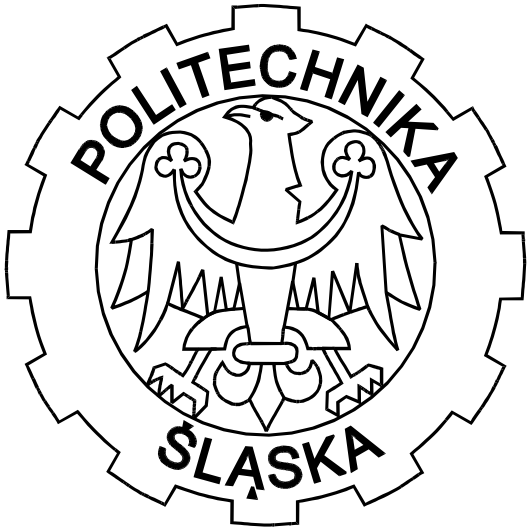


POLITECHNIKA ŚLĄSKA

WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY

KATEDRA ELEKTROENERGETYKI I STEROWANIA UKŁADÓW

ROZPRAWA DOKTORSKA

Optymalizacja pracy sieci rozdzielczej o dużym udziale instalacji prosumenckich

Autor: **mgr inż. Marcin Ryszard SMOŁKA**

Promotor: **dr hab. inż. Roman KORAB, prof. PŚ**

Promotor pomocniczy: **dr inż. Marcin POŁOMSKI**

Gliwice 2025

PODZIĘKOWANIA

Realizacja doktoratu była dla mnie bardzo dużym wyzwaniem, w związku z tym chciałbym serdecznie podziękować:

- Promotorowi dr hab. inż. Romanowi Korabowi prof. PŚ, za pomoc, wsparcie, motywację, inspirację oraz pieczę jaką sprawował podczas realizacji doktoratu.
- Promotorowi pomocniczemu dr inż. Marcinowi Połomskiemu, również za pomoc i wsparcie, których nieustannie udzielał w czasie realizacji doktoratu,
- dr inż. Bogdanowi Mól, za pełnienie funkcji opiekuna pomocniczego,
- mgr inż. Tomaszowi Naczyńskiemu, z którym to w trakcie realizacji doktoratu wielokrotnie omawialiśmy problemy, wymienialiśmy się doświadczeniami i wzajemnie motywowaliśmy do dalszej pracy,
- Mojej rodzinie za wsparcie jakie od nich otrzymałem w trakcie realizacji doktoratu.

Pracę dedykuję mojej rodzinie, Martynie, Bartkowi i Marcie, których miłość, wsparcie oraz cierpliwość pomagały w trakcie realizacji doktoratu. Bez ich obecności i zrozumienia nie udałoby mi się osiągnąć tego etapu w życiu.

STRESZCZENIE PRACY

Tematyka projektu doktorskiego dotyczy współpracy prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) z sieciami rozdzielczymi niskiego napięcia (nN) i koncentruje się na zbadaniu ich wpływu na wybrane parametry charakteryzujące pracę sieci, poprzez symulację pracy układu w określonym horyzoncie czasowym. Do przeprowadzania symulacji wykorzystano program OpenDSS. W pierwszej kolejności badania zostały przeprowadzone na testowym modelu sieci nN, będącym częścią sieci testowej CIGRE. Symulacje przeprowadzono w dobowym horyzoncie czasowym z rozdzielczością godzinową. Przeanalizowano wpływ generacji fotowoltaicznej m.in. na poziomy napięć w sieci, rozpływy prądów oraz straty energii. Stwierdzono, że obecność źródeł PV zmienia warunki pracy sieci, doprowadzając w pewnych sytuacjach do przekroczenia dopuszczalnych parametrów jej pracy, co negatywnie wpływa na samą sieć oraz na odbiorców z niej zasilanych.

Dla tego samego modelu sieci, w kolejnym etapie prac, przeprowadzono symulacje w rocznym horyzoncie czasowym, także z rozdzielczością godzinową, których wyniki również potwierdziły okresowy negatywny wpływ źródeł PV. Wyniki symulacji posłużyły do opracowania metody umożliwiającej ilościowe określenie stopnia negatywnego oddziaływania mikroinstalacji PV na pracę sieci nN, poprzez wyznaczenie poziomu ryzyka przekroczenia dopuszczalnych parametrów pracy sieci w założonym okresie. Ostatnim etapem części naukowej było zbadanie wpływu warunków atmosferycznych na poziomy ryzyka występujące w sieci. Symulacje przeprowadzono na dotychczasowym modelu sieci, odpowiednio modyfikując dane wejściowe w celu odwzorowania odmiennych warunków pogodowych. Otrzymane wyniki umożliwiły określenie wpływu warunków atmosferycznych na ryzyko przekroczenia dopuszczalnych parametrów pracy sieci oraz dodatkowo określono maksymalny stopień nasycenia testowej sieci CIGRE źródłami PV, dla którego nie stwierdzono zakłóceń w jej pracy. Na tym zakończono cześć naukową.

Opracowana metoda wyznaczania ryzyka przekroczenia dopuszczalnych parametrów pracy sieci została wykorzystana do badań nad rzeczywistymi układami sieciowymi, co stanowi cześć wdrożeniową projektu. Przekazane przez OSD dane techniczne rzeczywistych sieci dystrybucyjnych nN zostały wykorzystane do przygotowania ich modeli w OpenDSS. W związku z planowaną do przeprowadzenia bardzo dużą liczbą symulacji, w pierwszej

kolejności opracowano narzędzie, które umożliwia automatyzację procesu wykonywania symulacji, dzięki czemu znacznemu skróceniu uległ czas przeprowadzania pojedynczej analizy.

Do badań wytypowano trzy różne sieci nN. Dla każdej z nich przeanalizowano wpływ źródeł PV na ich pracę poprzez określenie rocznego ryzyka przekroczenia dopuszczalnych parametrów pracy sieci dla różnego stopnia nasycenia źródłami PV. Symulacje przeprowadzono w rocznym horyzoncie czasowym z rozdzielczością godzinową. Potwierdziły one, przedstawiony w części naukowej, negatywny wpływ źródeł PV na ich pracę w pewnych okresach. Efektem przeprowadzonych badań było wytypowanie spośród zbadanych sieci tej, która charakteryzuje się najgorszymi parametrami pracy, dla której następnie rozpoczęto szczegółową analizę jej pracy, skupiając się głównie na poziomach napięć oraz na zaproponowaniu rozwiązań technicznych minimalizujących negatywny wpływ mikroinstalacji PV na jej pracę. Dzięki przeprowadzeniu symulacji dobowych z rozdzielczością minutową, zbadano dziesięć możliwości, a uzyskane wyniki umożliwiły zarekomendowanie OSD rozwiązania technicznego, minimalizującego negatywny wpływ źródeł PV dla badanej sieci, w efekcie czego OSD uwzględnił w swoim planie inwestycyjnym zaproponowane i potwierdzone badaniami rozwiązanie. Analiza wyników przeprowadzonych symulacji wykazała również pozytywny wpływ zainstalowania bateryjnych magazynów energii u wybranych prosumentów na poziomy napięć w sieci, przy czym w pierwszym etapie badań założono ich nieskończoną pojemność i relatywnie prosty program pracy.

Ostatni etap prac obejmował przeprowadzenie symulacji przy założeniu skończonej pojemności magazynów prosumenckich oraz innego sposobu ich sterowania, odzwierciedlającego realia częstych zmian cen energii elektrycznej na polskim rynku. Rozpatrzono dwa sposoby sterowania magazynami, dla których przygotowano odpowiednie profile ich pracy: pierwszy, którego celem była minimalizacja kosztów energii i drugi, maksymalizujący neutralność finansową prosumentów. Celem określenia tych profili wykorzystano algorytm PSO i przeprowadzono symulacje dobowe, w których wykorzystano profile cen energii dla dwóch różnych dni 2024 roku. Przeprowadzono również symulacje roczne, obejmujące ceny energii jakie obowiązywały na polskim rynku w całym 2024 roku. W przypadku symulacji dobowych zbadano wpływ programów pracy magazynów na poziomy napięć w sieci oraz czas trwania przepięć w stosunku do układu bez magazynów. Dla symulacji rocznych dokonano z kolei oceny ryzyka przekroczenia napięcia powyżej wartości dopuszczalnej, tj. 1,1 U_n w miejscach przyłączenia odbiorców oraz oszacowano ilość

potencjalnie niewygenerowanej energii na skutek przerw w pracy mikroinstalacji PV spowodowanej zbyt wysokim napięciem w sieci. Analiza wyników wykazała, że lepsze efekty osiągnięto, gdy magazyny pracowały zgodnie z programami maksymalizującymi neutralność finansową prosumentów. Większemu skróceniu uległ wtedy czas trwania przepięć, a ilość potencjalnie niewygenerowanej energii elektrycznej również była mniejsza, w stosunku do sytuacji, gdy magazyny były sterowane według profili minimalizujących koszty energii.

Najważniejszym wnioskiem praktycznym z przeprowadzonych badań jest konkluzja mówiąca, że zastosowanie, sterowanych w odpowiedni sposób, rozproszonych magazynów energii zainstalowanych u prosumentów, pozwala łagodzić przepięcia występujące w sieci oraz obniża częstość wyłączania instalacji PV przez odpowiednie zabezpieczenia zainstalowane w falownikach, co przekłada się na mniejsze straty finansowe prosumentów oraz na dłuższą żywotność samych urządzeń, w szczególności falowników. Wniosek ten jest ważny m.in. z punktu widzenia konstrukcji systemów zarządzania energią u odbiorców komunalno-bytowych wyposażonych w mikroinstalacje PV i magazyny energii, ale także powinien być uwzględniony przy ewentualnym określaniu ram prawnych w tym obszarze.

Spis treści

1. WSTĘP 9

2. TEZA, CEL I ZAKRES PRACY 14

3. OPIS OSIĄGNIĘĆ NAUKOWYCH 15

3.1. Testowa sieć rozdzielcza nN i narzędzie służące do wykonywania analiz 15

3.1.1. Ogólna charakterystyka sieci nN w Polsce 15

3.1.2. Wybór adekwatnego modelu testowej sieci nN 18

3.1.3. Wybór narzędzia do analizy stanów pracy sieci nN 22

3.2. Wpływ prosumenckich mikroinstalacji PV na pracę testowej sieci nN 28

3.3. Metoda określania ryzyka przekroczenia dopuszczalnych parametrów pracy sieci nN 35

3.4. Wpływ wybranych czynników na ryzyko przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy testowej sieci nN współpracującej ze źródłami PV 44

4. OPIS OSIĄGNIĘĆ WDROŻENIOWYCH 50

4.1. Modele rzeczywistych sieci rozdzielczych nN 50

4.2. Narzędzie do przeprowadzania analizy pracy rzeczywistych sieci dystrybucyjnych nN i przykładowe wyniki uzyskane z jego zastosowaniem 56

4.3. Minimalizacja wpływu mikroinstalacji PV na pracę rzeczywistej sieci nN 66

4.3.1. Wpływ źródeł PV na pracę analizowanej sieci nN 68

4.3.2. Analiza możliwości obniżenia poziomów napięć w analizowanej sieci nN przy pracy mikroinstalacji PV 73

4.4 Zastosowanie magazynów energii do regulacji napięcia w sieci dystrybucyjnej nN 85

4.4.1 Dobowa symulacja pracy rzeczywistej nN sieci z zainstalowanymi rozproszonymi magazynami energii 91

4.4.2 Roczna symulacja pracy rzeczywistej sieci nN z zainstalowanymi prosumenckimi magazynami energii 98

5. PODSUMOWANIE 105

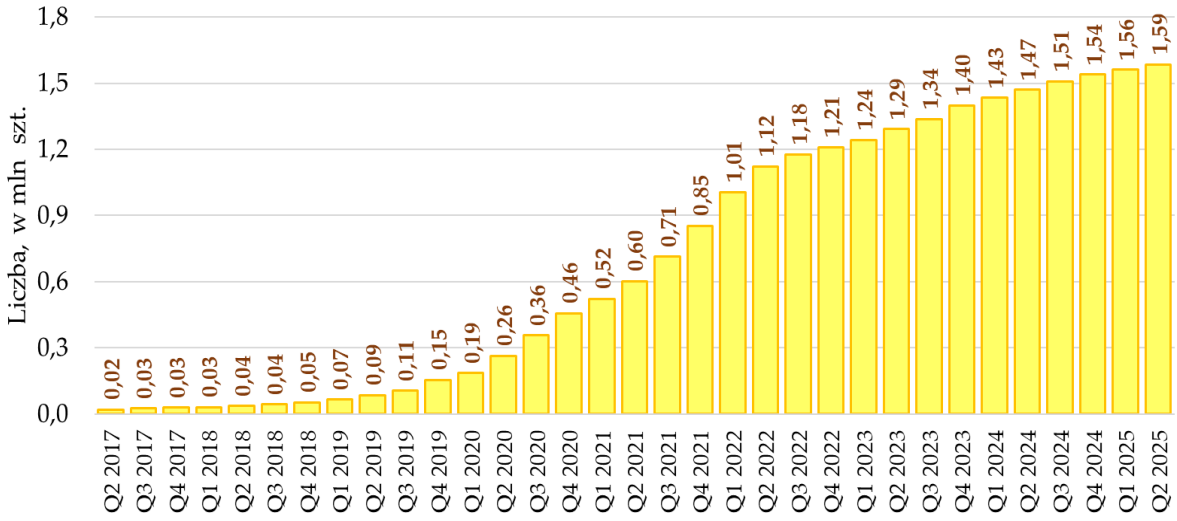
6. BIBLIOGRAFIA 109

ZAŁĄCZNIK 1. ZBIÓR POWIĄZANYCH TEMATYCZNIE ARTYKUŁÓW NAUKOWYCH STANOWIĄCYCH ROZPRAWĘ DOKTORSKĄ 116

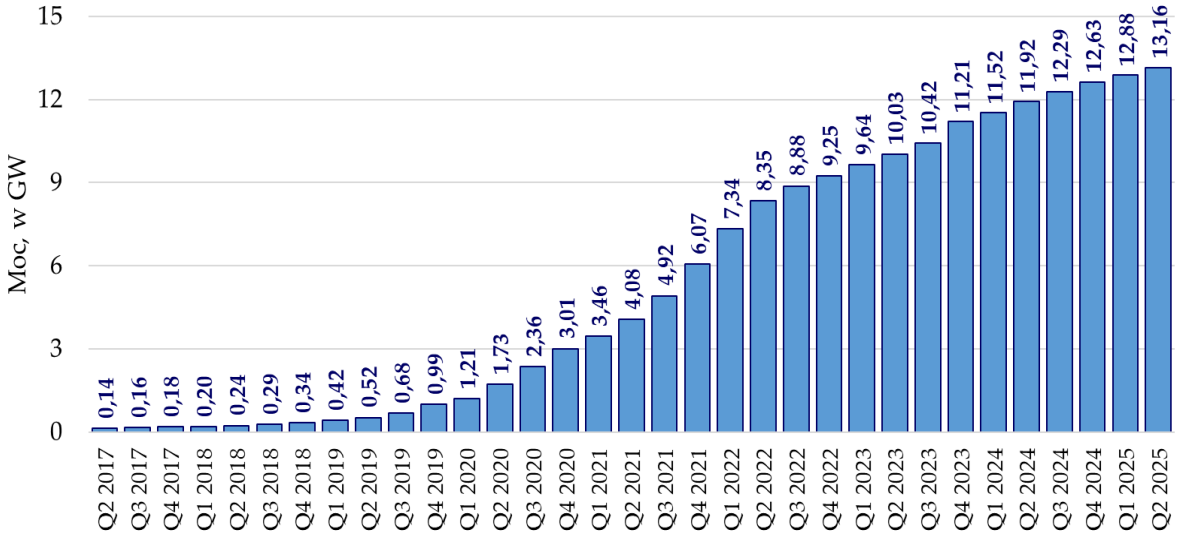
ZAŁĄCZNIK 2. WYSTĄPIENIA PREZENTUJĄCE WYNIKI PROWADZONYCH PRAC NAUKOWO-BADAWCZYCH.....117

1. WSTĘP

W Polsce, na przestrzeni ostatnich kilku lat, widoczny jest wyraźny i niezwykle dynamiczny wzrost zainteresowania wykorzystaniem energii Słońca do produkcji energii elektrycznej z użyciem paneli fotowoltaicznych (PV). Objawia się to m.in. znaczącym przyrostem liczby i mocy prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych przyłączanych do sieci niskiego napięcia (nN). Wpływ na tak dużą popularność tego sposobu wytwarzania energii elektrycznej miało między innymi wprowadzenie dopłat do budowy takich instalacji przez prosumentów, czyli podmiotów zużywających energię elektryczną i jednocześnie ją produkujących we własnych źródłach. Według stanu na koniec czerwca 2025 roku łączna liczba mikroinstalacji PV przyłączonych do sieci rozdzielczej Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) wyniosła 1585 tys. [1], co oznacza ponad 29 krotny wzrost od początku 2019 roku, kiedy to w naszym kraju rozpoczął się dynamiczny rozwój tych instalacji. Sumaryczna moc prosumenckich mikroinstalacji PV wynosi obecnie ponad 13,2 GW (ponad 38 krotny wzrost w ciągu pięciu lat), a średnia moc pojedynczej mikroinstalacji przyłączanej do sieci nN wynosi 8,3 kW. Na rysunkach 1.1 i 1.2 przedstawiono odpowiednio dynamikę wzrostu liczby oraz mocy prosumenckich mikroinstalacji PV przyłączanych przez OSD do sieci nN.



Rys. 1.1. Łączna liczba mikroinstalacji PV przyłączonych przez OSD w cyklu kwartalnym (opracowanie własne, źródło danych [1])



Rys. 1.2. Łączna moc mikroinstalacji PV przyłączonych przez OSD w cyklu kwartalnym (opracowanie własne, źródło danych [1])

Analizując dane przedstawione na rysunkach 1.1 i 1.2 można wyróżnić trzy etapy rozwoju mikroinstalacji PV w Polsce. Pierwszy etap trwał do końca 2019 roku. W tym okresie zainteresowanie budową własnego mikroźródła PV wśród odbiorców komunalno-bytowych było niewielkie, głównie z uwagi na brak opłacalności ekonomicznej takiej inwestycji. Drugi etap, z najszybszym przyrostem liczby i mocy mikroinstalacji PV, rozpoczął się po wprowadzeniu rozliczenia ilościowego produkowanej przez prosumentów energii realizowanego w systemie opustów (tzw. „net-metering", polegający na rozliczeniu fizycznych ilości nadwyżek energii wyprodukowanej przez prosumenta, które nie zostały przez niego zużyte na bieżąco) [2]. Trwał on od IV kwartału 2019 roku do końca I kwartału 2022 roku. Wprowadzenie nowelizacji przepisów o OZE [3], które stanowiły, że wszystkie instalacje wykonane po 1 kwietnia 2022 roku przeszły na system rozliczeń wartościowych, zapoczątkowało trzeci etap rozwoju mikroinstalacji PV w Polsce. W tym systemie produkowana energia jest rozliczana wartościowo (sprzedawana i kupowana przez prosumenta) z wykorzystaniem odpowiedniej ceny (tzw. „net-billing", polegający na wartościowym rozliczeniu energii wyprodukowanej przez prosumenta z wykorzystaniem ceny energii ustalonej na Rynku Dnia Następnego). Obowiązujący od 1 kwietnia 2022 r. system „net-billing" okazał się mniej korzystny ekonomicznie w stosunku do obowiązującego w okresie od 2019 do 2022 roku systemu „net-metering", co przełożyło się na spowolnienie

dynamiki rozwoju mikroinstalacji PV w Polsce, jednak, pomimo tych zmian, ten segment wytwarzania nadal cieszy się dużym zainteresowaniem wśród prosumentów.

Tak znaczący i dynamiczny rozwój mikroinstalacji PV nie pozostał bez wpływu na pracę sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia, których podstawową funkcją była dotychczas dystrybucja (transport) energii elektrycznej pobieranej z sieci średniego napięcia (SN) do odbiorców końcowych. Istniejące sieci nN nie były projektowane do współpracy z instalacjami fotowoltaicznymi. W procesie projektowania uwzględniano ich podstawową rolę (zasilanie odbiorców końcowych nN) i projektowano je z przyjęciem znormalizowanych wartości obciążeń szczytowych odbiorców oraz odpowiednich współczynników jednoczesności ich występowania [4-6]. Przyjmowane do projektowania wartości obciążeń szczytowych odbiorców zasilanych z sieci nN zawierają się zwykle w przedziale od 12,5 kVA do 30 kVA [4,5]. Z praktyki eksploatacyjnej wynika ponadto, że nigdy nie występują sytuacje, w których wszystkie odbiorniki zainstalowane u odbiorców pobierają maksymalną moc w tym samym czasie. Zawsze występuje tutaj pewien stopień zróżnicowania i fakt ten jest wykorzystywany do określania łącznego szczytowego zapotrzebowania na moc grupy odbiorców zasilanej z danego fragmentu sieci nN, poprzez zastosowanie wspomnianego wyżej współczynnika jednoczesności. Zdefiniowany jest on jako stosunek szczytowego zapotrzebowania grupy odbiorców do sumy ich indywidualnych maksymalnych zapotrzebowań. Jego wartość zależy od liczby odbiorców i silnie maleje wraz z jej wzrostem, ponieważ im większa liczba odbiorców, tym suma indywidualnych maksymalnych zapotrzebowań jest większa, a zatem mianownik w ułamku jest większy. Przykładowo, dla dwóch typowych odbiorców komunalno-bytowych nieposiadających zaopatrzenia w ciepłą wodę z zewnętrznej sieci grzewczej, współczynnik jednoczesności wynosi 0,733, dla dwudziestu 0,222, a dla stu jedynie 0,068 [4,5].

W przypadku współczynnika jednoczesności występowania szczytowej generacji w mikroinstalacjach PV sytuacja jest odmienna. Wynika to z faktu, iż w czasie, kiedy występują korzystne warunki atmosferyczne (wysokie nasłonecznienie), obszar na który równomiernie padają promienie słoneczne obejmuje zwykle swoim zasięgiem dużą liczbę mikroinstalacji PV, nierzadko jednakowo oddziałując na wszystkie źródła w obrębie danej sieci nN. Zatem wszyscy prosumenci w tej sieci wytwarzają energię elektryczną jednocześnie, czyli w takim przypadku, zakładając podobną orientację źródeł PV, wartość współczynnika jednoczesności jest bliska jedności. Uwzględniając, że średnia moc zainstalowana pojedynczej mikroinstalacji PV

w Polsce wynosi 8,3 kW, to przy odpowiednio wysokim stopniu nasycenia sieci tymi źródłami, na skutek ich pracy, dochodzi do znaczącego obciążenia sieci nN.

Drugim powodem, dla którego prosumenckie mikroinstalacje PV w istotny sposób wpływają na pracę sieci nN jest niski współczynnik autokonsumpcji generowanej energii. Przeprowadzone badania wykazały, że prosumenci zużywają na własne potrzeby jedynie około 30% energii wygenerowanej przez mikroinstalacje PV [7]. Powodem takiej sytuacji jest niejednoczesność czasowa produkcji energii elektrycznej z jej poborem przez prosumenta, gdyż przeważnie maksymalna generacja energii w źródłach fotowoltaicznych przypada na godziny okołopołudniowe, natomiast największe zużycie energii przez odbiorcę komunalno-bytowego ma miejsce w godzinach szczytów porannego i wieczornego. Dodatkowo obecnie jedynie niewielka liczba prosumentów wyposażona jest w magazyny energii elektrycznej, umożliwiające gromadzenie powstających nadwyżek. W efekcie, w okresach wysokiej generacji PV, znaczna część produkowanej energii jest oddawana do sieci.

Wysoka wartość współczynnika jednoczesności generacji PV oraz niska bieżąca autokonsumpcja produkowanej energii w konsekwencji prowadzą do sytuacji, w której w pewnych okresach doby moc generowana przez wszystkie instalacje PV jest na tyle duża, iż prowadzi do powstania zakłóceń w pracy sieci nN, obejmujących głównie [8-16]:

1. przekroczenie napięcia powyżej wartości dopuszczalnej, tj. U_n + 10% U_n (U_n - napięcie znamionowe sieci),
2. pojawienie się odwrotnych przepływów mocy czynnej, czyli przepływów z sieci nN do sieci średniego napięcia (SN),
3. przekroczenie prądu dopuszczalnego długotrwale dla danego elementu sieci,
4. wzrost strat sieciowych w stosunku do pracy tej samej sieci bez źródeł PV,
5. wzrost niesymetrii napięć (głównie składowej zerowej).

Zakłócenie wskazane w punkcie 1 wpływa bezpośrednio na jakość dostarczanej energii do odbiorców końcowych, ponieważ zbyt wysokie wartości napięcia (przepięcia) mogą doprowadzić do uszkodzenia odbiorników [17,18]. Z kolei zjawiska wymienione w punktach 2 i 3 wpływają na prawidłową pracę elementów sieci dystrybucyjnej i również mogą prowadzić do ich przyspieszonej degradacji [13, 19-22]. Wymieniony w punkcie 4 wzrost strat sieciowych to – z perspektywy lokalnego OSD – zwiększenie wskaźnika różnicy bilansowej, a celem każdego operatora jest dążenie do jego minimalizacji [23]. Natomiast wskazany w punkcie 5

wzrost niesymetrii wpływa m.in. na zwiększenie obciążenia przewodu PEN, co powoduje zwiększenie spadków napięć i strat mocy [24,25].

Spośród wymienionych, najbardziej odczuwalnym (i najłatwiej mierzalnym), negatywnym skutkiem pracy źródeł PV w sieci nN, jest długotrwały wzrost napięcia powyżej wartości dopuszczalnej (przepięcia długotrwałe). Sytuacja ta występuje wtedy, gdy generacja PV w danym fragmencie sieci przekracza występujące tam obciążenie, co w konsekwencji prowadzi do odwrotnych przepływów mocy czynnej, pociągając za sobą zmianę kierunków spadków napięć i w konsekwencji wzrost napięcia w węzłach przyłączenia źródeł PV [16]. Badania wskazują, że poziomy przepięć długoterminowych są większe w sytuacjach niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorców niż w przypadku krótkotrwałych wzrostów natężenia promieniowania słonecznego [26]. Typowe domowe urządzenia elektryczne charakteryzują się dobrą odpornością na krótkotrwałe przepięcia. Jednakże występowanie przepięć długotrwałych może doprowadzić do przyspieszonego ich zużycia, a w skrajnym przypadku do zniszczenia tych urządzeń [27-29] . Należy zatem dążyć do łagodzenia długotrwałych przepięć, trwających niekiedy po kilka godzin w ciągu doby, a pojawiających się w okresach niskiego zapotrzebowania i wysokiej generacji PV.

Najprostszym środkiem zaradczym, obecnie głównie wykorzystywanym, jest wyłączenie źródeł PV przez zainstalowane w falownikach zabezpieczenia nadnapięciowe po przekroczeniu napięcia dopuszczalnego. Jest to jednak działanie niekorzystne dla prosumenta, ponieważ w efekcie instalacja PV nie pracuje, pomimo występowania korzystnych warunków atmosferycznych, co powoduje, że prosument w tym czasie nie uzyskuje przychodów z tytułu zainwestowanych w jej budowę środków, a więc okres zwrotu inwestycji się wydłuża, wpływając na opłacalność całego przedsięwzięcia. Niektórzy prosumenci podejmują działania umożliwiające uniknięcie powyższej sytuacji. Mowa tu o zmianach w ustawieniach falownika, polegających na zadaniu wyższej wartości napięcia granicznego, po przekroczeniu którego falownik ma się wyłączyć [30,31]. Należ jednak zaznaczyć, że z punktu widzenia polskiego prawodawstwa, a także warunków bezpiecznej eksploatacji sieci i urządzeń elektrycznych, są to metody nielegalne i niedopuszczalne, gdyż wpływają one na poprawną pracę sieci nN. Należy zatem dążyć do wyeliminowania tego typu praktyk i poszukiwać innych środków poprawiających współpracę mikroinstalacji PV z siecią rozdzielczą nN bez konieczności redukcji generacji PV, co jest głównym celem niniejszego projektu doktorskiego.

Podsumowując, dynamiczny i znaczący rozwój prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych nie obył się niestety bez negatywnego ich wpływu na pracę sieci niskich napięć, w szczególności na poziomy napięć w niej występujące. Skala występowania zakłóceń (głównie przepięć długoterminowych) jest różna i zależy w dużej mierze od topologii i parametrów sieci oraz liczby prosumentów, mocy mikroinstalacji PV i generowanej przez nie energii elektrycznej, uzależnionej m.in. od sposobu montażu paneli. Przedstawiony problem skłonił do podjęcia się zadania polegającego na jego analizie i próbie rozwiązania na przykładzie rzeczywistych sieci dystrybucyjnych niskich napięć, w których, z uwagi na dużą liczę zainstalowanych instalacji prosumenckich, dochodzi do opisanych zakłóceń.

2. TEZA, CEL I ZAKRES PRACY

Wykonany przegląd literatury omawiającej różne aspekty pracy sieci rozdzielczej nN współpracującej z odnawialnymi źródłami energii (w szczególności z fotowoltaicznymi instalacjami prosumenckimi) wskazał, że tego typu źródła okresowo negatywnie wpływają na pracę tej sieci. W związku z tym postanowiono zbadać możliwości zastosowania różnych rozwiązań technicznych umożliwiających minimalizację niekorzystnego oddziaływania mikroinstalacji PV na pracę sieci nN i rozpoczęto prace badawcze w ramach wdrożeniowego projektu doktorskiego, dla którego sformułowano następującą tezę:

Zastosowanie odpowiedniego sterowania prosumenckimi magazynami energii elektrycznej umożliwia poprawę warunków pracy sieci rozdzielczej niskiego napięcia o dużym udziale mikroinstalacji fotowoltaicznych, prowadząc m.in. do obniżenia poziomów napięć.

Postawiona teza określa główny cel pracy, którym jest zbadanie wybranych sposobów sterowania prosumenckimi magazynami energii w rzeczywistej sieci nN o dużym udziale mikroinstalacji PV, pozwalającego na minimalizację negatywnego wpływu tych źródeł na pracę sieci. W szczególności skupiono się na problemie obniżenia napięć, ponieważ zmniejszenie czasu trwania przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia pozwoli skrócić przerwy w pracy źródeł PV w wyniku ich wyłączenia przez zabezpieczenia nadnapięciowe falowników.

Sformułowany cel został osiągnięty poprzez realizację prac badawczych podzielonych na część naukową oraz wdrożeniową. W ramach części naukowej:

- opracowano model testowej sieci rozdzielczej nN z zainstalowanymi prosumenckimi mikroinstalacjami fotowoltaicznymi w programie OpenDSS,
- opracowano metodę określania ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci nN, ze szczególnym uwzględnieniem ryzyka przekroczenia napięcia powyżej wartości dopuszczalnej, tj. U_n + 10% U_n,
- określono, wykorzystując opracowaną metodę wyznaczania ryzyka, wpływ prosumenckich mikroinstalacji PV na pracę sieci nN w różnych warunkach jej pracy.

Część wdrożeniowa obejmowała swoim zakresem:

- analizę pracy rzeczywistych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia o dużym udziale mikroinstalacji PV,
- opracowanie narzędzia do automatyzacji symulacji pracy sieci współpracującej ze źródłami PV wraz z analizą wyników końcowych, pozwalającą na wyznaczanie ryzyka przekroczenia dopuszczalnych (normalnych) warunków pracy sieci dla różnych stopni nasycenia mikroinstalacjami PV,
- analizę skuteczności wybranych metod regulacji napięć stosowanych obecnie przez OSD w sieciach niskich napięć,
- propozycję zastosowania prosumenckich magazynów energii elektrycznej do poprawy warunków napięciowych w sieci niskiego napięcia o dużym udziale mikroinstalacji PV.

Wymienione wyżej etapy prac zostały przedstawione w kolejnych rozdziałach niniejszego autoreferatu. Ich szczegółowy opis wraz z szerszą prezentacją wyników badań znajdują się w załączonych do autoreferatu artykułach, będących powiązanym ze sobą zbiorem publikacji naukowych, stanowiących rozprawę doktorską.

3. OPIS OSIĄGNIĘĆ NAUKOWYCH

3.1. Testowa sieć rozdzielcza nN i narzędzie służące do wykonywania analiz

3.1.1. Ogólna charakterystyka sieci nN w Polsce

Sieci rozdzielcze nN eksploatowane w Polskim, podobnie jak i pozostałych częściach europejskiego systemu elektroenergetycznego, wykonane są zwykle jako sieci czteroprzewodowe, pracujące w jednym z dwóch układów: TN lub TT. Zasilane są ze stacji transformatorowych SN/nN (akronim SN oznacza średnie napięcie), które z kolei zasilane są

liniami napowietrznymi lub kablowymi SN, o napięciu znamionowym wynoszącym najczęściej 15 lub 20 kV, rzadziej 30, 10 i 6 kV [32,33]. Zasilanie odbiorców przyłączonych do sieci nN odbywa się zarówno z wykorzystaniem linii kablowych, jak i napowietrznych, stanowiących tory główne linii zasilających (niekiedy z dłuższymi odgałęzieniami), a wyprowadzonymi z pól rozdzielnicy nN zabudowanej w stacji SN/nN [34,35] i przystosowanej do zasilania określonej liczby odbiorców. Odbiorcy przyłączani są najczęściej do sieci w taki sposób, że ich przyłącza stanowią odgałęzienia od toru głównego linii zasilającej i mogą być wykonane zarówno linią kablową z wykorzystaniem złącza kablowego, jak i linią napowietrzą, bezpośrednio ze słupa.

Topologia sieci nN zależy w dużej mierze od obszaru, który ta sieć zasila i zwykle wynika z rozmieszczenia geograficznego odbiorców (linie nN prowadzone są najczęściej wzdłuż ulic). Na obszarach silnie zurbanizowanych (głównie w miastach) sieci nN w większości pracują w układach pętlowych [36], rezerwujących się wzajemnie, co umożliwia zasilanie odbiorców zlokalizowanych pomiędzy dwoma stacjami SN/nN w stanach awaryjnych. Taki sposób pracy sieci nN w miastach realizuje się przez wykorzystanie złączy kablowych (dedykowane pole) w przypadku sieci kablowych, a w sieciach napowietrznych za pomocą rozłączników słupowych lub mostków instalowanych na słupach. Na obszarach o niższym zurbanizowaniu (w małych miejscowościach lub na obszarach wiejskich), zasilanie odbiorców zwykle jest możliwe tylko z jednej stacji SN/nN [37], a sieci pracują w klasycznym układzie promieniowym, tzn. nie ma możliwości realizacji zasilania rezerwowego w stanach awaryjnych, poprzez zasilenie odbiorców z innej stacji.

Uwzględniając powyższe cechy, sieci nN w Polsce można podzielić na sieci miejskie oraz terenowe. Sieci miejskie zasilają odbiorców komunalno-bytowych (a także komercyjnych i drobnych odbiorców przemysłowych) w obrębie miast i w przeważającej części są wykonane jako sieci kablowe. Z kolei sieci terenowe, najczęściej wykonane jako napowietrzne, odpowiadają w większości za zasilanie odbiorców komunalno-bytowych (oraz gospodarstw rolnych i hodowlanych, rzadziej drobnego przemysłu) zlokalizowanych na peryferiach miast i na terenach wiejskich. Obie wskazane kategorie sieci nN cechują się inną przeciętną liczbą odbiorców, różnymi odległościami pomiędzy stacją transformatorową, a zasilanymi z niej odbiorcami oraz wzajemnymi odległościami pomiędzy odbiorcami, z czego wynikają długości oraz liczba obwodów (torów zasilających) wyprowadzonych ze stacji SN/nN. W tabeli 3.1 zestawiono, wyznaczone na podstawie rzeczywistych danych, charakterystyczne wielkości opisujące sieci miejskie i terenowe eksploatowane przez wybranego OSD.

Tabela 3.1.

Zestawienie najważniejszych wielkości charakteryzujących sieci miejskie i terenowe eksploatowane na obszarze wybranego OSD

Charakterystyczna wielkość		**Typ sieci**	
		miejska	**terenowa**
Średnia moc transformatora	kVA	348	150
Średnia długość linii napowietrznych	m	630	1890
Średnia długość linii kablowych	m	1070	440
Średnia długość przyłączy	m	43	42
Średnia liczba odbiorców przypadająca	szt.	200	186
Średnia liczba odbiorców z taryfy G	szt.	185	172
Średnia liczba odbiorców z taryfy C	szt.	15	14

Sieci nN w Polsce budowane są z wykorzystaniem typowych elementów. Dla linii napowietrznych, jako konstrukcje wsporcze, stosowane są słupy żelbetowe oraz strunobetonowe wirowane, a jako przewody robocze wykorzystuje się przewody aluminiowe wielodrutowe (AL) lub aluminiowe wielodrutowe w izolacji z polietylenu usieciowanego (AsXS, AsXSn), o przekrojach wynoszących najczęściej 16, 25, 35, 50 oraz 70 mm^2. W liniach kablowych stosuje kable z żyłami roboczymi aluminiowymi jednodrutowymi lub wielodrutowymi, okrągłe lub sektorowe, zwykle o przekrojach 25, 35, 70, 120 i 240 mm^2. Izolacja kabli wykonana jest z polwinitu lub z polietylenu usieciowanego [38-41]. Obecnie nie stosuje się zróżnicowania przekroju przewodów fazowych oraz przekroju przewodu ochronno-neutralnego. W przypadku transformatorów zasilających sieci rozdzielcze, stosowane są jednostki dwuuzwojeniowe, jednokadziowe o mocach od 40 kVA do 1000 kVA i grupach połączeń Dyn5 lub Yzn5, dla mocy od 40 kVA do 160 kV lub Dyn5, dla mocy od 250 kVA do 1000 kVA. Z uwagi na różne poziomy napięć w sieciach SN na obszarze Polski, uzwojenia pierwotne mogą pracować na napięciu wynoszącym 30 kV, 20 kV, 15 kV, 10 kV oraz 6 kV (najczęściej 20 kV i 15 kV) [42]. Jako stacje transformatorowe SN/nN w sieciach terenowych stosuje się głównie stacje napowietrzne wykonane z wykorzystaniem żerdzi żelbetowych lub strunobetonowych, rzadziej drewnianych. W sieciach miejskich przeważają z kolei stacje wnętrzowe wykonywane jako prefabrykowane z korytarzem obsługi lub bez [34, 43-52].

3.1.2. Wybór adekwatnego modelu testowej sieci nN

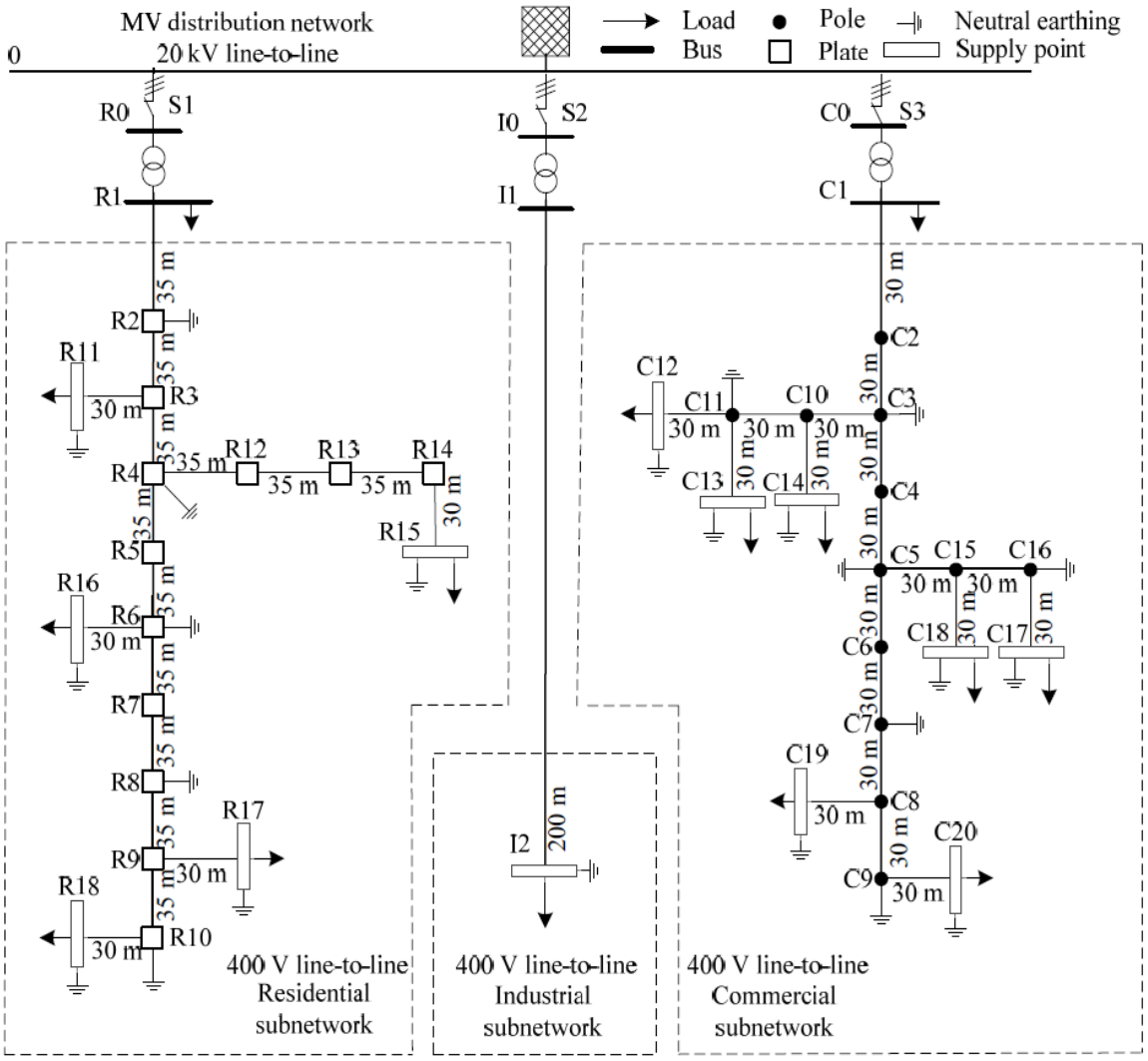
W trakcie przeglądu literatury opisującej testowe modele sieci nN główny nacisk położono na znalezienie takiego modelu, który możliwie najlepiej będzie odwzorowywał opisane w poprzednim punkcie realia dotyczące sieci nN eksploatowanych w Polsce, a jednocześnie nie będzie zbyt rozbudowany, aby można go było łatwo zamodelować w wybranym narzędziu obliczeniowym, a następnie jednoznacznie ocenić uzyskane wyniki symulacji. Przykładowo, w publikacji [53] opisano metodologię tworzenia modeli testowych na podstawie rzeczywistych danych pozyskanych od 79 europejskich OSD. Na ich podstawie opracowano wskaźniki charakteryzujące te sieci, a następnie wykorzystując je, zbudowano dziewięć modeli testowych. Opracowane w ten sposób modele charakteryzują się jednak rozbudowaną topologią i znacznym stopniem skomplikowania, przez co nie spełniają sformułowanych wyżej kryteriów. Kolejny model przedstawiono w publikacji [54]. Model ten również został odrzucony, ponieważ posiada rozbudowaną topologię, a ponadto sieć w tym modelu pracuje w układzie TT, który co prawda również występuje w Polsce, jednak zdecydowana większość sieci nN to sieci pracujące w układzie TN. W literaturze dostępne są również modele odpowiadające standardom sieci amerykańskich [55]. Nie brano ich jednak pod uwagę ze względu na zasadnicze różnice w budowie pomiędzy europejskimi a amerykańskimi sieciami nN.

Na szczególną uwagę zasługują natomiast modele opisane w publikacji [56], która zawiera modele typowych sieci nN występujących zarówno w Ameryce Północnej, jak i w Europie. Przedstawiony tam model europejski pracuje w układzie TN i jest zbudowany z typowych elementów stosowanych również w Polsce, a jego topologia, w stosunku do opisanych wcześniej, jest zdecydowanie mniej rozbudowana. Dodatkową zaletą tego modelu jest to, że oprócz jego topologii i szczegółowych parametrów elementów go tworzących, podano również wszystkie dane niezbędne do wykonania obliczeń rozpływowych, a także podano wyniki tych obliczeń, co jest szczególnie przydatne w ocenie dokładności odwzorowania tego modelu w wykorzystanym narzędziu obliczeniowym. Reasumując, w wyniku przeglądu literatury, przy jednoczesnym uwzględnieniu sformułowanych założeń wpływających na wybór modelu, zdecydowano się na wykorzystanie sieci testowych opisanych w broszurze „Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources”, przygotowanej przez stowarzyszenie CIGRE.

