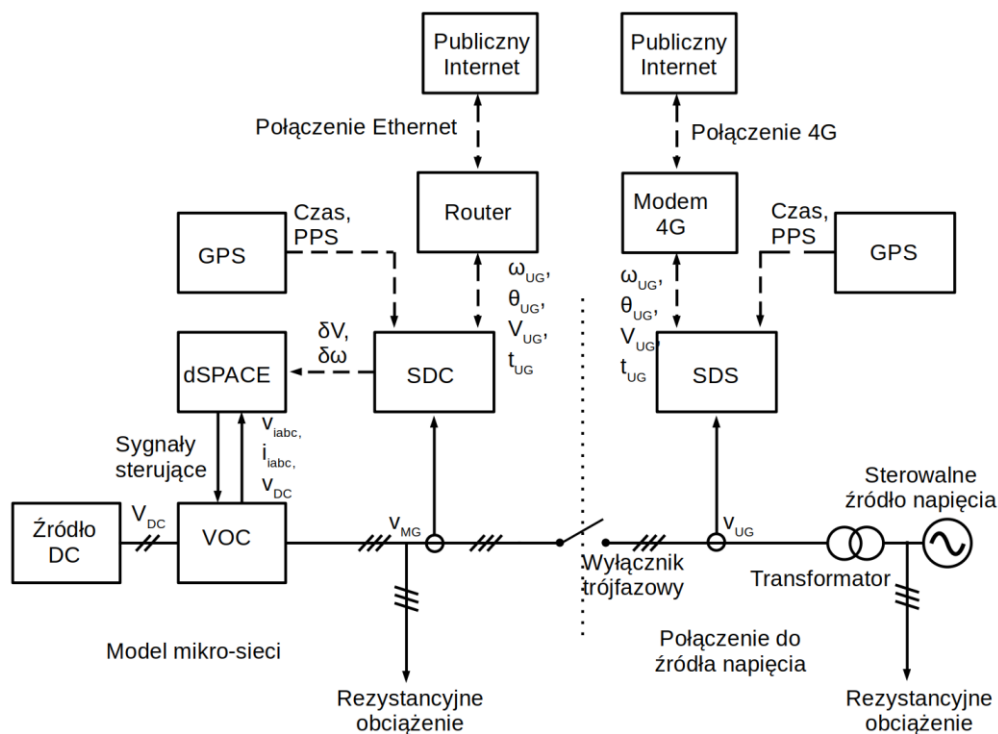
Tab. 4.2. Główne wskaźniki wydajności opracowanej metody synchronizacji przy wykorzystaniu połączenia WiFi.

	CZAS NARASTANIA [s]	PRZEREGULOWANIE [%]	CZAS REGULACJI [s]
0°	0	0	0
60°	0,252	0	0,377
120°	0,251	0	0,36
180°	0,381	4.2	1,236
240°	0,28	0	0,36
300°	0,26	0	0,417

Tab. 4.2 przedstawia wyniki opracowanej strategii synchronizacji dla połączenia Wi-Fi. Widać, że czas synchronizacji zależy od kierunku synchronizacji różnic kątów fazowych napięcia oraz opóźnień w transmisjach. Przy dużej różnicy kątów fazowych napięć dochodzi do przeregulowania wydłużającego czas ustalania nawet o ok. 1 sekundę.

Połączenie 4G

Trzeci test został przeprowadzony przy użyciu połączenia bezprzewodowego 4G i przy użyciu publicznego połączenia internetowego. Schemat podłączeń stanowisk badawczego przedstawiono na rys. 4.4.

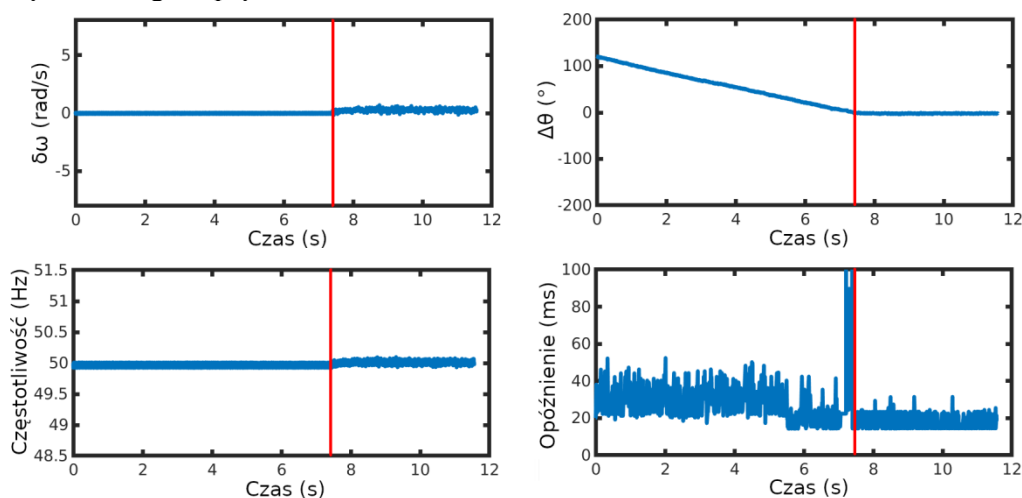


Rys. 4.4. Schemat eksperymentalnego stanowiska testowego do testowania publicznego połączenia internetowego z wykorzystaniem 4G

Urządzenie SDS wykorzystuje w tym teście router 4G jako punkt dostępu do infrastruktury publicznej. W tym samym czasie urządzenie SDC wykorzystuje standardowy konsumencki router do

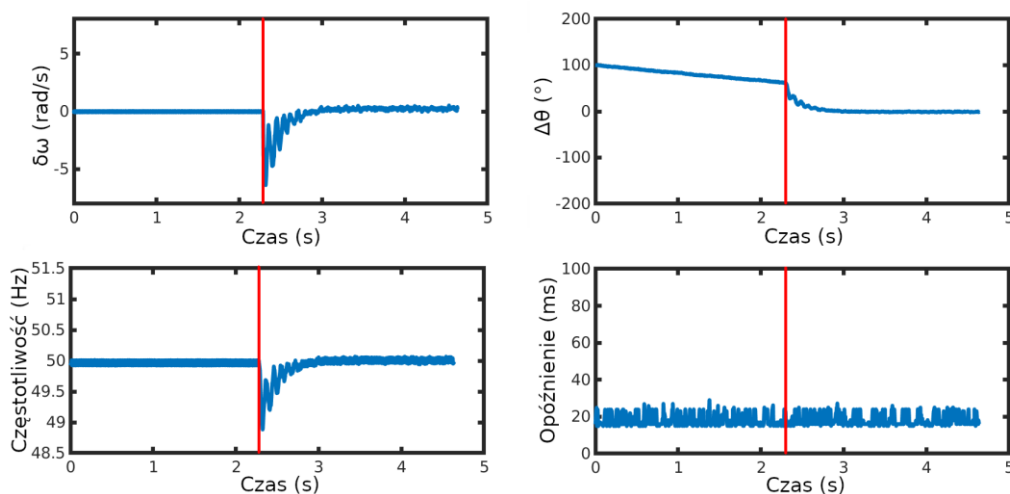
łączenia się z publicznym Internetem. Router posiada statycznie przypisany adres IP, co powoduje, że urządzenie SDC jest dostępna z dowolnego miejsca na świecie.

Eksperyment przeprowadzono dla różnych różnic kątów fazowych napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym. Poniżej podano wyniki dla 0, 60, 120, 180, 240 i 300 stopni różnicy kąta fazowego napięcia.



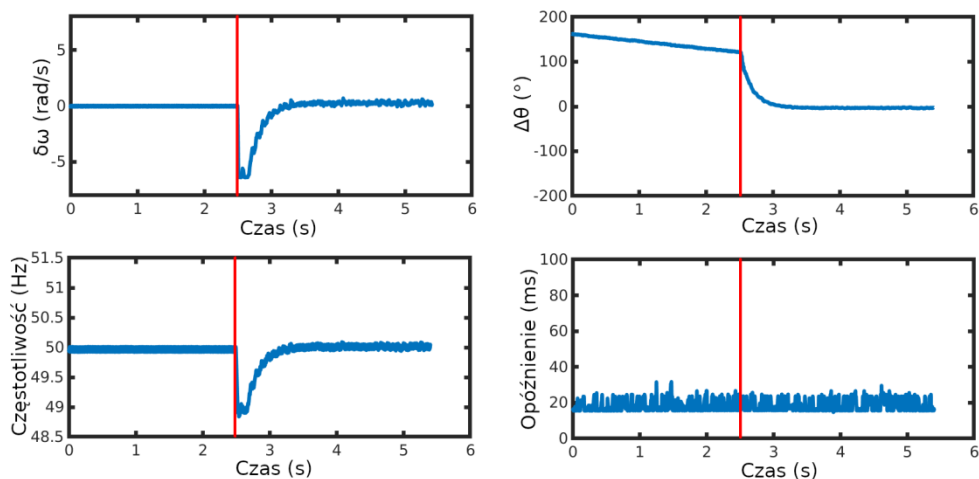
Rys. 4.5. Synchronizacja z wykorzystaniem publicznego łącza 4G i uruchomieniem synchronizacji przy 0 stopniach różnicy kąta fazowego

Sytuację, w której synchronizacja rozpoczyna się od 0 stopni, przedstawiono na rys. 4.5. Nie ma odchyżeń w częstotliwości mikro-sieci. Po uruchomieniu synchronizacji częstotliwość na mikro-sieci zmienia się tylko nieznacznie, a kąt fazowy napięcia wynosi prawie 0 stopni. Jest to najlepszy warunek synchronizacji mikro-sieci, ponieważ po rozpoczęciu synchronizacji następuje tylko niewielka zmiana częstotliwości. Opóźnienie pakietów jest znacznie większe niż w przypadku korzystania z przewodowego połączenia Ethernet lub Wi-Fi, a średnie opóźnienie wynosi około 30 ms.



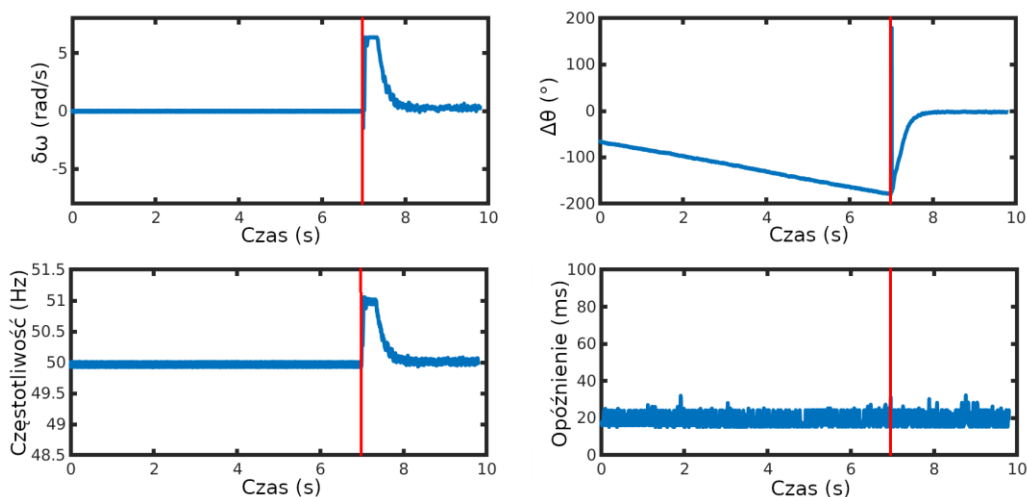
Rys. 4.6. Synchronizacja z wykorzystaniem publicznego łącza 4G i uruchomieniem synchronizacji przy 60 stopniach różnicy kąta fazowego

Rys. 4.6 przedstawiono sytuację, w której kąt fazowy napięcia mikro-sieci wynosi 60 stopni przed kątem fazowym napięcia systemu elektroenergetycznego. Częstotliwość napięcia w mikro-sieci spada do 49 Hz, ale szybko rośnie, gdy kąt fazowy napięcia spada do 0 stopni.



