



**Politechnika
Śląska**

Politechnika Śląska w Gliwicach

Dyscyplina automatyka, elektronika, elektrotechnika i technologie
kosmiczne

Rozprawa doktorska

**OPTYMALIZACJA ROZMIESZCZENIA ORAZ
STEROWANIA URZĄDZENIAMI DO POPRAWY JAKOŚCI
ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECI
ELEKTROENERGETYCZNEJ ZAKŁADU
PRZEMYSŁOWEGO**

Autor: mgr inż. Damian Błaszczok

Promotor: dr hab. inż. Tomasz Trawiński, prof. PŚ

Opiekun ze strony przedsiębiorstwa: dr inż. Marek Rybarz

Gliwice, 2026 r.

*Składam podziękowania
promotorowi dr hab. inż. Tomaszowi Trawińskiemu, prof. PŚ
oraz opiekunowi dr inż. Markowi Rybarzowi
za pomoc i wsparcie w realizacji niniejszej rozprawy*

Żonie Patrycji

oraz synom Antoniemu i Stanisławowi

Streszczenie pracy

Przedstawiona rozprawa doktorska skupia się na zagadnieniu poprawy jakości energii elektrycznej w zakładach przemysłowych ze szczególnym naciskiem na ograniczenie kosztów związanych z zakupem oraz dystrybucją energii elektrycznej. Badania zostały przeprowadzone na odwzorowanym modelu sieci przemysłowej, bazującym na rzeczywistym układzie wewnętrznej sieci zasilającej zakładu należącego do branży przemysłu motoryzacyjnego. Duża liczba odbiorników indukcyjnych oraz nieliniowych, pobierających energię w rozległej sieci zasilającej zakładu przemysłowego, prowadzi do powstawania strat mocy czynnej oraz spadków napięć, co przy prowadzeniu kompensacji w rozdzielnicach głównych zakładu może prowadzić do niepotrzebnych strat.

Badania prowadzone podczas realizacji projektu skupiały się na pomiarach jakości energii elektrycznej, pobieranej przez wybrane grupy odbiorników oraz odwzorowaniu ich w programie symulacyjnym. Dodatkowo przeprowadzono badania układów urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej w postaci kompensatorów mocy biernej opartych na kondensatorach energetycznych oraz kompensatorach aktywnych ASVG. Celem badań symulacyjnych było określenie optymalnej struktury rozmieszczenia kompensatorów w sieci zakładu przemysłowego z uwzględnieniem oszczędności, wynikających z ich działania oraz okresu zwrotu nakładów na urządzenia. Badania przeprowadzono przy założeniu wyłącznej kompensacji mocy biernej oraz z dodatkową filtracją wyższych harmonicznych i symetryzacji obciążenia.

Uzyskane wyniki stanowią podstawę do przeprowadzenia weryfikacji wdrożeniowej, rozproszonych systemów poprawy jakości energii elektrycznej.

Abstract

Doctoral thesis focuses on the issue of improving electricity quality in industrial plants, with particular emphasis on reducing the costs associated with the purchase and distribution of electricity. The research was carried out on a simulated model of an industrial network based on the actual layout of the internal power supply network at an automotive manufacturing company. The large number of inductive and non-linear loads drawing power from the extensive power supply network of an industrial plant leads to active power losses and voltage drops. In such cases, compensation in the plant's main switchgear may lead to unnecessary losses.

The research carried out during the project focused on measuring the quality of the electricity consumed by selected groups of loads and modelling them in a computer simulation. In addition, studies were conducted on power quality improvement systems in the form of reactive power compensators based on power capacitors and ASVG active compensators. The aim of the simulation studies was to determine the optimal layout of compensators within an industrial plant's network, taking into account the savings resulting from their operation and the payback period for the equipment. The studies were carried out assuming exclusive reactive power compensation, as well as additional filtering of higher harmonics and load balancing.

The results of the studies provide a basis for implementation verification regarding distributed power quality improvement systems.

Spis treści

STRESZCZENIE PRACY	7
ABSTRACT	9
SPIS TREŚCI.....	11
WYKAZ DEFINICJI I SKRÓTÓW	13
1. WPROWADZENIE.....	15
1.1. TEMATYKA PRACY	15
1.2. MOTYWACJA.....	16
1.3. LUKA BADAWCZA	16
1.4. TEZA PRACY.....	17
1.5. CELE PRACY I ZAŁOŻENIA	17
1.6. ZAKRES PRACY	17
2. JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ. PARAMETRY SIECI ZASILAJĄCEJ.	
INTERAKCJA PRODUCENT, DYSTRYBUCJA I ODBIORCA	19
2.1. PARAMETRY ZASILANIA I AKTUALNE PROBLEMY JEE U DYSTRYBUTORÓW ENERGII	
ELEKTRYCZNEJ	21
2.2. WPŁYW KONSUMENTA NA KOSZTY ZŁEJ JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	34
3. BADANIA JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ ODBIORNIKÓW	
PRZEMYSŁOWYCH.....	48
3.1. ODBIORNIKI NIELINIOWE.....	49
3.2. ODBIORNIKI SZYBKO ZMIENNE I UDAROWE	52
3.3. ODBIORNIKI INDUKCYJNE DUŻEJ MOCY	54
3.4. ODBIORNIKI WRAŻLIWE	56
3.5. PODSUMOWANIE	58
4. ANALIZA UKŁADÓW KONDYCJONUJĄCYCH JAKOŚĆ ENERGII	
ELEKTRYCZNEJ	59
4.1. WPROWADZENIE I KLASYFIKACJA	59
4.2. KOMPENSATORY Z BATERIAM I KONDENSATORÓW I DŁAWIKÓW	60
4.3. KOMPENSATORY ENERGOELEKTRONICZNE	69
4.4. METODY ROZMIESZCZENIA UKŁADÓW KONDYCJONUJĄCYCH	78

5.	SYMULACYJNA OPTIMALIZACJA ROZMIESZCZENIA URZĄDZEŃ DO POPRAWY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	80
5.1.	INFORMACJE WSTĘPNE NA TEMAT OBIEKTU BADAŃ	80
5.2.	MODEL SIECI ZASILAJĄCEJ	82
5.3.	MODELE URZĄDZEŃ DO POPRAWY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	91
5.4.	BADANIA OPTIMALIZUJĄCE ROZMIESZCZENIE URZĄDZEŃ	94
5.4.1.	Funkcja celu 1	99
5.4.2.	Funkcja celu 2	111
6.	ALGORYTM STEROWANIA ROZPROSZONEGO SYSTEMU POPRAWY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	117
7.	PODSUMOWANIE I WNIOSKI.....	124
8.	BIBLIOGRAFIA	127
	ZAŁĄCZNIKI.....	133

Wykaz definicji i skrótów

AC	- ang. Alternating Current, prąd przemienny
AG	- Algorytm genetyczny
ASVG	- ang. Advanced Static Var Generator, dynamiczny kompesator mocy biernej z funkcją filtracji wyższych harmoniczych
DC	- ang. Direct Current, prąd stały
DPF	- ang. Displacement Power Factor, współczynnik mocy podstawowej harmonicznej
DSP	- ang. Digital Signal Processor, procesor sygnałowy
EMC	- ang. Electromagnetic Compatibility, kompatybilność elektromagnetyczna
EPRI	- Electric Power Research Institute
FBS	- ang. Forward/Backward Sweep Method, algorytm przemiatania wstecznego i wprzód
FC	- ang. Fixed Capacitor, stała bateria kondensatorów
FPGA	- ang. Field-Programmable Gate Array, programowalna macierz bramek
FR	- ang. Fixed Reactor, stała bateria dławików
IGBT	- ang. Insulated-Gate Bipolar Transistor, tranzystor bipolarny z izolowaną bramką
JEE	- Jakość Energii Elektrycznej
LPQI	- Leonardo Power Quality Initiative
MKP	- ang. Metallized Polypropylene, metalizowana folia polipropylenowa
MSC	- ang. Mechanically Switched Capacitor, sterowana bateria kondensatorów złączana za pomocą styczników
MSR	- ang. Mechanically Switched Reactor, sterowana bateria dawików złączana za pomocą styczników
nN	- niskie napięcie

OSD	-	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OZE	-	odnawialne źródła energii
OZE	-	Odnawialne źródła energii
PHF	-	ang. Passive Harmonic Filter, filtr pasywny wyższych harmoniczných
PLC	-	ang. Programmable Logic Controller, programowalny sterownik logiczny
PLL	-	ang. Phase Locked Loop, pętla synchronizacji fazy
PPE	-	punkt poboru energii
PSE	-	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
PWP	-	Punkt wspólnego połączenia
RMKiŚ	-	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska
RMS	-	ang. Root Mean Square, wartość skuteczna
SiC	-	ang. Silicon Carbide, tranzystor wykonany z węgla krzemu
SN	-	średnie napięcie
SVG	-	ang. Static Var Generator, dynamiczny kompensator mocy biernej
TCR	-	ang. Thyristor Control Reactor, sterowana bateria dławików z regulacją kąta zapłonu łączników energoelektronicznych
THD	-	ang. Total Harmonic Distortion, współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi
TRMS	-	ang. TRMS, rzeczywista wartość skuteczna
TSC	-	ang. Thyristor Switched Capacitor, sterowana bateria kondensatorów załączana za pomocą łączników energoelektronicznych
TSR	-	ang. Thyristor Switched Reactor, sterowana bateria dławików załączana za pomocą łączników energoelektronicznych
UPS	-	ang. Uninterruptible Power Supply, bezprzerwowe źródło zasilania
URE	-	Urząd Regulacji Energetyki
VSI	-	ang. Voltage Source Inverter, falownik napięcia

1. Wprowadzenie

1.1. Tematyka pracy

Praca pt. *Optymalizacja rozmieszczenia oraz sterowania urządzeniami do poprawy jakości energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej zakładu przemysłowego* powstała wskutek potrzeby podjęcia tematu rosnącego znaczenia jakości energii elektrycznej w zakładach przemysłowych. Istotnym czynnikiem są również koszty związane z poborem energii, opłatami dystrybucyjnymi oraz stratami, wynikającymi z niekorzystnych rozpliwów mocy. W momencie rozpoczęcia badań w literaturze stosunkowo rzadko analizowano rozproszone systemy poprawy jakości energii elektrycznej, wdrażane na rzeczywistych obiektach przemysłowych. Typowo analizowano uproszczone sieci testowe oraz stany pracy odpowiadające skrajnie niekorzystnym warunkom obciążenia, bez pełnego odwzorowania zmienności rzeczywistego cyklu pracy zakładu [1], [2], [3].

Problematyka jakości energii elektrycznej pojawiła się wraz z wynalezieniem elektryczności a znaczenie jakości energii elektrycznej wzrosło szczególnie wraz z rozwojem odbiorników energoelektronicznych, napędów regulowanych, systemów automatyki przemysłowej oraz urządzeń wrażliwych na zaburzenia napięcia. Zakłócenia wprowadzane przez tego typu odbiorniki prowadzą do degradacji parametrów jakościowych energii elektrycznej, co przekłada się bezpośrednio na spadek sprawności systemu wytwórczego i dystrybucyjnego [4] [5]. Zaburzenia te mogą prowadzić do awarii odbiorników, błędów działania układów automatyki oraz nieplanowanych przerw w procesach produkcyjnych, generując wymierne straty finansowe. Według raportów *Leonadro Power Quality Initiative (LPQI)* koszty złej jakości energii w Europie wynoszą około 150 miliardów euro rocznie. Według tych samych analiz przeprowadzonych przez *Electric Power Research Institute (EPRI)* w Stanach Zjednoczonych wynoszą od 119 do 188 miliardów dolarów rocznie [6] [7]. Badania prowadzone przez *EPRI* dowodzą również, że 80 procent problemów z jakością energii elektrycznej jest generowanych po stronie odbiorców [8]. Za punkt rozgraniczający odpowiedzialność przyjęto punkt poboru energii (*PPE*), w którym sieć dystrybucyjna łączy się z instalacją wewnętrzną odbiorcy i to właśnie w tym punkcie należy prowadzić starania do neutralizacji negatywnych efektów złej jakości energii. W przypadku małych odbiorców kompensacja lub filtracja w *PPE* może być wystarczająca. W dużych zakładach przemysłowych

sytuacja jest bardziej złożona. Sieci rozdzielcze takich zakładów posiadają strukturę promieniową i składają się często z kilkuset metrowych linii zasilających podrozdzielnie. W takiej sytuacji prowadzenie poprawy jakości energii tylko w punkcie przyłączenia do sieci dystrybucyjnej może nie przynieść zamierzonych skutków w skali całego zakładu. Dostępność infrastruktury w postaci podrozdzielni umożliwia montaż urządzeń rozmieszczonych lokalnie w różnych punktach sieci zakładowej, jednak działających niezależnie, bez zorganizowanego centralnie nadzoru. Rozwiązaniem problemu może być nadrzędny układ sterujący pracą urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej, który będzie optymalizował rozmieszczenie urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej, nadzorował ewentualne zmiany w rozplywie mocy zakładu oraz sterował nimi w optymalny sposób maksymalizując oszczędności odbiorcy przy zachowaniu neutralności względem sieci dystrybucyjnej operatora. Wymaga to opracowania modelu topologii sieci zakładowej oraz algorytmu wyboru lokalizacji i nastaw urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej.

1.2. Motywacja

Motywacją do podjęcia badań były wcześniejsze prace autora *Projekt jednofazowego kompensatora mocy biernej wykonanego w technologii analogowej* (praca dyplomowa inżynierska) oraz *Projekt i wykonanie prototypu trójfazowego analizatora jakości energii elektrycznej* (praca magisterska). Doświadczenia z pomiarów jakości energii, wdrożeń układów kompensacji oraz prac nad rozproszonym systemem poprawy JEE wskazały na potrzebę opracowania metody rozmieszczenia i koordynacji pracy takich urządzeń w rzeczywistej sieci przemysłowej [9], [10].

1.3. Luka badawcza

Pomimo szerokiej dostępności urządzeń do kompensacji mocy biernej, filtracji wyższych harmonicznych oraz symetryzacji obciążenia, w praktyce przemysłowej urządzenia te są najczęściej dobierane i instalowane lokalnie, bez nadrzędnej koordynacji ich pracy w skali całej sieci zakładowej. W literaturze i praktyce projektowej brakuje uniwersalnej metodyki, która łączyłaby grafowe odwzorowanie topologii sieci, analizę rozplywów mocy, ocenę kosztów strat oraz algorytmiczny dobór lokalizacji i nastaw urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej. Luka ta jest szczególnie istotna w dużych zakładach przemysłowych o promieniowej strukturze sieci i zmiennym profilu obciążenia.

1.4. Teza pracy

Optymalne rozmieszczenie oraz skoordynowane sterowanie urządzeniami poprawy jakości energii elektrycznej w sieci zakładu przemysłowego umożliwia zmniejszenie kosztów wynikających z przepływu mocy biernej, strat mocy czynnej i zaburzeń jakości energii, przy zachowaniu wymaganych parametrów pracy systemu rozdzielczego.

Weryfikacja tezy wymaga opracowania modelu sieci oraz algorytmów optymalizacji lokalizacji i sterowania urządzeniami do poprawy jakości energii elektrycznej.

1.5. Cele pracy i założenia

Celem niniejszej pracy jest opracowanie metodyki oraz modelu systemu poprawy jakości energii elektrycznej z możliwością optymalnego rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia zakładu przemysłowego z uwzględnieniem stabilności zasilania przy minimalizacji opłat dystrybucyjnych za energię elektryczną i strat spowodowanych rozplywem mocy biernej, wyższych harmoniczných oraz asymetrii obciążenia w sieci odbiorcy.

1.6. Zakres pracy

W rozdziale 1 opisano tematykę, cele oraz tezę pracy. Przedstawiono motywację autora do podjęcia problematyki pracy oraz streszczenie wszystkich rozdziałów pracy.

Rozdział 2 przedstawia zagadnienia jakości energii elektrycznej. W rozdziale przywołano definicje jakości energii elektrycznej, normy oraz akty prawne określające zakres obowiązków dystrybutorów energii elektrycznej i jej odbiorców. Dodatkowo przedstawiono obliczeniowe straty mocy czynnej związane z przesyłaniem mocy biernej, asymetrią obciążenia oraz występowaniem wyższych harmoniczných w sieci.

W rozdziale 3 przedstawiono charakterystyczne odbiorniki energii elektrycznej występujące w sieciach zakładów przemysłowych. Zaprezentowano ich typowe zapotrzebowanie na moce i rozkłady wyższych harmoniczných pobieranego prądu.

W rozdziale 4 zaprezentowano przegląd dostępnych na rynku urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej JEE. Przeprowadzono ich podział ze względu na technologię wykonania, metody sterowania oraz wskazano zalety i wady danego rozwiązania. Zaprezentowano pomiary przeprowadzone na rzeczywistych urządzeniach do poprawy JEE.

Rozdział 5 przedstawia symulacyjną optymalizację rozmieszczenia urządzeń do poprawy JEE na przykładzie badanej sieci rozdzielczej zakładu przemysłowego. W rozdziale zaprezentowano schemat oraz model sieci w środowisku MATLAB, wykorzystującą symulacyjne dane obiektowe. Zaprezentowano badania dotyczące optymalnego rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej JEE na podstawie modelu sieci. Zdefiniowano dwie funkcje celu skupiające się na optymalizacji czasu zwrotu inwestycji w system rozproszony.

W rozdziale 6 zaprezentowano nadrzędny regulator sterujący rozdziałem mocy generowanej przez dynamiczne kompensatory mocy biernej, realizując funkcję podwyższania wartości skutecznej napięcia w wybranych rozdzielnicach systemu zasilającego.

Rozdział 7 zawiera podsumowanie, wnioski oraz nakreśla kierunki dalszych prac związanych z tematyką rozprawy.

2. Jakość energii elektrycznej. Parametry sieci zasilającej. Interakcja producent, dystrybucja i odbiorca

Pomimo powszechnego stosowania, termin „jakości energii elektrycznej” nie posiada jednej i uniwersalnej definicji. Różne organizacje międzynarodowe, normy regulacyjne oraz naukowcy definiują go w oparciu o określone konteksty, koncentrując się na charakterystyce krzywej napięcia zasilania, wpływie zakłóceń na urządzenia zasilane energią elektryczną oraz ciągłości dostaw energii do odbiorcy końcowego [11], [12]. Z tego względu pojęcie jakości energii elektrycznej JEE należy rozpatrywać w kontekście technicznym, gwarantującym określone normami parametry zasilania oraz ekonomicznym, prowadzącym do minimalizacji opłat związanych zakupem i dostawą energii elektrycznej do odbiorników.

Jedną z najczęściej stosowanych oraz najbardziej trafnych definicji jest ta podana w [13]:

„Jakość energii elektrycznej to zbiór parametrów opisujących właściwości procesu dostarczania energii do użytkownika w normalnych warunkach pracy, określających ciągłość zasilania (długie i krótkie przerwy w zasilaniu) oraz charakteryzujących napięcie zasilające (wartość, niesymetrię, częstotliwość, kształt przebiegu czasowego)”

Na utrzymanie prawidłowego poziomu jakości energii elektrycznej składa się wiele czynników leżących zarówno po stronie dostawcy jak i odbiorcy energii elektrycznej [14]. Do odpowiedzialności dostawcy oraz producenta energii elektrycznej należy zaliczyć utrzymanie prawidłowych parametrów częstotliwości zasilania oraz napięcia zasilającego, spośród których należy wyróżnić:

- utrzymanie ciągłości zasilania [15], [16],
- utrzymywanie znamionowych wartości amplitudy oraz częstotliwości napięcia zasilania,
- prowadzenie kompensacji mocy biernej sieci przesyłowych,
- utrzymywanie odpowiedniej jakości aparatury sieciowej.

Z kolei do głównych celów odbiorcy energii elektrycznej należy zaliczyć:

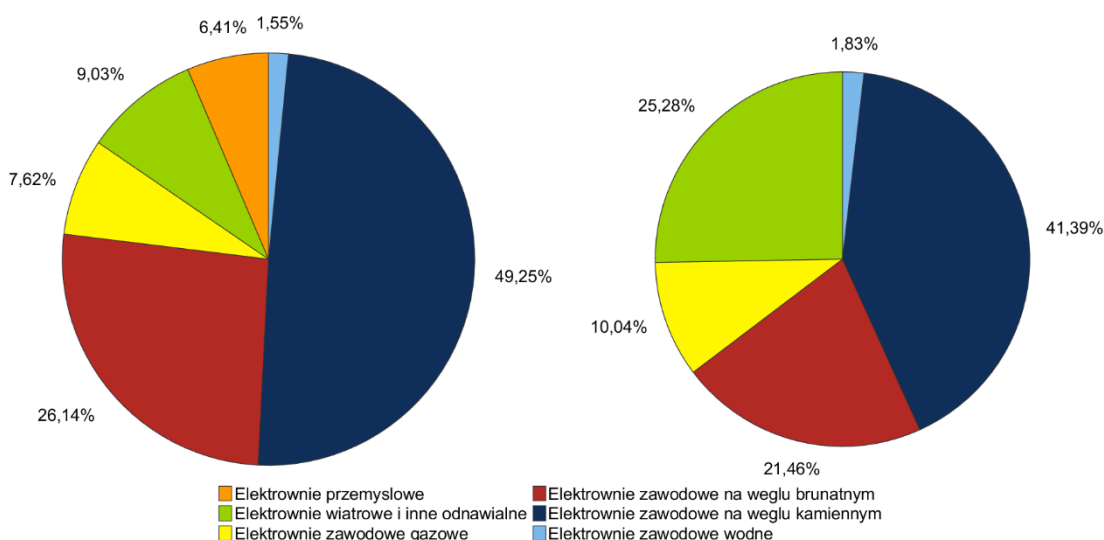
- brak przekroczeń mocy umownej,
- utrzymywanie w założonych wartościach współczynnika pobieranej mocy,
- ograniczenie odbiorników pobierających prąd odkształcony,
- symetryzację obciążenia faz.

Parametry, definiujące jakość energii elektrycznej w publicznych sieciach elektroenergetycznych, zestawiono w normie międzynarodowej PN-EN 50160-2023 [17]. Wymagania PN-EN 50160 odnoszą się przede wszystkim do charakterystyk napięcia w punkcie dostarczania energii z publicznej sieci elektroenergetycznej. W przypadku wewnętrznych sieci zakładów przemysłowych zasadne jest dodatkowe uwzględnienie poziomów kompatybilności określonych w IEC 61000-2-4. Metody pomiaru i agregacji parametrów jakości energii przyjęto zgodnie z wymaganiami IEC 61000-4-30, natomiast analizę harmoniczną należy powiązać z IEC 61000-4-7. Norma została zdefiniowana z zamiarem usystematyzowania zależności pomiędzy dostawcą i odbiorcą energii elektrycznej z uwzględnieniem kluczowych parametrów napięciowych. Głównym zadaniem normy jest określenie parametrów w taki sposób, aby zapewniały poprawną pracę urządzeń odbiorcy przy jak najmniejszej uciążliwości dla dostawcy. Na jej podstawie sporządzono zapis Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska (RMKiŚ) z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, które na mocy Prawa Energetycznego [18] jest dokumentem wiążącym i obowiązującym w zakresie dostaw energii elektrycznej przez operatorów systemu elektroenergetycznego w Polsce [19], [13].

W podrozdziale 2.1 omówiono szerzej główne obowiązki dystrybutorów energii elektrycznej w kontekście normy PN-EN 50160:2010 oraz *RMKiŚ*. Natomiast w rozdziale 2.2 przedstawiono obowiązki odbiorców energii elektrycznej w kontekście utrzymania prawidłowych parametrów zasilania oraz dodatkowe opłaty pobierane przez dostawcę w związku z brakiem ich dotrzymania.

2.1. Parametry zasilania i aktualne problemy JEE u dystrybutorów energii elektrycznej

Gospodarka światowa przechodzi głęboką transformację energetyczną związaną z odchodzeniem od tradycyjnych paliw kopalnych na rzecz odnawialnych źródeł energii elektrycznej. Związane jest to bezpośrednio z potrzebą ograniczenia emisji gazów cieplarnianych spowodowanych między innymi produkcją energii elektrycznej, które powodują nieustanny wzrost temperatury na Ziemi potęgując, negatywne zmiany klimatu oraz występowanie ekstremalnych zjawisk pogodowych [20]. Podobne podejście do zmiany kierunku w produkcji energii elektrycznej obserwujemy w Polsce, gdzie uwarunkowania europejskiej polityki klimatycznej prowadzą do głębokiej zmiany systemu produkcji i dystrybucji energii elektrycznej [21], [22]. Zmiany te widać na danych opublikowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) zaprezentowanych na Rys. 2.1., porównując ze sobą produkcję energii elektrycznej w 2019 oraz 2024 roku. Na zaprezentowanych diagramach widać znaczne zwiększenie procentowego udziału energetyki odnawialnej w miksie energetycznym od 9,03% do 25,28% w 2024 roku. Udział „zielonej energii” zwiększył się kosztem zmniejszenia udziału paliw kopalnych, w szczególności węgla kamiennego i brunatnego.



Rys. 2.1 Procentowy udział produkcji energii elektrycznej w zależności od paliwa w roku 2019 i 2024. (źródło: [23] i [24])

Osiągnięcie celów związanych z założeniami neutralności klimatycznej w 2050 roku wymaga gruntownej zmiany produkcji energii elektrycznej i przejścia z elektrowni węglowych na źródła energetyki odnawialnej i jądrowej. Źródła OZE pomimo wielu zalet związanych z brakiem emisyjności wiążą się również z ograniczeniami wytwórczymi spowodowanymi warunkami pogodowymi oraz położeniem geograficznym naszego kraju. System energetyczny Polski jest połączony pozostałymi systemami energetycznymi państw w Europie, co poprawia stabilność całego systemu, jednak wiąże się też z koniecznością synchronizacji częstotliwości, która bezpośrednio jest powiązana z aktualną produkcją energii i jej bieżącym zapotrzebowaniem.

Częstotliwość zasilania

Częstotliwość zasilania w sieciach prądu przemiennego jest jednym z najważniejszych parametrów. Utrzymywanie go na założonym poziomie gwarantuje bezpieczną pracę całego połączonego systemu elektroenergetycznego. W europejskim systemie elektroenergetycznym wartość częstotliwości podstawowej wynosi:

$$f_n = 50 \text{ Hz}$$

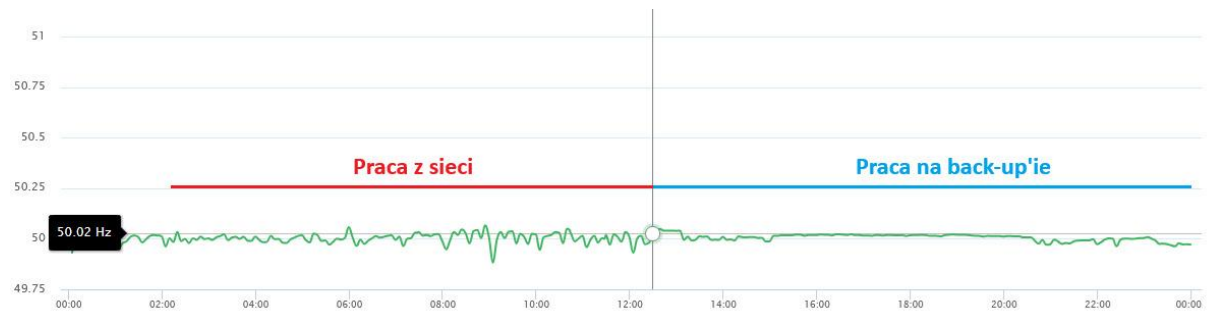
Zgodnie z normą PN-EN:2010 wartość średnia częstotliwości podstawowej mierzonej w normalnych warunkach pracy, mierzonej przez 10 sekund, powinna zawierać się w zakresie:

$$f = \begin{cases} 50 \text{ Hz} \pm 1\% & \text{przez 99,5\% roku} \\ 50 \text{ Hz} - 6\%/+4\% & \text{przez 100\% roku} \end{cases}, \quad (2.1)$$

gdzie: f – częstotliwość.

W zbalansowanym systemie ilość energii wyprodukowanej jest równa ilości energii odbieranej przez odbiorniki. Niedobór generacji energii powoduje spadek częstotliwości systemu, natomiast nadwyżka generacji energii powoduje jej wzrost. Nagłe utraty mocy przyłączeniowych lub znaczne wzrosty zapotrzebowania na energię elektryczną powodują wahania częstotliwości zasilania sieci [25] - [26]. Dochodzi wtedy do wyzwolenia regulatorów częstotliwości, a w skrajnych przypadkach do odłączenia fragmentu sieci celem, zabezpieczenia przed całkowitym zanikiem zasilania. Odporność systemu elektroenergetycznego na tego typu sytuacje awaryjne spada wraz ze wzrostem bezinercyjnych źródeł wytwórczych, w których energia nie jest produkowana z generatorów posiadających masę wirującą. Przykładem systemowego zdarzenia związanego ze stabilnością napięciową i częstotliwościową był blackout w Hiszpanii i Portugalii 28 kwietnia 2025 r. Zgodnie

z końcowym raportem ENTSO-E zdarzenie było wynikiem współdziałania wielu czynników, obejmujących oscylacje systemowe, niedostateczną regulację napięcia i mocy biernej, szybkie redukcje generacji oraz kaskadowe odłączanie źródeł [27]. Zdarzenie to pokazuje, że lokalne właściwości regulacyjne źródeł i odbiorów mogą wpływać na stabilność całego systemu połączonego. Wykres częstotliwości przedstawiony na Rys. 2.2 został zarejestrowany przez układ falownika hybrydowego instalacji fotowoltaicznej wpiętej w hiszpańską sieć dystrybucyjną. Z lewej strony wykresu do godziny 12:28 widać znaczne wahania częstotliwości zasilania, która „rozchwiała” system zabezpieczeń. Oficjalnie ustalono, że powodem awarii zasilania była sekwencja oscylacyjnych wahań napięcia, co bezpośrednio przełożyło się na odłączenie jednostek wytwórczych opartych na falownikach fotowoltaicznych. Szybka utrata mocy wytwórczej skutkowała zadziałaniem zabezpieczeń, znajdujących się na terenie Francji, odcinających półwysep Iberyjski od reszty systemu chroniąc tym samym pozostałe kraje.



Rys. 2.2 Przebieg częstotliwości sieci zarejestrowany przez falownik hybrydowy zainstalowany w sieci odbiorcy na terenie Hiszpanii w trakcie awarii zasilania (źródło: [28])

Wartość skuteczna napięcia zasilania

Jednym z najważniejszych parametrów, opisującym jakości energii elektrycznej jest wartość skuteczna napięcia zasilania. Zgodnie z definicją, wartością skuteczną napięcia elektrycznego okresowego nazywamy wartość równą stałemu napięciu przyłożonemu do danego oporu, powodującemu wydzielenie się na tym oporze takiej samej energii, jak przy napięciu zmiennym.

Dla dowolnego przebiegu okresowego wartość skuteczną napięcia, RMS (*ang. Root Mean Square*) można wyznaczyć ze wzoru:

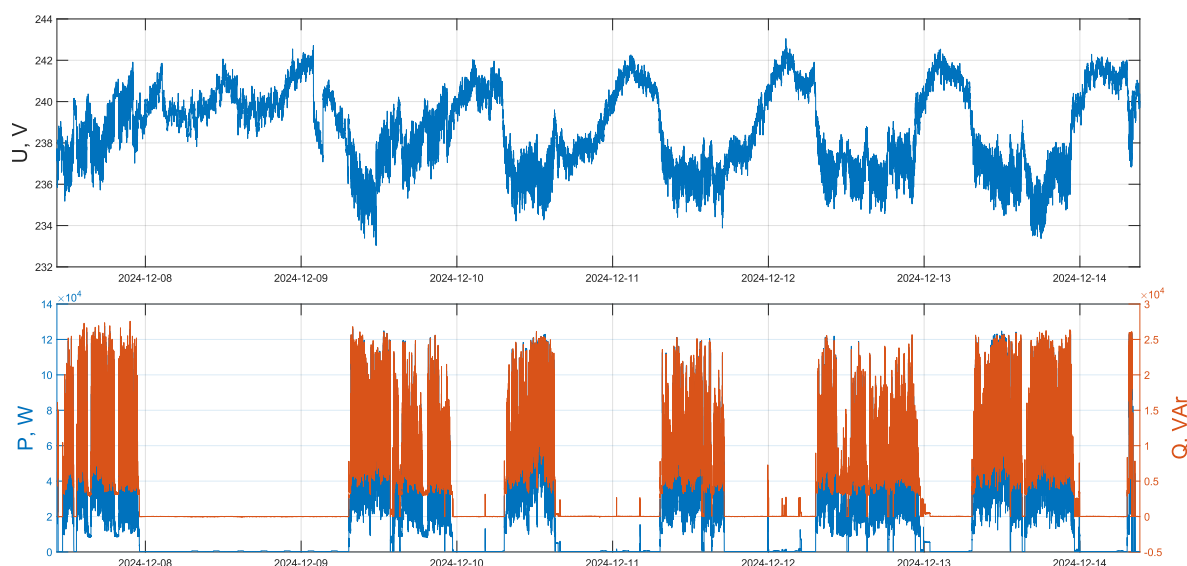
$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} u^2(t) dt}, \quad (2.2)$$

gdzie: u – wartość chwilowa napięcia, T – okres przebiegu napięcia, t_0 – chwila początkowa.

Zgodnie z normą [17] w normalnych warunkach pracy, wyłączając okresy z przerwami w zasilaniu, zmiany wartości skutecznej napięcia zasilającego w sieci nN nie powinny przekraczać:

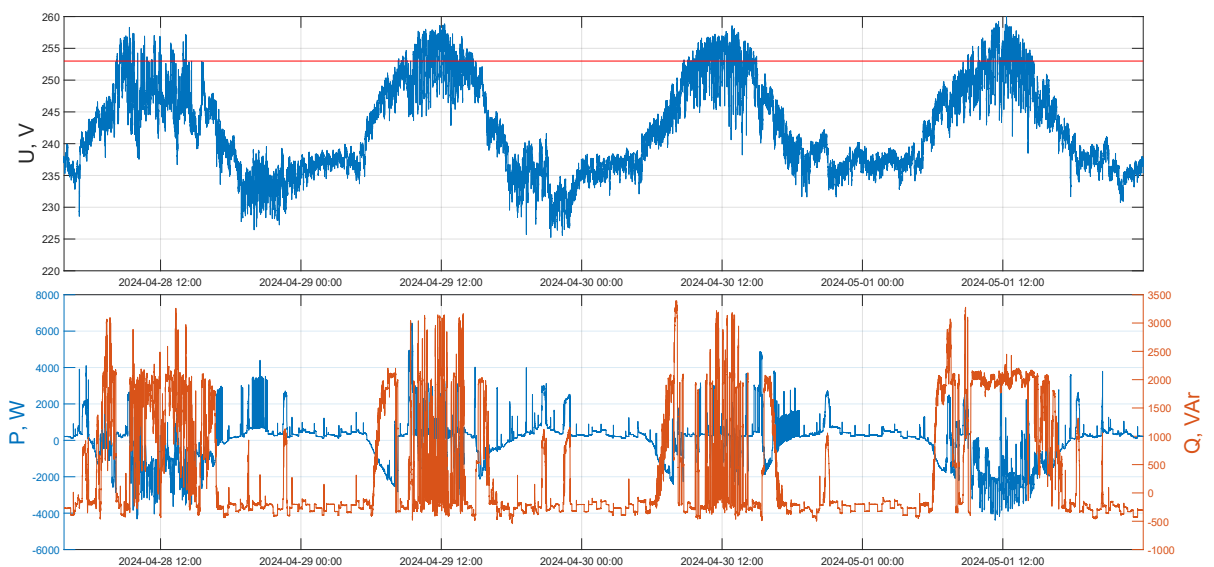
$$U = 230V \pm 10 \%.$$

Poziom wartości skutecznej napięcia w punkcie przyłączenia odbiorcy nie jest stały i podlega on ciągłym zmianom, wynikającym z warunków pracy sieci zasilającej oraz charakterów przyłączonych odbiorników i źródeł energii elektrycznej. W normalnych warunkach pracy sieci, zmienność napięcia zasilania uzależniona jest bezpośrednio od charakterystyk dobowych i rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną. Przykładową zarejestrowaną zmienność przedstawiono na Rys. 2.3, gdzie zaprezentowano przebieg czasowy wartości skutecznej napięcia pojedynczej fazy w zależności od poboru mocy czynnej i biernej na badanym obiekcie przemysłowym, zajmującym się przetwórstwem odpadów. Podczas prowadzenia pomiarów zaobserwowano zmiany napięcia zasilania odpowiadające cyklom pracy zakładu od $U = 233 \text{ V}$, przy poborze mocy czynnej sięgającym $P = 120 \text{ kW}$, aż do $U = 243 \text{ V}$, przy braku obciążenia. Tego typu zmiany wartości skutecznej napięcia zasilającego są naturalnym zjawiskiem występującym w sieci zasilającej związanym z poborem energii oraz spadkiem napięcia na impedancji linii zasilającej.



Rys. 2.3 Przebieg wartości skutecznej napięcia, mocy czynnej oraz mocy biernej zakładu przetwórstwa odpadów zarejestrowane podczas badań jakości energii elektrycznej (źródło: pomiary i opracowanie własne autora)

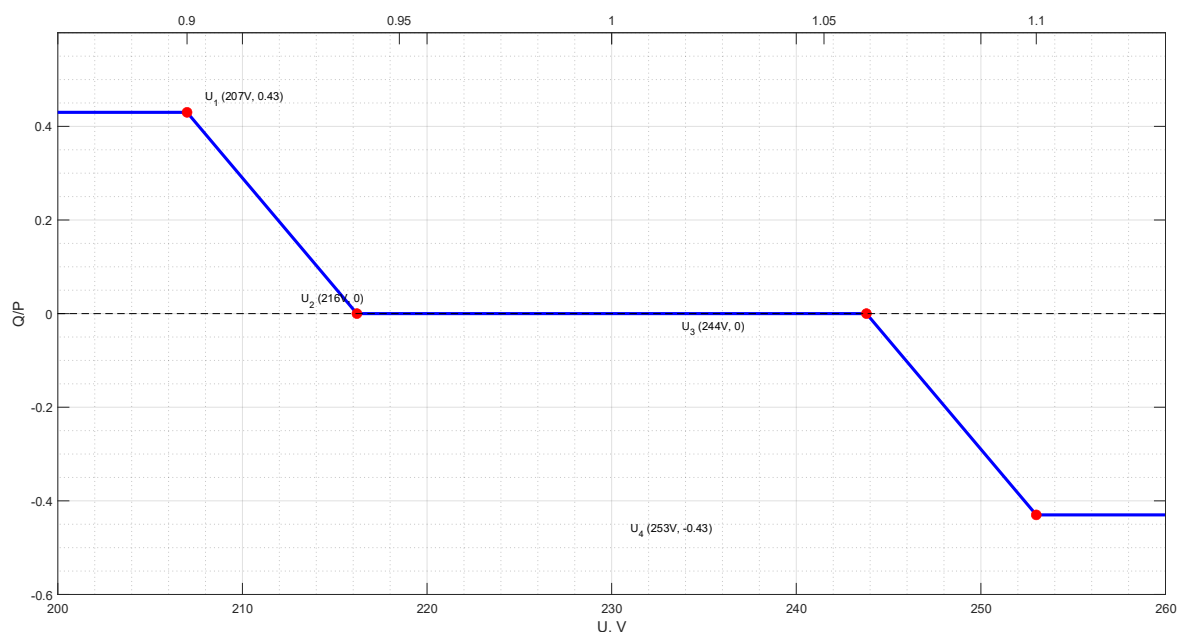
Jednak w ostatnich latach dużą rolę w kształtowaniu poziomów napięć w sieciach niskiego napięcia odgrywają rozproszone instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej poniżej 50 kWp. Tego typu układy prosumenckie mają za zadanie zmniejszyć zapotrzebowanie na pobór energii elektrycznej z sieci poprzez własną produkcję i autokonsumpcję energii, wygenerowanej przez układ fotowoltaiczny.



Rys. 2.4 Przebieg wartości skutecznej napięcia, mocy czynnej oraz mocy biernej domu jednorodzinnego z instalacją fotowoltaiczną (źródło: pomiary i opracowanie własne autora)

Pierwotna idea pracy mikroinstalacji fotowoltaicznych zakładała przede wszystkim pokrycie bieżącego zapotrzebowania odbiorcy na energię elektryczną, jednak w praktyce została ona w znacznym stopniu zmodyfikowana przez systemy wsparcia i dofinansowania inwestycji w źródła fotowoltaiczne. Wiele instalacji zostało przewymiarowanych względem rzeczywistego zapotrzebowania obiektów na energię elektryczną. Takie podejście skutkuje aktualnie znacznym wzrostem instalacji oddających duże ilości energii do sieci elektroenergetycznej w okresach mocnego nasłonecznienia. Liczne badania wskazują, że wysoka ilość źródeł fotowoltaicznych prowadzi do wzrostów napięć w sieci dystrybucyjnej, skutkując przekroczeniami dopuszczalnych wartości powodując tym samym wyłączenia układów fotowoltaicznych na końcu linii zasilających. Zgodnie z obowiązującą w Polsce normą, jeśli napięcie na zaciskach falownika osiągnie wartość wyższą od 253 V, falownik jest zmuszony natychmiastowo zaprzestać produkcji energii elektrycznej. Funkcjonalnością umożliwiającą pracę falownika w podwyższonych parametrach napięcia zasilającego jest możliwość generacji mocy biernej indukcyjnej w zależności od napięcia zasilającego tzw. $Q(U)$. Na Rys. 2.5 przedstawiono charakterystykę generacji przez falownik fotowoltaiczny

mocy biernej indukcyjnej w warunkach podwyższonego napięcia oraz mocy biernej pojemnościowej w warunkach obniżonego napięcia sieciowego.

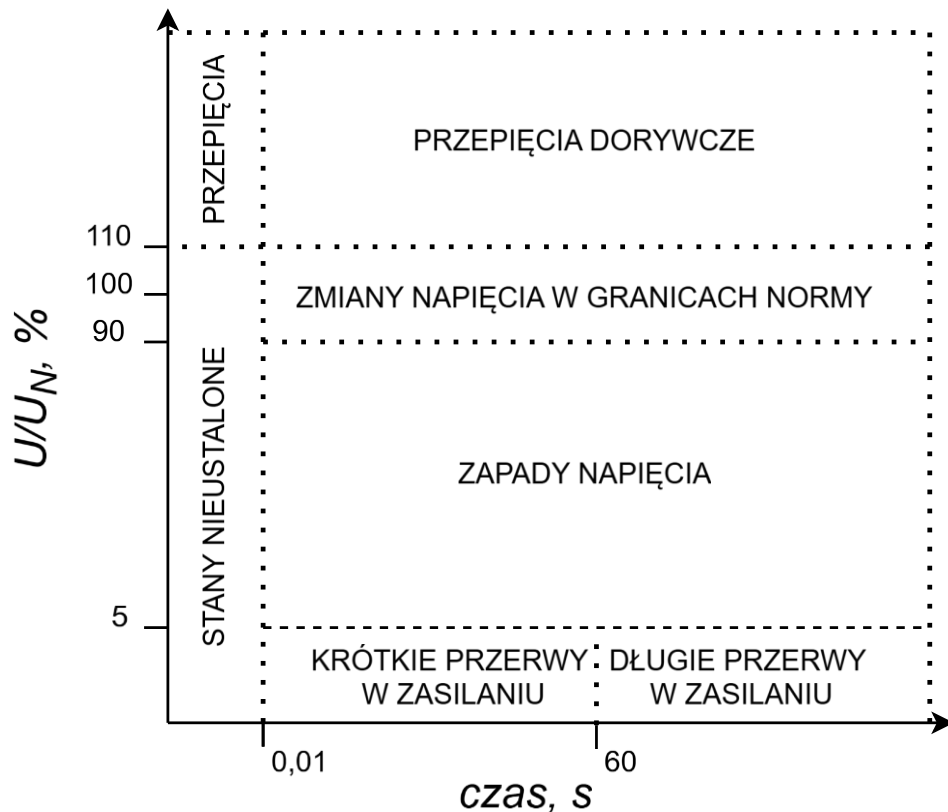


Rys. 2.5 Charakterystyka generacji mocy biernej $Q(U)$ w zależności od napięcia zasilającego falownik fotowoltaiczny. (źródło: opracowanie własne autora)

Pracę instalacji fotowoltaicznej w domu jednorodzinnym z podwyższonymi parametrami napięcia zasilania przedstawiono na Rys. 2.4. Jak można zaobserwować, przebieg napięcia zasilającego już od godzin porannych przekracza graniczną wartość 253 V, podwyższone napięcie może być rezultatem jednoczesnej generacji wielu mikroinstalacji, dużej impedancji linii oraz niedostosowanych charakterystyk regulacyjnych. Jednoznaczne wskazanie przyczyny wymaga analizy parametrów sieci i nastaw falowników. W takim przypadku falownik fotowoltaiczny pracujący z poprawnymi ustawieniami, próbuje podjąć pracę poprzez regulację mocy biernej indukcyjnej, jednak nie jest to wystarczające aby zachować ciągłość generacji mocy czynnej.

Ciągłość zasilania

Podział zjawisk napięciowych ze względu na wartość skuteczną napięcia U w odniesieniu do wartości skutecznej napięcia nominalnego U_N oraz czasu trwania danego zjawiska przedstawiono na Rys. 2.6.



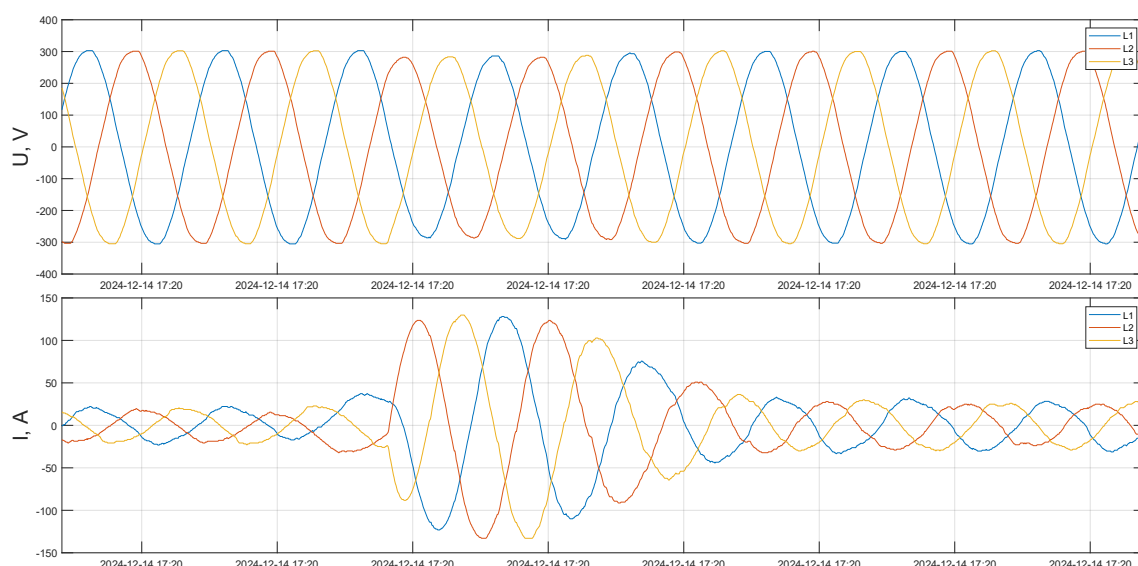
Rys. 2.6 Podział zjawisk napięciowych ze względu na wartość skuteczną napięcia w odniesieniu do wartości nominalnej oraz czasu trwania zjawiska (źródło: opracowanie autora na podstawie [28])

W normalnych warunkach pracy napięcie zasilające powinno utrzymywać się w zakresie od 90 110% wartości nominalnej i wahania w tym przedziale nie powinny zakłócać pracy zasilonych urządzeń elektrycznych.