Przywołana broszura CIGRE [56] zawiera opis sieci nN o europejskiej konfiguracji, składającej się z trzech podsieci (obwodów), posiadających konfigurację, którą przedstawia rysunek 3.1. W broszurze sieci te nazywane są:

1. Residential (R) - sieć kablowa zasilająca odbiorców komunalno-bytowych,
2. Commercial (C) - sieć napowietrzna zasilająca odbiorców handlowo-usługowych,
3. Industrial (I) - sieć kablowa zasilająca odbiorcę przemysłowego.

Wszystkie trzy podsieci zostały zamodelowane w wykorzystywanym w symulacjach narzędziu obliczeniowym, a do dalszych analiz szczegółowych wybrano sieć zasilającą odbiorców komunalno-bytowych (Residential). Jest to trójfazowa, czteroprzewodowa sieć kablowa o napięciu znamionowym 400 V, pracująca w układzie TN-C, której schemat i charakterystykę elementów składowych przedstawia rysunek 3.2. Należy zaznaczyć, że widoczne na rys. 3.2 odbiory stanowią odbiory kompleksowe, reprezentujące grupy pojedynczych odbiorców komunalno-bytowych (z tego wynikają stosunkowo duże moce szczytowe odbierane w poszczególnych węzłach sieci). Pozostałe dane niezbędne do wykonania analiz szczegółowych dla wybranej sieci testowej przedstawiono również w poszczególnych publikacjach wchodzących w skład zbioru publikacji naukowych, stanowiących rozprawę doktorską.



Rys. 3.1. Struktura sieci testowej nN przedstawionej w broszurze CIGRE (źródło: [56])

Sieć zasilająca SN:

U_n = 20 kV

S''_{k3} = 100 MVA

X_1 / R_1 = 1

Transformator:

S_n = 500 kVA

ϑ_n = 20/0,4 kV/kV

u_z = 4%

ΔP_{Cu} = 1%

Linie kablowe:

K1: Al, 240 mm²

K2: Al, 50 mm²

Długości linii:

L1: 30 m

L2: 35 m

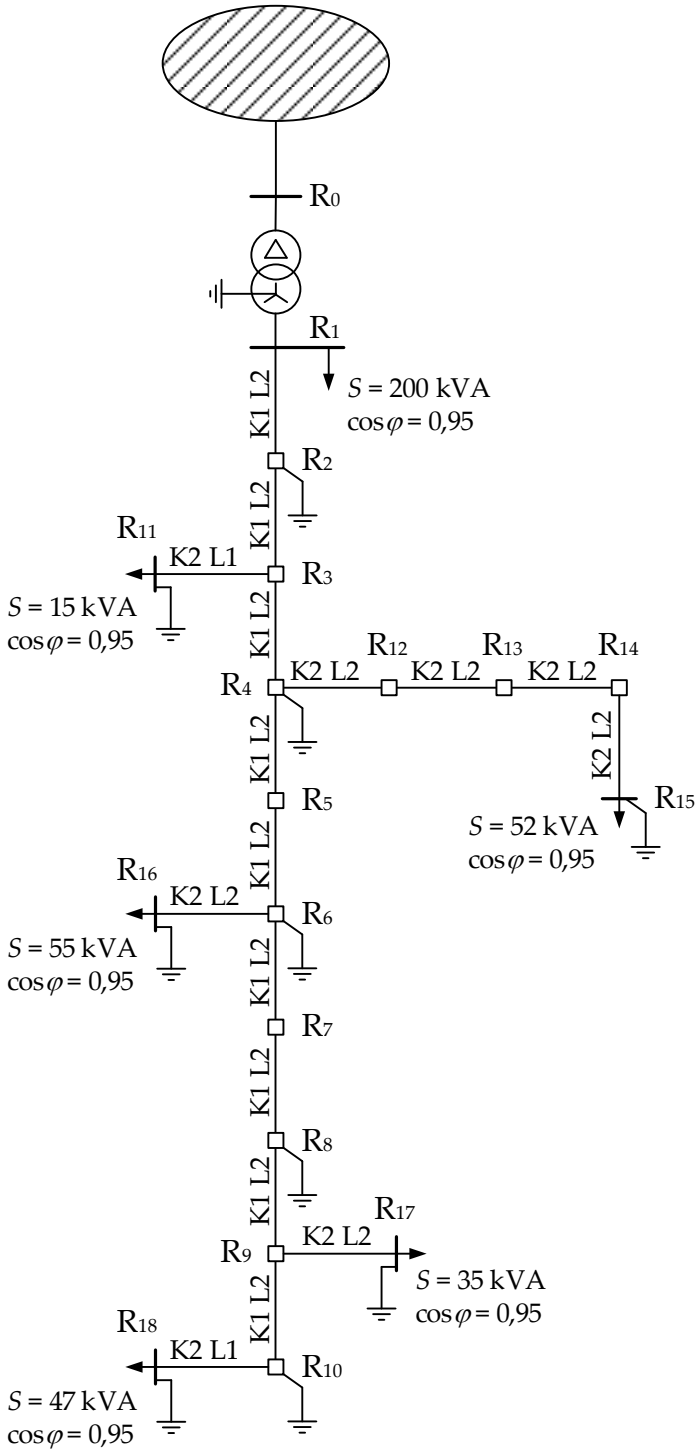
□ - mufa kablowa

Układ TN-C

Rezystancje uziemień:

Transformator:
R = 3 Ω

Sieć (przewód PEN):
R = 40 Ω



Rys. 3.2. Schemat i charakterystyka elementów składowych sieci testowej CIGRE (część Residential) zasilającej odbiorców komunalno-bytowych (opracowanie własne, źródło danych [56])

3.1.3. Wybór narzędzia do analizy stanów pracy sieci nN

Cechą charakterystyczną, odróżniającą sieci nN od sieci SN i WN, oprócz poziomów napięć, elementów je tworzących i urządzeń zabezpieczających ich pracę, jest niesymetria występująca podczas normalnej pracy. Wynika to z obecności jednofazowych odbiorców (lub z pracy odbiorników jednofazowych u odbiorców posiadających przyłącza trójfazowe) oraz jednofazowych źródeł PV (i niekiedy magazynów energii) do niej przyłączonych. W związku z tym narzędzie do symulacji pracy sieci nN musi posiadać możliwość przeprowadzania obliczeń dla trójfazowych dystrybucyjnych układów sieciowych przy niesymetrycznym ich obciążeniu i zasilaniu, a więc posiadać możliwość zamodelowania wszystkich trzech faz i przewodu ochronno-neutralnego (w sieci TN-C, która jest siecią najczęściej spotykaną w Polsce). Dodatkową pożądaną cechą tego narzędzia powinna być możliwość wykonywania analiz w dłuższych horyzontach czasowych (np. doba, rok), z różną rozdzielczością (krokiem czasowym) symulacji (np. minuta, godzina), dla zmiennych w czasie warunków pracy tej sieci (zmienność obciążenia i zasilania, wynikająca dla mikroinstalacji PV przede wszystkim ze zmiennych warunków atmosferycznych).

W ramach dokonanego przeglądu narzędzi do symulacji pracy sieci, wskazać można kilka programów, których funkcjonalność jest zbieżna ze sformułowanymi wyżej oczekiwaniami [57]. Poniżej scharakteryzowano cztery narzędzia analityczne możliwe do zastosowania w tym obszarze wraz z przedstawieniem ich głównych zalet i wad. Są to: OpenDSS [58], GridLAB-D [59], CYMDIST [60] i PowerFactory [61,62]. OpenDSS oraz GridLAB-D to narzędzia typu open-source, dostępne bezpłatnie. Z kolei CYMDIST i Power Factory są to produkty komercyjne, wymagające wykupienia odpowiedniej licencji użytkownika.

OpenDSS (Distribution System Simulator) umożliwia symulację n-fazowych sieci dystrybucyjnych z uwzględnieniem generacji rozproszonej. Pozwala na przeprowadzenie analizy rozpływu mocy w sieciach promieniowych oraz pierścieniowych, w dowolnych horyzontach czasowych i z różną rozdzielczością, również przy niesymetrii obciążenia i zasilania. Dodatkowo umożliwia przeprowadzenie analizy harmonicznych oraz analizy zwarciowej. Zawiera wbudowane modele typowych elementów sieci dystrybucyjnej (linii napowietrznych i kablowych, transformatorów, dławików, kondensatorów, układów uziomowych, itd.) oraz elementów zasilających i odbiorczych. Możliwe jest również modelowanie źródeł PV oraz magazynów energii. Dane wejściowe przebiegów zmiennych

w czasie pobierane są ze źródeł zewnętrznych dzięki obsłudze plików z wartościami oddzielanymi przecinkami (*.csv). Wyniki symulacji również przedstawione mogą być w formie plików *.csv, a następnie zaimportowane do arkusza kalkulacyjnego Excel, celem poddania ich dalszej analizie. Możliwa jest ponadto integracja tego narzędzia z innymi platformami (MATLAB, Excel, Python) i za ich pomocą zautomatyzowane przeprowadzanie wielowariantowych symulacji. Podstawową wadą oprogramowania OpenDSS jest brak graficznego interfejsu użytkownika (GUI), co sprawia, że tworzenie układów sieciowych na potrzeby analizy pracy sieci odbywa się poprzez przygotowanie skryptu tekstowego w oknie dialogowym programu. Każdy pojedynczy element sieci musi zostać zatem zamodelowany w odpowiednim skrypcie, przez co proces przygotowania modeli rozbudowanych układów sieciowych jest żmudny i czasochłonny, a dodatkowo narażony na ryzyko pomyłki.

GridLAB-D to narzędzie stworzone w języku programowania C i C++. Do opisu elementów sieciowych oraz definiowania parametrów symulacji również są wymagane odpowiednie pliki tekstowe. Podobnie jak OpenDSS, także GridLAB-D zawiera wbudowaną bibliotekę różnych elementów sieciowych, w tym źródeł PV, z tą różnicą, że oprogramowanie to dodatkowo posiada modele obciążeń typowych urządzeń domowych (zmywarka, lodówka, suszarka, piekarnik, ładowarka samochodowa, itp.). Analogicznie jak OpenDSS, również GridLAB-D umożliwia przeprowadzanie symulacji z przebiegami obciążenia i generacji zmiennymi w czasie, na podstawie których można obliczać rozpływy mocy dla sieci promieniowych i pierścieniowych, zarówno przy symetrycznym, jak i niesymetrycznym obciążeniu i zasilaniu. Obsługuje on pliki *.csv oraz współpracuje z oprogramowaniem MATLAB i Excel. Model sieci tworzony jest w specjalnym pliku, który następnie użytkownik uruchamia za pomocą wiersza poleceń. W związku z tym nie ma możliwości importowania modeli z innych programów. Kolejną wadą GridLAB-D, analogicznie jak w przypadku OpenDSS, jest brak graficznego interfejsu użytkownika.

Podobnie jak poprzednie narzędzia, również program CYMDIST umożliwia przeprowadzanie symulacji sieci dystrybucyjnych promieniowych oraz pierścieniowych przy różnych scenariuszach i warunkach jej pracy, dla zmiennych w czasie przebiegów obciążenia i zasilania. Analiza polega na obliczaniu rozpływów mocy w sieci, a jej wyniki mogą zostać wyeksportowane do plików *.csv, a następnie poddane obróbce. Tak jak poprzednie narzędzia, CYMDIST posiada wbudowaną bazę modeli elementów sieciowych, również źródeł PV. Dzięki możliwości rozbudowy o dodatkowe moduły można dokonać między innymi

historycznej oraz predykcyjnej oceny niezawodności pracy sieci, jak również symulować zdarzenia losowe mogące występować w tych sieciach. Główną zaletą jest obecność interfejsu graficznego, który zdecydowanie ułatwia tworzenie modeli sieciowych. Z wad należy wymienić przede wszystkich fakt, że nie jest to narzędzie bezpłatne oraz brak możliwości współpracy z innymi aplikacjami, np. pakietem MATLAB.

Ostatnim rozpatrywanym narzędziem była aplikacja PowerFactory, która umożliwia przeprowadzanie symulacji pracy zarówno rozbudowanych przesyłowych systemów elektroenergetycznych, jak i sieci dystrybucyjnych, pracujących w układach pętlowych i promieniowych. Program ten pozwala dokonać analizy rozpływu prądów (mocy), spadków napięć oraz harmonicznych prądu i napięcia. Posiada wbudowaną, szeroką bazę modeli urządzeń elektroenergetycznych, jak również możliwość modelowania rozproszonych źródeł energii. Analogicznie jak CYMDIST, również program PowerFactory wyposażony jest w graficzny interfejs użytkownika. Do jego głównych wad zaliczyć można konieczność uiszczenia wysokiej opłaty licencyjnej, uzależnionej dodatkowo od zakresu funkcjonalności oraz modułów obliczeniowych, jakie narzędzie ma posiadać.

Po dokonaniu analizy funkcjonalności i dostępności najbardziej popularnych narzędzi obliczeniowych osiągalnych na rynku, które jednocześnie spełniają sformułowane wcześniej wymagania, zdecydowano, że symulacje będą realizowane przy wykorzystaniu oprogramowania OpenDSS (Open Distribution System Simulator opracowanego przez Electric Power Research Institute). Wybrano je z uwagi na fakt, iż jest to kompleksowe narzędzie symulacyjne typu open source, stosowane do obliczeń elektrycznych systemów dystrybucyjnych, umożliwiające m.in.:

1. analizę wielofazowych obwodów prądu zmiennego, również przy niesymetrycznym obciążeniu i zasilaniu,
2. analizę pracy sieci z przyłączonymi źródłami generacji rozproszonej, w tym prosumenckimi mikroinstalacjami PV,
3. modelowanie magazynów energii,
4. symulacje dla dobowego i rocznego przebiegu obciążenia i generacji, z rozdzielczością minutową i godzinową.

Zatem narzędzie to posiada odpowiednią funkcjonalność wymaganą do realizacji zadań przewidzianych w niniejszym projekcie doktorskim. Dodatkowymi jego zaletami jest możliwość współpracy z zewnętrznymi modułami napisanymi w różnych językach

programowania, dostęp do materiałów wideo [63] umożliwiających zapoznanie się z obsługą i sposobem działania programu oraz dostęp do otwartego forum użytkowników, dzięki czemu możliwe jest szybsze rozwiązywanie problemów różnej natury, które pojawiają się podczas jego użytkowania.

Przed rozpoczęciem zasadniczej części badań nad pracą sieci nN, celem przetestowania wybranego narzędzia obliczeniowego, jako pierwsze zamodelowano proste układy trójfazowe nN zawierające źródło napięciowe (reprezentujące zastępczy system elektroenergetyczny), transformator SN/nN, linię zasilającą, układy uziomowe oraz obciążenia. Modelując te układy wykorzystano typowe elementy stosowane do budowy sieci nN w Polsce. W następnej kolejności dodano również źródło fotowoltaiczne oraz magazyn energii. Zdobyta w ten sposób wiedza praktyczna umożliwiła rozpoczęcie prac na opisanych wcześniej testowych modelach sieci rozdzielczych nN. Każdą z testowych sieci, przedstawionych na rysunku 3.1 wraz z przyjętymi danymi technicznymi, zamodelowano w OpenDSS, a otrzymane wyniki symulacji porównano z tymi przedstawionymi w broszurze CIGRE. Celem porównania było sprawdzenie poprawności zamodelowania modeli testowych oraz ocena prawidłowości wykonanych obliczeń przez wybrane do badań narzędzie. Ponieważ do dalszych analiz, których wyniki opisano w kolejnych punktach, wybrano siec zasilającą odbiorców komunalno-bytowych (część Residential), w tabeli 3.2 porównano wartości napięć międzyfazowych w poszczególnych węzłach tej sieci obliczonych z wykorzystaniem OpenDSS z wynikami przedstawionymi w broszurze CIGRE. Tabela 3.3 zawiera analogiczne porównanie dla prądów fazowych w gałęziach tej sieci.

Tabela 3.2

Porównanie wyników (napięcia węzłowe w V) dla sieci testowej w części zasilającej odbiorców komunalno-bytowych (Residential) przedstawionych w broszurze CIGRE [56] z wynikami uzyskanymi z zastosowaniem OpenDSS

Węzeł	Fazy	CIGRE	OpenDSS	Węzeł	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R_1	L1-L2	393,04	393,04	R_{10}	L1-L2	375,01	375,04
	L2-L3	393,02	393,02		L2-L3	377,21	377,23
	L3-L1	393,01	393,02		L3-L1	375,48	375,50
R_2	L1-L2	389,88	389,89	R_{11}	L1-L2	385,83	385,84
	L2-L3	390,24	390,25		L2-L3	386,61	386,62
	L3-L1	389,94	389,94		L3-L1	385,98	385,99
R_3	L1-L2	386,71	386,73	R_{12}	L1-L2	380,34	380,36
	L2-L3	387,47	387,48		L2-L3	381,55	381,57
	L3-L1	386,86	386,87		L3-L1	380,59	380,61
R_4	L1-L2	383,79	383,81	R_{13}	L1-L2	376,90	376,91
	L2-L3	384,91	384,93		L2-L3	378,20	378,21
	L3-L1	384,02	384,03		L3-L1	377,17	377,18
R_5	L1-L2	381,67	381,68	R_{14}	L1-L2	373,46	373,47
	L2-L3	383,05	383,06		L2-L3	374,84	374,86
	L3-L1	381,95	381,97		L3-L1	373,75	373,76
R_6	L1-L2	379,54	379,56	R_{15}	L1-L2	370,02	370,03
	L2-L3	381,18	381,20		L2-L3	371,49	371,50
	L3-L1	379,89	379,90		L3-L1	370,33	370,34
R_7	L1-L2	378,27	378,29	R_{16}	L1-L2	375,84	375,86
	L2-L3	380,07	380,09		L2-L3	377,58	377,60
	L3-L1	378,65	378,67		L3-L1	376,21	376,23
R_8	L1-L2	377,00	377,03	R_{17}	L1-L2	373,40	373,42
	L2-L3	378,96	378,98		L2-L3	375,56	375,59
	L3-L1	377,42	377,44		L3-L1	373,86	373,88
R_9	L1-L2	375,73	375,76	R_{18}	L1-L2	372,32	373,35
	L2-L3	377,84	377,87		L2-L3	374,59	374,61
	L3-L1	376,19	376,21		L3-L1	372,81	372,84

Tabela 3.3

Porównanie wyników (prądy gałęziowe w A) dla sieci testowej w części zasilającej odbiorców komunalno-bytowych (Residential) przedstawionych w broszurze CIGRE [56] z wynikami uzyskanymi z zastosowaniem OpenDSS

Gałąź	Fazy	CIGRE	OpenDSS	Gałąź	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R_0-R_1	L1	557,69	557,72	R_9-R_{10}	L1	62,80	62,81
	L2	559,38	559,18		L2	63,30	63,24
	L3	561,07	561,28		L3	63,81	63,86
R_1-R_2	L1	274,02	274,05	R_3-R_{11}	L1	20,84	20,85
	L2	275,74	275,55		L2	20,90	20,89
	L3	277,45	275,66		L3	20,96	20,96
R_2-R_3	L1	274,02	274,05	R_4-R_{12}	L1	69,19	69,19
	L2	275,74	275,55		L2	69,55	69,51
	L3	277,45	275,66		L3	69,88	69,93
R_3-R_4	L1	253,18	253,21	R_{12}-R_{13}	L1	69,19	69,19
	L2	254,84	254,65		L2	69,55	69,51
	L3	256,50	256,70		L3	69,88	69,93
R_4-R_5	L1	183,99	184,02	R_{13}-R_{14}	L1	69,19	69,19
	L2	185,29	185,15		L2	69,55	69,51
	L3	186,62	186,77		L3	69,88	69,93
R_5-R_6	L1	183,99	184,02	R_{14}-R_{15}	L1	69,19	69,19
	L2	185,29	185,15		L2	69,55	69,51
	L3	186,62	186,77		L3	69,88	69,93
R_6-R_7	L1	109,71	109,73	R_6-R_{16}	L1	74,28	74,29
	L2	110,56	110,47		L2	74,73	74,68
	L3	111,44	111,53		L3	75,18	75,24
R_7-R_8	L1	109,71	109,73	R_9-R_{17}	L1	46,91	46,92
	L2	110,56	110,47		L2	47,27	47,23
	L3	111,44	111,53		L3	47,63	47,67
R_8-R_9	L1	109,71	109,73	R_{10}-R_{18}	L1	62,80	62,81
	L2	110,56	110,47		L2	63,30	63,24
	L3	111,44	111,53		L3	63,81	63,86

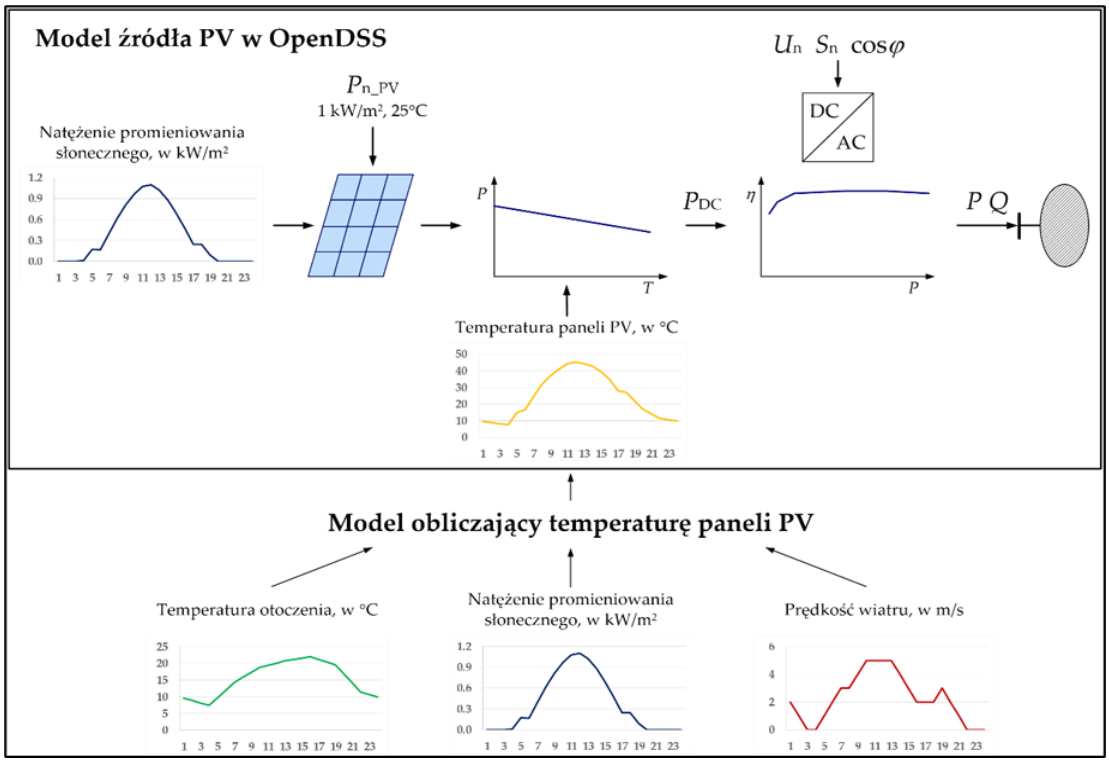
Analiza porównawcza wykazała, że sieci testowe CIGRE zostały w prawidłowy sposób odwzorowane w OpenDSS, dzięki czemu program poprawnie obliczył wartości prądów i napięć. Różnice w wynikach są na minimalnym poziomie, co pozwoliło kontynuować prace z wykorzystaniem wybranego modelu sieci testowej i narzędzia obliczeniowego.

3.2. Wpływ prosumenckich mikroinstalacji PV na pracę testowej sieci nN

Na potrzeby badań nad wpływem prosumenckich mikroinstalacji PV na pracę testowej sieci nN, wybrany model matematyczny analizowanej sieci należało rozbudować o modele tych źródeł. Sposób modelowania źródła PV w OpenDSS przedstawiono schematycznie na rysunku 3.3. Model źródła PV składa się z dwóch elementów: modelu panelu fotowoltaicznego oraz modelu falownika. Podstawowym parametrem opisującym panel PV jest jego moc znamionowa P_{n_PV}, określona dla standardowych warunków testowych, dla których temperatura ogniwa wynosi 25°C, a nasłonecznienie 1000 W/m^2. Do wyznaczenia rzeczywistej mocy generowanej przez panel PV (P_{DC}) konieczna jest informacja o aktualnym poziomie nasłonecznienia oraz temperaturze panelu PV, jak również określonej przez producenta urządzenia charakterystyki zależności mocy generowanej od jego temperatury, $P = f(T)$. Temperatura panelu PV obliczana jest z wykorzystaniem zewnętrznego modelu, który wykorzystuje dane dotyczące prognozy natężenia promieniowania słonecznego, temperatury otoczenia oraz prędkości wiatru [64,65]. Z kolei w przypadku modelu falownika podstawowymi parametrami są napięcie znamionowe (U_n), moc znamionowa (S_n) i współczynnik mocy (cosφ). Natomiast dane wejściowe stanowi obliczona moc generowana przez panel fotowoltaiczny (P_{DC}). Dla modelu falownika definiuje się również charakterystykę obrazującą sprawność urządzenia w zależności od stopnia obciążenia ($\eta = f(P)$) oraz jeden z trzech możliwych trybów jego pracy:

1. stały współczynnik mocy cosφ – inwerter dostarcza moc bierną w stałej proporcji do generowanej mocy czynnej,
2. sterowanie mocą bierną (tzw. tryb *U*-*Q*) – inwerter dostosowuje moc bierną w zależności od napięcia w punkcie przyłączenia, co pozwala na regulację napięcia w sieci dystrybucyjnej,
3. sterowanie mocą czynną (tzw. tryb *U*-*W*) – inwerter redukuje moc czynną w odpowiedzi na wzrost napięcia, aby zapobiec przekroczeniu dopuszczalnych wartości napięcia w sieci.

Dla tak sparametryzowanego modelu, na podstawie wyznaczonej przez model panelu PV mocy P_{DC} i zdefiniowanej charakterystyki sprawności falownika $\eta = f(P)$, obliczana jest moc czynna (P) i bierna (Q) źródła PV do stronie AC. Na potrzeby badań, w większości wykonanych symulacji, przyjęto pierwszy tryb pracy falownika i założono cosφ = 1.



Rys. 3.3. Model źródła PV w programie OpenDSS (zaczerpnięto z [Z1.2])

W obliczeniach wykonanych dla sieci testowej przyjęto, że źródła PV zostaną zlokalizowane przy każdym z odbiorców i przyłączone do instalacji elektrycznej odbiorcy w punkcie, w którym instalacja ta łączy się z siecią nN. Następnie, dla poszczególnych mikroinstalacji PV należało określić ich moc znamionową. W tym celu w pierwszej kolejności obliczono roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną danego odbiorcy (E) wykorzystując zależność:

$$E = PT_s = S\cos\varphi T_s, \tag{3.1}$$

w której E oznacza roczne zużycie energii elektrycznej odbiorcy (w kWh), P jego szczytową moc czynną (w kW), S szczytową moc pozorną (w kVA; wartości podano na rys. 3.2), cosφ jest współczynnikiem mocy danego odbiorcy (wartości podano na rys. 3.2), a T_s jego rocznym czasem użytkowania mocy szczytowej (w h), wyznaczonym na podstawie danych pomiarowych zamieszczonych w artykule [66].

Znając roczne zużycie energii przez poszczególnych odbiorców, w kolejnym kroku parametryzacji modelu, obliczono wolumen energii, który w ciągu roku powinien zostać wygenerowany przez mikroinstalację PV z nimi zintegrowane (E_{PV}). Założono, że moc źródeł PV zostanie dobrana w taki sposób, aby pokrywała 25% lub 50% rocznego zużycia odbiorców, czyli stosunek rocznej energii wygenerowanej przez mikroinstalacje PV (E_{PV}) do rocznego

zużycia energii przez odbiorcę (E) wynosi odpowiednio 0,25 lub 0,5. Na potrzeby badań dla tego współczynnika określonego zależnością:

$$\alpha = E_{PV}/E \tag{3.2}$$

przyjęto nazwę „stopień nasycenia sieci źródłami PV" i przypisano mu symbol greckiej litery alfa (α). Ta nazwa i symbol będę wykorzystywane w dalszej części pracy. Dysponując obliczoną wartością (E_{PV}) można określić wymaganą moc znamionową źródła PV, wykorzystując wzór:

$$P_{nPV} = \beta \frac{E_{PV}}{T_z} + (1-\beta) \frac{E_{PV}/(1-\gamma)}{T_z} \tag{3.3}$$

w którym β oznacza współczynnik autokonsumpcji, γ jest współczynnikiem określającym ilość energii produkowanej w źródłach PV, która została utracona na skutek wymiany z siecią, a T_z oznacza roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych. Dla każdego odbiorcy wyposażonego w źródło PV przyjęto jednakowe wartości powyższych wielkości, tj. T_z = 1000 h, β = 0,25 oraz γ = 0,2, w przypadku którego założono dodatkowo, że sumaryczna moc instalacji PV zintegrowanej z danym odbiorcą kompleksowym składa się z wielu mikroinstalacji prosumenckich o mocach nie większych niż 10 kW, co pozwoliło przyjąć jednakową wartość tego współczynnika dla każdego odbiorcy. Wzór (3.3) uwzględnia zatem obowiązujący w latach 2019-22 w Polsce system rozliczeń za energię tzw. „net-metering", gdzie sieć dystrybucyjna nN traktowana była jako wirtualny magazyn o sprawności 80% (stąd wartość współczynnika γ wynosi 0,2). Obliczone z zależności (3.2) wartości mocy źródeł PV przedstawiono w tabeli 3.4.

Tabela 3.4

Roczna generacja energii elektrycznej oraz wyznaczona na jej podstawie moc zainstalowana źródeł PV w sieci testowej CIGRE

Odbiorca	**α = 0,25**		**α = 0,5**	
	E_{PV}	**P_{n_PV}**	**E_{PV}**	**P_{n_PV}**
	kWh	**kW**	**kWh**	**kW**
R1	142 500	169,2	285 000	338,4
R11	4 988	5,9	9 975	11,8
R15	26 553	31,5	53 105	63,1
R16	28 738	34,1	57 475	68,3
R17	15 794	18,8	31 588	37,5
R18	23 441	27,8	46 883	55,7
Suma	242 013	287,4	484 025	574,8

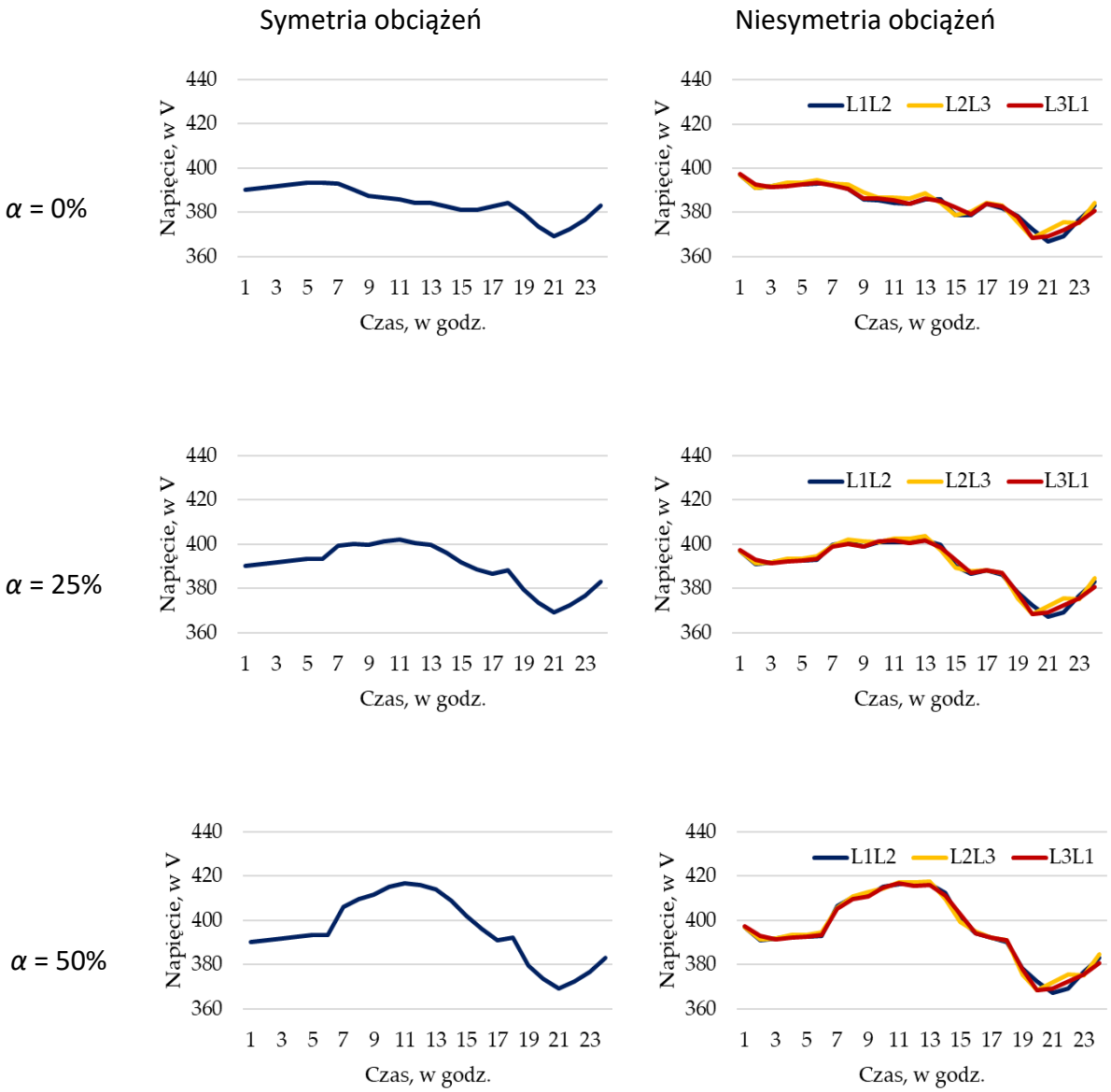
Ponieważ przyjęto, że symulacje będą obejmowały 24 godzinne okno czasowe, analizowane z godzinową rozdzielczością, należało jeszcze przygotować odpowiednie dane wejściowe, przedstawiające zmienne w czasie przebiegi nasłonecznienia oraz temperatury paneli PV, a także względny profil obciążenia w poszczególnych węzłach rozpatrywanej sieci testowej. W przypadku danych opisujących warunki atmosferyczne (na podstawie których przygotowano dane dotyczące nasłonecznienia oraz obliczono temperaturę paneli PV), posłużono się informacjami o typowych latach meteorologicznych dla stacji meteorologicznej zlokalizowanej w Katowicach [67], a dla obciążenia broszurą CIGRE [56], która zawiera przykładowy model dobowego obciążenia odbiorcy komunalno-bytowego. Dysponując kompletem danych wejściowych do symulacji, rozpoczęto badania nad wpływem mikroinstalacji PV na pracę sieci testowej nN współpracującej z tymi źródłami. Symulacje wykonano dla dwóch stopni nasycenia sieci mikroinstalacjami PV (dwóch wartości współczynnika α równych 0,25 i 0,5), zakładając w pierwszym kroku symetrię obciążenia i zasilania. Przeanalizowano wpływ generacji fotowoltaicznej na poziomy napięć, rozpływy prądów oraz straty energii w sieci.

Wyniki badań przedstawiających wpływ źródeł PV na pracę testowej sieci nN przedstawiono w publikacji [Z1.1], stanowiącej pierwszą pozycję ze zbioru powiązanych ze sobą publikacji naukowych, stanowiących rozprawę doktorską. Ich rozszerzoną wersję zaprezentowano również w trakcie wystąpienia na Ogólnopolskiej konferencji naukowo-technicznej „Fotowoltaika dziś i jutro", która odbyła się w dniach 26-27 maja 2021 roku [Z2.1]. W artykule [Z1.1] omówiono wpływ źródeł PV na wybrane parametry charakteryzujące pracę testowej sieci nN przy symetrycznym obciążeniu. Na potrzeby wystąpienia konferencyjnego w ramach Seminarium Naukowego podobszaru POB 6.11: Strategia zrównoważonego rozwoju energetyki i energetyka gazowa w dniu 30 czerwca 2021 roku [Z2.2] oraz Seminarium Katedry Elektroenergetyki i Sterowania Układów Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej [Z2.3], uwzględniono dodatkowo pracę sieci przy niesymetrycznym obciążeniu generowanym w sposób losowy z uwzględnieniem modelowego profilu obciążenia odbiorcy pochodzącego z broszury CIGRE.

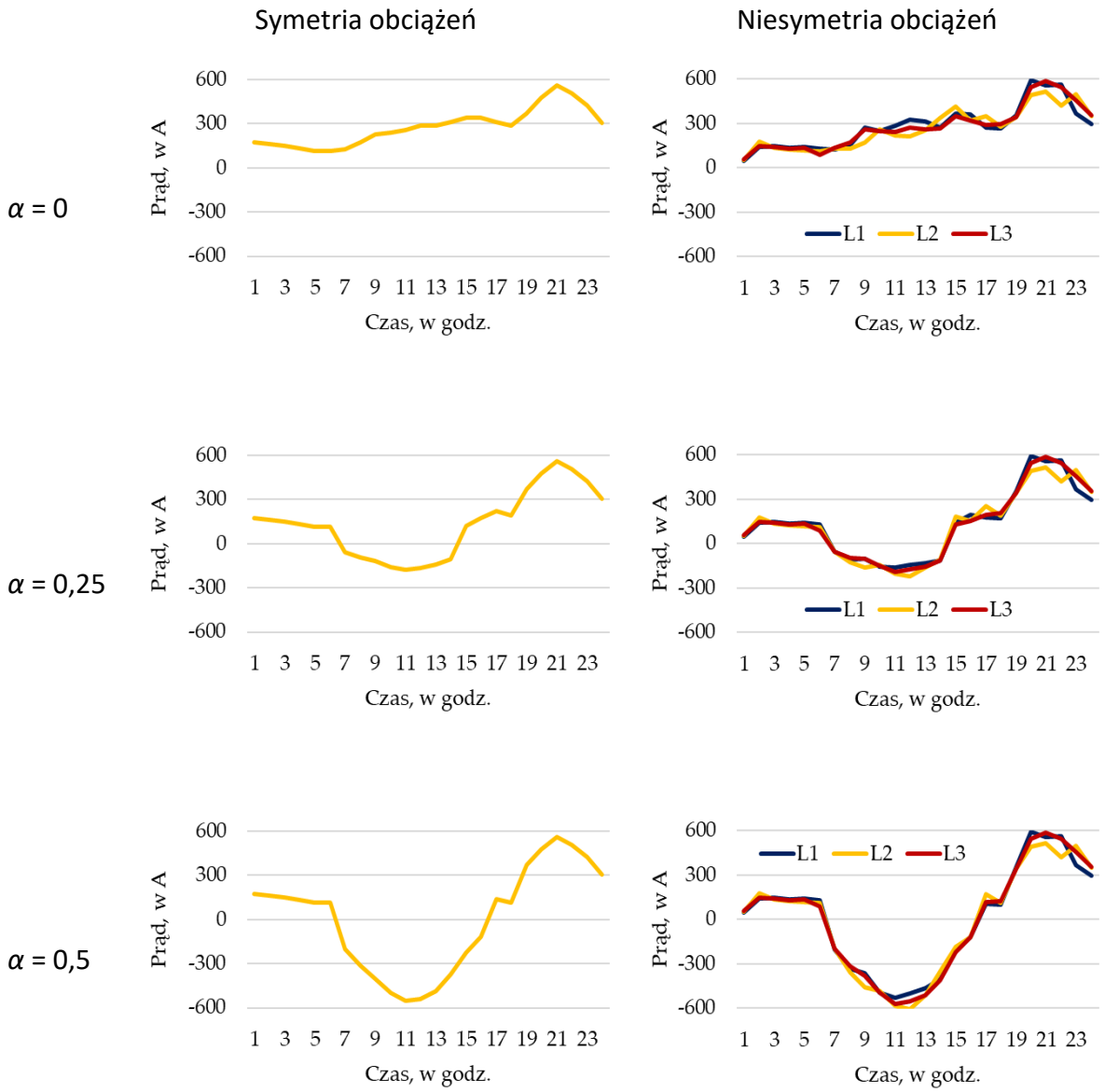
Przeprowadzone badania wykazały, że w ciągu doby występują okresy, w których generacja źródeł PV przewyższa występujące w tym czasie zapotrzebowanie, a zatem w tych okresach doby należy spodziewać się największych zmian warunków pracy sieci w porównaniu do stanu bez źródeł PV. W przypadku napięć międzyfazowych, podczas pracy źródeł PV nastąpił ich

wzrost i był on tym większy im większa była moc źródeł. Jak wspomniano wcześniej, zjawisko to z punktu widzenia pracy sieci, a zwłaszcza jego wpływu na odbiorców, może być niekorzystne, szczególnie wtedy gdy prowadzi do powstania przepięć długoterminowych. Na skutek pracy źródeł PV zmianie uległ również rozpływ prądów w sieci. Tutaj jednak można wskazać zarówno korzystne, jak i niekorzystne efekty tej sytuacji. Do korzystnych można zaliczyć obniżenie obciążenia elementów sieci. Występuje ono najczęściej wtedy, gdy generacja jest mniejsza niż zapotrzebowanie, powodując w efekcie obniżenie strat sieciowych w stosunku do pracy sieci bez źródeł PV. Kiedy jednak generacja przewyższa zapotrzebowanie w sposób tak znaczący, że zwiększeniu ulega obciążenie prądowe elementów sieci, poziom strat się zwiększa. Ponadto nasila się wtedy zjawisko tzw. przepływu odwrotnego, czyli zmianie ulega kierunek przepływu prądu, tzn. energia jest przesyłana od odbiorców (prosumentów) do stacji transformatorowej ich zasilającej i dalej do sieci SN. Dla przykładu, symulacje wykonane dla współczynnika α = 0,5 wykazały, że prąd przepływający przez transformator przy przepływie odwrotnym osiągnął wartość porównywalną ze znamionową. Przykładowe wyniki symulacji, zaprezentowane w [Z1.1] oraz [Z2.1], przedstawiają rysunki 3.4, 3.5 oraz 3.6.