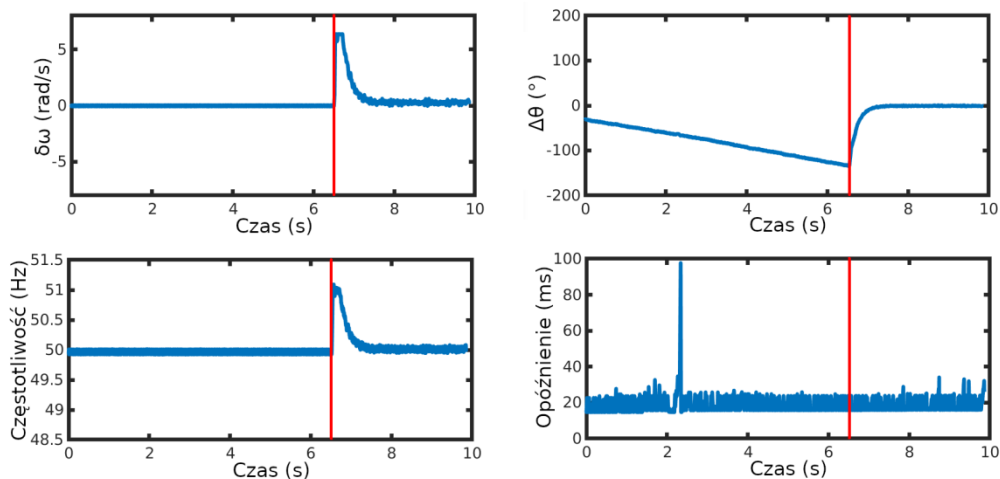
Rys. 4.7. Synchronizacja przy użyciu publicznego łącza 4G i przy uruchomieniu synchronizacji przy 120 stopniach różnicy kątów fazowych

Sytuację, w której różnica faz napięcia wynosi 120 stopni, przedstawiono na rys. 4.7. Ta duża różnica kątów fazowych napięć powoduje, że po rozpoczęciu synchronizacji sterownik przechodzi w stan nasycenia. Limit maksymalnego wystawienia wyjścia jest dodany, aby zapobiec sytuacji, w której sterownik żąda zbyt dużego odchylenia częstotliwości w mikro-sieci. Częstotliwość szybko rośnie, gdy kąt fazowy napięcia zbliża się do 0 stopni.



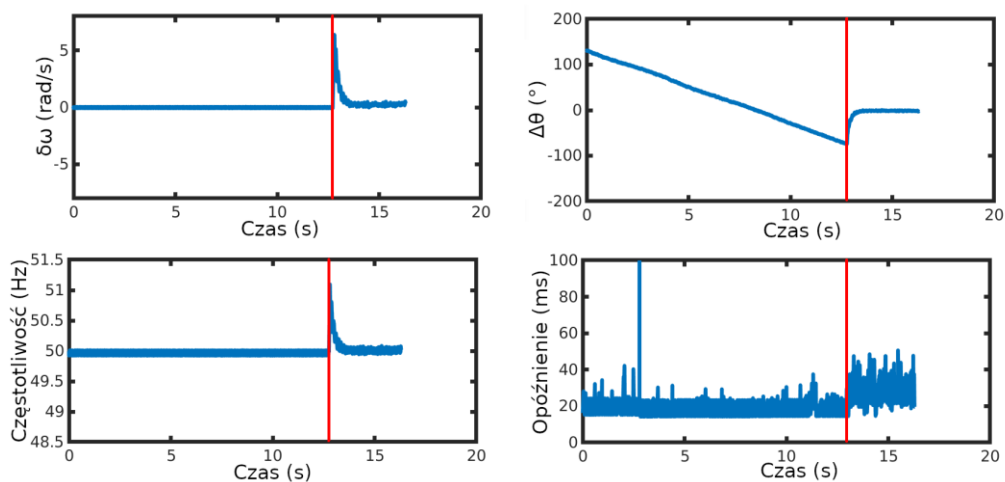
Rys. 4.8. Synchronizacja przy użyciu publicznego łącza 4G i przy uruchomieniu synchronizacji przy 180 stopniach różnicy kątów fazowych

Najtrudniejszym przypadkiem synchronizacji, jest synchronizacji przy przeciwnych kątach fazowych napięć mikro-sieci i systemu elektroenergetycznego, który przedstawiono na rys. 4.8. Po uruchomieniu synchronizacji następuje moment, w którym kąt fazowy napięcia zmienia się z -180 stopni na 180 stopni. Jednak sterownik już rozpoczął synchronizację i szybko synchronizuje poprawnie mikro-sieć z systemem elektroenergetycznym. Opóźnienie pakietów w tym wypadku wynosi około 15 do 25 ms.



Rys. 4.9. Synchronizacja przy użyciu publicznego łącza 4G i przy uruchomieniu synchronizacji przy 240 stopniach różnicy kątów fazowych

Sytuację, w której kąt fazowy napięcia mikro-sieci jest po kącie fazowym napięcia systemu elektroenergetycznego, a kąt fazowy różnicy napięć wynosi 240, co można również zapisać jako -120 stopni przedstawiono na rys. 4.9. Można zauważyć, że wyniki są lustrzanym odbiciem wyników z rys. 4.7. Wiąże się to z okresową właściwością przebiegu sinusoidalnego. Różnica kątów fazowych napięcia jest taka sama, ale z przeciwnym znakiem.



Rys. 4.10. Synchronizacja przy użyciu publicznego łącza 4G i przy uruchomieniu synchronizacji przy 300 stopniach różnicy kątów fazowych

Synchronizację dla różnicy kąta fazowego równej 300 stopni pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym przedstawiono na rys. 4.10. Tę różnicę można to również zapisać jako -60 stopni. Synchronizacja przebiegła bez problemów, pomimo pojedynczych mocno opóźnionych pakietów. Opóźnienie niektórych pakietów sięgało nawet 3 sekund.

Wyniki opracowanej strategii synchronizacji, przy różnych warunkach uruchomienia i przy wykorzystaniu połączenia 4G przedstawiono na rys. 4.5 – 4.10. W każdym przypadku synchronizacja przebiegła szybko i poprawnie, a wynikowa różnica kąta fazowego napięcia była bliska 0 stopni.

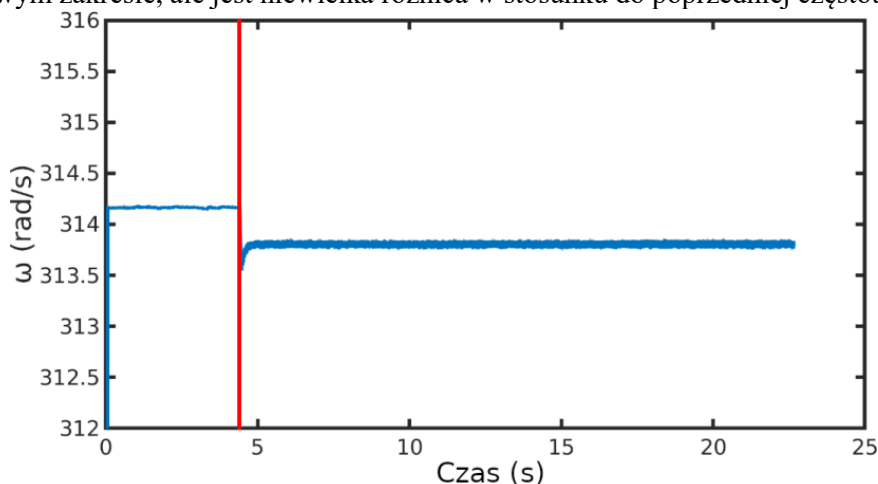
Tab.4.3. Główne wskaźniki wydajności opracowanej metody synchronizacji z wykorzystaniem połączenia 4G.

	CZAS NARASTANIA [s]	PRZEREGULOWANIE [%]	CZAS REGULACJI [s]
0°	0	0	0
60°	0,357	0	0,434
120°	0,326	0	0,48
180°	0,468	0	0,872
240°	0,406	0	0,616
300°	0,34	0	0,598

Tab. 4.3 przedstawia wyniki opracowanej strategii synchronizacji dla wykorzystania połączenia 4G. Znacznie wyższe opóźnienia niż w przypadku użycia połączenia przewodowego lub WiFi spowodowały konieczność uwzględnienia opóźnień przy strojeniu regulatora PI. Dostrojenie regulatora PI spowodowało, dłuższy czas ustalania w niektórych przypadkach, ale brak przeregulowania.

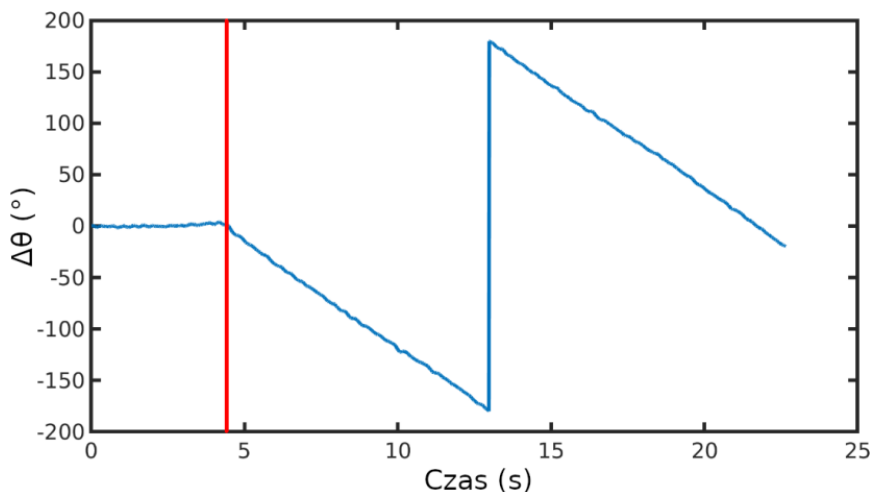
4.3. Testy utrzymania synchronizacji w przypadku przejścia mikro-sieci w tryb autonomiczny

Jedną z zalet opracowanego rozwiązania TS-RS jest możliwość utrzymania synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym nawet w przypadku konserwacji lub awarii na linii łączącej oba systemy. Na rys. 4.11 przedstawiono sytuację, w której wyłącznik trójfazowy w punkcie łączenia sieci został otwarty, a opracowana metoda synchronizacja nie jest włączona. Otwarcie wyłącznika trójfazowego powoduje niedopasowanie mocy wytwarzanej i pobieranej, co powoduje nieznaczną zmianę częstotliwości mikro-sieci. System kontroli uchybu powoduje, że częstotliwość nadal mieści się we właściwym zakresie, ale jest niewielka różnica w stosunku do poprzedniej częstotliwości.



Rys. 4.11. Pulsacja w mikro-sieci po przejściu do trybu autonomicznego bez aktywnej opracowanej metody synchronizacji

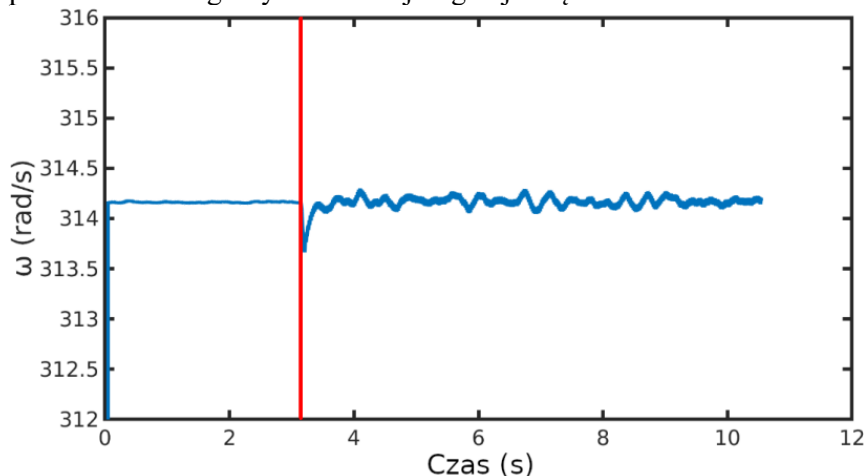
Odchylenie częstotliwości powoduje powolny dryf kąta fazowego napięcia i pojawienie się różnicy w kącie fazowym pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym, co przedstawiono na rys. 4.12.



Rys. 4.12. Różnica kąta fazowego między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym po przejściu mikro-sieci do pracy autonomicznej i bez aktywnej opracowanej metody synchronizacji

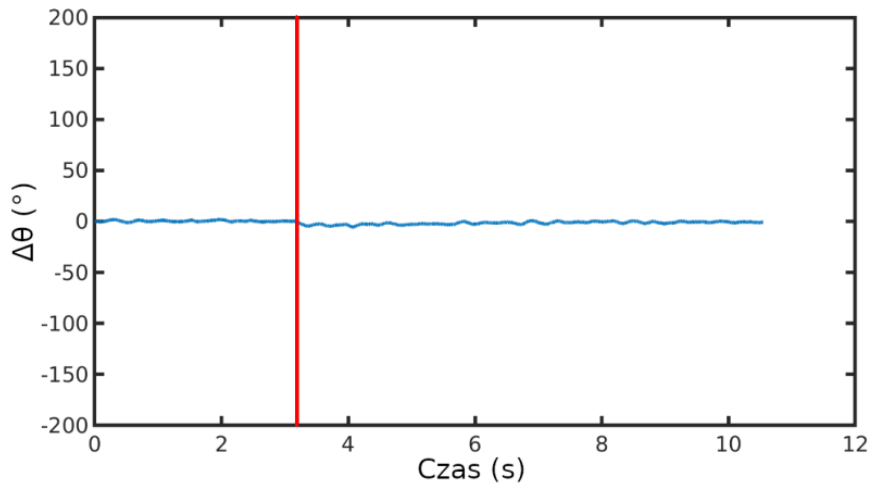
W ciągu około 1 sekundy różnica kąta fazowego napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym jest wyższa niż wymaganie normy IEEE. W przypadku wystąpienia zakłócenia na linii pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym, obwód zabezpieczający może chwilowo otworzyć, a następnie zamknąć trójfazowy wyłącznik. Jeśli okres ten jest długi, ponowne podłączenie po usunięciu zakłóceń może spowodować zamknięcie wyłącznika z dużą różnicą kąta fazowego napięcia pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym, a w rezultacie duże prądy wyrównawcze, uszkodzenie sprzętu, a nawet przerwę w dostawie prądu.