Jeżeli wartość skuteczna napięcia zasilającego spada poniżej 90% ale nie mniej niż 5% napięcia nominalnego, występuje wtedy zapad napięcia. Zapady napięcia w sieci elektroenergetycznej najczęściej spowodowane są zwarciami w sieci, rozruchem dużych silników elektrycznych lub nagłymi zmianami obciążenia. Przykładowy przebieg zdarzenia zapadu napięcia zasilającego przedstawiono na Rys. 2.7. W momencie włączenia układu wentylacji poprzez wzrost wartości chwilowej prądów fazowych dochodzi do spadku napięcia zasilania. Ze względu na czas trwania, zapady napięcia są szczególnie niebezpieczne dla

urządzeń elektronicznych oraz układów automatyki przemysłowej, ponieważ nawet krótkotrwały spadek napięcia prowadzi do błędnego działania i zatrzymania procesów technologicznych.

Gdy napięcie spadnie poniżej 5% wartości nominalnej, mamy do czynienia z przerwą w zasilaniu. W zależności od czasu trwania wyróżnia się krótkie przerwy w zasilaniu o czasie trwania od 10 ms do 60 s, oraz długie przerwy w zasilaniu trwające powyżej 60 s. Przerwy w zasilaniu są jednym z najpoważniejszych rodzajem zakłóceń, ponieważ powodują całkowity brak dostawy energii elektrycznej do odbiorców. Mogą być wywołane awariami sieci i uszkodzeniami urządzeń elektroenergetycznych.



Rys. 2.7 Przebieg czasowy napięcia i prądów podczas trójfazowego zapadu napięcia zasilającego spowodowanego rozruchem układu wentylacji hali przemysłowej (źródło: pomiary i opracowanie własne autora)

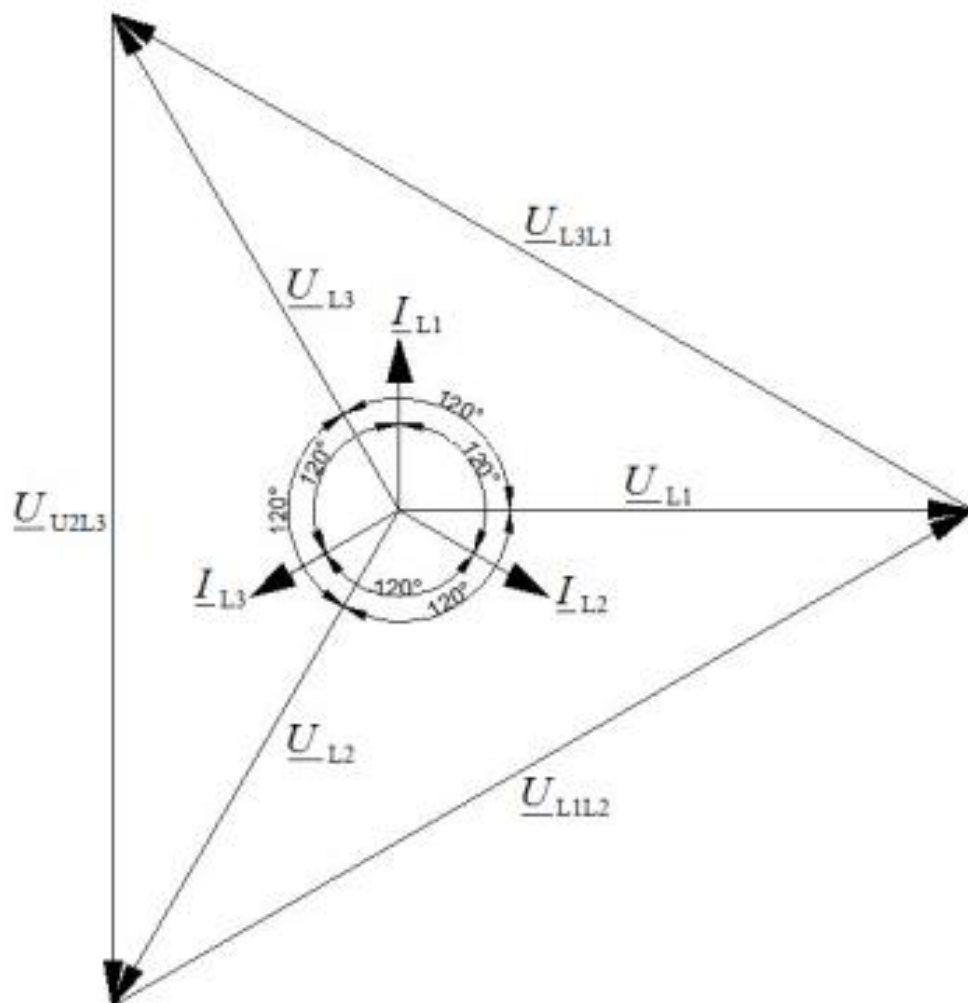
W przypadku wzrostu napięcia powyżej 110% napięcia nominalnego występują przepięcia dorywcze. Mogą one trwać od kilku milisekund do wielu sekund i są najczęściej związane z operacjami łączeniowymi w sieci, wyładowaniami atmosferycznymi lub nagłym odłączeniem dużych odbiorników energii. Przepięcia stanowią zagrożenie dla izolacji urządzeń elektrycznych i elektronicznych. Długotrwałe występowanie podwyższonego napięcia może prowadzić do przyspieszonego starzenia się izolacji oraz przegrzewania się podłączonych urządzeń.

Ostatnią grupą zjawisk napięciowych są stany nieustalone. Zjawiska występujące czasie krótszym niż 10 ms, najczęściej o charakterze impulsowym i oscylacyjnym. Związane są

z występowaniem operacji łączeniowych lub wyładowań atmosferycznych. Charakteryzują się bardzo krótkim czasem trwania, lecz często osiągają znaczne amplitudy.

Asymetria napięcia zasilania układach trójfazowych

Jednym z podstawowych wymagań stawianym trójfazowym systemom zasilania jest zapewnienie symetrii napięć fazowych. Przez symetryczny napięciowo układ trójfazowy rozumie się układ, w którym wektory napięcia podstawowej harmonicznej są przesunięte względem siebie o 120° , a ich wartości skuteczne są sobie równe, tak jak przedstawiono to na Rys. 2.8.



Rys. 2.8 Wykres fazowy układu symetrycznego napięciowo oraz prądowo (źródło: [29])

Podstawy analizy asymetrii układu trójfazowego opierają się na metodzie opracowanej przez Fortescue [30]. Metoda umożliwia zastąpienie układu trzech niesymetrycznych wektorów $\underline{U}_{L1}$,

$\underline{U}_{L2}$ i $\underline{U}_{L3}$ do trzech układów symetrycznych o kolejności zgodnej $\underline{U}_1$, przeciwnej $\underline{U}_2$, i zerowej $\underline{U}_0$ za pomocą operatora obrotu:

$$a = e^{j\frac{2}{3}\pi}. \quad (2.3)$$

Równanie przekształcenia przyjmuje postać:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix}, \quad (2.4)$$

gdzie: $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$ – wektory napięć fazowych, $\underline{U}_0$ – wektory składowe kolejności zerowej, $\underline{U}_1$ – wektory składowe kolejności zgodnej, $\underline{U}_2$ – wektory składowe kolejności przeciwnej.

Stopień asymetrii układu definiowany jest za pomocą współczynników asymetrii K_{0U} składowej zerowej i K_{2U} przeciwnej. Współczynnik K_{0U} obliczany jest na podstawie ilorazu składowej symetrycznej kolejności zerowej do składowej symetrycznej kolejności zgodnej:

$$K_{0U} = \frac{|\underline{U}_0|}{|\underline{U}_1|} \cdot 100\%, \quad (2.5)$$

gdzie: K_{0U} – współczynnik asymetrii składowej zerowej.

Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej K_{2U} obliczany jest na podstawie ilorazu składowej symetrycznej kolejności przeciwnej do składowej symetrycznej kolejności zgodnej:

$$K_{2U} = \frac{|\underline{U}_2|}{|\underline{U}_1|} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

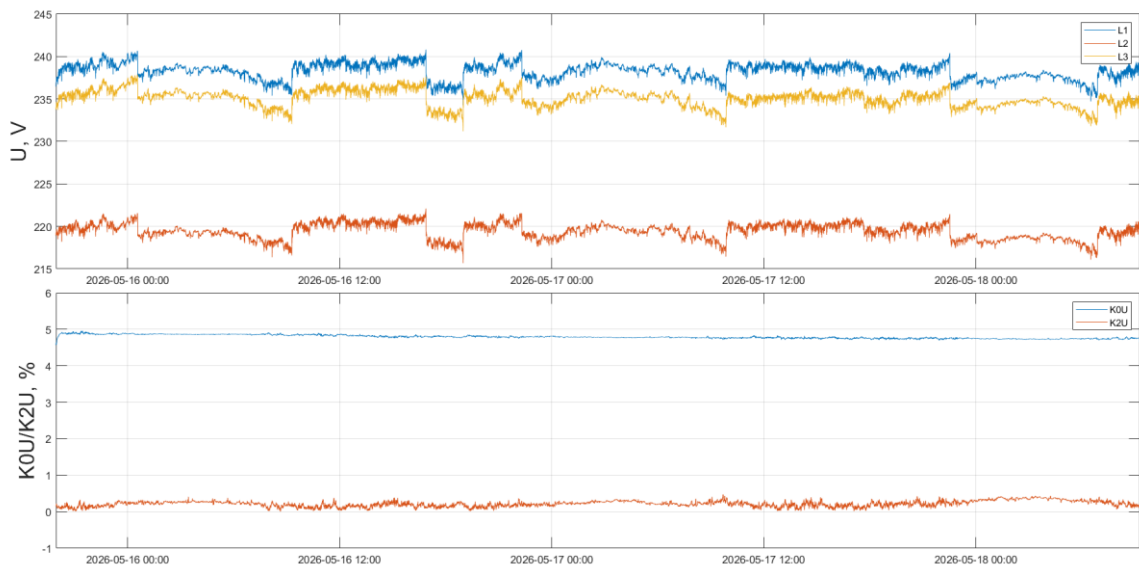
gdzie: K_{2U} – współczynnik asymetrii składowej przeciwnej.

W normie PN-EN 50160 określono maksymalne dopuszczalne wartości asymetrii na poziomie:

$$K_{2U} < 2\%.$$

Głównym czynnikiem powstawania asymetrii napięć w sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia są odbiorniki jednofazowe, których włączenie do sieci powoduje asymetryczne spadki napięć na poszczególnych fazach systemu.

Przykładem może być przedstawiony na Rys. 2.9 przebieg napięć sieciowych i współczynników asymetrii układu zasilania dźwigu osobowego.



Rys. 2.9 Przebiegi wartości skutecznej napięcia oraz współczynników asymetrii napięcia zasilania zarejestrowane na zasilaniu układu windy osobowej (źródło: pomiary i opracowanie własne autora)

Przekroczenia dopuszczalnych wartości współczynnika asymetrii kolejności przeciwnej K_{2U} wiążą się w głównej mierze z zwiększeniem strat w urządzeniach dystrybucji energii elektrycznej. Szczególnie wrażliwe są również silniki trójfazowe, w których obserwuje się powstawanie momentów pasożytniczych, drgania wałów silnika oraz skrócenie żywotności izolacji [31].

Wyższe harmoniczne napięcia

Wyższe harmoniczne napięcia definiuje się jako napięcia przemienne o częstotliwości równej całkowitej krotności częstotliwości podstawowej f_n zasilania. Występowanie harmonicznych napięcia związane jest bezpośrednio z zasilaniem odbiorników nieliniowych i energoelektronicznych, pobierających prądy odkształcone, które przez impedancję sieci powodują powstawanie spadków napięć i odkształceń krzywej napięcia zasilającego [32].

Podstawowym wskaźnikiem miary odkształcenia przebiegu jest współczynnik zawartości harmonicznych THD_U (ang. *Total Harmonic Distortion*), definiowany jako procentowy stosunek sumy wartości skutecznej wszystkich harmonicznych do wartości skutecznej harmonicznej podstawowej:

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1} \cdot 100 \%, \quad (2.7)$$

gdzie: U_h – wartość skuteczna napięcia h-tej harmonicznej, U_1 – wartość skuteczna napięcia podstawowej harmonicznej, h – rząd harmonicznej.

Kolejnym wskaźnikiem analizowanym w przebiegach odkształconych napięcia są współczynniki udziału poszczególnych wyższych harmonicznych w krzywej napięcia. Wyznacza się je jako procentowy stosunek wartości skutecznej h-tej harmonicznej do wartości skutecznej podstawowej harmonicznej:

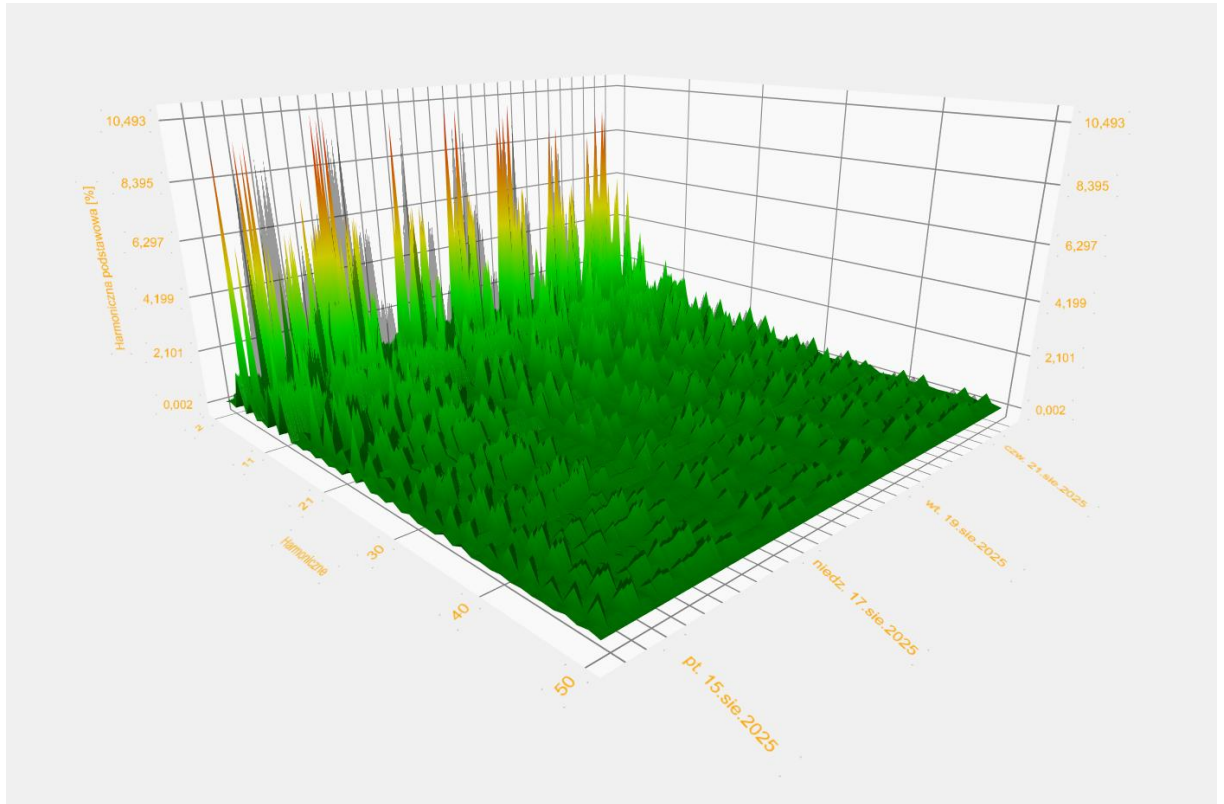
$$u_h = \frac{U_h}{U_1} \cdot 100\% \quad (2.8)$$

Zgodnie z normą [17], całkowita zawartość współczynnika THD_U powinna być mniejsza lub równa 8%. Wartości maksymalne udziału poszczególnych harmonicznych w krzywej napięcia w zależności od ich rzędu określono w formie tabelarycznej oraz przedstawiono w Tabeli A.

Tabela A Zestawienie dopuszczalnych poziomów wyższych harmonicznych napięcia zawartych w rozporządzeniu systemowym dla układów zasilanych z sieci nN [17]

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Niebędące krotnością 3		Będące krotnością 3		Rząd harmonicznej, h	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej, u_h
Rząd harmonicznej, h	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej u_h , %	Rząd harmonicznej, h	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej u_h , %		
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	>4	0,5
13	3	>15	0,5	-	-
17	2	-	-	-	-
19	1,5	-	-	-	-
23	1,5	-	-	-	-
25	1,5	-	-	-	-
>25	$0,5 + 25/h$	-	-	-	-

Przykładowy wykres przekroczeń wartości normatywnych amplitud, poszczególnych składowych harmonicznych napięcia, zarejestrowany podczas badań jakości energii elektrycznej na stacji sprężarek przedstawiono na Rys. 2.10.



Rys. 2.10 Rozkład czasowy wyższych harmonicznych napięcia zasilającego stację sprężarek (źródło: opracowanie własne autora)

2.2. Wpływ konsumenta na koszty złej jakości energii elektrycznej

Jakość energii elektrycznej w punkcie przyłączenia odbiorcy końcowego nie zależy tylko od operatora systemu dystrybucyjnego, ale również od samego odbiorcy. Pogorszenie parametrów pracy sieci elektroenergetycznej, spowodowane poborem wyższych harmonicznych prądu, asymetrią obciążenia, poborem mocy biernej oraz gwałtownymi zmianami obciążenia, prowadzi do pogorszenia jakości napięcia zasilającego. Odkształcone napięcie oddziałuje na pozostałe odbiorniki, powodując dalsze pogłębianie się niekorzystnych zjawisk w sieci elektroenergetycznej. Odbiorca ma realny wpływ na jakość zainstalowanych urządzeń, zgodnych z wyznaczonymi normami oddziaływania elektromagnetycznego. Kompatybilność elektromagnetyczna (*ang. Electromagnetic Compatibility*, EMC) oznacza zdolność urządzenia do poprawnej pracy w środowisku elektromagnetycznym, dotyczy to zarówno odporności urządzenia na zaburzenia elektromagnetyczne oraz dopuszczalnych poziomów emisji zaburzeń do sieci elektroenergetycznej. Wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej w całej Unii Europejskiej określa dyrektywa, natomiast szczegółowe wymagania techniczne zawarto w normach z rodziny EN/IEC 61000.

Wartość skuteczna prądu

Włączenie odbiornika do sieci zasilającej powoduje przepływ prądu elektrycznego. W sieciach prądu przemiennego wartość skuteczna natężenia prądu elektrycznego definiowana jest jako taka wartość, która wywołuje na rezystorze taki sam efekt cieplny jak prąd stały.

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} i^2(t) dt}, \quad (2.9)$$

gdzie: i – wartość chwilowa prądu, T – okres przebiegu prądu, t_0 – chwila początkowa.

Asymetria obciążenia

Asymetrię obciążenia, bądź też asymetrię prądu nazywamy taki układ trójfazowy w którym wartości skuteczne prądów i/lub przesunięcia kąta fazowego pomiędzy wektorami prądów nie są sobie równe. Asymetria prądów w układach przemysłowych w głównej mierze spowodowana jest występowaniem odbiorników jednofazowych.

Wyższe harmoniczne prądu

Wyższe harmoniczne prądu, podobnie jak napięcia, definiuje się jako napięcia przemienne o częstotliwości równej całkowitej krotności częstotliwości podstawowej f_n zasilania. Występowanie harmonicznych prądu związane jest bezpośrednio z zasilaniem odbiorników o nieliniowej charakterystyce prądowo napięciowej oraz odbiorników energoelektronicznych pobierających prądy odkształcone.

Podstawowym wskaźnikiem miary odkształcenia przebiegu jest współczynnik zawartości harmonicznych THD_I (ang. *Total Harmonic Distortion*), definiowany jako procentowy stosunek sumy wartości skutecznej wszystkich harmonicznych do wartości skutecznej harmonicznej podstawowej

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \cdot 100 \%, \quad (2.10)$$

gdzie: I_h – wartość skuteczna prądu h -tej harmonicznej, I_1 – wartość skuteczna prądu podstawowej harmonicznej, h – rząd harmonicznej.

Kolejnym wskaźnikiem analizowanym w przebiegach odkształconych prądu są współczynniki udziału poszczególnych wyższych harmonicznych. Wyznacza się je jako procentowy stosunek wartości skutecznej h -tej harmonicznej do wartości skutecznej podstawowej harmonicznej:

$$i_h = \frac{I_h}{I_1} \cdot 100\% \quad (2.11)$$

W przypadku wyższych harmonicznych prądu samo analizowanie parametru THD_i nie jest metodą miarodajną. Wysokie wartości THD_i obserwuje się szczególnie podczas obciążenia jałowego obiektu przy niskich wartościach skutecznych natężenia prądu.

Analiza mocy przebiegów sinusoidalnych

W jednofazowych układach prądu przemiennego sinusoidalnego napięcie oraz prąd zmieniają się okresowo w czasie, dodatkowo może między nimi występować przesunięcie fazowe, które wpływa na charakter przekazywanej mocy w układzie. Moc chwilowa, podobnie jak w przypadku układów prądu stałego wyznaczana jest ze wzoru:

$$p(t) = u(t)i(t), \quad (2.12)$$

gdzie: $p(t)$ – moc chwilowa, $u(t)$ – napięcie chwilowe, $i(t)$ – chwilowe natężenie prądu.

Dla przebiegów sinusoidalnych napięcie i prąd chwilowy można opisać za pomocą wzorów:

$$u(t) = U_m \sin(\omega t), \quad (2.13)$$

$$i(t) = I_m \sin(\omega t - \varphi), \quad (2.14)$$

gdzie: U_m – amplituda napięcia, ω – pulsacja, I_m – amplituda prądu, φ – kąt przesunięcia pomiędzy prądem i napięciem.

Dokonując na tej podstawie obliczeń mocy chwilowej można wyznaczyć:

$$p(t) = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi), \quad (2.15)$$

gdzie: U – wartość skuteczna napięcia, I – wartość skuteczna natężenia prądu.

Pierwszy składnik mocy chwilowej określa moc czynną przekazywaną do odbiornika w okresie zasilania, natomiast składnik zmienny w czasie określa wymianę mocy pomiędzy źródłem a elementami reaktancyjnymi odbiornika. Z tego względu moc czynna w obwodach sinusoidalnych definiowana jest jako:

$$P = UI \cos \varphi, \quad (2.16)$$

gdzie: P – moc czynna.

Moc bierna zdefiniowana jest jako:

$$Q = UI \sin \varphi, \quad (2.17)$$

gdzie: Q – moc bierna.

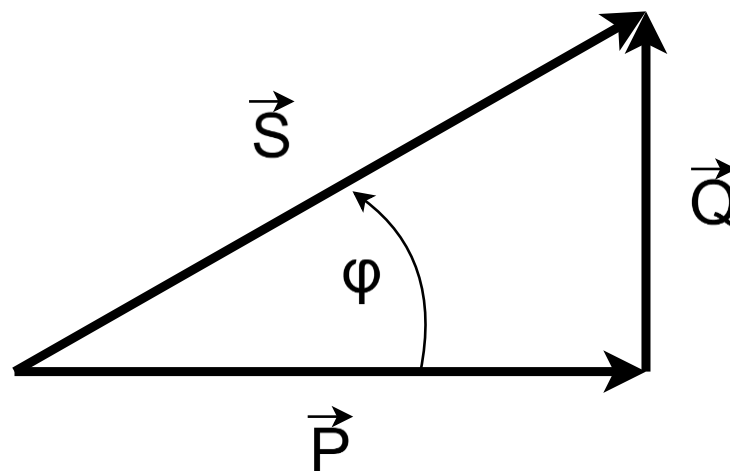
Natomiast wielkością opisującą iloczyn wartości skutecznej napięcia i prądu jest moc pozorna, wyrażana w jednostce woltamper (VA):

$$S = UI, \quad (2.18)$$

Tworząc tym samym zdefiniowany przez Budeanu „trójkąt mocy”, opisujący wyżej wymienione wielkości w sposób trygonometryczny:

$$S^2 = P^2 + Q^2, \quad (2.19)$$

Na Rys. 2.11 przedstawiono graficzną reprezentację tzw. trójkąta mocy.



Rys. 2.11 Graficzna reprezentacja trójkąta mocy (źródło: opracowanie własne autora)

Kąt przesunięcia pomiędzy przebiegiem napięcia oraz prądu sinusoidalnego określony jako φ , wiąże ze sobą również parametry trójkąta mocy. Wskaźnik $\cos(\varphi)$ określany jest współczynnikiem mocy dla podstawowej składowej harmoniczej lub *DPF* (ang. Displacement Power Factor), który co do wartości równy jest stosunkowi:

$$\cos\varphi = DPF = \frac{P}{S}, \quad (2.20)$$

Analiza mocy przebiegów niesinusoidalnych

Analiza obwodów z przebiegami niesinusoidalnymi rozpoczęła się od doświadczenia Steinmetza w 1893 r [33]. Eksperyment polegał na zasileniu lampy łukowej napięciem sinusoidalnym oraz pomiarach mocy pozornej, czynnej oraz biernej. Z eksperymentu wynikało że moc pozorna pobierana przez odbiornik jest większa niż suma kwadratów mocy czynnej i biernej w obwodzie, oznaczało to, że w obwodzie istnieją inne składniki, mocy nie będące

mocą czynną i bierną, spowodowane występowaniem częstotliwości wyższych harmoniczných. Doświadczenie Steinmetza zapoczątkowało rozwój teorii mocy w obwodach z przebiegami niesinusoidalnymi.

Najbardziej rozpowszechnioną teorią analizy obwodów niesinusoidalnych zaproponował C. I. Budeanu w 1927 r. [34]. W przypadku obwodów z elementami nieliniowymi, które stanowią większość aktualnie stosowanych odbiorników, kształt krzywej prądu jest odkształcony od krzywej napięcia przez występowanie częstotliwości harmoniczných, subharmoniczných oraz interharmoniczných. Przyjmując jednak tylko częstotliwości harmoniczne, przebieg chwilowy prądu zasilającego odbiornik nieliniowy można zapisać za pomocą wzoru:

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} I_h \sin(h\omega t - \varphi_h), \quad (2.21)$$

gdzie: I_h – wartość skuteczna h -tej harmonicznej prądu, φ_h – początkowy kąt fazowy h -tej harmonicznej prądu.

Wartość skuteczną prądu odbiornika można zapisać jako:

$$I = \sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}, \quad (2.22)$$

przy założeniu sinusoidalnego napięcia U oraz podstawieniu do wzoru 2.18 na moc pozorną otrzymujemy zależność:

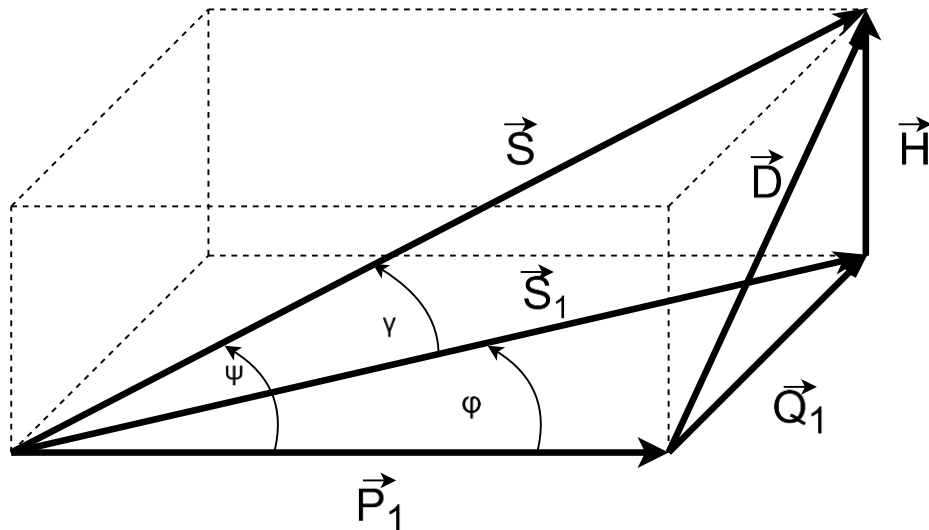
$$S = U \sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}, \quad (2.23)$$

co po przekształceniach można zapisać jako:

$$S^2 = U^2 I_1^2 + U^2 \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2 = S_1^2 + H^2 = P_1^2 + Q_1^2 + H^2 = P_1^2 + D^2, \quad (2.24)$$

gdzie: S_1 – moc pozorna pierwszej harmonicznej, H – moc odkształcenia (deformacji), D – moc dystorsji.

Moc deformacji H zaproponowana przez Budeanu definiuje moc odkształcenia prądu odbiornika względem napięcia zasilania. Na Rys. 2.12 zaprezentowano graficzną interpretację prostopadłości mocy.



Rys. 2.12 Graficzna reprezentacja prostopadłościanu mocy (źródło: opracowanie własne autora)

Teoria Budeanu została jednak zdementowana przez badania Czarneckiego [35], wskazując że moc bierna nie ma nic wspólnego z oscylacją energii oraz że moc odkształcenia nie ma nic wspólnego z odkształceniem prądu względem napięcia.

Odmienne podejście do teorii mocy w swoich pracach zaprezentował prof. Fryze [36], definiując teorię mocy w dziedzinie czasu. Fryze przedstawił teorię ortogonalnych składowych prądu, która polega na rozłożeniu prądu źródła zasilania na składową czynną i_a o kształcie fali odpowiadającemu kształtowi fali napięcia zasilania oraz składową nieaktywną, nazywaną prądem Fryzego i_F .

$$i_F(t) = i(t) - i_a(t), \quad (2.25)$$

gdzie: i_F – składowa nieaktywna prądu, i – wartość chwilowa prądu w obwodzie, i_a – składowa czynna prądu.

W związku z ortogonalnością prądu i_F względem prądu czynnego i_a , zdefiniowano zależność opisującą moce w obwodzie:

$$S^2 = P^2 + Q_F^2, \quad (2.26)$$

gdzie: Q_F – moc bierna Fryzego.

Koncepcja rozłożenia prądu obwodu na składową czynną oraz nieaktywną była przełomowym pomysłem umożliwiającym zmianę podejścia do tematyki poprawy jakości energii elektrycznej. Jednak brak rozróżnienia przyczyn powstawania prądu biernego nie

pozwalający na rozdzielenie wpływu przesunięcia fazowego, odkształcenia krzywych napięcia i prądów oraz asymetrii układu stanowią istotne ograniczenia w możliwościach wykorzystania teorii w rozwiązaniach praktycznych.

Na przestrzeni ostatnich dziesięcioleci prace zespołów badawczych miały na celu opracowanie nowych teorii mocy biernej z niesinusoidalnymi przebiegami napięć i prądów bazujących na przedstawionych teoriach Budeanu oraz Fryzego. Wśród nich możemy wyróżnić opracowania metody p-q theory zaproponowana przez Akagiego [37], która znalazła zastosowanie w sterowaniu energetycznymi filtrami aktywnymi. Jednak teoria mocy bazująca na składowych fizycznych prądach, zaproponowana przez Czarneckiego, uznawana jest aktualnie za najbardziej trafną ze względu na poprawną interpretację właściwości energetycznych obwodów elektrycznych [38].

Układy rozliczeniowe instalowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) budowane są w oparciu o normy serii PN-EN IEC 62052 oraz PN-EN IEC62053, które określają wymagania metrologiczne stawiane licznikom [39]. Zgodnie z normami chwilowa moc czynna obliczana jest przez licznik elektroniczny na podstawie iloczynu próbek napięć oraz prądów fazowych :

$$p[n] = u[n] \cdot i[n], \quad (2.27)$$

gdzie: n – numer próbki sygnału, $u[n]$ – dyskretna wartość chwilowa napięcia, $i[n]$ – dyskretna wartość chwilowa prądu.

Na podstawie założonego okna czasowego, zazwyczaj zawierającego pełną liczbę okresów sygnału harmonicznego podstawowej, obliczana jest średnia wartość mocy czynnej:

$$P = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N p[n], \quad (2.28)$$

gdzie: N – liczba próbek.

Energia czynna zapisywana do rejestrów licznika obliczana jest za pomocą całki dyskretniej wartości chwilowej mocy czynnej:

$$EP = \sum_{n=0}^{N-1} p[n] \frac{1}{f_s}, \quad (2.29)$$

gdzie: EP – energia czynna, f_s – częstotliwość próbkowania licznika.

Przedstawiony algorytm wyznaczania pobranej energii czynnej uwzględnia również energię przenoszoną przez wyższe harmoniczne których prąd i napięcie są ze sobą skorelowane.

Podobny algorytm obliczeniowy został zastosowany do wyznaczania chwilowej mocy bierniej, jednak zgodnie normą moc bierna zliczana przez liczniki OSD dotyczy tylko składowej podstawowej harmonicznej. Liczniki realizują tę operację przez zastosowanie filtrów dolnoprzepustowych oraz dodatkowych przesunięć sygnału prądu fazowego względem napięcia, uzyskując tym samym wartość chwilowej mocy bierniej w czasie składowej podstawowej:

$$Q_1 = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} u[n-k] \cdot i_1[n], \quad (2.30)$$

gdzie: Q_1 – moc bierna składowej podstawowej, k – liczba próbek sygnału odpowiadająca przesunięciu fazowemu o 90° sygnału harmonicznej podstawowej.

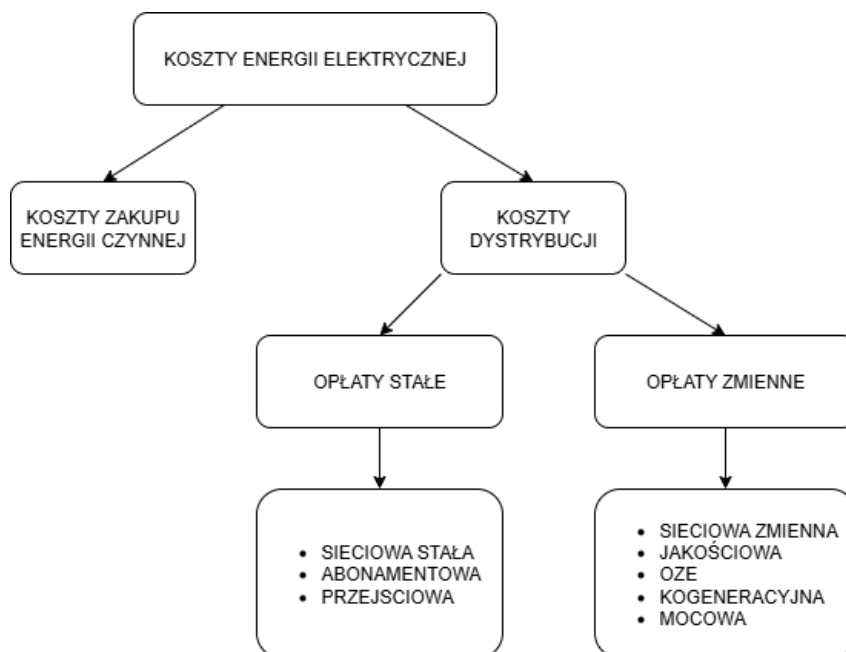
Koszty złej jakości energii elektrycznej

Koszty złej jakości energii elektrycznej można podzielić na dwa zasadnicze problemy. Pierwszy problem dotyczący wadliwego działania urządzeń i ich awarii, skutkujących przerwaniem cyklu produkcyjnego zakładu przemysłowego które z reguły są trudne do oszacowania lecz zazwyczaj bardzo kosztowne. Oraz drugi problem dotyczących kar i opłat związanych z zasilaniem zakładu. Opłaty za energię elektryczną w większości przedsiębiorstw należy podzielić na dwa zasadnicze człony. Pierwszy to koszty zakupu energii elektrycznej który uwarunkowany jest podpisanymi umowami z brokerami energetycznymi, dostawcami energii lub zakupem energii na giełdzie energetycznej. Odbiorca ma realny wpływ i możliwości zmiany miejsca zakupu energii. Drugi to koszty dystrybucji energii elektrycznej, które uwarunkowane są lokalizacją przedsiębiorstwa oraz przynależnością terytorialną do jednego z kilku w Polsce dystrybutorów. Standardowo na fakturach koszty dystrybucji można podzielić na trzy podgrupy:

- opłaty stałe, w skład których wchodzi opłaty sieciowe, abonamentowe, przejściowe oraz mocowe - wszystkie z nich zależą od zapotrzebowania obiektu na moc zamówioną.
- opłaty zmienne, w skład których wchodzi opłaty sieciowe zmienne, jakościowe, OZE - wszystkie z nich bezpośrednio zależą od ilości energii czynnej pobranej w danym okresie rozliczeniowym.
- opłaty karne, które można nazwać również karami umownymi za niedotrzymanie warunków dostarczania energii wśród których możemy wyróżnić opłatę za ponad

umowny pobór mocy biernej indukcyjnej, pobór mocy biernej pojemnościowej oraz przekroczenia mocy czynnej.

Podział opłat za używanie energii elektrycznej przedstawiono na Rys. 2.13.



Rys. 2.13 Podział opłat za energię elektryczną (źródło: opracowanie własne autora)

Opłaty związane z ilościowym poborem energii czynnej przedstawiono Rys. 2.13 w kategorii opłaty zmienne, są one bezpośrednim wynikiem ilorazu ilości energii pobranej sieci a więc ograniczenie poboru prowadzi do zmniejszenia wymienionych opłat. Sumaryczną wartość mocy czynnej obiektu można zapisać za pomocą wzoru:

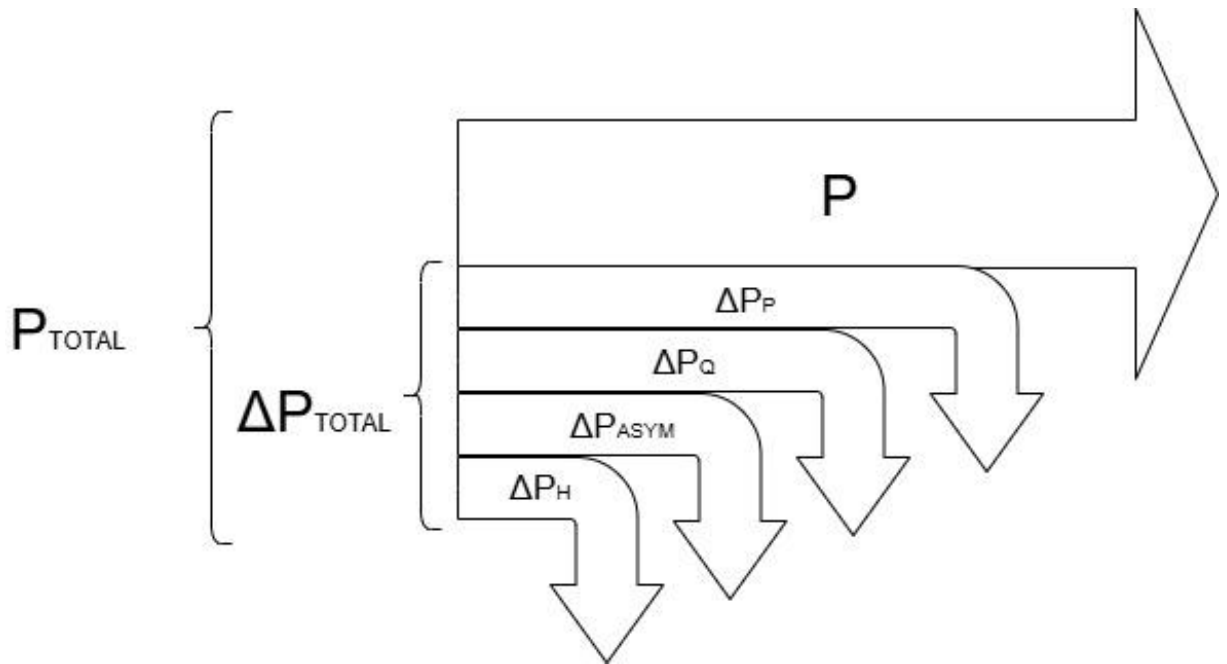
$$P_{TOTAL} = P + \Delta P_{TOTAL}, \quad (2.31)$$

gdzie: P_{TOTAL} – całkowite zapotrzebowanie na moc czynną obiektu, P – moc czynna odbiorników energii, ΔP_{TOTAL} – straty mocy czynnej związane z zasilaniem odbiorników.

Całkowite straty mocy czynnej spowodowane zasilaniem odbiornika trójfazowego z uwzględnieniem mocy czynnej, mocy biernej, asymetrii obciążenia oraz wyższych harmonicznych można zapisać za pomocą wzoru:

$$\Delta P_{TOTAL} = \Delta P_P + \Delta P_Q + \Delta P_{ASYM} + \Delta P_H, \quad (2.32)$$

gdzie: ΔP_{TOTAL} – całkowite straty mocy czynnej, ΔP_P – straty spowodowane przesyłem mocy czynnej, ΔP_{ASYM} – straty spowodowane asymetrią obciążenia, ΔP_H – straty spowodowane wyższymi harmonicznymi prądu.



Rys. 2.14 Wizualizacja zależności między mocą pobieraną, mocą dostarczaną do odbiorników energii oraz mocami strat przesyłowych. (źródło: opracowanie własne autora)

W przypadku symetrycznego napięcia zasilającego w sieci 4-ro przewodowej, przy założeniu tych samych rezystancji przewodów fazowych i neutralnego, straty związane z zasilaniem odbiornika można wyznaczyć z wzoru:

$$\Delta P_{TOTAL} = \sum_{h=1}^H [R_h (I_{L1,h}^2 + I_{L2,h}^2 + I_{L3,h}^2 + I_{N,h}^2)], \quad (2.33)$$

gdzie: R_h - rezystancja żyły przewodnika w zależności od częstotliwości harmonicznej, $I_{L1-3/N,h}$ - wartości skuteczne prądu w przewodach fazowych $L1$, $L2$, $L3$ oraz przewodzie neutralnym N dla poszczególnych harmonicznych h .

Jak zaprezentowano w pracach [40], [41], [42] rezystancja przewodów zasilających zmienia się ze względu na współczynnik temperaturowy, efektu naskórkowego oraz efektu zbliżenia. Stąd w przypadku obliczeń strat mocy czynnej w przewodach zasilających z uwzględnieniem wyższych harmonicznych rezystancję przewodu należy wyznaczyć dla każdej harmonicznej z wzoru:

$$R_h = R_{DC}(\theta)(1 + y_{s,h} + y_{p,h}), \quad (2.34)$$

gdzie: R_h - rezystancja żyły dla harmonicznej rzędu h , $R_{DC}(\theta)$ – rezystancja żyły dla prądu stałego w temperaturze θ , $y_{s,h}$ - współczynnik naskórkowości, $y_{p,h}$ - współczynnik efektu zbliżenia.

Metoda obliczeń rezystancji przewodów dla wyższych harmonicznych zaprezentowana w normie IEC 60287-1-1:2023 [43], sprowadza się do wyznaczenia rezystancji żyły odpowiadającej rezystancji dla obwodu prądu stałego oraz przemnożeniu tej wartości przez dodatkowe składniki współczynnika naskórkowości $y_{s,h}$ oraz współczynnika efektu zbliżenia $y_{p,h}$ które już w sposób bezpośredni zależą od konstrukcji samych przewodów lub kabli, sposobu ich ułożenia oraz częstotliwości harmonicznych.

Minimalne straty konieczne do zasilenia odbiornika i przesłania wymaganej mocy czynnej można wyznaczyć ze wzoru:

$$\Delta P_P = R_1 \frac{P^2}{U_{LL}^2}, \quad (2.35)$$

gdzie: R_1 – rezystancja przewodu dla podstawowej harmonicznej, U_{LL} - napięcie międzyfazowe.

Określone w ten sposób straty są punktem odniesienia, ponieważ zakładają symetryczne obciążenie przez odbiornik, brak poboru mocy bierniej oraz wyższych harmonicznych.

Dodatkowe straty I^2R spowodowane mocą bierną można wyznaczyć ze wzoru:

$$\Delta P_Q = R_1 \frac{Q_1^2}{U_{LL}^2}, \quad (2.36)$$

gdzie: Q_1 - moc bierna podstawowej harmonicznej.

W przypadku asymetrii obciążenia dla podstawowej harmonicznej prądu straty wynikają bezpośrednio z występowania składowej przeciwnej i zerowej. Podobnie jak w przypadku rozkładu wektorów napięcia na składowe zgodne, przeciwne i zerowe z wykorzystaniem operatora obrotu przedstawionego za pomocą wzorów (2.3) oraz (2.4), można dokonać transformacji układu prądów fazowych do składowych kolejności zgodnej I_1 , przeciwnej I_2 i zerowej I_0 . Z uwagi na to że składowa zgodna przepływu prądu jest wartością pożądaną, a składowa przeciwna oraz zerowa składowymi niepożądanymi, moc strat wynikającą z asymetrii wyznaczamy ze wzoru:

$$\Delta P_{ASYM} = 3R_1 \left(|I_{2,1}|^2 + |I_{0,1}|^2 \right) + 9R_{1,N} |I_{0,1}|^2, \quad (2.37)$$

gdzie: $I_{2,1}$ – składowa przeciwna podstawowej harmonicznej, $I_{0,1}$ – składowa zerowa podstawowej harmonicznej, $R_{1,N}$ – rezystancja przewodu neutralnego dla podstawowej harmonicznej.

Z uwagi na to, że tylko składowa zerowa poszczególnych faz sumuje się w przewodzie neutralnym, we wzorze (2.37) została ona przedstawiona w osobnym członie równania.

Straty związane z przepływem prądów wyższych harmoniczných również można przedstawić za pomocą składowych symetrycznych dla każdej częstotliwości harmoniczných ze wzoru:

$$\Delta P_H = \sum_{h=2}^{\infty} [3R_h (|I_{1,h}|^2 + |I_{2,h}|^2 + |I_{0,h}|^2) + 9R_{h,N} |I_{0,h}|^2], \quad (2.38)$$

gdzie: $R_{h,N}$ - rezystancja żyły neutralnej dla harmoniczných h , $I_{1,h}$ - prąd składowej zgodnej h -tej harmoniczných, $I_{2,h}$ - prąd składowej przeciwnej h -tej harmoniczných, $I_{0,h}$ - prąd składowej zerowej h -tej harmoniczných.