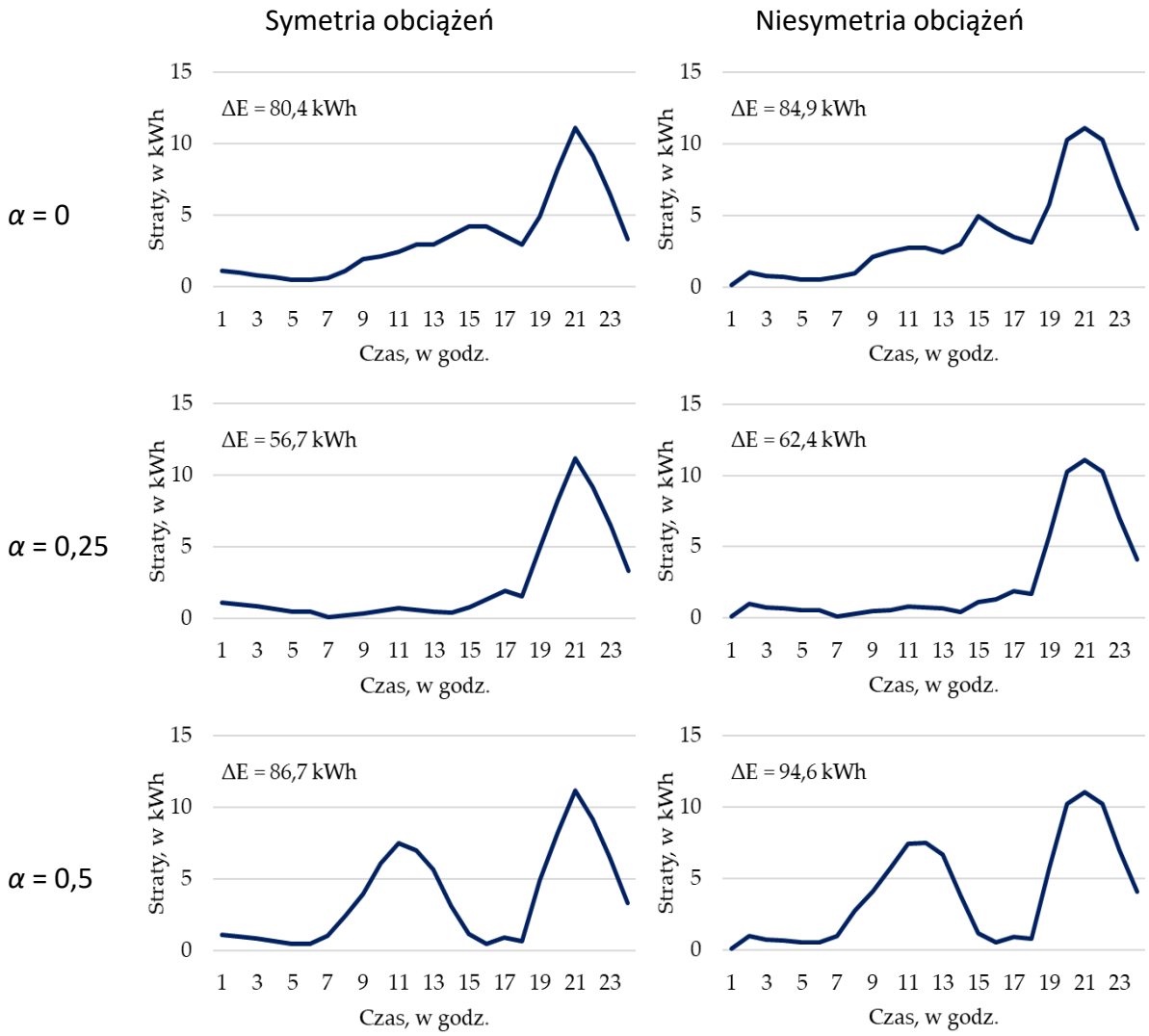
Podsumowując, przeprowadzona analiza pracy testowej sieci nN współpracującej z mikroinstalacjami PV ujawniła okresowo pojawiający się problem podwyższonego napięcia, możliwość przekroczenia dopuszczalnej obciążalności jej elementów oraz wzrost całkowitych strat energii przy określonych warunkach jej pracy. Należy przy tym zaznaczyć, że jest to sieć o relatywnie prostej topologii, wykonana kablami o dużych przekrojach i z niewielką liczbą prosumentów, co oznacza, że w rzeczywistych sieciach nN zidentyfikowane problemy mogą występować w znacznie większej skali.



Rys. 3.4. Dobowa symulacja pracy sieci testowej CIGRE – porównanie napięć międzyfazowych w węźle R15 (zaczerpnięto z [Z2.1])



Rys. 3.5. Dobowa symulacja pracy sieci testowej CIGRE – porównanie prądów fazowych po stronie nN transformatora (zaczerpnięto z [Z2.1])



Rys. 3.6. Dobowa symulacja pracy sieci testowej CIGRE – porównanie strat energii (zaczerpnięto z [Z2.1])

3.3. Metoda określania ryzyka przekroczenia dopuszczalnych parametrów pracy sieci nN

Jak zaznaczono w rozdziale pierwszym, a następnie potwierdzono w opisanych w poprzednim punkcie badaniach wykonanych dla sieci testowej [Z1.2], współpraca mikroinstalacji PV z sieciami nN nie odbywa się bez negatywnego (okresowo) wpływu na ich pracę. W tym kontekście należy nadmienić, iż w Polsce dopuszczalne parametry pracy sieci nN (np. wartości napięcia i poziom ich niesymetrii) regulowane są przez odpowiednie akty prawne, np. [68], w których zawarto informacje o granicznych wartościach tych wielkości. Z kolei dane katalogowe poszczególnych elementów tworzących sieć nN są źródłem informacji

o dopuszczalnych warunkach pracy tych urządzeń (np. o mocy znamionowej transformatora SN/nN lub dopuszczalnym prądzie obciążenia przewodów i kabli). Dodatkowym źródłem wiedzy o prawidłowej pracy sieci nN jest również praktyka eksploatacyjna, pokazująca które sytuacje, dotyczące np. kierunku przepływu prądu lub poziomu strat, można uznać za normalne, a które stanowią odstępstwo od tych warunków. Powyższe skłoniło zatem do postawienia pytania o możliwość ilościowego określenia (skwantyfikowania) negatywnego wpływu mikroinstalacji PV na pracę sieci nN, poprzez wyznaczenie poziomu ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci w założonym okresie, np. w ciągu roku.

W celu wyznaczenia rocznego ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci nN przyjęto podejście, polegające na określeniu liczby godzin w ciągu roku, dla których spełnione są poniższe warunki:

1. napięcie w danym węźle jest wyższe niż 1,1 U_n lub niższe niż 0,9 U_n (gdzie: U_n – napięcie znamionowe sieci),
2. składowa zerowa i przeciwna napięcia w danym węźle jest większa niż 2% składowej zgodnej napięcia,
3. wartość prądu przepływającego przez dany element sieci (linia, transformator) jest większa od prądu znamionowego tego elementu,
4. pojawia się odwrotny przepływ energii przez transformator (od sieci nN do sieci SN),
5. całkowite straty energii w sieci z zainstalowanymi źródłami PV są większe niż w sieci bez tych źródeł.

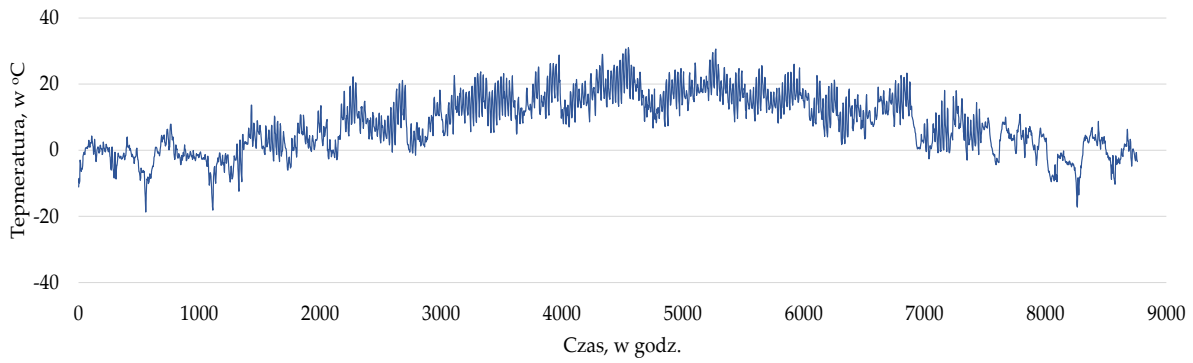
Przy takim podejściu, ryzyko przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci nN z zainstalowanymi mikroinstalacjami PV można wyznaczyć z zależności:

$$R_i = \frac{N_i}{N} \cdot 100\%, \tag{3.4}$$

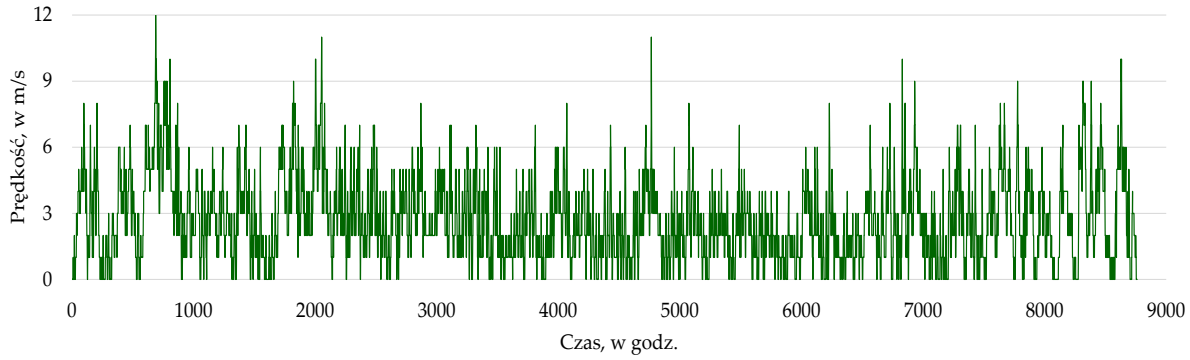
w której *i* odpowiada jednemu z pięciu wymienionych wyżej warunków, N_i to liczba godzin w ciągu roku, dla których spełnione są te warunki, a N = 8760 h to całkowita liczba godzin w roku. Zaproponowana metoda została w pierwszej kolejności zastosowana do wyznaczenia ryzyka w sieci testowej CIGRE [Z1.2].

W analizach wykorzystano przygotowany wcześniej model testowej sieci nN opisany w rozdziale 3.2. Założono, że symulacje będą przeprowadzone w rocznym horyzoncie czasowym z godzinową rozdzielczością. W tym celu przygotowano odpowiednie dane wejściowe, tj. roczne przebiegi temperatury otoczenia, nasłonecznienia oraz prędkości wiatru,

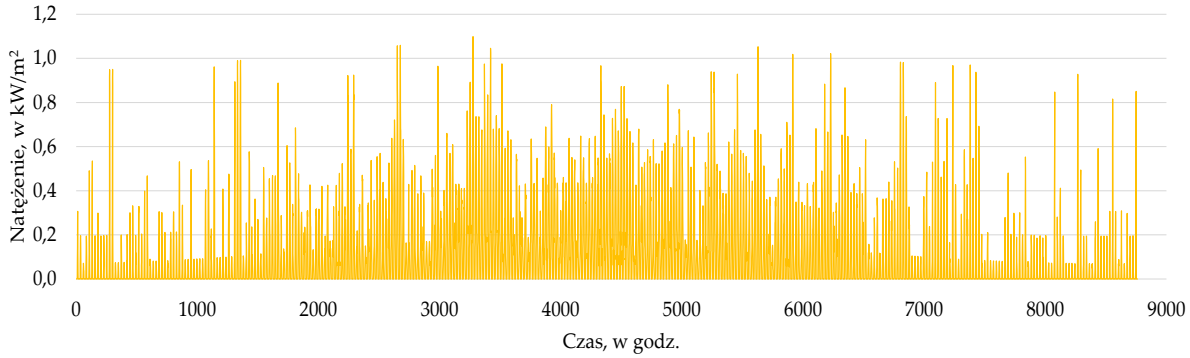
przedstawione na rysunkach 3.7, 3.8 oraz 3.9. Na ich podstawie wyznaczony został roczny przebieg temperatury paneli PV, przedstawiony na rysunku 3.10. Wszystkie dane meteorologiczne wykorzystane w badaniach pochodzą ze stacji meteorologicznej zlokalizowanej w Katowicach [67]. Do przygotowania rocznych przebiegów zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną wykorzystano profil obciążenia zaproponowany w broszurze CIGRE [56]. Przyjęto, że symulacje będą przeprowadzone dla symetrycznego i asymetrycznego profilu obciążenia. Symetryczny profil obciążenia, którego fragment (dla jednego tygodnia) pokazano na rysunku 3.11, to jednakowa wartość obciążenia w każdym dniu w ciągu roku dla każdego odbiorcy w każdej fazie. Do przygotowania asymetrycznego profilu obciążanie wykorzystano generator liczb losowych o rozkładzie normalnym. Jako wartość średnią przyjęto profil symetryczny, wokół którego losowano wartości obciążenia dla każdej fazy w każdej godzinie roku dla każdego odbiorcy. Przyjęto, że współczynnik zmienności jest równy 0,3 i taki sam dla każdego odbiorcy w całym roku. W sytuacji, gdy w czasie losowania uzyskano ujemną wartość, zastępowana była ona odpowiednią wartością wynikającą z symetrycznego profilu obciążenia. W efekcie całkowita ilość energii zużytej w ciągu roku przez wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci testowej CIGRE wyniosła 1644 MWh dla symetrycznego profilu obciążenia i 1646 MWh dla profilu asymetrycznego. Na rysunku 3.12 przedstawiono fragment (dla jednego tygodnia) asymetrycznego profilu obciążenia. Następnie wykorzystując zależności (3.2) oraz (3.3) wyznaczono moce poszczególnych źródeł PV przedstawione w tabeli 3.5.



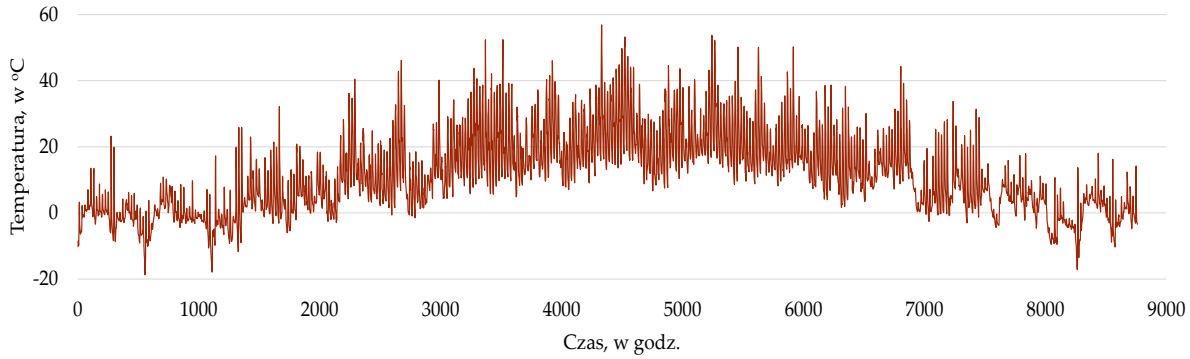
Rys. 3.7. Temperatura otoczenia, w °C, w ciągu roku dla stacji meteorologicznej w Katowicach (zaczerpnięto z [Z1.2])



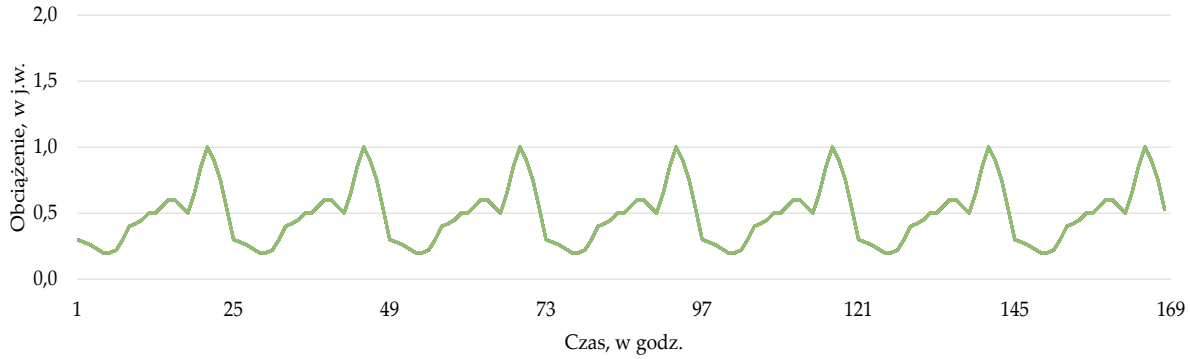
Rys. 3.8. Prędkość wiatru, w m/s, w ciągu roku dla stacji meteorologicznej w Katowicach (zaczerpnięto z [Z1.2])



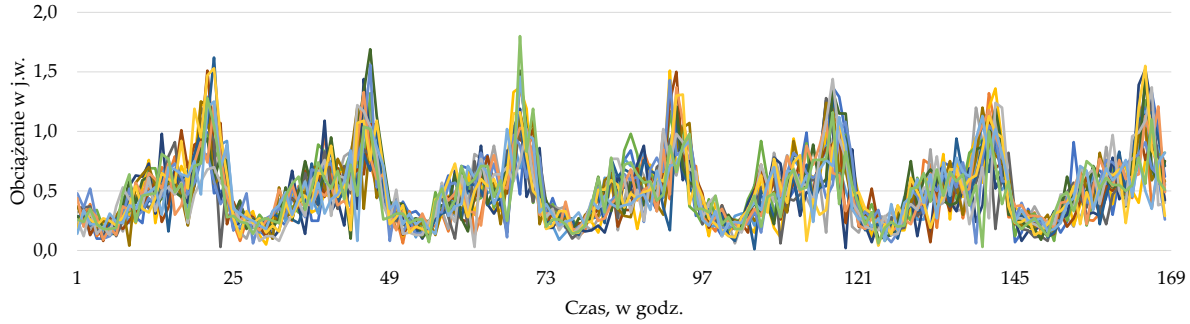
Rys. 3.9. Natężenie promieniowana słonecznego, w kW/m^2, w ciągu roku dla stacji meteorologicznej w Katowicach (zaczerpnięto z [Z1.2])



Rys. 3.10. Temperatura paneli PV, w °C, w ciągu roku (zaczerpnięto z [Z1.2])



Rys. 3.11. Symetryczny przebiegu obciążenia, w jednostkach względnych, dla tygodniowego horyzontu czasowego (zaczerpnięto z [Z1.2])



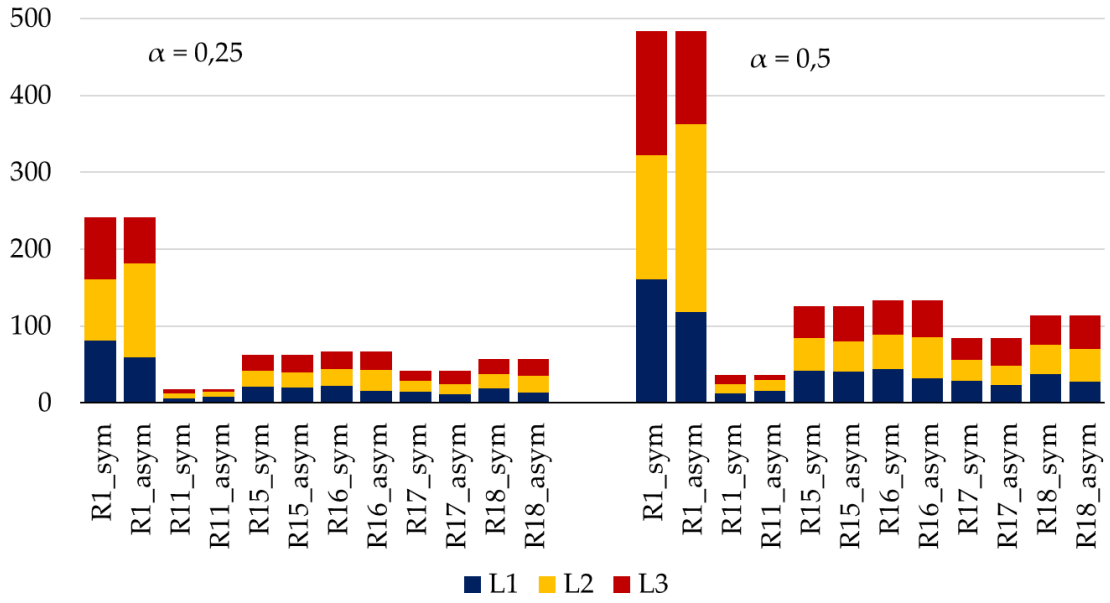
Rys. 3.12. Asymetryczny przebiegu obciążenia, w jednostkach względnych, dla tygodniowego horyzontu czasowego (zaczerpnięto z [Z1.2])

Tabela 3.5

Roczna generacja energii elektrycznej oraz wyznaczona na jej podstawie moc zainstalowana źródeł PV w sieci testowej CIGRE dla symulacji rocznych

Odbiorca	**α = 0,25**		**α = 0,5**	
	E_{PV}	**P_{n_PV}**	**E_{PV}**	**P_{n_PV}**
	kWh	**kW**	**kWh**	**kW**
R1	203,5	241,7	407,1	483,4
R11	15,3	18,1	30,5	36,3
R15	52,9	62,8	105,8	125,7
R16	56,0	66,5	111,9	132,9
R17	35,6	42,3	71,2	84,6
R18	47,8	56,8	95,7	113,6
Suma	411,1	488,2	822,3	976,5

Założono, że wyznaczona moc znamionowa źródeł PV jest mocą źródła trójfazowego, składającego się z wielu mikroinstalacji PV przyłączonych do danego węzła (w sieci testowej CIGRE poszczególne węzły zasilają odbiorców kompleksowych). Na potrzeby symulacji przyjęto dwojaki podział tej mocy między poszczególne fazy: symetryczny oraz asymetryczny (przy podziale asymetrycznym łączna moc źródła została rozdzielona miedzy poszczególne fazy w sposób losowy). Podział mocy znamionowej źródeł PV pomiędzy poszczególne fazy w sieci testowej CIGRE przedstawiono na rysunku 3.13. Przygotowane profile obciążenia, przyjęte dwie wartości współczynnika α, z których wynika moc źródeł PV oraz dodatkowo sposób jej podziału pozwoliło na zdefiniowanie dziesięciu wariantów pracy testowej sieci nN, przedstawionych w tabeli 3.6. Na potrzeby badań przyjęto takie same warunki atmosferyczne dla każdego z wariantów.



Rys. 3.13. Podział mocy znamionowej źródeł fotowoltaicznych, w kW, pomiędzy poszczególne fazy w sieci testowej CIGRE (zaczerpnięto z [Z1.2])

Tabela 3.6

Warianty pracy sieci zdefiniowane na potrzeby rocznych symulacji

Wariant	**Obciążenie**	**Źródła PV**	
		α	**Podział mocy znamionowej źródeł PV**
V1	symetryczne	0	sieć bez źródeł PV
V2	symetryczne	0,25	symetryczny
V3	symetryczne	0,5	symetryczny
V4	symetryczne	0,25	asymetryczny
V5	symetryczne	0,5	asymetryczny
V6	asymetryczne	0	sieć bez źródeł PV
V7	asymetryczne	0,25	symetryczny
V8	asymetryczne	0,5	symetryczny
V9	asymetryczne	0,25	asymetryczny
V10	asymetryczne	0,5	asymetryczny

Metoda wyznaczania ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci nN współpracującej z prosumenckimi mikroinstalacjami PV oraz szczegółowe wyniki przeprowadzonych badań dla sieci testowej CIGRE zostały szeroko opisane w publikacji [Z1.2], stanowiącej drugą pozycję ze zbioru publikacji naukowych, stanowiących rozprawę doktorską. Z kolei wybrane wyniki zaprezentowano w tabelach 3.7, 3.8 oraz 3.9.

W wyniku przeprowadzonych analiz stwierdzono, że przez większą część roku współpraca mikroinstalacji PV z siecią elektroenergetyczną odbywa się bez zakłóceń, a wartości parametrów charakteryzujących pracę sieci nN mieszczą się w dopuszczalnych granicach. Uzyskane wyniki obliczeń potwierdziły jednak również, przedstawiony w publikacji [Z1.1], negatywny wpływ mikroinstalacji PV na pracę sieci nN w określonych sytuacjach. Dla przykładu, przedstawione w tabeli 3.7, ryzyko wzrostu napięcia powyżej 1,1 U_n dotyczyło tylko niektórych węzłów i pojawiło się w wariantach, w których współczynnik α wynosił 0,5. Maksymalne ryzyko jakie wystąpiło w sieci testowej nie przekroczyło 0,8% (węzeł R15, faza L2), a więc napięcia w tym punkcie sieci były wyższe od dopuszczalnego przez nie więcej niż 70 godzin w ciągu roku. Należy jednak ponownie zaznaczyć, że analizowana sieć testowa, z uwagi na sposób jej wykonania (stosunkowo krótkie odcinki kablowe o dużych przekrojach żył roboczych), jest siecią bardzo „sztywną”, w której napięcia nie ulegają tak dużym zmianom, jak ma to miejsce w sieciach rzeczywistych, o znacznie dłuższych obwodach, wykonanych przewodami o mniejszych przekrojach. Pomimo tych ograniczeń modelu sieci, wykonane

analizy potwierdziły wpływ prosumenckich mikroinstalacji PV na pracę sieci nN również w innych aspektach, m.in. pokazując możliwość przekroczenia dopuszczalnej obciążalności gałęzi (tabela 3.8) oraz zwiększenia strat energii (tabela 3.9), w szczególności przy zwiększonym stopniu nasycenia sieci źródłami PV.

Tabela 3.7

Roczne ryzyko, w %, przekroczenia górnej granicy napięcia międzyprzewodowego w węzłach odbiorczych sieci testowej CIGRE

Węzeł	**Fazy**	**Warianty pracy sieci testowej CIGRE**									
		V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
R_1	L1-L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2-L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3-L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{11}	L1-L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2-L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3-L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{15}	L1-L2	0	0	0,51	0	0,01	0	0	0,48	0	0
	L2-L3	0	0	0,26	0	0,76	0	0	0,26	0	0
	L3-L1	0	0	0,35	0	0,55	0	0	0,40	0	0
R_{16}	L1-L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2-L3	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0,03
	L3-L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{17}	L1-L2	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0
	L2-L3	0	0	0	0	0,19	0	0	0	0	0,15
	L3-L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{18}	L1-L2	0	0	0,03	0	0	0	0	0,03	0	0
	L2-L3	0	0	0	0	0,34	0	0	0	0	0,33
	L3-L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01

Bazując na uzyskanych wynikach można zatem stwierdzić, że stale zwiększające się liczba mikroinstalacji prosumenckich implikować będzie częstsze występowanie przekroczeń dopuszczalnych parametrów pracy sieci nN w wyniku pracy źródeł PV, a zaprezentowana w artykule [Z1.2] metoda umożliwia ilościowe określenie ryzyka tych przekroczeń. Metoda ta może być wykorzystana do określenia zdolności przyłączeniowych rzeczywistych sieci nN, przy których dotrzymany zostanie założony poziom ryzyka przekroczenia poszczególnych parametrów charakteryzujących pracę sieci. Można ją również wykorzystać do oceny wpływu

przyłączanych mikroinstalacji PV na pracę analizowanej sieci nN oraz określenie z punktu widzenia każdego odbiorcy przyłączonego do sieci OSD, przez jaką część roku w miejscu jego przyłączenia mogą pojawiać się zakłócenia, szczególnie w postaci przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia.

Tabela 3.8

Roczne ryzyko, w %, przekroczenia prądu znamionowego w gałęziach odbiorczych sieci testowej CIGRE

Gałąź	**Fazy**	**Warianty pracy sieci testowej CIGRE**									
		V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
R_0-R_1	L1	0	0	1,44	0	0,34	0,67	0,67	2,15	0,67	1,00
	L2	0	0	1,50	0	4,57	0,72	0,72	2,16	0,72	5,43
	L3	0	0	1,51	0	0,96	0,76	0,76	2,35	0,76	1,78
R_1-R_2	L1	0	0	0,87	0	0,25	0,13	0,13	1,05	0,13	0,33
	L2	0	0	0,90	0	1,18	0,15	0,15	1,07	0,15	1,31
	L3	0	0	0,96	0	1,40	0,15	0,15	1,10	0,15	1,55
R_3-R_{13}	L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{14}-R_{15}	L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_6-R_{16}	L1	0	0	0	0	0	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	L2	0	0	0	0	0,33	0,01	0,01	0,01	0,01	0,38
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,03
R_9-R_{17}	L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{10}-R_{18}	L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3.9

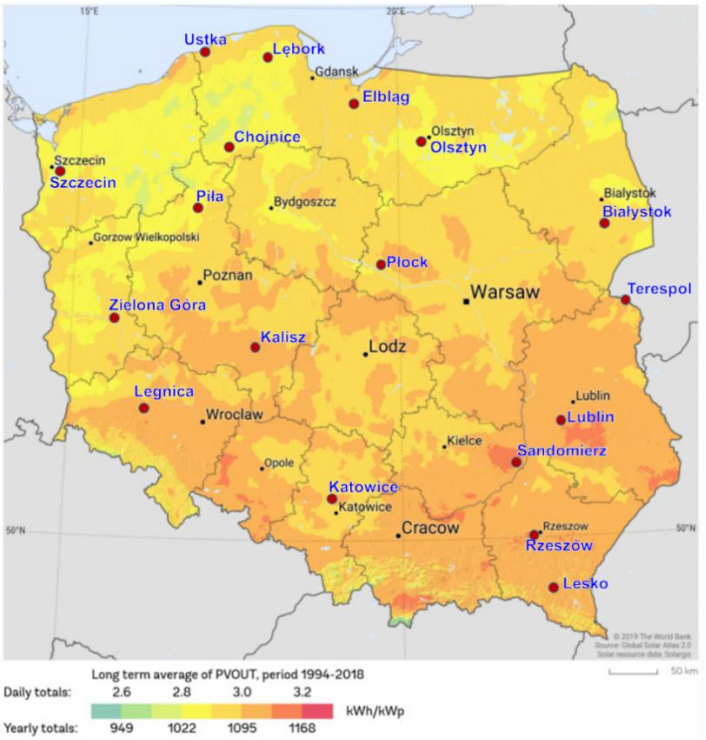
Roczne ryzyko, w %, wzrostu strat energii w sieci testowej CIGRE

Cała sieć	**Warianty pracy sieci testowej CIGRE**									
	V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
	0	1,62	12,92	1,95	13,93	0	1,69	12,81	2,17	13,76

3.4. Wpływ wybranych czynników na ryzyko przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy testowej sieci nN współpracującej ze źródłami PV

Opracowana metoda wyznaczania ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci nN pozwoliła na rozszerzenie zakresu badań nad wpływem źródeł PV na pracę testowej sieci nN, które obejmowało zbadanie wpływu lokalizacji geograficznej sieci oraz stopnia jej nasycenia mikroinstalacjami PV (wartości współczynnika α) na poziomy poszczególnych ryzyk.

W pierwszej kolejności rozpatrzono wpływ lokalizacji geograficznej sieci testowej, wpływającej na dostępność energii promieniowania słonecznego w ciągu roku. Jako potencjalną lokalizacje wybrano Polskę, gdzie ilość energii słonecznej padającej na powierzchnię ziemi zawiera się w przedziale od 900 do 1100 kWh/m^2/rok, przy czym jego średnia roczna wartość wynosi około 1000 kWh/m^2/rok [69-71]. Największe nasłonecznie występuje w południowych regionach Polski, a najmniejsze w północnej części, co przedstawiono na rysunku 3.14. Prowadzi to w konsekwencji do różnic w wydajności paneli PV, a tym samym ilości generowanej energii, co wpływa na poziomy ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci nN.

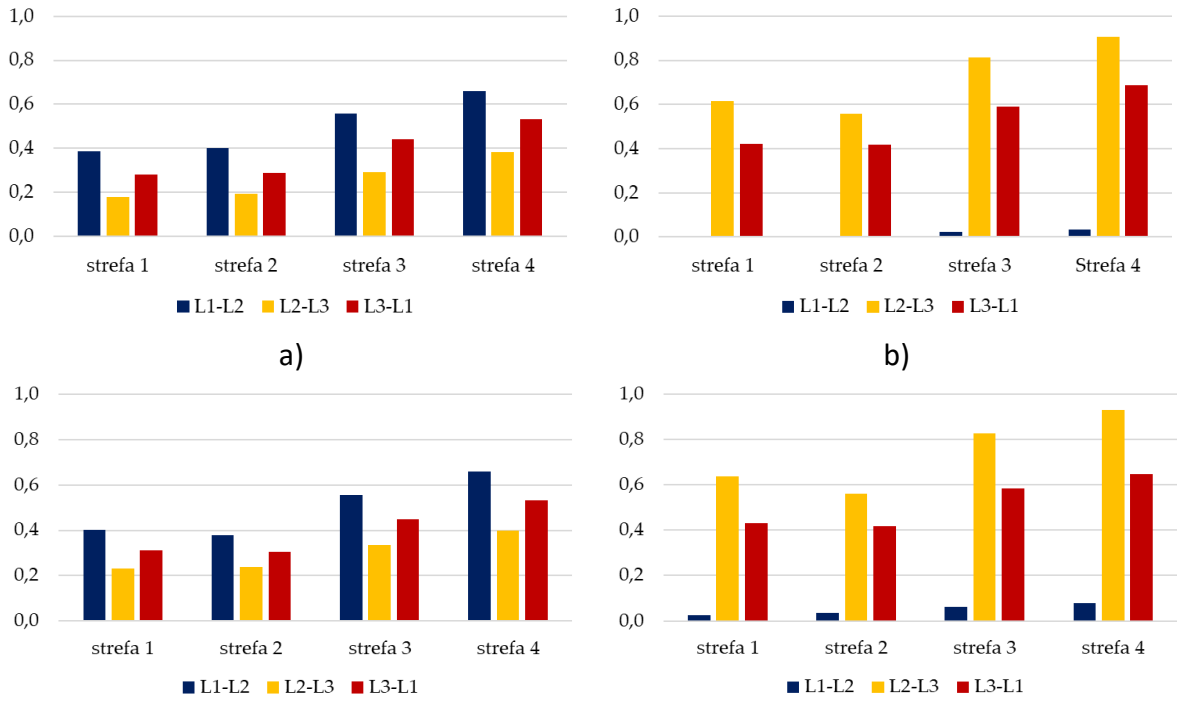


Rys. 3.14. Roczna generacja energii elektrycznej przypadająca na 1 kW mocy źródła PV wraz z rozmieszczenie wybranych stacji pogodowych na obszarze Polski (źródło: opracowanie własne na podstawie: globalsolaratlas.info/download/poland)

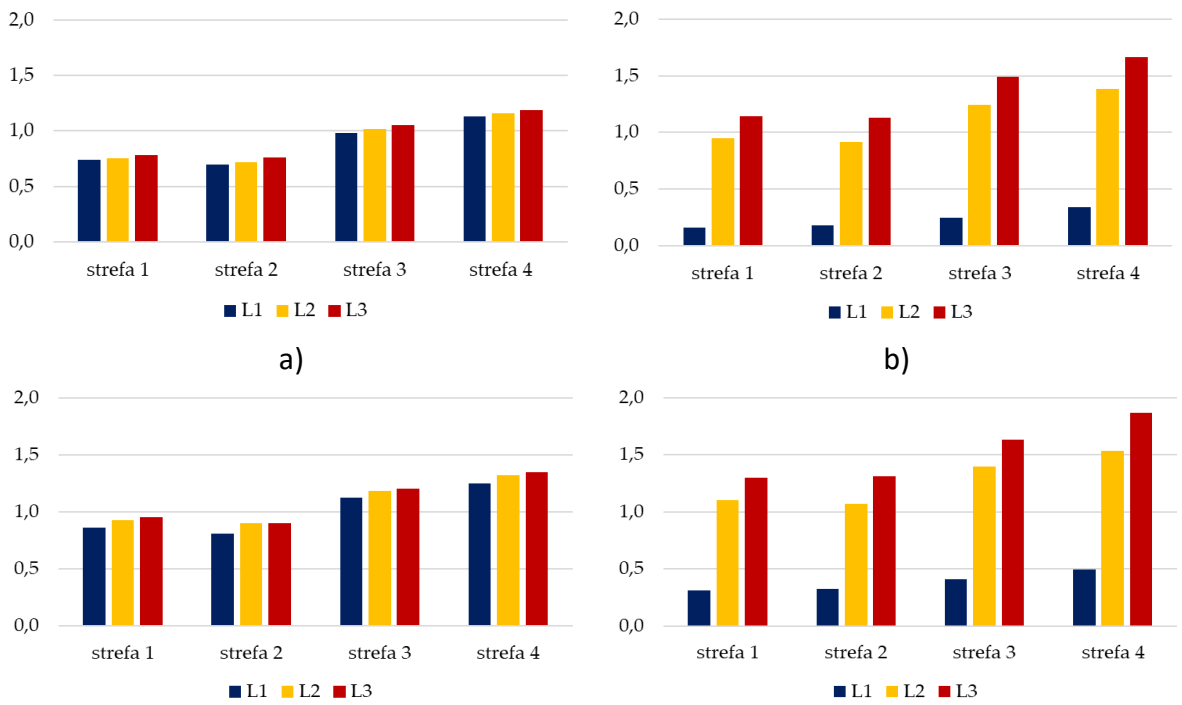
Badania w tej części polegały na przeprowadzeniu symulacji w rocznym horyzoncie czasowym z rozdzielczością godzinową, w których zmieniano dane meteorologiczne, co można rozumieć jako zmianę lokalizacji sieci testowej na obszarze Polski. Na podstawie sporządzonych dla 61 stacji pogodowych typowych lat meteorologicznych [67] wytypowano 18 lokalizacji, wskazanych na rysunku 3.14 (oznaczenie: czerwona kropka, niebieska nazwa miejscowości), które zgrupowano w czterech strefach nasłonecznienia:

- strefa 1 (do 1000 kWh/m^2): Piła, Olsztyn, Lębork, Szczecin, Chojnice,
- strefa 2 (od 1000 kWh/m^2 do 1075 kWh/m^2): Elbląg, Białystok, Płock, Ustka, Zielona Góra,
- strefa 3 (od 1075 kWh/m^2 do 1150 kWh/m^2): Katowice, Lesko, Terespol, Kalisz, Legnica,
- strefa 4 (powyżej 1150 kWh/m^2): Sandomierz, Rzeszów, Lublin.

Dla każdej z lokalizacji przeprowadzono symulacje obejmujące warianty pracy sieci opisane w tabeli 3.6, a następnie wyznaczono ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków jej pracy. Dla analizowanych stacji meteorologicznych znajdujących się w obrębie danej strefy wyniki zostały uśrednione. Do symulacji wykorzystano model sieci opisany w rozdziale 3.2 i dane techniczne z rysunku 3.2, natomiast moce źródeł PV pochodzą z tabeli 3.5. Przykładowe wyniki badań, przedstawiające ryzyko przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n dla węzła R15, w którym występują najgorsze warunki napięciowe, przedstawia rysunek 3.15. Z kolei na rysunku 3.16 zilustrowano ryzyko przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej dla odcinka R1-R2, będącego najbardziej obciążonym elementem sieci. Odnosząc się do otrzymanych wyników i zestawiając je z mapą Polski przedstawioną na rysunku 3.14, można stwierdzić, że dla stref o większym nasłonecznieniu ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci jest większe, niż dla stref, gdzie odnotowana była niższa średnia wartość nasłonecznienia. Sposób rozdziału energii generowanej przez źródła PV (symetryczny lub asymetryczny podział mocy znamionowej) wpłynął na znaczne różnice w uzyskanych wynikach. Dla fazy z najwyższą generacją (najwyższa moc zainstalowana) ryzyko było najwyższe (w porównaniu z dwoma pozostałymi fazami). Rodzaj obciążenia, tj. symetryczne, bądź asymetryczne, miał mniejszy wpływ na różnice w wartościach ryzyk.



Rys. 3.15. Ryzyko, w %, przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n w węźle R15 sieci testowej CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10 (zaczerpnięto z [Z1.3])



Rys. 3.16. Ryzyko, w %, przekroczenia prądu znamionowego w gałęzi R1-R2 sieci testowej CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10 (zaczerpnięto z [Z1.3])

W dalszej części badań przeanalizowano wpływ wartości współczynnika α (stopnia nasycenia sieci źródłami PV – wzór (3.2)) na pracę sieci testowej. Dzięki temu możliwe jest m.in. określenie maksymalnych zdolności przyłączeniowych sieci nN dla źródeł fotowoltaicznych (tzw. hosting capacity), przy założeniu akceptowalnego poziomu ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci nN. Badania ograniczono do dwóch lokalizacji, odpowiadających najniższej wartości nasłonecznienia, tj. dla miejscowości Chojnice, oraz najwyższej, czyli dla miejscowości Sandomierz. Dla każdej z nich rozpatrzono dwa warianty pracy sieci nN przedstawione poniżej:

- wariant W1 - asymetryczny profil obciążenia, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy,
- wariant W2 - asymetryczny profil obciążenia, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy.

Wariant W1 odpowiada zatem wariantom V7 i V8, a wariant W2 odpowiednio V9 i V10, przedstawionym w tabeli 3.6, z tą różnicą, że w wariantach W1 i W2 wartość współczynnika α jest inna w każdej symulacji. Zmienność wartości współczynnika α zrealizowano w sposób losowy, przygotowując odpowiedni arkusz w programie Microsoft Excel. Losowana była liczba prosumentów i miejsce ich przyłączenie w sieci CIGRE oraz wartość energii, która miałaby zostać wygenerowana w ciągu roku przez każdego z nich. Moc źródeł PV wynikającą z wylosowanych wartości energii wyznaczono z zależności (3.3). Symulacje dla stacji Chojnice i Sandomierz przeprowadzane były dla tych samych mocy źródeł PV i ich rozmieszczenia. Wykonano 50 losowań, co w połączeniu z dwoma wariantami i lokalizacjami dało razem 200 symulacji. Uzyskane wyniki posłużyły do określenia maksymalnej wartości współczynnika α, który nie powoduje jeszcze powstawania zakłóceń (α_{BR}), dla którego ryzyko było równe zero oraz minimalną jego wartość (α_R), przy której pojawiało się niezerowe ryzyko wraz z wyznaczeniem wartości tego ryzyka (R), dla α_R. Przykładowe wyniki badań przedstawiające wpływ wartości współczynnika α na ryzyko przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n oraz wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator SN/nN przedstawiają rysunki 3.17 oraz 3.18. Natomiast w tabeli 3.10 przedstawiono wyznaczone dla całej sieci graniczne wartości współczynnika α nie powodujące α_{BR} oraz powodujące α_R występowanie ryzyka przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n oraz przekroczenia dopuszczalnej wartości prądu w linii. Należy podkreślić, że wyznaczona wartość współczynnika α_R i odpowiadające mu ryzyko R informują jedynie o tym, że w sieci wystąpi dany rodzaj ryzyka, bez informacji

o miejscu jego wystąpienia (np. węzeł dla napięcia lub gałąź dla prądu). Pełna analiza wyników badań przedstawiona została w publikacji [Z1.3], stanowiącej trzecią pozycję ze zbioru powiązanych ze sobą publikacji naukowych.