Założmy, że opracowana zdalna synchronizacja TS-RS została zastosowana zaraz po otwarciu wyłącznika trójfazowego. W takim przypadku następuje korekta wytwarzanej mocy, która powoduje powrót częstotliwości do tej samej jak w systemie elektroenergetycznym. Na rys. 4.13 przedstawiono sytuację, w której opracowana strategia synchronizacji jest aktywowana. Po otwarciu wyłącznika trójfazowego opracowana strategia synchronizacji reguluje częstotliwość w mikro-sieci.



Rys. 4.13. Pulsacja w mikro-sieci z aktywną opracowaną metodą synchronizacji w przypadku przejścia mikro-sieci na pracę autonomiczną

Jak przedstawiono na rys. 4.14 zachowane są również kąty fazowe napięć pomiędzy obydwooma systemami. W sytuacji, gdy strategia synchronizacji jest aktywna, ponowne zamknięcie nie stanowi problemu. Wyłącznik trójfazowy może zostać zamknięty w dowolnym momencie.



Rys. 4.14. Różnica kąta fazowego między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym w przypadku użycia opracowanej metody synchronizacji i przejściem mikro-sieci do pracy autonomicznej

Jak przedstawiono powyżej, opracowana strategia synchronizacji może pomóc w utrzymaniu synchronizacji między mikro-sieci i systemu elektroenergetycznego, nawet jeśli linia pomiędzy tymi systemami nie jest zasilana.

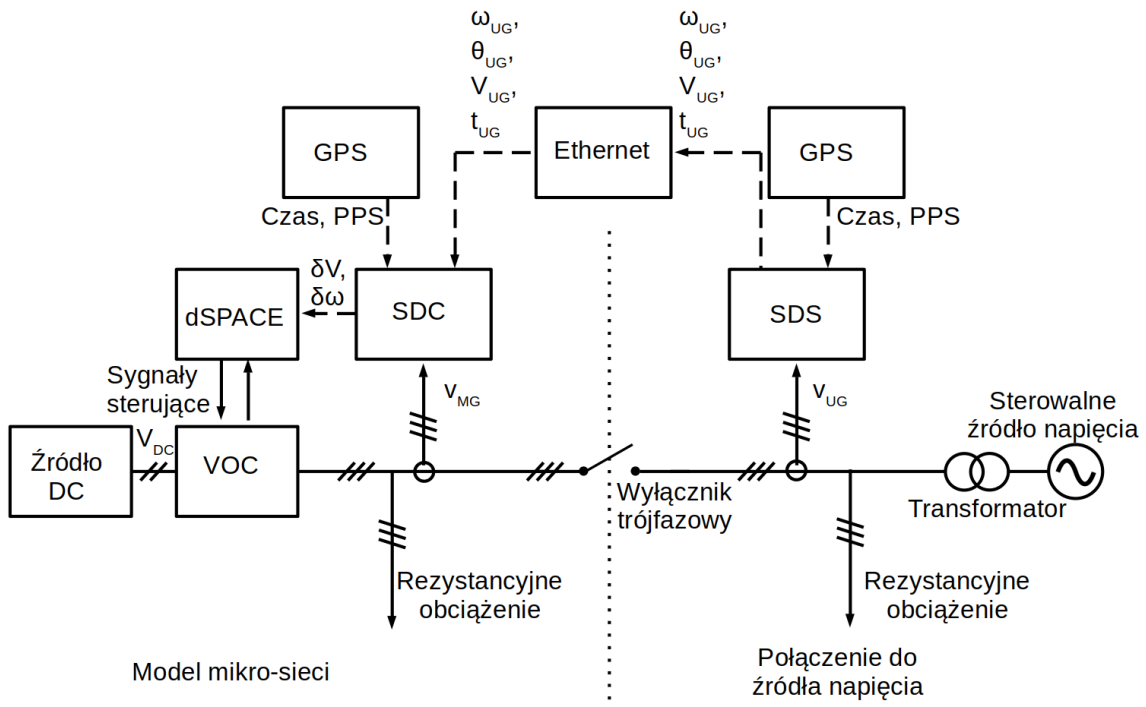
4.4. Stabilność opracowanego rozwiązania przy zakłóceniach

W idealnej sytuacji napięcie w sieci powinno mieć znamionową wielkość napięcia, częstotliwość i różnicę kąta fazowego między fazami. Nie zawsze tak jest w rzeczywistych sieciach. Różne zakłócenia i harmoniczne zniekształcają napięcie. Najczęściej przyjmuje się, że algorytm synchronizacji powinien działać bez problemów i odchyień, niezależnie od rodzaju zakłócenia. Aby przedstawić realistyczny scenariusz, konieczne było przetestowanie algorytmu zdalnej synchronizacji podczas stanów zakłóceń. Jeżeli taki zakłóceńowy stan sieci wystąpi w znacznej odległości od punktu łączenia systemów, synchronizacja pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym powinna nadal działać prawidłowo. Istnieje zatem potrzeba dokładnej identyfikacji kąta fazowego dla niezawodnego procesu synchronizacji na dużą odległość, co pozwala na utrzymanie synchronizacji mikro-sieci w obecności zakłóceń w systemie elektroenergetycznym.

Najczęściej przyjmuje się, że algorytm synchronizacji powinien generować idealny piłokształtny chwilowy kąt fazowy, niezależnie od rodzaju zakłócenia. Kluczową wartością dla tego badania jest błąd synchronizacji δ będący różnicą kątową pomiędzy oszacowanym kątem systemu elektroenergetycznego θ_{UG} a idealnym referencyjnym kątem θ_{UGref} . Dla kilku omawianych zaburzeń przeprowadzono analizę błędu synchronizacji δ i jego zmian w czasie. W podsumowaniu, obliczany został pierwiastek średnich kwadratu błędu (ang. root means square error rms_{δ}) synchronizacji.

Algorytmy synchronizacji SRF PLL i DSOGI PLL zostały przetestowane w opracowanej strategii synchronizacji pod kątem zakłóceń w obecności wyższych harmonicznych, zwarcia jednofazowego i zwarcia dwufazowego. Przeprowadzono porównanie obu metod z idealnym θ_{UG} odniesienia w celu przedstawienia błędów kąta fazowego napięć w stanach zakłóceń.

Wykonano laboratoryjne badania eksperymentalne w celu potwierdzenia zadowalającego działania opracowanej strategii zdalnej synchronizacji pracującej z systemem elektroenergetycznym w warunkach zakłóceń, jak pokazano na rys. 4.15.



Rys. 4.15. Schemat stanowiska badawczego służącego do testowania opracowanej strategii synchronizacji w obecności zakłóceń

Schemat stanowiska badawczego, na którym testowano opracowaną strategię synchronizacji w obecności zakłóceń przedstawiono na rys. 4.15. Wyłącznik trójfazowy pomiędzy stroną mikro-sieci a stroną sieci był otwarty, a mikro-sieć działa w trybie autonomicznym. Po stronie sieci podłączono urządzenie Chroma, które używane było jako sterowalne źródło napięcia, które wytwarza dowolny żądany przebieg napięcia odniesienia.

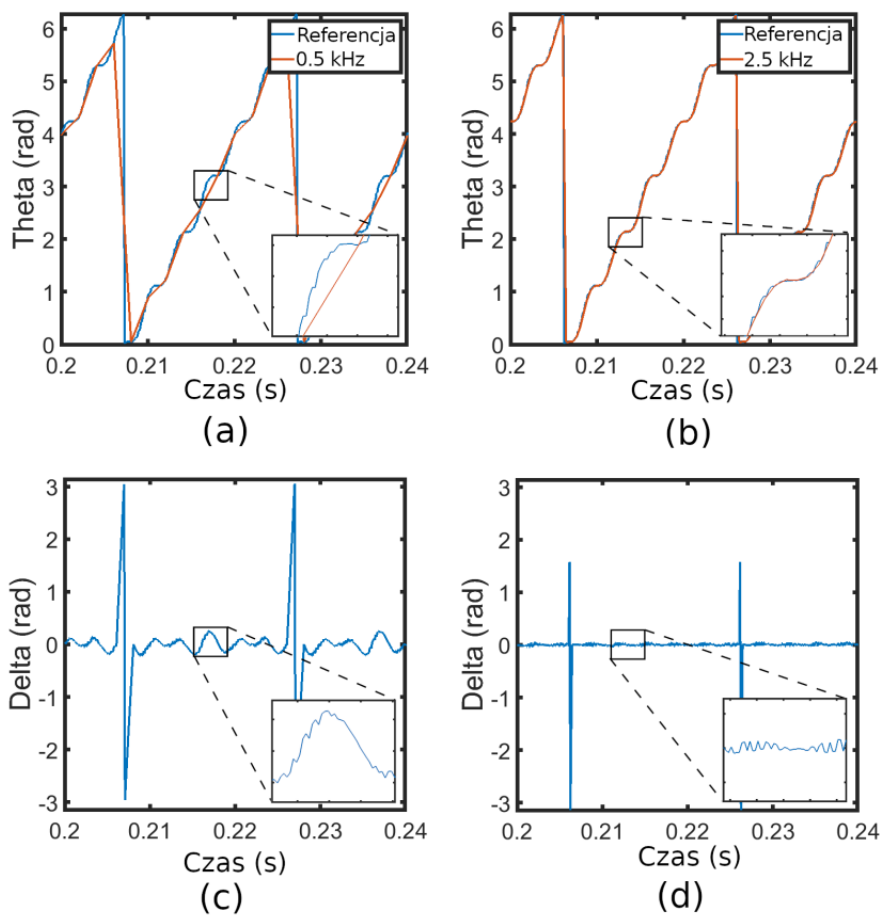
4.4.1. Wpływ częstotliwości przesyłania danych na strategię synchronizacji

Pierwsze testy dotyczą wpływu częstotliwości przesyłania pakietów na wynikowy kąt theta. W tym teście SRF PLL jest używany jako algorytm synchronizacji. Algorytm jest wybrany do testowania różnych zniekształconych kątów theta pod kątem typowych zniekształceń napięcia, które można zaobserwować w sieci. Testy przeprowadzono dla sześciu różnych częstotliwości przesyłania danych: 5 kHz, 2,5 kHz, 1 kHz, 0,5 kHz, 0,25 kHz i 0,1 kHz. Dla wyżej wymienionych szybkości przesyłania danych zmierzono cztery różne zniekształcenia: wyższe harmoniczne z THD 6%, wyższe harmoniczne z THD 19%, zapad jednofazowy i zapad dwufazowy.

Szczegółowe wyniki przedstawiono dla kilku przypadków: 0,5 kHz i 2,5 kHz dla wyższych harmonicznych z THD 19% i zapadem dwufazowym.

Obecność wyższej harmonicznej w napięciu powyżej normy IEEE Std. 519-2014

Dla tego testu założono, że obciążenie nieliniowe wytwarza harmoniczne na poziomach: 5-ta 9,8%, 7-ma 15,8%, 8-ma 2,16%. Na rys. 4.16 przedstawiono wyniki testów z takimi zniekształceniami.