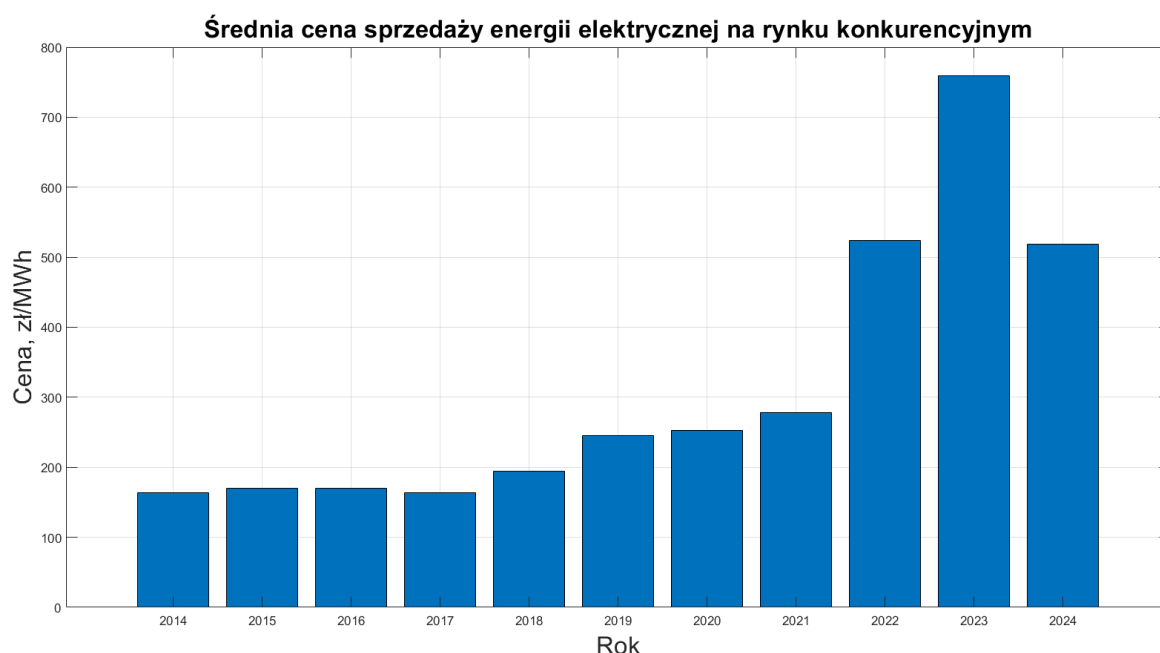
Kolejnym czynnikiem, składającym się na opłaty związane z dostarczeniem energii elektrycznej do przedsiębiorstwa, jest ponad umowny pobór mocy biernej indukcyjnej oraz pobór mocy biernej pojemnościowej. Przez ponad umowny pobór mocy biernej zgodnie z rozporządzeniem [44] rozumie się ilość pobranej mocy w czasie odpowiadającej współczynnikowi mocy wyższemu od umownego współczynnika mocy i stanowiącą nadwyżkę pobranej mocy indukcyjnej ponad ilość odpowiadającą wartości umownego współczynnika mocy lub indukcyjnemu współczynnikowi mocy przy braku poboru energii elektrycznej czynnej, lub pojemnościowemu współczynnikowi mocy zarówno przy poborze energii czynnej jak i przy braku poboru. Obowiązujące przepisy zostały zmienione w 2022 roku uwzględniając również oddawanie energii do sieci. Zgodnie z rozporządzeniem opłatę za ponad umowny pobór mocy biernej indukcyjnej wyznacza się ze wzoru:

$$Ob_L = k \cdot C_{rk} \left(\sqrt{\frac{1+\tan^2 \varphi}{1+\tan^2 \varphi_0}} - 1 \right) \cdot EP, \quad (2.39)$$

gdzie: Ob_L – opłata za ponad umowny pobór mocy biernej, k – współczynnik krotności, C_{rk} - jednostkowa cena mocy biernej, $\tan \varphi$ - obliczeniowy współczynnik mocy w okresie rozliczeniowym, $\tan \varphi_0$ - umowny współczynnik mocy, EP – energia czynna pobrana w okresie rozliczeniowym.

Opłata naliczana jest tylko w przypadku przekroczenia określonego w umowie z dostawcą energii współczynnika $\tan \varphi_0$ który mieści się w przedziale od 0,2 do 0,4. Współczynnik krotności k jest współczynnikiem zależnym od napięcia przyłączeniowego odbiorcy energii elektrycznej i w przypadku odbiorców zasilanych z napięć nN wynosi on $k = 3$, natomiast

zasilanych z SN wynosi $k = 1$. W przypadku zasilania z napięć WN $k = 0.5$. Parametrem posiadającym największy wpływ na opłatę za ponad umowny pobór mocy biernej jest jednostkowa cena mocy biernej, ustalana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) na podstawie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Kwota ta jest ogłaszana do końca marca każdego roku, na podstawie cen średnich roku poprzedzającego i jest obowiązująca w roku kolejnym. Oznacza to że na opłaty związane z ponad umownym poborem mocy biernej mają wpływ ceny energii czynnej sprzed dwóch lat.



Rys. 2.15 Historyczne średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym C_{rk} ogłaszane przez URE w latach 2014-2024 r. (źródło: opracowanie własne autora)

Na Rys. 2.15 zaprezentowano średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w latach 2014-2024 r.

W przypadku mocy biernej pojemnościowej opłaty obliczane są ze wzoru:

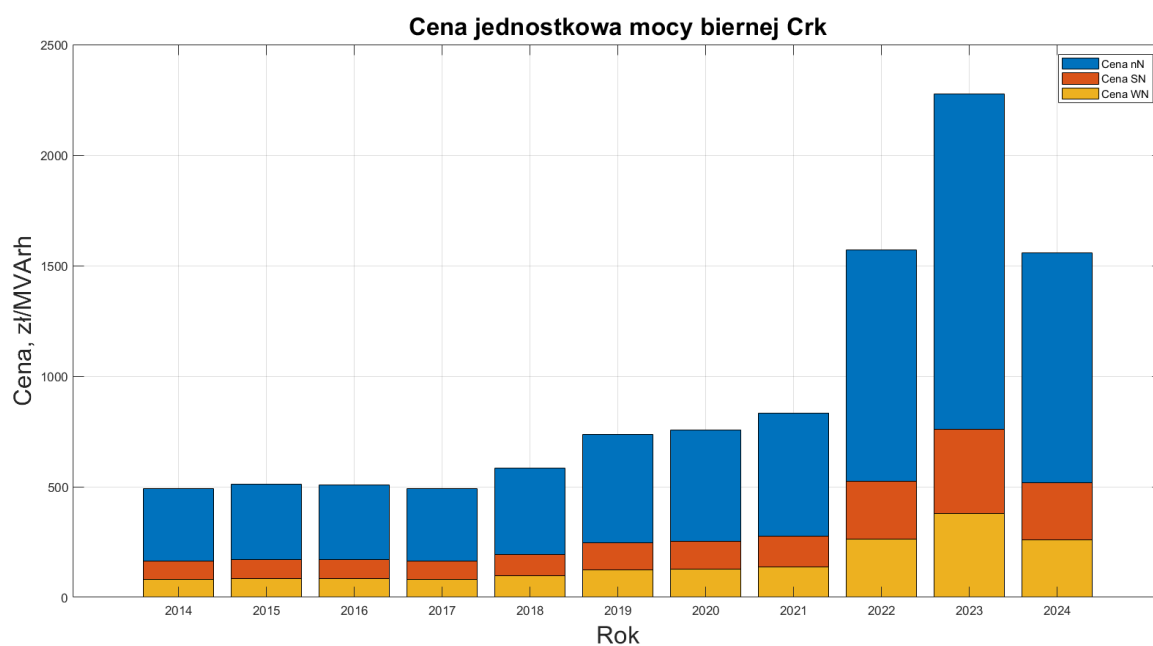
$$Ob_C = k \cdot C_{rk} \cdot EQ_C, \quad (2.40)$$

gdzie: Ob_C – opłata za pobór mocy biernej pojemnościowej, EQ_C – ilość mocy biernej pojemnościowej pobranej w okresie rozliczeniowym.

Sposób rozliczenia mocy biernej pojemnościowej nie opiera się na zakładanym ograniczeniu współczynnika $tg\varphi_0$, tak jak jest to realizowane w niektórych krajach Europy, lecz każdy pobór mocy biernej pojemnościowej wiąże się z naliczeniem opłaty [45].

2. Jakość energii elektrycznej. Parametry sieci zasilającej. Interakcja producent, dystrybucja i odbiorca

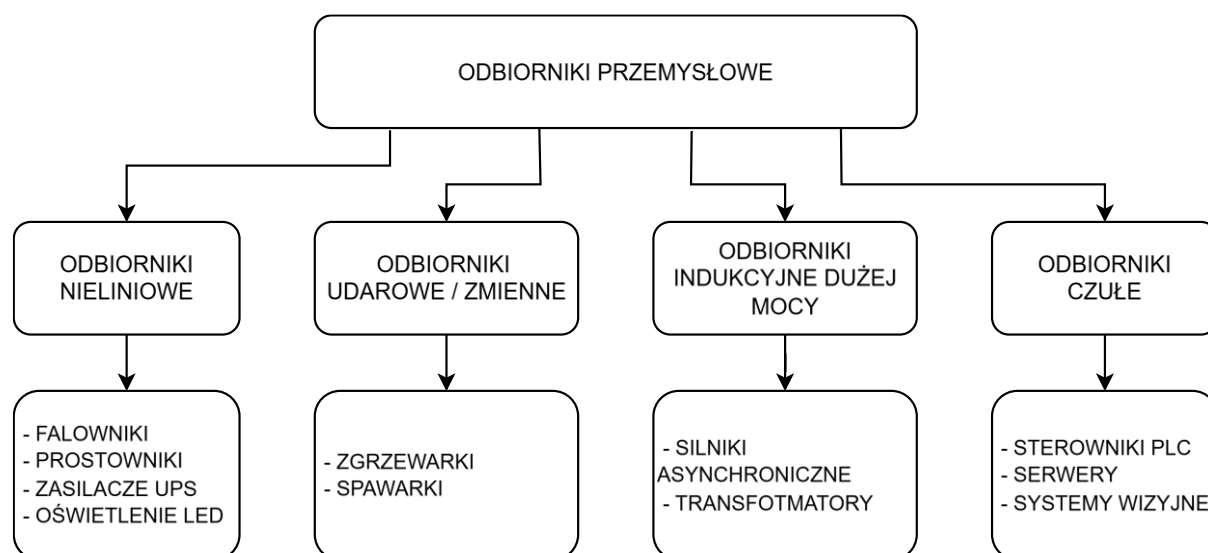
Na Rys. 2.16 zaprezentowano rzeczywiste wartości opłat jednostkowych za moc bierną zależności od grupy przyłączeniowej odbiorcy energii elektrycznej.



Rys. 2.16 Historyczne ceny jednostkowe mocy biernej w zależności od współczynnika krotności k .
(źródło: opracowanie własne autora)

3. Badania jakości energii elektrycznej odbiorników przemysłowych

Nowoczesny przemysł opiera się na zaawansowanych systemach automatyki i energoelektroniki, które pozwalają na zwiększenie wydajności produkcji, jednak narzucają również rygorystyczne wymagania dotyczące parametrów zasilania. Bezpośrednie sąsiedztwo odbiorników wrażliwych na złą jakość energii elektrycznej z odbiornikami, będącymi źródłem zaburzeń w sieci elektroenergetycznej zakładu mogą prowadzić do awarii procesów technologicznych, powodując tym samym przyspieszone zużycie urządzeń sterujących. Badania jakości energii elektrycznej, pobieranej przez odbiorniki zainstalowane w sieci elektroenergetycznej zakładu przemysłowego, stanowią kluczowy element prewencyjnej diagnostyki technicznej zapobiegającej awariom oraz włączeniom pracy zakładu. Poniższy rozdział koncentruje się na analizie parametrów jakościowych energii elektrycznej w kontekście specyfiki pracy różnorodnych grup odbiorników, których wzajemne oddziaływanie determinuje stabilność wewnętrznej sieci elektroenergetycznej zakładu.



Rys. 3.1 Podział odbiorników przemysłowych ze względu na charakter oddziaływania i interakcji z siecią elektroenergetyczną (źródło: opracowanie własne autora)

W celu oceny zjawisk zachodzących w instalacjach przemysłowych, odbiorniki sklasyfikowano według ich charakteru i wpływu na sieć (Rys. 3.1):

- odbiorniki nieliniowe (energoelektroniczne): urządzenia takie jak przemienniki częstotliwości, prostowniki sterowane, zasilacze impulsowe oraz źródła światła LED, będące głównym źródłem wyższych harmonicznych prądu,
- odbiorniki silnie zmienne (udarowe): maszyny o gwałtownym cyklu pracy, np. spawarki, zgrzewarki czy piece łukowe, powodujące wahania napięcia oraz migotanie światła (*ang. flicker*),
- odbiorniki indukcyjne: silniki elektryczne dużej mocy, które podczas rozruchu generują głębokie zapady napięcia i wymagają kompensacji mocy biernej indukcyjnej,
- odbiorniki czułe (krytyczne): systemy sterowania PLC, serwery oraz precyzyjna aparatura pomiarowa, których poprawna praca jest zagrożona nawet przy niewielkich odkształceniach sinusoidy napięcia.

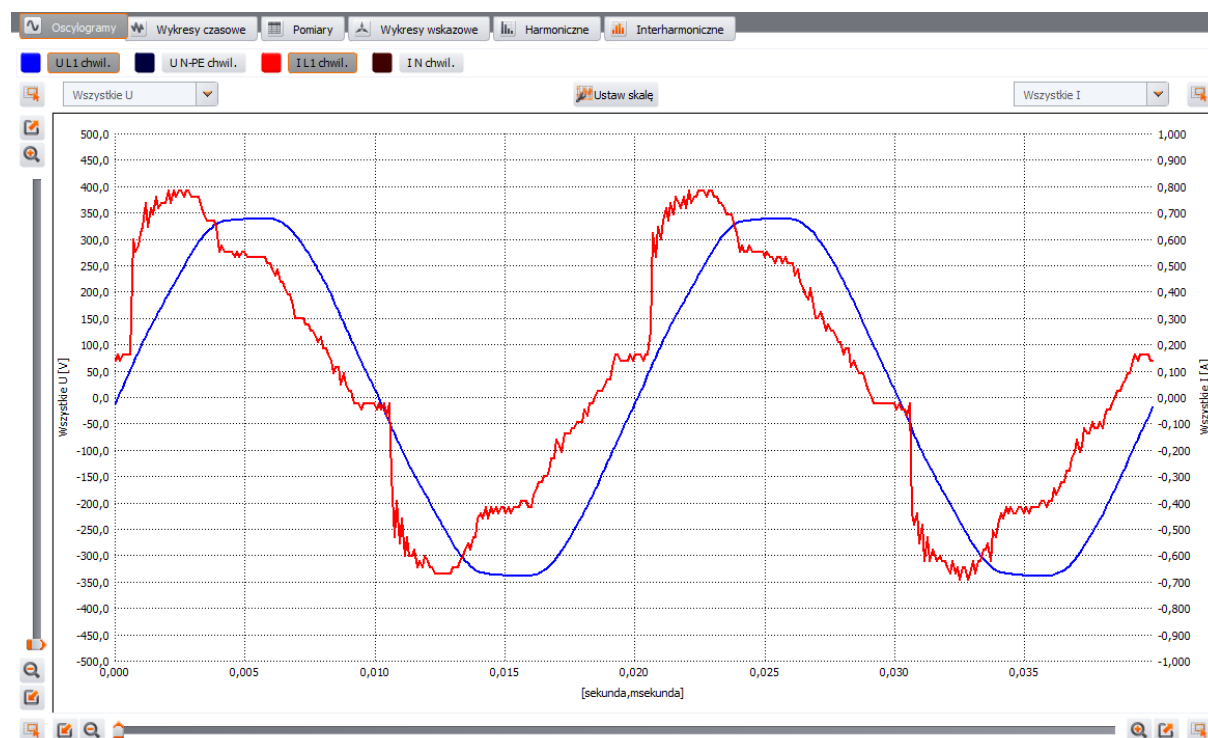
W kolejnych podrozdziałach zaprezentowano szerzej każdą z wyżej wymienionych podgrup odbiorników wraz z danymi pomiarowymi zarejestrowanymi podczas badań na obiektach przemysłowych.

3.1. Odbiorniki nieliniowe

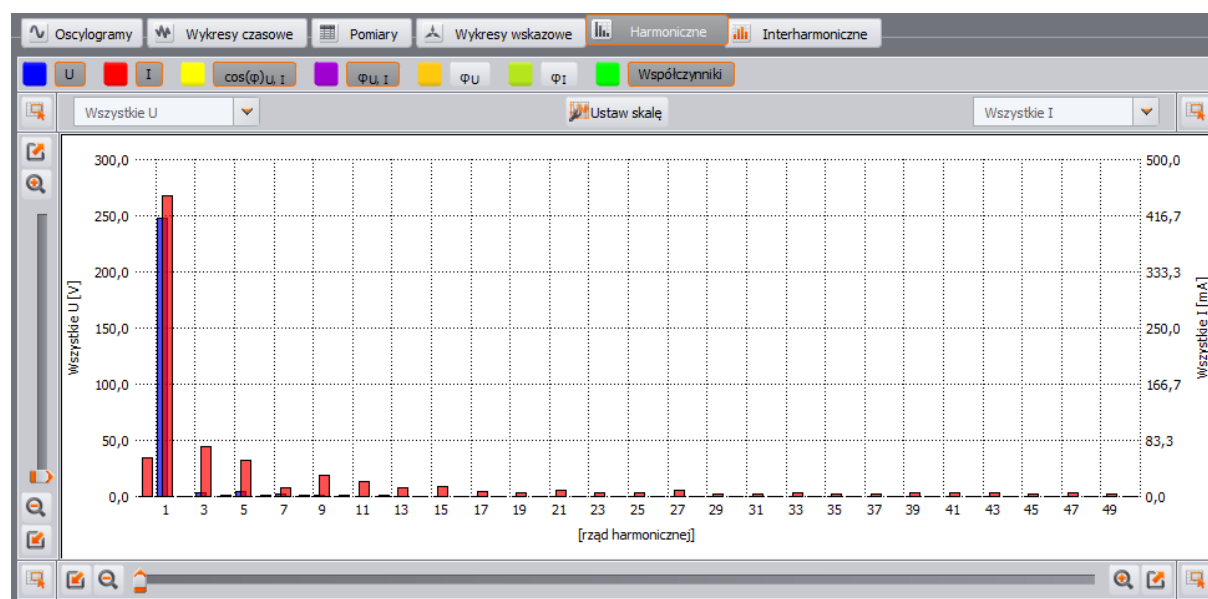
Odbiorniki nieliniowe to taka grupa odbiorników która nie pobiera prądu proporcjonalnego do chwilowej wartości napięcia zasilania. Impedancja zastępcza tego typu odbiorników jest nieliniowa lub wynika z przełączania się elementów półprzewodnikowych. Typowym przykładem odbiornika nieliniowego jest źródło światła w postaci lampy LED którego przebieg chwilowy napięcia i prądu przedstawiono na Rys. 3.2, natomiast rozkład harmonicznego napięcia i prądu na Rys. 3.3.

Charakterystyczne dla odbiorników nieliniowych jest odkształcenie krzywej prądu względem przebiegu napięcia. W przypadku zasilaczy lamp LED występuje również dodatkowe przesunięcie fazowe pomiędzy przebiegiem napięcia i prądu, gdzie prąd wyprzedza napięcie, co skutkuje poborem mocy biernej pojemnościowej przez odbiornik. Charakterystyczną cechą odbiorników nieliniowych są powstające w skutek ich działania wyższe harmoniczne prądu, oddziałujące przez impedancję sieci na odkształcenie krzywej napięcia w punkcie przyłączenia odbiornika.

3. Badania jakości energii elektrycznej odbiorników przemysłowych



Rys. 3.2 Zrzut z ekranu analizatora jakości energii elektrycznej podczas pomiarów źródła światła LED (źródło: pomiar własny autora)

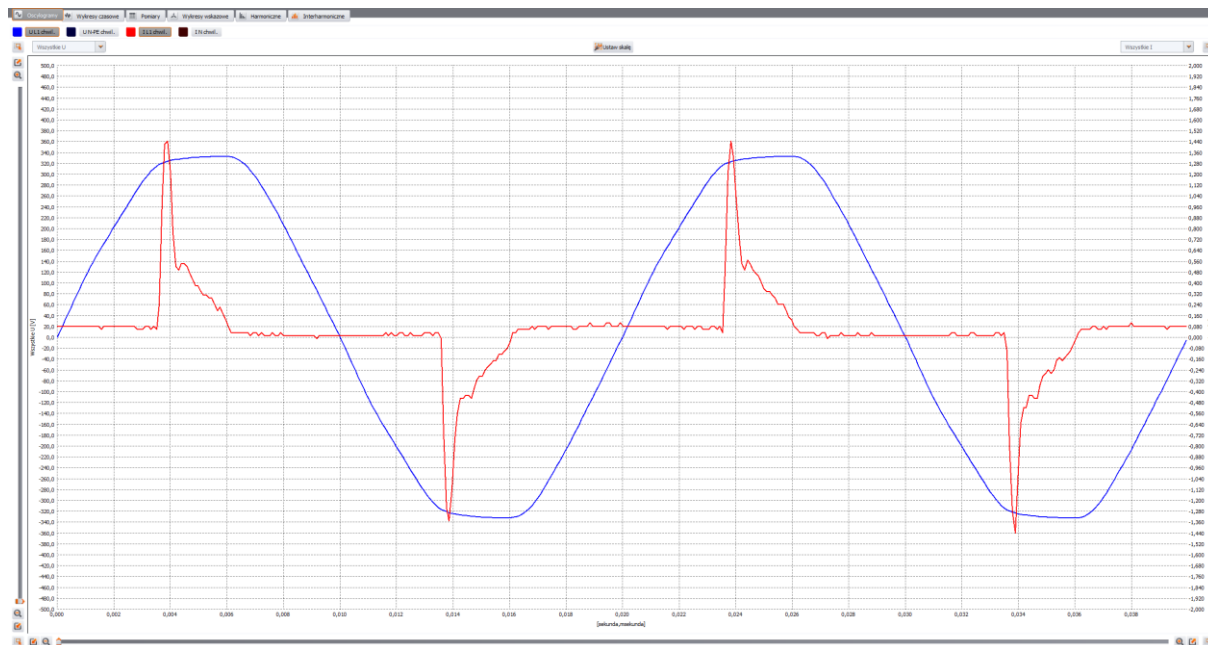


Rys. 3.3 Zrzut ekranu rozkładu harmonicznego napięcia i prądu z analizatora jakości energii elektrycznej podczas badań źródła światła LED (źródło: opracowanie własne autora)

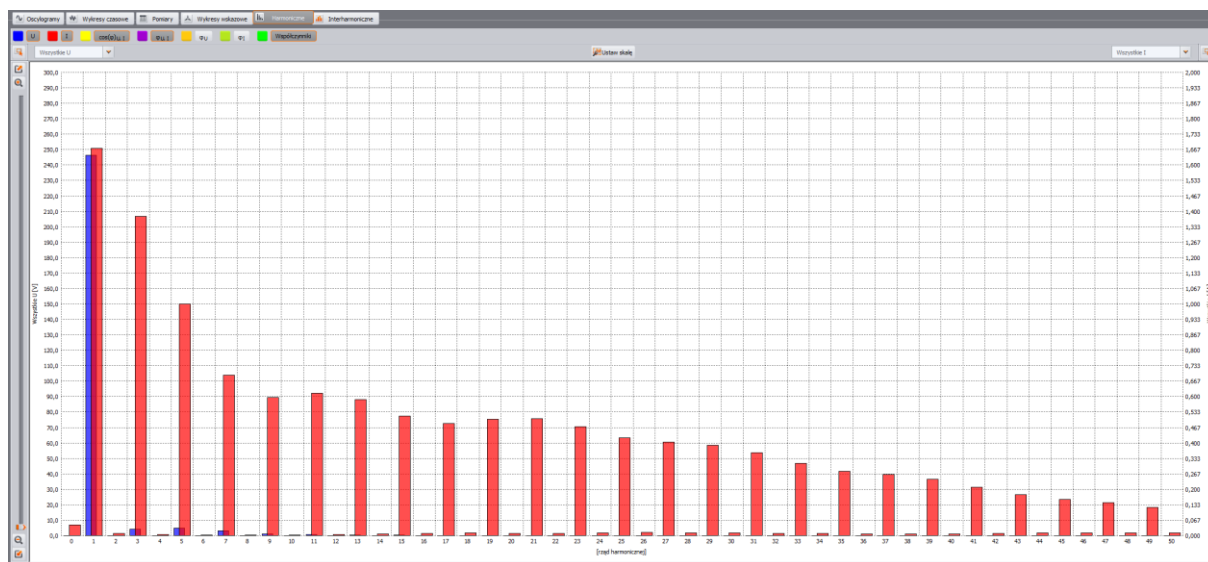
Kolejnym przykładem jednofazowego odbiornika nieliniowego są powszechnie stosowane zasilacze komputerowe. Zasilacze tego typu nazywane są również zasilaczami impulsowymi od kształtu pobieranego prądu. Budowa zasilacza impulsowego zakłada wejściowy transformator sieciowy oraz mostek prostowniczy wraz z kondensatorem wygładzającym. Diody zlokalizowane w mostku prostowniczym przewodzą tylko wtedy, gdy wartość napięcia

3. Badania jakości energii elektrycznej odbiorników przemysłowych

sieciowego jest wyższa od napięcia zgromadzonego na kondensatorze, więc prąd pobierany jest tylko w krótkich przedziałach czasu zlokalizowanych w pobliżu skrajnych maksimów przebiegu napięcia w postaci wąskich impulsów o amplitudzie znacznie większej od jego wartości skutecznej, co zaprezentowano na Rys. 3.4.



Rys. 3.4 Zrzut z ekranu przebiegu chwilowego napięcia i prądu z analizatora jakości energii elektrycznej podczas pomiarów zasilacza komputerowego o mocy 180W (źródło: opracowanie własne autora)



Rys. 3.5 Zrzut z ekranu rozkładu harmonicznego napięcia i prądu z analizatora jakości energii elektrycznej podczas pomiarów zasilacza komputerowego o mocy 180W (źródło: opracowanie własne autora)

Co warto również zauważyć, z rozkładu harmonicznego zaprezentowanym na Rys. 3.5 osiąga znaczne wartości również dla harmonicznnych powyżej 40-tej. Jednak szczególną uwagę

należy poświęcić harmonicznym potrójnym o rzędach 3, 9, 15 i kolejnych. W sieci trójfazowej harmoniczne tych rzędów w poszczególnych fazach pozostają zgodne fazowo. Oznacza to że nie dochodzi do znoszenia się ich wartości skutecznych w przewodzie neutralnym lecz do ich sumowania. W instalacjach czteroprzewodowych może to oznaczać znaczny wzrost wartości skutecznej prądu w przewodzie neutralnym, nawet przy symetrycznym rozłożeniu odbiorników pomiędzy fazami systemu.

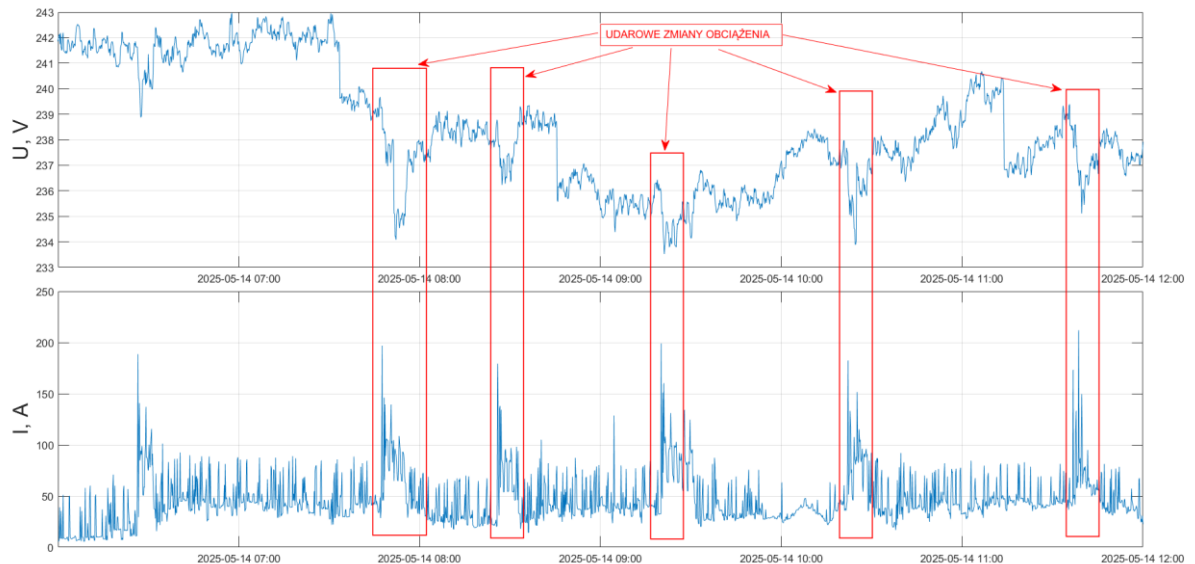
3.2. Odbiorniki szybko zmienne i udarowe

Grupa odbiorników szybkozmiennych i udarowych charakteryzuje się dużą dynamiką zmienności obciążenia sieci zasilającej. Zapotrzebowanie na moc czynną oraz bierną zmienia się w krótkich przedziałach czasu, a ich wpływ na jakość energii elektrycznej zależy zarówno od mocy znamionowej urządzeń, ale również od amplitudy zmian obciążenia, czasu trwania impulsów oraz częstotliwości ich powtarzania przy, uwzględnieniu mocy zwarciowej sieci w miejscu ich przyłączenia.

Określenie odbiornika udarowym odnosi się do sposobu pobierania energii, dochodzi w nim do poboru w krótkim czasie prądu wielokrotnie większego od prądu występującego w stanie ustalonym, po czym obciążenie gwałtownie maleje lub zanika całkowicie. Przykładem tego typu urządzeń są zgrzewarki rezystancyjne, elektromagnesy, prasy elektryczne oraz silniki o rozruchu bezpośrednim.

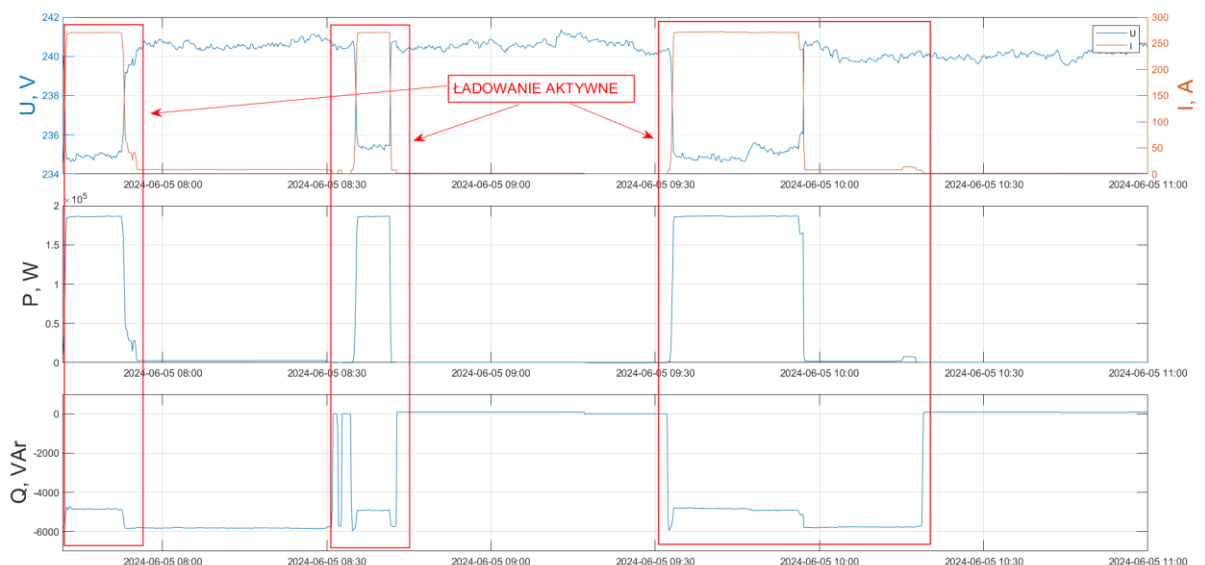
Odbiorniki szybkozmiennie mogą wielokrotnie zmieniać obciążenie podczas swojego cyklu pracy, co wynika bezpośrednio z ich cyklu technologicznego. Przykładem odbiorników przemysłowych szybkozmiennych mogą być prasy mechaniczne, suwnice, windy oraz piece łukowe.

Na Rys. 3.6 zaprezentowano przebiegi napięcia i prądu na przyłączy tartaku wraz z zaznaczonymi w czerwonych prostokątach momentami spadku napięcia sieciowego. Głównym odbiornikiem na wchodzącym w skład badanego obiektu był trak tartaczny ramowy, napędzany silnikiem trójfazowym o mocy $P = 30$ kW. W momencie włączenia urządzenia dochodzi do przepływu prądu rozruchowego który w szczytowych wartościach osiąga około 200 A. Powoduje to spadki napięcia o około $\Delta U = 5-6$ V.



Rys. 3.6 Przebiegi napięcia i prądu jednej fazy, zarejestrowane analizatorem jakości energii elektrycznej podczas pomiarów na tartaku. (źródło: pomiar i opracowanie własne autora)

Na Rys. 3.7 zaprezentowano wartości skuteczne napięcia i prądu fazy L1 oraz całkowitej mocy czynnej i biernej pobieranej przez stację ładowania autobusów elektrycznych. Obiekt należy traktować jako odbiornik udarowy ze względu na duże różnice pomiędzy trybem ładowania oraz trybem czuwania stacji ładowania. Charakterystyczną cechą tego typu odbiorników jest pobór mocy biernej pojemnościowej, której wartość dla prezentowanego przypadku osiąga 5 kvar podczas ładowania, natomiast gdy autobus jest nadal podłączony do ładowarki, ale nie jest już ładowany osiąga wartości zbliżone do 6 kvar.



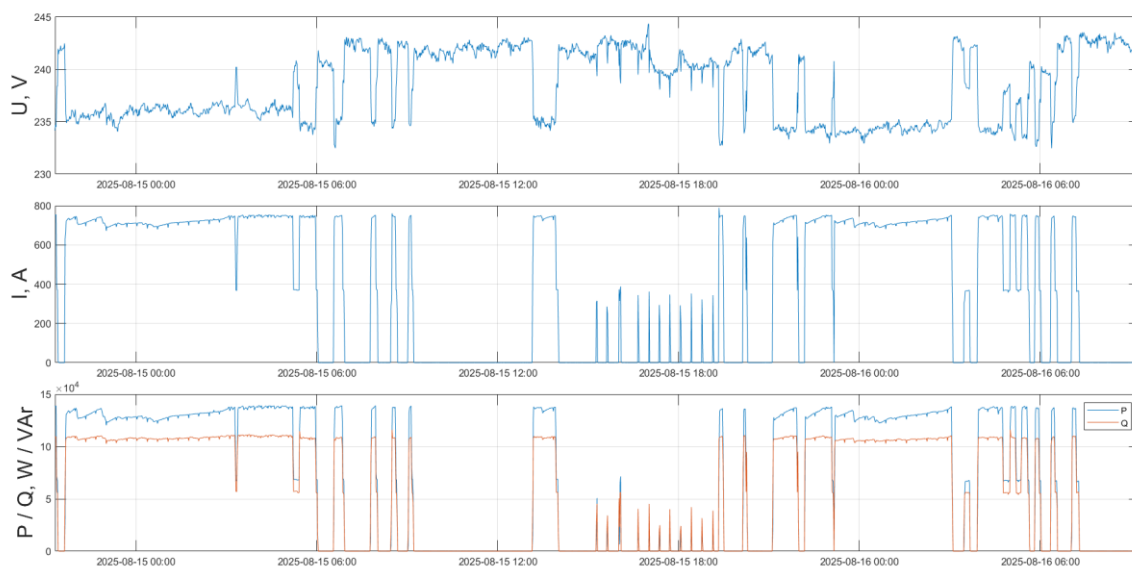
Rys. 3.7 Przebiegi czasowe wartości skutecznej napięcia i prądu fazy L1 oraz całkowitej mocy czynnej i biernej zarejestrowanych analizatorem jakości energii elektrycznej podczas pomiarów na stacji ładowania autobusów elektrycznych. (źródło: opracowanie własne autora)

Bardzo ważnym aspektem w przypadku pracy odbiorników udarowych jest zbadanie synchronizacji ich cyklu pracy. W przypadku jednoczesnej pracy kilku odbiorników szybkozmiennych i udarowych zjawiska wahań napięcia zostają zwielokrotnione, powodując znaczne pogłębienie problemów z jakością energii elektrycznej. Kolejnym aspektem jest konieczność analizy korelacji pomiędzy spadkiem napięcia zasilającego a pobieranym prądem przez odbiornik. Umożliwia to determinację pochodzenia zaburzenia od badanego odbiornika bądź innego odbiornika, znajdującego się w sieci elektroenergetycznej.

3.3. Odbiorniki indukcyjne dużej mocy

Odbiorniki indukcyjne dużej mocy stanowią istotną grupę urządzeń, pracujących zakładach przemysłowych. Ich wspólną cechą jest konieczność wytworzenia pola magnetycznego, co wiąże się z poborem mocy biernej indukcyjnej. Do tego typu odbiorników należą przede wszystkim silniki asynchroniczne i synchroniczne, transformatory, dławiki oraz elektromagnesy. Duże wartości mocy biernej pulsującej pomiędzy odbiornikiem indukcyjnym a źródłem zasilania prowadzi do zwiększenia strat w przewodach oraz transformatrach systemu elektroenergetycznego, dodatkowo powodując wzrost spadków napięć w liniach przesyłowych oraz ograniczając przepustowość sieci zasilającej.

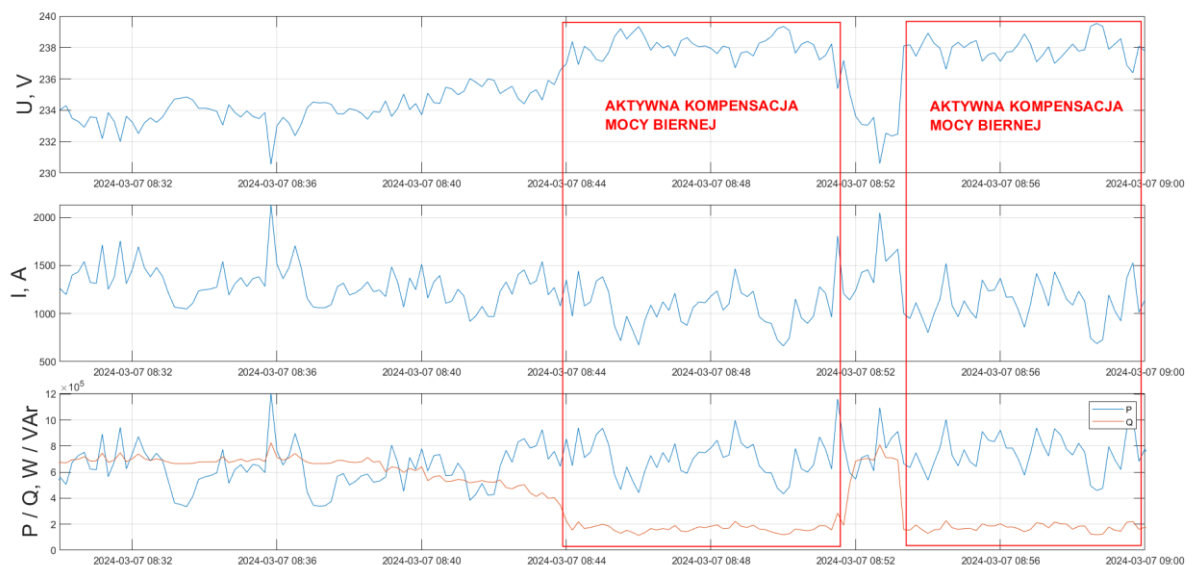
Przykładem, ilustrującym poziom mocy biernej przy zasilaniu dwóch silników asynchronicznych o mocy 400 kW, sprężarek w gazowej stacji ładowania przedstawiono na Rys. 3.8.



Rys. 3.8 Przebiegi napięcia, prądu, mocy czynnej oraz biernej fazy L1 dla sprężarki gazowej stacji ładowania. (źródło: opracowanie własne autora)

Z przedstawionych przebiegów wynika wartość współczynnika mocy $\cos\varphi = 0,8$, co jest charakterystyczną wartością dla tego typu odbiornika. W trakcie trwania pomiarów nie zarejestrowano jednak pików prądowych podczas rozruchu silników co może świadczyć o zastosowaniu układów soft-start bądź przełączników gwiazda-trójkąt. Co najważniejsze wartości mocy biernej indukcyjnej, pulsującej pomiędzy odbiornikiem a źródłem, sięgają 80 procent wartości mocy czynnej. Oznacza to bardzo duże straty w kablach przesyłowych oraz infrastrukturze elektroenergetycznej.

Na Rys. 3.9 przedstawiono podobny pomiar na układzie zasilania prasy mechanicznej do zgniatania samochodów z zainstalowanym układem kompensacji mocy biernej. Jak można zauważyć podczas pracy obiektu bez aktywnej kompensacji moc bierna co do wartości jest równa pobieranej mocy czynnej, natomiast w momencie włączenia układu kompensacji maleje do osiągnięcia założonego współczynnika $\cos\varphi = 0,98$. Warto zauważyć spadek wartości skutecznej prądu fazowego podczas kompensacji o około 400 A.



Rys. 3.9 Przebiegi napięcia i prądu fazy LI oraz sumarycznych wartości mocy czynnej i biernej zarejestrowane podczas pomiarów analizatorem jakości energii elektrycznej podczas badań obiektu przemysłowego z prasą mechaniczną (źródło: opracowanie własne autora)

W przypadku odbiorników indukcyjnych dużej mocy, najczęściej spotykanymi zaburzeniami są rozruchy silników asynchronicznych. Duży prąd oraz gwałtowny wzrost mocy biernej mogą powodować zapady napięcia, zakłócenia pracy innych odbiorników i niepożądane działanie zabezpieczeń. W stanie ustalonym istotne są współczynnik mocy, stopień obciążenia urządzenia oraz ilość energii biernej przesyłanej przez sieć.

3.4. Odbiorniki wrażliwe

Odbiorniki wrażliwe stanowią grupę urządzeń których prawidłowe działanie zależy od utrzymania napięcia zasilającego w zakresie dopuszczalnych wartości, częstotliwości oraz kształtu jego przebiegu. Nawet krótkotrwałe zaburzenie parametrów jakościowych energii elektrycznej może spowodować błędne działanie, restart, zatrzymanie procesu produkcyjnego lub utratę danych. W skrajnych przypadkach może to prowadzić do nieodwracalnego uszkodzenia linii produkcyjnej.

Do grupy urządzeń wrażliwych należą przede wszystkim:

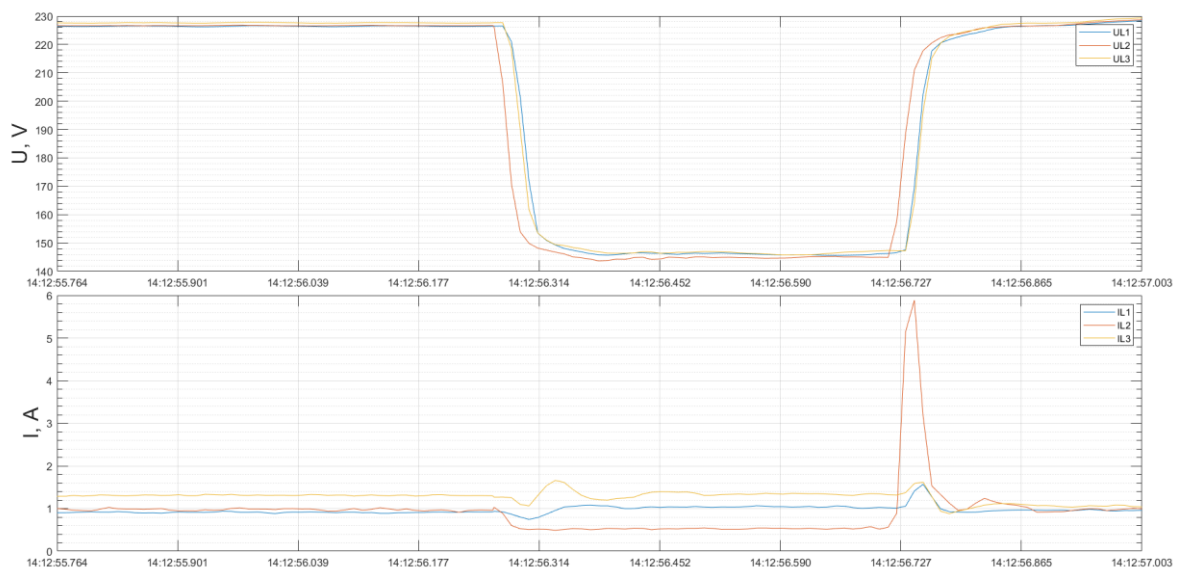
- sterowniki PLC,
- roboty,
- przemienniki częstotliwości,
- serwonapędy,
- aparatura pomiarowa,
- styczniki i przekaźniki,
- układy detekcji przejścia krzywej napięcia przez zero.

Odbiorniki wrażliwe zazwyczaj nie pobierają największej mocy w zakładzie przemysłowym, jednak ich znaczenie wynika z pełnionej funkcji sterującej procesami technologicznymi. Niejednokrotnie awaria zasilania sterownika PLC wiąże się z zatrzymaniem całej linii produkcyjnej, z tego względu podczas oceny wrażliwości układu na zakłócenia, związane z jakością energii elektrycznej, należy wziąć pod uwagę podatność urządzenia na dane zaburzenia oraz skutki jakie może spowodować nieprawidłowe działanie układu [46].

Do najważniejszych zaburzeń, oddziałujących na odbiorniki sterujące procesami technologicznymi zaliczamy krótkie i długie przerwy w zasilaniu, zapady i przepięcia zasilania oraz odkształcenie krzywej napięcia wyższymi harmonicznymi. Podstawowym układem zabezpieczającym przed przerwami w zasilaniu są układy zasilacza awaryjnego UPS szczególnie w technologii aktywnej. Tego typu układy posiadają na wejściu prostownik przez który ładowany jest obwód DC magazynu energii, z którego generowane jest napięcie sinusoidalne o amplitudzie znamionowej bez zniekształceń harmonicznych. W momencie zaniku napięcia po stronie wejściowej zasilacza awaryjnego umożliwia on stałe podtrzymanie napięcia po stronie wyjściowej na czas ograniczony pojemnością obwodu DC. Dodatkowo eliminując negatywne parametry jakości energii po stronie wejściowej. W przypadku przepięć

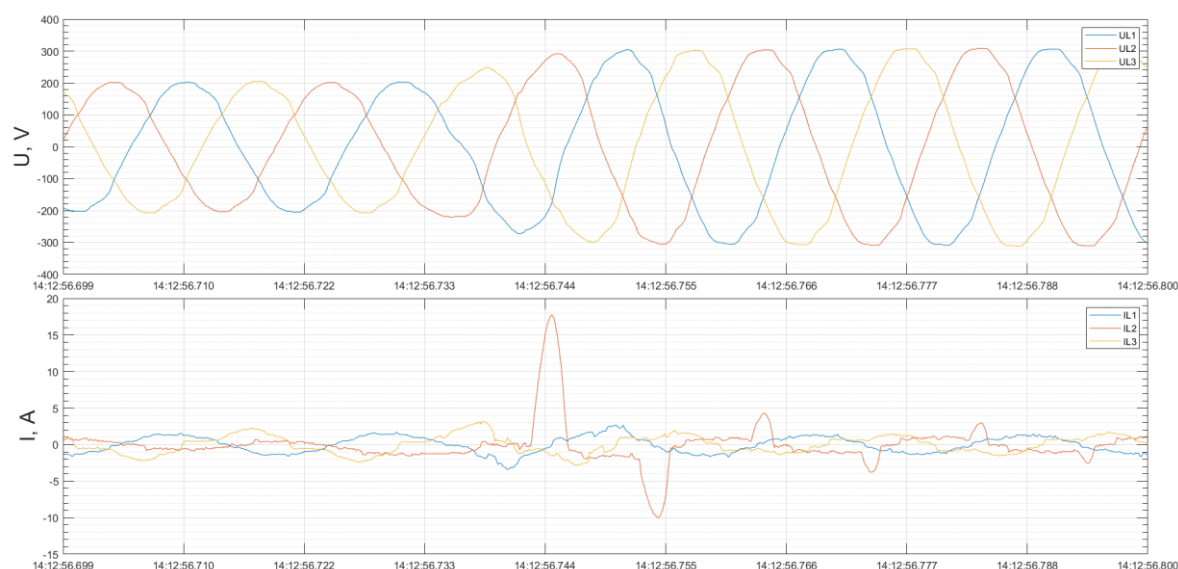
zasilania konieczne jest stosowanie dodatkowych ograniczników przepięć w postaci diod gaszących, warystorów i układów filtrujących. Dużym zagrożeniem szczególnie dla układów pomiarowych są odkształcenia krzywej napięcia, obwody synchronizujące układy sterowania z częstotliwością sieci przy dużych odkształceniach wyższymi harmonicznymi mogą wielokrotnie w trakcie trwania okresu zasilania wykryć przejście krzywej napięcia przez wartość 0 V. Powoduje to błędne działanie pętli synchronizacyjnej PLL istotnej przy sterowaniu napędami elektrycznymi.