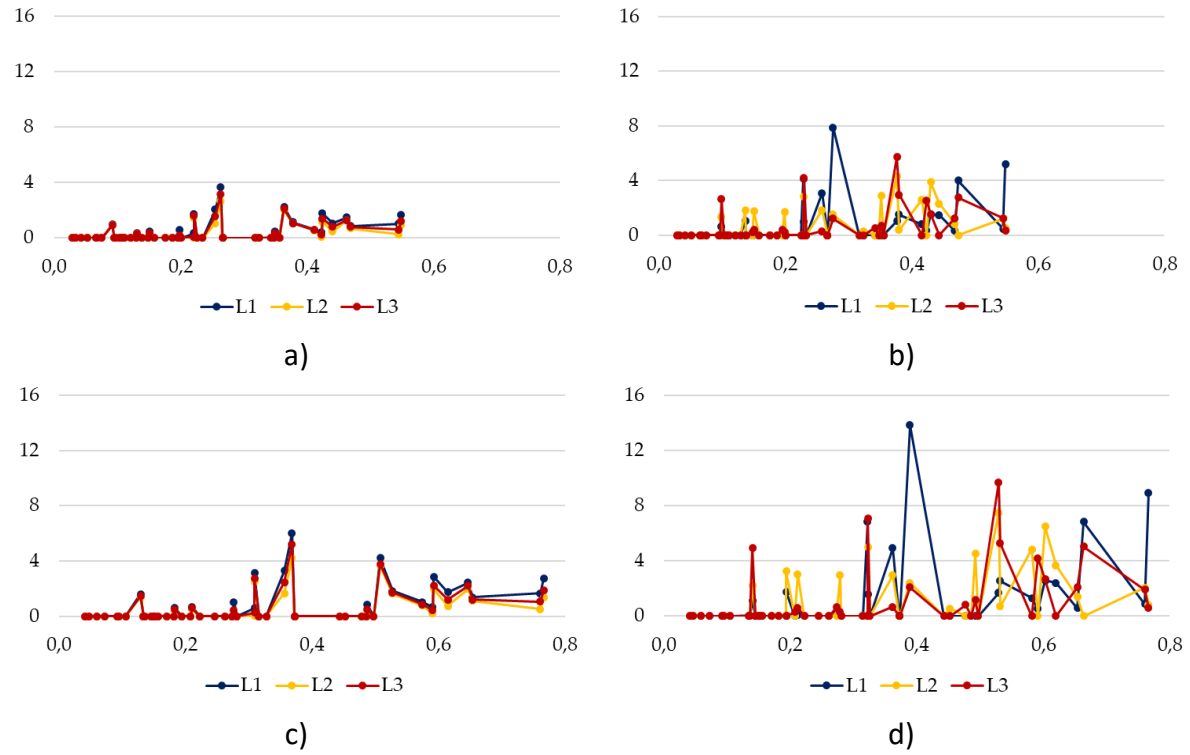
Tabela 3.10

Wartości współczynnika α nie powodujące (α_{BR}) oraz powodujące (α_R) wzrost napięcia powyżej 1,1 U_n oraz przekroczenie dopuszczalnej obciążalności linii w sieci testowej

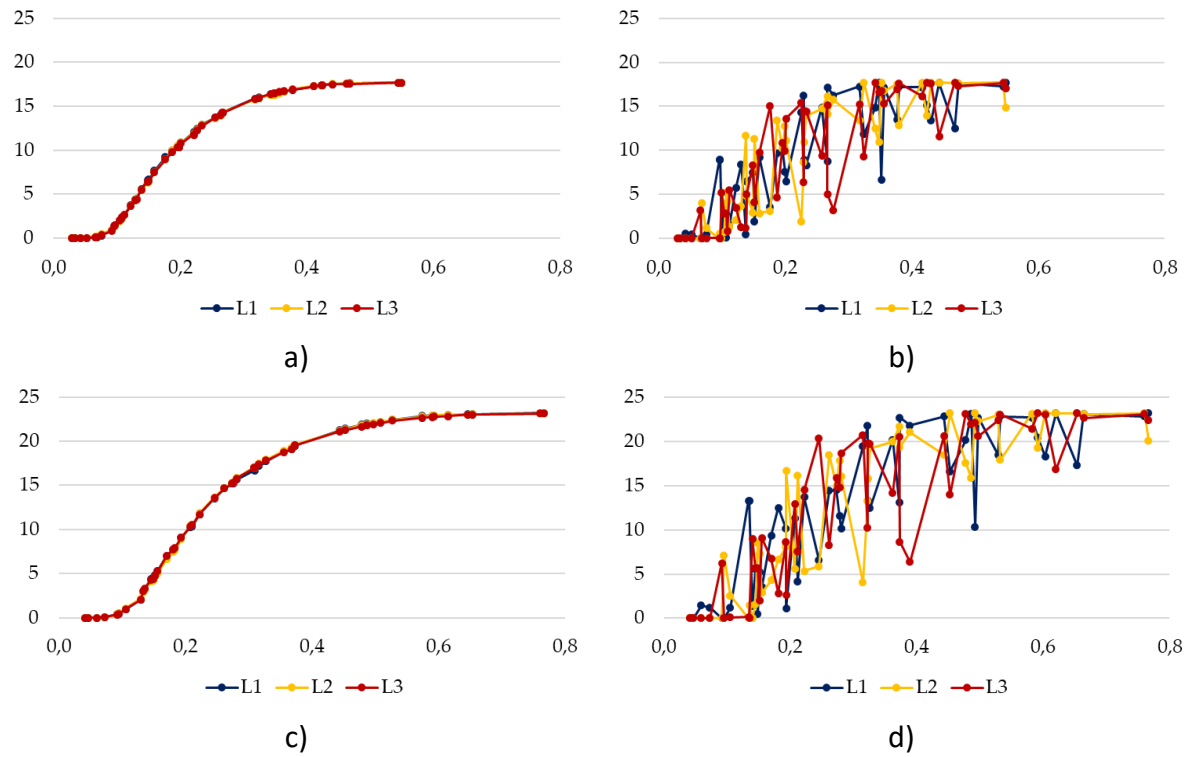
Ryzyko	Chojnice W1			Chojnice W2			Sandomierz W1			Sandomierz W2		
	α_{BR}	α_R	R	α_{BR}	α_R	R	α_{BR}	α_R	R	α_{BR}	α_R	R
$U > 1{,}1\ U_n$	0,32	0,34	0,02	0,27	0,27	0,01	0,49	0,49	1,61	0,37	0,37	0,05
$I > I_{dd}$	0,12	0,16	4,47	0,12	0,16	4,91	0,17	0,22	5,68	0,17	0,22	6,18

W wyniku wykonanych obliczeń potwierdzone zostały również różnice w generacji energii elektrycznej w różnych obszarach Polski, sięgające nawet do 40% w skali roku, przy czym zauważono, że nie przekłada się to proporcjonalnie na wzrost ryzyka przekroczenia dopuszczalnych parametrów pracy sieci nN. Wyniki symulacji wykazały dodatkowo, że ryzyko wzrostu napięcia powyżej 1,1 U_n nie występowało dla współczynnika $\alpha < 0{,}1$. Powyżej tej wartości, ryzyko wynosiło od kilku do kilkunastu procent. Potwierdzony został również wpływ lokalizacji sieci testowej na wartość ryzyka. Dla stacji Sandomierz ryzyko przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia jest większe niż dla stacji Chojnice, co wynika z wyższego poziomu nasłonecznienia w tej lokalizacji.

Wraz ze wzrostem współczynnika α wzrastało również ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator SN/nN, przy czym, podobnie jak w przypadku ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia, ryzyko to pojawiało się dopiero dla współczynnika α wynoszącego około 0,1. Wartości ryzyka wystąpienia przepływu odwrotnego wzrastały wraz ze wzrostem wartości współczynnika α, jednak dla większych wartości α poziom ryzyka stabilizuje się, czyli wzrost stopnia nasycenia sieci źródłami PV nie wpływa już tak silnie na zwiększenie się przepływu odwrotnego. Uzyskane wartości ryzyka dla obu stacji różniły się i podobnie jak poprzednio, były one wyższe dla stacji Sandomierz – stacji o większej rocznej generacji energii elektrycznej ze źródeł PV.



Rys. 3.17. Ryzyko, w %, wzrostu napięcia powyżej 1,1 U_n w sieci testowej CIGRE w zależności od wartości współczynnika α, dla: a) Chojnice W1, b) Chojnice W2, c) Sandomierz W1, d) Sandomierz W2 (zaczerpnięto z [Z1.3])



Rys. 3.18. Ryzyko, w %, wystąpienia przepływu odwrotnego w sieci testowej CIGRE w zależności od wartości współczynnika α, dla: a) Chojnice W1, b) Chojnice W2, c) Sandomierz W1, d) Sandomierz W2 (zaczerpnięto z [Z1.3])

Podsumowując część naukową pracy stwierdzono, na przykładzie testowego modelu sieci nN z przyłączonymi mikroinstalacjami PV, że występowanie zakłóceń, a co za tym idzie pogarszania jakości dostarczanej energii do odbiorców, stanowi coraz większy problem w jej prawidłowym funkcjonowaniu. W szczególności przy wysokiej generacji PV i jednoczesnym niskim zapotrzebowaniu na energię elektryczną zmianie ulegają poziomy napięć. Na wzrost wartości ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci największy wpływ mają moc zainstalowana źródeł PV oraz niesymetria generacji (występowanie źródeł jednofazowych), a także lokalizacja prosumentów (różna lokalizacja tych samych prosumentów w różnych punktach sieci może mieć różny wpływ na jej pracę), geograficzna lokalizacja sieci i skorelowany z tym poziom i profil czasowy nasłonecznienia oraz w mniejszym stopniu profil obciążenia odbiorców (symetryczny lub asymetryczny).

Patrząc długoterminowo, należy przyjąć, że liczba nowych mikroinstalacji PV w sieciach OSD będzie stale wzrastała, co może pogłębić już występujące problemy, zwiększając ich częstotliwość i skalę, a w sieciach, w których do tej pory nie występowały zakłócenia, zaczną się one pojawiać. Operatorzy OSD w Polsce muszą zatem zmierzyć się z tym wyzwaniem. Powyższe w sposób naturalny determinuje kolejny etap realizacji projektu doktorskiego, polegający na analizie pracy rzeczywistej sieci dystrybucyjnej nN z przyłączonymi mikroinstalacjami PV, w której występują zakłócenia w jej pracy. Ta część zrealizowanych badań stanowi część wdrożeniową projektu doktorskiego, opisaną w kolejnym rozdziale.

4. OPIS OSIĄGNIĘĆ WDROŻENIOWYCH

4.1. Modele rzeczywistych sieci rozdzielczych nN

Opisana w rozdziale trzecim problematyka występowania zakłóceń w pracy sieci rozdzielczych nN z zainstalowanymi mikroinstalacjami PV skupiała się na analizie tych zjawisk w testowym modelu sieci nN. Z kolei w tej części autoreferatu rozprawy doktorskiej, opisującej wdrożeniową cześć projektu doktorskiego, skoncentrowano się na analizie pracy rzeczywistych sieci rozdzielczych nN z zainstalowanymi źródłami PV. W tym celu nawiązana została współpraca z TAURON Dystrybucja S.A., spółką wchodzącą w skład Grupy Kapitałowej TAURON, będącą Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze około 57 tys. km^2, czyli niemal 19% powierzchni Polski. Efektem współpracy było przekazanie danych technicznych dla kilkunastu sieci nN, z podziałem na sieci terenowe i miejskie, które zawierały informacje o:

- długościach, przekrojach oraz materiale, z którego wykonano przewody robocze napowietrznych nieizolowanych linii, w tym również przyłączy,
- długościach, przekrojach oraz materiale, z którego wykonano przewody robocze oraz izolację napowietrznych izolowanych linii, w tym również przyłączy,
- długościach, przekrojach oraz materiale, z którego wykonano przewody robocze oraz izolację kablowych linii, w tym również przyłączy,
- miejscach zlokalizowania złączy kablowych,
- miejscach zlokalizowania słupów,
- miejscach uziemienia przewodu ochronno-neutralnego (PEN) sieci,
- miejscu zlokalizowania stacji transformatorowej SN/nN zasilającej daną sieć,
- napięciu znamionowym strony górnego i dolnego napięcia, mocy, grupie połączeń, napięciu zwarcia i innych parametrach transformatora SN/nN zasilającego daną sieć,
- miejscu przyłączenia każdego odbiorcy w sieci,
- miejscu przyłączenia i mocy zainstalowanej każdej mikroinstalacji PV w sieci.

Informacje o analizowanych sieciach nN przekazane zostały w postaci zestawu plików grafiki wektorowej typu *shapefile*. Jest to format, w którym zapisywane są informacje geograficzne o sieci. Są to zatem naniesione na mapę geograficzną schematy sieci wraz z danymi technicznymi elementów je tworzących (np. przekroje i długości linii), przy czym zastosowana mapa może być uzupełniona o warstwę graficzną pod postacią ortofotomapy lub mapy topograficznej.

W celu uzyskania dostępu do informacji o parametrach elementów tworzących sieć, zapisanych w plikach typu *shapefile*, koniecznym było znalezienie odpowiedniego narzędzia, dzięki któremu będzie to możliwe. Dodatkowo narzędzie to powinno pozwolić na przedstawienie danej sieci w sposób graficzny, przez co będzie widoczna jej topologia. W ramach nawiązanej współpracy, pracownicy TAURON Dystrybucja S.A. zasugerowali wykorzystanie programu QGIS [72], który to umożliwia m.in. pracę na plikach tego typu. Jest to narzędzie typu GIS, czyli Systemu Informacji Geograficznej (ang. Geographic Information System) umożliwiające tworzenie, edycję, analizowanie i wizualizację danych przestrzennych. Obsługuje dane rastrowe (obrazy satelitarne, mapy topograficzne) oraz wektorowe (punkty, linie, poligony). Pozwala rysować i edytować obiekty przestrzenne, tworzyć własne warstwy i bazy danych przestrzennych, które następnie można poddawać szczegółowej edycji

graficznej, dostosowując je do własnych potrzeb. Ponadto jest to bezpłatne narzędzie typu open-source.

Wykorzystując oprogramowanie QGIS przygotowano wizualizacje graficzne trzech sieci (napowietrznej, napowietrzno-kablowej oraz kablowej), które zostały wybrane spośród kilkunastu otrzymanych zestawów danych. Sieci te przedstawiono na rysunkach 4.1, 4.2 oraz 4.3. Każdy z obwodów wyprowadzonych ze stacji SN/nN zasilającej daną sieć został wyróżniony odrębnym kolorem. Symbole graficzne zastosowane na rysunkach 4.1, 4.2 oraz 4.3 oznaczają:

- niebieska błyskawica – odbiorca,
- żółta błyskawica – prosument,
- lina przerywana – odcinek linii kablowej,
- linia ciągła – odcinek linii napowietrznej (linia ciągła pogrubiona – odcinek napowietrzny typu AsXS lub AsXSn),
- duży czerwony kwadrat – stacja transformatorowa SN/nN,
- żółty trójkąt – miejsce uziemiania przewodu ochronno-neutralnego PEN,
- zielone koło – słup,
- mały czerwony kwadrat – złącze kablowe.

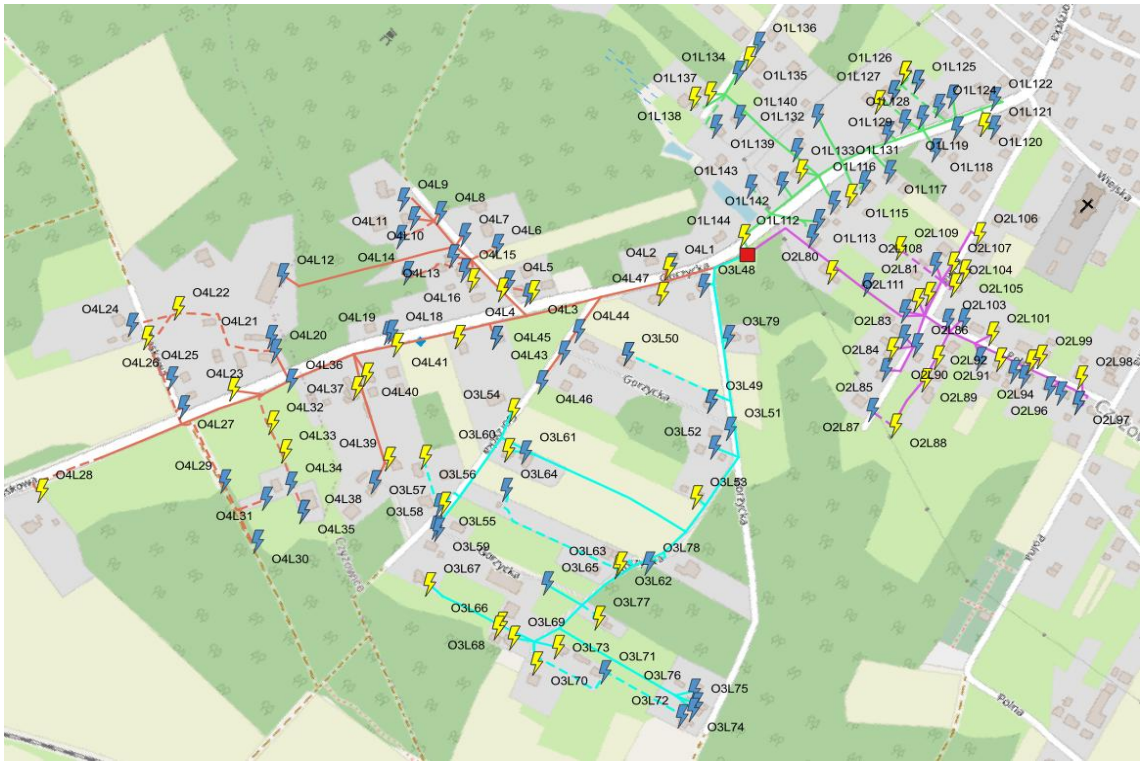
Należy podkreślić, że na potrzeby przygotowywania wizualizacji graficznej oraz dalszych prac wykonanych z wykorzystaniem modeli tych sieci dokonano ich pełnej anonimizacji w taki sposób, aby zminimalizować możliwość zidentyfikowania danej sieci.

Przedstawione na rysunku 3.1 testowe modele sieci CIGRE charakteryzowały się tym, że każdy ich element niebędący linią miał unikalne oznaczenie. Podobne podejście zastosowano dla opracowanych modeli rzeczywistych sieci nN, przy czym z uwagi na zdecydowanie bardziej rozbudowaną strukturę przyjęto następujący sposób opisu:

- obwody oznaczono literą „O” oraz cyfrą oznaczającą kolejny numer obwodu,
- słupy oznaczono literą „S” oraz cyframi:
  - pierwsza, oznacza kolejny numer słupa w torze głównym linii napowietrznej,
  - druga, oznacza kolejny numer odgałęzienia od toru głównego,
  - trzecia, oznacza kolejny numer słupa na odgałęzieniu od toru głównego,
- złącza kablowe oznaczono literami „ZK” oraz cyfrą oznaczającą kolejny numer złącza,

- miejsca dostarczania energii oznaczono literą „L” oraz cyfrą oznaczającą kolejny numer odbiorcy.

Numeracja słupów, złączy kablowych, miejsc dostarczania energii oraz odgałęzień od tory głównego w liniach napowietrznych rozpoczyna się od stacji SN/nN w kierunku końca danego obwodu. W tabeli 4.1 przedstawiono przykładowe opisy różnych elementów sieci.



Rys. 4.1. Napowietrzna sieć terenowa nN zwizualizowana w programie QGIS wraz z warstwą mapy geograficznej OpenStreetMap Standard [73]



Rys. 4.2. Napowietrzno-kablowa sieć miejska zwizualizowana w programie QGIS wraz z warstwą mapy geograficznej OpenStreetMap Standard [73]

Tabela 4.1

Przykłady nazewnictwa elementów sieci nN zastosowane podczas ich wizualizacji w programie QGIS

Element sieci	Objaśnienie
O4S8	obwód nr 2, słup nr 8
O4S811	obwód nr 4, słup nr 1 na pierwszym odgałęzieniu ze słupa nr 8 w torze głównym
O1S723	Obwód nr 1, słup nr 3 na drugim odgałęzieniu ze słupa nr 7 w torze głównym
O2L7	obwód nr 2, miejsce dostarczenia energii nr 7
O3ZK6	obwód nr 3, złącze kablowe nr 6



Rys. 4.3. Kablowa sieć miejska zwizualizowana w programie QGIS wraz z warstwą mapy geograficznej OpenStreetMap Standard [73]

Przyjęty sposób oznaczana elementów sieci nN oraz możliwość wizualizacji ich topologii umożliwiły łatwiejsze przygotowanie modeli tych sieci w programie OpenDSS w celu przeprowadzenia analizy ich pracy w różnych warunkach, w tym oceny poziomu ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy w wyniku działania mikroinstalacji PV przyłączonych do tych sieci. Założono, że dla każdej z zamodelowanych sieci wykonanych zostanie co najmniej kilkaset symulacji, których celem będzie zbadanie wpływu mocy, liczby oraz miejsca przyłączenia źródeł PV na ich pracę. Wykorzystano do tego celu opisaną wcześniej metodę wyznaczania ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci nN (rozdział 3.3). Biorąc pod uwagę liczbę zaplanowanych do przeprowadzenia symulacji i wynikający z tego czas obliczeń, należało dążyć do automatyzacji tego procesu. Podjęto zatem decyzję o opracowaniu odpowiedniego narzędzia, które to umożliwi.

4.2. Narzędzie do przeprowadzania analizy pracy rzeczywistych sieci dystrybucyjnych nN i przykładowe wyniki uzyskane z jego zastosowaniem

Zbadanie wpływu mocy, liczby oraz miejsca przyłączenia źródeł PV na pracę sieci nN wymaga przeprowadzenia wielu symulacji, z których każda odzwierciedla inną konfigurację sieci (w aspekcie źródeł PV), co przedstawiono w rozdziale 3.4. Przeprowadzono wówczas łącznie 200 symulacji dla sieci testowej CIGRE, a każda z nich wymagała wykonania określonych kroków, takich samych dla każdej symulacji (należało przygotować 200 skryptów w OpenDSS, różniących się danymi dotyczącymi źródeł PV, przeprowadzić symulację dla każdego z nich oraz dokonać analizy wyników z wykorzystaniem przygotowanych arkuszy Microsoft Excel). Każdy z powyższych kroków wykonywany był manualnie, co skutkowało bardzo długim czasem wykonania analizy pracy sieci dla jednej tylko symulacji (dla jednego zestawu danych o źródłach PV). Należy dodatkowo zaznaczyć, że symulacje dotyczyły sieci o relatywnie prostej topologii z niewielką liczbą elementów ją tworzących w stosunku do sieci rzeczywistych, np. przedstawionych na rysunkach 4.1, 4.2 lub 4.3.

Mając w planie badania dla rzeczywistych sieci nN, w pierwszej kolejności postawiono sobie za cel opracowanie narzędzia realizującego wymienione wyżej kroki w sposób automatyczny, tj. umożliwiającego wykonywanie wielu symulacji na danym modelu sieci w cyklu automatycznym [74]. Przyjęto, że symulacje będą realizowane jak do tej pory w programie OpenDSS, który m.in. umożliwia współpracę z innymi środowiskami programistycznymi, pozwalającymi na automatyzację wykonywanych symulacji. Wykorzystano do tego celu środowisko Python, a sam skrypt wejściowy do Open DSS, zawierający model sieci, został odpowiednio przygotowany, aby umożliwić wykonanie symulacji dla dowolnej konfiguracji badanego układu, przy czym zmiana konfiguracji polegała na losowym rozmieszczeniu losowej liczby mikroinstalacji PV, o mocach skorelowanych z losowo wyznaczanym rocznym zużyciem energii przez poszczególnych odbiorców.

W celu wygenerowania takich zestawów danych dla kolejnych symulacji, został napisany odpowiedni program w języku Python. Przed każdą symulacją program ten generuje nową serię losowych danych o energii pobieranej przez poszczególnych odbiorców końcowych w ciągu roku (na tej podstawie oraz na podstawie rocznego profilu obciążenia obliczane jest godzinowe obciążenie odbiorcy) oraz losuje czy u danego odbiorcy będzie źródło PV, czy też nie. Następnie program określa moc mikroinstalacji PV, w powiązaniu z wylosowanym wcześniej rocznym zużyciem energii. Przygotowany w OpenDSS model matematyczny badanej

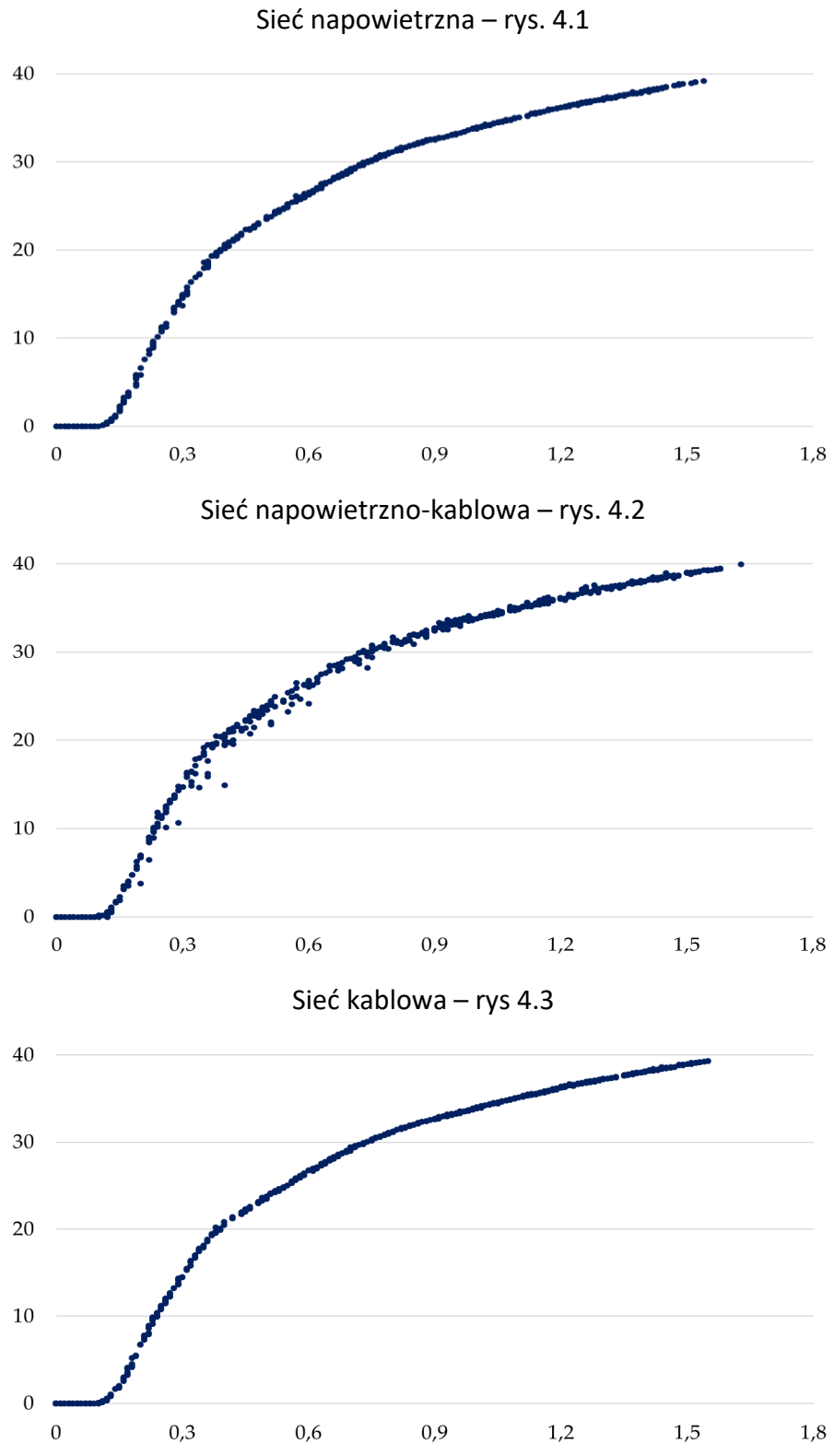
sieci nN stanowi szablon, na podstawie którego, z uwzględnieniem wcześniej wygenerowanych danych o zużyciu odbiorców oraz lokalizacji i mocy źródeł PV, tworzona jest konkretna konfiguracja sieci. Następnie uruchamiany jest program OpenDSS i przeprowadzona zostaje symulacja pracy sieci w określonym horyzoncie czasowym z przyjętą rozdzielczością (krokiem czasowym obliczeń). W ostatnim etapie wyniki symulacji zostają poddane obróbce z wykorzystaniem dedykowanego do tego celu skryptu automatyzującego. Produktem końcowym pracy opracowanego narzędzia są szczegółowe wyniki analizy pracy sieci prezentowane w postaci pliku Excel zawierającego informację o:

1. liczbie elementów w sieci, dla których pojawiają się ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków ich pracy,
2. liczbie elementów w sieci, dla których $U > 1{,}1\ U_n$,
3. liczbie elementów w sieci, dla których $U < 0{,}9\ U_n$,
4. liczbie elementów w sieci, dla których $I > I_{dd}$,
5. liczbie elementów w sieci, dla których występuje przepływ odwrotny,
6. liczbie elementów w sieci, dla których występuje niesymetria napięć $U_0/U_1 > 2\%$ oraz $U_2/U_1 > 2\%$,
7. maksymalnej liczbie ryzyk występujących dla pojedynczego elementu sieci,
8. liczbie elementów w sieci z maksymalną liczbą ryzyk,
9. rocznym ryzyku przekroczenia maksymalnej wartości napięcia w całej sieci ($U > 1{,}1\ U_n$),
10. rocznym ryzyku przekroczenia minimalnej wartości napięcia w całej sieci ($U < 0{,}9\ U_n$),
11. rocznym ryzyku przekroczenia prądu dopuszczalnego długotrwale na wszystkich przyłączach w całej sieci ($I > I_{dd}$),
12. rocznym ryzyku wystąpienia przepływu odwrotnego na wszystkich przyłączach w całej sieci,
13. rocznym ryzyku przekroczenia dopuszczalnego poziomu niesymetrii napięcia w całej sieci ($U_0/U_1 > 2\%$ oraz $U_2/U_1 > 2\%$),
14. rocznym ryzyku przekroczenia maksymalnej wartości napięcia po stronie dolnego napięcia transformatora ($U > 1{,}1\ U_n$),
15. rocznym ryzyku przekroczenia minimalnej wartości napięcia po stronie dolnego napięcia transformatora ($U < 0{,}9\ U_n$),
16. rocznym ryzyku przekroczenia prądu znamionowego transformatora po stronie górnego i dolnego napięcia ($I > I_{GN}$, $I > I_{DN}$),

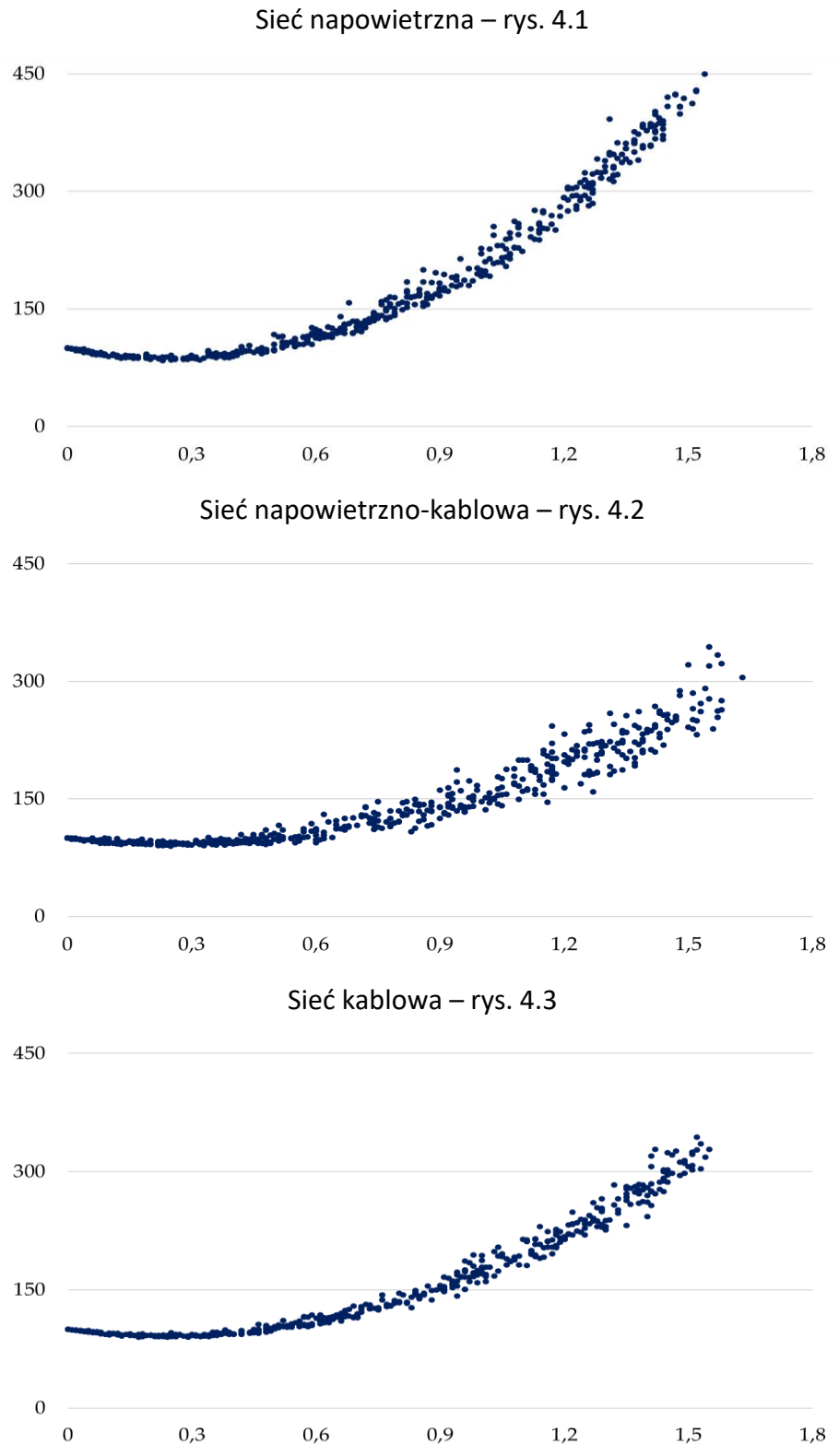
17. rocznym ryzyku wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator,
18. rocznym ryzyku przekroczenia dopuszczalnego poziomu niesymetrii napięcia po stronie dolnego napięcia transformatora ($U_0/U_1 > 2\%$ oraz $U_2/U_1 > 2\%$),
19. rocznym ryzyku wzrostu strat energii w całej sieci oraz o stosunku tych strat do strat występujących w tej sieci bez przyłączonych źródeł PV,
20. maksymalnej wartość napięcia występującego w sieci,
21. minimalnej wartość napięcia występującego w sieci.

Opracowane narzędzie umożliwia również analizę pracy sieci z punktu widzenia poszczególnych obwodów, polegającą na wyznaczeniu ryzyka przekroczenia maksymalnej wartości napięcia w danym obwodzie, średniego ryzyka przekroczenia napięcia w danym obwodzie oraz stosunku liczby wszystkich ryzyk do liczby odbiorców. Pozwala to wskazać obwód o najlepszych i najgorszych parametrach pracy. Ponieważ dla każdego odbiorcy istotną kwestię stanowią poziomy napięć występujące w sieci w miejscu jego przyłączenia, w szczególności jego zbyt wysokie wartości, w związku z tym wyznaczane są również ryzyka przekroczenia maksymalnej wartości napięcia dla każdego odbiorcy oraz dodatkowo wskazywany jest odbiorca z największym tego typu ryzykiem w całej sieci, jak i w każdym obwodzie osobno.

Poprawność działania opracowanego narzędzia została zweryfikowana przez porównanie wyników symulacji przeprowadzonych manualnie z wynikami symulacji automatycznej. Stwierdzono, że wyniki są jednakowe, a w związku z tym opracowane narzędzie działa prawidłowo. Jego możliwości zostały w pierwszej kolejności sprawdzone podczas analiz przeprowadzonych dla rzeczywistych sieci nN przedstawionych na rysunkach 4.1, 4.2 oraz 4.3, dla których, po przygotowaniu modeli w OpenDSS, wykonano po 500 symulacji w celu zbadania wpływu współczynnika α (stopnia nasycenia sieci mikroinstalacjami PV) na poziomy ryzyka. Wykonano symulacje z godzinową rozdzielczością w rocznym horyzoncie czasowym z wykorzystaniem danych meteorologicznych dla stacji pogodowej zlokalizowanej w Katowicach, a do wyznaczenia rocznego profilu obciążenia zastosowano standardowy roczny grafik obciążenia dla odbiorcy zaliczonego do grupy taryfowej G11 [23]. Na rysunkach 4.4 i 4.5, jako przykładowe efekty działania opracowanego narzędzia, zestawiono odpowiednio roczne ryzyko pojawienia się przepływu odwrotnego przez transformator oraz stosunek całkowitych rocznych strat energii czynnej w badanych sieciach z zainstalowanymi źródłami PV do strat występujących w tych sieciach bez źródeł fotowoltaicznych.



Rys. 4.4. Porównanie rocznych ryzyk wystąpienia przepływu odwrotnego na transformatorze w zależności od wartości współczynnika α dla różnego typu sieci



Rys. 4.5. Porównanie stosunku rocznych strat energii w sieci z zainstalowanymi źródłami PV do sieci bez nich w zależności od wartości współczynnika α dla różnego typu sieci nN

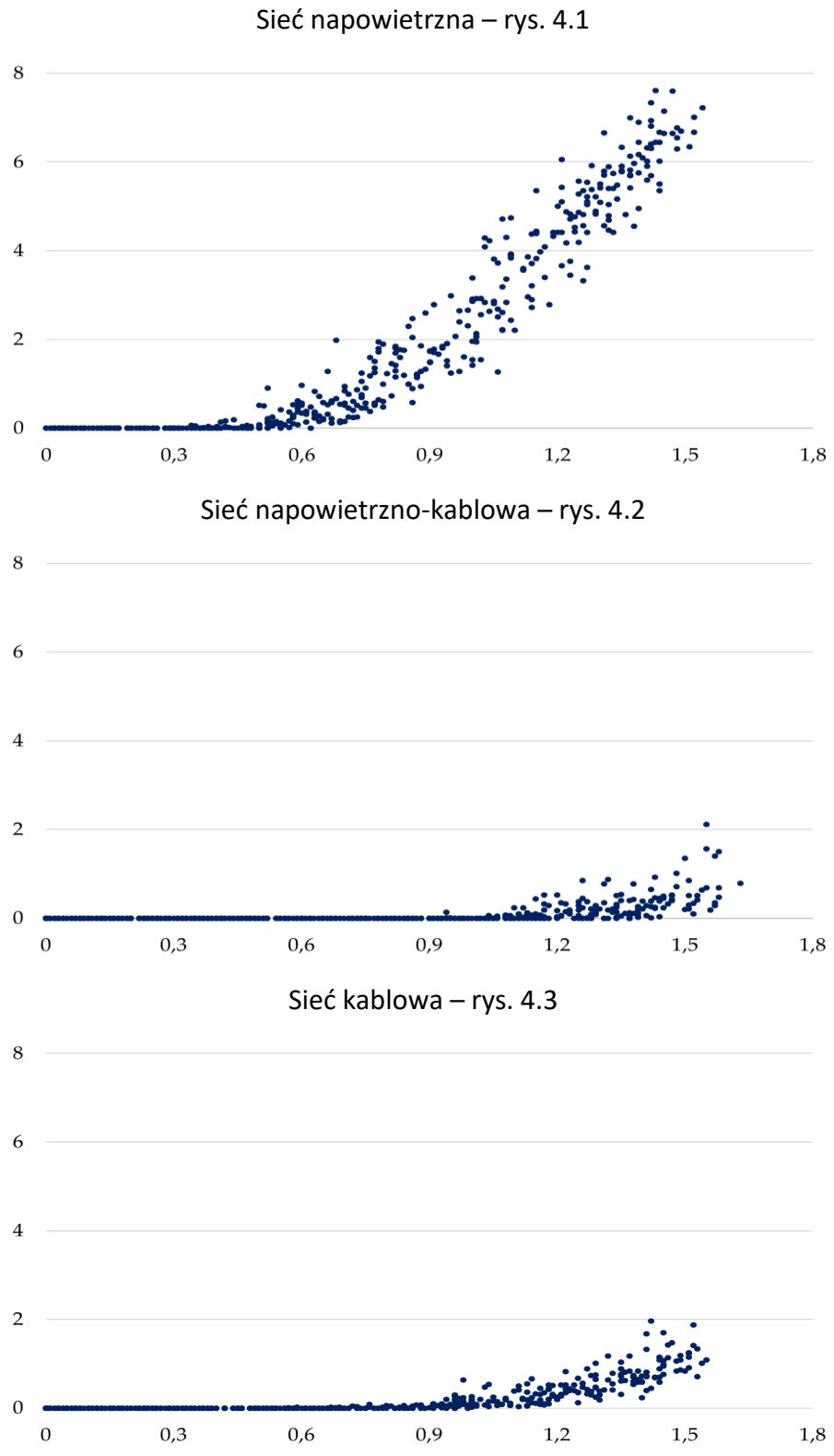
Ryzyko pojawienia się przepływu odwrotnego mocy czynnej przez transformator SN/nN wystąpiło w każdej z przeanalizowanych rzeczywistych sieci nN, przy czym wartością graniczną współczynnika α, po przekroczeniu której pojawia się przepływ odwrotny, jest 0,15. Zauważono ponadto, że w przedziale $0{,}15 < \alpha < 0{,}4$ ryzyko to rośnie w sposób w przybliżeniu liniowy, osiągając wartości około 20%. Wraz z dalszym zwiększaniem się wartości współczynnika α tempo wzrostu tego ryzyka maleje, osiągając wartość maksymalną na poziomie około 40% dla granicznych wartości współczynnika α uzyskanych w symulacjach (około 1,6). Taki sposób kształtowania się ryzyka wystąpienia przepływu odwrotnego mocy czynnej przez transformator SN/nN ma m.in. związek z występującymi w analizowanych sieciach stratami przesyłowymi.

Przedstawione na rysunku 4.5 stosunki rocznych strat energii w sieci z zainstalowanymi źródłami PV do sieci bez tych źródeł przyjmują kształt zbliżony do przebiegu funkcji kwadratowej, przy czym dla współczynnika α wynoszącego do około $0{,}4 \div 0{,}5$ straty w sieci ze źródłami PV są na ogół mniejsze niż straty w sieci pracującej bez tych instalacji, a minimum strat jest osiągane zwykle przy $0{,}2 < \alpha < 0{,}3$. Po przekroczeniu $\alpha = 0{,}4 \div 0{,}5$ straty energii w sieci nN ze źródłami PV są wyższe niż przy braku tych źródeł. To spostrzeżenie potwierdza, że przy umiarkowanym stopniu nasycenia sieci mikroinstalacjami PV źródła te wpływają korzystnie na pracę sieci nN, przyczyniając się do obniżenia strat, natomiast przy wyższych wartościach współczynnika α oddziaływanie mikroinstalacji pod tym względem jest niekorzystne (na skutek zwiększonego obciążenia sieci następuje gwałtowny wzrost strat, co powoduje, że duża część energii generowanej przez źródła PV w tej sieci jest przeznaczona na pokrycie tych strat; to zjawisko tłumaczy spowolnienie przyrostu ryzyka wystąpienia przepływu odwrotnego mocy czynnej przez transformator SN/nN przy wyższych wartościach współczynnika α). W tym aspekcie uwidacznia się również przewaga sieci kablowych i kablowo-napowietrznych nad sieciami napowietrznymi, ponieważ straty energii w tych sieciach są niższe, zwłaszcza w sieci kablowej, w stosunku do sieci napowietrznej, co wynika ze stosowania w sieciach kablowych i napowietrzno-kablowych większej liczby odcinków o większych przekrojach żył roboczych niż w sieciach napowietrznych.

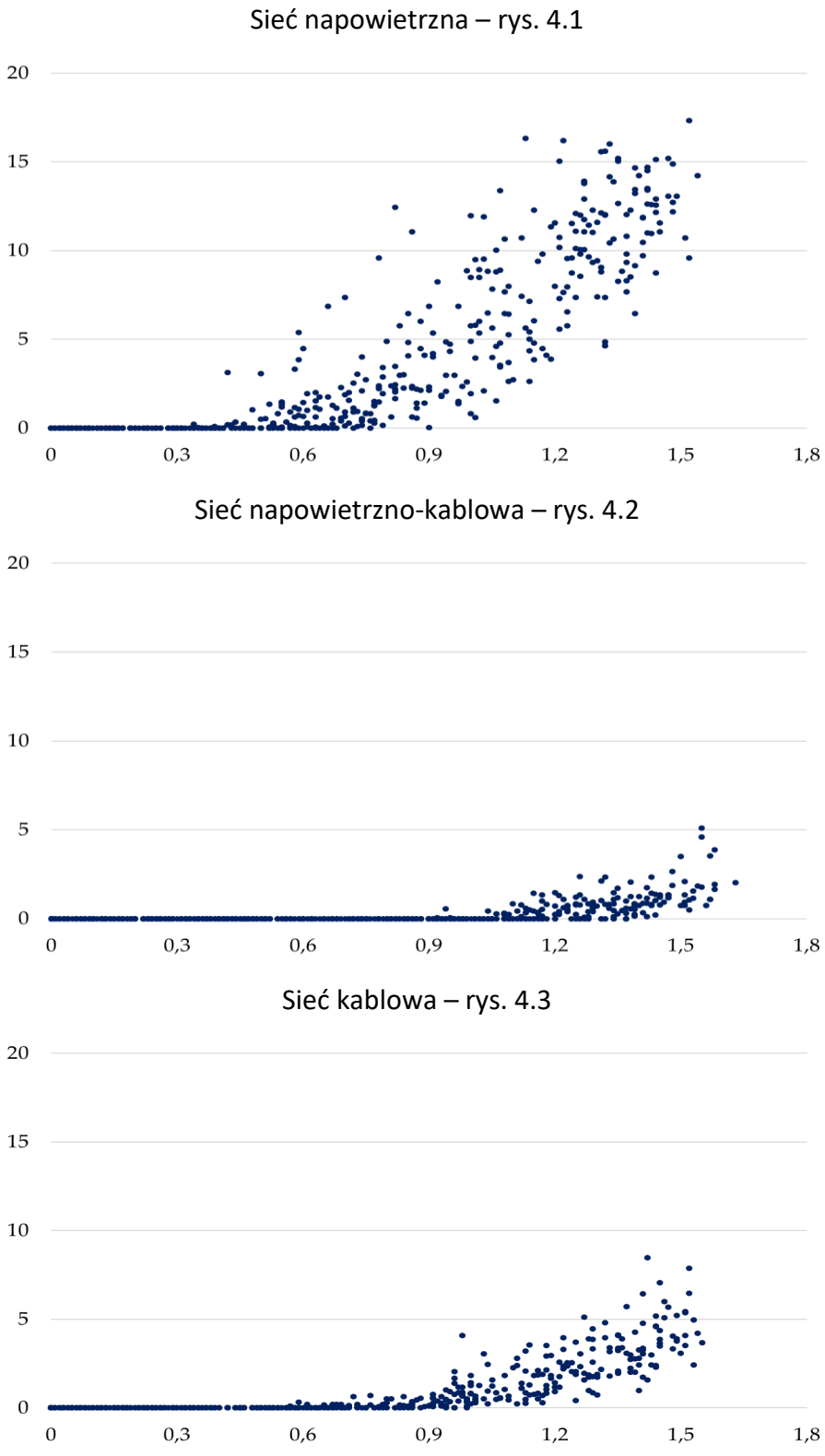
Zwiększony udział prosumenckich mikroinstalacji PV wpływa również na pojawienie się innych kategorii ryzyk. Wyniki symulacji wykazały, że w sieci napowietrznej dla $0{,}9 < \alpha < 1{,}6$ pojawia się ryzyko przekroczenia dopuszczalnego poziomu niesymetrii napięciowej, którego wartości zawierają się w przedziale odpowiednio od 0,1% do maksymalnej wartości

wynoszącej 1,73%, co odpowiada około 150 godzinom w ciągu roku. W sieci napowietrzno-kablowej oraz kablowej sytuacja ta nie miała miejsca. Ryzyko przekroczenia prądu znamionowego transformatora po stronie dolnego napięcia wystąpiło z kolei w sieci napowietrznej oraz kablowej. W sieci napowietrznej dla $0,7 < \alpha < 1,6$ osiągając wartość maksymalną na poziomie 9%, a w sieci kablowej dla $1 < \alpha < 1,6$ osiągając wartość maksymalną 2,4%. Brak tego ryzyka w sieci napowietrzno-kablowej pozwala stwierdzić, że moc znamionowa zainstalowanego transformatora jest wystarczająca, na tyle, że w przypadku dalszego wzrostu liczby prosumentów, jednostka ta nie będzie pracować przeciążona. W każdej z sieci zidentyfikowano również elementy, dla których ryzyko przekroczenia prądu dopuszczalnego długotrwale ($I > I_{dd}$) jest największe. W sieci napowietrznej jest to transformator, w sieci napowietrzno-kablowej jest to odcinek linii napowietrznej zasilającej obwód nr 3 (od O3S4 do O3S5 na rysunku 4.2), natomiast w sieci kablowej są to odcinki wykonane kablem typu NA2XY o przekroju 35mm^2. Opracowane narzędzie pozwala zatem wskazać najsłabsze elementy w analizowanej sieci nN, co stanowi cenna wskazówkę dla OSD w aspekcie planowanych działań modernizacyjnych.