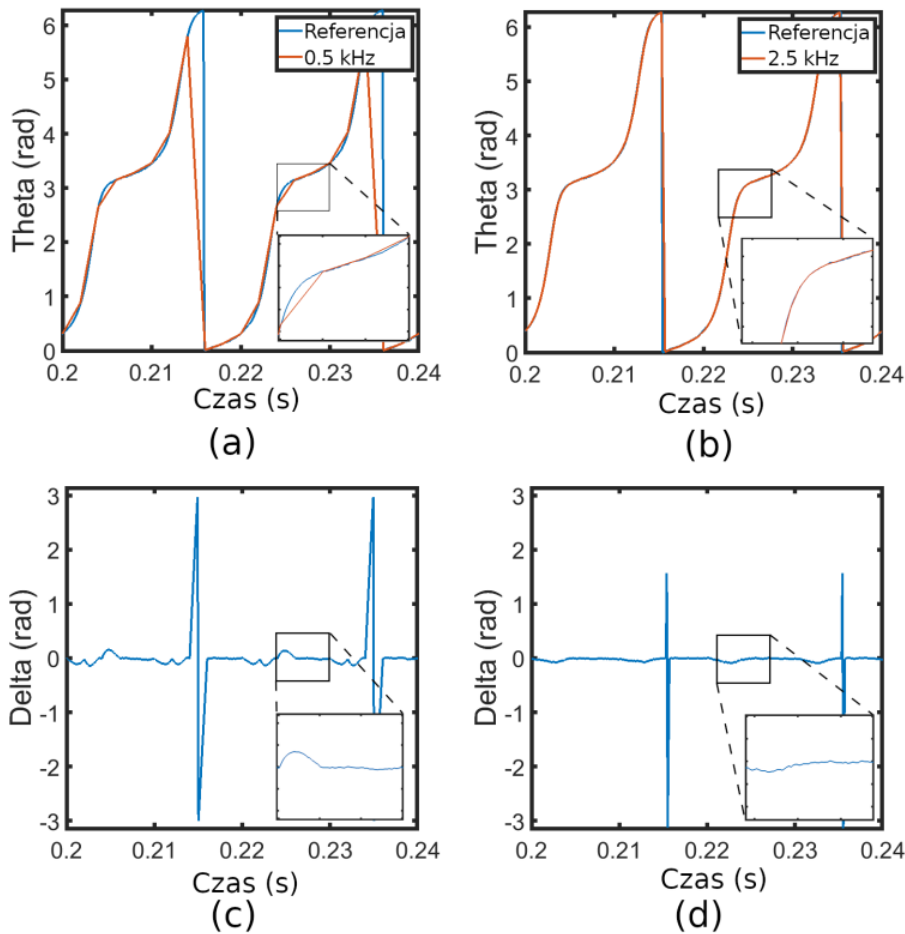
Rys. 4.16. Wpływ różnych szybkości przesyłania danych na wynikowy sygnał kąta theta przy obecności wyższych harmonicznych THD 19%, (a), (b) – porównanie z referencyjnym kątem theta dla szybkości transmisji 0,5 kHz i 2,5 kHz, (c), (d) – różnica pomiędzy otrzymanym kątem theta a referencyjnym kątem theta 10kHz dla szybkości przesyłania danych 0,5 kHz i 2,5 kHz

Rys. 4.16a i 4.16b przedstawiają różnicę pomiędzy referencyjnym kątem theta obliczanym w 10 kHz a odpowiadającym mu kątem theta odbieranym przy częstotliwości przesyłu danych: (a) 0,5 kHz i (b) 2,5 kHz. Na rys. 4.16 przedstawiono również różnicę pomiędzy referencyjnym kątem theta a otrzymanym kątem theta dla (c) 0,5 kHz i (d) 2,5 kHz. Przedstawione piki w wynikach różnic pomiędzy referencyjnym sygnałem a otrzymanym są związane z nieciągłością sygnału kąta theta. Sygnał o wyższej częstotliwości ma więcej punktów niż sygnał o niskiej częstotliwości. Powoduje to, że w rejonie nieciągłości nie można poprawnie wyliczyć różnicy. Problem pojawia się tylko wtedy, gdy porównuje się sygnał o innej szybkości transmisji danych. Ponieważ oba urządzenia synchronizujące wykorzystują tę samą szybkość transmisji danych, problem nie występuje na rzeczywistych urządzeniach synchronizujących.

Dostarczone wyniki wskazują, że szybkość transmisji danych przy kącie theta 2,5 kHz prawie idealnie reprezentuje referencyjny kąt theta w obszarze ciągłym kąta theta. Maksymalna różnica w tym regionie wynosi 0,05 radiana. Wyniki dla częstotliwości wysyłki danych 0,5 kHz pokazują, że w tym wypadku różnica wyników jest znacznie większa i ma maksymalną wartość 0,25 radiana.

Zwarcie dwufazowe

Eksperyment ten zakłada, że wielkość napięcia faz L2 i L3 jest obniżona do 50% ich wartości nominalnej. Ponadto różnica kątów fazowych napięć między tymi liniami jest mniejsza od nominalnej i wynosi 40 stopni.



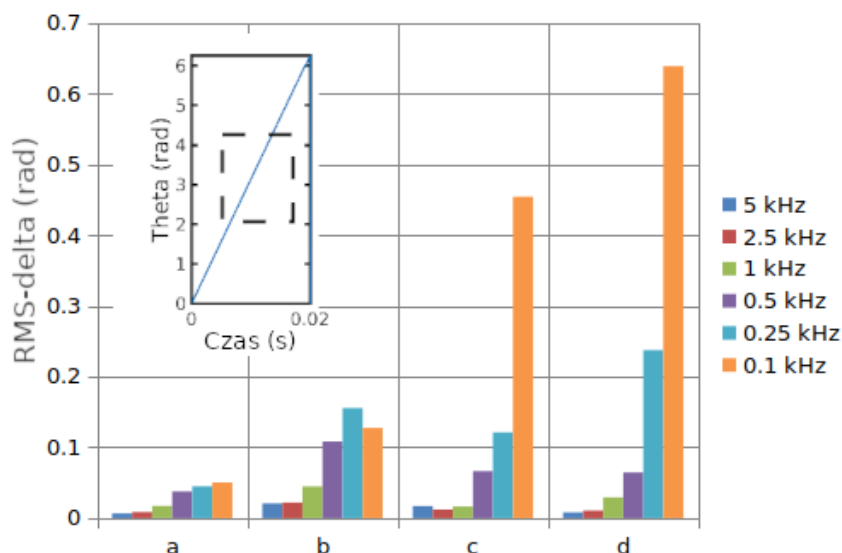
Rys. 4.17. Wpływ różnych szybkości przesyłania danych na wynikowy sygnał kąta theta przy obecności dwufazowego zwarcia, (a), (b) – porównanie z referencyjnym kątem theta dla szybkości transmisji 0,5 kHz i 2,5 kHz, (c), (d) – różnica pomiędzy otrzymanym kątem theta a referencyjnym kątem theta 10 kHz dla przesyłania danych z częstotliwością (c) 0,5 kHz i (d) 2,5 kHz

Rys. 4.17a i 4.17b przedstawiają różnicę pomiędzy referencyjnym kątem theta 10 kHz a odpowiednim kątem theta odbieranym w szybkości transmisji danych (a) 0,5 kHz i (b) 2,5 kHz. Na rys. 4.17 przedstawiono również różnicę pomiędzy referencyjnym kątem theta a otrzymanym kątem theta dla (c) 0,5 kHz i (d) 2,5 kHz częstotliwości wysyłania pakietów.

Podane wyniki wskazują, że 2,5 kHz prawidłowo przedstawia kąt fazowy napięcia dla zapadu dwufazowego. Maksymalna różnica w tym regionie to 0,03 radiana. Wyniki dla 0,5 kHz częstotliwości przesyłania danych pokazują, że różnica wyników jest znacznie większa i ma maksymalną wartość 0,15 radiana.

Wnioski z testu wpływu częstotliwości przesyłania danych

Dla wszystkich testowanych częstotliwości transmisji danych i zakłóceń obliczono RMS różnicy między referencyjnym kątem theta a wynikowym kątem theta. RMS jest obliczany dla ciągłego obszaru sygnału różnicy kąta theta między wzorcem a zmierzonym kątem theta.



Rys. 4.18. Wpływ różnej częstotliwości przesyłania danych na wynikowy sygnał kąta theta dla różnych zakłóceń, (a) – wyższe harmoniczne z THD 6% (b) – wyższe harmoniczne z THD 19%, (c) – zwarcie jednofazowe, (d) – zwarcie dwufazowe

Wyniki, pokazane na rys. 4.18 zwracają uwagę, że nawet mocno zniekształcony kąt theta nie stanowi problemu dla wyższych szybkości transmisji danych w kącie theta. Dla niższych szybkości transmisji danych kąta theta, otrzymany kąt theta odbiega od referencyjnego. Odchylenie to jest tym większe, im referencyjny kąt theta jest bardziej zniekształcony fluktuacjami o niskiej częstotliwości.

Ponieważ wyższa szybkość przesyłania danych powoduje większe obciążenie połączenia Ethernet, jako najlepszy kompromis między wydajnością i jakością metody zdalnej synchronizacji wybrano szybkość przesyłania danych 1 kHz.

4.4.2. Korzystanie z innego algorytmu synchronizacji

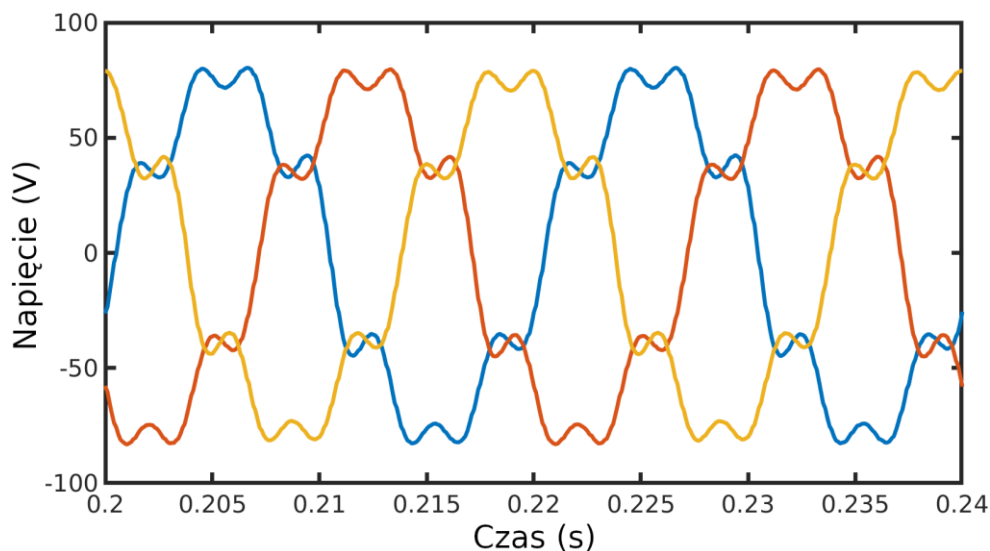
W tym miejscu przeprowadzono dwa różne testy.

Pierwszy test przeprowadzono w celu wykazania wpływu zniekształconego kąta fazowego napięcia theta na opracowaną strategię synchronizacji. Test przeprowadzono za pomocą algorytmów SRF PLL generujących kąt fazowy napięcia zarówno po stronie systemu elektroenergetycznego, jak i mikro-sieci. Celem wykorzystania SRF PLL po stronie systemu elektroenergetycznego jest wytworzenie zniekształconego sygnału kąta fazowego napięcia, który następnie byłby przesyłany do mikro-sieci. Z przedstawionych przebiegów prądów wynika, że transmisja odkształconego kąta sieci ze strony systemu elektroenergetycznego na stronę mikro-sieci spowodowała duży wzrost THDi przekształtnika pracującego po stronie mikro-sieci. W takim przypadku korzystniejsze byłoby przełączenie na sztuczny kąt generowany w całości po stronie mikro-sieci i zatrzymanie synchronizacji pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym.

Drugi test przedstawia wpływ użycia różnych metod obliczania kąta fazowego napięcia na kąt fazowy theta odebrany ze strony systemu elektroenergetycznego, w przypadku gdy w systemie elektroenergetycznym występują zakłócenia napięcia. Przedstawiono różnicę między theta odniesienia a theta odebrany przy częstotliwości transmisji danych 1 kHz. Test przeprowadzono dla SRF PLL i DSOGI PLL.

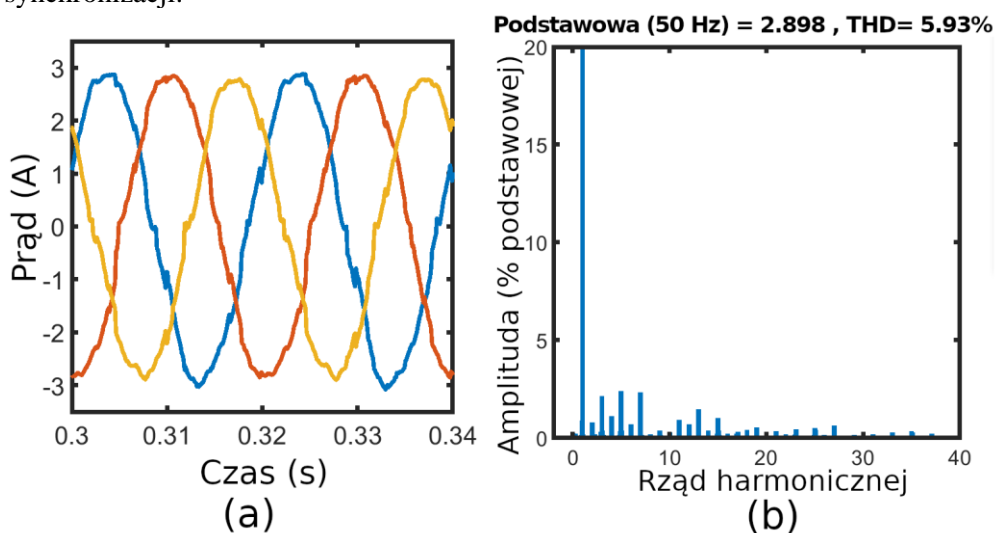
Obecność wyższej harmonicznej w napięciu powyżej normy IEEE Std. 519-2014

Wzrost wykorzystania małych przekształtników energoelektronicznych może spowodować wzrost limitów harmoniczných w systemie elektroenergetycznym. W takich warunkach przeprowadzono test z harmonicznymi wyższymi niż określone w normie IEEE 519-2014. Do wytworzenia wyższych wartości wyższych harmoniczných zastosowano sterowalne źródło napięcia. Założono, że obciążenie nieliniowe wytwarza napięcie zniekształcone harmonicznymi o poziomach: 5-ta 9,8%, 7-ma 15,8%, 8-ma 2,16%.