Na Rys. 3.10 przedstawiono przebieg wartości skutecznej napięć i prądów podczas zapadu napięcia. Głębokość zarejestrowanego zapadu osiągnęła około 35%, a czas trwania to około 400 ms, co doprowadziło do zresetowania układu sterowania jednego z obwodów obiektu.



Rys. 3.10 Przebieg wartości skutecznej napięć i prądów podczas trwania zapadu napięcia zasilającego na fazach L1, L2 i L3 zarejestrowanego podczas pomiarów jakości energii elektrycznej centrum przesiadkowego (źródło: opracowanie własne autora)

Dodatkowo, podczas odbudowy nominalnych wartości napięcia na fazie L2 zarejestrowano charakterystyczny pik prądowy, którego przebieg chwilowy przedstawiono na Rys. 3.11. Maksymalna wartość chwilowa prądu osiąga około 18 A, natomiast w kolejnym półokresie występuje pik ujemny o wartości około 10 A. W następnych okresach widoczne są mniejsze, stopniowo zanikające udary prądowe. Wynik pomiaru wskazuje, że największe obciążenie prądowe urządzenia może wystąpić nie podczas samego zapadu, ale bezpośrednio po nim w chwili odbudowy napięcia zasilania.



Rys. 3.11 Przebiegi chwilowe napięć i prądów podczas powrotu znamionowych wartości napięcia zasilającego na fazach L1, L2 i L3 zarejestrowanego podczas pomiarów jakości energii elektrycznej centrum przesiadkowego (źródło: opracowanie własne autora)

3.5. Podsumowanie

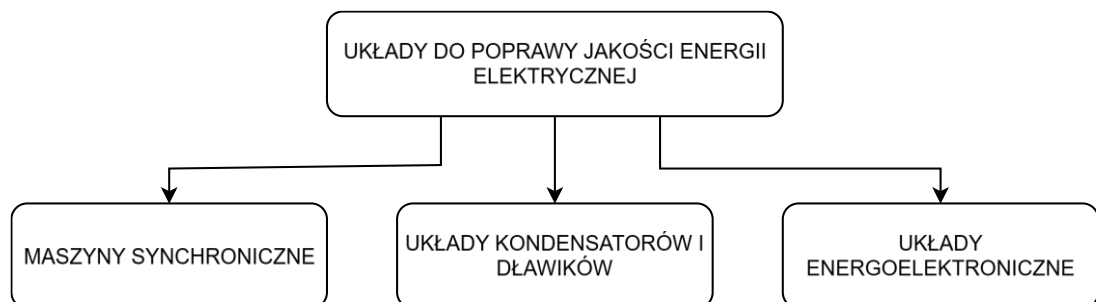
Podział odbiorników, wchodzących w skład sieci elektroenergetycznej zakładu przemysłowego, w znaczny sposób może uprościć proces prowadzenia badań nad poprawą jakości energii elektrycznej. Znajomość typowych problemów przy pracy wybranych odbiorników oraz ich oddziaływanie na sieć zasilającą pozwala na wyselekcjonowanie miejsc szczególnie narażonych na krytyczne zjawiska związane z jakością energii elektrycznej JEE. Znajomość oddziaływania na sieć umożliwia również odpowiednie projektowanie sieci i separowanie odbiorników wrażliwych oraz krytycznych dla danych procesów technologicznych, zwiększając tym samym bezpieczeństwo produkcji i pracy zakładu. W przypadku projektowania rozproszonych systemów poprawy jakości energii elektrycznej określenie charakteru odbiornika jest krytyczne przy doborze odpowiedniego urządzenia kompensującego, dopasowanego w sposób optymalny do dynamiki działania układu i konieczności przeciwdziałania wybranym negatywnym zjawiskom wprowadzanym przez odbiornik do sieci.

4. Analiza układów kondycjonujących jakość energii elektrycznej

4.1. Wprowadzenie i klasyfikacja

Układy kondycjonujące jakość energii elektrycznej są niezbędnym elementem sieci elektroenergetycznych. Wpływają bezpośrednio na parametry jakościowe energii elektrycznej poprzez możliwości stabilizacji napięcia w punkcie wspólnego połączenia PWP przez kompensację mocy biernej, symetryzację obciążenia czy filtrację wyższych harmonicznych. Wśród kondycjonerów energii elektrycznej wyróżniamy układy szeregowe oraz równoległe (bocznikowe). Ze względu na sporadyczne stosowanie w przemyśle układów szeregowych w dalszych rozważaniach brane pod uwagę będą wyłącznie układy równoległe. W niniejszym rozdziale przedstawione zostaną aktualne rozwiązania urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej JEE, stosowane w sieciach przemysłowych wraz z ich właściwościami. Zaprezentowany zostanie również podział układów kondycjonujących ze względu na rozmieszczenie ich w sieci elektroenergetycznej zakładu przemysłowego [47]. W niniejszej pracy termin urządzenia do poprawy jakości energii elektrycznej będzie stosowany zamiennie z terminem kompensator.

Systemy do poprawy jakości energii elektrycznej ze względu na wykorzystywaną technologię możemy podzielić na trzy główne podgrupy przedstawione na Rys. 4.1.



Rys. 4.1 Podział układów do poprawy jakości energii elektrycznej ze względu na technologię (źródło: opracowanie własne autora)

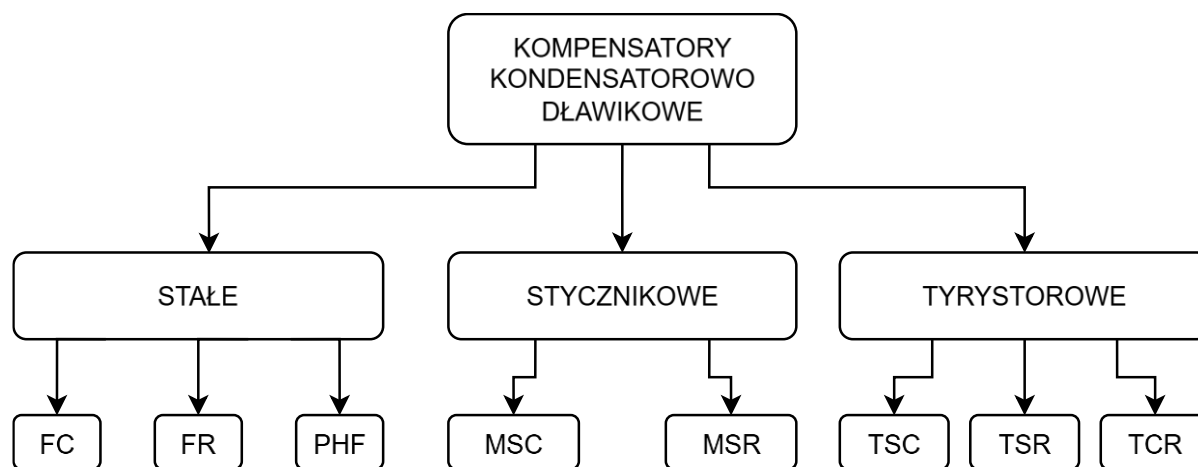
Pierwsza grupa związana jest z maszynami wirującymi, druga grupa to układy zbudowane w oparciu o kondensatory energetyczne oraz dławiki kompensacyjne oraz ostatnia grupa

urządzeń energoelektronicznych, zbudowanych na podstawie przekształtników falownikowych. Grupa maszyn synchronicznych, stosowanych jako stabilizatory napięcia oraz kompensatory mocy biernej projektowana jest głównie na napięcia SN, przez co w dalszej części pracy nie będą one rozpatrywane. Pozostałe układy zostaną szczegółowo zaprezentowane w kolejnych podrozdziałach.

4.2. Kompensatory z bateriami kondensatorów i dławików

Kompensatory z bateriami kondensatorów i dławików są najczęściej spotykanymi rozwiązaniami, stosowanymi w przemyśle. Budowane jako równoległe wpinane urządzenia zbudowane z stopni kompensacyjnych złączanych przez układy stycznikowe bądź elektroniczne łączniki tyrystorowe w taki sposób aby wypadkowe obciążenie sieci widziane z punktu zasilania mieściło się z założonych parametrach napięciowych przy ograniczeniu prądu biernego podstawowej harmonicznej prądu.

Ze względu na charakter generowanej mocy biernej oraz rodzaj łączników kompensatory kondensatorowo-dławikowe możemy podzielić na trzy podgrupy zaprezentowane na Rys. 4.2.



Rys. 4.2 Podział kompensatorów zbudowanych na bazie kondensatorów i dławików (źródło: opracowanie własne autora)

Najprostszym i podstawowym układem kompensacyjnym są układy stałych kondensatorów FC (ang. *Fixed Capacitor*) i dławików kompensacyjnych FR (ang. *Fixed Reactor*). Zasada działania opiera się na dołączeniu do sieci kondensatora lub dławika o odpowiednio dobranej pojemności lub indukcyjności. Wykorzystywane do tego celu kondensatory energetyczne wykonane są w technologii MKP opartej na niskostratnym dielektryku w postaci folii polipropylenowej częściowo metalizowanej mieszaniną cynku i aluminium. Umożliwia to samo regenerację materiału w miejscu wystąpienia łuku elektrycznego poprzez odparowanie

metal otaczającego punkt uszkodzenia, nie uszkadzając całego kondensatora. Jedynym negatywnym efektem tego zjawiska jest spadek wartości pojemności kondensatora. Ze względu na optymalizację rozmiarów kondensatory MKP wykonywane są w obudowach cylindrycznych wykonanych z aluminium działających jako radiatory do odprowadzania ciepła z wnętrza kondensatora. Dodatkowo wypełnione są impregnatami i materiałami wypełniającymi w postaci gazów izolacyjnych oraz olei i żywic biodegradowalnych które w wyniku długotrwałej pracy, podwyższonych warunków temperaturowych i pracy w środowisku z wyższymi harmonicznymi ulegają degradacji zmniejszając znamionową pojemność kondensatora [9].

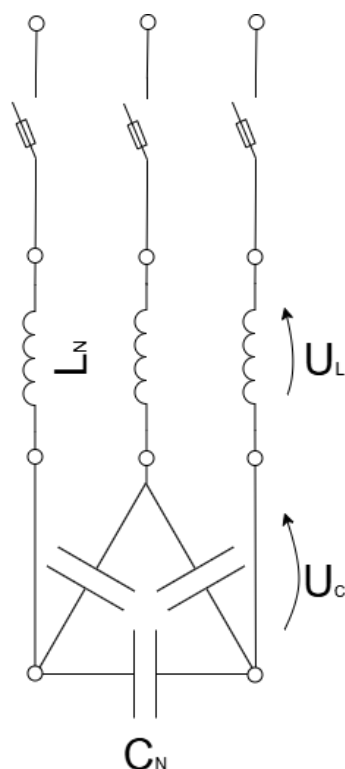
Szczególnie niebezpiecznym zjawiskiem dla kondensatorów energetycznych jest zasilanie go napięciem z udziałem wyższych harmonicznymi, ze względu na znaczny spadek impedancji kondensatora wraz z wzrostem częstotliwości zasilania. Impedancję idealnego kondensatora można wyznaczyć z wzoru:

$$Z_C = \frac{1}{j\omega C} = -j \frac{1}{2\pi f C}, \quad (4.1)$$

gdzie: Z_C – impedancja kondensatora, ω – pulsacja źródła, f – częstotliwość, C – pojemność kondensatora trójfazowego.

Przykładowy przebieg reaktancji typowego kondensatora do kompensacji mocy biernej o parametrach (20kVAr/440V 50Hz) zaprezentowano na Rys. 4.4.

W celu zabezpieczenia baterii przed wybuchem, producenci kondensatorów energetycznych wyposażają je w zabezpieczenia przeciwwybuchowe BAM (*ang. Break Action Mechanism*). Zasada działania opiera się na rozerwaniu wewnętrznych styków kondensatora w wyniku wzrostu ciśnienia wewnątrz obudowy, spowodowanego przekroczeniem bezpiecznej temperatury wewnętrznej kondensatora. Zabezpieczenie to pozwala zapobiegać pożarom baterii kondensatorów, jednak powoduje bezpowrotne uszkodzenie kondensatora. Rozwiązaniem problemu pracy baterii kondensatorów w środowisku wyższych harmonicznymi jest zastosowanie dławików zabezpieczających baterie kondensatorów tworzących układ rezonansowy kondensator-dławik (Rys. 4.3). Dobór dławika odstrajającego o indukcyjności L_n do wybranego kondensatora o pojemności C_n odbywa się na podstawie widma harmonicznymi występujących w docelowej sieci elektroenergetycznej [48].



Rys. 4.3 Schemat układu baterii kondensatorowej z dławikiem zabezpieczającym (źródło: opracowanie własne autora)

Częstotliwość rezonansową układu f_r dobiera się tak, aby była niższa niż częstotliwość najniższej występującej wyższej harmonicznej, wtedy układ wykazuje nieznaczną impedancję w pobliżu częstotliwości rezonansowej oraz mocne tłumienie dla wyższych harmonicznych. Standardowo dławiki zabezpieczające określa się na podstawie współczynnika tłumienia definiowanego jako:

$$p = \left(\frac{f_n}{f_r} \right)^2 \cdot 100\%, \quad (4.2)$$

gdzie: f_r – częstotliwość układu rezonansowego, f_n – częstotliwość nominalna.

Najczęściej stosowanymi wartościami współczynnika tłumienia są $p = 7\%$ ($f_r \sim 189\text{ Hz}$) przy tłumieniu powyżej piątej harmonicznej oraz $f_r = 14\%$ ($f_r \sim 134\text{ Hz}$) przy tłumieniu powyżej trzeciej harmonicznej. Pojemność kondensatora można wyznaczyć ze wzoru:

$$C_\Delta = \frac{Q_{CN}}{6 \cdot \pi \cdot f_n \cdot U_{CN}^2}, \quad (4.3)$$

gdzie: C_Δ – pojemność kondensatora, Q_{CN} – moc bierna kondensatora przy napięciu nominalnym, U_{CN} – napięcie nominalne kondensatora.

Na podstawie pojemności kondensatora zgodnie z wzorem (4.1) można wyznaczyć jego reaktancję. Po przekształceniach wzór na reaktancję dławika odstrajającego można przedstawić w postaci:

$$X_L = X_C \cdot p, \quad (4.4)$$

gdzie: X_L – reaktancja dławika odstrajającego.

Natomiast indukcyjność fazową można wyznaczyć z wzoru:

$$L_N = \frac{X_L}{2 \cdot \pi \cdot f_n}, \quad (4.5)$$

gdzie: L_N – indukcyjność fazowa dławika odstrajającego.

Całkowita reaktancja układu kondensator-dławik można zapisać za pomocą wzoru:

$$X_{LC} = X_C - X_L = X_C \cdot (1 - p). \quad (4.6)$$

Rzeczywisty prąd w układzie kondensator-dławik oraz napięcie na zaciskach kondensatora można wyznaczyć ze wzorów:

$$I_S = \frac{U_S}{\sqrt{3} \cdot X_{LC}}, \quad (4.7)$$

$$U_{LC} = \frac{U_S}{1-p}. \quad (4.8)$$

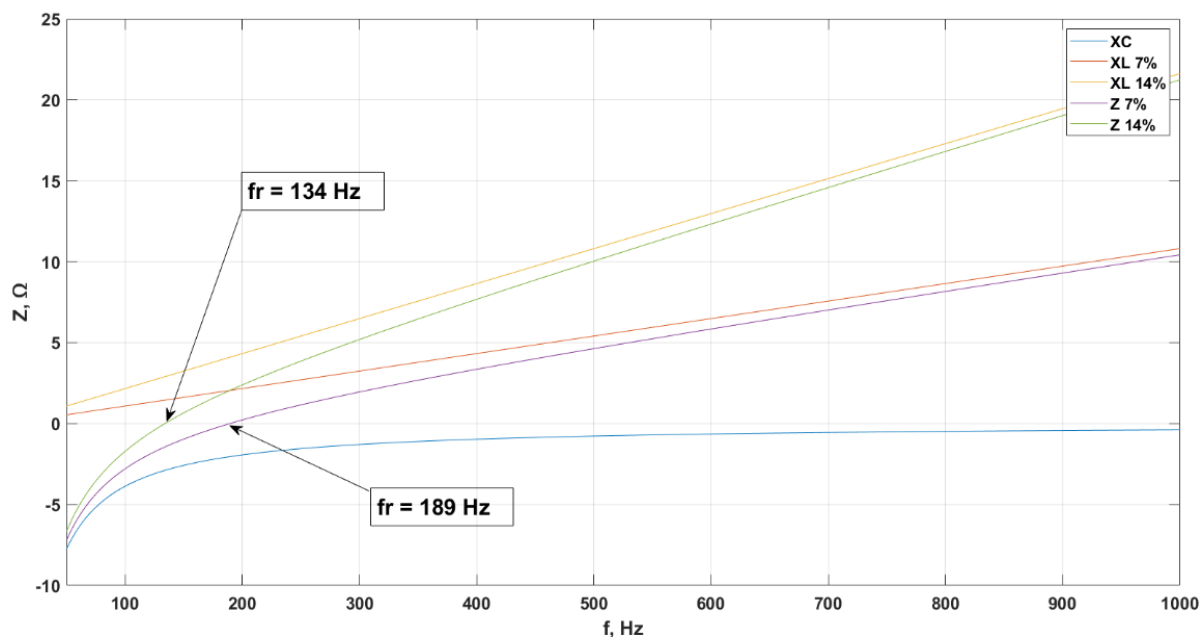
Na podstawie wyznaczonych powyżej parametrów można zapisać następujące równania określające rzeczywistą moc bierną kondensatora, moc dławika odstrajającego oraz wypadkową moc bierną zabezpieczonego stopnia kompensacyjnego:

$$Q_{CL} = 2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot C_{\Delta} \cdot U_{LC}^2, \quad (4.9)$$

$$Q_L = 3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot L_n \cdot I_S^2, \quad (4.10)$$

$$Q_{BAT} = Q_{CL} - Q_L. \quad (4.11)$$

Na Rys. 4.4 przedstawiono charakterystyki reaktancji kondensatora do kompensacji mocy biernej o parametrach znamionowych (20kVAr/440V/50Hz), dławików ochronnych w wykonaniu $p = 7\%$ i $p = 14\%$ oraz wypadkowej impedancji układu kondensator-dławik.



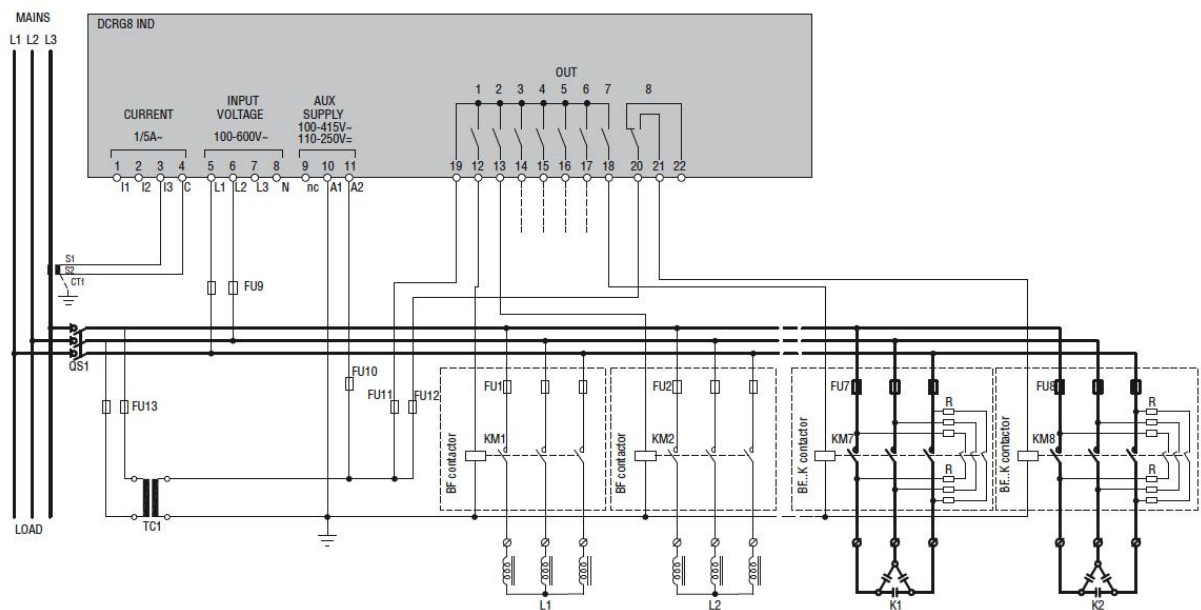
Rys. 4.4 Charakterystyki reaktancji kondensatora energetycznego (20kvar/50Hz/440V), dławików odstrajających kondensator od częstotliwości harmonicznych 7 % i 14 % oraz sumarycznej impedancji dla układu kondensator-dławik z tłumieniem 7 % i 14 % (źródło: opracowanie własne autora)

Rozwiązania z stałymi bateriami kondensatorów lub dławików dedykowane są głównie do pojedynczych odbiorników o stałych parametrach poboru mocy biernej. Ilość generowanej mocy biernej zależy nie tylko od tego czy kondensator wyposażony jest w dławik odstrajający, ale również od aktualnego napięcia na zaciskach kondensatora.

Do kompensatorów stałych zaliczyć można również filtry pasywne PHF (*ang. Passive Harmonic Filter*). Składają się one z obwodów rezonansowych cewek i kondensatorów, tworząc filtry dolnoprzepustowe dla częstotliwości nominalnej systemu zasilającego, filtrując prądy o częstotliwościach wyższych harmonicznych. Wprowadzenie tego typu urządzeń umożliwia zmniejszenie wartości skutecznej pobieranego prądu, obniżenie strat mocy oraz wydłużenie zainstalowanych urządzeń. Główne zastosowanie filtrów pasywnych to odbiorniki dużej mocy o stałym charakterze obciążenia takie jak napędy elektryczne oraz napędy zasilane prostownikami sześciopulsowymi.

Drugą grupą kompensatorów opartych na kondensatorach i dławikach kompensacyjnych są kompensatory bocznikowe, uruchamiane za pomocą styczników mechanicznych do kompensacji mocy biernej indukcyjnej MSC (*ang. Mechanically Switched Capacitor*) oraz biernej pojemnościowej MSR (*ang. Mechanically Switched Reactor*). Tego typu układy składają się z kilku do kilkunastu stopni kompensacyjnych jedno i/lub trójfazowych oraz

sterownika służącego do uruchamiania poszczególnych stopni w zależności od aktualnego zapotrzebowania na moc bierną (Rys. 4.5). Stopnie te w większości kompensatorów co do mocy tworzą ciąg geometryczny o ilorazie równym 2 najmniejszego stopnia kompensacyjnego. Sterownik dokonuje pomiaru prądu przez przekładnik prądowy zainstalowany na jednej lub każdej z faz. Następnie dzięki pomiarom napięcia wyznacza zapotrzebowanie na moc bierną i steruje iteracyjnie wybrane stopnie kompensacyjne. Bardziej zaawansowane sterowniki posiadają możliwość niezależnego sterowania stopniami każdej z faz, kontrolę czasu pracy wybranego stopnia oraz dodatkowe zabezpieczenia przed wystąpieniem rezonansów, mogących uszkodzić kompensator. Z punktu widzenia dynamiki zadziałania stopni kompensacyjnych kompensatory uruchamiane przez styczniki posiadają regulowany czas reakcji, wynikający z dynamiki samego stycznika, co w niektórych sterownikach może prowadzić do oscylacji generowanej mocy biernej. Dodatkowo sterowniki posiadają możliwość regulacji czasu opóźnienia załączenia stopni kompensacyjnych, mechanizm służy do ograniczenia ilości łączeń styczników przy szybkozmiennych obciążeniach mocą bierną oraz eliminacji niepotrzebnych łączeń ze względu na chwilowe skoki wartości mocy biernej.

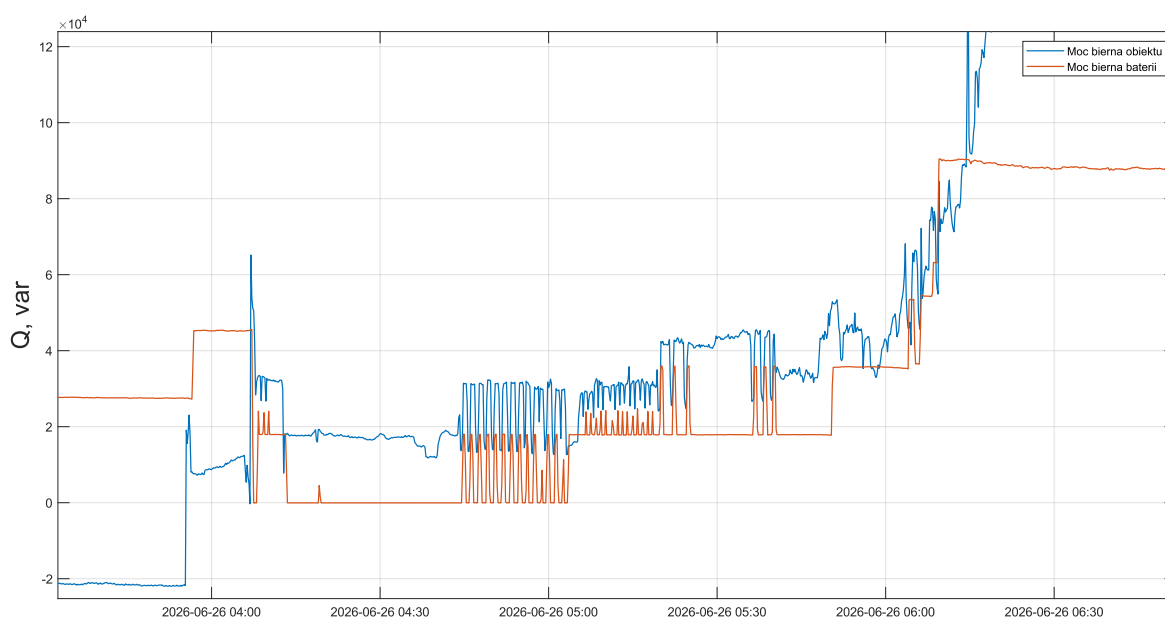


Rys. 4.5 Schemat baterii MSC/MSR do kompensacji mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej (źródło: [49])

Każdy stopień baterii kondensatorów pozostaje niedostępny przez kilkadziesiąt sekund, celem rozładowania kondensatora przez dodatkowe rezystory rozładowcze, do określonego w normie bezpiecznego poziomu napięcia $U = 75 \text{ V}$ dla kondensatorów trójfazowych [50]. Warto również wspomnieć, że wykorzystywane w tym celu styczniki wyposażone są

w dodatkowe rezystory, ograniczające prądy łączeniowe mające na celu wydłużenie żywotności głównych zestawków stycznika.

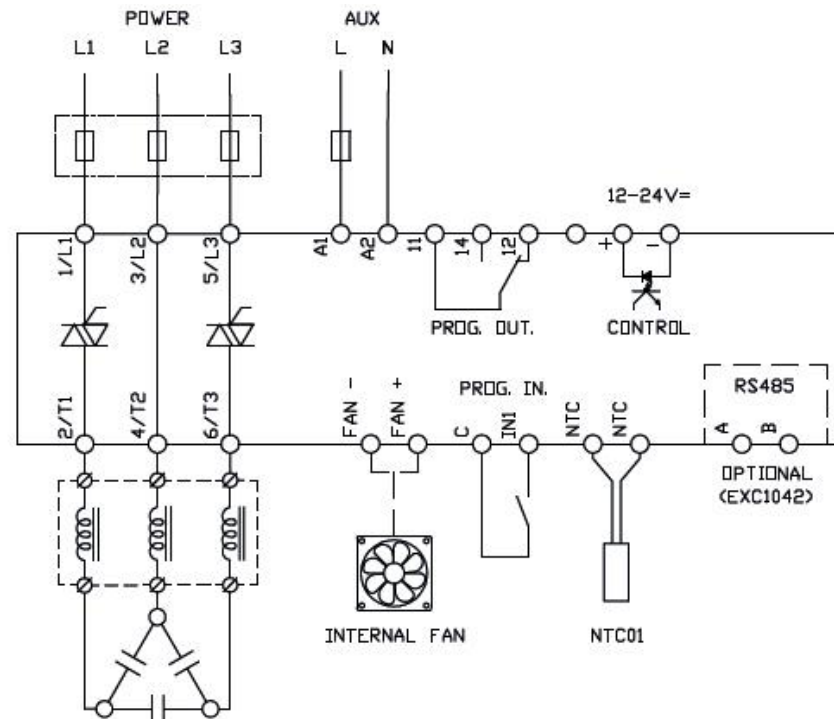
Przykład działania baterii kondensatorów bez dławików odstrajających przedstawiono na Rys. 4.6, zarejestrowany podczas pomiarów okresowych baterii. Przebiegi zarejestrowano na pomiarach baterii kondensatorów o sumarycznej mocy 475 kvar, z sterownikiem mikroprocesorowym obliczającym zapotrzebowanie na moc bierną z pojedynczej fazy. Z analizy przebiegów czasowych wynika, że bateria kondensatorów posiada zdegradowane stopnie kompensacyjne oraz osiąga maksymalną moc 90 kvar. Dodatkowo zaobserwowano nieprawidłowe działanie regulatora mocy biernej w godzinach nocnych, gdzie pomimo pojemnościowego charakteru obciążenia stopnie kompensacyjne w postaci kondensatorów pozostawały włączone. Na przebiegach można bezpośrednio zaobserwować skokowe zmiany mocy biernej, typowe dla układów stycznikowych.



Rys. 4.6 Przebieg mocy biernej obiektu oraz mocy biernej baterii kondensatorów. (źródło: pomiar i opracowanie własne autora)

Trzecią grupą kompensatorów opartych na kondensatorach i dławikach kompensacyjnych to układy z łącznikami tyrystorowymi. Tyrystory to elementy elektroniczne, charakteryzujące się jednokierunkowym przepływem prądu, powszechnie znane jako sterowalna dioda. Przeciwsobne połączenie dwóch tyrystorów umożliwia sterowanie pełno okresowe elementami odbiorczymi. W przypadku kompensatorów TSC (ang. *Thyristor Switched Capacitor*) i TSR (ang. *Thyristor Switched Reactor*) budowa i zasada działania są bardzo zbliżone do

kompensatorów z mechanicznym łączeniem stopni mocy MSC/MSR z tą różnicą że stopnie mocy łączone są za pomocą elementów półprzewodnikowych. Schemat pojedynczego stopnia kompensacyjnego przedstawiono na Rys. 4.7.

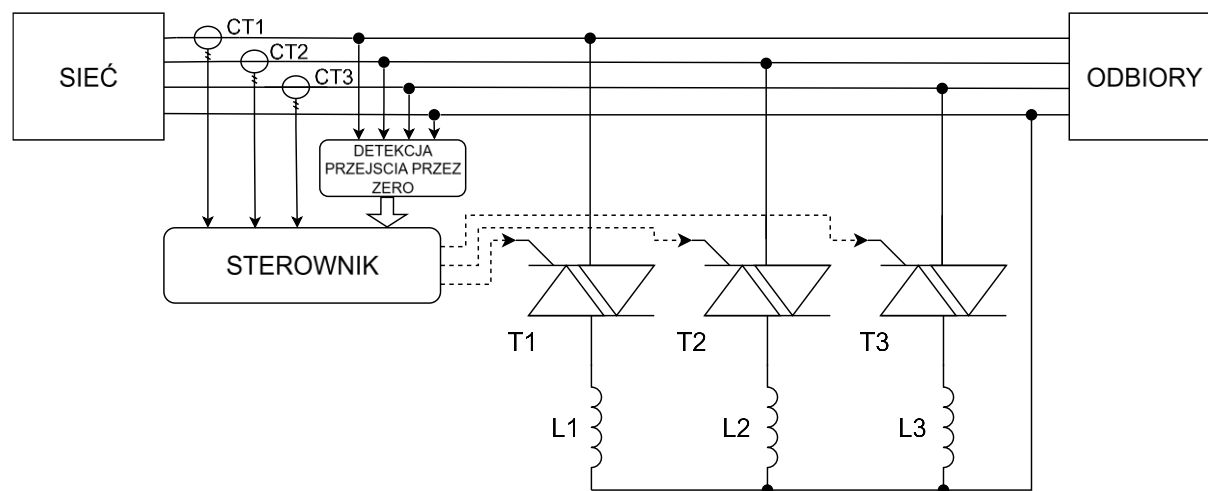


Rys. 4.7 Schemat stopnia baterii kompensacyjnej w wykonaniu TSC (źródło: [51])

Zaletą tego rozwiązania jest nieograniczona liczba cykli łączeń samego układu oraz wykonywanie operacji łączenia kondensatorów do sieci zasilającej, przy zerowej różnicy potencjałów napięcia kondensatora i sieci, skracając tym samym czas ponownego załączenia do maksymalnie 20 ms oraz ograniczając występowanie prądów łączeniowych. Moduły półprzewodnikowe wyposażone są w dodatkowe mechanizmy zabezpieczeń termicznych, odłączające zestyki obciążenia w przypadku przekroczenia temperatury granicznej. W niektórych rozwiązaniach można zaobserwować dodatkowe wewnętrzne przekładniki prądowe, mające na celu zabezpieczyć układ przed wyższymi harmonicznymi prądu.

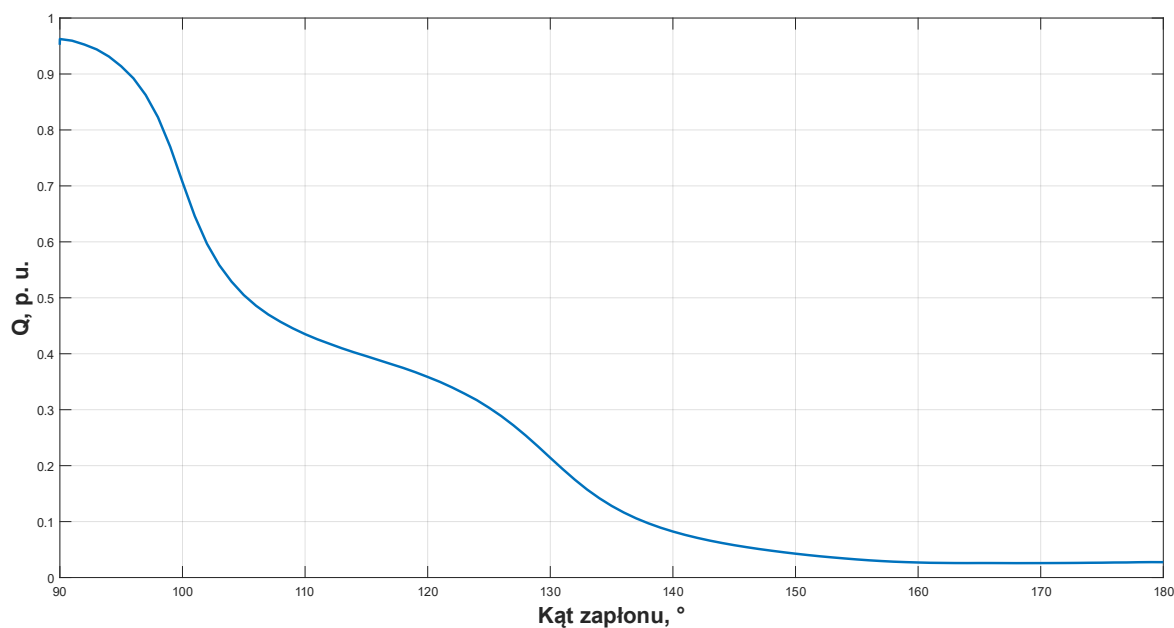
Ostatnim omawianym typem kompensatora dławikowego jest układ TCR (*ang. Thyristor Control Reactor*). Rozwiązanie technologiczne oparte jest na sterowaniu kątem zapłonu tyrystora α , w taki sposób aby uzyskać zamierzoną wartość mocy bierną indukcyjnej, kompensującej moc bierną pojemnościową odbiorników. Schemat układu przedstawiono na Rys. 4.8. Ze względu na opóźnienie prądu względem napięcia na elementach indukcyjnych, zakres regulacji kąta zapłonu mieści się w granicach $90^\circ < \alpha < 180^\circ$. Sterownik układu, za pomocą detektorów przejścia przez zero przebiegu napięcia każdej z faz, steruje bramką

tyrystora z odpowiednim opóźnieniem, tak aby otrzymać założoną wartość mocy biernej potrzebnej do kompensacji odbiorników [52]. W kompensatorach TCR stosowanych w sieciach niskiego napięcia z dodatkową asymetrią obciążenia stosuje się dławiki jednofazowe. Dławiki trójfazowe, czteroprzewodowe połączone w gwiazdę ze względu na swoją budowę i sprzężenie magnetyczne oddziałują na siebie wzajemnie powodując niedokładności w pracy układu.



Rys. 4.8 Schemat układu kompensatora TCR (źródło: opracowanie własne autora)

Na Rys. 4.9 przedstawiono charakterystykę zmiany generowanej mocy biernej przez układ TCR w zależności od kąta zapłonu.

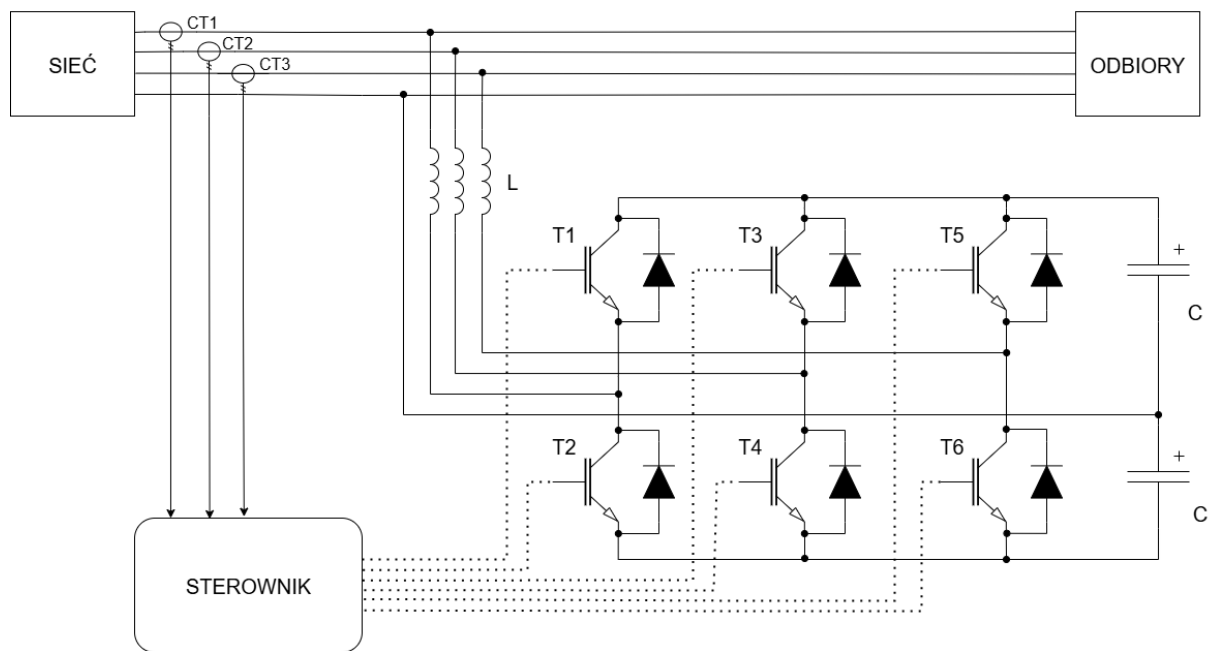


Rys. 4.9 Charakterystyka generowanej mocy na jednostkę mocy dławika w zależności od kąta zapłonu kompensatora TCR (źródło: opracowanie własne autora)

Ze względu na swoją budowę czas reakcji kompensatora TCR na zmiany mocy biernej pojemnościowej może sięgać nawet 20 ms. W porównaniu do pozostałych układów, można zauważyć również możliwość płynnej zmiany generowanej mocy biernej.

4.3. Kompensatory energoelektroniczne

Kompensatory energoelektroniczne to urządzenia zbudowane na podstawie łączników energoelektronicznych, które umożliwiają dynamiczną poprawę parametrów jakości energii elektrycznej, takich jak kompensacja mocy biernej, filtracja wyższych harmoniczných oraz symetryzacja prądów odbiorników. Urządzenia zbudowane są na podstawie napięciowego przekształtnika AC/DC o strukturze VSI (ang. Voltage Source Inverter), którego schemat ideowy zaprezentowano na Rys. 4.10. Konstrukcja urządzenia opiera się na układzie tranzystorów T1-T6, baterii kondensatorów C szyny DC, wyjściowego filtra wygładzającego L oraz układu sterowania. Aktualnie stosowane wykonania w technologii IGBT lub w nowszych konstrukcjach SiC, sterowane są przez układy procesorów sygnałowych DSP lub układów programowalnych FPGA [53].



Rys. 4.10 Schemat ideowy kompensatora mocy biernej SVG podłączonego do sieci zasilającej w układzie zamkniętej pętli sterowania. (źródło: opracowanie własne autora)

Kompensator SVG, dzięki odpowiedniemu sterowaniu zaworami przekształtnika, generuje prąd kompensacyjny wprowadzany do sieci w miejscu przyłączenia urządzenia. Dynamika urządzenia polega na możliwości generacji prądu kompensacyjnego w czasie mniejszym od 20 ms, co odpowiada jednemu pełnemu okresowi sieci o częstotliwości 50 Hz.

Zasada sterowania układu kompensatora SVG w większości wypadków wykorzystuje metodę opartą na teorii tzw. mocy chwilowej p-q Akagiego [54]. Ze względu na definicję metody p-q w dziedzinie czasu umożliwia ona implementację algorytmu sterowania bez konieczności stosowania rozbudowanych układów obliczeniowych, co znacznie upraszcza możliwości aplikacyjne w rzeczywistych układach kompensacyjnych [55]. Podstawą teorii mocy chwilowej jest transformacja Clarke'a, która przekształca wielkości trójfazowe na stacjonarne współrzędne ortogonalne α - β .

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}, \quad (4.12)$$

gdzie: i_a, i_b, i_c – prądy fazowe, i_0, i_α, i_β - prądy na płaszczyźnie α - β -0

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, \quad (4.13)$$

gdzie: u_a, u_b, u_c – napięcia fazowe, u_0, u_α, u_β - napięcia na płaszczyźnie α - β -0

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}, \quad (4.14)$$

gdzie: p_0 – chwilowa moc składowej zerowej, p – chwilowa moc rzeczywista, q – chwilowa moc urojona.

W układzie α - β zdefiniowano chwilową moc rzeczywistą p oraz chwilową moc urojoną q , które można rozbić na składniki wartości średniej oraz zmiennej zgodnie ze wzorami:

$$p = \bar{p} + \tilde{p}, \quad (4.15)$$

$$q = \bar{q} + \tilde{q}, \quad (4.16)$$

gdzie: $\bar{p}$ – średnia wartość mocy rzeczywistej, $\tilde{p}$ – zmienna wartość mocy chwilowej rzeczywistej, $\bar{q}$ – średnia wartość mocy chwilowej urojonej, $\tilde{q}$ – zmienna wartość mocy chwilowej urojonej.

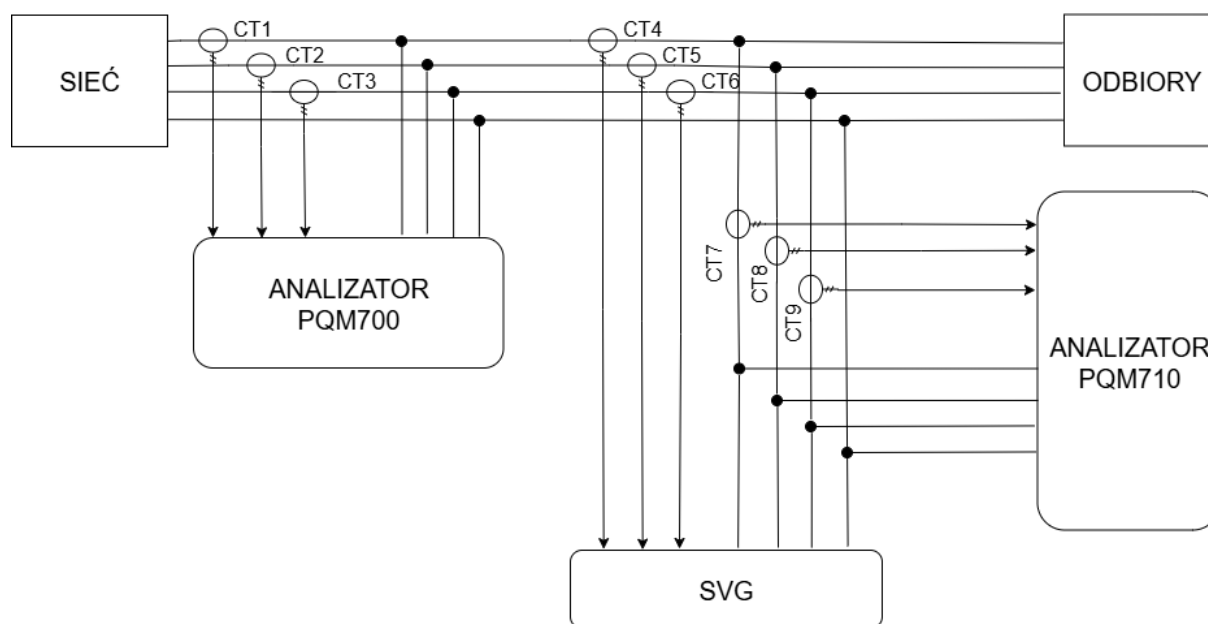
Składnikiem pożądanym potrzebnym do zasilenia odbiornika jest składnik średniej wartości mocy chwilowej $\bar{p}$, która odpowiada mocy przesyłanej ze źródła zasilania do odbiornika.