Jak wspomniano wcześniej, opisywane w niniejszym punkcie narzędzie do przeprowadzania analizy pracy rzeczywistych sieci dystrybucyjnych nN umożliwia również wyznaczenie ryzyka przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia. Na rysunkach 4.6 oraz 4.7 przedstawiono przykładowe wyniki uzyskane dla analizowanych sieci rzeczywistych: średnie roczne ryzyko wzrostu napięcia powyżej wartości dopuszczalnej ($U > 1,1\ U_n$) w całej sieci oraz dla odbiorcy zlokalizowanego najdalej od stacji SN/nN zasilającej sieć, u którego zidentyfikowano w każdej z analizowanych sieci najwyższą wartość tego ryzyka.



Rys. 4.6. Porównanie średniego rocznego ryzyka wzrostu napięcia powyżej 1,1 U_n w całej sieci w zależności od wartości współczynnika α dla różnego typu sieci nN



Rys. 4.7. Porównanie średnich rocznych ryzyk wzrostu napięcia powyżej 1,1 U_n dla odbiorcy zlokalizowanego najdalej od stacji SN/nN w zależności od wartości współczynnika α dla różnego typu sieci nN

W przeprowadzonych analizach szczególną uwagę poświęcono poziomom napięć występujących w analizowanych rzeczywistych sieciach nN. Wyznaczono średnie ryzyko przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n w całej sieci oraz dla odbiorcy zlokalizowanego najdalej od stacji zasilającej. Przedstawione na rysunkach 4.6 oraz 4.7 wyniki symulacji wskazują, że w sieci napowietrznej problem występowania podwyższonego napięcia jest największy. Średnie roczne ryzyko wzrostu napięcia powyżej 1,1 U_n zaczyna pojawiać się dla $\alpha > 0{,}5$ i szybko wzrasta wraz ze wzrostem wartości tego współczynnika, co wskazuje na wysoką korelację między wartością ryzyka i współczynnika α. Maksymalna wartość ryzyka uzyskana dla $\alpha = 1{,}45$ wynosi blisko 8% (dopuszczalna wartość napięcia jest przekroczona średnio w sieci przez 700 godzin w roku). W sieci napowietrzno-kablowej oraz kablowej skala problemu jest mniejsza. Po pierwsze nie występuje tak duża zależność ryzyka od współczynnika α, a po drugie ryzyko zaczyna pojawiać się przy większych jego wartościach. Odpowiednio w sieci napowietrzno-kablowej dla $\alpha > 1$, osiągając wartość maksymalną na poziomie 2,1% przy $\alpha = 1{,}55$, a w przypadku sieci kablowej dla $\alpha > 0{,}8$, osiągając wartość maksymalną bliską 2% dla $\alpha = 1{,}4$, co jest wartością niemal czterokrotnie mniejszą niż w sieci napowietrznej, przy zbliżonych wartościach współczynników α.

Dla odbiorców zlokalizowanych najdalej od stacji SN/nN, największa wartość ryzyka przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia również wystąpiła w sieci napowietrznej, osiągając wartość niemal 18% przy $\alpha = 1{,}6$, co daje ponad 1500 godzin w ciągu roku, w których napięcie w punkcie przyłączenia tego odbiorcy jest większe niż 253 V. W sieci kablowej maksymalna wartość tego ryzyka u najdalej położonego od stacji odbiorcy była ponad dwukrotnie mniejsza, wynosząc 8,5% przy $\alpha = 1{,}3$. Z kolei w sieci napowietrzno-kablowej ryzyko było już ponad trzykrotnie mniejsze, osiągając wartość 5,1% przy $\alpha = 1{,}55$.

Wyniki badań nad wpływem źródeł PV na pracę rzeczywistej napowietrznej sieci nN zostały również przedstawione w publikacji [Z1.4], będącej czwartą pozycją ze zbioru powiązanych ze sobą publikacji naukowych. Porównano w niej wyniki rocznych symulacji oraz poziomy ryzyka dla sieci bez źródeł PV, będącej punktem odniesienia z siecią dla aktualnej liczby i rozmieszczenia prosumentów. Na koniec została dokonana ocena wpływu liczby, mocy oraz lokalizacji prosumentów na występowanie ryzyka przekroczenie normalnych warunków pracy sieci dla istniejącego układu i parametrów urządzeń ją tworzących.

Przedstawione wyniki symulacji pracy trzech rzeczywistych sieci nN, przeprowadzone z wykorzystaniem opracowanego narzędzia do oceny poziomu ryzyka przekroczenia

normalnych warunków pracy sieci w wyniku działania mikroinstalacji PV, potwierdziły możliwość jego zastosowania do określania wpływu źródeł PV w dowolnej sieci nN, której struktura odzwierciedlona została w programie OpenDSS. Program umożliwia oszacowanie ryzyka przekroczenia różnych parametrów charakteryzujących pracę badanych układów oraz identyfikację elementów sieci (odcinki linii kablowych, napowietrznych, transformatory), które potencjalnie mogą pracować z przekroczeniem prądu dopuszczalnego długotrwale w miarę wzrostu liczby i mocy przyłączanych mikroinstalacji PV, jak i tych elementów, które już pracują z przekroczeniami dla istniejącego układu sieci. W połączeniu z informacjami o poziomach napięć w sieci pozwala to z punktu widzenie OSD skupić swoje działania inwestycyjne na wybranych fragmentach sieci, w których sytuacja jest najgorsza.

Przeprowadzone badania wykazały, że sieć napowietrzna przedstawiona na rysunku 4.1 jest siecią, w której występuje największa liczba ryzyk, a ich wartości są największe w porównaniu do dwóch pozostałych, w szczególności ryzyka związane z przekroczeniami napięcia powyżej 1,1 U_n. Odbiorcy w tej sieci doświadczają najwięcej i trwających najdłużej przepięć długoterminowych. W związku z tym w ramach kolejnego etapu realizacji projektu doktorskiego podjęto decyzję o wyborze tej sieci do kolejnych badań opisanych w dalszej części autoreferatu. Skupiono się w nich na sposobach ograniczania przepięć długoterminowych za pomocą różnorakich środków technicznych.

4.3. Minimalizacja wpływu mikroinstalacji PV na pracę rzeczywistej sieci nN

Rzeczywista napowietrzna sieć dystrybucyjna, która w ramach opisanych do tej pory badań została wskazana jako obiekt będący studium przypadku do ich kontynuacji, zlokalizowana jest na południu Polski. Układ jej, wraz z podziałem na poszczególne obwody, przedstawiono na rysunku 4.8. Analizowana sieć jest wykonana przewodami typu AsXS i AsXSn oraz kablami YAKY i YAKXS. Długości linii napowietrznych oraz kablowych przedstawiają się następująco:

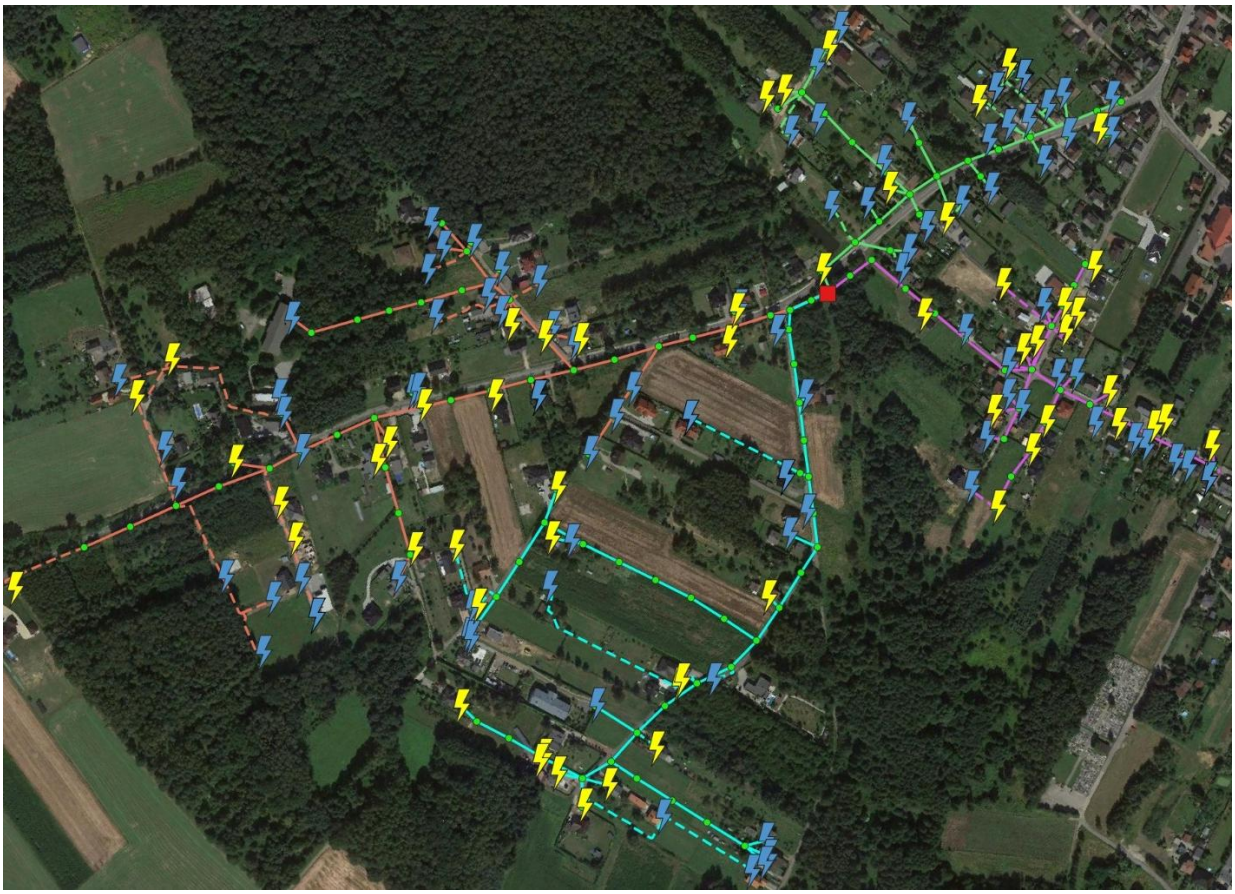
- linie napowietrzne o przekrojach:
  - 25 mm^2 - 1557 m,
  - 35 mm^2 - 773 m,
  - 50 mm^2 - 574 m,
  - 70 mm^2 - 2816 m,
- linie kablowe o przekrojach:
  - 25 mm^2 - 203 m,

- 35 mm^2 - 1413 m,
- 120 mm^2 - 806 m.

Całkowita długość linii napowietrznych wraz z przyłączami wynosi 5720 metrów, a linii kablowych (również z przyłączami) to 2422 metry. Ze stacji wyprowadzone są cztery obwody nN, oznaczone na rys. 4.8 odrębnymi kolorami. Do sieci przyłączonych jest 144 odbiorców (widoczne na rys. 4.8. niebieskie błyskawice symbolizują odbiorców, a żółte prosumentów). Do sieci przyłączonych jest łącznie 56 mikroinstalacji fotowoltaicznych (co daje 40% całkowitego udziału prosumentów w ogólnej liczbie odbiorców) o łącznej mocy zainstalowanej 581,6 kW, co z kolei pozwala wyliczyć średnią moc pojedynczego źródła PV na poziomie 10,4 kW. Liczba odbiorców i prosumentów w podziale na odwody przedstawia się następująco:

- obwód nr 1 „zielony" - 33 odbiorców, w tym 9 (27%) prosumentów o łącznej mocy zainstalowanej mikroinstalacji PV równej 63,9 kW,
- obwód nr 2 „fioletowy" - 32 odbiorców, w tym 17 (53%) prosumentów o łącznej mocy zainstalowanej mikroinstalacji PV równej 158,8 kW,
- obwód nr 3 „turkusowy" - 32 odbiorców, w tym 14 (44%) prosumentów o łącznej mocy zainstalowanej mikroinstalacji PV równej 170,4 kW,
- obwód nr 4 „pomarańczowy" - 47 odbiorców, w tym 16 (34%) prosumentów o łącznej mocy zainstalowanej mikroinstalacji PV równej 188,5 kW.

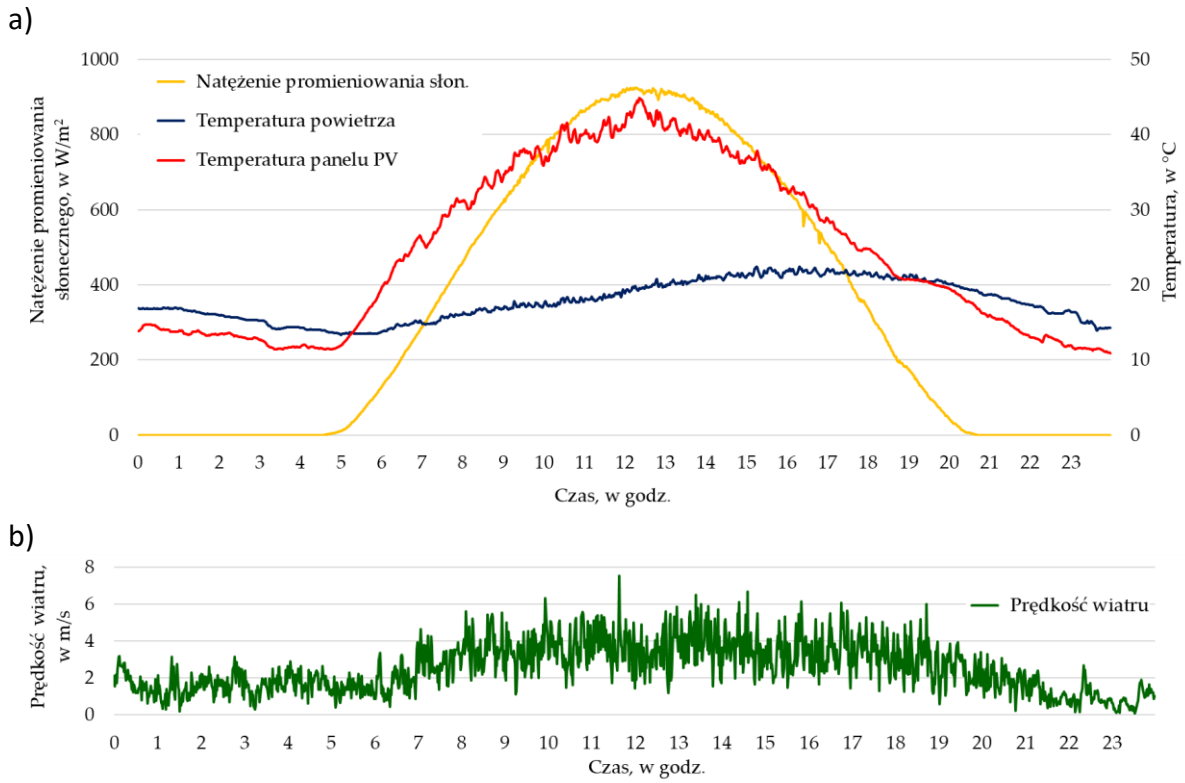
W ciągu kilku poprzednich lat TAURON Dystrybucja S.A. przeprowadził głęboką modernizację tej sieci. Wymieniono przewody nieizolowane na przewody o większym przekroju w izolacji z polietylenu usieciowanego, a niektórych przypadkach fragmenty linii napowietrznej zostały skablowane. W 2022 roku wymieniono dodatkowo transformator (dotychczas w tej sieci pracował transformator o mocy 160 kVA) na jednostkę o większej mocy (400 kVA). Niestety pomimo poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych w dalszym ciągu w sieci pojawiają się zakłócenia w jej pracy, w głównej mierze dotyczące poziomów napięć, czego efektem są reklamacje zgłaszane przez klientów. Powyższe skłoniło do podjęcia decyzji o przeprowadzaniu szczegółowej analizy pracy tej sieci pod kątem występowania ryzyk przekroczenia dopuszczalnych parametrów jej pracy oraz wykonania szczegółowej analizy poziomów napięć, ze wskazaniem odbiorców, u których występuje problem przepięć długoterminowych.



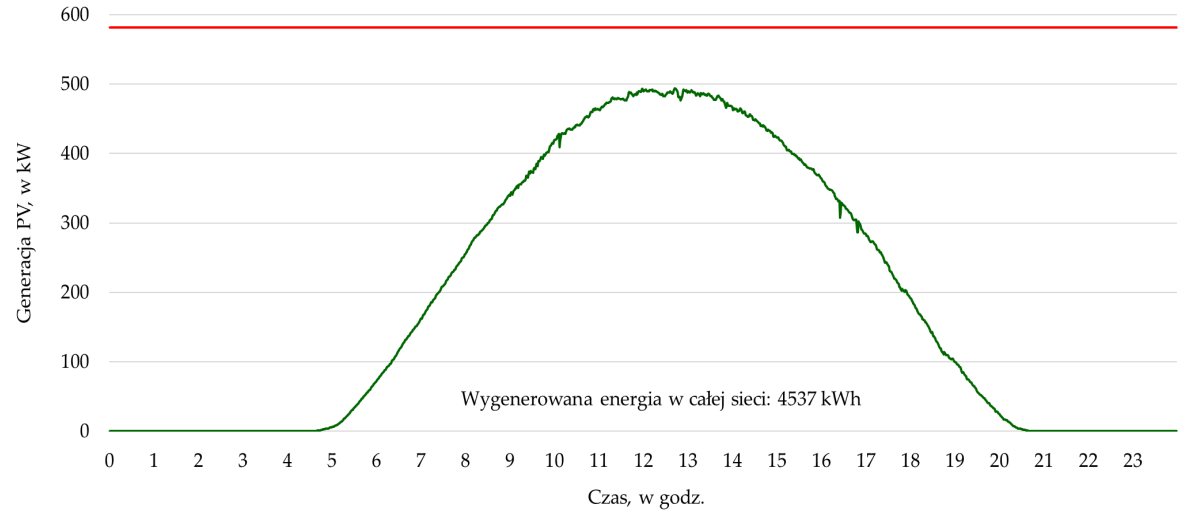
Rys. 4.8. Rzeczywista sieć napowietrzna będąca studium przypadku zwizualizowana w QGIS wraz z warstwą mapy geograficznej Google Maps

4.3.1. Wpływ źródeł PV na pracę analizowanej sieci nN

Przyjęto, że symulacje będą odbywać się w dobowym horyzoncie czasowym z minutową rozdzielczością. Dane meteorologiczne wykorzystane w symulacjach, przedstawione na rysunku 4.9, odpowiadają warunkom pogodowym jakie wystąpiły w dniu 1 czerwca 2023 roku (zostały one zarejestrowane przez stację pogodową zlokalizowaną na jednym z budynków Politechniki Śląskiej). Wybrany do analiz dzień charakteryzował bezchmurnym niebem, co przełożyło się na wysoki poziom nasłonecznienia, stąd decyzja o jego wyborze. Każdemu z odbiorców przypisano taki sam profil obciążenia przygotowany w oparciu o profil obciążenia dla odbiorcy przyłączonego w grupie taryfowej G11. Skorelowana z warunkami atmosferycznymi generacja PV wszystkich źródeł przedstawiona została na rysunku 4.10.



Rys. 4.9. Zarejestrowane w dniu 1 czerwca dobowe przebiegi: a) natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury powietrza i temperatury panelu PV, b) prędkości wiatru



Rys. 4.10. Łączna generacja mocy przez wszystkie źródła PV w badanej sieci (linia czerwona – łączna moc zainstalowana wszystkich źródeł PV w analizowanej sieci – 581,6 kW)

W pierwszej kolejności przeprowadzono symulację pracy sieci bez źródeł PV (uzyskane wyniki będą stanowić punkt odniesienia dla symulacji pokazujących wpływ źródeł PV na pracę

rozpatrywanej sieci nN). Analiza wyników symulacji pozwala stwierdzić, że przy braku generacji PV sieć pracuje w sposób prawidłowy, tzn. nie występują żadne przekroczenia dopuszczalnych parametrów. Maksymalne obciążenie transformatora wynosi 110 kW, co daje zapas mocy około 70% (transformator ma moc 400 kVA). Nie występuje również zwiększona niesymetria napięć. Maksymalna wartość prądu jaka przepływa przez najbardziej obciążony element sieci, którym jest pierwszy odcinek linii napowietrznej od stacji SN/nN obwodu nr 4 (pomarańczowy), wynosi 60 A, przy dopuszczalnej obciążalność tego elementu na poziomie 213 A co daje, analogicznie jak dla transformatora, zapas zdolności przesyłowej na poziomie 70%. Najwyższa wartość napięcia występuje na szynach nN w stacji zasilającej i jest niemalże stała przez całą dobę, co wynika z faktu, że przyjęto stałą (znamionową) wartość napięcia zasilania po stronie średniego napięcia. Z kolei najniższa wartość napięcia występuje na końcu obwodu nr 4 (pomarańczowy), przy czym nawet podczas wieczornego szczytu obciążenia napięcie nie spada poniżej dopuszczalnej minimalnej wartości, wynoszącej 207 V.

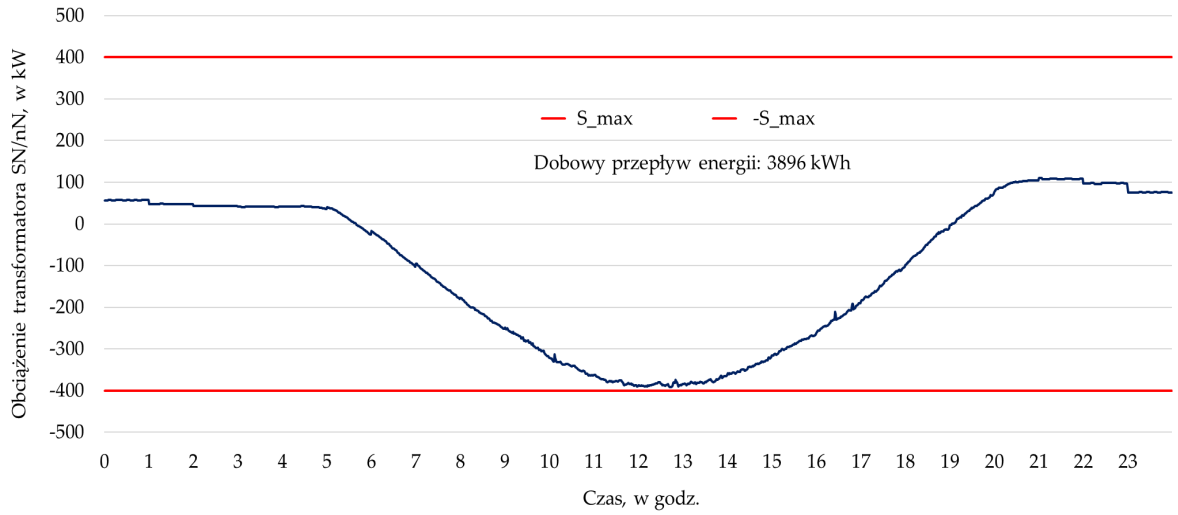
Analizując przedstawiony na rysunku 4.10 przebieg generacji PV można stwierdzić, że poziom mocy w szczycie generacji PV (około południa) osiąga wartość niemal 500 kW. Dla porównania poziom mocy w wieczornym szczycie obciążenia wynosi 110 kW. Daje to ponad 4,5-krotną różnicę między szczytem generacji źródeł PV, a szczytem poboru mocy przez odbiorców. Wyniki symulacji dla sieci ze źródłami PV, a co za tym idzie konsekwencje takiej sytuacji, zaprezentowano na rysunku 4.11, przedstawiającym kierunek przepływu mocy czynnej przez transformator. Jak widać pomiędzy godziną 5:00, a 6:00 rano przepływ mocy czynnej przez transformator zmienia kierunek (z SN → nN na nN → SN), osiągając około godziny 12.00 poziom niemal równy mocy znamionowej jednostki, tj. 400 kVA. Podobnie jak w sieci bez PV, również nie odnotowano przekroczenia dopuszczalnego poziomu niesymetrii napięcia na szynach nN w stacji zasilającej. Zaobserwowano jedynie ponad dwukrotny wzrost składowej zerowej (do poziomu około 1%), co spowodowane jest obecnością jednego prosumenta z jednofazowym źródłem, trzech jednofazowych odbiorców oraz niesymetrią impedancyjną sieci. Składowa przeciwna pozostała na poziomie bliskim zera. W przypadku najbardziej obciążonego elementu sieci, wartość prądu wzrosła do ponad 180 A, co daje trzykrotny wzrost w stosunku do obciążenia tego elementu w sieci bez źródeł PV, przy czym to zwiększone obciążenie również nie spowodowało przekroczenia prądu dopuszczalnego długotrwale dla tego odcinka linii. Należy jednak przypuszczać, że w przypadku wystąpienia

lepszych warunków atmosferycznych przeciążenie tego elementu sieci może wystąpić (zapas obciążalności wynosi jedynie 33 A).

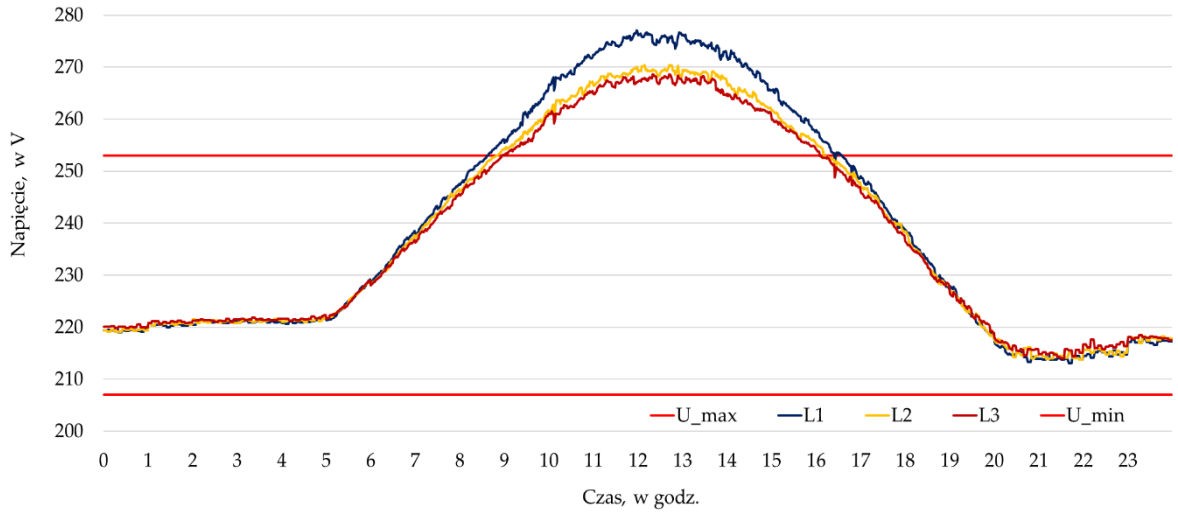
Przeprowadzone symulacje wykazały również, że po uwzględnieniu rzeczywiście przyłączonych do sieci mikroinstalacji PV znaczącej zmianie uległ rozkład napięć w sieci, tj. przy pracy źródeł PV najniższe napięcie występuje na szynach nN w stacji zasilającej, a najwyższe u odbiorcy na końcu obwodu nr 4 (pomarańczowy), co jest sytuacją odwrotną do przypadku bez źródeł PV. Przebieg napięcia dla odbiorcy, u którego występują jego największe wartości (odbiorca nr 56 w obwodzie nr 3 - turkusowy) przedstawiono na rysunku 4.12. Napięcie w miejscu przyłączenia tego odbiorcy w godzinach od 8:00 do 17:00 przekracza wartość dopuszczalną, tj. 253 V, a w szczycie generacji osiąga wartość niemal 280 V, co daje przekroczenia o prawie 10 %.

Analiza rozkładu napięć w sieci wskazała, że u 53 odbiorców (37% wszystkich odbiorców) występuje przekroczenie napięcia powyżej 1,1 U_n, przy czym wzrost napięcia powyżej wartości dopuszczalnej nie występuje obwodach oznaczonym kolorem zielonym i fioletowym. Przepięć długoterminowych doświadcza 26 z 47 odbiorców (55%) w obwodzie pomarańczowym oraz 27 z 32 (84%) w obwodzie turkusowym, co przedstawiono na rysunku nr 4.13. Na zakończenie należy wspomnieć również o poziomie dobowych strat energii, które przy pracy sieci ze źródłami PV wzrosły niemal 6,5-krotnie, osiągając wartość 370 kWh, w porównaniu do 57 kWh dla tej sieci bez źródeł PV.

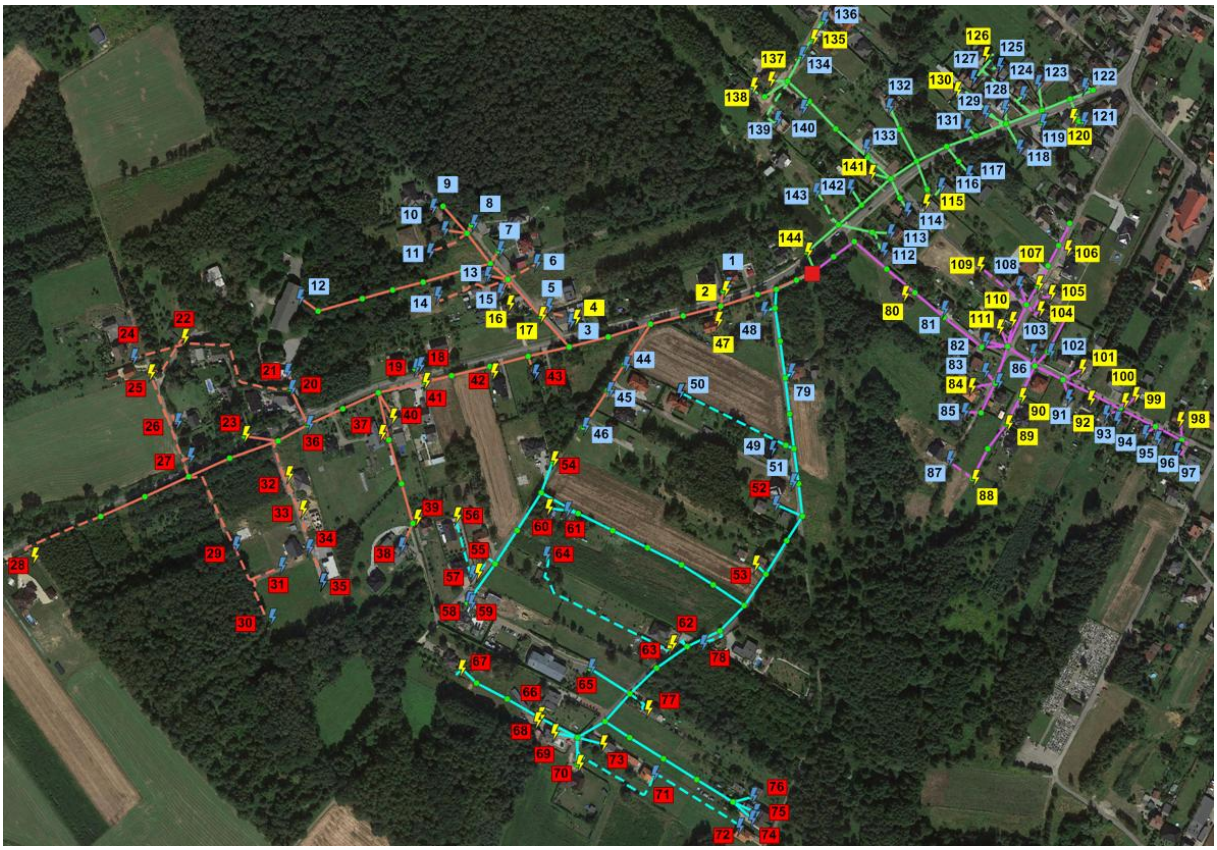
Zorganizowana w dniu 18 kwietnia 2023 roku przez Przewodniczącego Komisji Nadzwyczajnej ds. Klimatu Senatu RP, Komitet Problemów Energetyki PAN oraz Komitet Elektrotechniki PAN Konferencja: Przesył, dystrybucja i użytkowanie energii elektrycznej w horyzoncie 2050 roku pozwoliła na szczegółowe przedstawienie zaprezentowanych skrótowo wyników badań w formie referatu wygłoszonego pt. „Wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia” [Z2.4], które następnie zostały opisane w publikacji [Z1.5], stanowiącą piątą pozycję ze zbioru powiązanych ze sobą publikacji naukowych. Rozszerzona wersja referatu, pt. „Wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia” [Z2.4] została również zaprezentowana w formie referatu plenarnego podczas konferencji Aktualne Problemy Elektroenergetyki APE’2023, która odbyła się w Gdańsku w dniach 21-22 czerwca 2023 roku [Z2.5]



Rys. 4.11. Przepływ mocy czynnej przez transformator zasilający analizowaną sieć



Rys. 4.12. Przebieg napięcia u odbiorcy nr 56 w obwodzie nr 3 (turkusowy); (linie czerwone – odpowiednio 1,1 U_n oraz 0,9 U_n)



Rys. 4.13. Rzeczywista sieć napowietrzna będąca studium przypadku z zaznaczonymi kolorem czerwonym odbiorcami, którzy doświadczają przepięć długoterminowych

4.3.2. Analiza możliwości obniżenia poziomów napięć w analizowanej sieci nN przy pracy mikroinstalacji PV

Dysponując wynikami badań, które dodatkowo zostały potwierdzone informacjami o problemach napięciowych występujących w analizowanej sieci przekazanymi przez OSD, podjęto się kolejnego zadania, polegającego na zarekomendowaniu rozwiązania technicznego, ograniczającego wyżej wymieniony problem. Bazując na typowych rozwiązaniach praktycznych zmniejszających negatywny wpływ źródeł PV na poziomy napięć w sieci [15,24,25,75-77], przeanalizowano pracę sieci po zastosowaniu następujących środków technicznych:

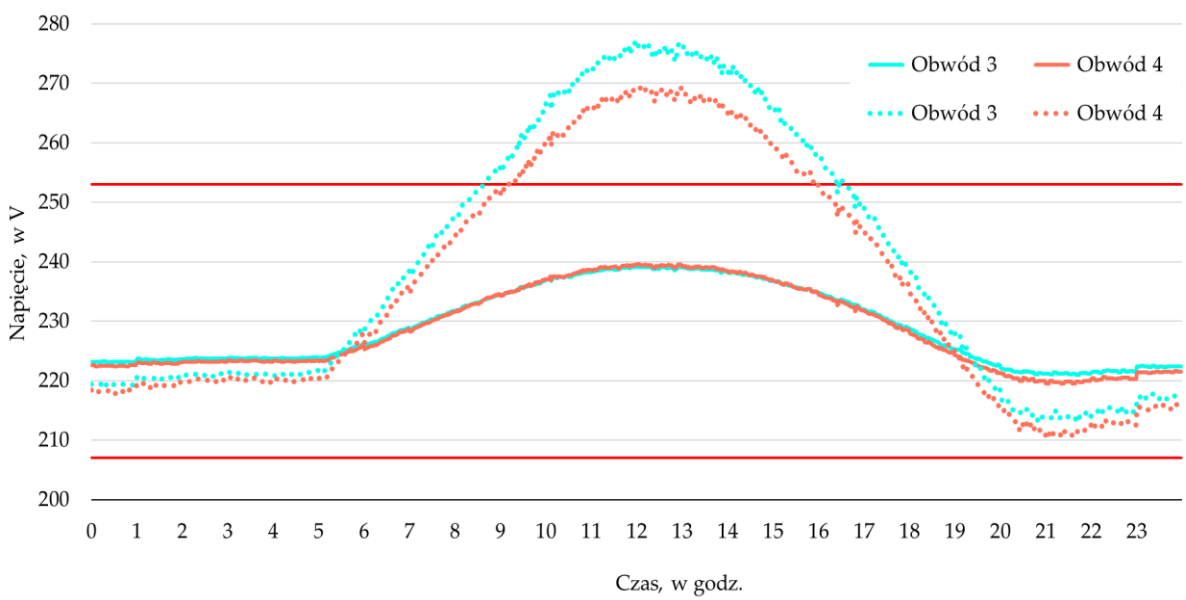
1. wymiana transformatora na jednostkę o mocy 630 kVA oraz dodatkowo skablowanie całej sieci razem z przyłączami za pomocą kabli o przekroju 240 mm^2,
2. wymiana przewodów o przekroju 50 mm^2 na 70 mm^2, a 70 mm^2 na 120 mm^2 (pozostała część sieci bez zmian),

3. wymiana transformatora na jednostkę o mocy 630 kVA przy zachowanych dotychczasowych przekrojach przewodów roboczych linii,
4. budowa nowej stacji SN/nN, wprowadzenie nowych podziałów sieci polegające na skróceniu obwodów oznaczonych kolorem pomarańczowym i turkusowym poprzez częściowe zasilenie ich z nowej stacji,
5. beznapięciowa zmiana przekładni transformatora SN/nN (400 kVA),
6. podobciążeniowa zmiana przekładni transformatora SN/nN (400 kVA),
7. zmiana współczynnika mocy falowników z obecnego $\cos\varphi = 1$ na $\cos\varphi = 0{,}8^{p}$ (pobór mocy biernej indukcyjnej),
8. instalacja centralnego magazynu energii zlokalizowanego przy stacji zasilającej,
9. instalacja zbiorczych magazynów energii zlokalizowanych po jednym w każdym obwodzie,
10. instalacja rozproszonych magazynów energii, zlokalizowanych u losowo wybranych 20 prosumentach.

Dla każdego z rozwiązań konieczne było przygotowanie osobnego skryptu OpenDSS, przy czym dane meteorologiczne oraz profile obciążeń pozostały bez zmian. Symulacje przeprowadzono w dobowym horyzoncie czasowym z rozdzielczością minutową. Porównano ze sobą przebiegi napięć u odbiorców zlokalizowanych na końcach obwodu nr 3 (turkusowy) oraz nr 4 (pomarańczowy), u których były one największe w istniejącym układzie sieci, do napięć jakie wystąpiły u nich po uwzględnieniu wybranego rozwiązania.

Na rysunku 4.14 przedstawiono dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów nr 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) dla rozwiązania polegającego na całkowitym skablowaniu sieci wraz z wymianą transformatora (wariant 1). Wyniki jednoznacznie pokazują, że takie rozwiązanie całkowicie likwiduje problem przepięć długoterminowych. Maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcu obwodów 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) uległy zmniejszeniu odpowiednio o 37 V i 30 V i wynoszą 240 V (przed przebudową 277 V) oraz 239 V (przed przebudową 269 V). Z punktu widzenia OSD takie rozwiązanie jest wskazane, jednakże do jego realizacji konieczne jest skablowanie kilku kilometrów linii napowietrznej, co w połączeniu z zabudową dużej liczby złączy kablowych generuje wysokie nakłady inwestycyjne. Ponadto z uwagi na konieczność uzyskania zgód właścicieli nieruchomości, czas realizacji byłby nieakceptowalnie długi, a mając na uwadze dalszy rozwój źródeł PV, ponownie mogłoby dojść do sytuacji, w której problem zbyt

wysokiego napięcia powróciłby. Przedstawione rozwiązanie nie ma zatem uzasadnienia technicznego oraz ekonomicznego i należy je traktować wyłącznie jako hipotetyczne, potwierdzające jednak możliwość obniżenia napięć tym sposobem.