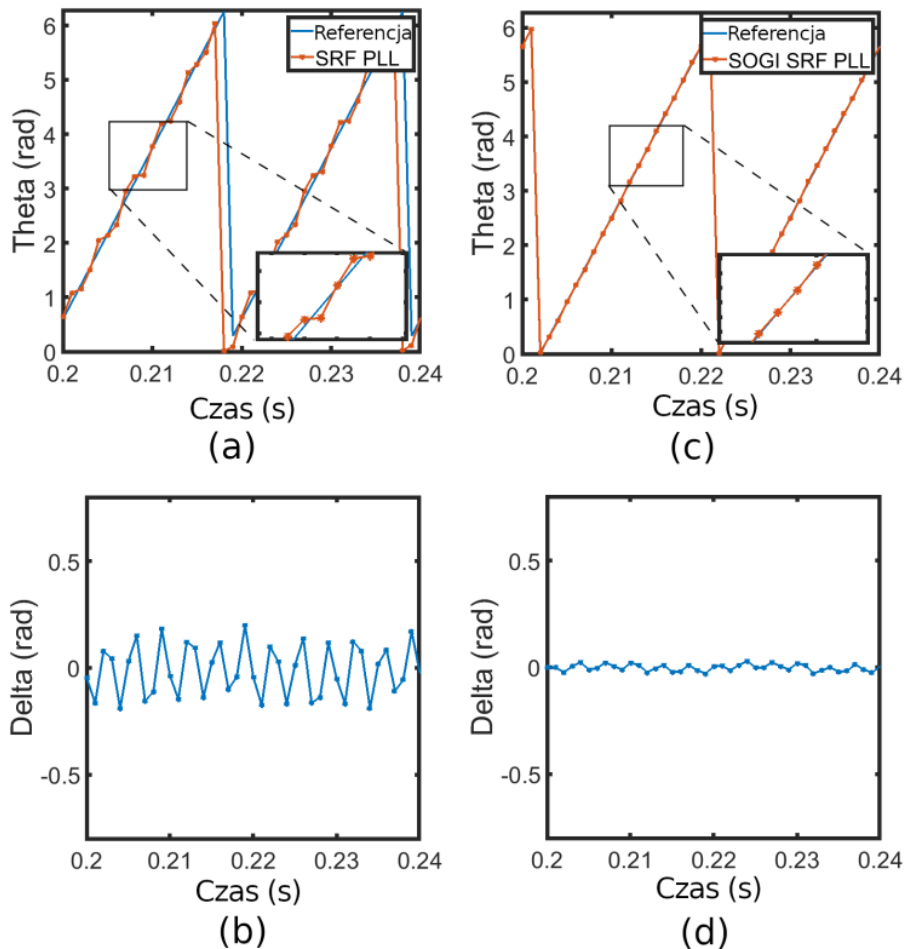
Rys. 4.19. Używany przebieg do testowania obecności wyższych harmonicznych wyższych niż w normach IEEE Std. 519-2014

Trójfazowy przebieg napięcia z dużą obecnością wyższych harmonicznych przedstawiono na rys. 4.19. Takie napięcie było podłączone do strony systemu elektroenergetycznego stanowiska do pomiaru synchronizacji.



Rys. 4.20. Przebieg i harmoniczne prądu mikro-sieci wytwarzane przez przekształtnik energoelektroniczny dla sygnału synchronizacji zniekształconego wysokim poziomem harmonicznych

Przebieg prądu wyjściowego przekształtnika energoelektronicznego w przypadku użycia sygnału synchronizacji zniekształconego przez wyższe harmoniczne przy poziomie THD 19% przedstawiono na rys. 4.20. Dla tego poziomu wyższych harmonicznych przebieg prądu wyjściowego jest tylko nieznacznie zniekształcony. Jest to wynik filtracji sygnału w regulatorze synchronizacji PI.



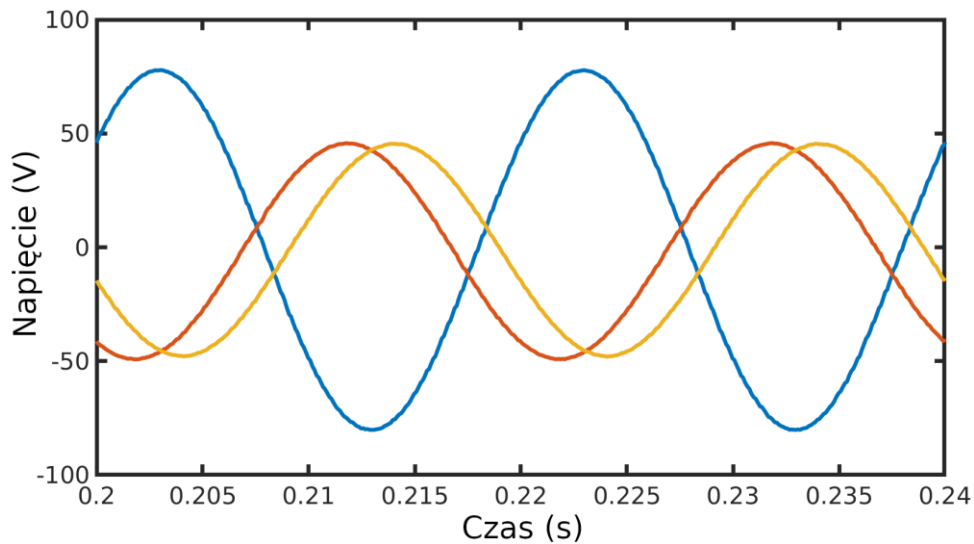
Ryc. 4.21. Wpływ wyższych harmonicznych o poziomie wyższym niż w standardzie IEEE Std. 519-2014, na kąt synchronizacji $\theta(t)$ (Theta(t) na rysunku) i błąd synchronizacji $\delta(t)$ (delta(t) na rysunku) przy użyciu następujących algorytmów (a), (b) – SRF PLL, (c), (d) – DSOGI PLL

Rys. 4.21 (a) przedstawia kąt theta otrzymany z urządzenia SDS przy zastosowaniu algorytmu SRF PLL, natomiast wykresy (b) przedstawiają różnicę między referencyjnym kątem theta a SRF PLL. Algorytm SRF PLL powoduje w takich warunkach widoczną różnicę od referencyjnego kąta theta. Rys. 4.21 (c) przedstawia kąt theta otrzymany z urządzenia SDS przy zastosowaniu algorytmu DSOGI PLL, natomiast wykresy (d) przedstawiają różnicę między referencyjnym kątem theta a DSOGI PLL. Kąt theta wytwarzany przez DSOGI PLL i referencyjny kąt theta idealnie się pokrywają. Wykres (d) wskazuje, że błąd pomiaru przy użyciu metody synchronizacji DSOGI PLL jest prawie 10 razy mniejszy niż przy użyciu SRF PLL dla badanych warunków. Algorytm DSOGI PLL prawie idealnie szacuje kąt synchronizacji.

Na podstawie wyników uzyskanych z badań z wyższymi harmonicznymi można stwierdzić, że algorytm synchronizacji DSOGI PLL wyznacza kąt synchronizacji z dużą dokładnością nawet w przypadku wystąpienia znacznego odkształcenia napięcia wyższymi harmonicznymi. Algorytm DSOGI PLL dokładnie oszacował kąt synchronizacji i wykazał najlepsze wyniki.

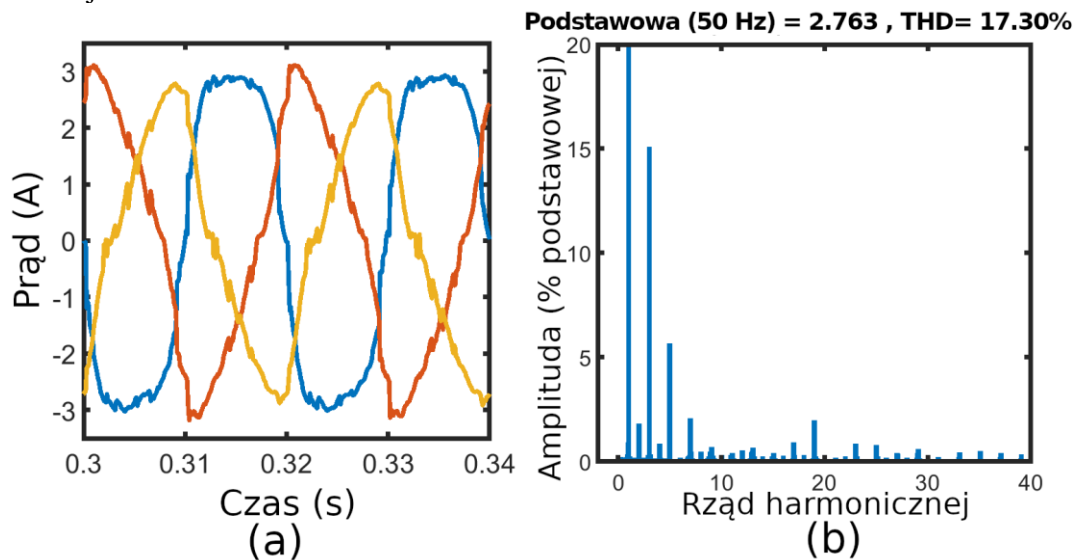
Zwarcie dwufazowe

Zwarcie dwufazowe, po którym następuje dwufazowy zapad napięcia, następuje podczas bezpośredniego połączenia dowolnych dwóch faz. Na rys. 4.22 przedstawiono sytuację, w której taki stan występuje w pewnej odległości od urządzenia. Wielkości napięć faz L2 i L3 są obniżane do 50% ich wartości nominalnej. Ponadto różnica kątów fazowych napięć między tymi liniami jest mniejsza od nominalnej i wynosi 40 stopni.



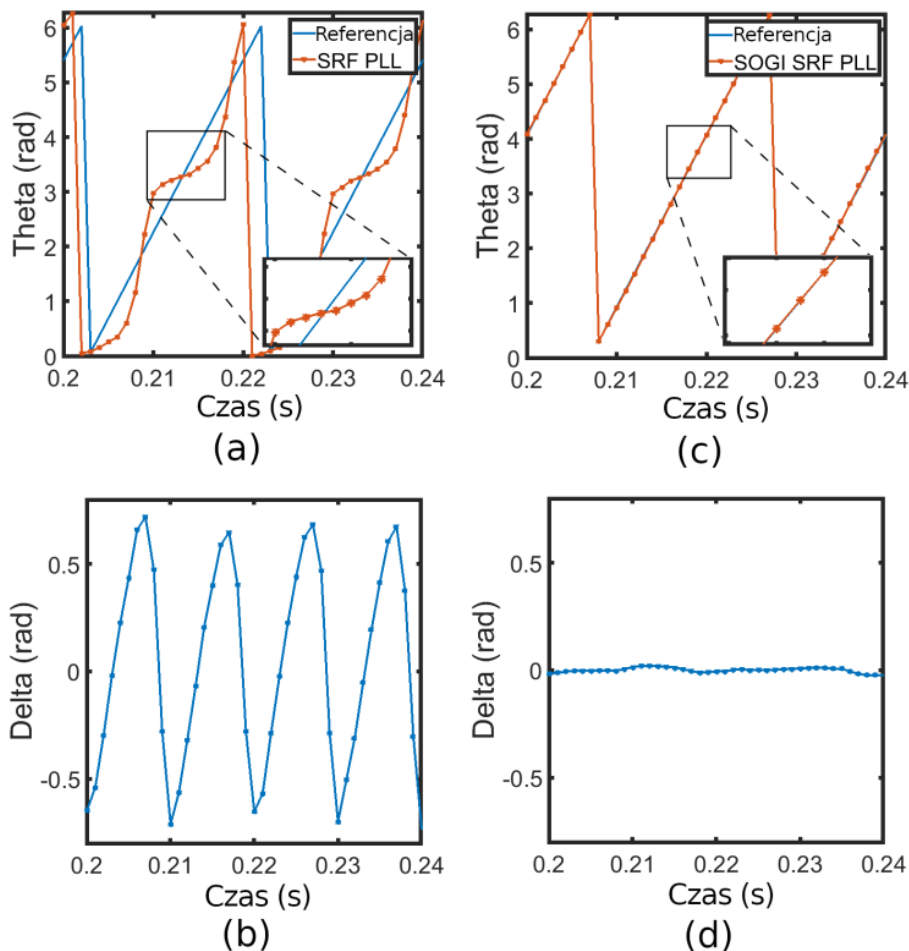
Rys. 4.22. Używany przebieg do testowania odległego zwarcia dwufazowego w fazie L2 i L3.