Pozostałe składniki mocy chwilowej $\tilde{p}$ oraz $\bar{q}$ i $\tilde{q}$ są składnikami niepożądanymi związanymi z pulsacją mocy biernej, wyższymi harmonicznymi prądów oraz napięć i asymetrią. Dlatego algorytmy sterujące kompensatorów SVG filtrują wybrane niepożądane składniki, następnie za pomocą przekształcenia Parka, obliczany jest prąd kompensujący. W kolejnym kroku, po synchronizacji z pętlą PLL napięcia zasilania oraz pomiarze napięcia obwodu kondensatorów C , generowane są sygnały sterujące do tranzystorów $T1-T6$, dzięki czemu układ falownika generuje napięcie, powodujące przepływ prądu kompensacyjnego przez dławik sprzęgający L z siecią.

Dzięki rozbudowanym możliwościom sterowania, układy kompensatorów SVG umożliwiają kompensację mocy biernej, filtrację wyższych harmonicznymi oraz symetryzację prądów obciążenia w jednej jednostce w kilku trybach pracy:

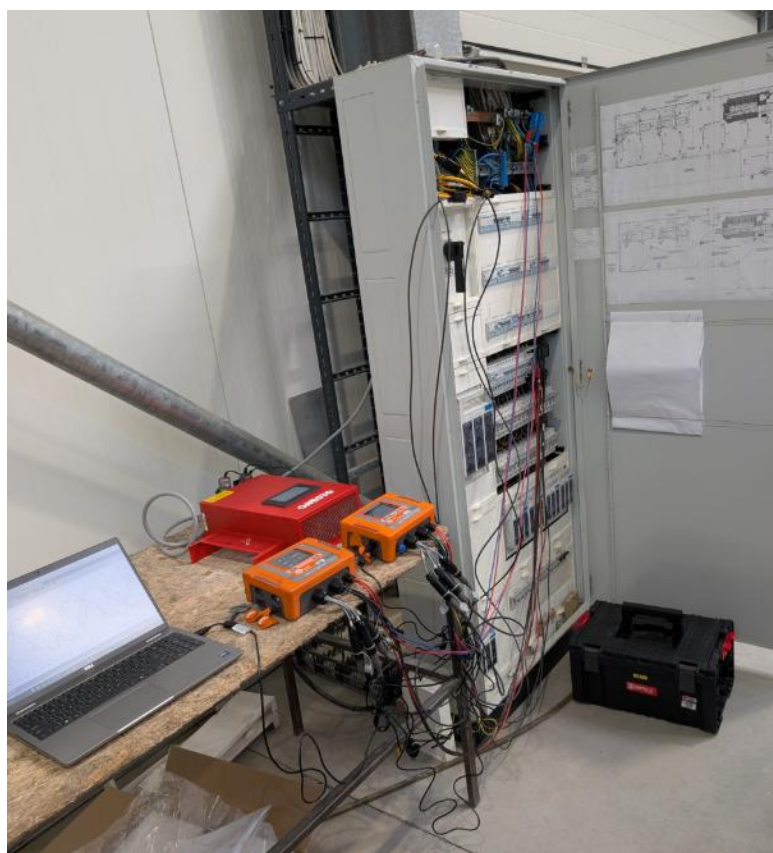
- kompensacja mocy biernej,
- symetryzacja obciążenia,
- filtracja wybranych wyższych harmonicznymi prądu,
- kompensacja mocy biernej oraz filtracja wybranych wyższych harmonicznymi prądu,
- kompensacja mocy biernej oraz symetryzacja obciążenia,
- kompensacja mocy biernej i filtracja wybranych wyższych harmonicznymi prądu oraz symetryzacja obciążenia.

Celem potwierdzenia poprawności działania układów, przeprowadzono badania kompensatora na rzeczywistym obiekcie przemysłowym. Do rejestracji danych pomiarowych zastosowano analizatory jakości energii elektrycznej PQM700 oraz PQM710 w konfiguracji przedstawionej na Rys. 4.11.



Rys. 4.11 Schemat układu pomiarowego do badania pracy kompensatora SVG. (źródło: opracowanie własne autora)

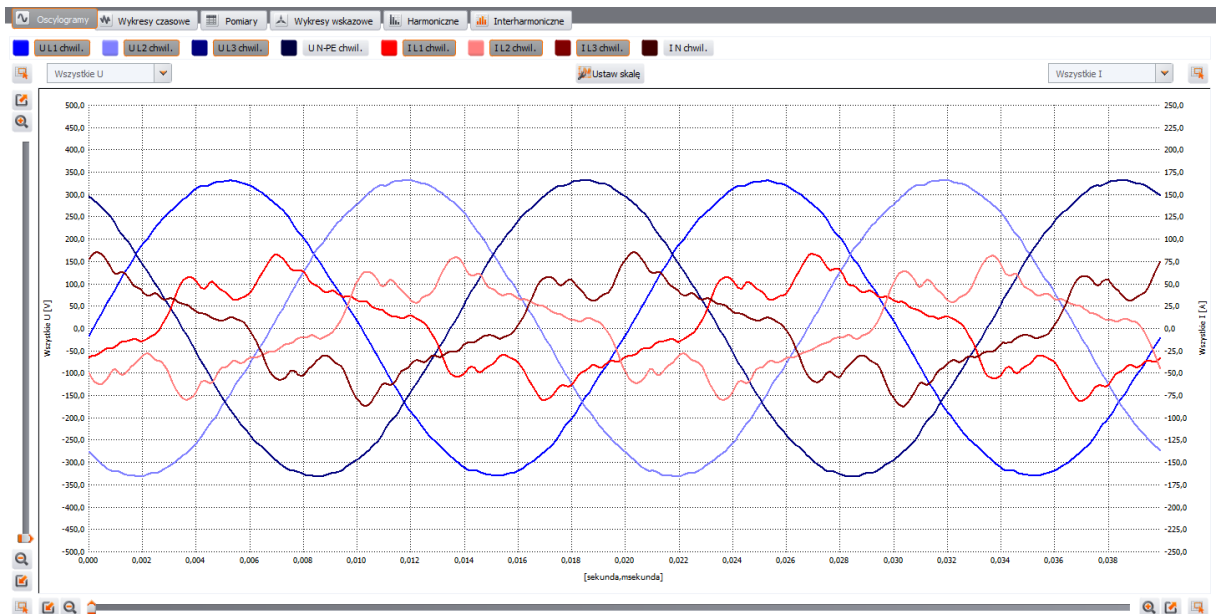
Na Rys. 4.12 przedstawiono zdjęcie układu pomiarowego oraz testowanego kompensatora SVG.



Rys. 4.12 Zdjęcie układu do badania kompensatora SVG podczas testów w zakładzie przemysłowym (źródło: zdjęcie autora)

4. Analiza układów kondycjonujących jakość energii elektrycznej

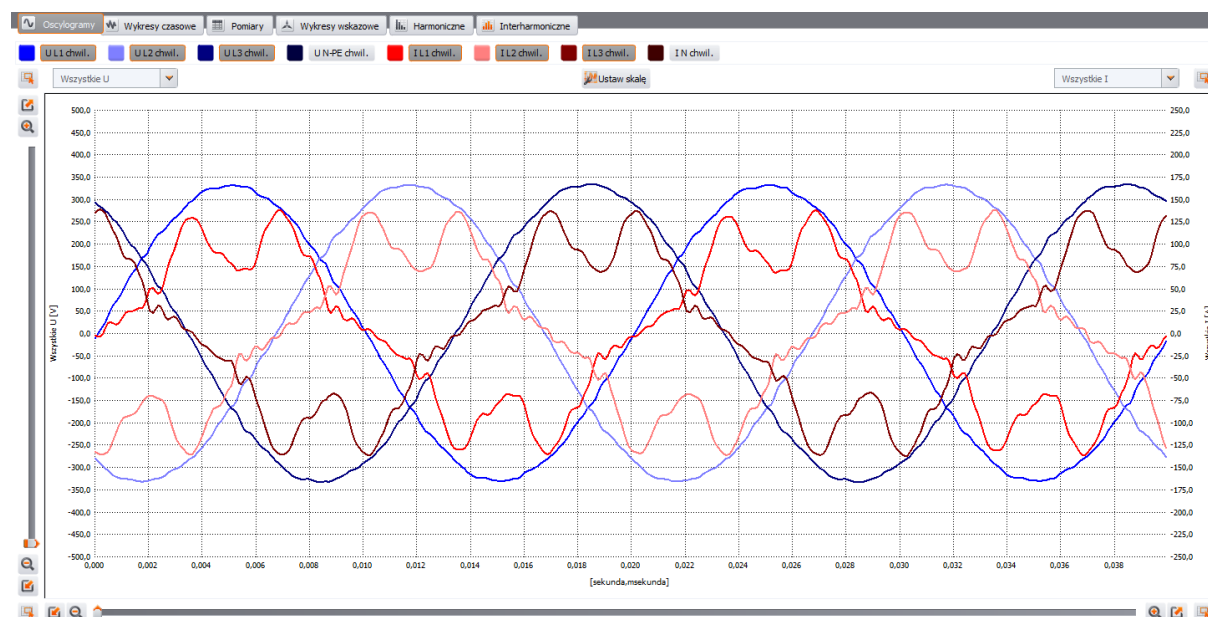
Badany obiekt przemysłowy o mocy przyłączeniowej 120 kW zasilony został z sieci niskiego napięcia. Pomiary zostały przeprowadzone w rozdzielnicy głównej, która zasila kilka laserów formatowych, prasy gnące, piły do cięcia metalu, suwnicę oraz część administracyjno-biurową obiektu. W pierwszej kolejności zbadano parametry jakości energii elektrycznej pobieranej przez sam obiekt. Ze wstępnych pomiarów wynika, że obiekt ze względu na charakter pobieranej mocy biernej, można zaliczyć do odbiorów indukcyjnych. Chwilowe przebiegi napięć i prądów fazowych pobieranych przez obiekt przedstawiono na Rys. 4.13.



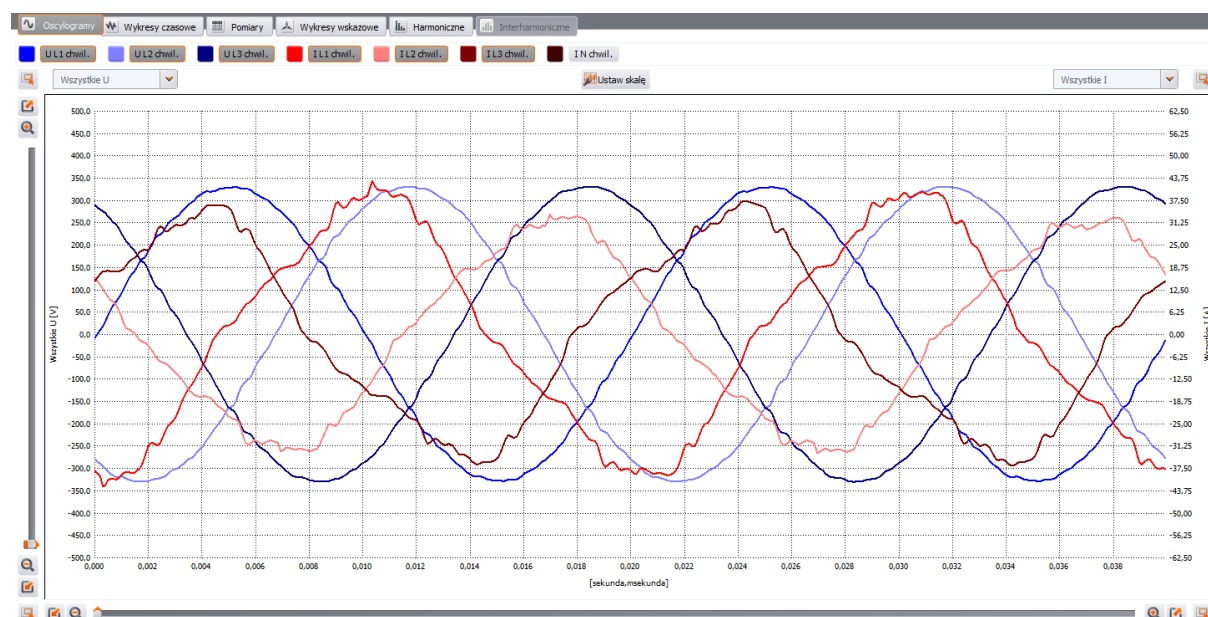
Rys. 4.13 Zrzut ekranu analizatora jakości energii elektrycznej przebiegów czasowych napięć i prądów fazowych badanego zakładu przemysłowego (źródło: opracowanie własne autora)

W kolejnym kroku przeprowadzono testy w trybie kompensacji mocy biernej z zadanymi współczynnikami mocy $\cos\varphi = 0,98$ oraz $\cos\varphi = 1$, co przedstawiono na przebiegach mocy czynnej, biernej oraz $\tan\varphi$ na Rys. 4.16. Na Rys. 4.16 i Rys. 4.17 przedstawiono chwilowe przebiegi napięć oraz prądów fazowych.

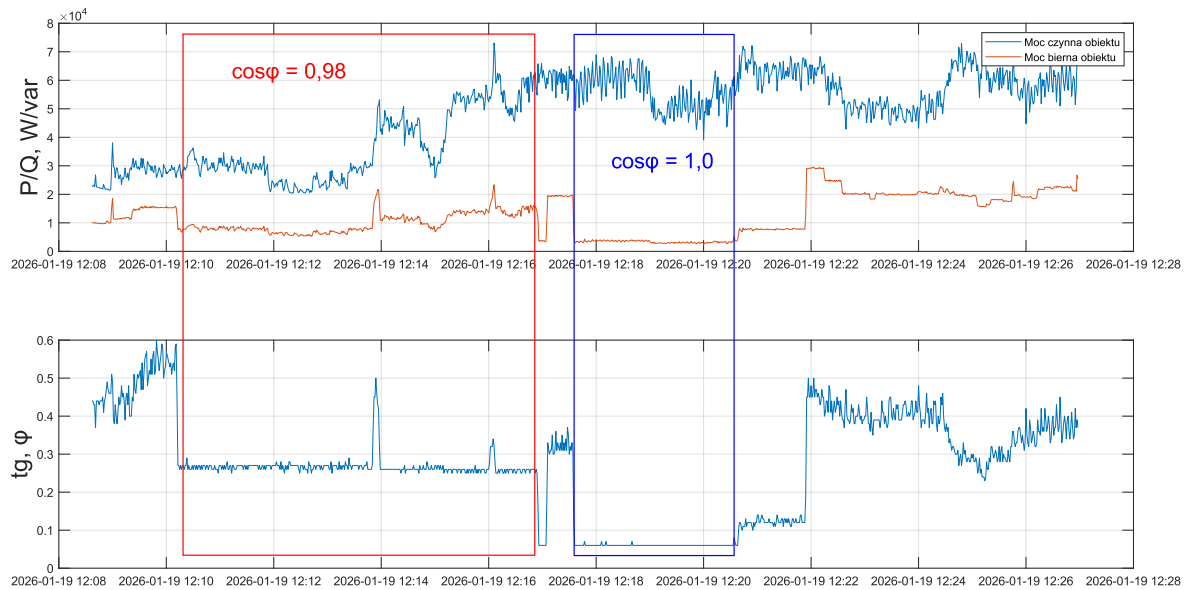
4. Analiza układów kondycjonujących jakość energii elektrycznej



Rys. 4.14 Zrzut z ekranu analizatora jakości energii elektrycznej przebiegów czasowych prądów i napięć fazowych badanego zakładu przemysłowego po kompensacji mocy biernej (źródło: opracowanie własne autora)



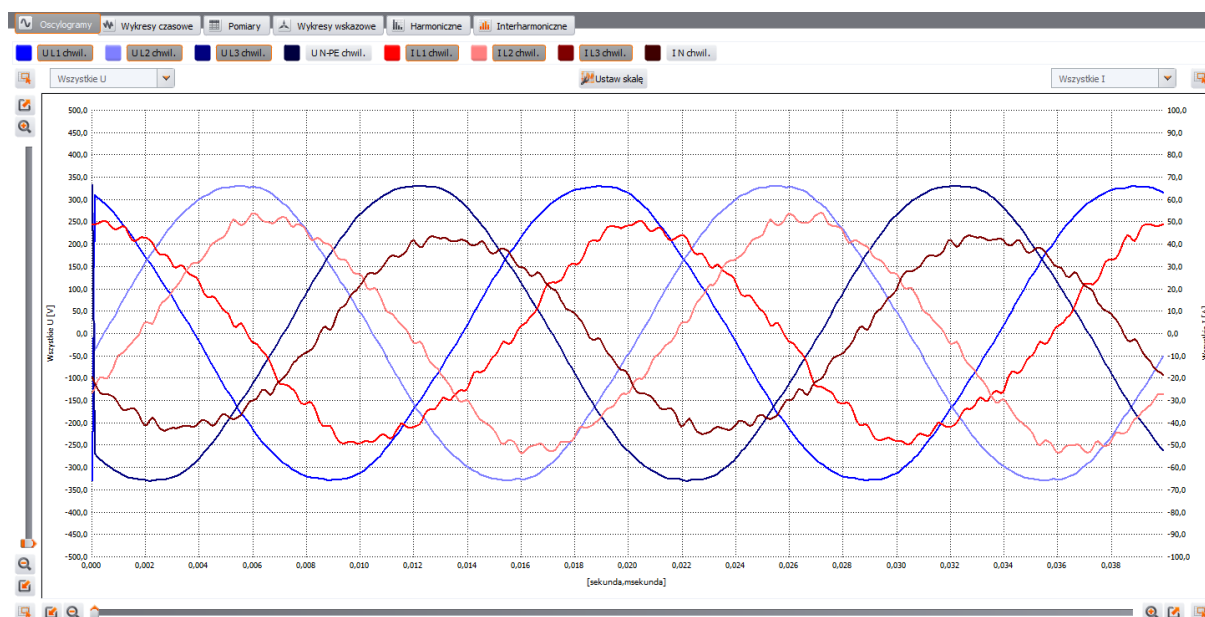
Rys. 4.15 Zrzut z ekranu analizatora jakości energii elektrycznej przebiegów czasowych napięć i prądów fazowych generowanych przez kompensator SVG podczas kompensacji (źródło: opracowanie własne autora)



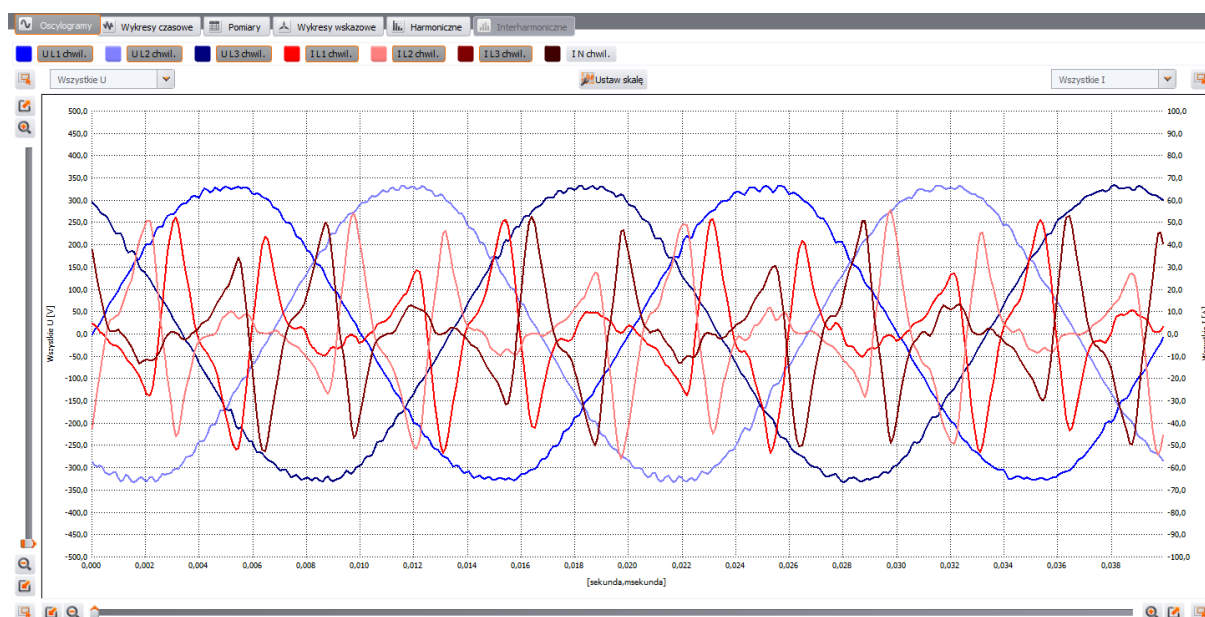
Rys. 4.16 Przebiegi czasowe całkowitej mocy czynnej, biernej oraz $\text{tg}\phi$ podczas pracy układu w trybie kompensacji mocy biernej (źródło: opracowanie własne autora)

Kolejnym przeprowadzonym testem układu była aktywna filtracja wybranych wyższych harmoniczných prądu. Na podstawie wstępnych pomiarów do filtracji wybrano składową 3, 5, 7, 9, 11 i 13-stą. Na Rys. 4.17 zaprezentowano przebiegi chwilowe napięć i prądów fazowych obiektu po filtracji wyższych harmoniczných. W porównaniu z Rys. 4.13 widać znaczną poprawę sinusoidalnego kształtu przebiegów prądów fazowych. Na Rys. 4.18 przedstawiono natomiast prądy i napięcia generowane przez układ kompensatora. W wyniku pracy kompensatora zaobserwowano znaczny spadek wartości skutecznej prądów wybranych wyższych harmoniczných co zaprezentowano na Rys. 4.19. Dodatkowo wartość współczynnika THD_i podczas aktywnej filtracji spadła z poziomu $\text{THD}_i = 26\%$ do około $\text{THD}_i = 8\%$.

4. Analiza układów kondycjonujących jakość energii elektrycznej

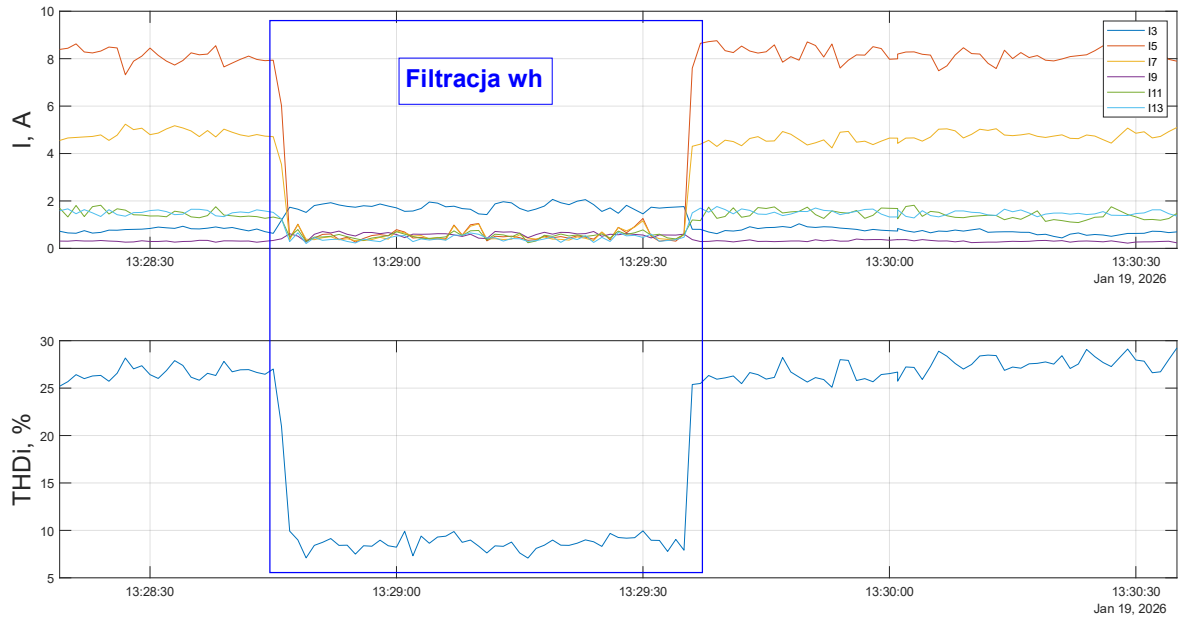


Rys. 4.17 Zrzut przebiegu czasowego napięć i prądów fazowych obiektu po filtracji wyższej harmonicznej 5, 7, 11 i 13 z ekranu analizatora jakości energii elektrycznej (źródło: opracowanie własne autora)



Rys. 4.18 Zrzut przebiegu czasowego napięć i prądów fazowych generowanych przez kompensator mocy biernej podczas filtracji wyższej harmonicznej 5, 7, 11 i 13 z ekranu analizatora jakości energii elektrycznej (źródło: opracowanie własne autora)

4. Analiza układów kondycjonujących jakość energii elektrycznej



Rys. 4.19 Przebiegi chwilowe prądów kompensowanych harmonicznnych oraz współczynnika THDi dla fazy L1 badanego obiektu przemysłowego (źródło: opracowanie własne autora)

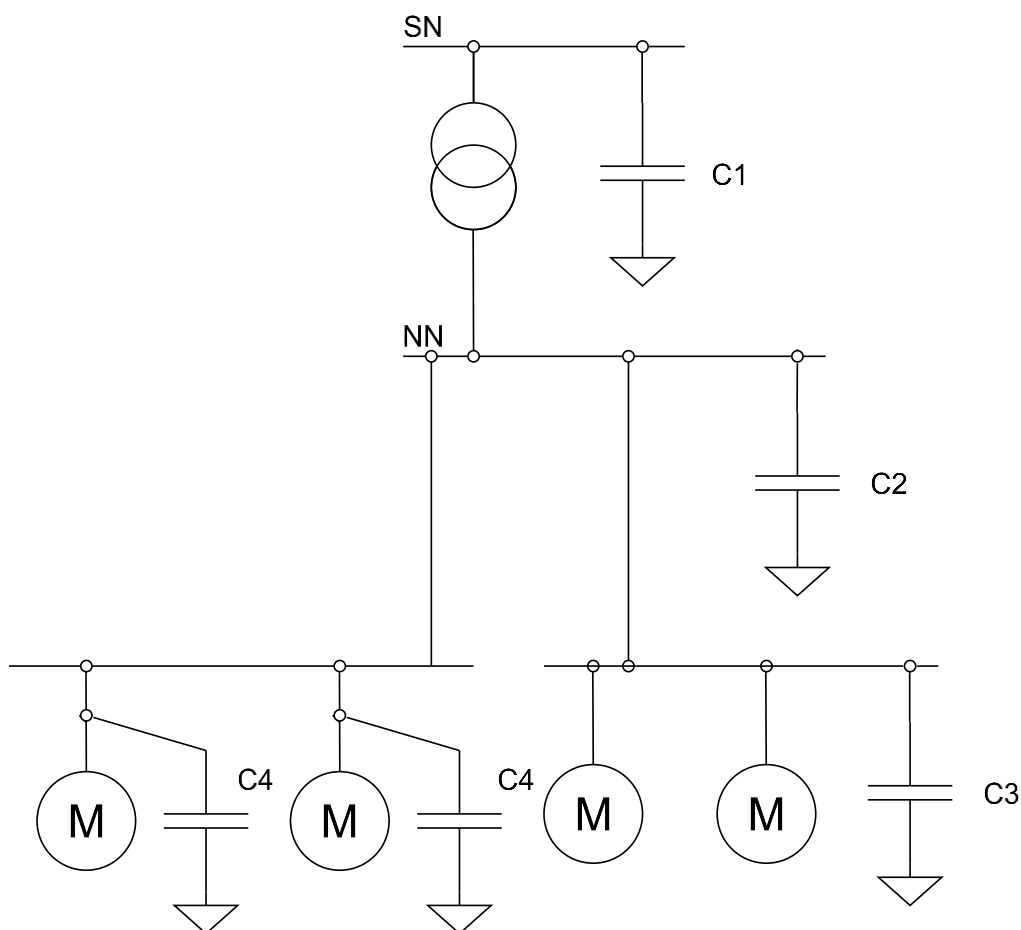
Analizowane typy urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej wraz z ich dominującymi cechami i funkcjonalnościami przedstawiono w Tabeli B.

Tabela B Porównanie dostępnych technologii urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

Kryterium	FC/FR	PHF	MSC/MSR	TSC/TSR	TCR	SVG	APF
Charakter kompensacji	Pojemnościowy/indukcyjny	Indukcyjny	Pojemnościowy/indukcyjny	Pojemnościowy/indukcyjny	Indukcyjny	Pojemnościowo - indukcyjny	Pojemnościowo - indukcyjny
Filtracja wyższych harmonicznnych	NIE	TAK, wybrane	NIE	NIE	NIE	TAK	TAK
Zdolność symetryzacji obciążenia	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	TAK	TAK
Czas reakcji	Brak	Brak	10-60 s	20ms	20ms	5-10ms	5-10ms
Ciągłość generacji	Ciągła	Ciągła	Skokowa	Skokowa	Ciągła	Ciągła	Ciągła

4.4. Metody rozmieszczenia układów kondycjonujących

Układy poprawiające jakość energii elektrycznej zakładów przemysłowych można podzielić ze względu na ich rozmieszczenie w sieci elektroenergetycznej na następujące grupy (Rys. 4.20).



Rys. 4.20 Metody rozmieszczenia układów poprawy jakości energii elektrycznej w sieci przemysłowej (źródło: opracowanie własne autora)

Wyróżniamy kompensację:

- centralną po stronie SN średniego napięcia – C1,
- centralną po stronie nN niskiego napięcia – C2,
- lokalną – C3,
- indywidualną – C4.

Kompensacja centralna po stronie SN (C1) dotyczy głównie kompensacji dużych odbiorców z rozległą siecią średniego napięcia. Szczególnym problemem przy zasilaniu z SN są

nieobciążone linie kablowe, które w stanie biegu jałowego generują znaczne ilości mocy biernej pojemnościowej.

Najczęściej spotykanym na zakładach produkcyjnym rozwiązaniem jest kompensacja centralna po stronie nN (C2). Rozwiązanie z punktu widzenia unikania opłat za ponadumowny pobór energii biernej indukcyjnej i pobór energii biernej pojemnościowej jest trafnym rozwiązaniem. Pozwala w dużym stopniu na eliminację opłat dystrybucyjnych, jednak nie moc bierna, wyższe harmoniczne oraz asymetria nadal są utrzymywane w sieci elektroenergetycznej zakładu.

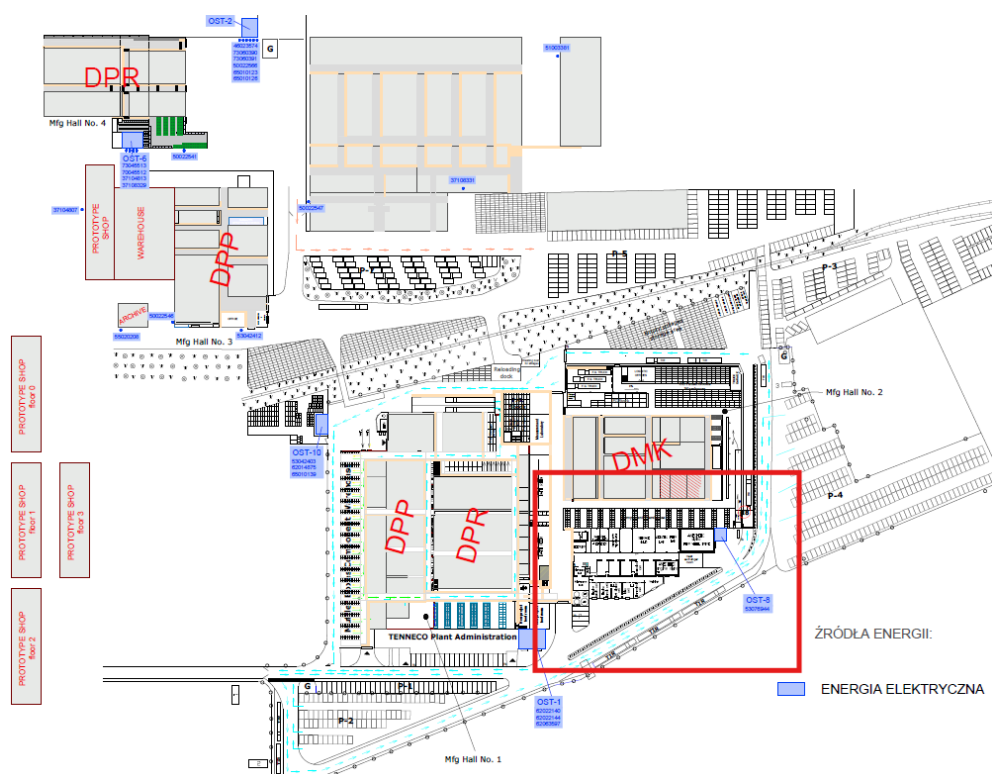
Kompensacja grupowa (C3) jest jedną z najrzadziej spotykanych układów w sieciach zakładowych, stosowana praktycznie w przypadku dużych zakładów z kilkunastoma podrozdzielniami nN. Z punktu widzenia poprawy jakości energii elektrycznej, w tego typach kompensacji poprawa jakości energii elektrycznej prowadzona jest bliżej odbiorów niż kompensacja C2, co ogranicza nam wpływ na pozostałe odbiorniki w sieci oraz ogranicza straty w liniach zasilających wybrane podrozdzielnie, w których prowadzona jest kompensacja.

Ostatnią z możliwych konfiguracji rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej JEE jest kompensacja indywidualna. Opiera się ona na dołączeniu kompensatora C4 bezpośrednio do odbiornika końcowego. Najczęściej spotykane układy kompensacji indywidualnej to maszyny wciągowe w kopalniach węgla kamiennego oraz kondensatory kompensacyjne pomp.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

5.1. Informacje wstępne na temat obiektu badań

Przeprowadzone prace badawczo-wdrożeniowe zrealizowano w obiekcie laboratorium Rybnickiego Centrum Inżynieryjnego firmy Tenneco Automotive Polska. Firma Tenneco jest światowym potentatem w produkcji części dla przemysłu motoryzacyjnego, a jej filia w Rybniku specjalizuje się w produkcji układów wydechowych oraz systemów oczyszczania spalin. Obszar całego zakładu składa się z 5 hal produkcyjnych oraz obszaru REC (*ang. Rybnik Engineering Center*). Plan zakładu przedstawiono na Rys. 5.1.

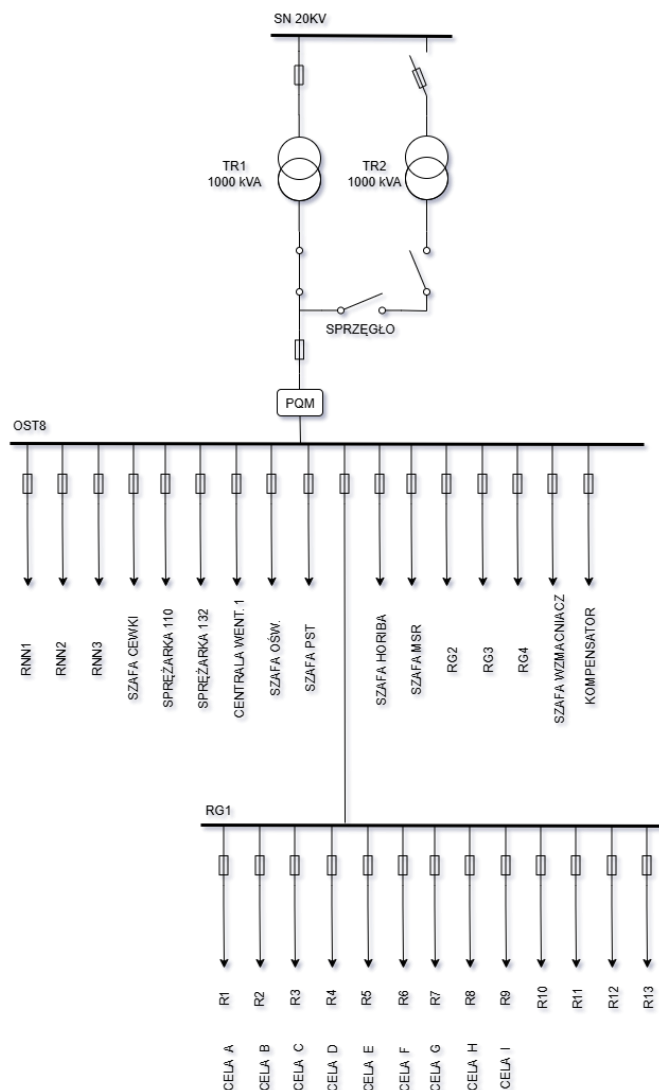


Rys. 5.1 Plan zakładu Tenneco Automotive Polska w Rybniku z zaznaczonymi stacjami transformatorowymi OST

Cały obszar zasilony jest z sieci wysokiego napięcia 110 kV, następnie z rejonu stacji rozdzielczej energia dystrybuowana jest sieciami SN o napięciu 20 kVA do stacji

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

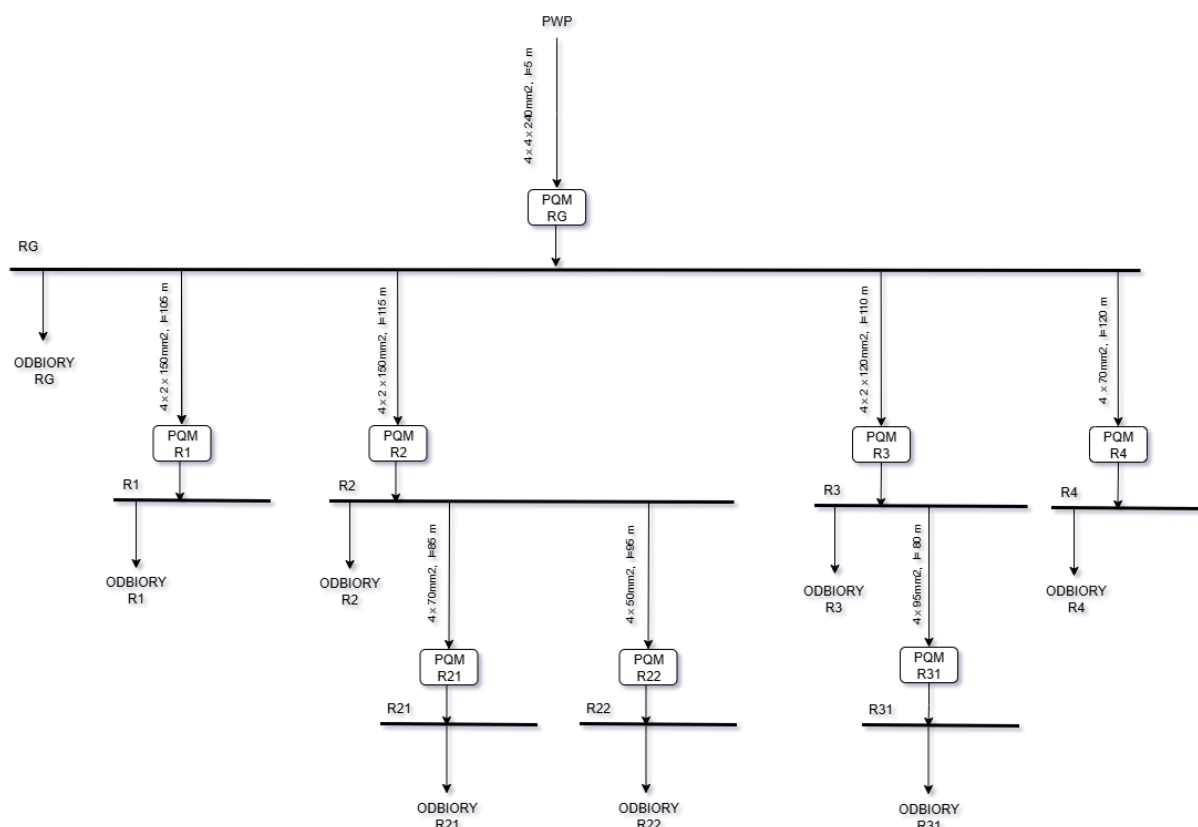
transformatorowych OST rozmieszczonych w różnych miejscach zakładu. Badany fragment sieci znajduje się na Rys. 5.1 w obszarze oznaczonym kolorem czerwonym i zasilany jest stacji transformatorowej OST8. W stacji znajdują się dwa transformatory połączone sprzęgłem zasilające rozdzielnicę główną z której wyprowadzono 17 odpływów na odbiory dużej mocy i rozdzielnice znajdujące się na obiekcie. Dodatkowo warto zauważyć, że w stacji transformatorowej znajduje się bateria kondensatorów do kompensacji mocy biernej indukcyjnej o mocy 240 kvar, a układ rozliczeniowy z lokalnym dystrybutorem energii elektrycznej znajduje się po stronie niskiego napięcia nN. Schemat jednokreskowy układu zasilania OST8 przedstawiono na Rys. 5.2.



Rys. 5.2 Jednokreskowy schemat promieniowej sieci zasilającej Rybnik Engineering Center (źródło: opracowanie własne autora)

5.2. Model sieci zasilającej

W rzeczywistych układach sieci zasilającej zakład analizatory jakości energii elektrycznej stosowane są w rozdzielniach głównych w pobliżu punktu wspólnego połączenia PWP oraz w rozdzielnicach i na odpływach krytycznych z punktu widzenia pracy zakładu. Ograniczenia w stosowaniu układów pomiarowych w każdym możliwym punkcie sieci mają charakter ekonomiczny oraz techniczny, dlatego w opracowaniu założono skończoną liczbę analizatorów. Na potrzeby realizacji pracy zasymulowano sieć zakładową zasilaną z niskiego napięcia z założoną ilością 8 analizatorów jakości energii elektrycznej, zlokalizowanych w rozdzielni głównej RG oraz w 4 rozdzielnicach bezpośrednio zasilanych z RG – R1, R2, R3 oraz R4. Dodatkowe analizatory jakości energii elektrycznej założono w rozdzielnicach R21 oraz R22 zasilonych z rozdzielni R2 oraz rozdzielni R31 zasilonej z rozdzielni R3. Promieniowa struktura sieci testowej została przedstawiona na Rys. 5.3.



Rys. 5.3 Schemat jednokreskowy sieci testowej z zaznaczonymi rozpyłkami oraz przekrojami kabli zasilających (źródło: opracowanie własne autora)

Rozdzielnica R1 odzwierciedla rozdzielnicę zasilającą układy dmuchaw dużej mocy, wyposażonych w silniki indukcyjne tożsame z rzeczywistym obiektem badań. Z rozdzielni

R2 zasilane zostały odciągi spalin z cel testowych oraz dodatkowa automatyka sterująca, zainstalowana w podrozdzielniach R21 i R22. Rozdzielnica R3 oraz R31 zasilają układy hydrauliczne oraz pozostałe sprężarki powietrza. Rozdzielnica R4 zasilona przewodami 4 x 75 mm² o długości 120 metrów, zlokalizowana w części administracyjno-biurowej, głównym obciążeniem są zasilacze impulsowe sprzętu komputerowego oraz oświetlenie. Jako jedyna z wszystkich rozdzielnic posiada pojemnościowy charakter mocy biernej. Dokładne zestawienie maksymalnych wartości mocy w każdej z rozdzielnic przedstawiono w Tabeli C.

Tabela C Parametry mocy maksymalnej oraz odkształcenia prądu pobieranego przez symulowane odbiorniki w poszczególnych rozdzielnicach modelu sieci (źródło: opracowanie własne autora)

Rozdzielnica	$P_{\max}$, kW	$\cos\varphi$	THDi, %
RG	12	0,94	12,8
R1	245	0,83	6,4
R2	78	0,88	20,8
R21	96	0,84	8,0
R22	72	0,91	38,4
R3	92	0,90	11,2
R31	132	0,92	16
R4	82	0,96	49,6

W zamodelowanej sieci zakładowej poszczególne gałęzie linii zasilających dobrano zgodnie z Tabelą D. Tabela przedstawia długości poszczególnych gałęzi systemu, zastosowane przewody zasilające, maksymalne natężenia prądu występujące w gałęzi oraz dopuszczalne maksymalne wartości natężenia prądu dla danej gałęzi.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

Tabela D Parametry techniczne przewodów zasilających rozdzielnice symulowanego systemu oraz ich graniczne wartości obciążeniowe (źródło: opracowanie własne autora)

Gałąź	Długość, m	Przewody zasilające, mm ²	$I_{\max}$, A	I, A	Procentowe obciążenie gałęzi, %
PWP-RG	5	4 x 4 x 240	1660	1251,6	76,32
RG-R1	105	4 x 2 x 150	670	455,24	68,14
RG-R2	115	4 x 2 x 150	670	393,25	60,31
R2-R21	85	4 x 70	215	176,27	82,62
R2-R22	95	4 x 50	175	113,38	73,27
RG-R3	110	4 x 2 x 120	600	349,86	59,09
R3-R31	80	4 x 95	260	213,25	83,16
RG-R4	120	4 x 70	215	120,43	66,27

Proces doboru optymalnego rozwiązania w sieci jest ograniczony ze względu na ilość punktów pomiarowych, w których istnieje możliwość instalacji analizatorów jakości zasilania, oznaczonych na schemacie jednokreskowym jako PQM. Standardowe okresy zapisu danych w analizatorach jakości energii elektrycznej to 1 sekunda lub 10 sekund. Ze względu na konieczność przesyłania danych do jednego urządzenia nadrzędnego z kilku analizatorów jednocześnie w modelu zdefiniowano 10-cio sekundowy okres agregacji danych. W przypadku działania zakładu przemysłowego do celów symulacyjnych przyjęto pełne 24 godziny pracy zakładu, co przy kroku czasowym 10 sekund daje 8640 próbek danych poddanych analizie. Każdy kolejny krok czasowy traktowano jako niezależny stan quasi-stacjonarny, bazujący na obliczeniach wskazowych wielkości podstawowej harmonicznej napięcia i prądu oraz poszczególnych wyższych harmonicznych. Zastosowana metoda pozwoliła odwzorować dobowe zmiany obciążenia mocą czynną i bierną, asymetrię fazową w poszczególnych fazach oraz odkształcenia krzywej napięcia i prądu bez konieczności generowania chwilowych przebiegów. Za napięcie źródła w punkcie PWP przyjęto symetryczny układ trójfazowy o napięciu fazowym równym $U_n = 400$ V oraz częstotliwości $f = 50$ Hz. Zgodnie z Tabelą C, dla każdego odbiornika wpiętego w układ sieci wyznaczono chwilową moc czynną P , moc bierną podstawowej harmonicznej Q_I oraz współczynnik odkształcenia prądu.

Do wyznaczenia parametrów modelu wykorzystano metodę Forward/Backward Sweep (FBS) która znajduje zastosowanie w przypadku obliczania rozpliwów mocy w radialnych sieciach zasilających. Algorytm działania metody przedstawiono na Rys. 5.4. W pierwszej kolejności konieczne jest określenie struktury sieci, nazwanie poszczególnych odbiorników oraz określenie dokładnych miejsc rozdziału zasilania, celem wyznaczenia określenia prądów przepływających przez dany węzeł sieci.