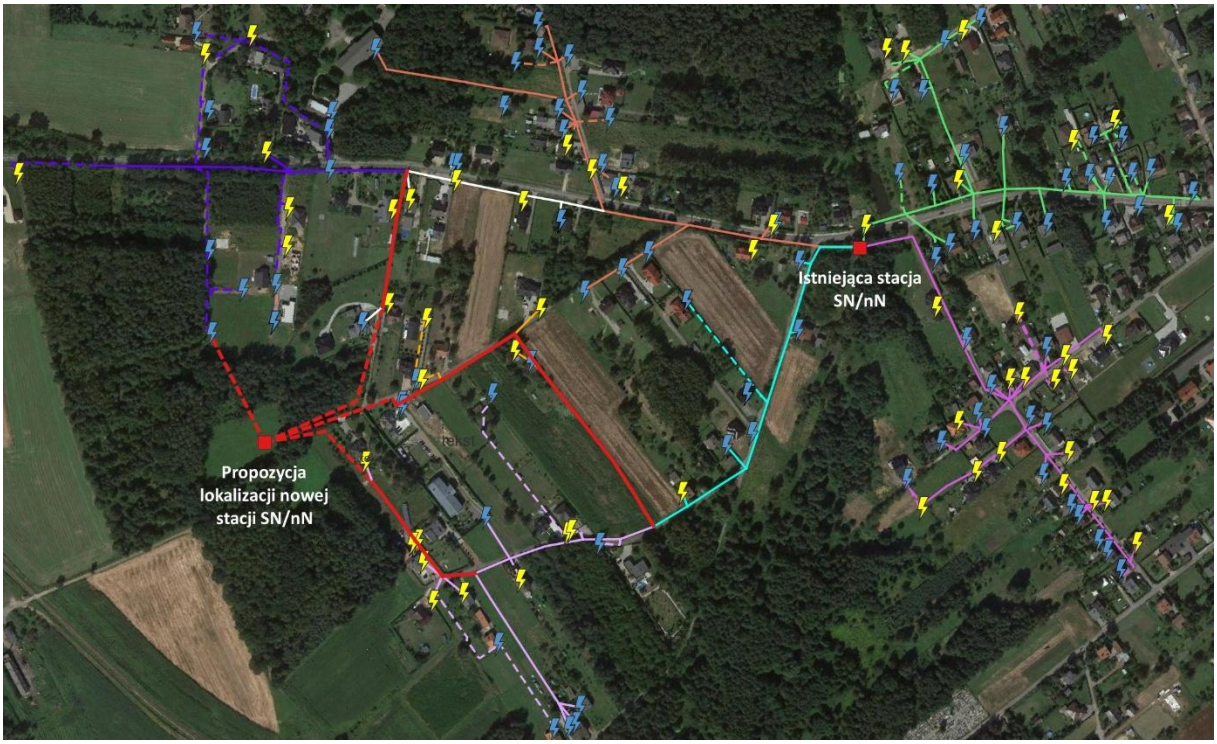


Rys. 4.14. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów nr 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – skablowanie sieci i wymiana transformatora; linie czerwone – odpowiednio 1,1 U_n oraz 0,9 U_n)

Pozytywne rezultaty dało drugie rozwiązanie (wariant 2), polegające na zmianie przekroju przewodów, którego realizacja może mieć uzasadnienie ekonomiczne i finansowe. Maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcach obwodów 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) uległy zmniejszeniu, odpowiednio o 17 V i 18 V. Po wymianie przewodów maksymalna wartość napięcia u odbiorcy na końcu obwodu 3 wyniosła 260 V (przed przebudową 277 V), a u odbiorcy w obwodzie 4 była równa 251 V (przed przebudową 269 V), czyli w tym obwodzie przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia zostały całkowicie wyeliminowane. Z kolei wymiana transformatora na jednostkę o mocy 630 kVA (z obecnych 400 kVA) w niewielkim stopniu wpłynęła na obniżenie napięć (wariant 3). Maksymalne napięcia u odbiorców na końcach obwodów 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) zmniejszyły się jedynie o 2 V w stosunku do istniejącego układu sieci. Zaobserwowane obniżenia napięcia w opisanych powyżej trzech rozwiązaniach spowodowane jest zmniejszeniem impedancji,

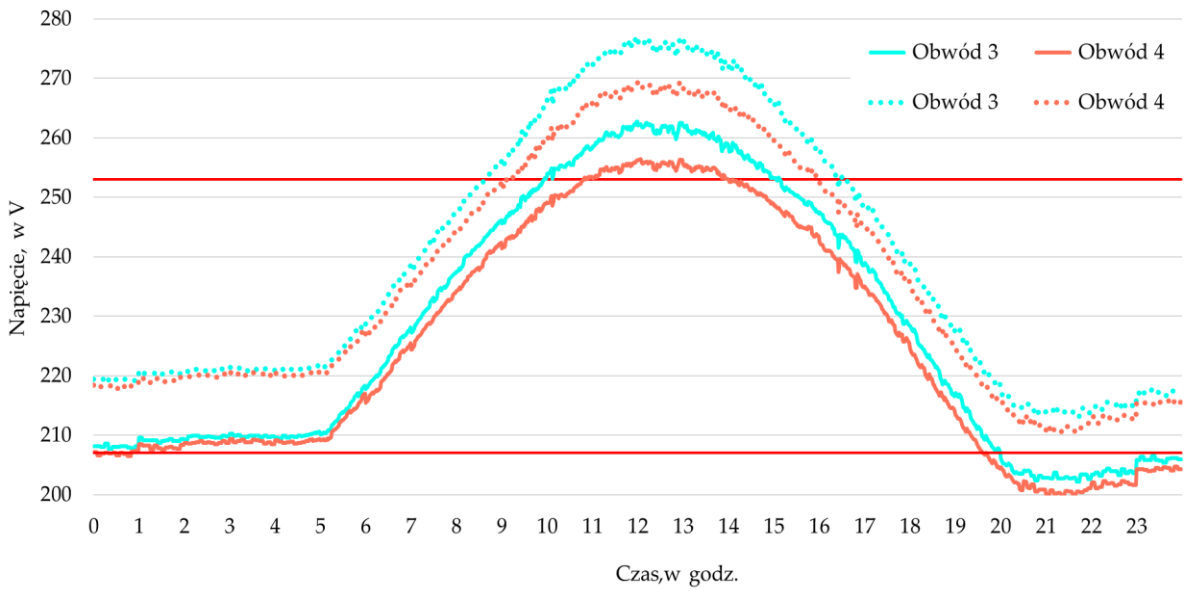
a więc i spadków napięć dla całego układu sieci po zwiększeniu przekroju przewodów roboczych oraz wymianie transformatora.

Kolejny przeanalizowany środek techniczny polegał na przebudowie sieci, obejmującej podział istniejących obwodów i budowę drugiej stacji zasilającej (wariant 4). Na rysunku 4.14 przedstawiono układ sieci z zaproponowaną lokalizacją nowej stacji SN/nN. Założono, że do istniejącej sieci wyprowadzone zostaną cztery nowe obwody z wykorzystaniem linii kablowych o przekroju 240 mm^2 (czerwona przerywana linia) oraz wymianę odcinków linii napowietrznej o przekroju mniejszym niż 70 mm^2, na przewody o taki właśnie przekroju (czerwona ciągła linia). Powodem wymiany napowietrznych odcinków jest dostosowanie się do istniejącego układu, w których w torach głównych znajdują się przewody o takim właśnie przekroju. Nowa stacja wyposażona jest w transformator o mocy znamionowej 400 kVA. W zaproponowanym układzie z każdej stacji wyprowadzone będą po cztery obwody. Przeprowadzona symulacja oraz analiza wyników wykazała, że dla takiego rozwiązania zlikwidowano problem przepięć długoterminowych w sieci. Napięcia nie przekraczały wartości 1,1 U_n w żadnym węźle sieci, co pozwala stwierdzić, że rozwiązanie to ma uzasadnienie techniczno-ekonomiczne.



Rys. 4.15. Analizowana sieć będąca studium przypadku z zaproponowaną lokalizacją nowej stacji oraz wyprowadzonymi czterema nowymi obwodami.

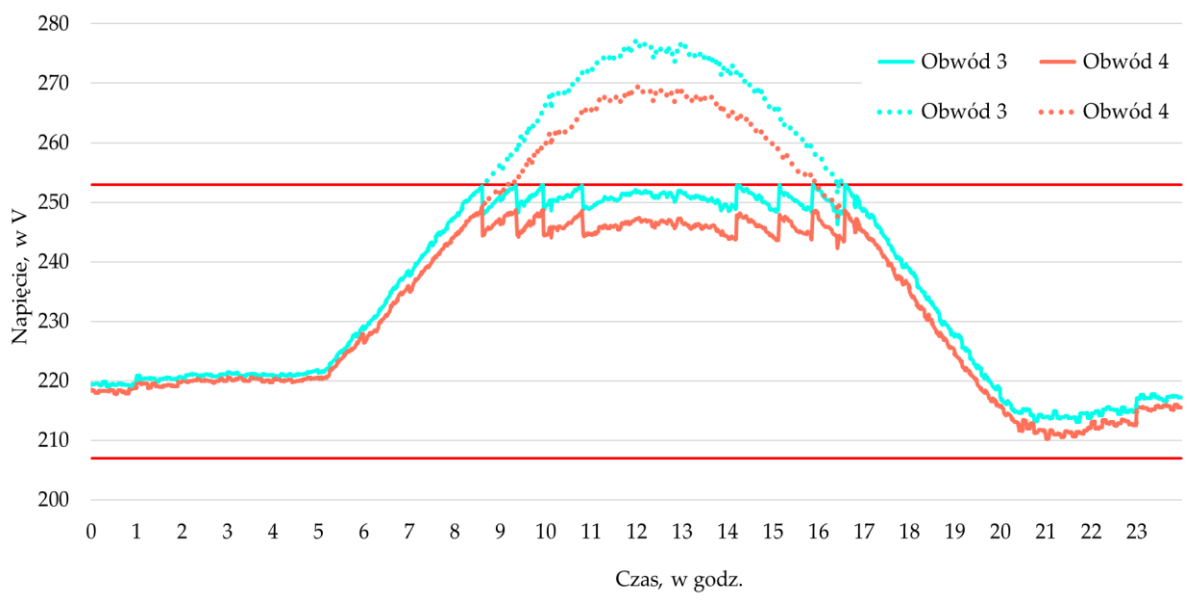
Przeanalizowano również inne, niż wzmocnienie sieci (ang. grid reinforcement) lub zmiana jej struktury, możliwości obniżenia napięć w rozpatrywanym układzie. Pierwszym przeanalizowanym sposobem umożliwiającym regulację napięć w sieci jest beznapięciowa regulacja przekładni istniejącego transformatora (wariant 5). Według danych znamionowych istniejącej jednostki, regulacja odbywa się w zakresie U_n ±2,5, ±5%, ±7,5%. Analizując możliwości regulacyjne postawiono sobie za cel wybór takiej nastawy przekładni, która umożliwi minimalizację przekroczenia wartości napięcia w całej sieci w okresach generacji PV, przy jednoczesnym zapewnieniu minimalnych dopuszczalnych ich wartości, w szczególności podczas szczytu wieczornego. Najlepsze rezultaty osiągnięto dla zaczepu -1, tj. U_n - 2,5% U_n, dla którego dobowe przebiegi napięcia dla odbiorców na końcach obwodu nr 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) przedstawiono na rysunku 4.16.



Rys. 4.16. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodu nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy) (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – beznapięciowa regulacja napięcia; linie czerwone – odpowiednio 1,1 U_n oraz 0,9 U_n)

Maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcach obwodów 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) były równe odpowiednio 263 V (bez regulacji 277 V) i 256 V (bez regulacji 269 V). Nie udało się zatem zlikwidować problemu przepięć długoterminowych, a jedynie obniżono ich wartości maksymalne. Niestety napięcia w szczycie wieczornym spadły poniżej 207 V. Oznacza to, że dla tej konkretnej sieci nie ma możliwości doboru przekładni transformatora, która zapewni odpowiednie poziomy napięć. W związku z tym

przeprowadzono analizę pracy się z wykorzystaniem transformatora z podobciążeniową regulacją przekładni umożliwiającą regulację w zakresie U_n ±2,5, ±5%, ±7,5% (wariant 6). Założono również, że zmiana zaczepu podczas wzrostu generacji PV będzie miała miejsce w chwili, kiedy napięcie u odbiorcy na końcu obwodu nr 3 (turkusowy) osiągnie wartość 253 V (u odbiorcy tego stwierdzono najgorsze warunku napięciowe w całej sieci, stąd decyzja o jego wyborze). Przyjęto, że zaczepy będą zmieniać się od 0 (U_n) do -3 (-7,5% U_n) dla okresu wzrostu generacji i odwrotnie dla jej zmniejszania. Na rysunku 4.17 przedstawiono przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach odwodu nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy). Analiza wyników pozwala stwierdzić, że rozwiązanie to zlikwidowało problem przepięć długoterminowych. Napięcia u tych odbiorców osiągnęły wartości maksymalne równe 253 V. Należy jednak zaznaczyć, że stwierdzono problem zbyt niskiego napięcia, tj. poniżej 0,9 U_n, przy czym dotyczył on tylko odbiorcy na początku obwodu nr 1 (zielony) oraz strony DN transformatora. Przy pracy na zaczepie -3 (-7,5% U_n) minimalne wartości napięć wyniosły odpowiednio 205 V i 206 V, przy wartości dopuszczalnej na poziomie 207 V.

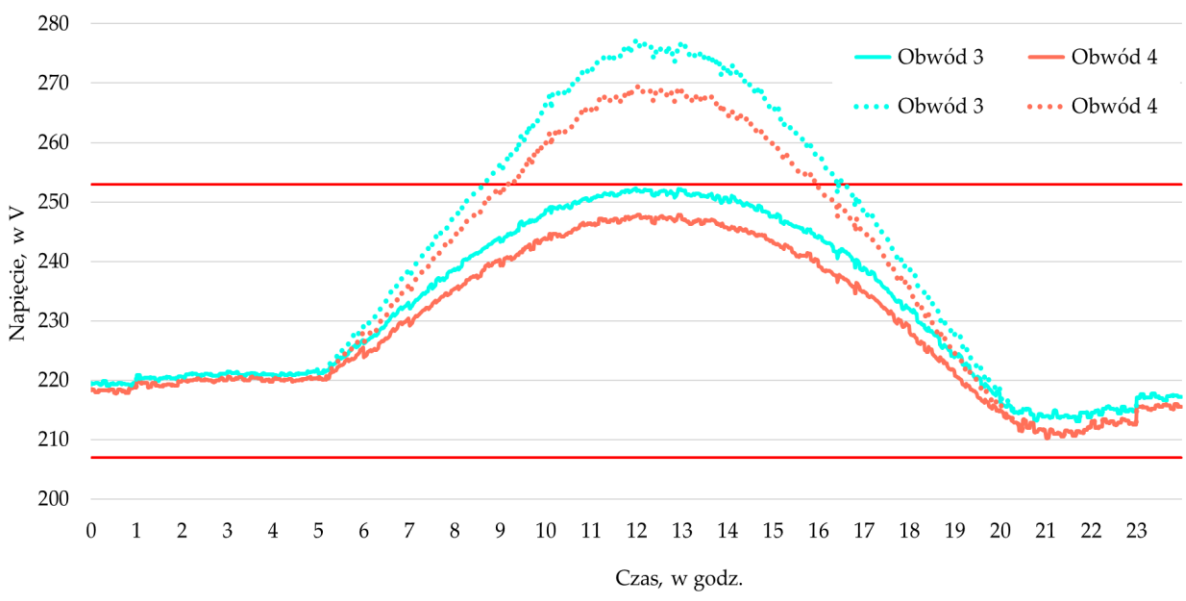


Rys. 4.17. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodu nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy) (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – podobciążeniowa regulacja napięcia; linie czerwone – odpowiednio 1,1 U_n oraz 0,9 U_n)

Należy zaznaczyć, że istotną kwestią determinującą odpowiednią efektywność regulacji napięć w sieci nN przy zastosowaniu podobciążeniowej regulacji przekładni transformatora jest

konieczność opracowania odpowiedniego algorytmu sterowania pracą przełącznika zaczepów. Ponadto w przypadku wzrostu liczby źródeł PV w sieci problem przekroczenia napięcia może powrócić.

Do obniżenia napięcia w sieci można również wykorzystać instalowane u prosumentów falowniki (wariant 7). Konieczne jest jednak w tym celu takie ich wysterowanie, aby pobierały moc bierną indukcyjną z sieci podczas generacji mocy czynnej. Możliwość ta została wykorzystana w kolejnym wariancie, w którym przyjęto, że współczynnik mocy falowników u każdego prosumenta będzie wynosił $\cos\varphi = 0{,}8^{p}$. Przy takim ustawieniu na każdy kilowat wygenerowanej mocy czynnej, następuje pobór 0,75 kvar mocy biernej indukcyjnej. Dobowy przebieg napięć dla odbiorców zlokalizowanych na końcu obwodów nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy) przedstawia rysunek 4.18. Analiza wyników wykazała, że takie rozwiązanie pozwala obniżyć napięcia w sieci do tego stopnia, iż w żadnym węźle nie zostało ono przekroczone, a u odbiorców zlokalizowanych na końcach obwodów 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) maksymalne wartości napięć wyniosły odpowiednio 252 V (277 V bez regulacji) i 248 V (269 V bez regulacji). Skutkiem ubocznym, niewidocznym dla obiorcy, jest zwiększenie wartości prądów płynących w sieci, spowodowanych przepływem dodatkowego prądu indukcyjnego, co może powodować przeciążenia. Maksymalne zanotowane przeciążenie elementu w analizowanej sieci wyniosło 1,23 I_{dd} (I_{obc} = 263 A przy I_{dd} = 213 A). Konsekwencją zwiększonego obciążenia jest również wzrost całkowitych strat energii w ciągu doby, które wyniosły 98,8 kWh, w porównaniu do 53,4 kWh w układzie bez regulacji. W tym miejscy należy zwrócić uwagę, że w zamian za wyeliminowanie jednego problemu, pojawiły się dwa nowe, które bezpośrednio dotykają OSD. Przekroczenia prądów, to większe ryzyko uszkodzenia urządzeń, a większe straty, to wzrost wskaźniki różnicy bilansowej danego OSD.



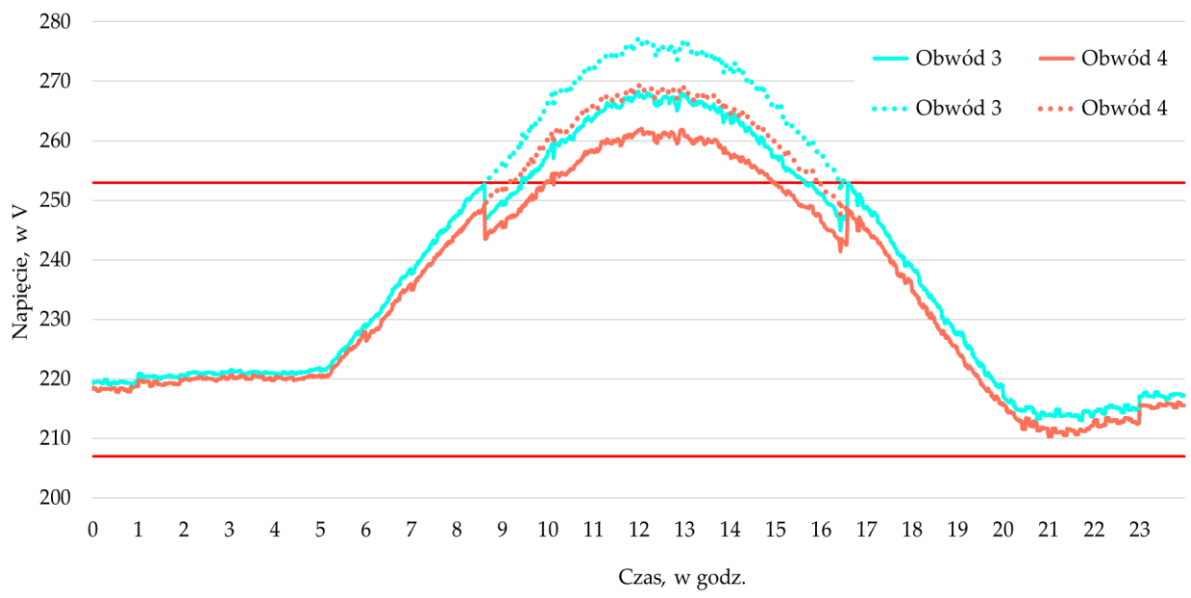
Rys. 4.18. Dobowe przebiegi napięć u odbiorców na końcach obwodu nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy) (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – zmiana współczynnika mocy falowników; linie czerwone – odpowiednio 1,1 U_n oraz 0,9 U_n)

Jako ostanie przeanalizowano trzy możliwości wykorzystania magazynów energii. Powodem takiej decyzji był fakt, że urządzenia te eliminują podstawową przyczynę przekroczeń napięć w sieci, za którą odpowiada specyficzny bilans energii podczas nadmiaru generacji w okresach niskiego zapotrzebowania. Zaproponowano trzy warianty różniące się liczbą i mocą zainstalowanych magazynów (warianty 8-10). W każdym z nich przyjęto taki sam sposób sterowania pracą magazynów, polegający na rozpoczęciu ładowania z pełną mocą po przekroczenia maksymalnego dopuszczalnego napięcia (253 V) u dowolnego odbiorcy. Założono również nieograniczoną pojemność magazynów.

Pierwszy wariant obejmował zainstalowanie centralnego magazynu energii o mocy 100 kW usytuowanego przy stacji SN/nN. Symulacja wskazała, że magazyn pobrał 790 kWh, co pozwala oszacować jego wymaganą pojemność. Szczegółowa analizy wyników wykazała, że dla takiej lokalizacji nie odnotowano poprawy warunków napięciowych w sieci, ponieważ ładowanie magazynu nie wpłynęło na wartości i kierunek przepływu mocy w liniach oraz związane z tym spadki napięć. Napięcia u odbiorców na końcach obwodu nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy) pozostały na takim samym poziomie jak dla stanu istniejącego.

W drugim wariancie uwzględniającym magazynowanie energii rozpatrzono możliwość zainstalowania czterech zbiorczych magazynów o mocy 25 kW (po jednym w każdym obwodzie), zlokalizowanych w okolicach połowy długości każdego obwodu. Symulacja

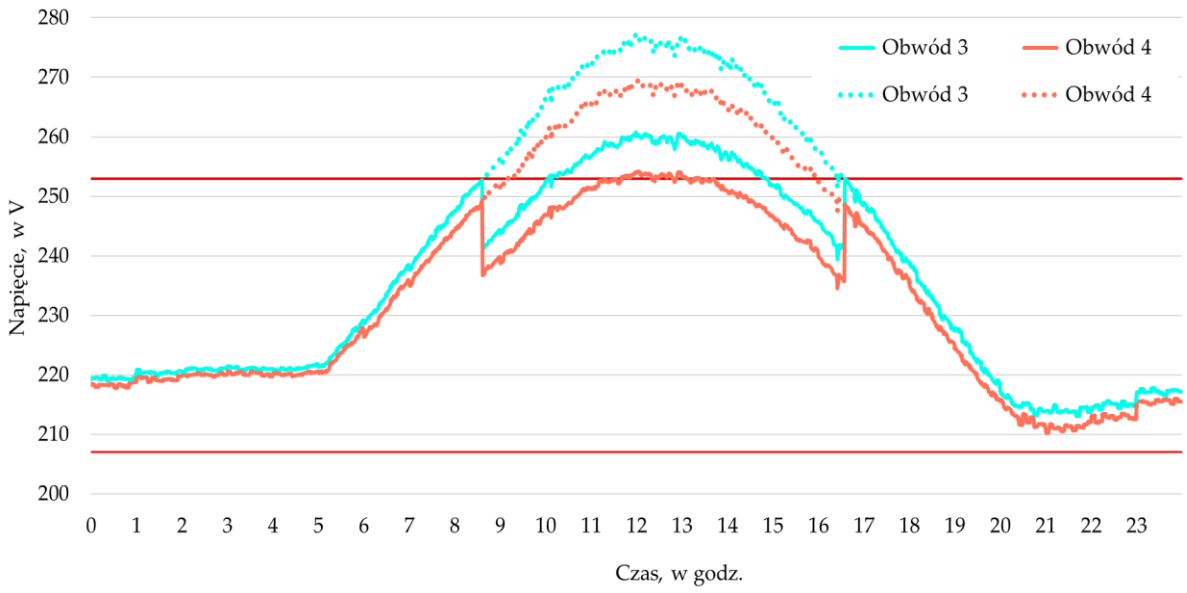
wskazała, że każdy z magazynów pobrał 185 kWh. W tym wypadku analiza wyników wykazała obniżenie napięć w sieci, przy czym problem przepięć długotrwałych nie został wyeliminowany, ponieważ praca magazynów jedynie częściowo zmieniła kierunki przepływu mocy w sieci oraz skorelowane z nimi spadki napięć w sieci. U odbiorców na końcach obwodów nr 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) maksymalne wartości napięć wyniosły odpowiednio 268 V (277 V bez magazynów) i 262 V (269 V bez magazynów). Ich dobowe przebiegi przedstawiono na rysunku 4.19.



Rys. 4.19. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodu nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy) (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – zbiorcze magazyny energii; linie czerwone – odpowiednio 1,1 U_n oraz 0,9 U_n)

Istotną kwestię dla rozwiązań z czterema zbiorczymi i z jednym centralnym magazynem energii stanowi znalezienie odpowiedniej lokalizacji dla tych urządzeń. Przy stosunkowo dużych mocach i pojemnościach, gabaryty urządzeń zaczynają odgrywać znaczącą rolę, co może stanowić istotną wadę dla tych rozwiązań. W związku z tym rozpatrzono trzecią możliwość zainstalowania magazynów, polegającą na wyposażeniu losowo wybranych dwudziestu prosumentów w magazyny o mocach 5 kW. Symulacja wskazała, że podczas pracy każdy z magazynów prosumenckich pobrał 38 kWh energii. W tym układzie pracy odnotowano największą poprawę warunków pracy sieci ze wszystkich rozwiązań bazujących na magazynach energii, jednakże problem przepięć długoterminowych również nie został

całkowicie wyeliminowany (podobnie jak dla dwóch poprzednich wariantach). W przypadku odbiorców na końcach obwodów 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy) maksymalne wartości napięcia wyniosły odpowiednio 261 V (277 V bez magazynów) i 254 V (269 V bez magazynów), co przedstawia rysunek 4.20. Powodem, dla którego to rozwiązanie dało najlepsze rezultaty spośród wariantów uwzględniających magazynowanie energii jest fakt, że w najlepszy sposób likwiduje ono przyczynę wzrostu napięcia w sieci na skutek występowania nadmiaru generacji fotowoltaicznej.



Rys. 4.20. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodu nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy) (linia przerywana - stan istniejący, linia ciągła - rozproszone magazyny energii; linie czerwone – odpowiednio 1,1 U_n oraz 0,9 U_n)

Omówione wyniki przeprowadzonych badań opisane zostały szczegółowo w publikacji [Z1.6], stanowiącej szóstą pozycję ze zbioru powiązanych ze sobą publikacji naukowych oraz zaprezentowane zostały dodatkowo w ramach sesji posterowej na I Konferencji Naukowej Energetyki Rozproszonej (KNER'2023), „Symulacja pracy sieci dystrybucyjnej nN z dużym udziałem instalacji prosumenckich – ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci" [Z2.6] oraz w ramach Seminarium Katedry Elektroenergetyki i Sterowania Układów (KEiSU) Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej w dniu 05.06.2024 (tytuł wystąpienia „Wpływ prosumenckich instalacji fotowoltaicznych na pracę rozdzielczej sieci niskiego napięcia" [Z2.7]).

Przeprowadzone badania pozwoliły ocenić możliwość zapewnienia wymaganych poziomów napięć w stosukowo rozległej sieci z relatywnie dużym nasyceniem jej źródłami PV, poprzez zastosowanie różnych rozwiązań technicznych, wymagających lub niewymagających nakładów inwestycyjnych po stronie OSD. Wyniki wszystkich symulacji przedstawiono w tabeli 4.2, w której dla każdego obwodu i odbiorcy na jego początku i końcu podano maksymalne i minimalne wartości napięcia jakie wystąpiły w każdym z przeanalizowanych rozwiązań. Kolor czerwony oznacza, że dla danego rozwiązania nie wyeliminowano problemu przepięć długoterminowych, kolor zielony oznacza natomiast, że wyeliminowano przekroczenie napięcia w stosunku do istniejącego układu sieci. Spośród dziesięciu zaproponowanych rozwiązań dla czterech z nich, tj. skablowania całej sieci wraz z wymianą transformatora, budowy nowej stacji i skrócenia istniejących obwodów, podobciążeniowej regulacji przekładni transformatora oraz zmiany współczynnika mocy falowników, problem zbyt wysokiego napięcia został zlikwidowany. Skablowanie całej sieci wraz z wymianą transformatora zostało odrzucone z uwagi na brak uzasadnienia techniczno-ekonomicznego. Z uwagi na znaczny wzrost strat w sieci i wartości prądów w niej płynących (przeciążenia), odrzucono również zmianę współczynnika mocy falowników. Z pozostałych dwóch wariantów, najlepszym rozwiązaniem, skupiając się w głównej mierze na dalszym rozwoju źródeł PV, jest budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów. Taka rekomendacja, w ramach współpracy wdrożeniowej, została przedstawiona TAURON Dystrybucja S.A., która to uwzględniła w swoim planie inwestycyjnym, dla badanej sieci, wybudowanie nowej stacji transformatorowej wraz z wyprowadzeniem nowych obwodów do istniejącej sieci i wprowadzeniem nowych podziałów. Z kolei spośród przeanalizowanych sposobów obniżania napięć z wykorzystaniem magazynów energii, najlepszy efekt uzyskano dla magazynów rozproszonych. Wynika to z tego, że urządzenia te, zainstalowane u prosumentów, likwidują bezpośrednią przyczynę wzrostu napięcia, jaką jest nadmierna ilość mocy wprowadzanej do sieci. Jednak, aby jak najlepiej wykorzystać ograniczoną moc i pojemność magazynów prosumenckich, konieczne jest opracowanie odpowiednich algorytmów sterujących tymi urządzeniami. Powyższe opisano szczegółowo w kolejnym rozdziale, w którym przedstawiono wyniki symulacji pracy sieci, w której sterowanie pracą magazynów odbywało się na podstawie, wyznaczonych przy pomocy algorytmu PSO (ang. Particle Swarm Optimization), indywidualnych program pracy poszczególnych magazynów prosumenckich.

Tabela 4.2

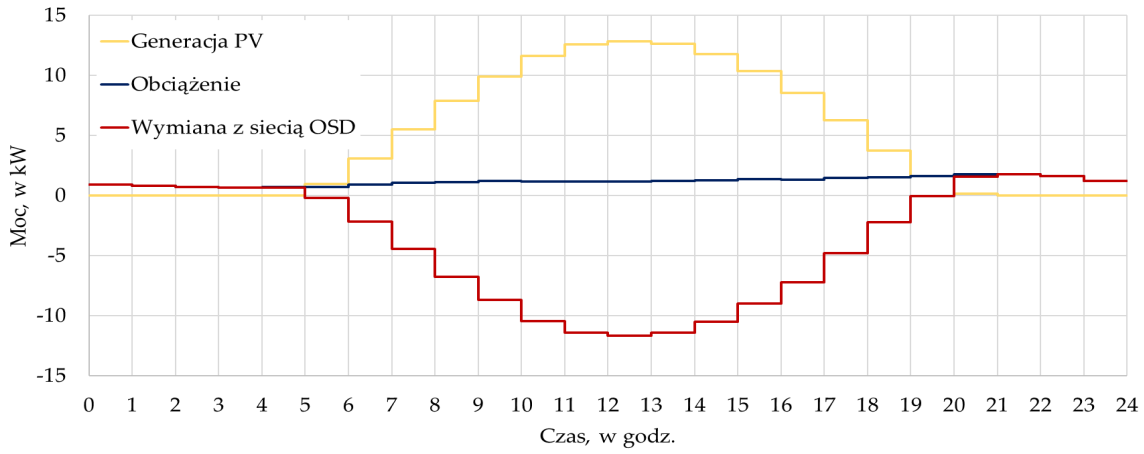
Maksymalne (U_{max}) i minimalne (U_{min}) dobowe wartości napięć w V, u odbiorców w poszczególnych obwodach analizowanej sieci

Obwód oznaczony kolorem:	zielony		fioletowy		turkusowy		pomarań.	
	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}
Odbiorca na początku obwodu								
Istniejący układ sieci	230	223	238	221	235	222	238	221
Skablowanie sieci oraz wymiana transformatora	227	224	230	223	228	224	229	223
Zmiana przekroju przewodów	228	223	233	222	230	223	233	222
Wymiana transformatora z 400 kVA na 630 kVA	228	223	237	221	232	222	237	221
Budowa nowej stacji i skrócenia istniejących obwodów	228	224	237	222	228	224	230	223
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora	217	212	228	210	223	211	226	209
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora	226	**206**	233	214	230	209	232	213
Zmiana cosφ falowników	225	217	226	221	225	218	225	220
Budowa centralnego magazynu energii elektrycznej	229	223	237	221	234	222	238	221
Budowa zbiorczych magazynów energii elektrycznej	228	223	235	221	232	222	235	221
Budowa rozproszonych magazynów energii elektrycznej	228	223	235	221	231	222	234	221
Odbiorca na końcu obwodu								
Istniejący układ sieci	235	220	250	218	**277**	214	**269**	210
Skablowanie sieci oraz wymiana transformatora	228	223	234	222	**239**	221	**239**	219
Zmiana przekroju przewodów	232	221	241	220	**260**	216	**251**	216
Wymiana transformatora z 400 kVA na 630 kVA	234	220	249	218	**275**	214	**267**	211
Budowa nowej stacji i skrócenia istniejących obwodów	233	221	249	219	**232**	223	**233**	221
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora	224	209	240	207	**263**	**202**	**256**	**200**
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora	230	210	239	218	**253**	214	**249**	210
Zmiana cosφ falowników	224	219	236	218	**252**	214	**248**	210
Budowa centralnego magazynu energii elektrycznej	234	220	250	218	**276**	213	**269**	210
Budowa zbiorczych magazynów energii elektrycznej	231	220	245	218	**268**	214	**262**	210
Budowa rozproszonych magazynów energii elektrycznej	232	220	245	218	**261**	214	**254**	210

4.4 Zastosowanie magazynów energii do regulacji napięcia w sieci dystrybucyjnej nN

Analiza wyników symulacji przeprowadzonych dla rzeczywistej sieci nN (rys. 4.8 i 4.13) potwierdziła pozytywny wpływ zastosowania rozproszonych magazynów energii zainstalowanych u prosumentów na poziomy napięć w tej sieci. Efekt taki uzyskano już przy relatywnie prostym programie ich pracy, opisanym w rozdziale 4.3, oraz przyjętej nieskończonej pojemności zasobników. Naturalnym dalszym krokiem było zatem uwzględnienie skończonej pojemności magazynów. Przyjęto ponadto inny sposób sterowania magazynami bazujący na wymianie energii elektrycznej z siecią nN oraz dynamicznych cenach energii elektrycznej, które ulegają częstym zmianom (aktualizacja ma miejsce co godzinę), a ich wartość zależy od sytuacji bilansowej w systemie (wyższe w godzinach szczytu, niższe w godzinach mniejszego zapotrzebowania).

Jako przykład posłużono się przedstawionym na rysunku 4.21 dobowym przebiegiem zapotrzebowania, generacji PV oraz będącej ich konsekwencją wymianą energii z siecią dla prosumenta oznaczonego numerem 23 bez zainstalowanego magazynu energii. Jak widać generacja w szczycie wynosi 12,8 kW, przy obciążeniu nie przekraczającym 1,2 kW, daje to wymianę energii na poziomie -11,6 kW w okolicach południa, tj. w tym czasie prosument eksportuje energię do sieci. Ideą zastosowania magazynów energii jest właśnie zmniejszenie poziomu tej wymiany. Jednakże, aby było to możliwie konieczne jest opracowanie odpowiedniego programu jego pracy.



Rys. 4.21. Dobowy przebieg obciążenia, generacji PV oraz wymiany z siecią dla prosumenta 23 bez zainstalowanego magazynu energii dla analizowanego dnia

Bazując zatem na tych założeniach rozpoczęto prace nad opracowaniem programów sterowania magazynami, w ramach których zdefiniowano dwie funkcje celu, które poddano optymalizacji. Pierwszą z nich jest minimalizacja kosztów energii, którą wyrażono wzorem:

$$f_1 = \sum_{h=1}^{24} c_h P_{EX,h}, \tag{4.1}$$

gdzie, c_h to cena energii, a $P_{EX,h}$ to wymiana mocy z siecią w godzinie h, która to z kolei określona jest wzorem:

$$P_{EX,h} = P_{L,h} - P_{PV,h} - P_{BESS,h}, \tag{4.2}$$

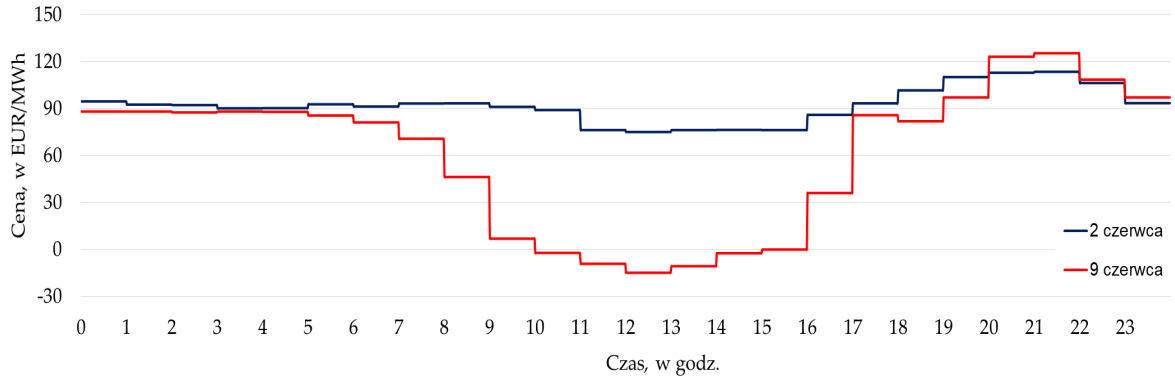
gdzie: $P_{L,h}$ to obciążenie danego prosumenta, $P_{PV,h}$ to moc generowana przez instalację PV, a $P_{BESS,h}$ jest punktem pracy magazynu energii, który może mieć wartość dodatnią, wtedy magazyn się rozładowuje, lub ujemną, wtedy magazyn się ładuje, co pozwala wpływać na bilans mocy pomiędzy prosumentem, a siecią dystrybucyjną. Druga funkcja celu zakłada maksymalizację neutralności finansowej i wyrażona jest zależnością [78]:

$$f_2 = \sqrt{\sum_{h=1}^{24} \left(c_h P_{EX,h}\right)^2}, \tag{4.3}$$

W okresach wysokiej generacji i niskiego zapotrzebowania na energię jej ceny mogą być ujemne (czynnik c_h). W pozostałych okresach doby zwykle są dodatnie. Opisana wzorem (4.2) wymiana energii z siecią również może być dodatnia (import z sieci) lub ujemna (eksport do sieci). W rezultacie iloczyn ceny i energii we wzorze (4.3) może przybierać wartości dodatnie lub ujemne, reprezentując koszt lub przychód. Podnosząc ten iloczyn do kwadratu, minimalizuje się zarówno koszty, jak i przychody prosumenta. W ten sposób maksymalizuje się jego neutralność finansową (zastosowanie pierwiastka kwadratowego pozwala na bezpośrednie porównanie ze sobą wartości funkcji celu (4.1) i (4.3)).

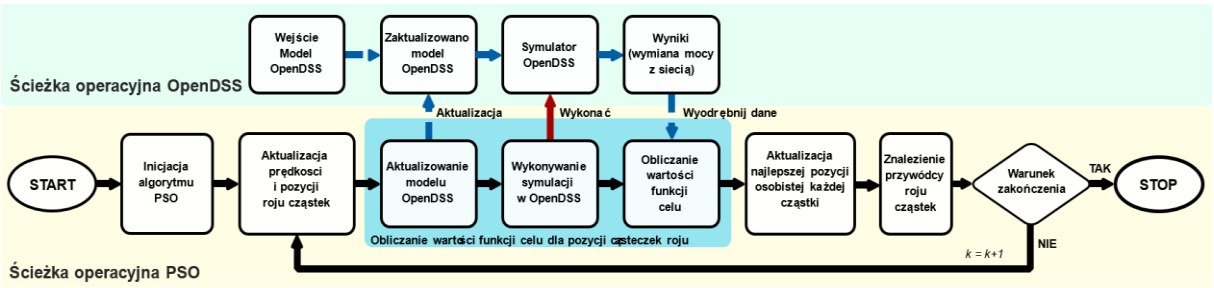
Do rozwiązania problemów optymalizacyjnych dla zdefiniowanych funkcji celu (4.1) oraz (4.3) wykorzystano model układu zasilania budynku jednorodzinnego zaimplementowany w OpenDSS [78]. Do jego budowy wykorzystano jednofazowe modele obciążenia, magazynu energii oraz źródła PV, bezpośrednio przyłączone do sieci nN, uwzględniające ich rzeczywiste parametry techniczne. Dane wejściowe do symulacji obejmowały dobowe profile obciążenia, natężenia promieniowania słonecznego i temperatury paneli fotowoltaicznych. Uwzględniono również, pokazane na rysunku 4.22, ceny energii, który wystąpiły na polskim rynku energii elektrycznej w dniach 2 i 9 czerwca 2024 roku. Dni te zostały wybrane z uwagi na dość znaczne różnice cen energii w analogicznych godzinach. Dzień 2 czerwca charakteryzował się

dodatnimi cenami energii, a sam ich przebieg miał kształt zbliżony do typowego profilu obciążenia, gdzie można wyróżnić szczyt poranny oraz wieczorny. Z kolei 9 czerwca był dniem, w którym wysoka generacje ze źródeł odnawialnych, w szczególności pochodząca ze źródeł PV, spowodowała znaczny spadek cen energii pomiędzy 8:00 a 17:00, z cenami ujemnymi między 10:00 a 15:00.

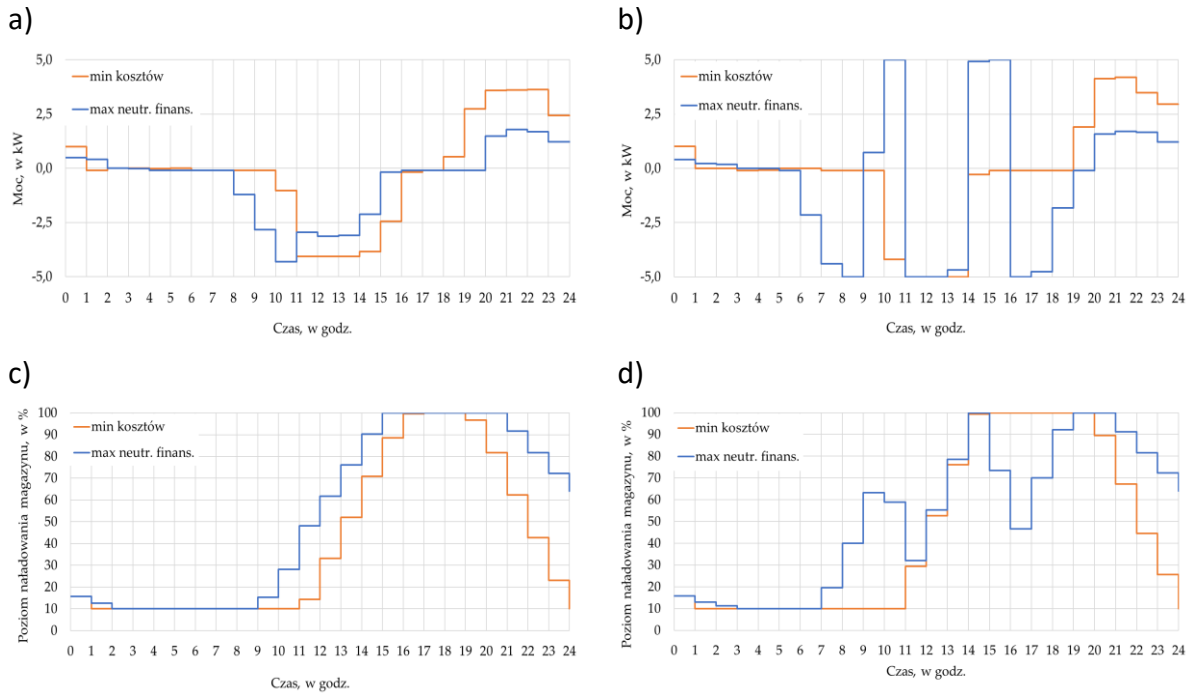


Rys. 4.22. Ceny energii elektrycznej w dniach 2 i 9 czerwca 2024 roku wykorzystane w symulacjach dobowych

Sformułowane problemy optymalizacyjne rozwiązano przy użyciu algorytmu optymalizacji opartego na metodzie PSO [78], którego schemat blokowy przedstawiono na rysunku 4.23. Przyjęto 24 godzinny horyzont czasowy z rozdzielczością godzinową. W wyniku przeprowadzonych obliczeń wyznaczono cztery różne dobowe programy pracy magazynów energii: dla minimalizacji kosztów energii (4.1) i maksymalizacji neutralności finansowej (4.3) oraz dla cen odpowiednio w dniu 2 i 9 czerwca 2024. Wyniki obliczeń, w postaci programów pracy magazynu (i stopnia jego naładowania), przedstawiono na rysunku 4.24.