Przebieg napięcia trójfazowego dla zapadu dwufazowego w fazach L2 i L3 przedstawiono na rys. 4.22. Takie napięcie zostało podłączone jako system elektroenergetyczny do stanowiska badań synchronizacji.



Rys. 4.23. Przebieg prądu i harmoniczne mikro-sieci wytwarzane przez przekształtnik energoelektroniczny w przypadku użycia sygnału synchronizacji z obecnością zniekształceń od zapadu dwufazowego

Przebieg prądu wyjściowego przekształtnika energoelektronicznego w przypadku użycia zniekształconego sygnału synchronizacji zakłóconego przez odległe zwarcie dwufazowe przedstawiono na rys. 4.23. W przypadku tego typu zakłóceń przebieg prądu wyjściowego jest zniekształcony. Wskazuje to, że taki sygnał synchronizacji nie powinien być używany do synchronizacji mikro-sieci. Użycie takiego zniekształconego sygnału synchronizacji spowoduje zniekształcenie produkowanego również w mikro-sieci.



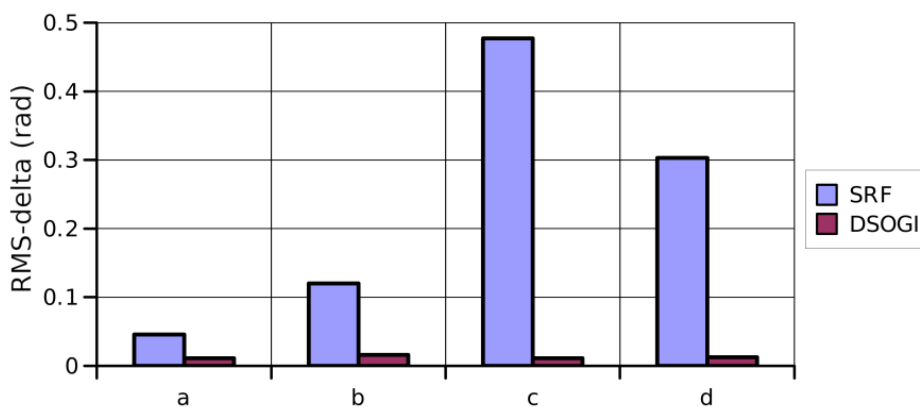
Rys. 4.24. Wpływ zapadu dwufazowego na kąt synchronizacji $\theta(t)$ (kąt Theta(t) na rysunku) i błąd synchronizacji $\delta(t)$ (delta(t) na rysunku) z wykorzystaniem następujących algorytmów (a), (b) – SRF PLL, (c), (d) – DSOGI PLL

Rys. 4.24 (c) przedstawia kąt theta otrzymany z urządzenia SDS przy zastosowaniu algorytmu DSOGI PLL, natomiast wykresy (d) przedstawiają różnicę między referencyjnym kątem theta a DSOGI PLL. W przeciwieństwie do algorytmu synchronizacji SRF PLL, zaawansowany algorytm DSOGI PLL bardzo dobrze radzi sobie z dwufazowym zapadem. Algorytm DSOGI PLL wyodrębnia sekwencję dodatnią z przebiegu, co skutkuje idealną synchronizacją. Kąt theta wytwarzany przez DSOGI PLL i referencyjny kąt theta idealnie się pokrywają. Wykres (d) wskazuje, że błąd metody synchronizacji DSOGI PLL jest prawie 35 razy mniejszy niż przy użyciu SRF PLL dla badanych warunków. Dlatego przy zapadach dwufazowych algorytm ten działa bezbłędnie w przypadku takich zakłóceń.

Wyniki opracowanych algorytmów podczas pracy z zakłóceniami

Przeprowadzone badania wskazują, że opracowana metoda synchronizacji zależy głównie od poprawności zastosowanego algorytmu synchronizacji. Dzięki zastosowaniu bardziej zaawansowanego algorytmu DSOGI PLL zamiast podstawowego algorytmu SRF PLL, synchronizację można przeprowadzić w warunkach zakłóceń sieci, takich jak obecność harmonicznych w napięciu, zwarcia jedno- lub dwufazowe.

W celu porównania wyników przedstawionych na rys. 4.21, 4.24, oraz nie pokazanych w autoreferacie wykresy słupkowe na rys. 4.25 przedstawiają błędy rms(δ) dla rozpatrywanych zaburzeń. Na tym wykresie niebieskie słupki wskazują algorytm SRF PLL, a czerwone słupki określają algorytm DSOGI PLL.



Rys. 4.25. Wartość skuteczna błędu synchronizacji (δ) poszczególnych algorytmów podczas zaburzeń: a) zakłócenia wyższych harmonicznych w granicach IEEE Std. 519-2014, b) zakłócenia wyższych harmonicznych powyżej limitów IEEE Std. 519-2014, c) zapad dwufazowy, d) zapad jednofazowy

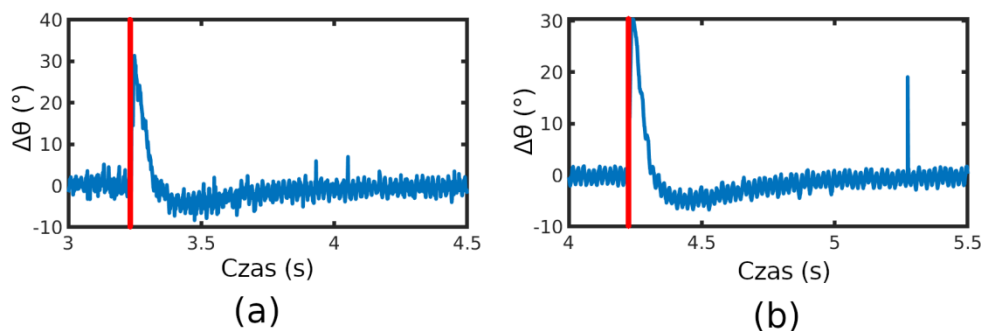
Na podstawie przedstawionych wyników widać wyraźnie, że algorytm DSOGI osiąga doskonały wynik. Najgorsze warunki dla algorytmu synchronizacji SRF PLL występują przy asymetrycznych zapadach napięcia. Błędy synchronizacji dla tego algorytmu nie spadają do zera, a wynikowy RMS błędu jest znaczący.

Przedstawiona analiza opiera się na różnicy między referencyjnymi kątami theta i szacowanymi kątami theta. Na tej podstawie oblicza się delta (δ) i pierwiastek błędu średnio kwadratowego rms (δ). Na jego podstawie można stwierdzić, że algorytm synchronizacji DSOGI PLL jest bardziej odpowiedni do wykorzystania do estymacji chwilowych parametrów napięcia w prezentowanej metodzie synchronizacji zdalnej bez dostępu do punktu łączenia systemów. Działa prawidłowo nawet przy wystąpieniu zakłóceń w sieci.

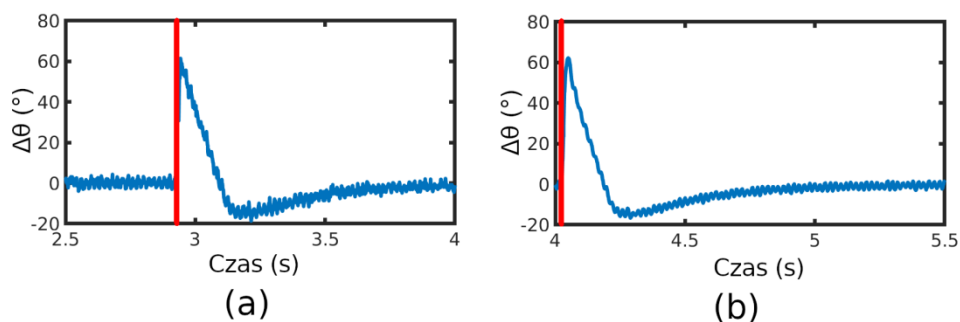
Z przedstawionych przebiegów przekształtnika energoelektronicznego wynika, że sygnał synchronizacji przesyłany od strony systemu elektroenergetycznego musi być pozbawiony zniekształceń. W przeciwnym razie zniekształcenia przeniosłyby się na stronę mikro-sieci, mimo że nie są połączone galwanicznie. Jeżeli sygnał kąta fazowego systemu elektroenergetycznego jest zniekształcony, mikro-sieć powinna wyłączyć synchronizację z systemem elektroenergetycznym i przełączyć się na wewnętrznie generowany sygnał kąta.

4.4.3. Stabilność opracowanego rozwiązania w przypadku przeskoku kąta fazy napięcia

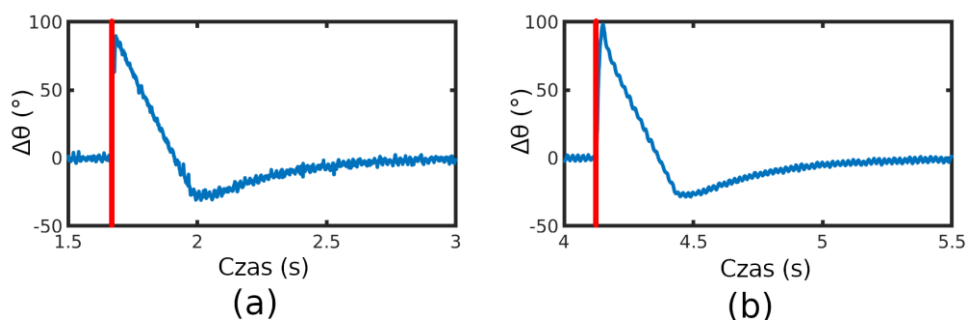
Skokowa zmiana kąta fazowego może nastąpić z powodu przełączenia linii energetycznej. Jeżeli kąt osiąga kilkanaście stopni, to odchylenie może być spowodowane różnymi parametrami przełączanej linii elektroenergetycznej. Jeżeli kąt wynosi około 30 stopni lub wielokrotność tej wartości, to źródłem tak dużego skoku jest inna grupa sprzęgająca transformatory zasilające linie. Na przykład przejściu z Dz6 na Dy5 towarzyszy skokowa zmiana trójfazowego skoku napięcia o 30 stopni. Ponadto dodanie dużego obciążenia biernego do mikro-sieci może spowodować przeskoczenie fazy. Rozwiązanie zostało przetestowane dla trzech różnych skoków kąta fazowego 30, 60 i 90 stopni.



Rys. 4.26. Różnica kąta fazowego napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym przy skoku fazowym 30 stopni dla (a) SRF PLL, (b) DSOGI PLL



Rys. 4.27. Różnica kątów fazowych napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym przy skoku fazowym 60 stopni dla (a) SRF PLL, (b) DSOGI PLL



Rys. 4.28. Różnica kąta fazowego napięcia między mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym przy skoku fazowym 90 stopni dla (a) SRF PLL, (b) DSOGI PLL

Wyniki dla skoków trójfazowych z wykorzystaniem klasycznego SRF PLL i zaawansowanego DSOGI PLL przedstawiono na rys. 4.26 - 4.28. W obu przypadkach po skoku fazowym następuje typowa synchronizacja. Można to porównać do sytuacji, gdy synchronizacja rozpoczyna się podczas danej różnicy kąta fazowego między sieciami.

Tab. 4.4. Czas potrzebny opracowanej metodzie do skorygowania skoku kąta fazowego napięcia.

	CZAS SYNCHRONIZACJI SRF PLL [s]	CZAS SYNCHRONIZACJI DSOGI PLL [s]
30°	0,49	0,41
60°	0,791	0,77
90°	1,16	1,1

Tab. 4.4 przedstawia czas potrzebny opracowanej metodzie do synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym po przeskoku kąta fazowego napięcia. Czas synchronizacji przy użyciu obu metod jest prawie taki sam, co wskazuje, że czas synchronizacji zależy głównie od regulatora synchronizacji PI i czasu opóźnienia komunikacji, a nie od czasu algorytmu obliczania parametrów napięcia. SRF PLL i DSOGI PLL działają poprawnie w przypadku zakłóceń skoku kąta fazowego w sieci, co powoduje, że metoda synchronizacji działa prawidłowo.