W kolejnym kroku ustalane jest napięcie we wszystkich punktach rozdzielczych, standardowo przy pierwszym przejściu algorytmu zakłada się napięcie nominalne w każdym punkcie sieci dla harmonicznej podstawowej. W przypadku wyższych harmonicznych zakładano napięcie równe dopuszczalnym poziomom odkształcenia zawartym w Tabeli A. Dodatkowo w tym etapie algorytmu wyznaczana jest również impedancja połączeń pomiędzy węzłami sieci na podstawie danych wejściowych przedstawionych w Tabeli D oraz wzoru (2.33).

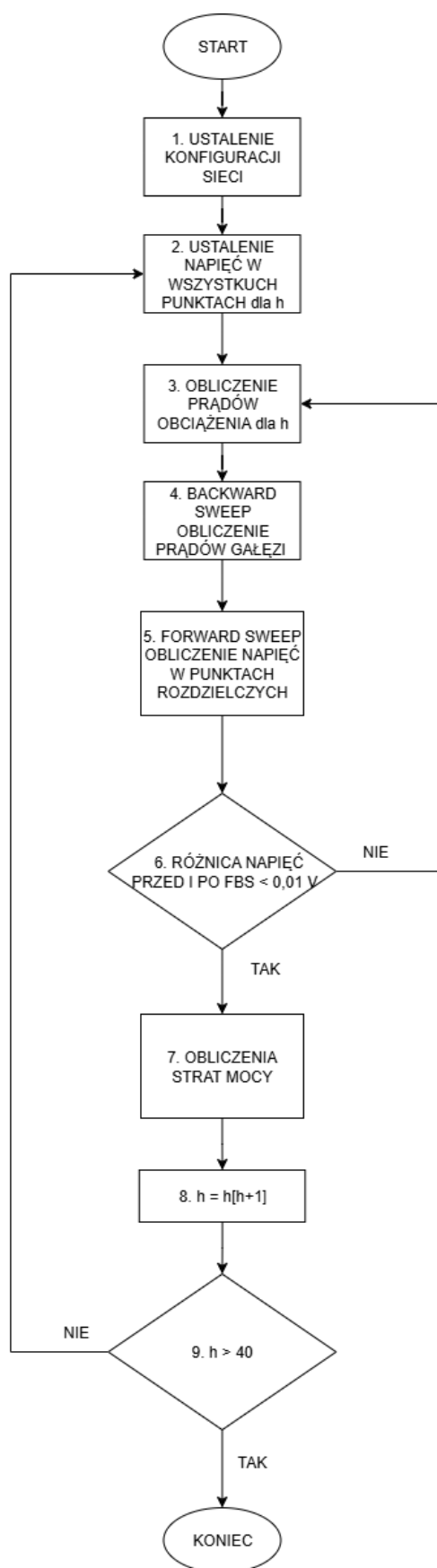
Następny etap algorytmu zakłada obliczenie prądów obciążenia dla wybranej harmonicznej, po czym wykonywana jest faza backward sweep, polega ona na obliczaniu prądów w gałęziach oraz węzłach, zaczynając od ostatniego węzła licząc od źródła zasilania. Dla każdego węzła wyliczany jest prąd jaki pobiera przy założonym napięciu zasilania. W kolejnym etapie dochodzi do sumowania prądów w kolejnych gałęziach sieci aż algorytm dotrze do źródła zasilania sieci.

Kolejnym krokiem jest faza forward sweep, podczas której algorytm zakłada wyznaczenie napięć w punktach węzłowych sieci dla wybranej harmonicznej. Jeśli różnice pomiędzy założonymi wartościami napięcia a aktualnymi są mniejsze od założonego progu 0,01 V, algorytm przechodzi do obliczenia strat mocy w układzie, następnie zmienia wybraną harmoniczną prądu i przechodzi na początek obliczeń. W przeciwnym przypadku dokonuje nowych przeliczeń prądów obciążenia dla napięć wyznaczonych w kolejnej iteracji algorytmu, aż do spełnienia warunku różnicy napięć.

W prezentowanym modelu obliczenia algorytmem przeprowadzono dla harmonicznych rzędu:

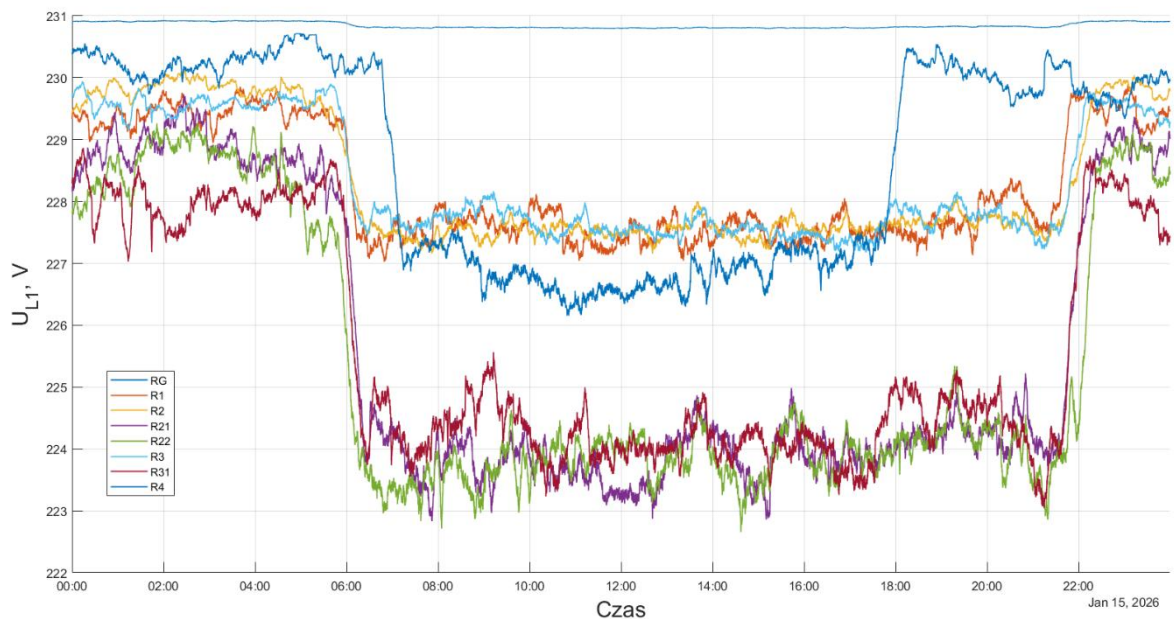
$$h \in \{2,3,5,7,9,11,13,15,17,19,23,25,31,35,37,40\}$$

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej



Rys. 5.4 Algorytm działania metody Forward/Backward Sweep (źródło: opracowanie własne autora)

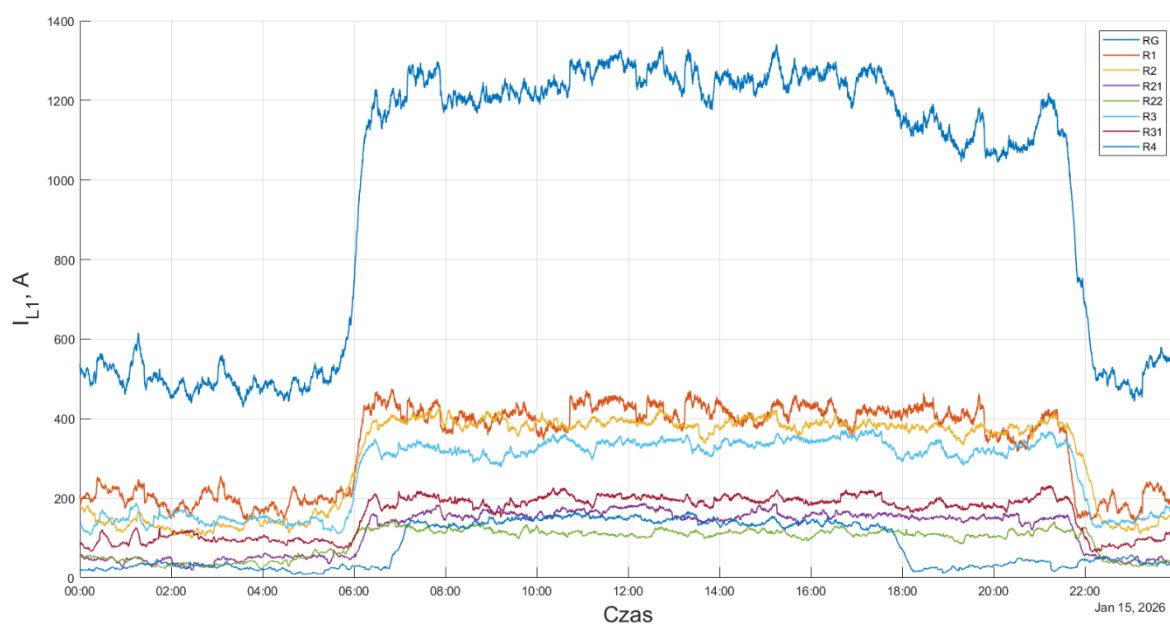
Przebiegi wartości skutecznej napięcia fazy L1 w każdej z rozdzielnic modelu zaprezentowano Rys. 5.5. Wartości w rozdzielnicy głównej RG zmieniają się w zakresie od $U_{LI} = 226,1$ V w przypadku pracy zakładu do $U_{LI} = 230,8$ V w przypadku obciążenia jałowego. Przebieg wartości zmian obciążenia jest charakterystyczny dla pracy dwuzmianowej, gdzie obciążenie robocze występuje w godzinach od 6:00 do 22:00. Najniższe wartości skuteczne napięcia występują w rozdzielnicach R21, R22 oraz R31 najbardziej oddalonych od rozdzielnicy głównej RG. W przypadku pracy zakładu spadają do poziomu 223 V.



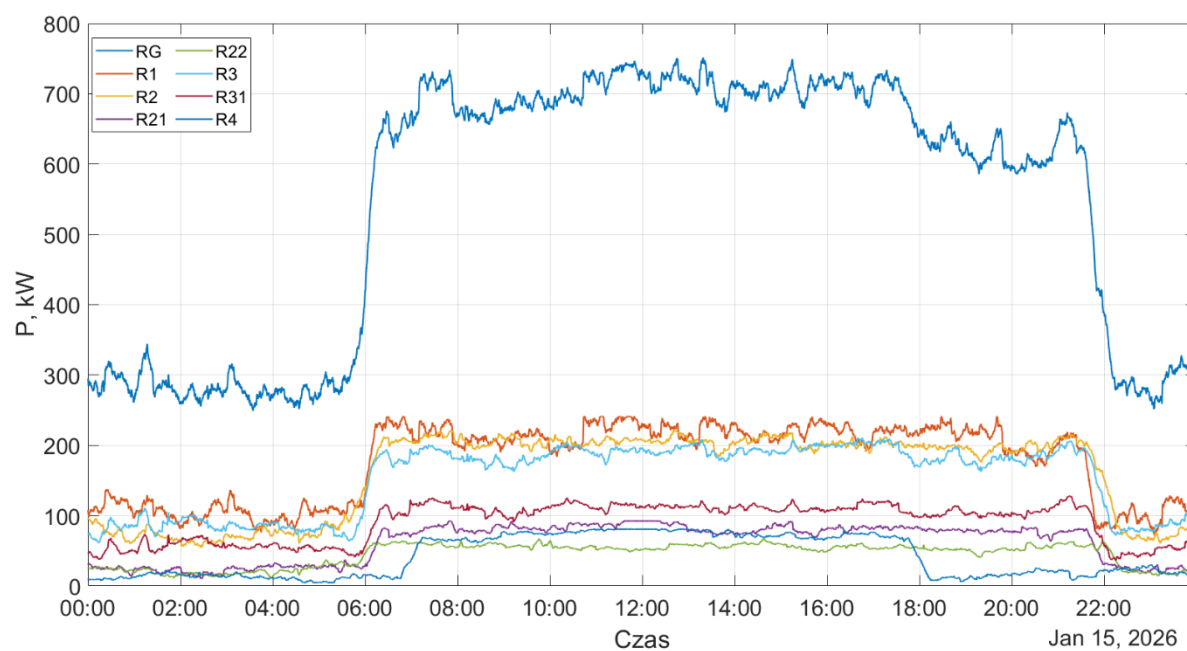
Rys. 5.5 Przebiegi wartości skutecznej napięcia fazy L1 w węzłach systemu zasilającego (źródło: opracowanie własne autora)

Wartości skuteczne natężenia prądu fazy L1 przedstawiono na Rys. 5.5. Natężenie prądu przepływającego przez rozdzielnicę główną RG w momencie pracy zakładu wynosi $I_{RG} = 1300$ A, natomiast w momencie pracy jałowej obiektu oscyluje w okolicach $I_{RG} = 500$ A. Najniższe wartości skuteczne prądów w analizowanym modelu sieci wpływają do rozdzielnicy R4, zasilającej obwody administracyjno-biurowe. W tym przypadku również można zauważyć zmianę obciążenia, wynikającą z pracy odbiorników biurowych w godzinach od 7:00 do 18:00. Warto również zauważyć, że zgodnie z danymi dotyczącymi obciążalności zastosowanych przewodów zasilających zawartych w Tabeli C, żadna z linii zasilania rozdzielnic nie została przeciążona prądowo. Przebiegi czasowe sumarycznej mocy czynnej i biernej w poszczególnych rozdzielnicach systemu zaprezentowano Rys. 5.7 i Rys. 5.8.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej



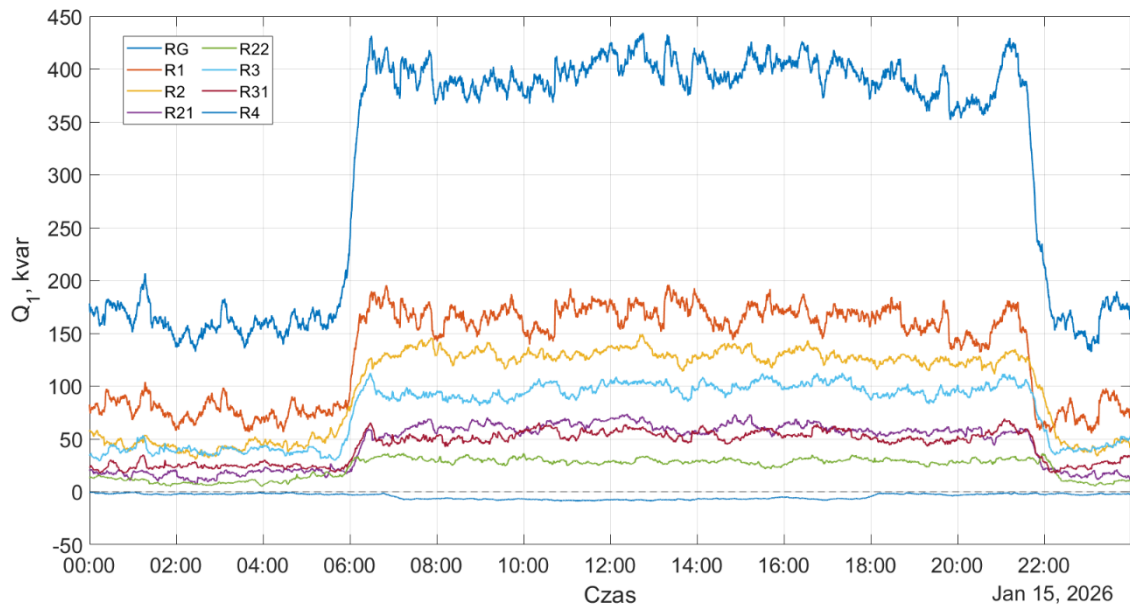
Rys. 5.6 Przebiegi wartości skutecznej prądu fazy L1 w węzłach systemu zasilającego (źródło: opracowanie własne autora)



Rys. 5.7 Przebiegi sumarycznej mocy czynnej w węzłach systemu zasilającego (źródło: opracowanie własne autora)

Wartości mocy czynnej pobieranej przez zakład w czasie jego pracy produkcyjnej osiągają wartości około $P = 700$ kW, natomiast w trakcie pracy jałowej $P = 300$ kW. Zakres zmienności mocy biernej w zmienia się od $Q = 400$ kvar w trakcie pracy obiektu do $Q = 150$ kvar

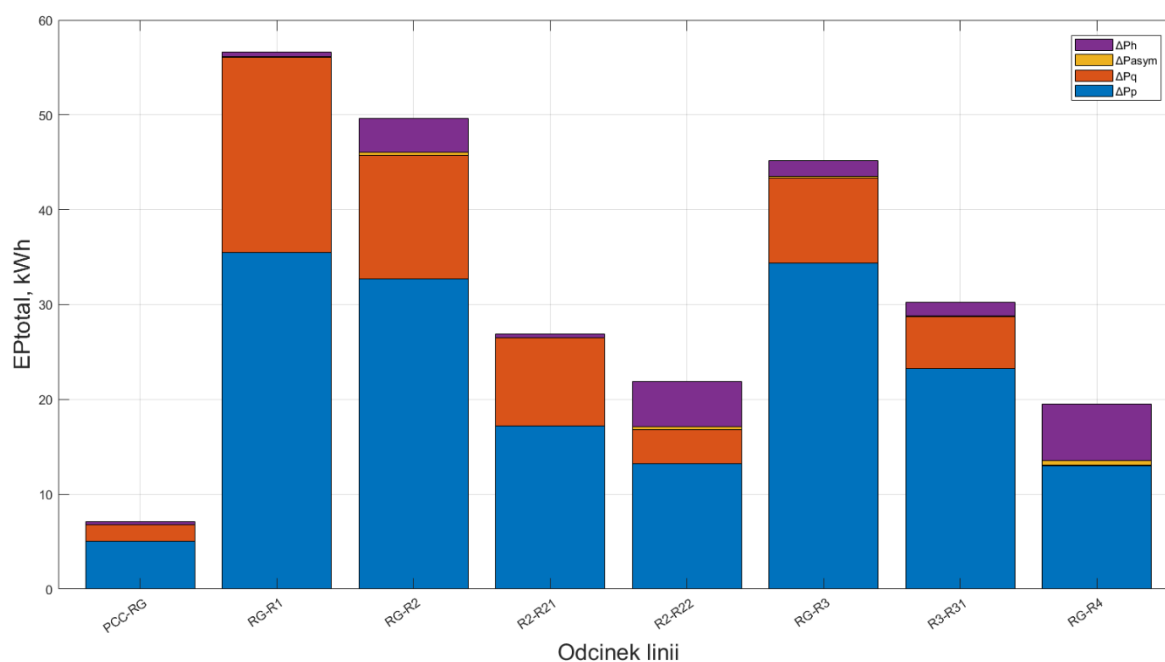
w momencie pracy jałowej. Obiekt ma charakter indukcyjny, a sumaryczny współczynnik mocy w badanym okresie wynosi $\text{tg}\varphi = 0,58$ i przekracza dopuszczalną wartość określoną na poziomie $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$, co wiąże się z naliczeniem opłat za ponadumowny pobór mocy biernej indukcyjnej. Warto zauważyć że w wszystkich rozdzielnicach, oprócz R4, moc bierna ma charakter indukcyjny. W rozdzielnicy R4 ze względu na obecność dużej ilości sprzętu, wykorzystującego zasilacze impulsowe ma ona charakter pojemnościowy.



Rys. 5.8 Przebiegi sumarycznej mocy biernej w węzłach systemu zasilającego (źródło: opracowanie własne autora)

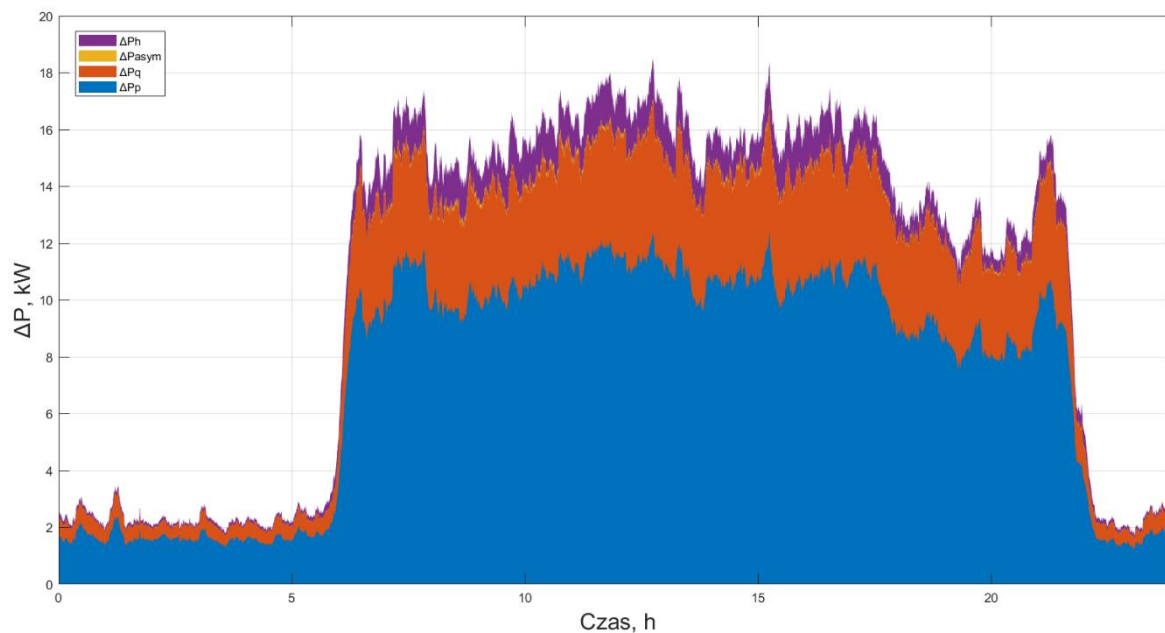
Na podstawie danych parametrów linii zasilających obiektu oraz profilu obciążenia, wyznaczono sumaryczne straty w przewodach zasilających związane z dystrybuowaniem energii elektrycznej do poszczególnych rozdzielnic zakładu i wynoszą one $\Delta EP = 257.05$ kWh. Sumaryczne straty w przewodach zasilających związanych z przesyłem mocy biernej, asymetrii obciążenia oraz wyższymi harmonicznymi prądu wynoszą $\Delta EP_{q,h,asym} = 82,712$ kWh. Szczegółowy dobowy podział strat energii czynnej w poszczególnych liniach w zależności od powodu ich występowania przedstawiono na Rys. 5.9.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej



Rys. 5.9 Dobowa suma strat w przewodach dla poszczególnych gałęzi systemu z podziałem na przyczynę występowania (źródło: opracowanie własne autora)

Przebieg sumarycznej zmienności strat w liniach zasilających analizowanego obiektu przedstawiono na Rys. 5.10.



Rys. 5.10 Przebieg sumarycznej zmienności strat w przewodach analizowanego systemu zasilającego (źródło: opracowanie własne autora)

5.3. Modele urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

W prezentowanym projekcie uwzględniono trzy typy urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej stosowane w środowisku przemysłowym. Stałe baterie kondensatorów, sterowane baterie kondensatorów oraz kompensatory dynamiczne z filtracją wyższych harmonicznych.

Model baterii kondensatorów

Baterie kondensatorów symulowano w dwóch wariantach. Pierwszy wariant zakłada stałe włączenie kondensatora do sieci bez układu regulacyjnego i oznaczono go jako FC. W drugim wariancie założono baterię kondensatorów z regulacją działania w zależności od wartości mierzonej mocy biernej, którą oznaczono jako MSC. Prąd kompensacyjny wyznaczano z zależności:

$$\underline{I}_{C,1} = j \frac{Q_C}{|\underline{U}_a|^2 + |\underline{U}_b|^2 + |\underline{U}_c|^2} \underline{U}_1, \quad (5.1)$$

gdzie: $\underline{I}_{C,1}$ – wektor prądu baterii, Q_C – wartość mocy biernej baterii, $\underline{U}_1$ – symetryczny wektor napięć fazowych.

Symetryczny wektor napięć fazowych wyznaczono z :

$$\underline{U}_1 = [\underline{U}_1 \quad a^2 \underline{U}_1 \quad a \underline{U}_c], \quad (5.2)$$

gdzie:

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}.$$

W przypadku baterii MSC prąd kompensacyjny jest generowany gdy moc bierna obiektu przekracza wartość mocy biernej baterii. Model zakłada dodatkową moc strat w urządzeniu [9], zgodnie z wzorem:

$$P_{FIXED/MSC,LOSS}(t) = P_{MSC,const} + Q_{FIXED/MSC}(t) \cdot 1 \text{ W/kvar}, \quad (5.3)$$

gdzie $P_{MSC,LOSS}(t)$ – chwilowe straty mocy czynnej kompensatora, $P_{MSC,const}$ – straty związane z czuwaniem sterownika, $Q_{MSC}(t)$ – chwilowa moc bierna baterii FC/MSC.

Model regulowanej baterii MSC zakłada sterowanie pełną mocą baterii w trybie załącz/wyłącz bez podziału na stopnie kompensacyjne. Dodatkowo nie uwzględniono czasu opóźnienia ponownego załączenia stopnia wynikającego z czasu rozładowania kondensatorów do bezpiecznego poziomu napięcia.

Model kompensatora ASVG

Układ kompensatora ASVG zdefiniowano jako źródło prądu kompensacyjnego dołączone równolegle w wybranym punkcie rozdzielczym modelu. Aktualne wartości prądów kompensacyjnych obliczono na podstawie rozkładu prądu mierzonego na składowe symetryczne: zgodną I_1 , przeciwną I_2 i zerową I_0 . Następnie na ich podstawie wyznaczono wektor składowej zgodnej w postaci:

$$\underline{I}_1 = [\underline{I}_1 \quad a^2 \underline{I}_1 \quad a \underline{I}_1], \quad (5.4)$$

gdzie:

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}.$$

Zespoloną moc składowej zgodnej wyznaczono na podstawie symetrycznego wektora napięć fazowych podstawowej harmonicznej (5.2), z wzoru:

$$\underline{S}_1 = \sum_{\varphi=a,b,c} \underline{U}_{\varphi} (\underline{I}_{\varphi 1})^* = P_1 + jQ_1, \quad (5.5)$$

gdzie: $\underline{S}_1$ – zespolona moc pozorna składowej podstawowej, P_1 – moc czynna składowej zgodnej, Q_1 – moc bierna składowej zgodnej.

Składową prądu obciążenia odpowiedzialną za przepływ mocy biernej wyznaczono z wzoru:

$$\underline{I}_q = -j \frac{Q_1}{|\underline{U}_a|^2 + |\underline{U}_b|^2 + |\underline{U}_c|^2} \underline{U}_1. \quad (5.6)$$

Kompensator aby skompensować daną składową prądu biernego musi wygenerować prąd:

$$\underline{I}_{ASVG} = j \frac{Q_1}{|\underline{U}_a|^2 + |\underline{U}_b|^2 + |\underline{U}_c|^2} \underline{U}_1. \quad (5.7)$$

Dla dodatniej wartości Q_1 , odpowiadającej obciążeniu indukcyjnemu kompensator generuje prąd wyprzedzający napięcie o 90° , wytwarzając moc bierną pojemnościową. W przypadku ujemnej wartości Q_1 , odpowiadającej obciążeniu pojemnościowemu dochodzi do generacji prądu opóźniającego za napięciem o 90° , wytwarzając moc bierną indukcyjną.

Wyznaczenie prądów kompensacyjnych w przypadku symetryzacji odbywa się analogicznie z wykorzystaniem wektorów prądów składowej przeciwnej $\underline{I}_2$ oraz zerowej $\underline{I}_0$ przy uwzględnieniu czteroprzewodowej wersji urządzeń ASVG. W przypadku filtracji wyższych harmonicznych prądu obiektu operacja polega na zadawaniu prądu przeciwnego do prądu danej

harmonicznej. W modelu zaimplementowano również ograniczenie prądowe, które po przekroczeniu prądu znamionowego zależnego od mocy danej jednostki ASVG powoduje równomierny rozkład prądów w zależności od wybranej aktualnie konfiguracji. Model dopuszcza niezależne oraz dowolne konfigurowalne tryby pracy: kompensacji mocy biernej, filtracji wyższych harmonicznych i symetryzacji obciążenia.

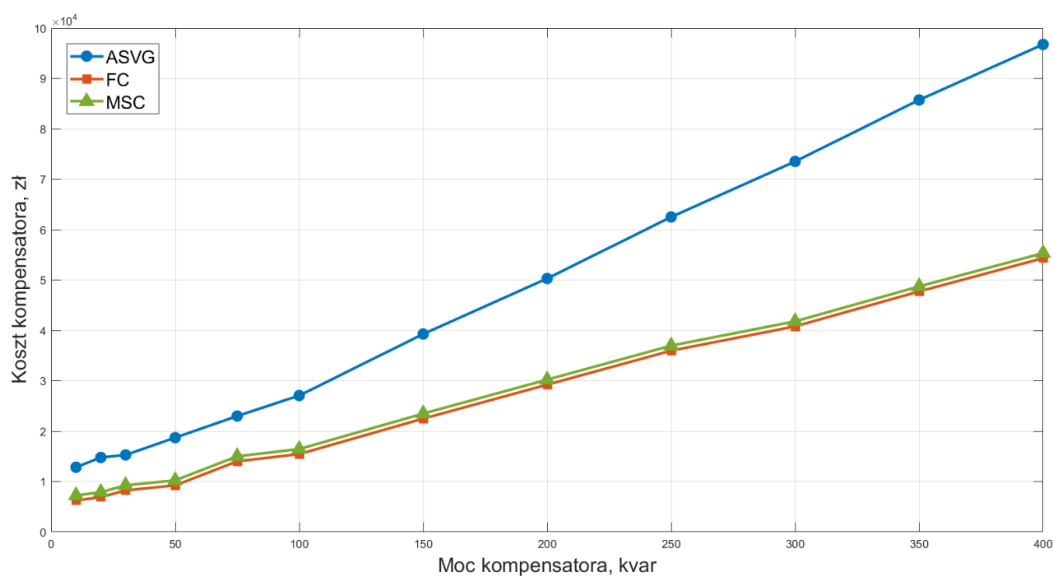
Dodatkowa moc strat w urządzeniu została zamodelowana zgodnie z dokumentacjami producentów, dla wykonania z tranzystorami IGBT przyjmuje się [56]:

$$P_{ASVG,LOSS}(t) = Q_{ASVG,MAX} \cdot 0,5 \% + Q_{ASVG}(t) \cdot 2,5 \%, \quad (5.8)$$

gdzie: $P_{ASVG,LOSS}(t)$ – chwilowe straty własne kompensatora ASVG w W, $Q_{SVG,MAX}$ – maksymalna moc kompensatora ASVG w kvar, $Q_{SVG}(t)$ – chwilowa wartość generowanej mocy biernej w kvar.

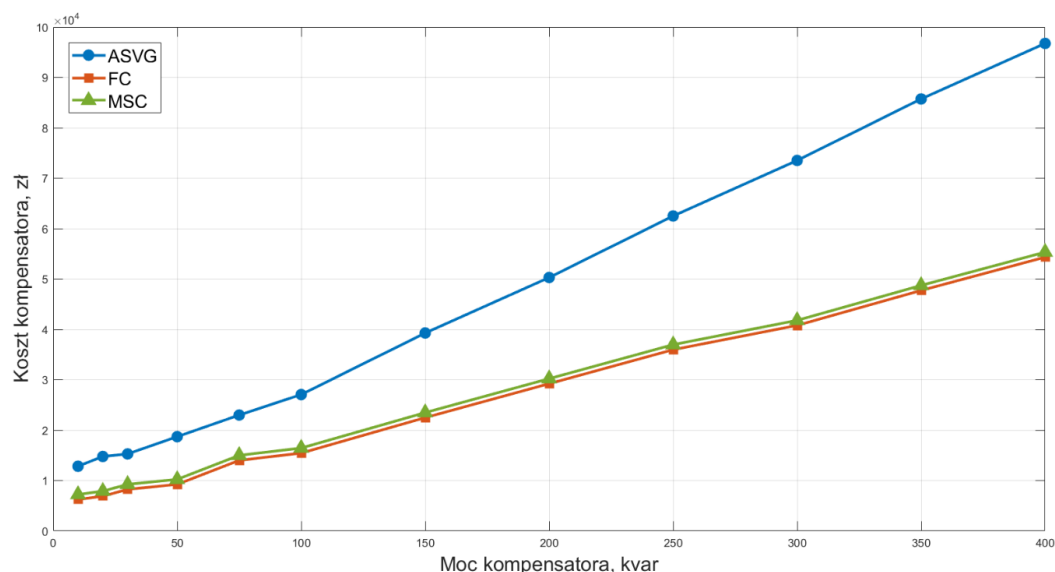
Ceny rynkowe kompensatorów

W przeprowadzonej analizie, ceny układów do poprawy jakości energii elektrycznej JEE oparto na cenach rynkowych oraz doświadczeniu autora w realizacji projektów kompensacji mocy biernej. Cena zawiera koszt urządzenia, potrzebnego osprzętu instalacyjnego oraz koszty związane z wynagrodzeniem instalatora. Ceny poszczególnych mocy kompensatorów zestawiono w Tabeli A 2 oraz zaprezentowano graficznie na



Rys. 5.11

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej



Rys. 5.11 Wykres cen kompensatorów kondensatorowych FC i MSC oraz kompensatorów dynamicznych ASVG w zależności od mocy układu (źródło: opracowanie własne autora)

5.4. Badania optymalizujące rozmieszczenie urządzeń

W celu realizacji tezy pracy zdefiniowano dwie funkcje celu optymalizujące rozmieszczenie urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej w sieci zakładu przemysłowego. Dla każdej z funkcji przyjęto dwie metody optymalizujące rozmieszczenie urządzeń do poprawy JEE, jedną opartą na optymalizacji kombinatorycznej oraz drugą wykorzystującą algorytmy genetyczne.

Optymalizacja kombinatoryczna

Ilość permutacji rozwiązań rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej w wybranych rozdzielnicach sprowadza się do rozwiązania równania:

$$C(n, m, k) = \binom{n}{k} \cdot m^k = \frac{n!}{k!(n-k)!} \cdot m^k, \quad (5.9)$$

gdzie: n – liczba wszystkich rozdzielnic w których można zainstalować kompensator, m – ilość dostępnych mocy kompensatorów, k – ilość wybranych rozdzielnic w których można zainstalować kompensator.

Do obliczenia ilości dostępnych rozwiązań przyjęto od $n = 1$ do 8 możliwych rozdzielnic montażu kompensatorów w lokalizacjach:

$$n \in \{RG, R1, R2, R21, R22, R3, R31, R4\}. \quad (5.10)$$

W związku z maksymalną mocą bierną pobieraną z sieci na poziomie $Q_L = 400$ kvar, przyjęto $k = 12$ mocy kompensatorów o mocach:

$$k \in \{10, 20, 35, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400\}. \quad (5.11)$$

Dla zwiększonej ilości kompensatorów w systemie $n > 3$ do symulacji przyjęto $k = 7$ mocy eliminując największe moce z zbioru k .

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

Ilość możliwych kombinacji rozwiązań dla $k = 12$ oraz $k = 7$ przedstawiono w Tabeli E.

Tabela E Prezentacja ilości możliwości rozmieszczenia układów kompensacyjnych w zależności od ilości węzłów w sieci oraz dostępnych mocy kompensatorów (źródło: opracowanie własne autora)

Ilość kompensatorów w systemie n	Liczba możliwych kombinacji przy $k = 12$ mocach kompensatorów	Liczba możliwych kombinacji przy $k = 7$ mocach kompensatorów
1	96	56
2	4032	1372
3	96 768	19 208
4	1 451 520	168 070
5	13 934 592	941 192
6	83 607 552	3 294 172
7	286 654 464	6 588 344
8	429 981 696	5 764 801

Optymalizacja z wykorzystaniem algorytmu genetycznego

Algorytmy genetyczne (AG) powstały w skutek obserwacji środowiska naturalnego oraz jego możliwości adaptacji do zmieniających się warunków otoczenia. Skalowalność oraz możliwość rozwiązywania zagadnień technicznych przy pomocy AG coraz częściej znajdują zastosowanie w nauce oraz przemyśle [57], [58]. Organizmy żywe składają się z chromosomów, które kodują poszczególne cechy, opisujące dany organizm. Podobnie w przypadku AG podstawową jednostką są chromosomy które zawierają zakodowane cechy poszczególnych rozwiązań. Działanie algorytmu opiera się na wyborze początkowej bazy osobników, które następnie podlegają ocenie w analizowanym środowisku którym jest wybrana funkcja celu. Na podstawie oceny wybranych osobników dochodzi do wyselekcjonowania najlepszych osobników, podlegających operacji krzyżowania oraz mutacji losowo wybranych genów. Otrzymane w ten sposób nowe pokolenie poddawane jest ponownie funkcji oceny, a cały proces powtarzany jest do osiągnięcia ustalonej liczby pokoleń lub braku poprawy wyniku najlepszego osobnika w określonej liczbie kolejnych generacji.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

W analizie problemu strukturę osobnika opisuje jeden chromosom, w którym ilość genów zależna jest od ilości kompensatorów w systemie.

$$x = [N_1, \dots, N_n, K_1, \dots, K_n], \quad (5.12)$$

gdzie: N – indeks rozdzielnic, K – indeks mocy kompensatora, n – ilość rozdzielnic i kompensatorów w systemie.

Chromosom nie zawiera bezpośredniej wartości mocy biernej kompensatora w danym punkcie, zawiera jedynie indeks pozycji w zbiorze dostępnych rozdzielnic (5.10) oraz mocy urządzenia (5.11). W Tabeli F oraz Tabeli G przedstawiono wartości genów w odniesieniu do lokalizacji oraz mocy urządzeń. Poszczególne urządzenia opisane są za pomocą par genów i i K , a rozmiar chromosomu zależy bezpośrednio od ilości zastosowanych kompensatorów.

Tabela F Znaczenie wartości genu K określające moc kompensatora (źródło: opracowanie własne autora)

Wartość genu K	Moc urządzenia kompensacyjnego, kvar
1	10
2	20
3	35
4	50
5	75
6	100
7	150
8	200
9	250
10	300
11	350
12	400

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

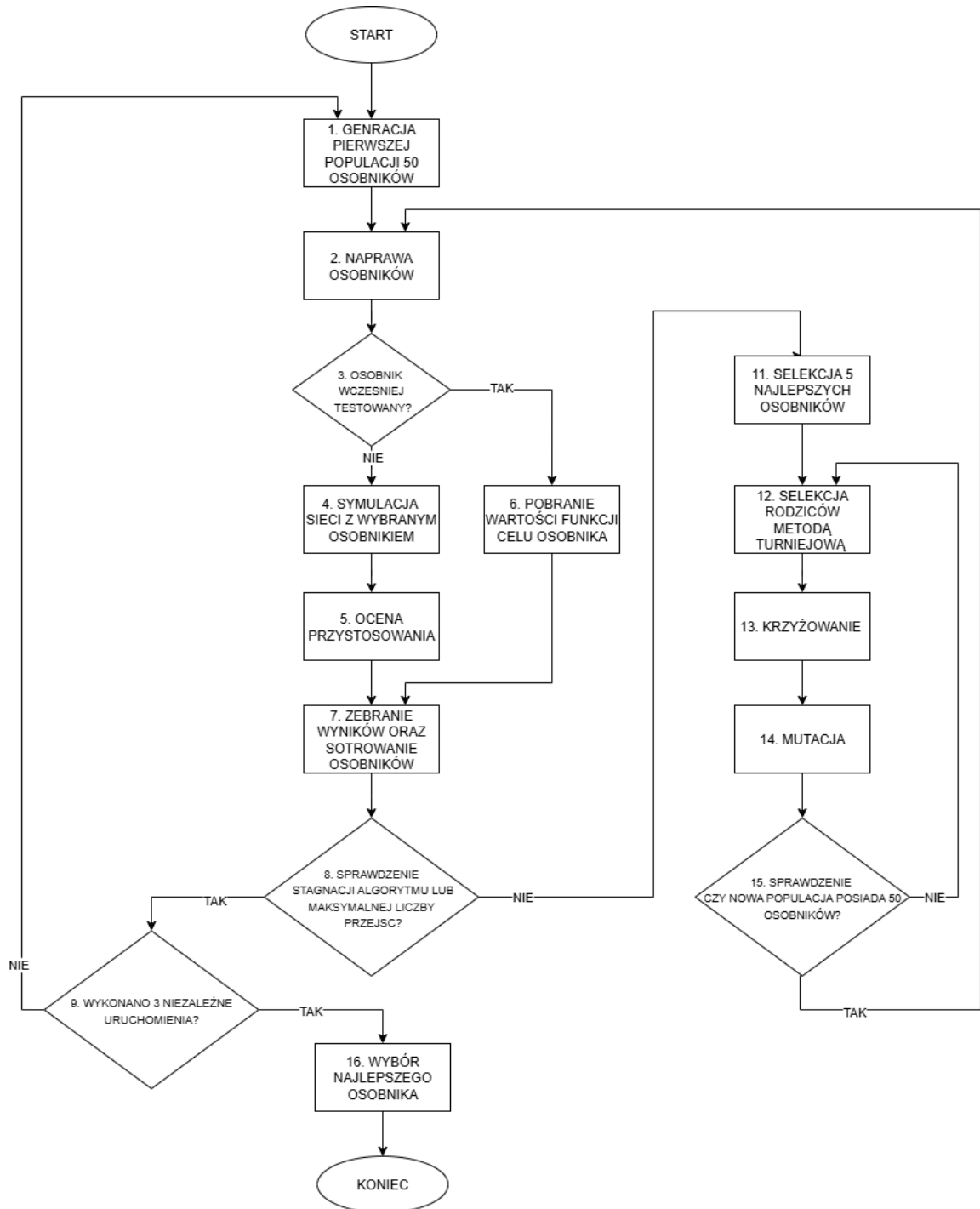
Tabela G Znaczenie wartości genu N co do lokalizacji kompensatora (źródło: opracowanie własne autora)

Wartość genu N	Nazwa rozdzielnic
1	RG
2	R1
3	R2
4	R21
5	R22
6	R3
7	R31
8	R4

Schemat zastosowanego algorytmu genetycznego przedstawiono na Rys. 5.12. W pierwszym kroku algorytmu utworzono populację początkową liczącą 50 osobników, których geny lokalizacji oraz mocy układów kompensacyjnych wybierano losowo bez powtórzeń. Warto zauważyć że algorytm działa dla ustalonej początkowo liczby miejsc montażowych przy założeniu jednego kompensatora w danym miejscu. Po utworzeniu pojedynczego osobnika wykonywano operację naprawy chromosomu, polegającą na sprawdzeniu powtarzających się lokalizacji. Jeżeli doszło do takiego zdarzenia jedną z lokalizacji zastępowano losowo wybraną spośród jeszcze nie zajętych punktów sieci. W kolejnym etapie sprawdzano czy osobnik o danym chromosomie był już wcześniej poddawany ocenie, jeśli tak jego wynik funkcji przystosowania przepisywano do wyników danej generacji. W przeciwnym przypadku wykonywano symulację modelu sieci zasilającej z urządzeniami kompensacyjnymi dla każdego z 50 osobników wraz z oceną przystosowania dla zakładanej funkcji celu. W kolejnym kroku wykonywano sprawdzenie czy pomiędzy kolejnymi generacjami występuje poprawa założonej funkcji celu. Jeśli w kolejnych 15 pokoleniach nie dochodzi do wyznaczenia lepszego wyniku lub osiągnięto liczbę 50 pokoleń, algorytm przechodzi do sprawdzenia kolejnego warunku sprawdzającego ilość niezależnych przejść algorytmu. Ze względu na eliminację zbieżności uzyskanych wyników, optymalizację postanowiono zrealizować poprzez 3-krotne uruchomienie algorytmu, dzięki czemu za każdym razem algorytm rozpoczyna działanie z innym zestawem osobników. Jeżeli natomiast nie zostanie spełniony warunek stagnacji oraz maksymalnej liczby przejść dochodzi do generacji nowego pokolenia. Pięć najlepszych osobników danego pokolenia przenoszono

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

bez zmian do kolejnego pokolenia. Zastosowanie tego typu elitaryzmu gwarantowało, że najlepsze znalezione rozwiązania nie zostaną utracone wskutek krzyżowania lub mutacji. Pozostałych rodziców wybierano za pomocą metody turniejowej. W każdym z turniejów losowano 3 osobników, a rodzicem zostawał osobnik o najlepszej wartości funkcji przystosowania.



Rys. 5.12 Schemat działania algorytmu genetycznego do wyznaczenia optymalnego rozmieszczenia urządzeń kompensacyjnych (źródło: opracowanie własne autora)

W kolejnym kroku na bazie 45 wybranych rodziców dokonywano operacji krzyżowania. Wybranych dwóch rodziców poddawano zmodyfikowanej operacji krzyżowania równomiernego każdego z genów z prawdopodobieństwem $p_c = 0,85$. W następnej kolejności wykonywano mutację genów z prawdopodobieństwem $p_m = 0,15$. Każdy z genów mutował niezależnie. Zmiany w przypadku genów lokalizacji dotyczyły losowania nowych indeksów rozdzielnic, a w przypadku mocy nowej wartości mocy maksymalnej kompensatora.

5.4.1. Funkcja celu 1

Pierwsza z zdefiniowanych funkcji celu zakłada minimalizację opłat za rozliczenie ponadumownego poboru mocy biernej indukcyjnej oraz poboru mocy biernej pojemnościowej, przy minimalnym nakładzie inwestycyjnym. Koszty inwestycyjne obliczono jako dzienną amortyzację na przestrzeni 5 lat.

Maksymalizacja oszczędności na opłatach za rozliczenie ponad umownego poboru mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej wraz z uwzględnieniem strat mocy czynnej w wewnętrznej sieci elektroenergetycznej spowodowanej przepływem mocy biernej.

Analizowaną funkcję można zapisać jako:

$$f_1 = \max \left(K_{\text{bazowy}} - (K_{\text{po kompensacji}} + K_A) \right), \quad (5.13)$$

gdzie: K_{bazowy} – dzienny koszt energii elektrycznej, opłat dystrybucyjnych zmiennych oraz opłat za pobór mocy biernej, $K_{\text{po kompensacji}}$ – dzienny koszt energii elektrycznej, opłat dystrybucyjnych zmiennych oraz opłat za pobór mocy biernej, K_A – dzienny koszt amortyzacji urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej z uwzględnieniem 5 letniej stopy zwrotu inwestycji.

Dzienny koszt zasilania w energię elektryczną obiektu obliczono z zależności.

$$K_{\text{po kompensacji}} = (c_E + c_J + c_{SZ} + c_{OZE} + c_K + c_M) \cdot EP + O_{QL} + O_{QC}, \quad (5.14)$$

gdzie: c_E – jednostkowa cena energii elektrycznej w zł/kWh, c_J – jednostkowa cena stawki jakościowej w zł/kWh, c_{SZ} – jednostkowa cena stawki sieciowej zmiennej w zł/kWh, c_{OZE} – jednostkowa cena stawki OZE w zł/kWh, c_K – jednostkowa cena stawki opłaty kogeneracyjnej w zł/kWh, c_M – współczynnik opłaty mocowej zł/kWh, EP – ilość pobranej energii czynnej w kWh, O_{QL} – opłata za ponad umowny pobór mocy biernej indukcyjnej po kompensacji w zł, O_{QC} – opłata za pobór mocy biernej pojemnościowej po kompensacji w zł.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

Wartości przyjętych stawek poszczególnych opłat przedstawiono w Tabeli A 1.

Wartość dziennego kosztu amortyzacji urządzenia wyznaczono ze wzoru:

$$K_A = \frac{C_{KOMP}}{5 \cdot 365}, \quad (5.15)$$

gdzie: C_{KOMP} – sumaryczna cena układu kompensacji na podstawie Tabeli A 2.