Rys. 4.23. Schemat blokowy algorytmu optymalizacji opartego na PSO (zaczerpnięto z [78])



Rys. 4.24. Dobowe profile sterowania magazynem energii (i odpowiadające im poziomy naładowania baterii) wyznaczone dla funkcji celu określonych zależnościami (4.1) i (4.3) dla cen energii w dniu 2 czerwca (a, c) i 9 czerwca (b, d)

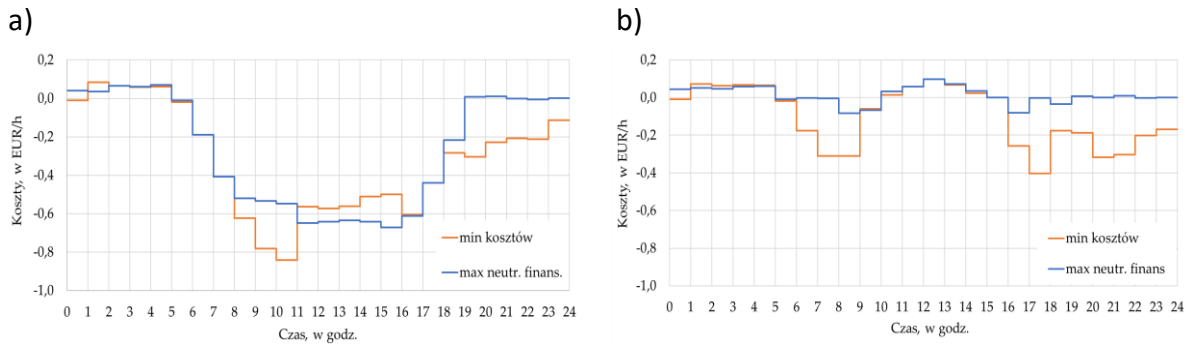
Przy założeniu cen na dzień 2 czerwca 2024 roku profile pracy uzyskane dla obu funkcji celu wykazują podobną dobową zmienność (rys. 4.24.a). Magazyn jest ładowany rano i po południu, a rozładowywany wieczorem i w nocy. Widoczne są jednak pewne przesunięcia czasowe w okresach ładowania i rozładowywania. Moc ładowania magazynu również jest różna. W przypadku minimalizacji kosztów energii ładowanie odbywa się w godzinach 10:00-16:00, czyli w godzinach, w których ceny energii są najniższe, a rozładowywanie w godzinach 18:00-24:00, czyli w godzinach, w których ceny są najwyższe. W efekcie w ciągu doby wykonywany jest pełny cykl pracy, tj. ładowanie – rozładowywanie (rys. 4.24.c). Taki sposób sterowania pracą magazynów pozwala na uzyskanie ujemnej wartości kosztów energii (przychodu prosumenta) przez większość dnia (rys. 4.25.a), co przekłada się na całkowity dzienny koszt energii wynoszący -7,70 EUR.

W przypadku maksymalizacji neutralności finansowej ładowanie magazynu w tym dniu trwa dłużej, a rozładowywanie krócej, przy jednoczesnej mniejszej mocy ładowania w stosunku do minimalizacji kosztów energii (rys, 4.24.a). Na koniec analizowanego dnia stan naładowania magazynu wynosi około 60% (rys. 4.24.c), co pozwala na pokrycie zapotrzebowania tego odbiorcy w kolejnych godzinach przy użyciu zmagazynowanej energii

ze źródła PV. W tym przypadku ujemne koszty energii występują przez krótszy czas (rys. 4.25a), co przekłada się na całkowity dzienny koszt energii wynoszący -6,42 EUR. Zatem w tym przypadku wzrosła neutralność finansowa prosumenta, w stosunku do omówionego wcześniej profilu pracy magazynu uzyskanego dla minimalizacji kosztów energii.

Dobowy profil sterownia magazynem uzyskany dla minimalizacji kosztów, uwzgledniający ceny z dnia 9 czerwca 2024 roku (rys. 4.24.b), jest podobny do profilu dla tej samej funkcji celu z dnia 2 czerwca 2024 roku (rys. 4.24.a). W tym przypadku również wykonany zostaje pełny cykl pracy w ciągu doby (rys. 4.24.d). Pomimo podobnych profili sterowania, widoczna jest natomiast różnica w kosztach (rys. 4.25.a i 4.25.b). W wyniku ujemnych cen energii w godzinach największej generacji PV, koszty w tym czasie są dodatnie, a całkowite dobowe koszty wynoszą -2,37 EUR.

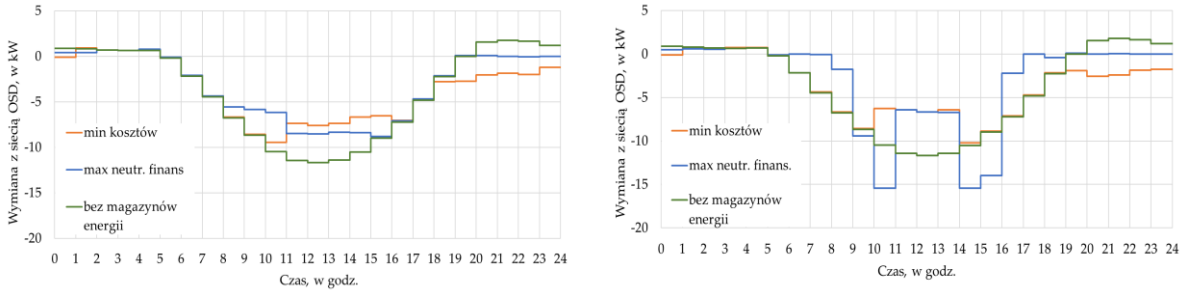
Z kolei analizując profil sterowania magazynu uzyskany dla tego dnia w wyniku maksymalizacji neutralności finansowej prosumenta (rys. 4.24.b), można zauważyć, znaczącą różnicę w stosunku do profilu uzyskanego w dniu 2 czerwca 2024 roku (rys. 4.24.a). Ładowanie magazynu rozpoczyna się wcześniej i kończy później. Moc ładowania jest również wyższa. Jest to możliwe dzięki temu, że okres ładowania jest przerywany dwoma okresami rozładowania, występującymi w godzinach od 9:00 do 11:00 oraz od 14:00 do 16:00. Taki sposób sterowania powoduje, że magazyn energii dwukrotnie osiąga pełne naładowanie, a na koniec analizowanego dnia jego stan naładowania wynosi 60% (rys. 4.24.d). W porównaniu z cenami z dnia 2 czerwca 2024 roku, neutralność finansowa prosumenta znacznie wzrosła (rys. 4.25.a i 4.25.b), a całkowity koszt dzienny wyniósł 0,29 EUR.



Rys. 4.25. Koszty wynikające z pracy magazynu energii sterowanego w oparciu o dobowe profile wyznaczone dla funkcji celu określonych zależnością (4.1) i (4.3) dla cen energii w dniu 2 czerwca (a) i 9 czerwca (b)

Praca magazynu energii przyłączonego do instalacji zasilającej prosumenta zmienia bilans energii tego odbiorcy. W efekcie zmienia się również wymiana energii elektrycznej z siecią rozdzielczą. Z punktu widzenia łagodzenia przepięć długotrwałych szczególnie istotną kwestią jest redukcja eksportu energii do sieci nN, która dla rozpatrywanego prosumenta 23 bez magazynu energii występuje podczas pracy źródła fotowoltaicznego (w analizowanym dniu eksport energii ma miejsce w godzinach od 5:00 do 19:00, czyli 14 godzin w ciągu dnia (rys. 4.21)). Rysunek 4.26 przedstawia wpływ pracy magazynu sterowanego przy wykorzystaniu opracowanych dobowych profili pracy na wymianę z siecią dla prosumenta 23.

a) b)



Rys. 4.26. Dobowa wymiana z siecią OSD w oparciu o dobowe profile wyznaczone dla funkcji celu określonych zależnością (4.1) i (4.2) dla cen energii w dniu 2 czerwca (a) i 9 czerwca (b)

Dla cen energii z 2 lipca i minimalizacji kosztów eksport energii do sieci OSD ulega zmniejszeniu przez 6 godzin (od 10:00 do 16:00), natomiast dla maksymalizacji neutralności finansowej zmniejsza się on przez 7 godzin (od 8:00 do 15:00), czyli o godzinę dłużej (rys. 4.26.a). Z kolei w przypadku cen energii z 9 lipca i minimalizacji kosztów (rys. 4.26.b), eksport do sieci ulega redukcji przez 5 godzin (od 10:00 do 15:00), przy czym w ostatniej godzinie tego okresu redukcja ta jest niewielka. Dla maksymalizacji neutralności finansowej w tym dniu występują trzy okresy, w których eksport energii zmniejsza się (rys. 4.26.b). Sytuacja ta ma miejsce w godzinach od 6:00 do 9:00, od 11:00 do 14:00 oraz od 16:00 do 19:00, co daje łącznie 9 godzin redukcji eksportu energii do sieci. Oznacza to, że w tych okresach spodziewany jest spadek napięcia w miejscu przyłączenia prosumenta 23. Odmienna sytuacja tego dnia ma natomiast miejsce między godziną 9:00 a 11:00 oraz od 14:00 do 16:00, w których to godzinach następuje wzrost eksportu energii w wyniku rozładowania magazynu. W tych okresach

niestety należy spodziewać się wzrostu napięcia w miejscu przyłączenia prosumenta w stosunku do pracy układu bez zainstalowanego magazynu energii. W kolejnym rozdziale przedstawiono wyniki symulacji dobowych pracy sieci, w których uwzględniono magazyny energii sterowane według omówionych programów.

4.4.1 Dobowa symulacja pracy rzeczywistej nN sieci z zainstalowanymi rozproszonymi magazynami energii

Symulacje pracy sieci przeprowadzono wykorzystując model oraz dane wejściowe opisane w rozdziale 4.3. Przyjęto, że wszystkie magazyny energii będą miały moc znamionową równą 5 kW, pojemność znamionową wynoszącą 20 kWh, straty jałowe na poziome 2%, sprawność ładowania i rozładowania równą 95%, minimalny poziom naładowania równy 10%, a maksymalny 100%. Liczba, lokalizacja oraz początkowy stan naładowania został określony w sposób losowy. W tabeli 4.3 przedstawiono prosumentów, zgodnie z numeracją przedstawioną na rysunku 4.8, u których uwzględniono w symulacjach magazyn energii oraz podano początkowy stan jego naładowania.

Tabela 4.3

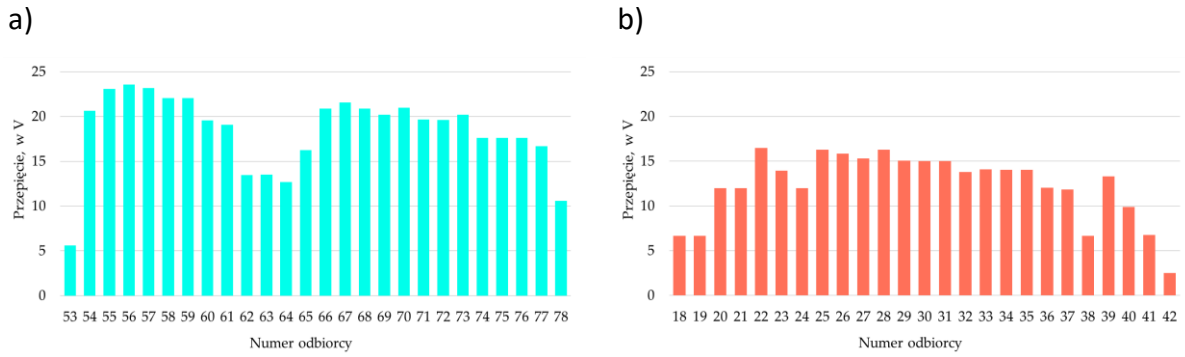
Prosumenci z zainstalowanymi magazynami energii oraz ich początkowy stan naładowania

Numer prosumenta	Początkowy stan naładowania, w %
23	16
28	14
32	15
33	25
47	12
53	35
55	34
60	31
66	27
67	37
68	15
73	12
84	36
88	35
89	13
100	32
110	25
130	35

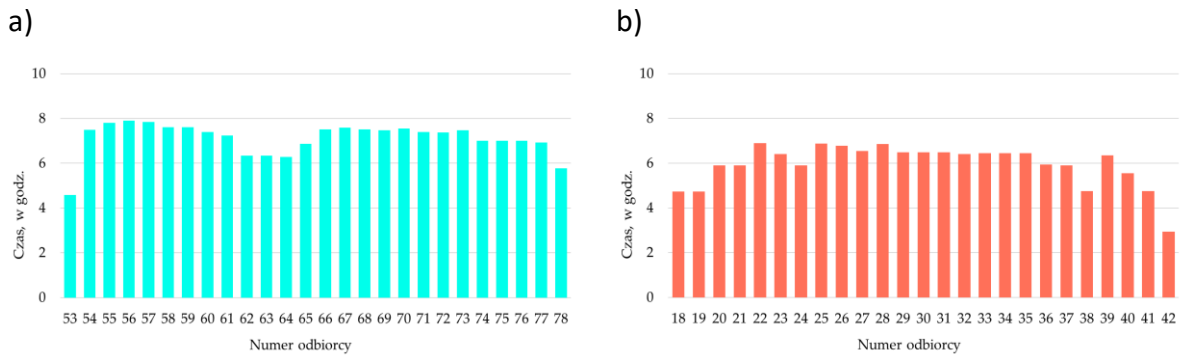
W trakcie analizy wyników symulacji ocenie poddano warunki napięciowe w sieci, w szczególności analizując problem występowania przepięć długoterminowych. Dla każdego odbiorcy określono maksymalną wartość przepięć oraz czas ich trwania w ciągu dobry. Przeanalizowano trzy warianty pracy sieci:

1. wariant W1 – bez magazynów energii,
2. wariant W2 – magazyny energii sterowane w sposób minimalizujący dobowe koszty energii (zależność (4.1)) oraz maksymalizujące neutralność finansową prosumenta (zależność (4.3)) dla cen energii z dnia 2 czerwca 2024 roku,
3. wariant W3 – magazyny energii sterowane w sposób minimalizujący dobowe koszty energii (zależność (4.1)) oraz maksymalizujące neutralność finansową prosumenta (zależność (4.3)) dla cen energii z dnia 9 czerwca 2024 roku.

Wyniki symulacji dla wariantu W1 przedstawiono w rozdziale 4.3, gdzie stwierdzono, że przepięcia długoterminowe dotykają jedynie wybranych odbiorców w obwodzie nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy). Dla odbiorców tych dodatkowo, w ramach oceny warunków napięciowych, wyznaczono maksymalną wartość przepięcia i czas jego trwania w ciągu doby. Wyniki przedstawiono na rysunkach 4.27 oraz 4.28. W przypadku obwodu nr 3 (turkusowy) średnia z maksymalnych wartości przepięć wynosi 18,4 V, a średni czas ich trwania jest równy 7,1 godziny. Natomiast w obwodzie nr 4 (pomarańczowych) wskaźniki te wynoszą odpowiednio 12,3 V oraz 6 godzin. Wyniki dla wariantu W1 stanowią punkt odniesienia do dalszej analizy, której celem jest ocena wpływu pracy rozproszonych magazynów energii sterowanych w różny sposób na warunki napięciowe w analizowanej sieci.



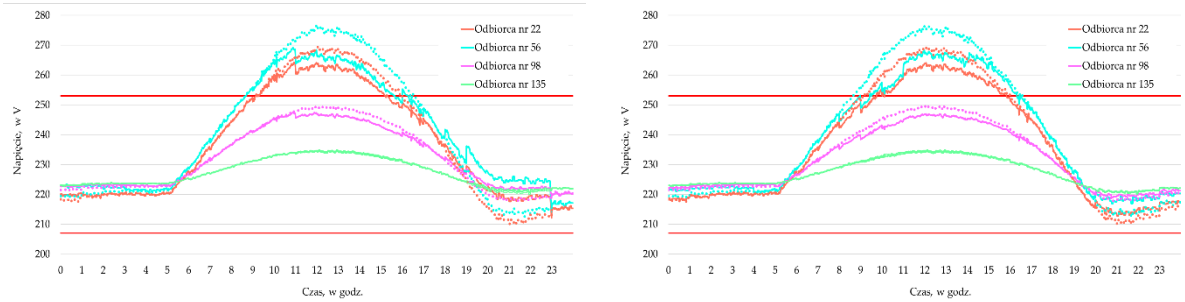
Rys. 4.27. Maksymalne wartości przepięć w ciągu dobry dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych dla układu bez magazynów energii w obwodzie a) nr 3 – turkusowy, b) nr 4 – pomarańczowy



Rys. 4.28. Czas trwania przepięć w ciągu dobry dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych dla układu bez magazynów energii w obwodzie a) nr 3 – turkusowy, b) nr 4 – pomarańczowy

Analiza wyników dla wariantu W2 wykazała zauważalną redukcję poziomu napięcia u odbiorców doświadczających największych długotrwałych przepięć (odpowiednio odbiorca 22 w obwodzie nr 4 i odbiorca 56 w obwodzie nr3), co przedstawia rysunek 4.29. W przypadku obwodów nr 1 (zielony) oraz nr 2 (fioletowy) nie stwierdzono występowania przepięć długoterminowych. Sterowanie magazynami w sposób minimalizujący koszty energii (rys. 4.29.a) spowodowało, że maksymalne przepięcie u odbiorcy nr 22 zmniejszyło się z 16,5 V do 11,2 V (redukcja o 5,3 V, tj. 32%), a u odbiorcy nr 56 z 23,6 V do 16,2 V (redukcja o 7,4 V, tj. 31%). Z kolei sterowanie magazynami w sposób maksymalizujący neutralność finansową prosumentów (rys. 4.29.b) zmniejszyło maksymalne wartości przepięć u odbiorcy nr 22 do 11,1 V (redukcja o 5,4 V, tj. 33%), a u odbiorcy nr 56 do 15,2 V (redukcja o 8,4 V, tj. 36%). Przy obu sposobach sterowania skróceniu uległ również czas trwania przepięć u tych odbiorców. W tabeli 4.4 zestawiono ze sobą najwyższą dobową wartość napięcia (U_{max}) i czas trwania przepięć (T) a także zmianę tych wartości (ΔU_{max} i ΔT) w wyniku pracy magazynów energii dla odbiorców, u których stwierdzono najwyższe wartości napięć w każdym z obwodów. Z porównania przedstawionych rezultatów wynika, że lepsze efekty osiągnięto przy sterowaniu magazynami według profili maksymalizujących neutralność finansową prosumentów.

a) b)



Rys. 4.29. Dobowe przebiegi napięć u odbiorców o najwyższych ich wartościach dla cen energii z 2 czerwca 2024 roku (minimalizacja kosztów energii (a), maksymalizacja neutralności finansowej (b); linia ciągła – praca sieci bez magazynów, linia przerywana – praca sieci z magazynami)

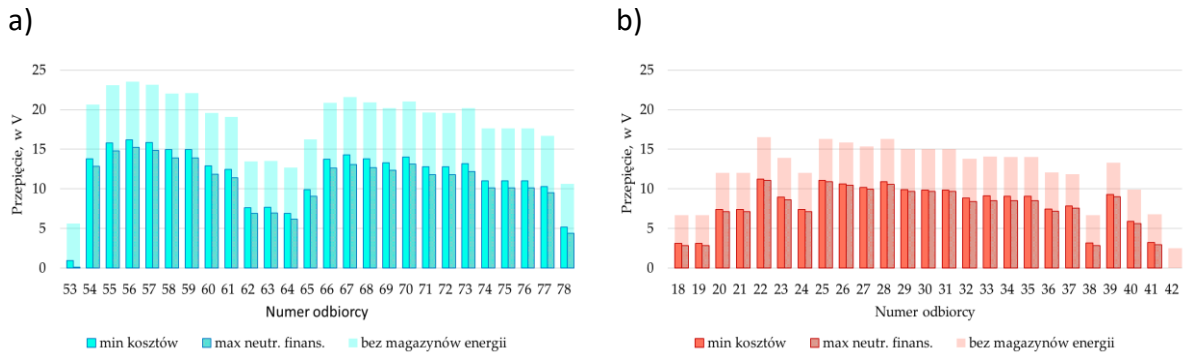
Tabela 4.4

Wybrane wyniki dla odbiorców o najwyższym napięciu w każdym z obwodów przy pracy magazynów sterowanych według profili wyznaczonych dla cen z dnia 2 czerwca 2024 r.

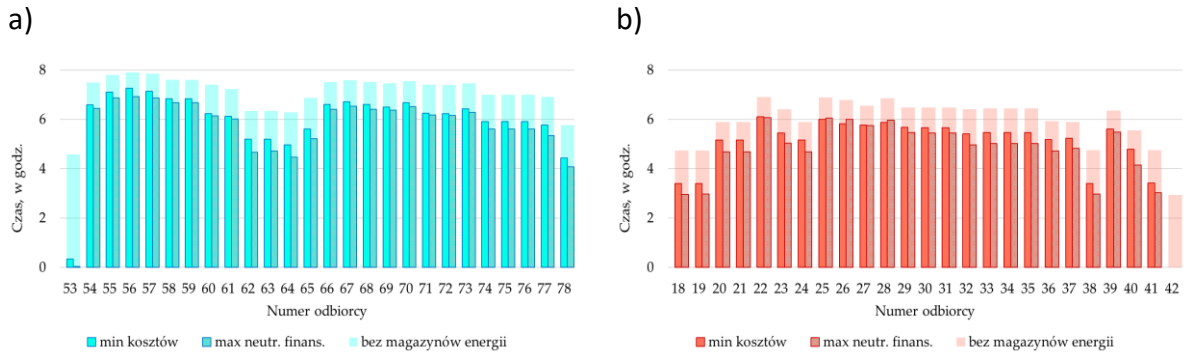
Odbiorca nr	**Wariant W1**		**Wariant W2 – minimalizacja kosztów energii**				**Wariant W2 – maksymalizacja neutralności finansowej**			
	U_{max}, w V	T, w godz.	U_{max}, w V	T, w godz	ΔU_{max}, w V	ΔT, w godz.	U_{max}, w V	T, w godz	ΔU_{max}, w V	ΔT, w godz.
22	269,5	6,9	264,2	6,1	5,3	0,8	264,1	6,1	5,4	0,8
56	276,6	7,9	269,2	7,3	7,4	0,6	268,2	6,9	8,4	1,0
98	249,6	0,0	247,5	0,0	2,1	0,0	247,0	0,0	2,6	0,0
135	235,0	0,0	234,6	0,0	0,4	0,0	234,5	0,0	0,4	0,0

Przy pracy magazynów redukcji ulega również maksymalna wartość przepięć u pozostałych odbiorców w obwodzie nr 3 (turkusowy) i nr 4 (pomarańczowy), co przedstawia rysunek 4.30. Redukcja jest większa dla maksymalizacji neutralności finansowej. Maksymalne przepięcia zostały obniżone średnio o 7,6 V (41%) w obwodzie nr 3 (turkusowy) i 4,5 V (37%) w obwodzie nr 4 (pomarańczowy). Dla sterowania minimalizującego koszty energii analogicznie odpowiednio o 6,6 V (36%) i 4,2 V (34%). Skróceniu uległ również czas trwania przepięć w ciągu doby, co przedstawia rysunek nr 4.31. Tutaj również uzyskano lepsze wyniki dla maksymalizacji neutralności finansowej prosumentów. W obwodzie nr 3 (turkusowy) średni czas trwania przepięć skrócił się do 5,7 godziny (z 7,1 godziny bez magazynów), a w obwodzie nr 4

(pomarańczowy) do 4,8 godziny (z 6,0 godzin bez magazynów). Dla minimalizacji kosztów energii średni czas trwania przepięć w tych obwodach wyniósł odpowiednio 6,0 godzin i 5,2 godziny.



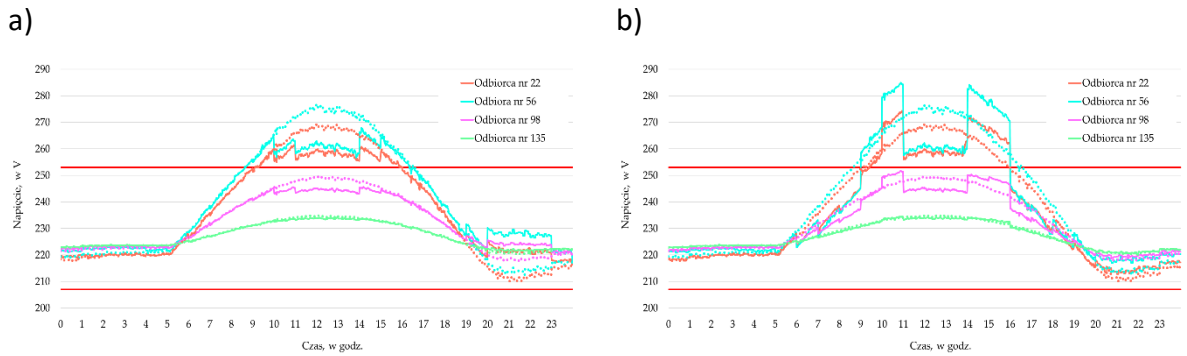
Rys. 4.30. Maksymalne wartości przepięć w ciągu dobry dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych dla cen energii w dniu 2 czerwca 2024 roku w obwodzie a) nr 3 – turkusowy, b) nr 4 – pomarańczowy



Rys. 4.31. Czas trwania przepięć w ciągu dobry dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych dla cen energii w dniu 2 czerwca 2024 roku w obwodzie a) nr 3 – turkusowy, b) nr 4 – pomarańczowy

Przebiegi napięcia dla odbiorców, u których stwierdzono ich największe wartości dla wariantu W3 przedstawia rysunek 4.32. Różnice w stosunku do wariantu W2 są znaczące, w szczególności w godzinach, w których ceny energii są ujemne (rys. 4.22). W przypadku minimalizacji kosztów energii, nastąpiła znacząca redukcja napięcia około południa (rys. 4.32.a), tj. podczas ładowania magazynów energii. Maksymalne przepięcie u odbiorcy nr 22 zmniejszyło się z 16,5 V do 8,5 V (redukcja o 8,0 V, tj. 48%), a u odbiorcy nr 56 z 23,6 V do 15,0 V (redukcja o 8,6 V, tj. 36%). Czas trwania przepięć natomiast nie uległ istotnej zmianie. Przy pracy magazynów maksymalizujących neutralność finansową prosumentów przepięcia uległy

zmniejszeniu w godzinach od 11:00 do 14:00 (rys. 4.32.b). W tym czasie maksymalne przepięcie u odbiorcy nr 22 spadło z 16,5 V do 9,8 V (redukcja o 6,7 V, tj. 41%), a u odbiorcy nr 56 z 23,6 V do 10,1 V (redukcja o 13,5 V, tj. 57%). W godzinach od 9:00 do 11:00 oraz od 14:00 do 16:00 nastąpił wzrost napięcia spowodowany rozładowaniem magazynów. W efekcie maksymalne przepięcie u odbiorcy nr 22 wzrosło z 16,5 V do 21,3 V (wzrost o 4,8 V, tj. 29%), a u odbiorcy nr 56 z 23,6 V do 32,0 V (wzrost o 32 V, tj. 36%). Pomimo wzrostu napięcia u obu odbiorców obserwuje się jednak skrócenie czasu trwania przepięć (o 0,3 godziny u odbiorcy 22 i o 0,9 godziny u odbiorcy 56). Zestawienie porównawcze zawiera tabela nr 4.5, w której to, analogicznie jak dla cen energii z 2 czerwca 2024 roku, przedstawiono najwyższą dobową wartość napięcia (U_{max}) i czas trwania przepięć (T), a także zmianę tych wartości (ΔU_{max} i ΔT) w wyniku w wyniku pracy magazynów energii.



Rys. 4.32. Dobowe przebiegi napięć u odbiorców o najwyższych ich wartościach dla cen energii z 9 czerwca 2024 roku (minimalizacja kosztów energii (a), maksymalizacja neutralności finansowej (b); (linia ciągła – praca sieci bez magazynów, linia przerywana – praca sieci z magazynami)

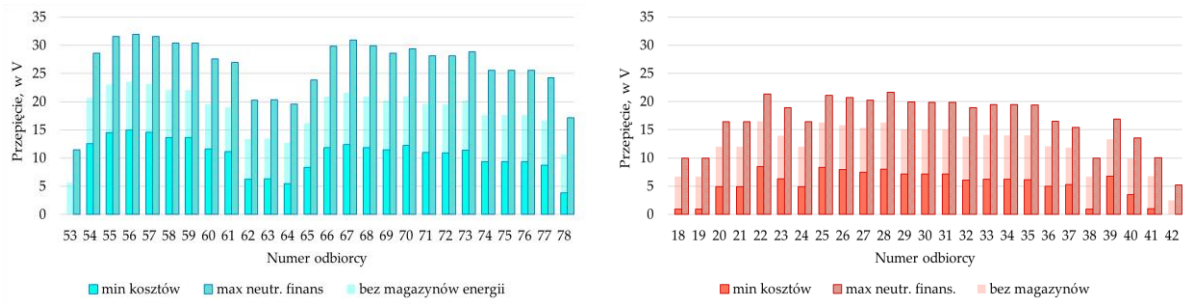
Podobne zmiany do opisanych powyżej, a przedstawione na rysunku 4.33 i 4.34, zaobserwowano u pozostałych odbiorców w obwodzie nr 3 (turkusowy) oraz nr 4 (pomarańczowy). Zmniejszenie maksymalnej wartości przepięć dla minimalizacji kosztów energii wyniosło średnio 7,7 V (42%) w obwodzie nr 3 (turkusowy) i 6,8 V (55%) w obwodzie nr 4 (pomarańczowy). Czas trwania przepięć dla większości odbiorców pozostał niezmieniony lub uległ jedynie nieznacznemu skróceniu. Maksymalizacja neutralności finansowej prosumentów spowodowała z kolei wzrost maksymalnych wartości przepięć średnio o 6,2 V (34%) w obwodzie nr 3 (turkusowy) i o 3,3 V (27%) w obwodzie nr 4 (pomarańczowy). Jednakże w tym przypadku całkowity czas trwania przepięć dla większości odbiorców skrócił się.

Tabela 4.5

Wybrane wyniki dla odbiorców o najwyższym napięciu w każdym z obwodów przy pracy magazynów sterowanych według profili wyznaczonych dla cen z dnia 9 czerwca 2024 r.

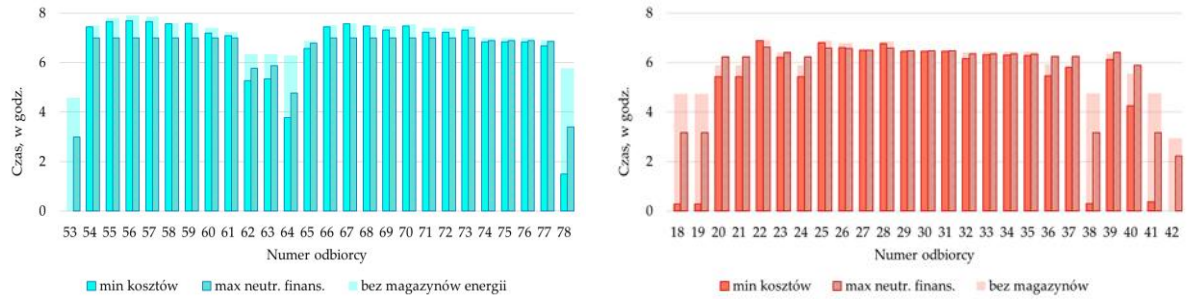
Odbiorca nr	Wariant W1		Wariant W3 – minimalizacja kosztów energii				Wariant W3 – maksymalizacja neutralności finansowej			
	U_{max}, w V	T, w godz.	U_{max}, w V	T, w godz	ΔU_{max}, w V	ΔT, w godz.	U_{max}, w V	T, w godz	ΔU_{max}, w V	ΔT, w godz.
22	269.5	6.9	261.5	6.9	8.0	0.0	274.3	6.6	-4.8	0.3
56	276.6	7.9	268.0	7.7	8.6	0.2	285.0	7.0	-8.4	0.9
98	249.6	0.0	245.7	0.0	3.8	0.0	251.7	0.0	-2.2	0.0
135	235.0	0.0	234.1	0.0	0.8	0.0	234.5	0.0	0.5	0.0

a) b)



Rys. 4.33 Maksymalne wartości przepięć w ciągu dobry dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych dla cen energii w dniu 9 czerwca 2024 roku w obwodzie a) nr 3 – turkusowy, b) nr 4 – pomarańczowy

a) b)



Rys. 4.34 Czas trwania przepięć w ciągu dobry dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych dla cen energii w dniu 9 czerwca 2024 roku w obwodzie a) nr 3 – turkusowy, b) nr 4 – pomarańczowy

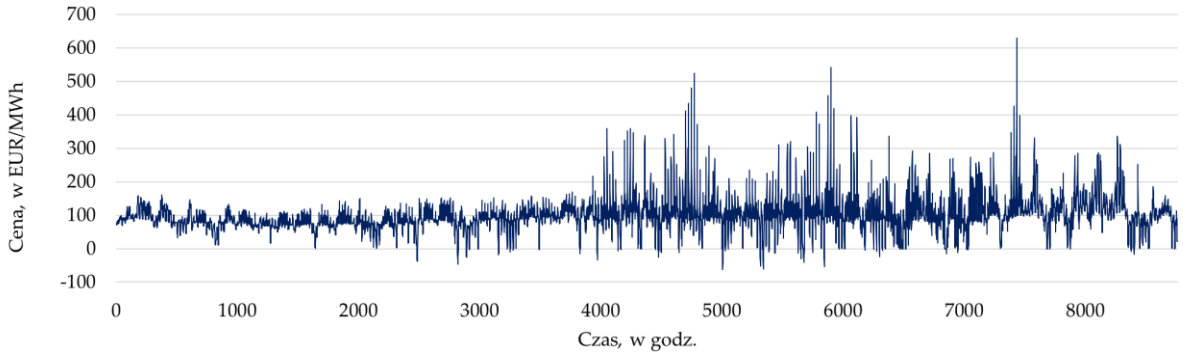
Zaprezentowane powyżej wyniki dobowej symulacji pracy rzeczywistej sieci nN przedstawiają porównanie wpływu prosumenckich magazynów energii elektrycznej, sterowanych według różnych profili, na poziomy napięć występujące w sieci dla dwóch wybranych dni. W celu uzyskania pełniejszego obrazu sytuacji, w kolejnym rozdziale zaprezentowano wyniki symulacji w rocznym horyzoncie czasowym z godzinową rozdzielczością.

4.4.2 Roczna symulacja pracy rzeczywistej sieci nN z zainstalowanymi prosumenckimi magazynami energii

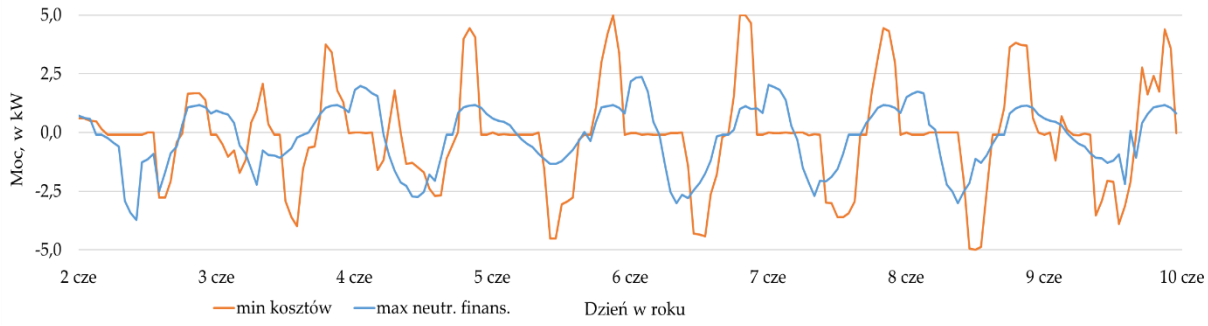
W rozdziale tym przedstawiono wyniki symulacji rocznych, których celem była ocena ryzyka przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n w miejscu przyłączenia każdego odbiorcy. Rozpatrzono układ bez magazynów, jako punkt odniesienia, oraz sieć z zainstalowanymi magazynami, w tych samych miejscach jak dla symulacji dobowych, które sterowane były w sposób minimalizujący koszty energii lub maksymalizujący neutralność finansową prosumentów. Obliczona zgodnie z zależnością (3.4) wartość ryzyka ilustruje szacunkowy maksymalny czas trwania ograniczenia generacji fotowoltaicznej w wyniku wyłączenia falowników przez ich zabezpieczenie nadnapięciowe. Na tej podstawie możliwe jest oszacowanie ilości potencjalnie niewygenerowanej energii na skutek przerw w pracy mikroinstalacji PV, co również zostało przedstawione w niniejszym rozdziale. Symulacje przeprowadzono wykorzystując dane wejściowe dla przebiegów rocznych nasłonecznienia, temperatury paneli i obciążenia odbiorców, opisane w rozdziale trzecim.

Do wyznaczenia rocznych profili pracy magazynów wykorzystano tą samą metodę, którą zastosowano podczas symulacji dobowych, przy czym w tym przypadku konieczne było uwzględnienie cen energii na polskim rynku energii z całego 2024 roku, których przebieg pokazano na rysunku 4.35. W tym roku maksymalna cena na polskim rynku była równa 630,2 EUR/MWh, a minimalna -61,6 EUR/MWh, przy czym ujemne ceny energii obowiązywały przez 197 godzin w roku. Uzyskane wyniki, przedstawiające fragment profili pracy magazynów w dniach od 2 do 10 czerwca dla funkcji celu opisanych zależnościami (4.1) oraz (4.3), przedstawiono na rysunku 4.36, a korespondujące z nimi poziomy naładowania baterii pokazano na rysunku 4.37. Porównując ze sobą oba przebiegi można zauważyć różnice w pracy magazynów w zależności o przyjętego sposobu sterowania. W przypadku minimalizacji kosztów energii, okresy ładowania i rozładowywania są znacznie krótsze. Wynika to z faktu, że

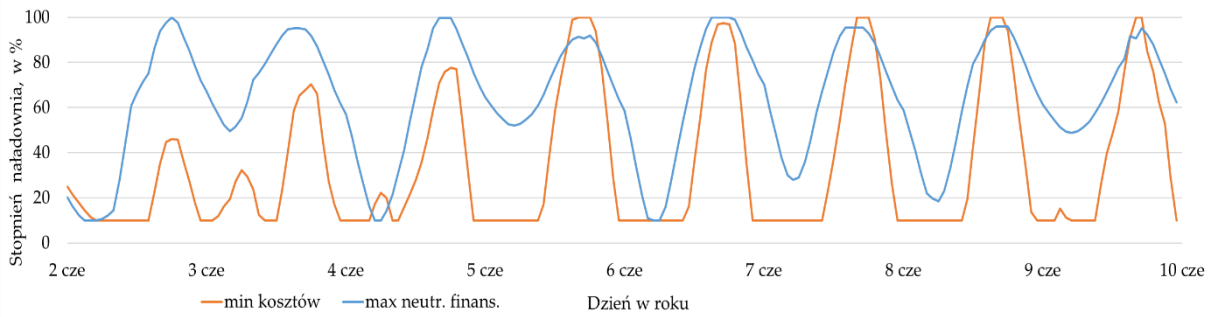
magazyn był ładowany i rozładowywany z większą mocą niż w przypadku sterowania zgodnie z profilem maksymalizującym neutralność finansową prosumenta. Taki tryb pracy powodował, że magazyn bardzo szybko osiągał pełne naładowanie, a następnie równie szybko rozładowywał się do minimalnego poziomu. W rezultacie wykonywał pełne cykle w kolejnych dniach. Dla porównania, praca zgodnie z profilem maksymalizującym neutralność finansową prosumenta skutkowała wolniejszymi zmianami poziomu naładowania i mniejszą liczbą pełnych cykli, co powinno przełożyć się na dłuższą żywotność magazynu. Podsumowanie rocznej pracy przedstawiające wartości średnie wyznaczone dla wszystkich prosumentów wyposażonych w magazyny energii zestawiono w tabeli 4.6.



Rys. 4.35. Ceny energii elektrycznej w 2024 roku na polskim rynku wykorzystane w symulacjach rocznych



Rys. 4.36. Fragment rocznych profili pracy magazynów energii wyznaczonych dla funkcji celu określonych zależnościami (4.1) i (4.3) w okresie od 2 do 10 czerwca 2024 roku



Rys. 4.37. Fragment rocznych przebiegów stopnia naładowania magazynów wynikających z pracy magazynów energii sterowanych według profili wyznaczonych dla funkcji celu określonych zależnościami (4.1) i (4.3)

Tabela 4.6

Podsumowanie rocznej pracy układów zasilania prosumentów (średnia dla wszystkich prosumentów posiadających magazyny energii) w analizowanej sieci nN przy pracy magazynów sterowanych zgodnie z profilami określonymi przy użyciu funkcji celu (4.1) i (4.3)

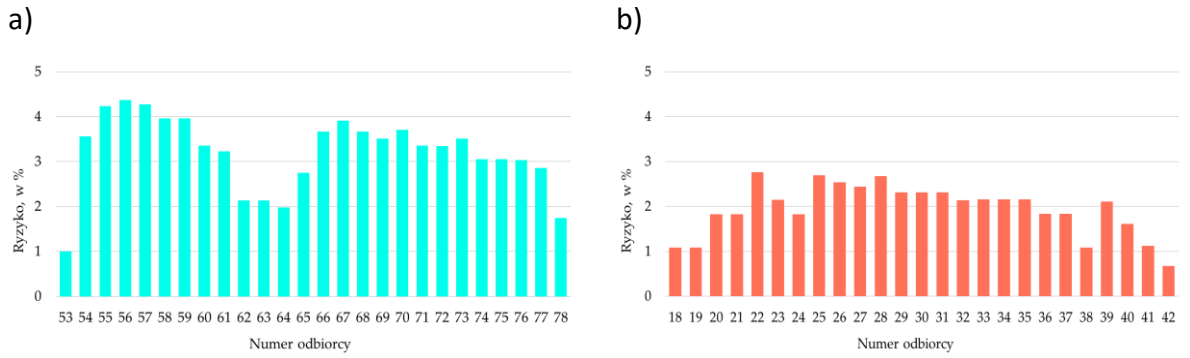
Funkcja celu		**Minimalizacja kosztów**	**Maksymalizacja neutralności finansowej**
Generacja PV	kWh	11 840	11 840
Obciążenie	kWh	7 900	7 900
Import energii	kWh	6 198	2 033
Eksport energii	kWh	8 861	4 725
Energia ładowania	kWh	6 648	5 484
Energia rozładowania	kWh	5 372	4 235
Początkowy poziom naładowania	%	10,3	41,7
Autokonsumpcja	%	30,4	37,9
Koszty	EUR	-582,7	-148,5

Przedstawione w tabeli 4.6 wyniki potwierdzają opisane wyżej obserwacje pracy pojedynczego magazynu energii w okresie kilu dni. Wynika z nich, że w przypadku pracy magazynów w sposób minimalizujący koszty energii, przez magazyny przepływało o ponad 20% więcej energii, niż przy ich pracy w sposób maksymalizujący neutralność finansową prosumentów. W tym przypadku średni dzienny początkowy poziom naładowania baterii

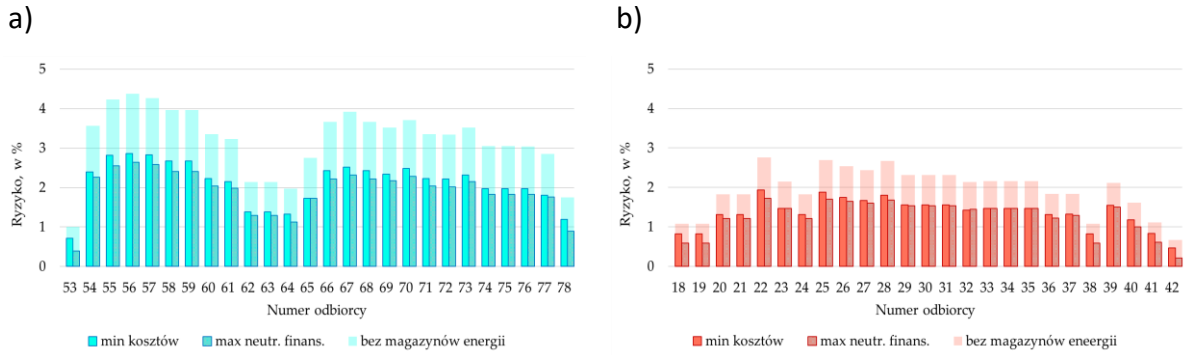
wynosił 10,1%, co potwierdza, że magazyn wykonał pełny cykl pracy praktycznie każdego dnia. Z kolei podczas pracy magazynów w sposób maksymalizujący neutralność finansową prosumentów średni początkowy poziom ich naładowania wyniósł ponad 40%. Oznacza to, że wykonywanych było mniej pełnych cykli pracy w ciągu roku, umożliwiając jednocześnie pokrycie zapotrzebowania na energię przez dłuższy czas z wykorzystaniem zmagazynowanej energii wygenerowanej przez źródło PV. Potwierdzeniem tego faktu jest również wyższy poziom autokonsumpcji (37,9% w porównaniu do 30,4%) i znacznie niższa wymiana z siecią (import około trzy razy, a eksport około dwa razy), niż w przypadku pracy magazynów zgodnie z profilami minimalizującymi koszty energii.