4.5. Wnioski

Opracowana nowa metoda TS-RS została przetestowana w wielu różnych sytuacjach na stanowisku doświadczalnym. Pierwszym testem było porównanie do metody pasywnej. Zastosowanie opracowanej metody synchronizacji powoduje szybszą synchronizację niż metoda pasywna. Również ostatecznie różnica kąta fazowego napięcia jest kilka razy mniejsza niż wymagana przez normę IEEE. Kolejnym podstawowym testem było zastosowanie różnych mediów transmisyjnych w stabilnych warunkach napięciowych. Strategia została przetestowana z wykorzystaniem trzech różnych mediów:

przewodowego Ethernetu, bezprzewodowego WiFi oraz bezprzewodowego połączenia 4G. Pokazane są również czasy synchronizacji i porównanie między synchronizacją pasywną a prezentowaną synchronizacją aktywną. Koncepcja wirtualnej synchronizacji została również sprawdzona na stanowisku doświadczalnym. Przetestowano działanie nowej strategii synchronizacji dla przypadku, gdy w systemie elektroenergetycznym występuje odkształcone napięcie. Ocena opracowanej synchronizacji zdalnej opierała się na wprowadzaniu typowych zaburzeń, takich jak zapady napięcia, skoki fazowe, zwarcie dwufazowe i wyższe harmoniczne. W celu określenia wpływu algorytmów synchronizacji wzięto pod uwagę dwie różne metody. Pierwszym z nich był prosty i niezwykle szybki SRF PLL, a drugim DSOGI PLL, który jest solidny i oparty na symetrycznym rozkładzie komponentów. W rozprawie przedstawiono również problematykę jakości sygnału synchronizacji oraz wpływu na ogólną wydajność mikro-sieci. Przedstawione wyniki pokazują również wpływ zaburzeń napięcia sieci na pracę mikro-sieci. W eksperymentach przeprowadzany jest również wpływ częstotliwości próbkowania.

Pokazane wyniki uzyskano w wyniku badań przeprowadzonych na modelu fizycznym laboratoryjnej mikro-sieci. Źródło napięcia zostało utworzone za pomocą przekształtnika energoelektronicznego z kontrolą VOC i kontrolą hierarchiczną. Sygnał synchronizacji został przetestowany z transmisją bezprzewodową jak i przewodową.

Opracowana strategia synchronizacji wykorzystuje zaawansowany algorytm synchronizacji, który zapewnia prawidłowe działanie nawet w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci, takich jak wyższe harmoniczne, zwarcia jedno- lub dwufazowe. Wyniki te świadczą o tym, że opracowana metoda działa dobrze i szybko pomimo zakłóceń któregoś mogą wystąpić w systemie energoelektrycznym.

5. Wnioski i przyszłe prace

Synchronizacja mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym jest kluczową kwestią dla zapewnienia niezawodności produkcji i przesyłu energii w systemach generacji rozproszonej. Synchronizacja realizowana według klasycznych aktywnych metod zapewnia szybkie i bezpieczne wyrównanie napięcia mikro-sieci zgodnego z napięciem systemu elektroenergetycznego, ale ma wady, z których najważniejsze to:

- Zależność od pomiaru w punkcie łączenia systemów, który może być trudno dostępny. Dodatkowo miejsce przyłączenia może być znacząco oddalone od źródeł wytwórczych, przez co napięcie w tych punktach może wyraźnie odbiegać od parametrów jakościowych i tym samym być źródłem niestabilności dla całego systemu.
- Zastosowanie drogiej komunikacji dedykowanej do przyjętego systemu transmisji danych.
- Możliwość wystąpienia losowych opóźnień, utraty informacji lub wystąpienia uszkodzenia, których konsekwencją będzie niepoprawna praca mikro-sieci.

Wady te są rozwiązywane przez opracowaną nową strategię synchronizacji.

Głównym oryginalnym osiągnięciem opracowanej autorskiej strategii synchronizacji jest nowatorski algorytm synchronizacji, który nie zależy od pomiarów w miejscu łączenia systemów, realizując procedurę w oparciu o bezpośrednie pomiary chwilowych wartości napięć. Dzięki temu w miejscu łączenia systemów nie ma wymogu posiadania dodatkowego sprzętu. Urządzenia synchronizacyjne opracowanej strategii synchronizacji mogą być montowane w dowolnym punkcie sieci elektroenergetycznej i mikro-sieci. Ta nowatorska strategia określona jako TimeStamp-Remote Synchronization (TS-RS) działa poprawnie nawet w przypadku łączenia więcej niż jednego wyłącznika trójfazowego pomiędzy mikro-siecią i systemem elektroenergetycznym. Jej kolejnym atutem jest własność zachowania wirtualnej synchronizacji, tj. uzyskania synchronicznych warunków pracy, bez fizycznego połączenia systemów. Stosując więc metodę TS-RS dwie oddzielne mikro-sieci mogą pracować w wirtualnej synchronizacji. Ten stan ma tę zaletę, że obie sieci działają już w synchronizacji i mogą połączyć się natychmiast. Przyłączenie mikro-sieci do sieci elektroenergetycznych bez ograniczeń lokalizacyjnych jest szczególnie korzystne w przypadku złej jakości napięcia w punkcie łączenia systemów, ponieważ niezbędne układy do synchronizacji TS-RS można podłączyć bliżej źródeł wytwórczych, dzięki czemu napięcie może być znacznie lepszej jakości.

Ważną cechą opracowanej metody TS-RS jest zastosowanie sterowania hierarchicznego, pozwalającego uzyskać lepszą stabilność kontrolowanej mikro-sieci. Zastosowana w hierarchicznej kontroli na poziomie pierwszym kontrola uchybu, korzystnie wpływa na bezpieczeństwo i niezawodność kontrolowanych mikro-sieci i proporcjonalne obciążanie mocą, bez konieczności komunikacji.

Wymienione własności wskazują bezpośrednio na duży potencjał aplikacyjny rozwiązania w obszarze sieci rozproszonych. Mogą one nawet obejmować domowe mikro-sieci, które w stanach braku zasilania zewnętrznego mogą pracować w sposób autonomiczny. Opracowana strategia synchronizacji zapewnia utrzymanie wirtualnej synchronizacji systemu domowego z systemem energoelektrycznym, co korzystnie wpływa na ciągłość zasilania i jakość napięcia odbiorcy.

Inne urządzenia, na przykład pojazdy elektryczne również mogą wykorzystywać tę technikę. Systemy takie jak pojazd do sieci (ang. vehicle-to-grid), pojazd do domu (ang. vehicle-to-home) i pojazd do obciążenia (ang. vehicle-to-load) mogą korzystać z jednego źródła sygnału synchronizacji bez konieczności dodatkowej synchronizacji w celu połączenia z innymi systemami.

Opracowana strategia TS-RS może być również wykorzystana jako urządzenie pomiarowe i zabezpieczające. Na przykład może dostarczać informacji o przesunięciach napięcia w sieci i może być używany jako dodatkowa kontrola dla wysokoprądowych wyłączników trójfazowych.

Proponowane urządzenia wykorzystują łącze Ethernet do wymiany danych. Ten rodzaj połączenia jest ekonomiczny, łatwo dostępny i zdecentralizowany, co zapewnia wysoką niezawodność. Komunikację w tym systemie można osiągnąć zarówno przewodowo jak i bezprzewodowo. Co

więcej, duże odległości nie stanowią problemu. Różne media np. sieć komórkowa, Wi-Fi, światłowód, technologie mobilne 4G, 5G lub infrastruktura publiczna mogą nawiązywać połączenia Ethernet. Wymagane urządzenia są łatwo dostępne i szeroko stosowane, a tym samym tańsze niż dedykowane połączenia kablowe.

Opracowane rozwiązanie TS-RS wykorzystuje niedrogi, łatwo dostępne mikrokontrolery ogólnego przeznaczenia. Ponadto, jeśli stosuje się sterowanie rozproszone, algorytm ten można łatwo dodać do algorytmu sterowania przekształtnikiem energoelektronicznym, czyniąc rozwiązanie tanim i łatwym do zintegrowania.

Wprowadzenie koncepcji bazy danych do obliczania różnicy napięć dodaje możliwość zapewnienia strategii synchronizacji odpornej na losowe opóźnienia tego typu połączenia.

Urządzenia zastosowane w opracowanej nowatorskiej metodzie synchronizacji mają możliwość pracy równoległej. Pozwala to na wykorzystanie wielu proponowanych urządzeń do synchronizacji w celu usunięcia pojedynczego punktu awarii. Strategia synchronizacji wykorzystuje protokół UDP do wymiany danych pomiędzy podsystemami. Protokół wprowadza możliwość wysłania jednej wiadomości do wielu urządzeń, a pojedyncze urządzenie nadawcze (synchronization data sender) SDS może również dostarczać dane synchronizacji do wielu urządzeń. Natomiast funkcje kontrolera synchronizacji (synchronization data controller) SDC można łatwo przenieść na inne urządzenie, jeśli aktualnie używane urządzenie przejdzie w tryb offline.

Przedstawione wyniki badań opracowanej strategii synchronizacji dowodzą dużej szybkości i precyzji działania. Końcowy błąd kąta fazowego napięcia jest bliski jednemu stopniowi, co jest prawie idealną synchronizacją. Porównywalne warunki synchronizacji można uzyskać stosując drogie i wymagające konwencjonalne rozwiązania z pomiarami w punkcie łączenia systemów i dedykowanym łączem komunikacji.

Podsumowując, zdaniem autora, przedstawione wyniki badań dowodzą, że główny cel rozprawy „Wprowadzenie rozwiązania zapewniającego synchronizację mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym bez dostępu do punktu łączenia systemów i z wykorzystaniem komunikacji bezprzewodowej” został osiągnięty. Za najważniejsze osiągnięcia autor uważa:

- Opracowanie hierarchicznego sterowania mikro-sieci wraz ze sterowaniem uchybem, dla stabilnej pracy mikro-sieci odpornego na zniekształcenia sygnału synchronizacji;
- Opracowanie metody wykorzystania sygnału GPS do synchronizacji pomiarów napięć po obu stronach w celu zapewnienia stabilnego sygnału synchronizacji;
- Implementacja przesyłu danych poprzez sieć Ethernet minimalizująca ilość przesyłanych danych;
- Opracowanie propozycji odpowiednich zmodyfikowanych algorytmów PLL do obliczania fazy, amplitudy i częstotliwości napięcia;
- Zaprojektowanie, rozwijanie i przeprowadzanie licznych testów eksperymentalnych z wykorzystaniem wysokospecjalistycznych urządzeń, takich jak platforma dSPACE i proponowanych urządzenia synchronizacyjnych w idealnych warunkach i wybranych zakłóceniach sieci w celu walidacji skuteczności opracowanej strategii synchronizacji;
- Wykonanie pełnego cyklu badawczego obejmującego przegląd literatury, prace koncepcyjne, modelowanie matematyczne, symulacje i badania eksperymentalne na stanowisku doświadczalnym.

Przedstawione rozważania, wyniki badań modelowych i rzeczywistych jak i przeprowadzona dyskusja wyników pozwala sformułować opinię, że teza badawcza została potwierdzona, a cel główny i cele szczegółowe zostały osiągnięte. Opracowana strategia synchronizacji prawidłowo synchronizuje mikro-sieć z systemem elektroenergetycznym. Różnica napięcia pomiędzy mikro-siecią a systemem elektroenergetycznym jest dużo lepsza niż wymagana przez normy IEEE. Nowatorska strategia synchronizacji działa poprawnie z komunikacją bezprzewodową, nawet na duże odległości. Dodatkowo pozwala ona na synchronizację bez konieczności dostępu do punktu łączenia systemów. Zwiększa to elastyczność działania mikro-sieci i eliminuje potrzebę dokładnie jednego miejsca do synchronizacji mikro-sieci z systemem elektroenergetycznym.

Przedstawiona metoda i rozwiązanie posiada duży potencjał aplikacyjny dla sieci o różnym poziomie wyposażenia technicznego na całym świecie. Pozwala na płynne przejście od pracy autonomicznej do pracy sieciowej nawet w przypadku zakłóceń napięcia sieci i braku dostępności punktu pomiarowego w punkcie łączenia sieci. Rozwój elektromobilności jak i technik magazynowania energii pozwoli na implementację rozwiązania do systemów takich jak pojazd do sieci, pojazd do domu i pojazd do obciążenia. Opracowany sposób synchronizacji będzie można łatwo zastosować w dowolnym systemie, który wymaga synchronizacji napięcia z innym systemem.

W przyszłości opracowane rozwiązanie zostanie szczegółowo zbadane pod kątem jego wykorzystania z innymi metodami transmisji, takimi jak 5G i magistrała CAN. Planuje się również zbadanie protokołu precyzyjnej synchronizacji czasu, w celu usunięcia zależności od sygnału GPS i korzystania tylko z połączenia Ethernet. Ponadto, ponieważ rozwiązanie ma możliwość współdziałania wielu urządzeń synchronizacyjnych jednocześnie, prowadzone będą rozszerzone badania nad jego wykorzystaniem w sieciach kratowych. Podczas prac wdrożeniowych przewiduje się powstawanie zaawansowanych wersji do zastosowania w sieciach średnich i wysokich napięć. Jak wskazują już obecne badania, będzie można transferować funkcje pojedynczego regulatora do regulatora rozproszonego, charakteryzującego się większą niezawodnością i elastycznością pracy. Ze względu na duże strategiczne znaczenie operacji synchronizacji, podjęte będą również prace nad cyberbezpieczeństwem rozwiązania.