Wyniki optymalizacji kombinatorycznej optymalizacji funkcji f_1 dla jednego urządzenia

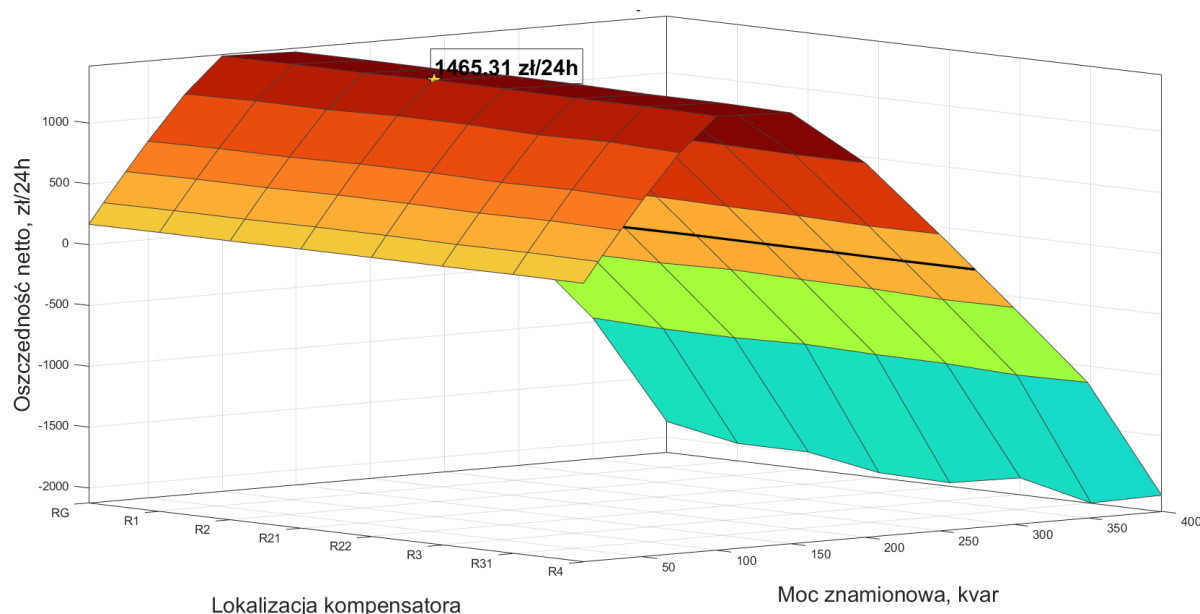
Symulację kombinatoryczną dla jednego urządzenia przeprowadzono dla wszystkich z 96 możliwych kombinacji. Wyniki symulacji kombinatorycznej dla jednego oraz dwóch urządzeń kompensacyjnych zaprezentowano w Tabeli H.

Tabela H Wyniki symulacji kombinatorycznej funkcji celu f_1 (źródło: opracowanie własne autora)

k	FC			MSC			ASVG		
	Lokalizacja	Moc, kvar	f_1 , zł	Lokalizacja	Moc, kvar	f_1 , zł	Lokalizacja	Moc, kvar	f_1 , zł
1	R21	100	1465,31	RG	100	1454,00	RG	100	1391,00
2	R21	50	1461,90	R1	100	1455,80	R2	75	1388,60
	R22	50		R21	50		R31	35	

Najlepszy wynik dla jednego urządzenia uzyskano dla stałej baterii kondensatorów zlokalizowanej w rozdzielnicy R21 o mocy 100 kvar. Oszczędności, wynikające z tego rozwiązania, stanowią wartość 1465,31 zł dziennie. Na Rys. 5.13 przedstawiono wyniki optymalizacji kombinatorycznej dla jednej stałej baterii kondensatorowej.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

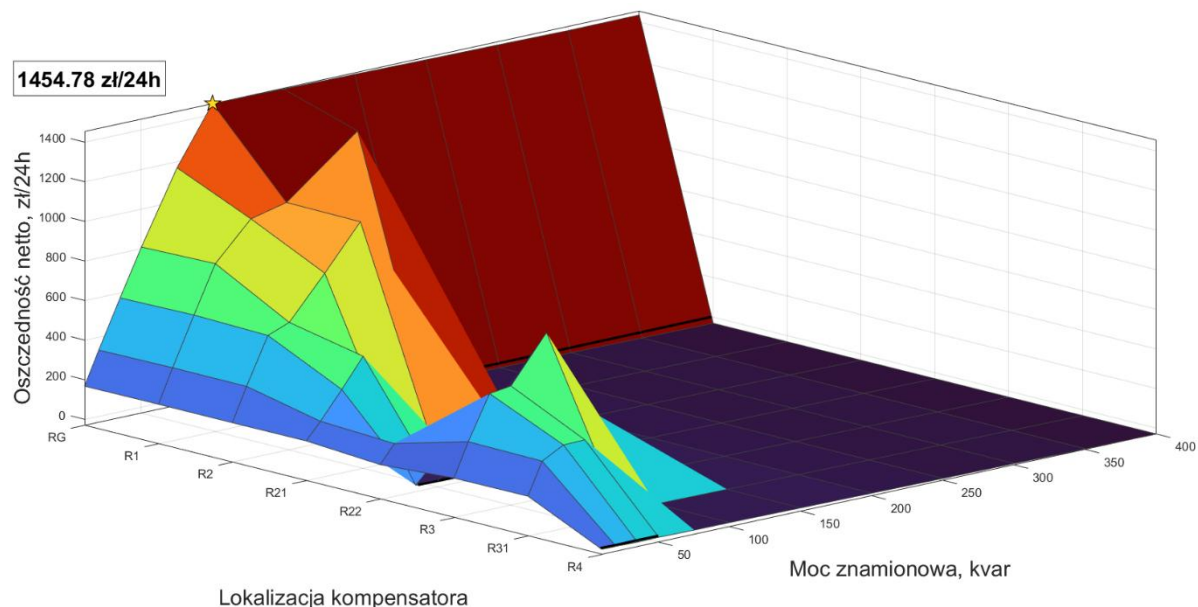


Rys. 5.13 Wyniki optymalizacji kombinatorycznej funkcji celu f_1 dla jednej stałej baterii kondensatorowej w wybranej rozdzielnicy (źródło: opracowanie własne autora)

Warto zauważyć, że w przypadku stałej baterii jej lokalizacja w sieci rozdzielczej nie wnosi znaczących zmian do finalnych oszczędności, oznacza to że straty mocy czynnej wynikające z przepływu mocy biernej są ograniczone nieznacznie albo wzrastają. Spowodowane jest to możliwością przekompensowania mocy biernej indukcyjnej w danej rozdzielnicy co finalnie powoduje przepływ mocy biernej pojemnościowej w gałęzi zasilającej daną rozdzielnicę. Zwiększenie mocy układu kompensacyjnego prowadzi do nagłego spadku oszczędności oraz naliczeniu opłat dodatkowych, wynika to z faktu naliczenia dodatkowych opłat za pobór mocy biernej pojemnościowej.

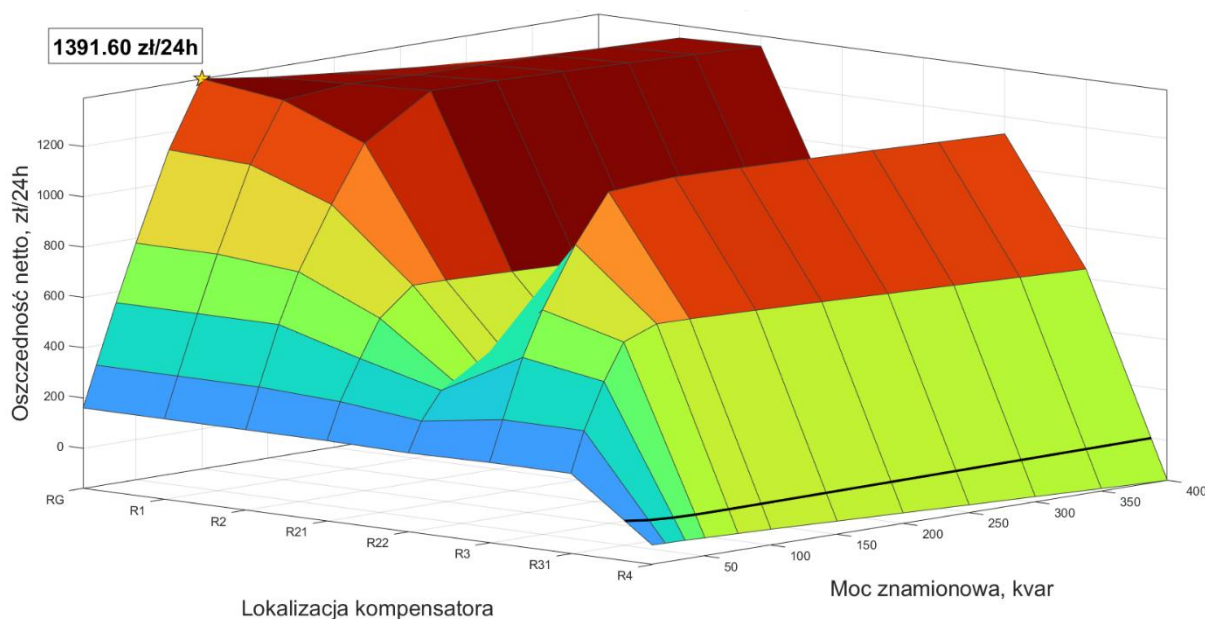
Wyniki symulacji kombinatorycznej dla jednej sterowanej baterii kondensatorów przedstawiono na Rys. 5.14. W przypadku kompensatora sterowanego MSC realizacja w rozdzielnicy R21 urządzenia o mocy 100 kvar nie przynosi żadnych oszczędności, a jedynie koszty związane z amortyzacją urządzenia. Wynika to z funkcji sterowania, która uruchamia kompensator, gdy zmierzona moc bierna przekroczy wartość jego mocy, chroniąc układ przed przekompensowaniem. Najlepszy wynik 1454,78 zł otrzymano przez realizację baterii w rozdzielnicy głównej RG o mocy 100 kvar.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej



Rys. 5.14 Wyniki optymalizacji kombinatorycznej funkcji celu f_1 dla jednej sterowanej baterii kondensatorowej w wybranej rozdzielni (źródło: opracowanie własne autora)

Wyniki optymalizacji kombinatorycznej dla jednego kompensatora ASVG, pracującego w trybie kompensacji mocy biernej przedstawiono na Rys. 5.15.



Rys. 5.15 Wyniki optymalizacji kombinatorycznej funkcji celu f_1 dla jednego kompensatora ASVG z włączoną funkcją kompensacji mocy biernej w wybranej rozdzielni (źródło: opracowanie własne autora)

Najlepszy wynik wynoszący 1391,60 zł otrzymano dla kompensatora o mocy 100 kvar, umieszczonego w rozdzielni głównej RG. Energia czynna rozproszona w urządzeniu wynosi

18,33 kWh. Można zauważyć, że dla mniejszych mocy kompensatorów oszczędności w każdej lokalizacji rosną aż do osiągnięcia punktu maksymalnego, co związane jest z ograniczeniem mocy biernej oraz spadkiem opłat z nią związanych. W momencie, gdy kompensator danej mocy zagwarantuje poziom współczynnika $\text{tg}\varphi < 0,4$ dochodzi do stabilizacji wartości funkcji celu oraz spadku oszczędności. Wynika to z faktu nadmiarowego doboru mocy urządzenia, straty mocy czynnej spowodowane pracą już nie rosną, a spadek wartości oszczędności wynika z zwiększonej kwoty dziennej amortyzacji urządzenia. Warto zauważyć, że zastosowanie kompensatora w rozdzielnicy R4 prowadzi do zmniejszenia oszczędności z powodu kompensacji mocy biernej pojemnościowej, która w sposób naturalny kompensowała moc bierną indukcyjną pozostałych odbiorników.

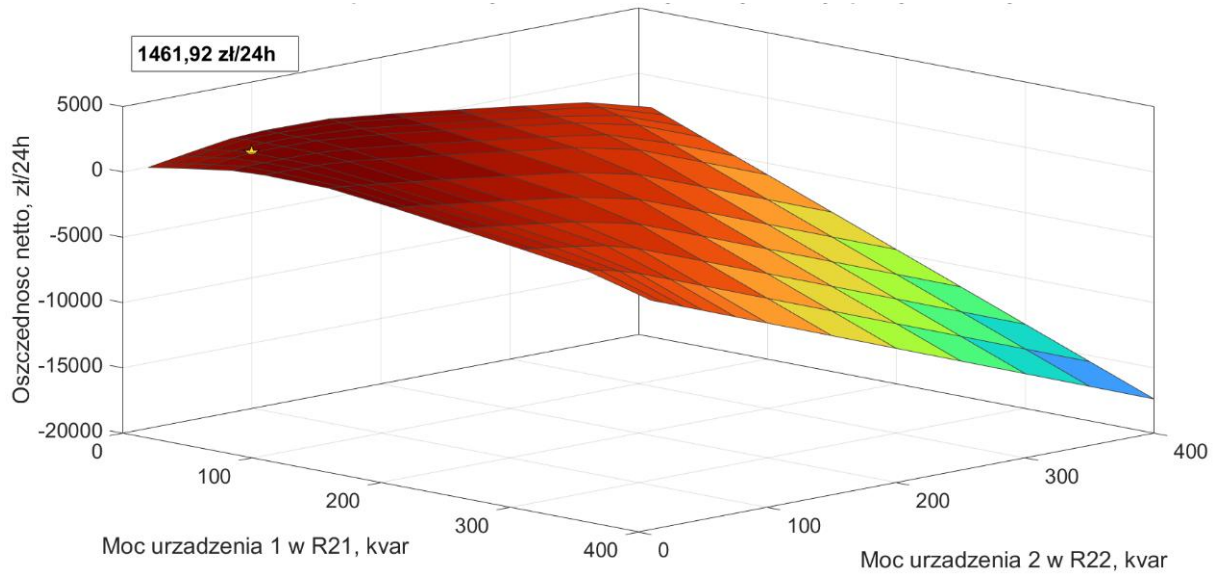
Najlepszy wynik dla pojedynczego urządzenia kompensacyjnego osiągnięto dla stałej baterii kondensatorów o mocy 100 kvar w rozdzielnicy R21. Wysoka wartość funkcji oszczędności dziennych wynika z niższej mocy czynnej strat w urządzeniu, w porównaniu z urządzeniami ASVG oraz niższym kosztem amortyzacji urządzenia wynikającym z jego ceny. Niższe dobowe oszczędności o 11,31 zł osiągnięto dla baterii kondensatorów MSC o równoważnej mocy 100 kvar w rozdzielnicy głównej RG. Najmniejsze oszczędności osiągnięto dla kompensatora ASVG. Warto jednak zwrócić uwagę na możliwości sterowania bateriami oraz dopasowaniem układu dla danego jednodniowego profilu obciążenia zakładu, które na przestrzeni kolejnych dni i lat mogą ulec znacznej zmianie, co może doprowadzić do znacznych różnic w wynikach oszczędności.

Wyniki optymalizacji kombinatorycznej optymalizacji funkcji f_1 dla dwóch urządzeń

Symulację kombinatoryczną dla dwóch urządzeń przeprowadzono dla wszystkich z 4032 możliwych kombinacji. Wyniki symulacji kombinatorycznej dla jednego oraz dwóch urządzeń kompensacyjnych zaprezentowano w Tabeli H.

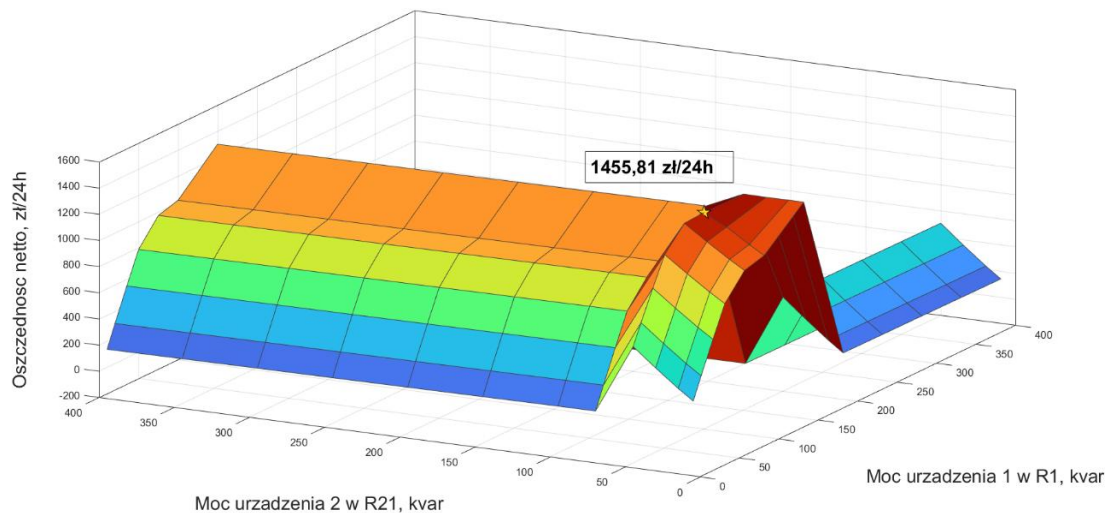
Z przeprowadzonych badań wynika, że w przypadku stałej baterii kondensatorów najlepszy wynik optymalizacji funkcji celu o wartości 1461,92 zł uzyskano dla lokalizacji R21 oraz R22 o równych mocach 50 kvar. Wartości dziennych oszczędności w zależności od mocy kompensatora w parze rozdzielnic R21 i R22 przedstawiono na Rys. 5.16.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej



Rys. 5.16 Wyniki symulacji kombinatorycznej funkcji celu f_1 dla dwóch stałych baterii kondensatorowych dla najlepszej lokalizacji rozdzielnic (źródło: opracowanie własne autora)

Wyniki symulacji rozmieszczenia dwóch kompensatorów MSC w najlepszym wariancie rozdzielnic zaprezentowano graficznie na Rys. 5.17.



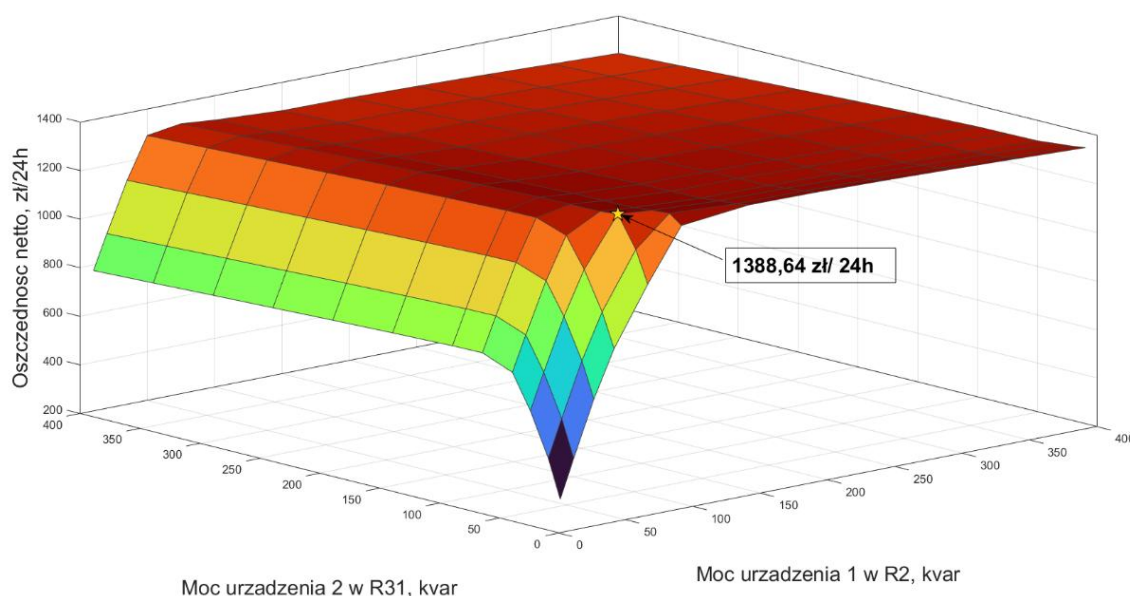
Rys. 5.17 Wyniki symulacji kombinatorycznej funkcji celu f_1 dla dwóch sterowanych baterii kondensatorowych dla najlepszej lokalizacji rozdzielnic (źródło: opracowanie własne autora)

Najlepszy wynik równy 1455,81 zł otrzymano dla konfiguracji kompensatora o mocy 50 kvar w rozdzielnicy R21 oraz kompensatora o mocy 50 kvar w rozdzielnicy R1. Na przedstawionej charakterystyce można zauważyć cztery obszary. Pierwszy w zakresie mocy urządzenia od 10 do 75 w przypadku rozdzielnicy R21 oraz od 10 do 100 kvar w przypadku rozdzielnicy R1. W tym obszarze bateria pracuje praktycznie ze swoją maksymalną mocą,

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

a funkcja celu rośnie aż do osiągnięcia wartości maksymalnej. Dwa kolejne obszary związane są ze zwiększoną mocą urządzenia w jednej rozdzielnicy oraz niższą w drugiej. Zarówno po jednej, jak i drugiej stronie obserwujemy wtedy praktycznie stałą wartość funkcji celu, co oznacza że stopnie nie zostają wykorzystane ze względu na ograniczenie przekompensowania. Ostatni obszar dotyczy wartości kompensatorów powyżej 150 kvar w każdej z rozdzielnic, gdzie nie dochodzi do załączenia kompensatorów ze względu na zbyt dużą moc kompensacji.

Wyniki dla symulacji rozmieszczenia dwóch kompensatorów ASVG dla najlepszego zestawu rozdzielnic przedstawiono na Rys. 5.18. Najlepszy wynik równy 1388,60 zł otrzymano dla kompensatorów o mocy 75 kvar w rozdzielnicy R2 oraz 35 kvar w rozdzielnicy R31. Podobnie jak w przypadku kompensatorów MSC zakres dużej zmienności funkcji obserwowany jest od wartości 10 kvar do 75 kvar w rozdzielnicy R2 oraz od 10 kvar do 35 kvar w rozdzielnicy R31, później następuje stabilizacja wartości oraz spadek oszczędności wynikający z kosztów amortyzacji urządzeń, bez dodatkowych efektów oszczędności finansowej.

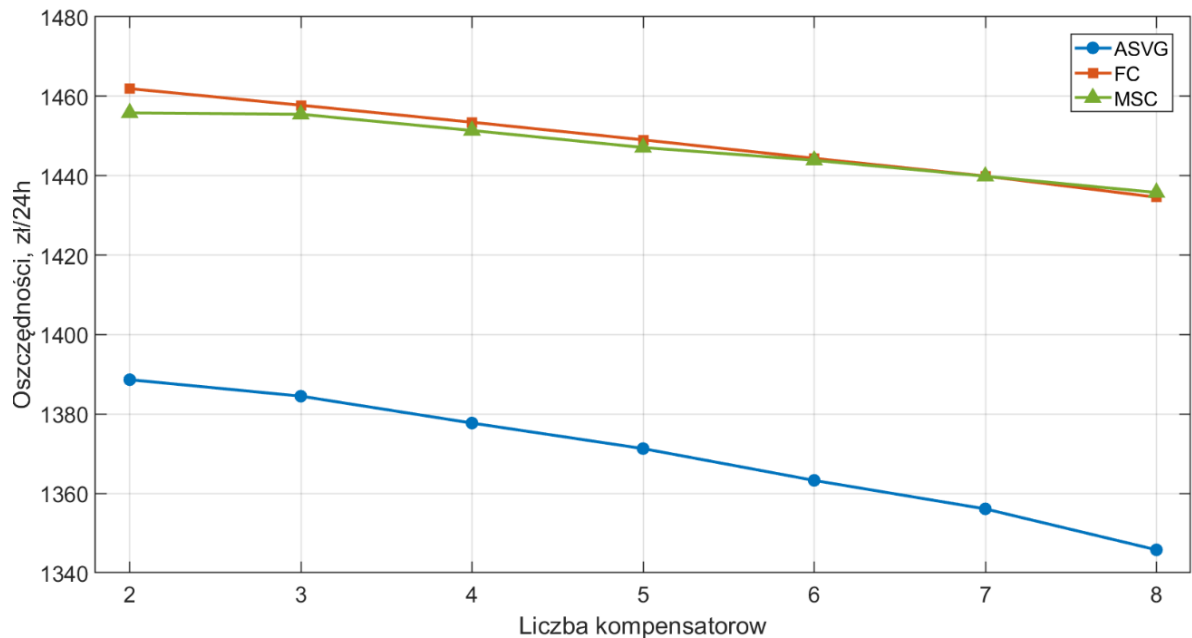


Rys. 5.18 Wyniki symulacji kombinatorycznej funkcji celu f_1 dla dwóch kompensatorów ASVG z włączoną funkcją kompensacji mocy biernej dla najlepszej lokalizacji rozdzielnic (źródło: opracowanie własne autora)

Wyniki optymalizacji funkcji f_1 z wykorzystaniem algorytmu genetycznego

Wyniki optymalizacji rozmieszczenia urządzeń do poprawy JEE dla analizowanej sieci przemysłowej przedstawiono w Tabeli I, Tabeli J oraz Tabeli K. Z uwagi na założoną minimalną ilość osobników każdej populacji pominięto symulację dla jednego kompensatora.

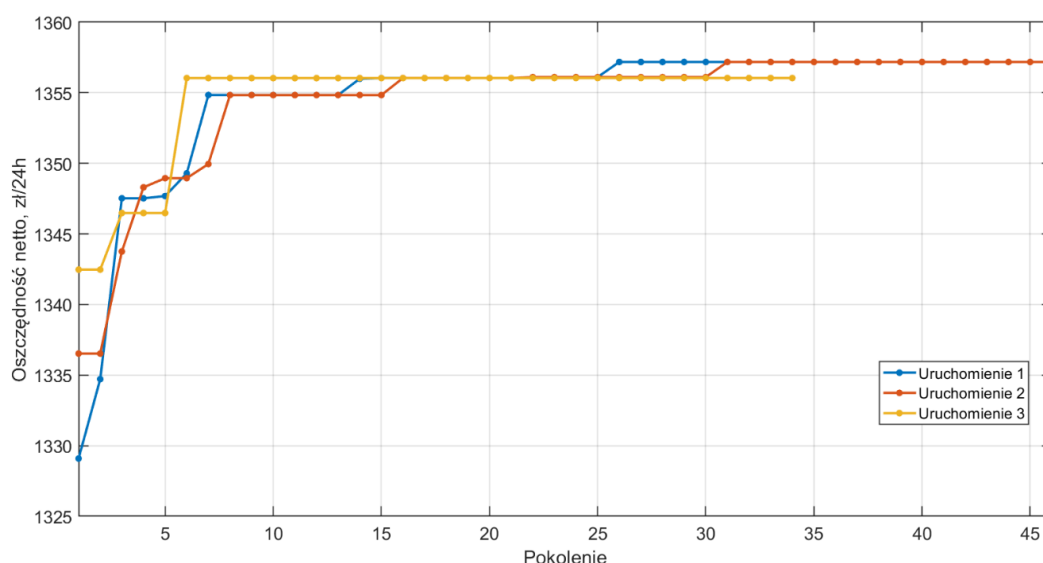
Na Rys. 5.19 przedstawiono zestawienie najlepszych wyników dla każdej rozdzielnicy z podziałem na typ zastosowanego urządzenia.



Rys. 5.19 Wartości optymalizowanej funkcji f_1 dla każdej rozdzielnicy oraz najlepszych konfiguracji urządzeń i ich mocy przy optymalizacji algorytmem genetycznym (źródło: opracowanie własne autora)

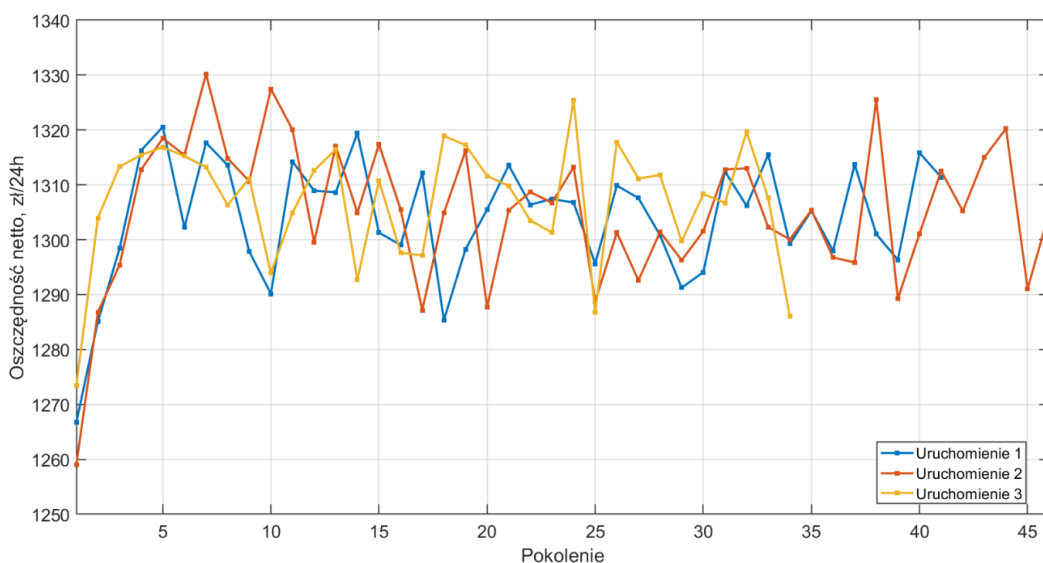
Dla każdego z przypadków zaobserwowano spadek opłacalności prowadzenia kompensacji mocy biernej wraz ze wzrostem ilości urządzeń kompensujących. Wynika to bezpośrednio z ceny bazowej każdego z urządzeń, gdzie zwiększenie mocy nie jest proporcjonalne do ceny bazowej urządzenia, dlatego zwiększając ilość urządzeń w sieci obniżane są moce poszczególnych stopni co prowadzi do wzrostu ceny zakup urządzenia oraz jego amortyzacji. Dodatkowo straty związane z działaniem kompensatora ASVG są znacznie wyższe niż straty działania kompensatorów opartych na bateriach kompensacyjnych, co bezpośrednio wpływa na opłacalność inwestycji. Biorąc jednak pod uwagę możliwości regulacyjne, zastosowanie układów dynamicznych ASVG zapewnia większą odporność układu kompensacji na zmiany profilu obciążenia zakładu. Porównując działanie AG z optymalizacją kombinatoryczną dla dwóch urządzeń, w każdym przypadku osiągnięte zostały zbieżne wyniki. Traktując optymalizację kombinatoryczną jako wyznacznik wyczerpujący wszystkie możliwości rozwiązań funkcji celu, można założyć, że AG w przypadku większej ilości rozwiązań prowadzi do rzeczywistych maksimów funkcji celu. Przykładowy przebieg postępow algorytmu genetycznego dla każdego pokolenia przedstawiono na Rys. 5.20 oraz Rys. 5.21. Prezentowany przykład dotyczy rozmieszczenia w rozdzielnicach kompensatorów ASVG.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej



Rys. 5.20 Wyniki najlepszych osobników funkcji celu f_1 w poszczególnych pokoleniach dla trzech niezależnych uruchomień algorytmu genetycznego optymalizującego rozmieszczenie 7 urządzeń kompensacyjnych ASVG (źródło: opracowanie własne autora)

Dwa niezależne uruchomienia algorytmu doprowadziły do osiągnięcia maksymalnego zysku w kolejnych 26 oraz 31 pokoleniach. Średnia wartość przystosowania funkcji celu każdego pokolenia rośnie w sposób znaczny w pierwszych pięciu pokoleniach, podobnie jak wartość maksymalna. W późniejszych pokoleniach dochodzi do stagnacji w przypadku wartości średniej osiąganej przez dane pokolenie.



Rys. 5.21 Wyniki średniej wartości funkcji celu f_1 osobników w poszczególnych pokoleniach dla trzech niezależnych uruchomień algorytmu genetycznego optymalizującego rozmieszczenie 7 urządzeń kompensacyjnych ASVG (źródło: opracowanie własne autora)

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

Tabela I Wyniki symulacji z wykorzystaniem algorytmu generycznego funkcji celu f_1 część 1 (źródło: opracowanie własne autora)

ASVG						FC					MSC				
k	Lokalizacja	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_1 , zł	k	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_1 , zł	k	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_1 , zł
2	R2	75	110	626	1388,60	R21	50	100	752	1461,90	R1	100	150	751	1455,80
	R31	35				R22	50				R21	50			
3	RG	35	105	2253	1384,50	R1	10	110	1875	1457,70	R1	50	120	2306	1455,50
	R21	35				R21	50				R21	50			
	R31	35				R21	50				R22	20			
4	R21	35	115	2627	1377,70	R1	10	120	2636	1453,50	R1	50	130	2368	1451,40
	R22	35				R21	50				R21	50			
	R3	35				R22	50				R22	20			
	R31	10				R31	10				R4	10			
5	RG	10	90	3670	1371,30	RG	10	130	3293	1449,00	R1	50	140	3618	1447,10
	R2	35				R1	10				R21	50			
	R22	10				R21	50				R22	20			
	R3	10				R22	50				R31	10			
	R31	35				R31	10				R4	10			

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

Tabela J Wyniki symulacji z wykorzystaniem algorytmu generycznego funkcji celu f_l część II (źródło: opracowanie własne autora)

ASVG						FC					MSC				
k	Lokalizacja	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_l , zł	k	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_l , zł	k	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_l , zł
6	RG	20	105	4633	1363,30	RG	10	110	4212	1444,40	RG	10	120	3769	1443,90
	R1	10				R1	10				R1	20			
	R2	10				R2	10				R2	10			
	R21	35				R21	50				R21	50			
	R22	20				R22	20				R22	20			
	R3	10				R31	10				R31	10			
7	RG	20	100	4847	1356,10	RG	10	120	4323	1439,90	RG	10	120	5233	1439,90
	R1	10				R1	10				R1	10			
	R2	10				R2	10				R2	10			
	R21	20				R21	50				R21	50			
	R22	20				R22	20				R22	20			
	R3	10				R3	10				R3	10			
	R31	10				R31	10				R31	10			

Tabela K Wyniki symulacji z wykorzystaniem algorytmu generycznego funkcji celu f_l część III (źródło: opracowanie własne autora)

ASVG						FC					MSC				
k	Lokalizacja	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_l , zł	k	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_l , zł	k	Moc, kvar	Sumaryczna moc	Ilość iteracji algorytmu	f_l , zł
8	RG	10	115	2782	1345,80	RG	10	130	1700	1434,60	RG	10	130	2103	1435,80
	R1	10				R1	10				R1	10			
	R2	10				R2	10				R2	10			
	R21	10				R21	50				R21	50			
	R22	10				R22	20				R22	20			
	R3	20				R3	10				R3	10			
	R31	35				R31	10				R31	10			
	R4	10				R4	10				R4	10			

5.4.2. Funkcja celu 2

Druga z zdefiniowanych funkcji celu zakłada minimalizację opłat za rozliczenie ponadumownego poboru mocy biernej indukcyjnej, poboru mocy biernej pojemnościowej oraz opłat związanych z stratami wynikającymi z poboru wyższych harmonicznym prądu oraz asymetrii obciążenia. Koszty inwestycyjne obliczono jako dzienną amortyzację na przestrzeni 5 lat.

Maksymalizacja oszczędności za rozliczenie ponadumownego poboru mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej wraz z uwzględnieniem strat mocy czynnej w wewnętrznej sieci elektroenergetycznej spowodowanej przepływem mocy biernej, wyższymi harmonicznymi prądu oraz asymetrii zasilania.

Analizowaną funkcję można zapisać jako:

$$f_2 = \max \left(K_{\text{bazowy}} - (K_{\text{po kompensacji}} + K_A) \right), \quad (5.16)$$

gdzie: K_{bazowy} – dzienny koszt energii elektrycznej, opłat dystrybucyjnych zmiennych oraz opłat za pobór mocy biernej, $K_{\text{po kompensacji}}$ – dzienny koszt energii elektrycznej, opłat dystrybucyjnych zmiennych oraz opłat za pobór mocy biernej, K_A – dzienny koszt amortyzacji urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej z uwzględnieniem 5 letniej stopy zwrotu inwestycji.

Wzór do wyznaczenia dziennego kosztu energii elektrycznej, opłat dystrybucyjnych zmiennych oraz opłat za pobór mocy biernej $K_{\text{po kompensacji}}$ jest tożsamy ze wzorem (5.14). Jedyną zmianą pomiędzy funkcjami f_1 i f_2 jest oczekiwana minimalizacja zużycia mocy czynnej.

Wyniki optymalizacji kombinatorycznej optymalizacji funkcji f_2 dla jednego urządzenia

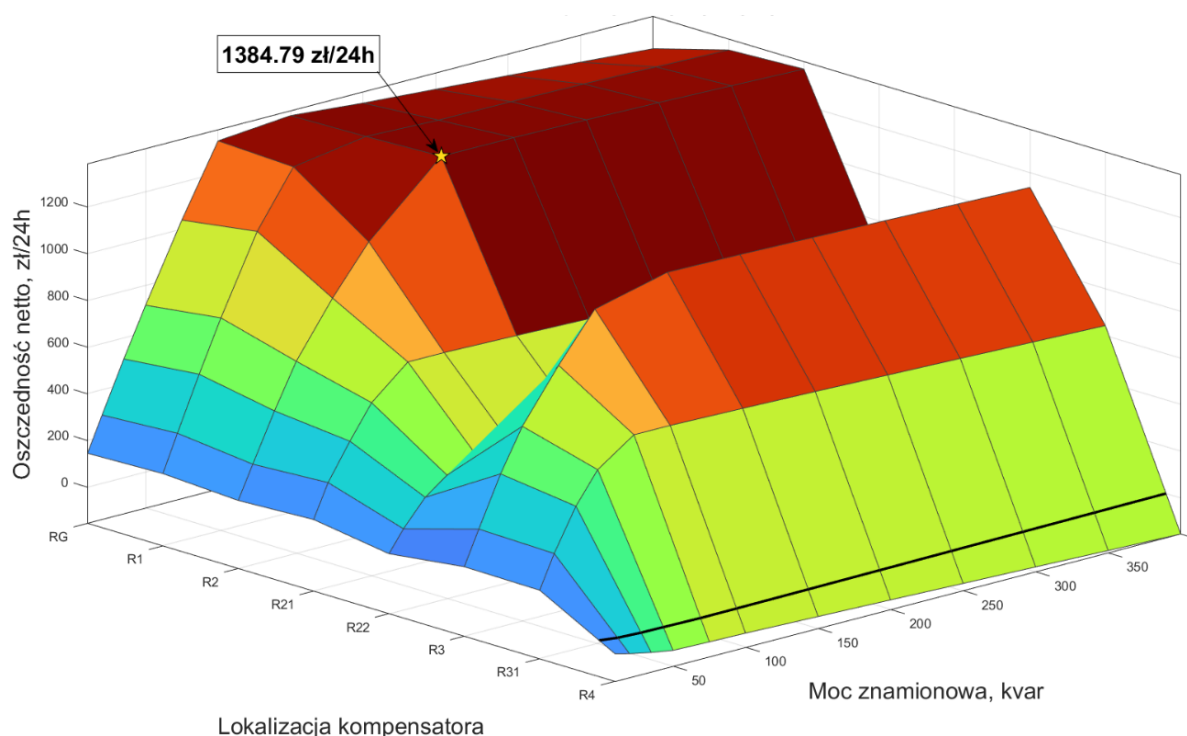
Wyniki symulacji algorytmem kombinatorycznym dotyczące rozmieszczenia urządzeń do poprawy JEE zestawiono w Tabeli L. Przy aktualnych założeniach optymalizacyjnych funkcji celu, możliwa poprawa oszczędności, wynikająca z ograniczenia przepływu wyższych harmonicznym prądu oraz braku symetryzacji odbiorników, możliwa jest z urządzeniami ASVG posiadającymi wymienione funkcjonalności.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

Tabela L Wyniki symulacji z wykorzystaniem algorytmu kombinatorycznego funkcji celu f_2 (źródło: opracowanie własne autora)

ALGORYTM KOMBINATORYCZNY					
k	Lokalizacja	Moc, kvar	Sumaryczna moc, kvar	Ilość symulacji	f_2 , zł
1	R2	150	150	96	1384,79
2	RG	75	95	4032	1389,50
	R21	20			
3	RG	35	120	96768	1385,60
	R3	35			
	R31	50			

Najlepszy wynik oszczędności na poziomie 1384,79 zł zanotowano w rozdzielnicy R2 z kompensatorem o mocy 150 kvar. Na Rys. 5.22 zaprezentowano wykres oszczędności, wynikających z montażu urządzenia w zależności od jego mocy oraz lokalizacji.



Rys. 5.22 Wyniki optymalizacji kombinatorycznej funkcji celu f_2 dla jednego kompensatora ASVG z włączoną funkcją kompensacji mocy biernej, filtracji wyższych harmoniczných oraz symetryzacji obciążenia w wybranej rozdzielnicy (źródło: opracowanie własne autora)

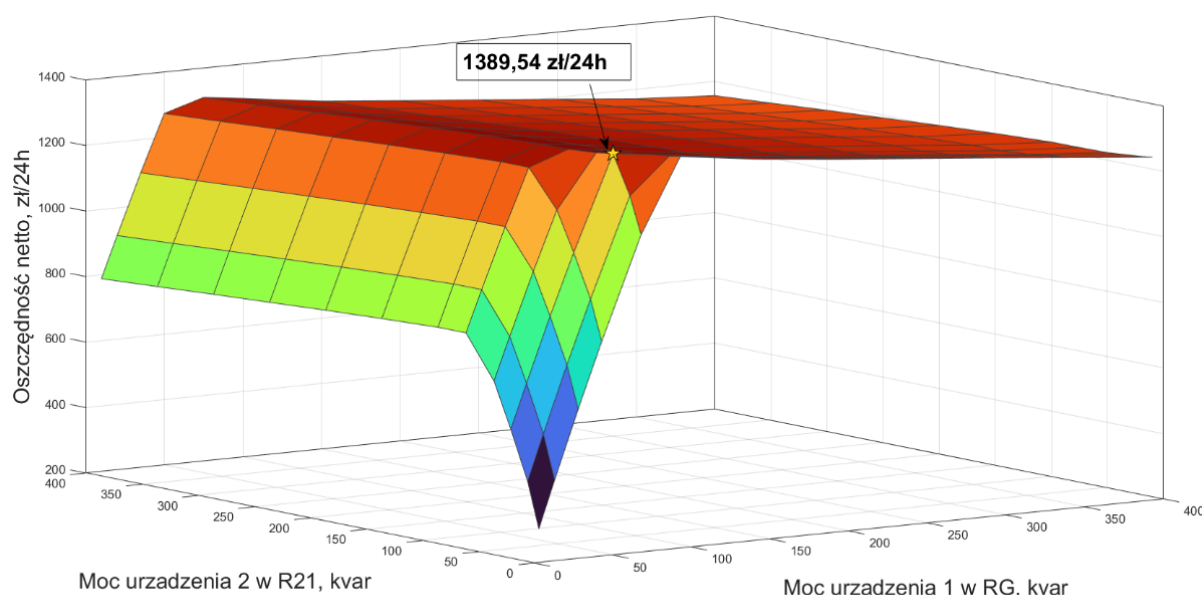
Dobór mocy urządzenia w rozdzielnicach R1 oraz RG posiada bardzo zbliżone wartości oszczędności, natomiast w tym przypadku ograniczenie strat związanych z eliminacją prądu biernego oraz wyższych harmoniczných, przepływającego gałęzią RG-R2 ma bezpośrednie

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

przeniesieni na finalny wynik strat energii czynnej w sieci, który został obniżony względem układu bez kompensacji o 17,4 kWh. W porównaniu z wynikami funkcji celu f_I , można zaobserwować mniejsze oszczędności o około 6,81 zł dziennie. Spowodowane jest to wyższym kosztem urządzenia oraz jego zwiększoną amortyzacją. Energia czynna rozproszona w urządzeniu wynosi 67,45 kWh, co przy porównaniu najlepszego przypadku optymalizacji funkcji f_I kompensatorem ASVG jest znacznym wzrostem.

Wyniki optymalizacji kombinatorycznej optymalizacji funkcji f_2 dla dwóch urządzeń

Wyniki dla symulacji rozmieszczenia dwóch kompensatorów ASVG dla najlepszego zestawu rozdzielnic przedstawiono na Rys. 5.18.

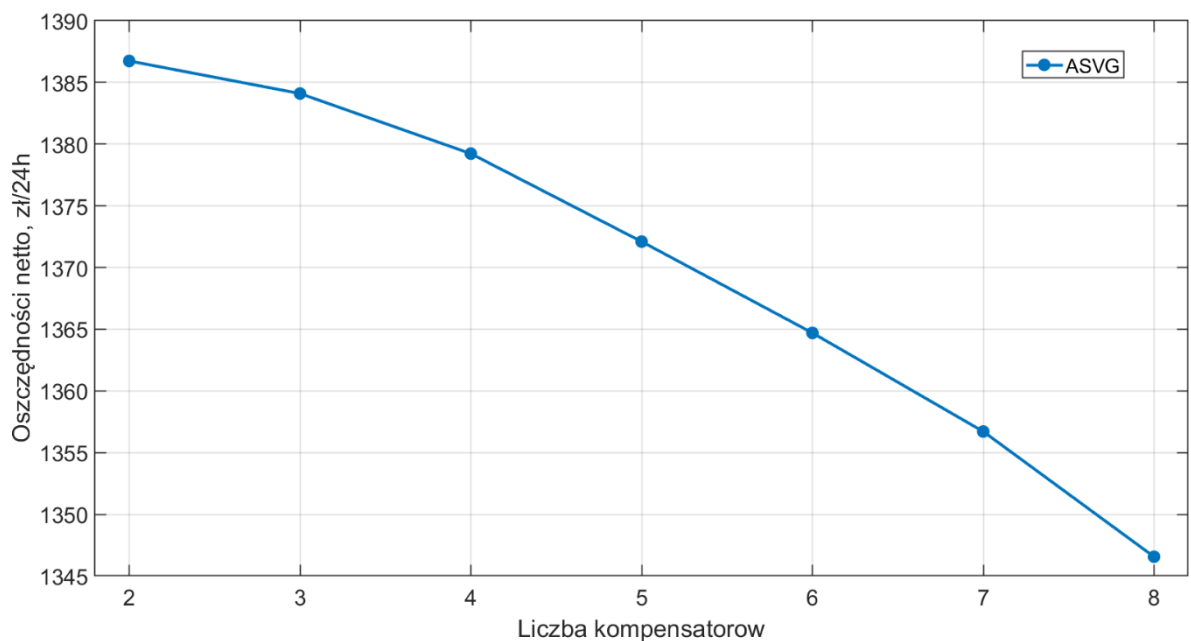


Rys. 5.23 Wyniki optymalizacji kombinatorycznej funkcji celu f_2 dla dwóch kompensatorów ASVG z włączoną funkcją kompensacji mocy biernej, filtracji wyższych harmonicznych oraz symetryzacji obciążenia w wybranych rozdzielnicach (źródło: opracowanie własne autora)

Najlepszy wynik równy 1388,60 zł otrzymano dla kompensatorów o mocy 75 kvar w rozdzielnic R2 oraz 35 kvar w rozdzielnic R31. Podobnie jak w przypadku kompensatorów MSC zakres dużej zmienności funkcji obserwowany jest od wartości 10 kvar do 75 kvar w rozdzielnic R2 oraz od 10 kvar do 35 kvar w rozdzielnic R31, później następuje stabilizacja wartości oraz spadek oszczędności, wynikający z kosztów amortyzacji urządzeń.