6. Bibliografia

1. A. Solanki, A. Nasiri, V. Bhavaraju, Y. L. Familiant and Q. Fu, "A New Framework for Microgrid Management: Virtual Droop Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 554 – 566, March 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2474264.
2. DOE Microgrid Workshop Report, U.S. Dept. Energy, San Diego, CA, USA, Aug. 2011
3. B. Lasseter, "Microgrids [distributed power generation]," *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, 2001, pp. 146 – 149 vol.1, doi: 10.1109/PESW.2001.917020.
4. J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, M. Savaghebi, J. Eloy-Garcia and R. Teodorescu, "Modeling, Analysis, and Design of Stationary-Reference-Frame Droop-Controlled Parallel Three-Phase Voltage Source Inverters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1271 – 1280, Apr. 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2194951.
5. J. A. P. Lopes, C. L. Moreira and A. G. Madureira, "Defining control strategies for MicroGrids islanded operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916 – 924, May 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873018.
6. L. Che, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab and Y. Al-Turki, "Hierarchical Coordination of a Community Microgrid With AC and DC Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 3042 – 3051, Nov. 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2398853.
7. N. Jenkins, A. Ron, C. Peter, K. Daniel, S. Goran, "Embedded generation", no. 31, IET, 2000, ISBN 9780863419805.
8. N. A. M. Yusof and Z. Ali, "Review of Active Synchronization for Renewable Powered Microgrid," *International Journal of Engineering & Technology*, vol. 8, no. 1.7, p. 14 – 21, 2019, DOI: 10.14419/ijet.v8i1.7.25950
9. D. Shi, Y. Luo and R. K. Sharma, "Active synchronization control for microgrid reconnection after islanding," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Europe, Istanbul, Turkey, 2014, pp. 1 – 6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2014.7028802.
10. M. A. Aftab, S. M. Suhail Hussain, V. Kumar, T. S. Ustun and I. Ali, "IEC 61850 Communication Assisted Synchronization Strategy for Microgrids," *2018 IEEE 13th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, Rupnagar, India, 2018, pp. 401 – 406, doi: 10.1109/ICIINFS.2018.8721427.
11. Y. Du, H. Tu and S. Lukic, "Distributed Control Strategy to Achieve Synchronized Operation of an Islanded MG," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4487 – 4496, July 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2861679.
12. N.W.A. Lidula, A.D. Rajapakse, "Voltage balancing and synchronization of microgrids with highly unbalanced loads", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 31, 2014, Pages 907 – 920, doi: 10.1016/j.rser.2013.12.045.
13. M. N. Arafat, A. Elrayyah and Y. Sozer, "An effective smooth transition control strategy using droop based synchronization for parallel inverters," *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Denver, CO, 2013, pp. 2317 – 2324, doi: 10.1109/ECCE.2013.6646997.
14. C. Cho, J. Jeon, J. Kim, S. Kwon, K. Park and S. Kim, "Active Synchronizing Control of a Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 12, pp. 3707 – 3719, Dec. 2011, doi: 10.1109/TPEL.2011.2162532.
15. Q. Fu, A. Nasiri, V. Bhavaraju, A. Solanki, T. Abdallah and D. C. Yu, "Transition Management of Microgrids With High Penetration of Renewable Energy," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 539 – 549, March 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2286952.
16. Z. Chen, W. Zhang, J. Cai, T. Cai, Z. Xu and N. Yan, "A synchronization control method for micro-grid with droop control," *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Montreal, QC, 2015, pp. 519 – 524, doi: 10.1109/ECCE.2015.7309733.
17. I. J. Balaguer, Q. Lei, S. Yang, U. Supatti and F. Z. Peng, "Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 147 – 157, Jan. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2049709.

18. J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodriguez and R. Teodorescu, "Adaptive Droop Control Applied to Voltage-Source Inverters Operating in Grid-Connected and Islanded Modes," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 10, pp. 4088 – 4096, Oct. 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2027921
19. A. Micalef, M. Apap, C. Spiteri-Staines and J. M. Guerrero, "Single-Phase Microgrid With Seamless Transition Capabilities Between Modes of Operation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2736 – 2745, Nov. 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2444912
20. R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich and F. Zare, "Power Management and Power Flow Control With Back-to-Back Converters in a Utility Connected Microgrid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 821 – 834, May 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2034666.
21. A. Bellini, S. Bifaretti and F. Giannini, "A Robust Synchronization Method for Centralized Microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 2, pp. 1602 – 1609, March-April 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2339391.
22. F. Tang, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, D. Wu and L. Meng, "Distributed Active Synchronization Strategy for Microgrid Seamless Reconnection to the Grid Under Unbalance and Harmonic Distortion," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2757 – 2769, Nov. 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2406668
23. K. Mozdzyński, M. Malinowski, and S. Stynski, "Modified voltage oriented control resistant to grid voltage disturbances," *2017 IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC)*, pp. 1 – 6, 2017, doi: 10.1109/SPEC.2017.8333670
24. C. Ahumada, R. Cárdenas, D. Sáez and J. M. Guerrero, "Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1430 – 1441, May 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2461190.
25. P. Rodríguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. V. Timbus, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions," *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pp. 1 – 7, 2006, doi: 10.1109/pesc.2006.1712059
26. P. Rodriguez, A. Luna, M. Ciobotaru, R. Teodorescu and F. Blaabjerg, "Advanced Grid Synchronization System for Power Converters under Unbalanced and Distorted Operating Conditions," *IECON 2006 – 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*, Paris, France, 2006, pp. 5173 – 5178, doi: 10.1109/IECON.2006.347807.
27. M. Reyes, P. Rodríguez, S. Vázquez, A. Luna, J. M. Carrasco, and R. Teodorescu, "Decoupled Double Synchronous Reference Frame current controller for unbalanced grid voltage conditions," *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 4676 – 4682, 2012, doi: 10.1109/ECCE.2012.6342184
28. L. Mathe, F. Iov, D. Sera, L. Török, and R. Teodorescu, "Implementation of PLL and FLL trackers for signals with high harmonic content and low sampling frequency," *2014 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, pp. 633 – 638, 2014, doi: 10.1109/OPTIM.2014.6851014
29. M. Bobrowska-Rafal, K. Rafal, M. Jasinski, M. P. Kazmierkowski, "Grid synchronization and symmetrical components extraction with PLL algorithm for grid connected power electronic converters – A review," *Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences*, vol. 59, no. 4, p. 485 – 497, 2011, doi: 10.2478/v10175-011-0060-8.
30. W. Jarzyna, "A survey of the synchronization of synchronous generators and power electronic converters," *Bull. of the Polish Acad. of Sci., Tech. Sci.*, vol. 67, No. 6, pp.1069 – 1083, Dec. 2019, doi: 10.24425/bpasts.2019.131565.
31. D. Zieliński, P. Lipnicki, and W. Jarzyna, "Synchronization of voltage frequency converters with the grid in the presence of notching," *COMPEL*, vol. 34 No. 3, pp. 657 – 673, May. 2015, doi: 10.1108/COMPEL-10-2014-0266.
32. W. Jarzyna and D. Zieliński, "The impact of converter's synchronization during FRT voltage recovery in two-phase short circuits," *2015 Selected Problems of Elect. Eng. and Electron. (WZEE)*, Kielce, pp. 1 – 6, Sep. 2015, doi: 10.1109/WZEE.2015.7394043.

33. W. Jarzyna, D. Zieliński, K. Zielińska, and K. Fatyga, "Reduction of voltage and power oscillation in the two-phase shorting of a grid inverter," *19th EPE'17 ECCE Europe*, Warsaw, pp. P.1 – P.8, Nov. 2017, doi: 10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8099384.
34. "IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems," IEEE Std 1547.4-2011 , vol., no., pp.1 – 54, 20 July 2011, doi: 10.1109/IEEESTD.2011.5960751.
35. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, IEEE Std. 1547-2018, Feb. 2018
36. K. Henke, S. Ostendorff, H. D. Wuttke, T. Vietzke, and C. Lutze, "Fields of applications for hybrid online labs," *International Journal of Online Engineering*, vol. 9, no. SPL.ISSUE3, pp. 20–30, 2013, doi: 10.1109/REV.2013.6502899
37. D. Nam, J. H. Lee, S. Hwang, Y. K. Suh, and B. Kim, "Research Process Support with Organizational Flow in e-Science," *Seventh IEEE/ACIS International Conference on Computer and Information Science (icis 2008)*, pp. 655–660, 2008, doi: 10.1109/ICIS.2008.76
38. T. Chmielewski, "Influence of digital filters in voltage oriented control on the operational quality of grid-tied converters," Ph.D. dissertation, Department of Electrical Drives and Machines, Lublin University of Technology, Lublin.
39. F. Nejabatkhah and Y. W. Li, "Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 12, pp. 7072 – 7089, Dec. 2015, 10.1109/TPEL.2014.2384999.
40. M. A. Hossain, H. R. Pota, M. J. Hossain, F. Blaabjerg, "Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 109, 2019, Pages 160 – 186, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.01.038.
41. P. Singh, P. Paliwal, A. Arya, „A Review on Challenges and Techniques for Secondary Control of Microgrid," *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, no. 1, vol. 561, doi: 10.1088/1757-899X/561/1/012075.
42. C. Gong, H. Ji, Y. Ding, H. Chen and X. Li, "Research on Distributed Cooperative Control Strategy Based on Hierarchical Control of Microgrid," *2019 IEEE Asia Power and Energy Engineering Conference (APEEC)*, Chengdu, China, 2019, pp. 191 – 198, doi: 10.1109/APEEC.2019.8720691.
43. A. Hirsch, Y. Parag, J. Guerrero, "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 90, 2018, Pages 402 – 411, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
44. O. Palizban and K. Kauhaniemi, "Microgrid control principles in island mode operation," *2013 IEEE Grenoble Conference, Grenoble, France, 2013*, pp. 1 – 6, doi: 10.1109/PTC.2013.6652453.
45. J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158 – 172, Jan. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
46. J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734 – 4749, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.h
47. Y. Yao and N. Ertugrul, "An Overview of Hierarchical Control Strategies for Microgrids," *2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Nadi, Fiji, 2019, pp. 1 – 6, doi: 10.1109/AUPEC48547.2019.211804.
48. J. M. Guerrero, N. Berbel, L. G. de Vicuna, J. Matas, J. Miret and M. Castilla, "Droop control method for the parallel operation of online uninterruptible power systems using resistive output impedance," *Twenty-First Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 2006. APEC '06., Dallas, TX, USA, 2006, pp. 7 pp.-, doi: 10.1109/APEC.2006.1620772.

49. K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen and R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, pp. 1107 – 1115, July 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.900456.
50. J. M. Guerrero, J. Matas, L. G. de Vicuna, N. Berbel and J. Sosa, "Wireless-control strategy for parallel operation of distributed generation inverters," *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2005. ISIE 2005., Dubrovnik, Croatia, 2005, pp. 845 – 850 vol. 2, doi: 10.1109/ISIE.2005.1529025.
51. **M. Litwin**, D. Zieliński and K. Gopakumar, "Remote Micro-Grid Synchronization Without Measurements at the Point of Common Coupling," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 212753 – 212764, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3040697.
52. **M. Litwin**, D. Zieliński and S. Styński, "Remote Synchronization of the Microgrid to the Utility Grid Without Access to Point of Common Coupling in the Presence of Disturbances," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 27819 – 27831, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3157310.
53. D. Zieliński, "Synchronizacja przekształtników energoelektronicznych w obecności zakłóceń sieci," Ph.D. dissertation, Department of Electrical Drives and Machines, Lublin University of Technology, Lublin.
54. Małgorzata Bobrowska-Rafał "Grid Synchronization and Control of Three-Level Three-Phase Grid-Connected Converters based on Symmetrical Components Extraction during Voltage Dips" Ph.D. dissertation, Faculty of Electrical Engineering, Warsaw university of technology, Warsaw, 2013
55. C. B. Charro, "Synchronization, islanding detection and power quality improvement in distributed power generation systems," Department of Electrical, Computer and Systems Engineering, Universidad de Oviedo, June 2015
56. Bastidas-Rodriguez, Juan & Ramos-Paja, Carlos. (2017). "Types of inverters and topologies for microgrid applications." *UIS Ingenierías*, vol. 16 no. 1, pp. 7 – 14, Enero-Junio 2017, doi: 10.18273/revuin.v16n1-2017001.
57. F. Shaikh and B. Joseph, "Simulation of synchronous reference frame PLL for grid synchronization using Simulink," *2017 International Conference on Advances in Computing, Communication and Control (ICAC3)*, Mumbai, India, 2017, pp. 1 – 6, doi: 10.1109/ICAC3.2017.8318790.