Wyniki optymalizacji funkcji f_2 z wykorzystaniem algorytmu genetycznego

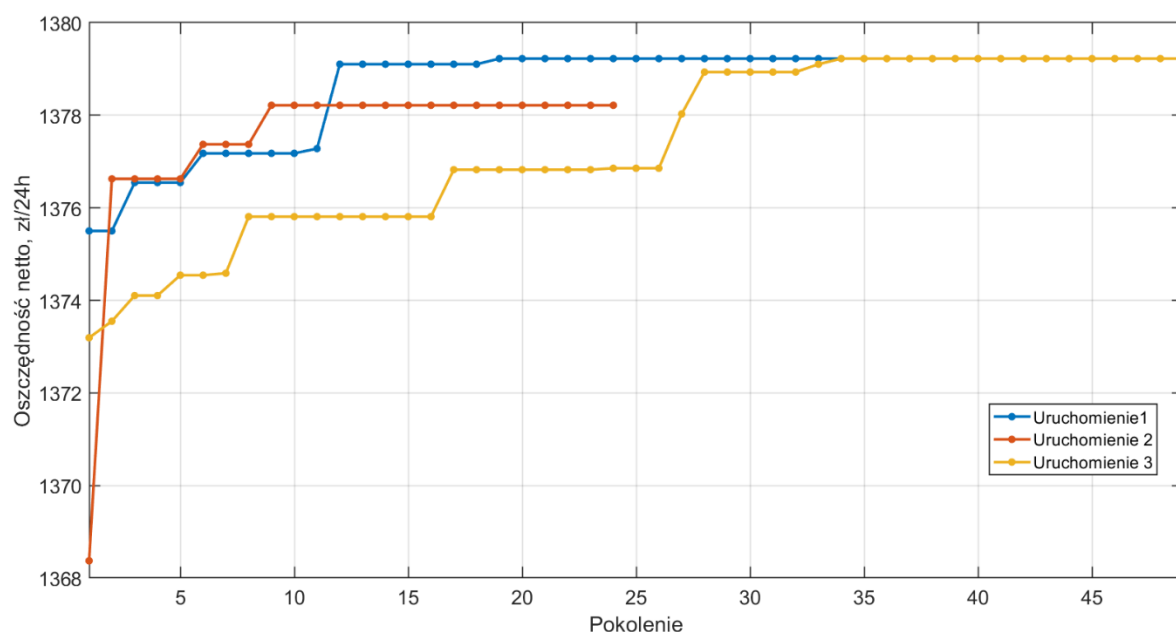
Wyniki optymalizacji działania algorytmu genetycznego rozmieszczenia kompensatorów ASVG z aktywną funkcją kompensacji mocy biernej, filtracji wyższych harmoniczných prądu i symetryzacji obciążenia przedstawiono w Tabeli M. Na Rys. 5.24 zaprezentowano największą wartość oszczędności, jaką udało się uzyskać dla wybranej liczby kompensatorów w sieci. Podobnie jak w przypadku funkcji f_1 , wraz ze wzrostem liczby urządzeń dzienne oszczędności spadają od 1386,74 zł dla dwóch urządzeń do 1346,6 zł dla ośmiu kompensatorów.



Rys. 5.24 Wartości optymalizowanej funkcji f_2 dla każdej rozdzielni oraz najlepszych konfiguracji urządzeń i ich mocy przy optymalizacji algorytmem genetycznym (źródło: opracowanie własne autora)

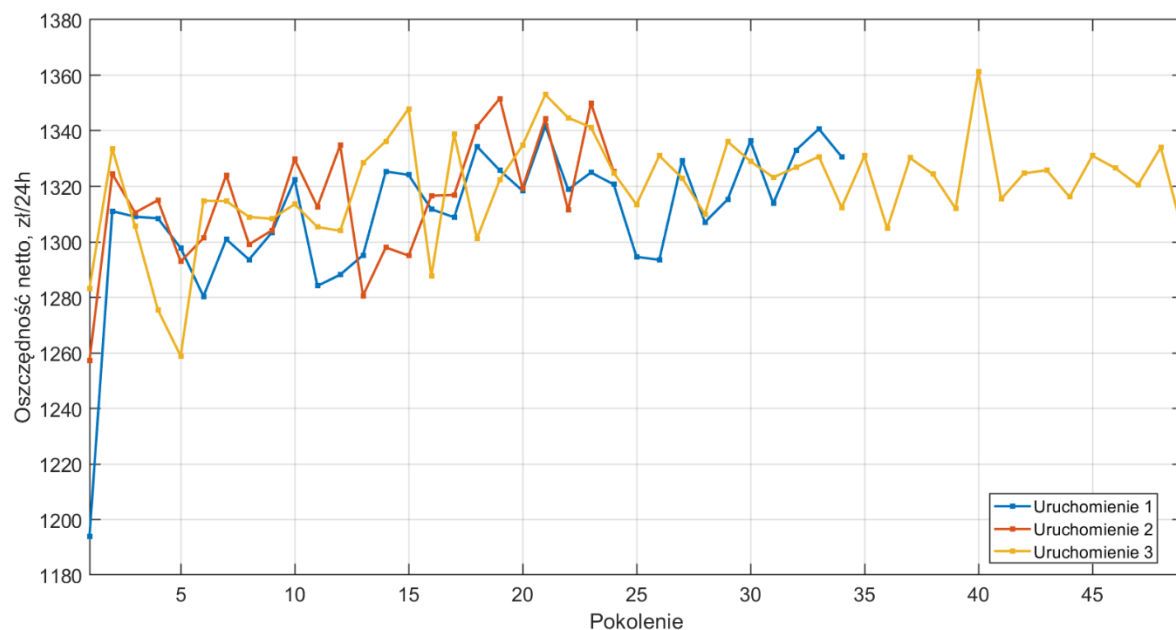
Na Rys. 5.25 zaprezentowano przebieg postępów najlepszego osobnika danej generacji algorytmu genetycznego. Tylko w dwóch z trzech uruchomień uzyskano maksymalną wartość oszczędności.

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej



Rys. 5.25 Wyniki najlepszych osobników funkcji celu f_2 w poszczególnych pokoleniach dla trzech niezależnych uruchomień algorytmu genetycznego optymalizującego rozmieszczenie 4 urządzeń kompensacyjnych (źródło: opracowanie własne autora)

Na Rys. 5.26 zaprezentowano średnią wartość funkcji przystosowania osobników w każdej generacji.



Rys. 5.26 Wyniki średniej wartości funkcji celu f_2 w poszczególnych pokoleniach dla trzech niezależnych uruchomień algorytmu genetycznego optymalizującego rozmieszczenie 4 urządzeń kompensacyjnych (źródło: opracowanie własne autora)

5. Symulacyjna optymalizacja rozmieszczenia urządzeń do poprawy jakości energii elektrycznej

Tabela M Wyniki symulacji z wykorzystaniem algorytmu generycznego funkcji celu f_2 (źródło: opracowanie własne autora)

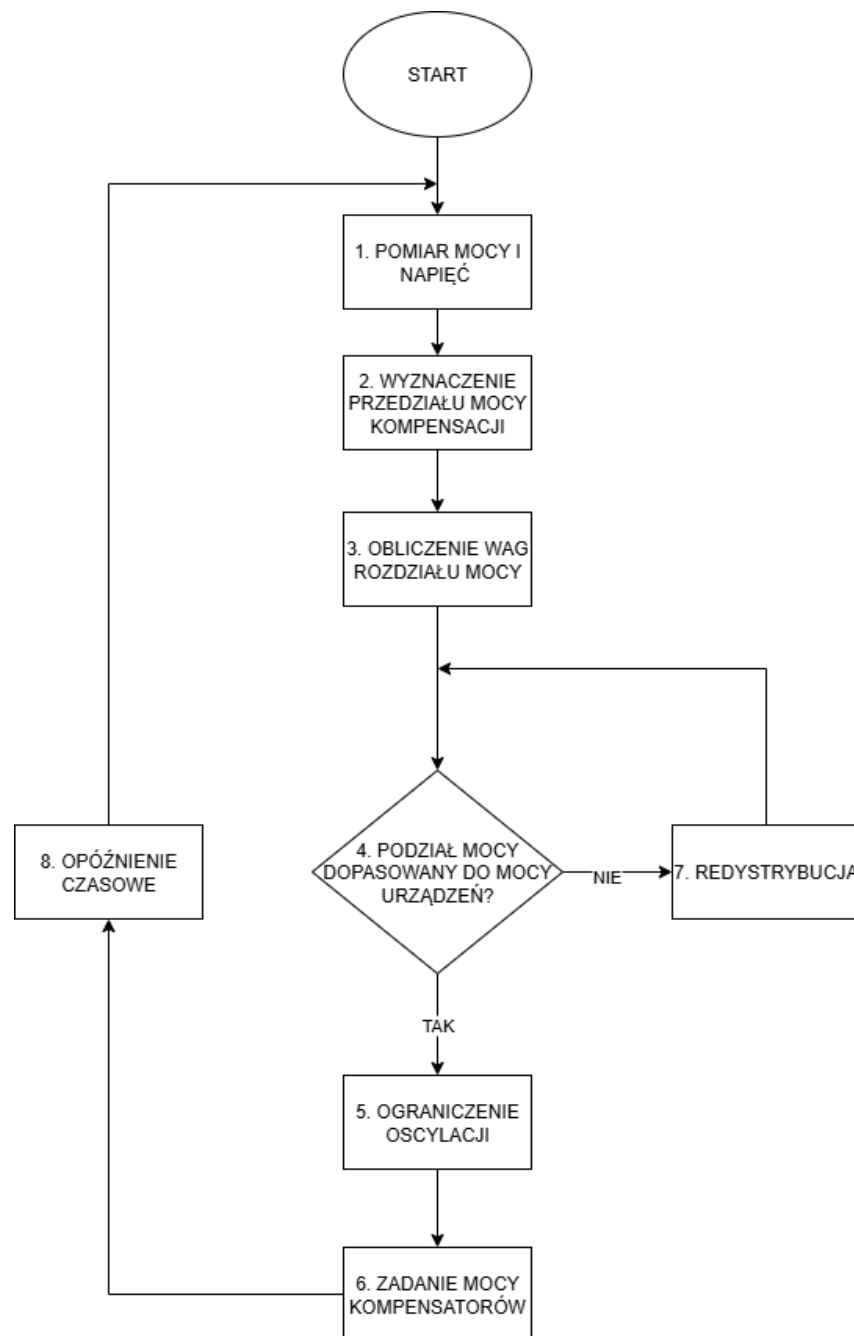
ALGORYTM GENETYCZNY					
k	Lokalizacja	Moc, kvar	Sumaryczna moc, kvar	Ilość iteracji algorytmu	f_2 , zł
2	R21	35	135	833	1386,74
	R3	100			
3	R1	35	130	2409	1384,1
	R3	20			
	R31	75			
4	RG	35	125	2962	1379,2
	R21	10			
	R3	35			
	R31	35			
5	RG	35	110	4594	1372,1
	R21	10			
	R21	10			
	R3	20			
	R31	35			
6	RG	35	110	5166	1364,7
	R1	10			
	R21	10			
	R21	10			
	R3	10			
	R31	35			
7	RG	10	120	4176	1356,7
	R1	10			
	R2	10			
	R21	10			
	R22	10			
	R3	35			
	R31	35			
8	RG	10	130	2954	1346,6
	R1	10			
	R2	10			
	R21	10			
	R22	10			
	R3	35			
	R31	35			
	R4	10			

6. Algorytm sterowania rozproszonego systemu poprawy jakości energii elektrycznej

Analiza rozproszonego systemu poprawy jakości energii elektrycznej pod względem kosztów oraz osiąganych korzyści finansowych związanych z opłatami za pobór i dostawę energii elektrycznej, przedstawiona w rozdziale 5 wykazała, że zwiększenie ilości rozproszonych jednostek kompensacyjnych nie poprawia wyniku finansowego. Z tego powodu w niniejszym rozdziale zaproponowano algorytm, umożliwiający dodatkową funkcjonalność w postaci poprawy wartości skutecznej napięcia w wybranych rozdzielnicach systemu przez zastosowanie kompensacji rozproszonej. Zasada działania algorytmu jest zbliżona do działania regulacji napięcia przez źródła wytwórcze w postaci falowników fotowoltaicznych $Q(U)$. Opisaną charakterystykę zaprezentowano na Rys. 2.5 w rozdziale 2. Praca algorytmu polega na regulacji napięcia w wybranym punkcie sieci poprzez prowadzenie kompensacji mocy biernej z uwzględnieniem możliwości przekompensowania. W przypadku podwyższonego poziomu wartości skutecznej napięcia, kompensator dostarcza mocy biernej indukcyjnej powodującej spadek napięcia zasilania w punkcie wpięcia, natomiast w przypadku obniżonej wartości skutecznej napięcia, kompensator dostarcza moc bierną pojemnościową.

Podstawowym zadaniem opracowanego regulatora jest wykorzystywanie dostępnej mocy kompensatorów do ograniczenia wymiany mocy biernej z siecią zasilającą, poprawa napięć w wybranych punktach rozdzielczych wewnątrz sieci odbiorcy, bez ponoszenia dodatkowych opłat związanych z ponadumowym poborem mocy biernej indukcyjnej oraz poborem mocy biernej pojemnościowej.

Schemat blokowy działania algorytmu przedstawiono na Rys. 6.1.



Rys. 6.1 Schemat blokowy algorytmu pracy układu regulacji (źródło: opracowanie własne autora)

Struktura sterowania ma charakter hierarchiczny i składa się z regulatora nadrzędnego oraz regulatora podrzędnego. Regulator nadrzędny ma za zadanie utrzymywać zadany zakres współczynnika $tg\varphi$ podstawowej harmonicznej o charakterze indukcyjnym określając dopuszczalne wartości mocy biernej w taki sposób aby:

$$0 < tg\varphi_{RG} < tg\varphi_0.$$

Dla określonych wartości mocy czynnej i biernej w rozdzielnicy głównej wyznaczono minimalną Q_{min} i maksymalną Q_{max} , sumaryczną moc bierną generowaną przez wszystkie układy kompensacyjne rozmieszczone w sieci rozdzielczej odbiorcy:

$$Q_{min} = Q_{RG} - tg\varphi_0 \cdot P_{RG}, \quad (6.1)$$

$$Q_{max} = Q_{RG}, \quad (6.2)$$

gdzie: Q_{min} – minimalna sumaryczna moc bierna generowana przez układ kompensacji, Q_{max} – maksymalna sumaryczna moc bierna generowana przez układ kompensacji.

Wartość graniczna Q_{min} określa minimalną wartość mocy biernej, która pozwala na eliminację opłat związanych z ponadumownym poborem mocy biernej indukcyjnej. Natomiast wartość Q_{max} określa maksymalną wartość mocy biernej, powyżej której zostają naliczane opłaty za pobór mocy biernej pojemnościowej. Zatem docelowa wartość sumarycznej mocy biernej kompensatorów powinna znajdować się w zakresie:

$$Q_{min} < Q_K < Q_{max}, \quad (6.3)$$

gdzie: Q_K – sumaryczna moc układu kompensacji.

Proponowane rozwiązanie zakłada maksymalne wykorzystanie dostępnej mocy kompensatorów, dążąc do podniesienia napięcia w wybranych rozdzielnicach systemu. Regulator podrzędny ma za zadanie podział dostępnego zakresu mocy biernej kompensacji pomiędzy poszczególne kompensatory. Podstawą do wyznaczenia przydzielonej mocy biernej jest określenie średniej wartości napięcia fazowego w każdej z rozdzielnic zgodnie ze wzorem:

$$U_{sr,r} = \frac{|U_{L1,r} + U_{L2,r} + U_{L3,r}|}{3}, \quad (6.4)$$

gdzie: U_r – średnia wartość napięcia w rozdzielnicy r , $U_{L1,L2,L3,r}$ – wartość skuteczna napięć fazowych $L1$, $L2$ i $L3$ w rozdzielnicy r .

Następnie wyznaczana jest waga podziału mocy biernej pomiędzy kompensatory na podstawie procentowego odchylenia średniej wartości skutecznej napięcia od wartości znamionowej, ze wzoru:

$$w_r = \frac{U_n - U_{sr,r}}{U_n} \cdot 100\%, \quad (6.5)$$

gdzie: w_r – waga przydziału mocy biernej dla kompensatora r .

Jeśli napięcie w wybranej rozdzielnicy jest mniejsze od napięcia znamionowego, waga otrzymuje wartości dodatnie, w przypadku podwyższonego napięcia powyżej napięcia znamionowego, wartość wagi wynosi $w = 0$. Dodatkowe zastrzeżenie dotyczy granicznej wartości, gdy wszystkie wagi systemu są równe $w = 0$. Regulator przyjmuje wtedy równą wartość wag $w = 1$. Udział poszczególnych kompensatorów w sumarycznej mocy wyznaczono zgodnie z zależnością:

$$a_r = \frac{w_r}{\sum_r^R w}, \quad (6.6)$$

gdzie: a_r – współczynnik udziału mocy biernej dla kompensatora r :

Udział mocy zadanej dla danego kompensatora wynosi:

$$Q_r = a_r Q_K, \quad (6.7)$$

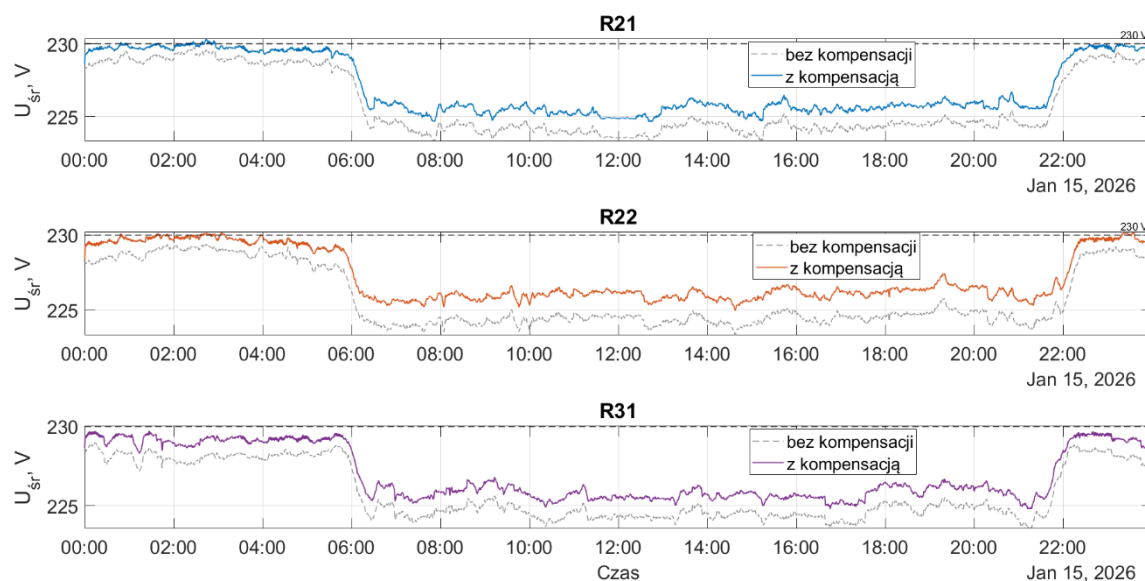
gdzie: Q_r – moc zadana dla kompensatora r :

W przypadku, gdy wyznaczona moc po podziale ważonym przekracza moc danego kompensatora, zostaje ona ustalona na poziomie mocy maksymalnej, a nadwyżka zostaje redystrybuowana pomiędzy pozostałe urządzenia z zachowaniem podziału ważonego pomiędzy tymi kompensatorami. Aby zminimalizować oscylacyjne zmiany sterownia mocą bierną w poszczególnych rozdzielnicach wprowadzono ograniczenie maksymalnej zmiany mocy biernej w jednym kroku sterowania $\Delta Q_K = 10$ kvar dla każdego z kompensatorów.

Testy regulatora przeprowadzono na podstawie sieci zdefiniowanej w rozdziale 5. Z analizy wartości skutecznej napięcia w poszczególnych rozdzielnicach systemu wybrano trzy rozdzielnice o najniższych wartościach napięcia R21, R22 i R31, w których zastosowano kompensatory ASVG o mocy odpowiednio 35, 100 oraz 75 kvar. Dodatkowo zawężono dopuszczalną zmienność $tg\varphi_{RG}$ od 0,05 do 0,35.

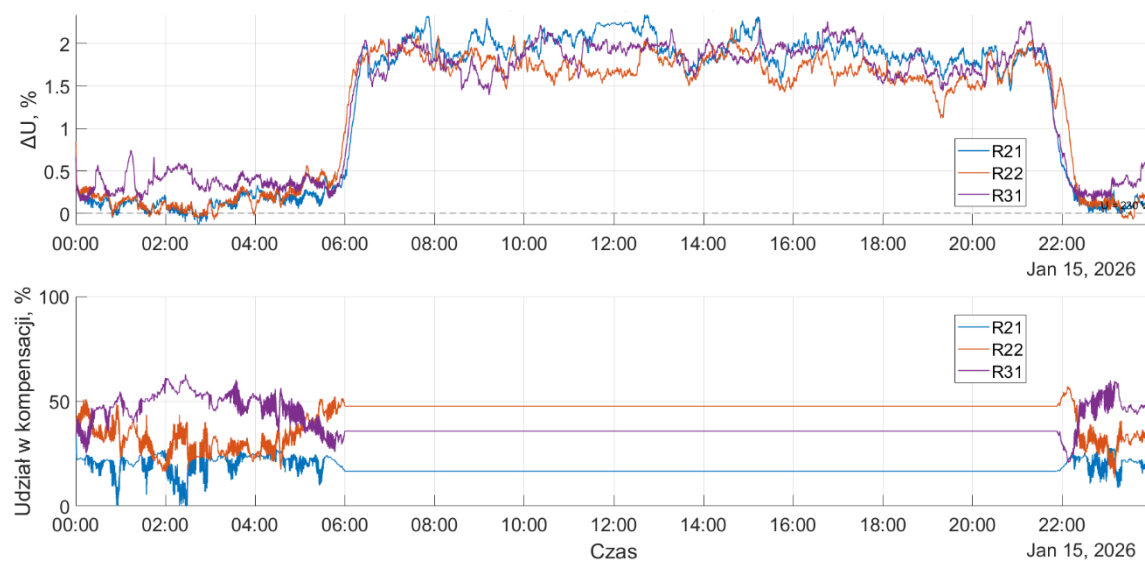
Na Rys. 6.2 przedstawiono przebiegi zmian wartości skutecznej napięcia w każdej z rozpatrywanych rozdzielnic. Średnia wartość zmiany napięcia po procesie kompensacji, w porównaniu z napięciem przed kompensacją dla poszczególnych rozdzielnic, wynosi odpowiednio:

$$\Delta U_{\dot{s}r,R21} = 1,13 \text{ V}, \quad \Delta U_{\dot{s}r,R22} = 1,42 \text{ V}, \quad \Delta U_{\dot{s}r,R31} = 1,12 \text{ V}.$$



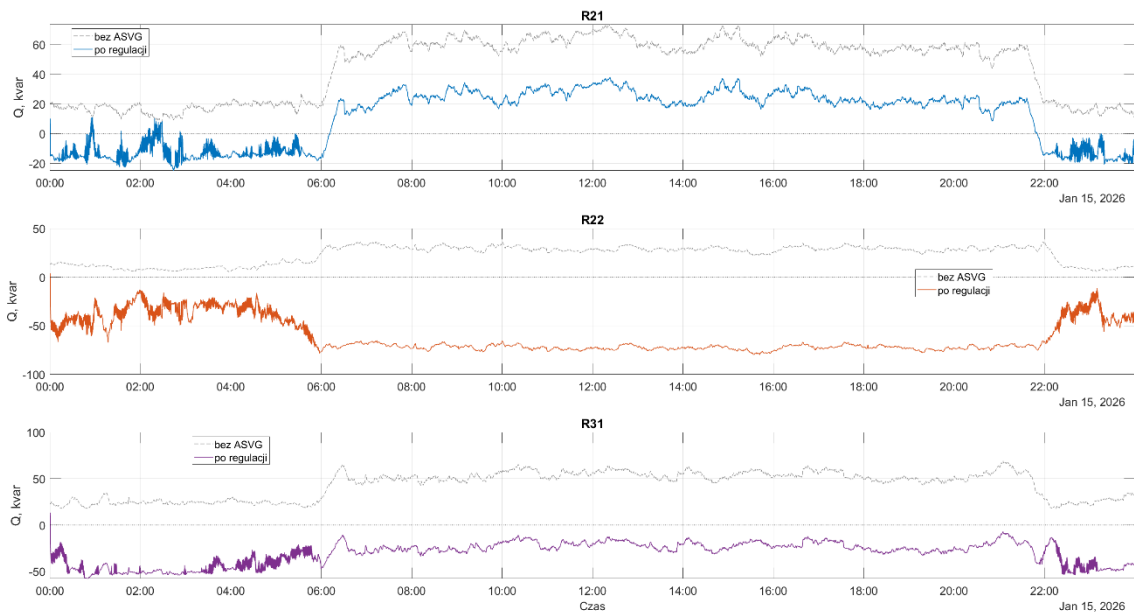
Rys. 6.2 Wartości średnie napięć w rozdzielnicach R21, R22 i R31 (źródło: opracowanie własne autora)

Rys. 6.3 przedstawia procentowe zmiany średniego napięcia w każdej z badanych rozdzielnic w stosunku do napięcia znamionowego. Wyznaczony na jego podstawie procentowy udział danego kompensatora w generacji mocy biernej indukcyjnej. Można zauważyć że największe odchylenia od wartości znamionowej napięcia związane są z okresem wzmożonego poboru mocy czynnej i biernej pracującego obiektu. W tym czasie dochodzi również do ustabilizowania się przebiegów udziału poszczególnych kompensatorów w procesie kompensacji, wynika to z faktu, że każdy z nich pracuje z swoją maksymalną mocą.



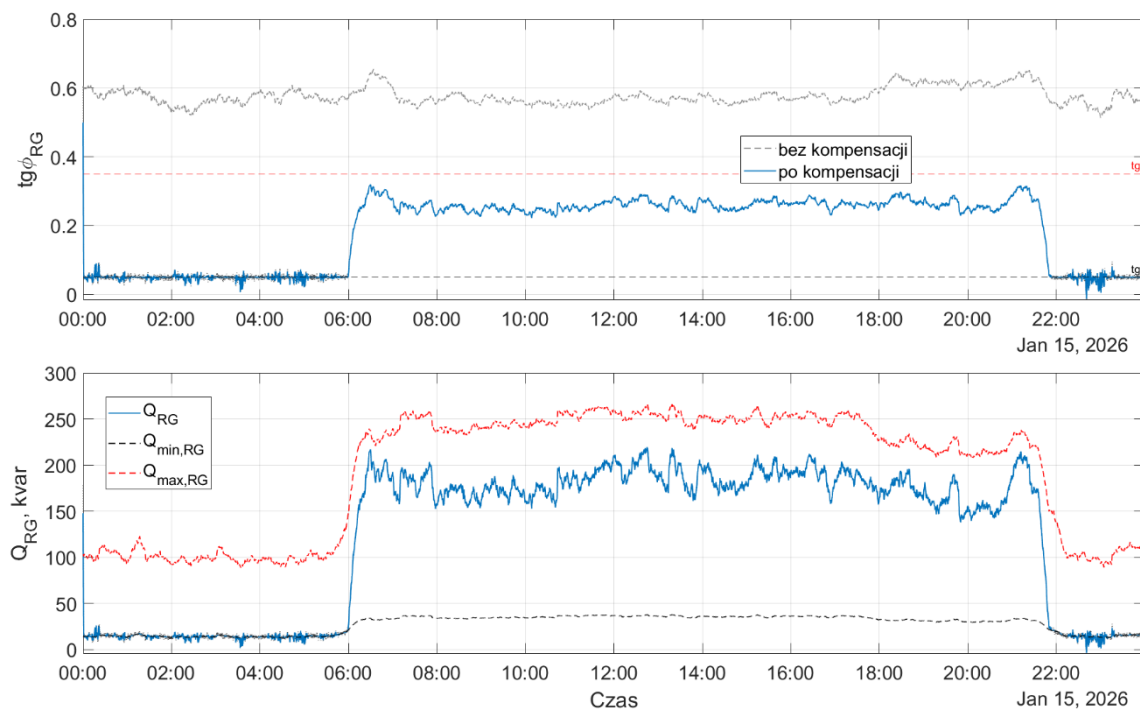
Rys. 6.3 Przebiegi odchylenia średniego napięcia od wartości znamionowej oraz udziału w procesie kompensacji poszczególnych kompensatorów (źródło: opracowanie własne autora)

Przebiegi mocy biernej w poszczególnych rozdzielnicach zaprezentowano na Rys. 6.4. Analizując poszczególne rozdzielnice można zauważyć, że lokalnie dochodzi w nich do przekompensowania układu, dzięki czemu możliwe jest lokalne podwyższenie napięcia.



Rys. 6.4 Przebiegi mocy biernej w rozdzielnicach R21, R22 i R31 bez kompensatora oraz z kompensatorami sterowanymi algorytmem podwyższania napięcia (źródło: opracowanie własne autora)

Przebiegi mocy biernej w rozdzielnicy głównej i współczynnika $\text{tg}\varphi_{RG}$ zaprezentowano na Rys. 6.5. Finalna wartość współczynnika $\text{tg}\varphi$ w rozdzielnicy głównej RG została utrzymana w granicach nie powodujących naliczenia dodatkowych kosztów związanych z poborem mocy biernej pojemnościowej i ponadumownym poborem mocy biernej indukcyjnej. W przypadku godzin nocnych zaobserwowano delikatne oscylacje mocy biernej, wynikającej z działania układu regulatora w pobliżu napięcia znamionowego w rozdzielnicach R21, R22 i R31. Jednak dzięki dodatkowemu zawężeniu pola regulacji współczynnika $\text{tg}\varphi$, moc bierna w rozdzielnicy głównej posiadała charakter indukcyjny.



Rys. 6.5 Przebieg mocy biernej i współczynnika $\text{tg}\phi$ w rozdzielnicy głównej (źródło: opracowanie własne autora)

7. Podsumowanie i wnioski

Optymalne prowadzenie poprawy jakości energii elektrycznej przy zachowanych parametrach jakościowych w sieci odbiorcy, sprowadza się na minimalizacji opłat związanych z poborem oraz dystrybucją energii elektrycznej.

Na podstawie przeprowadzonych badań, przy uwzględnieniu rzeczywistych kosztów układów do poprawy jakości energii elektrycznej, wykazano że najlepsze wyniki dziennych oszczędności w przypadku kompensacji mocy biernej uzyskano dla stałej baterii kondensatorów. Osiągnięty wynik niesie ze sobą spore ograniczenia związane z brakiem odporności takiego rozwiązania na zmiany w poborze mocy, zarówno czynnej jak i biernej, nie dając żadnych możliwości regulacyjnych.

Otrzymane wartości $\text{tg}\varphi$ dla największych oszczędności dziennych zbliżone są do poziomu granicznej wartości opłat za ponad umowny pobór mocy biernej indukcyjnej $\text{tg}\varphi_0$. Prowadzenie kompensacji mocy biernej obiektu o charakterze indukcyjnym jest optymalne ze względów kosztowych przy uwzględnieniu nakładów inwestycyjnych do poziomu zbliżonego do umownego $\text{tg}\varphi_0$. Kompensacja znacznie poniżej założonego współczynnika mocy powoduje dodatkowe straty mocy czynnej w urządzeniach kompensujących, wydłużając proces zwrotu inwestycji. Należy jednak zauważyć, że prowadzenie kompensacji na granicy opłat jest ryzykowne i nawet najmniejsze zmiany w poborze mocy biernej indukcyjnej mogą prowadzić do naliczenia kary.

Warto zwrócić również uwagę na dokładność urządzeń spowodowaną błędem pomiarowym amplitudy oraz przesunięcia kąta fazowego przekładników prądowych, mającego bezpośredni wpływ na jakość prowadzonej kompensacji. W przypadku obiektów o charakterze pojemnościowym, docelowy współczynnik mocy powinien być utrzymywany w pobliżu wartości $\text{tg}\varphi = 0$. Jednak zwracając uwagę na to, że charakter pojemnościowy na obiektach przemysłowych występuje głównie w trakcie niskiego poboru energii czynnej, należy szczególną uwagę zwrócić na dokładność przekładników pomiarowych oraz zakres prądowy w jakim utrzymują one parametry klasy przekładnika. Przy niskich natężeniach prądu rzędu $0,1I_n$ wartości znamionowej przekładnika może dochodzić do błędów pomiarowych. Dlatego w takich obiektach należy docelowy współczynnik mocy kompensacji ustalić na poziomie $0,05 < \text{tg}\varphi < 0,1$, co pozwala na zachowanie strefy buforowej wolnej od opłat, spowodowanych błędami pomiarowymi. Implementacja tego mechanizmu w urządzeniach do poprawy jakości

energii elektrycznej może opierać się na zmiennych nastawach docelowego współczynnika mocy w zależności od aktualnego charakteru obciążenia mocą bierną obiektu.

Podczas badań wykazano, że rozproszone rozmieszczenie kompensatorów ogranicza straty związane z przepływem prądu biernego, jednak zyski związane z kompensacją rozproszoną zostają niwelowane przez wysoki koszt stały dla każdego z rozważanych urządzeń. Podobny wynik otrzymano przy założeniu możliwej kompensacji mocy biernej, filtracji wyższych harmoniczných oraz symetryzacji obciążenia. Na podstawie otrzymanych wyników można wywnioskować, że prowadzenie rozproszonej kompensacji w sieciach przemysłowych bez znacznych zaburzeń krzywej napięcia oraz negatywnych efektów wprowadzanych w procesy technologiczne, jest nieuzasadnione finansowo. W przypadku występowania takich zaburzeń należy przeprowadzić analizę sieci w celu detekcji odbiorników wprowadzających zaburzenia oraz przystąpić do ich indywidualnej kompensacji.

Uzupełnieniem analizy ekonomicznej były badania skoordynowanego sterowania urządzeniami ASVG, rozmieszczonymi w wybranych węzłach sieci. Zastosowanie regulatora nadrzędnego umożliwiło wykorzystanie dostępnych zasobów mocy biernej nie tylko do ograniczenia opłat, lecz także do poprawy warunków napięciowych w głębi sieci. W analizowanym wariancie uzyskano wzrost średniej wartości napięcia o 1,13 V w węźle R21, 1,42 V w węźle R22 oraz 1,12 V w węźle R31, przy jednoczesnym utrzymaniu wartości $\text{tg}\varphi$ w punkcie rozliczeniowym w przyjętym zakresie i bez generowania dodatkowych opłat za pobór mocy biernej. Wyniki te wskazują, że sterowanie skoordynowane pozwala pogodzić lokalne cele techniczne z nadrzędnym celem ekonomicznym obiektu.

Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że przyjęta teza pracy została potwierdzona w zakresie analizowanego obiektu. Odpowiedni dobór lokalizacji, mocy i sposobu sterowania urządzeniami poprawy jakości energii elektrycznej umożliwia ograniczenie kosztów poboru i dystrybucji energii oraz strat mocy czynnej przy zachowaniu wymaganych parametrów pracy sieci. Wyniki badań pokazują zarazem, że rozwiązanie optymalne ekonomicznie nie musi być rozwiązaniem najbardziej rozbudowanym technicznie. W badanym obiekcie, przy braku istotnych lokalnych zaburzeń jakości energii, korzystniejsza była kompensacja skupiona. Układ rozproszony znajduje natomiast uzasadnienie wtedy, gdy konieczna jest jednoczesna poprawa napięcia, filtracja wyższych harmoniczných, symetryzacja obciążenia lub ograniczenie lokalnych przepływów mocy biernej.

Wkład własny autora obejmuje opracowanie modelu rzeczywistej przemysłowej sieci rozdzielczej, przygotowanie modeli urządzeń FC, MSC i ASVG, sformułowanie kryteriów techniczno-ekonomicznych, przeprowadzenie optymalizacji rozmieszczenia i doboru urządzeń oraz opracowanie koncepcji ich skoordynowanego sterowania. Zaproponowane podejście może stanowić narzędzie wspomagające projektowanie systemów poprawy jakości energii elektrycznej również w innych zakładach przemysłowych, pod warunkiem dostosowania parametrów modelu, profili obciążeń i kosztów do warunków danego obiektu.

Dalsze prace powinny obejmować długookresową walidację modelu na podstawie pomiarów wykonanych dla różnych stanów produkcyjnych, uwzględnienie zmienności taryf i profili obciążenia, dokładniejsze odwzorowanie strat własnych urządzeń kompensacyjnych oraz analizę wpływu opóźnień i przerw w komunikacji. Zasadne jest również przeprowadzenie badań algorytmu w rzeczywistym układzie sterowania oraz ocena jego odporności na błędy przekładników i niepewność danych pomiarowych.

8. Bibliografia

- [1] D. Buła, D. Grabowski, M. Lewandowski, M. Maciążek, M. Pasko, A. Piwowar i J. Walczak, Analiza i optymalizacja rozmieszczenia energetycznych filtrów aktywnych, Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2013.
- [2] S. Bielecki, Aspekty użytkowania i zarządzania mocą bierną w energetyce, Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2019.
- [3] D. Buła, D. Grabowski i M. Maciążek, „Optimization of Active Power Filter,” *Energies*, nr 15, 2022.
- [4] Ł. Michalec, M. Jasiński, T. Sikorski, Z. Leonowicz, Ł. Jasiński i V. Suresh, „Impact of Harmonic Currents of Nonlinear Loads on Power Quality of a Low Voltage Network—Review and Case Study,” *Energies*, 2021.
- [5] J. Ghorbani i H. Mokhtari, „Impact of Harmonics on Power Quality and Losses in Power Distribution Systems,” *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2015.
- [6] S. Bhattacharyya i S. Cobben, „Consequences of Poor Power Quality an Overview,” w *Power Quality*, 2011.
- [7] R. Targosz i J. Manson, „Pan European LPQI Power Quality Survey,” w *19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Vienna, 2007.
- [8] K. Hamachi LaCommare i J. Eto, „Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S.,” ERNEST ORLANDO LAWRENCE, Berkeley, 2004.
- [9] M. Pasko, T. Adrikowski i D. Błaszczok, Analiza strat mocy czynnej w układzie kompensatora mocy biernej w wykonaniu przeciwwybuchowym z osłoną ognioszczelną, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2020.
- [10] D. Błaszczok, T. Trawiński, M. Szczygieł i M. Rybarz, Forecasting of reactive power consumption with the use of artificial neural networks, *Electronics*, 2022.

- [11] A. Baghini, *Handbook of Power Quality*, Chichester: Wiley, 2008.
- [12] C. Sankaran, *Power Quality*, CRC Press LLC, 2002.
- [13] Z. Hanzelka, *Jakość energii elektrycznej: wczoraj, dziś i jutro*, Materiały: Twelve Electric.
- [14] K. Piech, *Wpływ fotowoltaicznych źródeł energii*, Kraków, 2023.
- [15] M. Gała, „Ciągłość zasilania jako podstawowe kryterium jakości dostaw energii,” *Nowa Energia*, 5-6 2016.
- [16] W. Dołęga, „Wybrane aspekty krajowego technicznego poziomu,” *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, pp. 45-64, 2019.
- [17] *PN-EN 50160:2023 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych*, 2023.
- [18] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego Dz. U. 2023 poz. 819.
- [19] B. Kredenc i T. Sikorski, *Wybrane zagadnienia współczesnej oceny jakości energii elektrycznej*, Wrocław: Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej, 2014.
- [20] M. Craig, J. Wohland i L. Stoop, „Overcoming the disconnect between energy system and climate modeling,” *Environmental Research Letters*, 2022.
- [21] J. Popczyk i M. Krzykowski, „Niskoentropijny elektroprosumeryzm: transformacja energetyczna, złożoność, oświecenie,” w *Gospodarka i entropia. Jak wyjść z kryzysu?*, Warszawa, SCHOLAR, 2023, pp. 321-347.
- [22] T. Skoczkowski, S. Bielecki, A. Węglarz, M. Włodarczak i P. Gutowski, „Impact assessment of climate policy,” *Crossmark*, 2018.
- [23] P. S. Elektroenergetyczne, „Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2019 roku,” 2019.

- [24] P. S. Elektroenergetyczne, „Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2024 roku,” 2024.
- [25] E. Musiał, Ocena jakości energii elektrycznej w sieciach przemysłowych, Gdańsk: Konferencja "AUTOMATYKA, POMIARY, ZAKŁÓCENIA", 2004.
- [26] A. Alshahrani, S. Omer i Y. Su, „An Investigation into the Potential of Hosting Capacity and the Frequency Stability of a Regional Grid with Increasing Penetration Level of Large-Scale PV Systems,” *Electronics*, 10 2021.
- [27] „entsoe.eu,” 2026. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>.
- [28] L. Kadej i R. Zasuń, „Blackout w Hiszpanii: to był potężny «Apagón»,” 04 29 2025. [Online]. Available: <https://wysokienapiecie.pl/109857-blackout-w-hiszpanii-zaatakowal-poteczny-apagon/>. [Data uzyskania dostępu: 10 01 2026].
- [29] Z. Hanzelka, Jakość dostawy energii elektrycznej. Zaburzenia wartości skutecznej napięcia, Kraków: Wydawnictwa AGH, 2013.
- [30] Z. Kowalski, „Jakość energii elektrycznej,” Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź, 2007.
- [31] C. L. Fortesque, „Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 1918.
- [32] S. Robak, A. Pawlicki i B. Pawlicki, „Asymetria napięć i prądów w elektroenergetycznych układach,” *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 23-31, 7 2014.
- [33] P. Strząbała i M. Wciślik, „Analiza obwodu AC z obciążeniem nieliniowym i pasywnym filtrem wyższych harmonicznym typu Γ ,” *Przegląd Elektrotechniczny*, 1 2025.
- [34] C. P. Steinmetz, „Does the phase displacement occur in the current of electric arcs?,” *ETZ*, 1892.
- [35] C. I. Budeanu, „Ouissances reactives et fictives,” *Institut Romanian de l'Energie*, 1927.

- [36] L. S. Czarnecki, „What is wrong with the Budeanu concept of reactive and distortion powers and why it should be abandoned,” *IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement*, 1987.
- [37] S. Fryze, „Moc rzeczywista, urojona i pozorna w obwodach elektrycznych o przebiegach odkształconych prądu i napięcia,” w *Sprawozdanie z odczytu wygłoszonego dla członków Tow. Politechnicznego i Lwowsk. Koła Elektryków w dniu 19 listopada 1930 r. na Politechnice Lwowskiej*, Lwów, 1931.
- [38] H. Akagi, Y. Kanazawa i N. A, „Generalized Theory of Instantaneous Reactive Power in Three-Phase Circuits,” 1983.
- [39] L. S. Czarnecki, „Currents’ Physical Components (CPC) concept,” *Przegląd Elektrotechniczny*, 2008.
- [40] P. Makles i A. Bień, „Wymagania współczesnych liczników dla biernej energii,” *Przegląd Elektrotechniczny*, 12 2024.
- [41] Ł. Topolski, J. Warecji i Z. Hanzelka, „Methods for determining power losses in cable lines with non-linear load,” *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 85-90, 9 2018.
- [42] J. Riba, „Analysis of formulas to calculate the AC resistance of different conductors,” *Electric Power Systems Research*, pp. 93-100, 2015.
- [43] A. Smolarczyk i Z. Żagan, *Harmoniczne w systemach elektroenergetycznych*, Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2023.
- [44] I. 60287-1-1:2023, *Electric cables — Calculation of the current rating — Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses — General.*, Genewa: IEC, 2023.
- [45] „Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną,” Dz.U. 2022 poz. 2505.
- [46] ACER, „Getting the signals right:,” European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Ljubljana, 2025.

- [47] P. Rzepka, E. Siwy, M. Szablicki i B. Witek, „Wpływ zapadów napięcia wywołanych zwarciami w sieci dystrybucyjnej na pracę odbiorów przemysłowych. Wybrane zagadnienia,” *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 139-143, 7 2014.
- [48] R. Kowalak, „Modelling of Power Electronic Compensators,” *Acta Energetica*, pp. 48-55, 2013.
- [49] A. Lange i M. Pasko, Wybrane metody poprawy jakości energii elektrycznej za pomocą układów LC, Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2015.
- [50] L. electric, „<https://lovatoelectric.com>,” Lovato Electric, 2026. [Online]. Available: https://catalogue.lovatoelectric.com/pl_pl/Automatyczny-regulator-wspo%C5%82czynnika-mocy-serii-DCRG-8-stopni-do-rozbudowy-do-24-stopni/DCRG8/snp.
- [51] „PN-EN 60831 Kondensatory samoregenerujące do równoległej kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu znamionowym do 1000 V włącznie”.
- [52] „<https://lovatoelectric.com>,” Lovato Electric, 2026. [Online]. Available: https://catalogue.lovatoelectric.com/pl_pl/Modu%C5%82-tyrystorowy-moc-50kvar-przy-400VAC-kontrola-pradu/DCTLA4000500/snp.
- [53] M. Šapurov, V. Bleizgys, A. Baskys i A. Dervinis, „Asymmetric Compensation of Reactive Power Using Thyristor-Controlled Reactors,” *Symmetry*, 5 2020.
- [54] J. Afonso, M. Tanta, J. Pinto, L. Monteiro, L. Machado, T. Sousa i V. Monteiro, „A Review on Power Electronics Technologies for Power,” *Energies*, 2021.
- [55] H. Akagi, E. Watanabe i M. Aredes, Unstantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning, Hoboken: Wiley-IEEE Press.
- [56] D. Buła i M. Pasko, „Model częstotliwościowy metody detekcji wyższych harmoniczných,” *Pomiary, automatyka, kontrola*, pp. 1109-1111, 2013.
- [57] „SMone,” SMone Sp. z o. o., 2026. [Online]. Available: <https://smone.pl/produkty/sm-asvg-100-04-4l-w>.

- [58] M. Parol i Ł. Rokicki, Mikrosieci prądu przemiennego, Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2021.
- [59] A. Nocoń, Metody CAD i AI w inżynierii elektrycznej. Wybór przykładów z zastosowaniem programu MATLAB, Warszawa: WNT, 2018.

Załączniki

Tabela A 1 Dane wejściowe dotyczące opłat za energię elektryczną modelowanej sieci

Parametr	Wartość, zł/kWh
c_E	0,6000
c_{SZ}	0,2153
c_{OZE}	0,0073
c_K	0,0030
c_M	0,2194
k	3,0000
C_{rk}	0,5200
$\text{tg}\varphi_0$	0,4000

Tabela A 2 Zestawienie cen kompensatorów na bazie kondensatorów z dławikami ochronnymi oraz kompensatorów dynamicznych.

Moc kompensatora, kvar	Cena netto baterii MSC, zł	Cena netto kompensatora ASVG, zł
10	7 237,30	12 838,28
20	7 893,65	14 778,05
35	12 248,22	15 280,95
50	10 233,47	18 706,77
75	15 003,84	22 998,86
100	16 445,50	27 064,28
150	23 484,26	39 273,83
200	30 221,68	50 292,97
250	36 970,07	62 502,52
300	41 791,44	73 521,65
350	48 724,36	85 731,20
400	55 332,02	96 750,34