Rysunek 4.38 przedstawia wartości ryzyka obliczone dla odbiorców doświadczających długotrwałych przepięć przy braku magazynów. Ryzyko przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n w obwodzie nr 3 (turkusowy) zawierało się w przedziale od 1,00% do 4,37% (przekroczenie dopuszczalnego poziomu napięcia trwało od 88 do 383 godzin rocznie), ze średnią 3,21% (281 godzin). Natomiast w obwodzie nr 4 (pomarańczowy) ryzyko to wyniosło od 0,67% do 2,76% (napięcie było wyższe niż 253 V od 59 do 242 godzin rocznie), ze średnią 1,95% (171 godzin rocznie). Na rysunku 4.39 przedstawiono natomiast wyznaczone wartości ryzyka przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n dla odbiorców doświadczających przepięć długotrwałych przy sterowaniu magazynami w sposób minimalizujący koszty energii oraz w sposób maksymalizujący neutralność finansową prosumentów. W tabeli 4.7 zestawiono z kolei minimalne, maksymalne oraz średnie wartości ryzyk w obwodach w których ono występuje.

Przedstawione wyniki analiz potwierdzają korzystny wpływ prosumenckich magazynów energii na warunki pracy sieci niskiego napięcia. Przy pracy prosumenckich magazynów energii, dla każdego odbiorcy doświadczającego długotrwałych przepięć, ich czas trwania uległ znacznemu skróceniu, przy czym większa redukcja wystąpiła dla maksymalizacji neutralności finansowej prosumentów. W obwodzie nr 3 (turkusowy) średni czas trwania przepięć uległ skróceniu z 281 do 169 godzin (redukcja o 40%), a w obwodzie nr 4 (pomarańczowy) ze 171 do 111 godzin (redukcja o 35%). Z kolei dla minimalizacji kosztów średni czas trwania przepięcia w obwodzie w odwodzie nr 3 (turkusowy) uległ skróceniu do 186 godzin (redukcja o 34%), a w obwodzie nr 4 (pomarańczowy) uległ skróceniu do 120 godzin (redukcja o 30%). Z perspektywy całej sieć czas trwania przepięć długoterminowych został skrócony średnio o 38% przy maksymalizacji neutralności finansową prosumentów, oraz o 32% przy minimalizacji kosztów energii.



Rys. 4.38. Roczne ryzyko przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych dla układu bez magazynów w obwodzie a) nr 3 – turkusowy, b) nr 4 – pomarańczowy



Rys. 4.39. Roczne ryzyko przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych dla obu analizowanych sposobów pracy magazynów w obwodzie a) nr 3 – turkusowy, b) nr 4 – pomarańczowy

Tabela 4.7

Roczne ryzyko *R* (i odpowiadający mu czas trwania *T*) przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n dla odbiorców doświadczających przepięć długoterminowych w obwodzie nr 4 (pomarańczowy) i nr 3 (turkusowy).

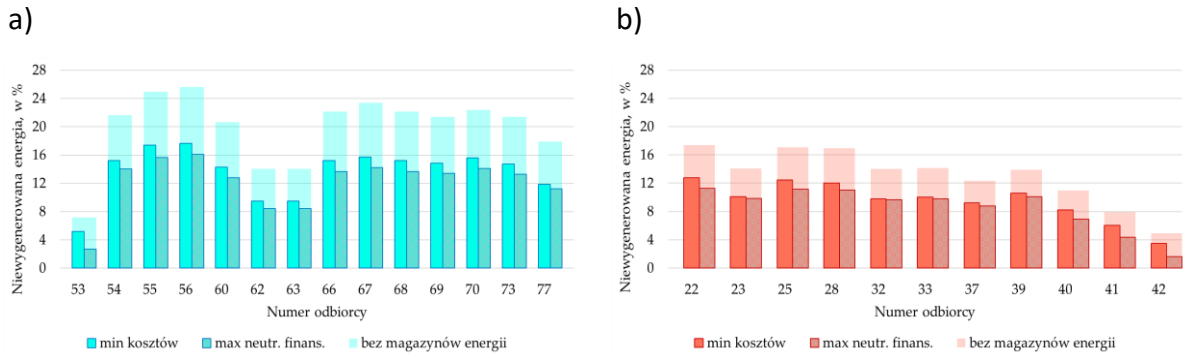
Obwód	**Wartość**	**Bez magazynów**		**Minimalizacja kosztów energii**		**Maksymalizacja neutralności finansowej**	
		R, w %	*T*, w h	*R*, w %	*T*, w h	*R*, w %	*T*, w h
Nr 3 turkusowy	Minimum	1,00	88	0,72	63	0,39	34
	Średnia	3,21	281	2,12	186	1,93	169
	Maksimum	4,37	383	2,87	251	2,64	231
Nr 4 pomarańczowy	Minimum	0,67	59	0,47	41	0,22	19
	Średnia	1,95	171	1,36	120	1,26	111
	Maksimum	2,76	242	1,94	170	1,72	151

Na podstawie uzyskanych wyników symulacji obliczono również całkowitą ilość energii, jaką poszczególne źródła PV wygenerowały w godzinach, w których napięcie przekraczało 1,1 U_n. W tym celu w symulacjach założono, że zabezpieczenia nadnapięciowe falowników nie działały. Obliczone w ten sposób wartości określają maksymalną ilość niewygenerowanej energii przez każdego prosumenta w wyniku wyłączenia mikroinstalacji PV (przyjęto założenie, że u wszystkich prosumentów źródła PV nie będą pracować w czasie, gdy napięcie przekracza wartość dopuszczalną). W obwodzie nr 3 (turkusowy) niewygenerowana energia zawierała się w przedziale od 7,2% do 25,6% (średnio 19,9%) rocznej generacji poszczególnych prosumentów, podczas gdy w obwodzie nr 4 (pomarańczowy) było to od 5,0% do 17,4%. Powodem tak znacznych wartości potencjalnie niewygenerowanej energii jest wysoka generacja źródeł PV w tym czasie (średnia generacja w godzinach, w których napięcia przekroczyły 1,1 U_n, wahała się od 73% do 90% mocy znamionowej poszczególnych źródeł PV). W przypadku braku szczegółowych danych o godzinowych ilościach energii niewygenerowanej (ENG_{PV}) w wyniku wyłączenia źródła PV przez zabezpieczenie nadnapięciowe, jej roczną ilość (w % całkowitej generacji) można również oszacować wykorzystując zależność:

$$ENG_{PV} = R \cdot \frac{P_{avg}}{CF}, \tag{4.4}$$

gdzie: R to wyznaczone z zależności (3.4) ryzyko przekroczenia napięcia powyżej 1,1 U_n, P_{avg} to średnia generacja mikroinstalacji fotowoltaicznej w godzinach, w których napięcie przekroczyło 1,1 U_n (w % mocy znamionowej źródła), a CF to roczny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej analizowanego źródła (w %).

Pozytywny wpływ zastosowania prosumenckich magazynów energii ma również odbicie w wolumenie potencjalnie niewygenerowanej energii ze źródeł PV. Uzyskane efekty dla prosumentów doświadczających długotrwałych przepięć przedstawiono na rysunku 4.40 oraz w tabeli 4.8. Dla maksymalizacji neutralności finansowej prosumentów, w obwodzie nr 3 (turkusowy) średnia ilość niewygenerowanej energii uległa zmniejszeniu z 19,9% do 12,3% (redukcja o 38%), a w obwodzie nr 4 (pomarańczowy) z 13,1% do 8,6% (redukcja o 34%). W przypadku pracy magazynów minimalizującej koszty energii, wartości te wyniosły 13,7% w obwodzie nr 3 (turkusowy), redukcja o 31%, i 9,5% w obwodzie nr 4 (pomarańczowy), redukcja o 27%. Z punktu widzenia całej sieci ilość niewygenerowanej energii zmniejszyła się średnio o 37% przy maksymalizacji neutralności finansową prosumentów, oraz o 30% przy minimalizacji koszty energii.



Rys. 4.40. Roczna potencjalnie niewygenerowana energia u prosumentów doświadczających przepięć długoterminowych dla obu analizowanych sposobów pracy magazynów w obwodzie a) nr 3 - turkusowy, b) nr 4 - pomarańczowy

Tabela 4.8

Roczne wolumeny potencjalnie niewygenerowanej energii w stosunku do rocznej produkcji, wynikające z wyłączenia źródeł PV przez zabezpieczenia nadnapięciowe

Obwód	**Wartość**	**Bez magazynów, w %**		**Minimalizacja kosztów energii, w %**		**Maksymalizacja neutralności finansowej, w %**	
Nr 3 turkusowy	Minimum	7,2	5,2	2,7	7,2	5,2	2,7
	Średnia	19,9	13,7	12,3	19,9	13,7	12,3
	Maksimum	25,6	17,7	16,1	25,6	17,7	16,1
Nr 4 pomarańczowy	Minimum	5,0	3,5	1,6	5,0	3,5	1,6
	Średnia	13,1	9,5	8,6	13,1	9,5	8,6
	Maksimum	17,4	12,8	11,3	17,4	12,8	11,3

Podsumowując ostatnią część badań można stwierdzić, że w przypadku przeanalizowanej rzeczywistej sieci nN pracującej bez magazynów energii długotrwałe przepięcia mogą dotknąć ponad jedną trzecią odbiorców z niej zasilanych i trwać od 59 do 383 godzin rocznie (średnio 237 godzin rocznie). Zastosowanie rozproszonych magazynów energii zainstalowanych u wybranych prosumentów poprawiło warunki napięciowe w analizowanym układzie. Poprawa ta wynika ze zmiany bilansu energii elektrycznej przepływającej pomiędzy prosumentem, a siecią OSD. Porównując efekty pracy magazynów sterowanych zgodnie z profilami minimalizującymi koszty energii lub maksymalizującymi neutralność finansową prosumentów, można stwierdzić, że w obu przypadkach liczba odbiorców doświadczających przepięć długotrwałych nie uległa zmianie, jednakże czas ich trwania uległ znacznemu

skróceniu. Lepsze wyniki osiągnięto przy maksymalizacji neutralności finansowej prosumentów, gdzie czas trwania przepięć wyniósł od 19 do 231 godzin rocznie (średnio 146 godzin), w porównaniu z wartościami od 41 do 251 godzin rocznie (średnio 159 godzin) przy minimalizacji kosztów. Oznacza to, że średni czas trwania przepięć długotrwałych został skrócony o 38% przy pracy magazynów w sposób maksymalizujący neutralność finansową prosumentów oraz o 32% przy pracy tych urządzeń zgodnej z minimalizacją kosztów energii.

Przy pracy prosumenckich magazynów energii zmniejszeniu uległ również wolumen potencjalnie niewygenerowanej energii przez źródła PV, który dla sieci pracującej bez tych urządzeń był równy od 5,0% do 25,6% całkowitej rocznej produkcji (średnio 16,9%). Przy pracy magazynów według profili maksymalizujących neutralność finansową prosumentów średnia ilość niewygenerowanej energii w całej sieci została zmniejszona z 16,9% do 10,7% (redukcja o 37%), a przy minimalizacji kosztów energii do 11,9% (redukcja o 30%). Uzyskane skrócenie przerw w wytwarzaniu energii ze źródeł PV przy sprzyjających warunkach atmosferycznych przynosi wymierny efekt dla każdego prosumenta, który ponosi mniejsze straty finansowe wynikające z zakłócenia pracy jego mikroinstalacji PV.

5. PODSUMOWANIE

Dynamiczny rozwój prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych, obserwowany na przestrzeni kilku ostatnich lat, nie obył się bez ich wpływu na pracę sieci rozdzielczych niskiego napięcia. Zwykle przez większą część roku współpraca mikroinstalacji PV z siecią odbywa się bez zakłóceń, a wartości parametrów charakteryzujących pracę sieci nN mieszczą się w dopuszczalnych granicach. W pewnych okresach uwidacznia się jednak negatywny wpływ tych źródeł, polegający na niekorzystnej zmianie warunków pracy sieci. Ma to miejsce przede wszystkim w okresach wysokiej generacji PV, przy jednocześnie niskim zapotrzebowaniu na energię elektryczną przez odbiorców. Występowanie zakłóceń w pracy sieci zależy głównie od mocy zainstalowanej źródeł PV oraz od miejsca przyłączenia prosumentów w sieci. Przy niekorzystnym zbiegu tych czynników dochodzi do przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci, trwających nierzadko kilka godzin w ciągu doby, w szczególności do wzrostu napięcia powyżej wartości maksymalnych dla sieci nN, tj. 1,1 U_n, i ma to miejsce głównie u odbiorców zlokalizowanych w głębi sieci. Dodatkowo pojawiają się tzw. przepływy odwrotne mocy czynnej, wzrasta ryzyko przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej niektórych elementów sieci oraz następuje wzrost niesymetrii i strat energii.

Z punktu widzenia odbiorcy największy problem stanowią przepięcia długoterminowe, zwiększające ryzyko uszkodzenia urządzeń RTV/AGD oraz powodujące wyłączanie źródeł PV przez zabezpieczenia nadnapięciowe zainstalowane w falownikach. Skutkiem tego są przerwy w wytwarzaniu energii, pomimo sprzyjających warunków atmosferycznych, co wiąże się ze stratami finansowymi dla prosumentów. Dla OSD natomiast główny problem to przepływy odwrotne, głównie przez transformatory SN/nN oraz wzrost strat, co przekłada się na zwiększenie wskaźnika różnicy bilansowej. Jak wcześniej wspomniano, powodem wymienionych zjawisk jest specyficzny bilans energii u prosumentów podczas generacji PV oraz niska wartość współczynnika autokonsumpcji. Przeprowadzone badania na testowym modelu sieci potwierdziły wskazane powyżej problemy.

Wychodzą naprzeciw problemom z jakimi muszą mierzyć się operatorzy systemów dystrybucyjnych, w ramach zrealizowanych prac opracowano metodę wyznaczania ryzyka przekroczenia normalnych (dopuszczalnych) warunków pracy sieci nN w wyniku pracy źródeł PV. Umożliwia ona m.in. określenie maksymalnej zdolności przyłączeniowej sieci, tzw. hosting capacity, przy założonym rocznym poziomie ryzyka przekroczenia poszczególnych parametrów charakteryzujących jej pracę. Natomiast informacja o ryzyku przekroczenia maksymalnej wartości napięcia w poszczególnych węzłach sieci przy zadanej wartości stopnia nasycenia sieci źródłami PV (współczynnika α) pozwala na oszacowanie czasu trwania wyłączeń falowników, a co za tym idzie braku generacji energii, pomimo sprzyjających warunków pogodowych. Taka informacja powinna pozwolić inwestorom lepiej oszacować czas zwrotu nakładów poniesionych na budowę źródła PV.

Opracowana metoda wyznaczania ryzyka daje ponadto OSD możliwość lepszego reagowania na zmieniające się warunki pracy sieci. Operator, zakładając pewną ścieżkę rozwoju mikroinstalacji PV, może oszacować przyszłe ryzyko i z wyprzedzeniem uwzględnić w swoich planach inwestycyjnych zadania poprawiające warunki pracy sieci, przy czym efektywność poszczególnych rozwiązań jest różna i zależy od specyfiki danego układu sieciowego, a dzięki opracowanej metodzie można dokonać oceny efektów zastosowania danego rozwiązania i wybrać optymalne pod kątem techniczno-ekonomicznym.

Przeprowadzone badania, tym razem na rzeczywistej sieci rozdzielczej nN z zainstalowanymi źródłami PV, potwierdziły zasadność możliwych do zastosowania rozwiązań technicznym służących do poprawy parametrów jej pracy, w szczególności pozwalających na obniżenie poziomów przepięć długoterminowych u odbiorców. Należy jednak wskazać, że

większość z możliwych do zastosowania rozwiązań technicznych nie eliminuje podstawowej przyczyny jaką jest specyficzny lokalny bilans energetyczny wynikający z niskiego obciążenia i wysokiej generacji fotowoltaicznej. Pożądanym jest zatem dążenie do zwiększenie zużycia energii w miejscu jej wytwarzania, w czasie w którym to wytwarzanie następuje.

Zwiększenie autokonsumpcji wytwarzanej energii można uzyskać poprzez odpowiednie sterowanie wybranymi odbiornikami posiadanymi przez prosumenta, ale przede wszystkim przez wykorzystanie zasobnika energii elektrycznej przyłączonego w układzie zasilania prosumenta. Taki sposób zainstalowania magazynów energii likwiduje przyczynę wzrostu napięcia, jaką jest nadmierna ilość mocy wprowadzanej do sieci. Istotną kwestią determinującą poziom obniżenia napięcia jest sposób sterowania magazynami energii.

Dostępnych jest wiele metod sterowania bateryjnymi magazynami energii. Od relatywnie prostych polegających na ładowaniu i rozładowywaniu ze stałą mocą w ustalonych godzinach, przy czym z uwagi na zmienność generacji PV i zapotrzebowania na energię jest to jednak mało elastyczne rozwiązanie [79]. Można również w taki sposób sterować pracą magazynu, aby reagował on na zmiany napięcia, dostosowując swoją pracę do aktualnych warunków panujących w sieci [80]. Stawiając sobie natomiast za punkt wyjścia maksymalizację żywotności ogniw, na co wpływ ma temperatura ich pracy, liczba cykli i minimalny poziom naładowania, metodę sterowania można zoptymalizować pod takim właśnie kątem [81,82]. Bazując na prognozach pogody oraz cenach energii elektrycznej w kolejnym dniu, jak również na prognozowanym zapotrzebowaniu na energię elektryczną, sterowanie może odbywać się w sposób predykcyjny, aby zapewnić jak najlepszy poziom wykorzystania ich pojemności przy zmiennych warunkach [82]. Jednak najczęściej producenci magazynów energii implementują w ich algorytmach sterowania prostą metodę bazującą na regułach logicznych, której celem jest minimalizacja bieżącej wymiany energii z siecią elektroenergetyczną. Taki sposób sterowania zwykle powoduje, że magazyn energii rozpoczyna ładowanie już w początkowych godzinach generacji PV i podczas szczytu tej generacji jest w pełni naładowany, podczas gdy właśnie w tym okresie jego ładowanie jest najbardziej pożądane z punktu widzenia łagodzenia niekorzystnych oddziaływań źródeł PV na pracę sieci nN.

Wyniki przeprowadzonych badań wykazały zdolność rozproszonych magazynów energii do wpływania na poziomy napięć w rzeczywistej sieci nN, w szczególności na skrócenie czasu trwania przepięć długoterminowych oraz obniżenie ich poziomów. W pracy przeanalizowano dwa sposoby sterowania prosumenckimi magazynami z wykorzystaniem indywidualnych

systemów zarządzania energią w budynkach (HEMS – Home Energy Management System) bazujących na metodzie optymalizacji, z uwzględnieniem dynamicznych cen energii elektrycznej kształtowanych przez mechanizmy rynkowe. Stwierdzono, że efektywność zastosowania prosumenckich magazynów energii do poprawy warunków pracy sieci nN, w szczególności do obniżenia napięć, jest uzależniona od metody sterowania tymi urządzeniami. Lepsze efekty uzyskano wtedy, gdy funkcją celu realizowaną przez system sterowania magazynem była neutralnośc finansowa prosumenta. Zatem zastosowanie tego rozwiązania w praktyce, w połączeniu z innymi dostępnymi metodami regulacji napięcia w sieci niskiego napięcia, powinno przyczynić się do redukcji długotrwałych przepięć generowanych przez prosumenckie mikroinstalacje fotowoltaiczne. W rezultacie poprawie ulegną parametry pracy sieci nN, co pozwoli na dalszy, nieprzerwany rozwój tego segmentu odnawialnych źródeł energii.

6. BIBLIOGRAFIA

Wymienione poniżej pozycje literaturowe zostały bezpośrednio przywołane w tekście autoreferatu. Uzupełnienie spisu literatury wykorzystanej podczas realizacji pracy doktorskiej stanowią pozycje cytowane w poszczególnych artykułach naukowych stanowiących rozprawę doktorską.

1. PTPiREE: Mikroinstalacje w Polsce, https://ptpiree.pl/mikroinstalacje-w-polsce/
2. Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy - Prawo energetyczne, Dz.U. 2015 poz. 2365
3. Ustawa z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2021 poz. 2376
4. Markiewicz H.: Instalacje elektryczne, wydanie piąte, WNT Warszawa, 2003
5. Norma SEP N SEP-E-002. Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych. Podstawy planowania
6. Maciąg Ł., Dukat P., Bielecki S., Skoczkowski T.: Moce szczytowe, a współczynniki jednoczesności. Weryfikacja normy SEP-E-002 w oparciu o dane pomiarowe z inteligentnych liczników konsumenckich dla osiedli mieszkaniowych oraz budynków wielorodzinnych, Energia Elektryczna, 7, 2020
7. Wójcicki R.: Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej ochronie kontrolnej, Rynek Energii, 1, 2020
8. Fernández G., Galan N., Marquina D., Martínez D., Sanchez A., López P., Bludszuweit H., Rueda J.: Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids. Energies, 2020, 13 (17), 4347, doi:10.3390/en13174347
9. Gandhi O., Kumar D.S., Rodríguez-Gallegos C.D., Srinivasan D.: Review of power system impacts at high PV penetration. Part I: Factors limiting PV penetration, Solar Energy, 2020, 210, doi:10.1016/j.solener.2020.06.097
10. Korab R., Połomski M., Smołka M.: Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation, Energies 2022, 15, 1969, doi:10.3390/en15061969
11. Korab R., Połomski M., Smołka M.: Wpływ źródeł PV na pracę sieci nN, Śląskie Wiadomości Elektrotechniczne, 5’2021 (137)

12. Singh R., Tripathi P. and Yatendra K.: Impact of Solar Photovoltaic Penetration In Distribution Network, RDCAPE, 2019, doi:10.1109/RDCAPE47089.2019.8979014
13. Upadhyay P., Kern J., Vadlamani V.: Impact of Reverse Power Flow on Transformer, CIGRE Sci. Eng., 2020, 19
14. Watson, J.D., Watson, N.R., Santos-Martin, D., Wood, A.R., Lemon, S. and Miller, A.J.: Impact of Solar Photovoltaics on the Low-Voltage Distribution Network in New Zealand, IET GTD, 2016, 10, doi:10.1049/iet-gtd.2014.1076
15. Pijarski P., Kacejko P., Adamek S.: Analysis of Voltage Conditions in Low Voltage Networks Highly Saturated with Photovoltaic Micro Installations, Acta Energetica 3/36 (2018), doi: 10.12736/issn.2300-3022.2018301
16. Hanzelka Z., Piątek K. (red.): Instalacje fotowoltaiczne w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2024, https://doi.org/10.53271/2023.096
17. Aziz T., Ketjoy N., PV penetration limits in low voltage networks and voltage variations, IEEE Access, August 2017, doi:10.1109/ACCESS.2017.2747086
18. Wancerz M., Miller P.: Problemy napięciowe w instalacjach niskiego napięcia z dużą koncentracją mikroźródeł, Przegląd Elektrotechniczny, nr 7/2089 doi:10.15199/48.2018.07.08
19. Zawodniak J.: Procesy starzeniowe w izolacji kablowej oraz linii napowietrznej w przewodach niepełnoizolowanych. Automatyka-Elektryka-Zakłócenia vol.9, nr 1(31) 2018, marzec, doi:10.17274/AEZ.2018.31.08
20. Chojnacki A.: Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2013
21. Krzemiński Z., Kołpacki B.: Sieci dystrybucyjne o dwukierunkowym przepływie energii, Przegląd Elektrotechniczny, nr 5/2023, doi:10.15199/48.2023.05.28
22. Majeed I., Nwulu N., Impact of Reverse Power Flow on Distributed Transformers in a Solar-Photovoltaic-Integrated Low-Voltage Network, Energies 2022, 15, 9238, doi.org/10.3390/en15239238
23. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A.
24. Topolski Ł., Woźny K., Hanzelka Z.: Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć, Przegląd elektrotechniczny, nr 9/2019, doi:10.15199/48.2019.09.39

25. Krzemiński, Z.: Regulacja napięcia w sieci nN z rozproszonymi źródłami energii, Przegląd elektrotechniczny, nr 5/2020, doi:10.15199/48.2020.05.06
26. Kreuwel F.P.M., Mol W.B., Vilà-Guerau de Arellano J., van Heerwaarden C.C.: Characterizing solar PV grid overvoltages by data blending advanced metering infrastructure with meteorology, Solar Energy, Volume 227, 2021, https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.09.009
27. Seljeseth H., Rump T., Haugen L.: Overvoltage Immunity of Electrical Appliances – Laboratory Test Results from 60 Appliances, 21st International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Frankfurt, 6-9 June 2011, http://www.cired.net/publications/cired2011/part1/papers/CIRED2011_0946_final.pdf
28. David J., Elphick S., Crawford M.: Cause and effect of overvoltage on the LV network, 2017, Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Melbourne, VIC, Australia, 2017, doi.org/10.1109/AUPEC.2017.8282441
29. David J., Ciufo P., Elphick S., Robinson D.: Preliminary Evaluation of the Impact of Sustained Overvoltage on Low Voltage Electronics-Based Equipment, Energies 15, no. 4, 1536, 2022, doi.org/10.3390/en15041536
30. https://www.brewa.pl/strefa-wiedzy/sposoby-na-obnizenie-napiecia-w-sieci.html
31. https://enerad.pl/zmiana-kraju-na-falowniku-jak-to-zrobic/
32. Kujszczyk S., Marzecki J. i inni.: Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, Tom I-II, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1994
33. Marzecki J.: Strategia rozwoju terenowych sieci elektroenergetycznych niskiego i średniego napięcia. Energetyka – 5/2007
34. Zawodniak J., Słupowe stacje transformatorowe dawniej i dziś, Przegląd Budowlany, 6/2011
35. Dołęga W., Wiejskie stacje elektroenergetyczne SN, Energetyka - 5/2017
36. Popczyk J., Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 1980
37. Marzecki J.: Elektroenergetyczne sieci terenowe. Wybrane zagadnienia, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2017
38. Telefonica, katalog produktów, https://www.tele-fonika.com/produkty?tab=kable-niskich-napiec

39. NKT, katalog produktów, https://www.nkt.com.pl/produkty-rozwiazania/niskie-napiecie/kable-1-kv
40. Standard techniczny nr 18/2016 dla warunków budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych nN na ternie TAURON Dystrybucja S.A. (wersja druga), Kraków, październik 2019
41. Standard techniczny nr 38/2021 warunków budowy elektroenergetycznych linii kablowych nN na ternie TAURON Dystrybucja S.A. (wersja pierwsza), Kraków, lipiec 2021
42. Standard techniczny nr 5/2014 dla transformatorów rozdzielczych SN/nN do zabudowy w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. (wersja druga), Kraków, lipiec 2021
43. Dołęga W., Wiejskie stacje elektroenergetyczne SN, Energetyka, 2017, nr 5
44. Dołęga W.: Krajowe stacje SN - przegląd rozwiązań i technologii, Przegląd Elektrotechniczny, nr 2/2023, doi:10.15199/48.2023.02.58
45. Dołęga W.: Przegląd krajowych rozwiązań kontenerowych stacji transformatorowych SN/nn, Elektro Info 2011, nr 12, s. 44-48.
46. Dołęga W.: Przegląd krajowych rozwiązań słupowych stacji elektroenergetycznych SN/nN, Elektroinstalator, 2017, nr 2, s. 15-19
47. Standard techniczny nr 17/2016 - stacje transformatorowe prefabrykowane SN/nN do stosowania w TAURON Dystrybucja S.A. (wersja piąta), Kraków, marzec 2021
48. Standard techniczny nr 25/2017 - stacje transformatorowe słupowe SN/nN do stosowania w TAURON Dystrybucja S.A. (wersja pierwsza), Kraków, październik 2017
49. Standard techniczny nr 35/2020 - stacje transformatorowe SN/nN w pomieszczeniach budynków do stosowania w TAURON Dystrybucja S.A. (wersja pierwsza), Kraków, maj 2021
50. Standard techniczny nr 40/2021 - stacje transformatorowe prefabrykowane podziemne SN/nN do stosowania w TAURON Dystrybucja S.A. (wersja pierwsza), Kraków, lipiec 2021
51. ZPUE, katalog produktów, https://zpue.pl/kontenerowe-stacje-transformatorowe
52. Elektromontaż Lublin, katalog produktów, https://elektromontaz-lublin.pl/kategorie-ofert/oferta-produkcyjna/
53. Mateo C., Prettico G., Gomez T., Cossent R., Gangale F., Frias P., Fulli G.: European representative electricity distribution networks, Electrical Power and Energy Systems 99 (2018), doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.027

54. Koirala A., Suarez-Ramon L., Bassam M., Arboleya P.: Non-synthetic low voltage test system, Electrical Power and Energy Systems 118 (2020), doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105712
55. Palmintier B., Elgindy T., Mateo C., Postigo F., Gomez T., de Cuadra F., Duenas Martinez P., Experiences developing large-scale synthetic U.S.-style distribution test systems, Electric Power Systems Research, 190 (2021), doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106665
56. CIGRE Technical Brochure: Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Task Force C6.06, 2014.
57. Wenzhong Gao D., Muljadi E., Tian T., Miller M.: Software Comparison for Renewable Energy Deployment in a Distribution Network, Technical Report, NREL/TP-5D00-64228, February 2017
58. https://www.epri.com/pages/sa/opendss
59. https://www.gridlabd.org/
60. https://www.eaton.com/us/en-us/products/utility-grid-solutions/software-modules/distribution-system-analysis-package-CYMDIST.html
61. https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html
62. Głowacki F., Koseda H.: Oprogramowanie DigSilent Power Factory jako wsparcie techniczne w analizach dla prób systemowych, Wiadomości Elektrotechniczne, Rocznik 2014, R. 82, nr 9
63. https://www.youtube.com/watch?v=RGbfIfhGcRg&list=PLcOap2oqW_gEMEVH9dg2HoXJ4NvydfsZM
64. Waithiru K., Rok Lim J., Sub Won C., Keun Ahn H.: Prediction Model of Photovoltaic Module Temperature for Power Performance of Floating PVs, Energies 2018, 11, doi:10.3390/en11020447
65. Kurtz, S.; Whitfield, K.; Miller, D.; Joyce, J.;Wohlgemuth, J.; Kempe, M.; Dhere, N.; Bosco, N.; Zgonena, T.: Evaluation of high-temperature exposure of rack mounted photovoltaic modules. In Proceedings of the 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Philadelphia, PA, USA, 7–12 June 2009; pp. 2399–2404.
66. Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Ocena efektywności generacji energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych odbiorców przemysłowych, Przegląd Elektrotechniczny, nr 10/2019, doi:10.15199/48.2019.10.13

67. https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow
68. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. 2025 poz. 919
69. Hałuj A., Ilba M., Lityński P., Majewski K., Semczuk M., Serafin P.: Photovoltaic Solar Energy from Urban Sprawl: Potential for Poland, Energies 2021, 14, 8576 , doi.org/10.3390/en14248576
70. https://sunlifefotowoltaika.pl/wpis/naslonecznienie-w-polsce-analiza-i-wplyw-na-dzialanie-fotowoltaiki
71. https://heliosstrategia.pl/en/insolation-in-poland-where-is-the-best-place-to-build-solar-farms/
72. https://qgis.org/
73. https://www.openstreetmap.org/#map=8/51.131/18.916
74. Mól. K.: Symulator pracy sieci niskiego napięcia współpracującej ze źródłami fotowoltaicznymi, Praca magisterska, Gliwice, 2024
75. Mnich T.: Podobciążeniowy układ regulacji w transformatorach rozdzielczych. Przegląd Elektrotechniczny, nr 11/2020, doi:10.15199/48.2020.11.06
76. Ozorowski M., Jałoza R.: Poprawa parametrów jakościowych sieci zasilającej nN z dużym nasyceniem mikroinstalacji PV i stacji ładowania EVC, Wiadomości Elektrotechniczne, 2020, R.88, nr 5, doi:10.15199/74.2020.5.3
77. Topolski Ł., Schab W., Flirt A., Piątek K.: Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybranej parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica, Przegląd Elektrotechniczny, nr 3/2020, doi:10.15199/48.2020.03.05
78. Korab R., Połomski M., Naczyński T.: Optimal Scheduling of Energy Storage and Shiftable Loads in Grid-Connected Residential Buildings with Photovoltaic Micro-Installations. Energies 2024, 17, 5264, doi.org/10.3390/en17215264
79. Chen P., Cui W., Shang J., Xu B., Li C. Lun D.: Control Strategy of Multiple Battery Energy Storage Stations for Power Grid Peak Shaving, Appl. Sci. 2025, 15, 8656, doi.org/10.3390/app15158656

80. https://nenpower.com/blog/what-control-strategies-are-most-effective-for-lithium-ion-batteries-in-frequency-regulation/
81. Yunusov T., Zangs M., Holderbaum W.: Control of Energy Storage, Energies 2017, 10, 1010, doi:10.3390/en10071010
82. Fortenbacher F., Ulbig A., Anderssom G.: Optimal Placement and Sizing of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids Using Receding Horizon Control Strategies, IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 33, Issue: 3, May 2018), doi: 10.1109/TPWRS.2017.2746261

ZAŁĄCZNIK 1

ZBIÓR POWIĄZANYCH TEMATYCZNIE ARTYKUŁÓW NAUKOWYCH STANOWIĄCYCH ROZPRAWĘ DOKTORSKĄ

Z1.1 Korab R., Połomski M., Smołka M.: Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia. Śląskie Wiadomości Elektryczne, nr 5’2021 (137)

Z1.2 Korab R., Połomski M., Smołka M.: Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation. Energies 2022, 15, 1969; https://doi.org/10.3390/en15061969

Z1.3 Korab R., Połomski M., Smołka M., Cieślik D.: Wpływ prosumenckich instalacji fotowoltaicznych na pracę sieci rozdzielczej niskiego napięcia. Przegląd Elektrotechniczny nr 1/2024; doi:10.15199/48.2024.01.66

Z1.4 Smołka M., Korab R., Połomski M.: Ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci niskiego napięcia z dużym udziałem prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych. Rynek Energii, Nr 1 (170) – 2024.

Z1.5 Korab R., Smołka M.: Wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Monografia Senatu RP po konferencji naukowej „Polska energetyka w drodze do neutralności klimatycznej”,

Z1.6 Smołka M., Korab R., Połomski M.: Minimalizacja wpływu prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia. Przegląd Elektrotechniczny nr 10/2024; doi:10.15199/48.2024.10.01

ZAŁĄCZNIK 2

WYSTĄPIENIA PREZENTUJĄCE WYNIKI PROWADZONYCH PRAC NAUKOWO-BADAWCZYCH

Z2.1 Ogólnopolska konferencja naukowo – technicznej „Fotowoltaika dziś i jutro", 26-27 maja 2021 roku. Tytuł wystąpienia: „Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia"

Z2.2 Seminarium Naukowego podobszaru POB 6.11: Strategia zrównoważonego rozwoju energetyki i energetyka gazowa, 30 czerwca 2021 roku. Tytuł wystąpienia: „Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia"

Z2.3 Seminarium Katedry Elektroenergetyki i Sterowania Układów Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej z dnia 8 grudnia 2021 roku. Tytuł wystąpienia: „Analiza pracy sieci dystrybucyjnej nN z uwzględnieniem generacji fotowoltaicznej źródeł prosumenckich"

Z2.4 Konferencja „Przesył, dystrybucja i użytkowanie energii elektrycznej w horyzoncie 2050 roku" organizowana przez Przewodniczącego Komisji Nadzwyczajnej ds. Klimatu Senatu RP, Komitet Problemów Energetyki PAN oraz Komitet Elektrotechniki PAN z dnia 18 kwietnia 2023 roku. Tytuł wystąpienia: „Wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia",

Z2.5 Konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce - APE'23 organizowana przez Politechnikę Gdańską w dniach 21-22 czerwca 2023 roku. Tytuł wystąpienia: „Wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia"

Z2.6 I Konferencja Naukowa Energetyki Rozproszonej (KNER'2023) organizowana przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie w dniu 26 września 2023 roku. Udział w sesji posterowej: „Symulacja pracy sieci dystrybucyjnej nN z dużym udziałem instalacji prosumenckich - ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci"

Z2.7 Seminarium Katedry Elektroenergetyki i Sterowania Układów Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej z dnia 5 czerwca 2024 roku. Tytuł wystąpienia „Wpływ prosumenckich instalacji fotowoltaicznych na pracę rozdzielczej sieci niskiego napięcia"





dr hab. inż. Roman Korab, prof. PŚ
dr inż. Marcin Połomski
POLITECHNIKA ŚLĄSKA
mgr inż. Marcin Smołka
TAURON POLSKA ENERGIA SA

Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia

Streszczenie: *W artykule przedstawiono wpływ źródeł fotowoltaicznych na wybrane parametry charakteryzujące pracę sieci niskiego napięcia. Do analiz wybrano sieć kablową zasilającą odbiorców komunalno-bytowych, będącą częścią sieci testowej CIGRE. Symulacje wykonano przy wykorzystaniu programu OpenDSS, dla dwóch poziomów mocy zainstalowanej w prosumenckich mikroinstalacjach fotowoltaicznych. Przeanalizowano wpływ generacji fotowoltaicznej na poziomy napięć, rozpływ prądów oraz straty energii.*

Influence of photovoltaic sources on the operation of low voltage network

Summary: *The article presents the influence of photovoltaic sources on selected parameters characterizing the operating conditions of a low voltage network. A cable network supplying residential consumers was chosen for the analyzes (the network is part of the CIGRE test network). The simulations were carried out by using the OpenDSS software, for two levels of installed capacity in photovoltaic micro-installations. The influence of photovoltaic generation on voltage levels, current flows, and energy losses was analyzed.*

WPROWADZENIE

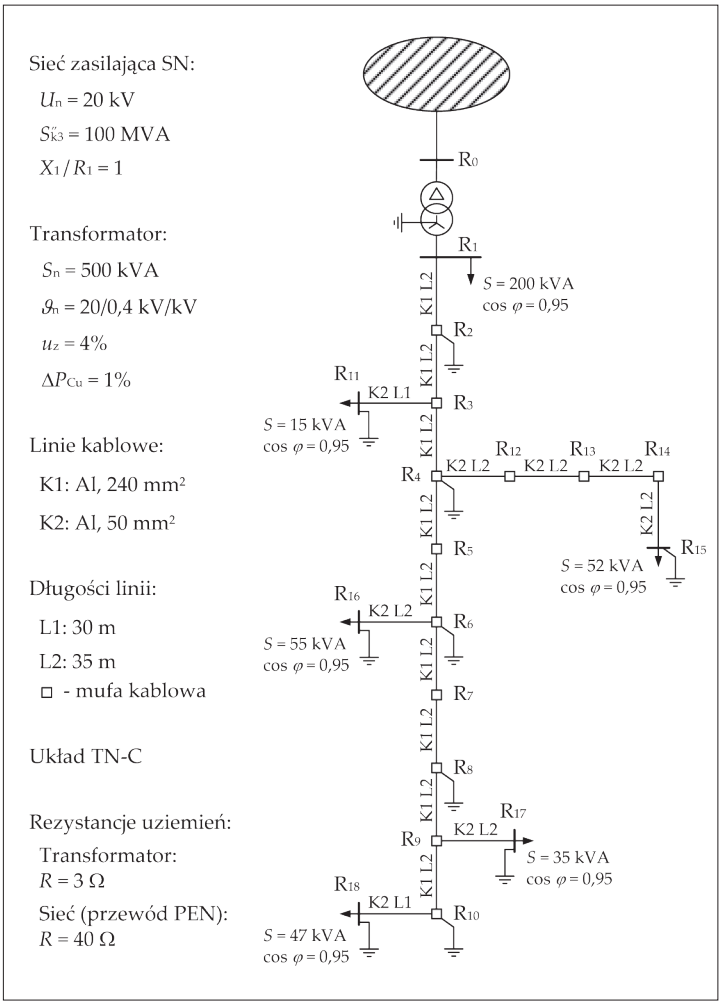
W ostatnich kilku latach w Polsce ma miejsce dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach fotowoltaicznych (PV), przyłączanych do sieci niskiego napięcia (nN) [1]. Ponieważ odbiorcy komunalno-bytowi wyposażeni w źródła PV (prosumenci) na bieżące potrzeby zużywają średnio tylko około 30% produkowanej przez siebie energii [2], to w konsekwencji pojawiają się okresy, w których generacja przewyższa zapotrzebowanie. Nadmiar generowanej energii jest oddawany, przy czym zwykle nie do rzeczywistego (fizycznego) magazynu, ale do magazynu wirtualnego, jakim jest sieć elektroenergetyczna. Przy niewielkim udziale prosumentów w sumarycznym zapotrzebowaniu odbiorców na danym obszarze, wprowadzane nadwyżki energii nie zaburzają pracy sieci. Jednak przy dużej łącznej mocy instalacji fotowoltaicznych okresowo mogą pojawić się pewne negatywne zjawiska w pracy sieci nN. Można do nich zaliczyć [3-6]:

- zwiększenie zmienności i przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć oraz pogłębienie się niesymetrii,
- wzrost prądu obciążenia, niekiedy powyżej prądu dopuszczalnego długotrwale dla danego elementu sieci,
- wzrost strat sieciowych,
- pojawienie się odwrotnych przepływów mocy, np. z sieci niskiego do sieci średniego napięcia (SN).

W artykule, na przykładzie sieci testowej nN, pokazano wpływ źródeł fotowoltaicznych na wybrane parametry charakteryzujące pracę tej sieci.

SIEĆ TESTOWA I ŚRODOWISKO SYMULACYJNE

Wykorzystana w analizach sieć nN pochodzi z broszury technicznej CIGRE [7], zawierającej modele sieci testowych różnych napięć i konfiguracji, rekomendowane do badania wpływu źródeł rozproszonych na pracę sieci elektroenergetycznych. Schemat sieci, wraz z parametrami poszczególnych elementów ją tworzących, przedstawiono na rysunku 1. Jest to trójfazowa sieć kablowa, o typowej konfiguracji stosowanej w Europie (układ TN-C), zasilająca odbiorców komunalno-bytowych. Na rysunku 1 podano również moce szczytowe odbiorów kompleksowych, reprezentujących grupy odbiorców zasilanych z poszczególnych węzłów. Podane wartości dotyczą obciążeń trójfazowych i w symulacjach dzielone są proporcjonalnie między trzy fazy (odbiory kompleksowe połączone są w gwiazdę z przewodem neutralnym).



Rys. 1. Schemat i charakterystyka elementów składowych sieci testowej CIGRE zasilającej odbiorców komunalno-bytowych

Symulacja pracy sieci nN została wykonana przy wykorzystaniu programu OpenDSS (*Distribution System Simulator*), opracowanego przez *Electric Power Research Institute* [8]. OpenDSS jest pakietem symulacyjnym zaprojektowanym do celów wspomagania procesów związanych z integracją źródeł rozproszonych i modernizacją sieci rozdzielczych. Pozwala on na wykonywanie złożonych analiz z wykorzystaniem konfigurowalnych modeli elementów składowych obecnych i przyszłych sieci elektroenergetycznych. Kluczową cechą programu OpenDSS jest możliwość wykonywania obliczeń rozpływu mocy (prądów) w wielofazowej sieci elektroenergetycznej, również przy niesymetrycznym obciążeniu. W tabelach 1 i 2 podano wyniki obliczeń napięć i prądów w sieci testowej CIGRE pokazanej na rysunku 1. Wyniki otrzymane za pomocą symulatora OpenDSS porównano z wynikami zamieszczonymi w broszurze [7]. Uzyskana zgodność wyników wskazuje na właściwe odwzorowanie sieci testowej w programie OpenDSS. Obserwowana niesymetria napięć i prądów dla poszczególnych faz danego węzła wynika z niesymetrii impedancyjnej sieci (w obliczeniach założono symetrię obciążeń).

Tabela 1

Wyniki obliczeń napięć (w V) dla węzłów odbiorczych w sieci testowej CIGRE

Węzeł	Fazy	CIGRE	ODSS	Węzeł	Fazy	CIGRE	ODSS
R1	L1-L2	393,04	393,04	R16	L1-L2	375,84	375,86
	L2-L3	393,02	393,02		L2-L3	377,58	377,60
	L3-L1	393,01	393,02		L3-L1	376,21	376,23
R11	L1-L2	385,83	385,84	R17	L1-L2	373,40	373,42
	L2-L3	386,61	386,62		L2-L3	375,56	375,59
	L3-L1	385,98	385,99		L3-L1	373,86	373,88
R15	L1-L2	370,02	370,03	R18	L1-L2	372,32	372,35
	L2-L3	371,49	371,50		L2-L3	374,59	374,61
	L3-L1	370,33	370,34		L3-L1	372,81	372,84

Tabela 2

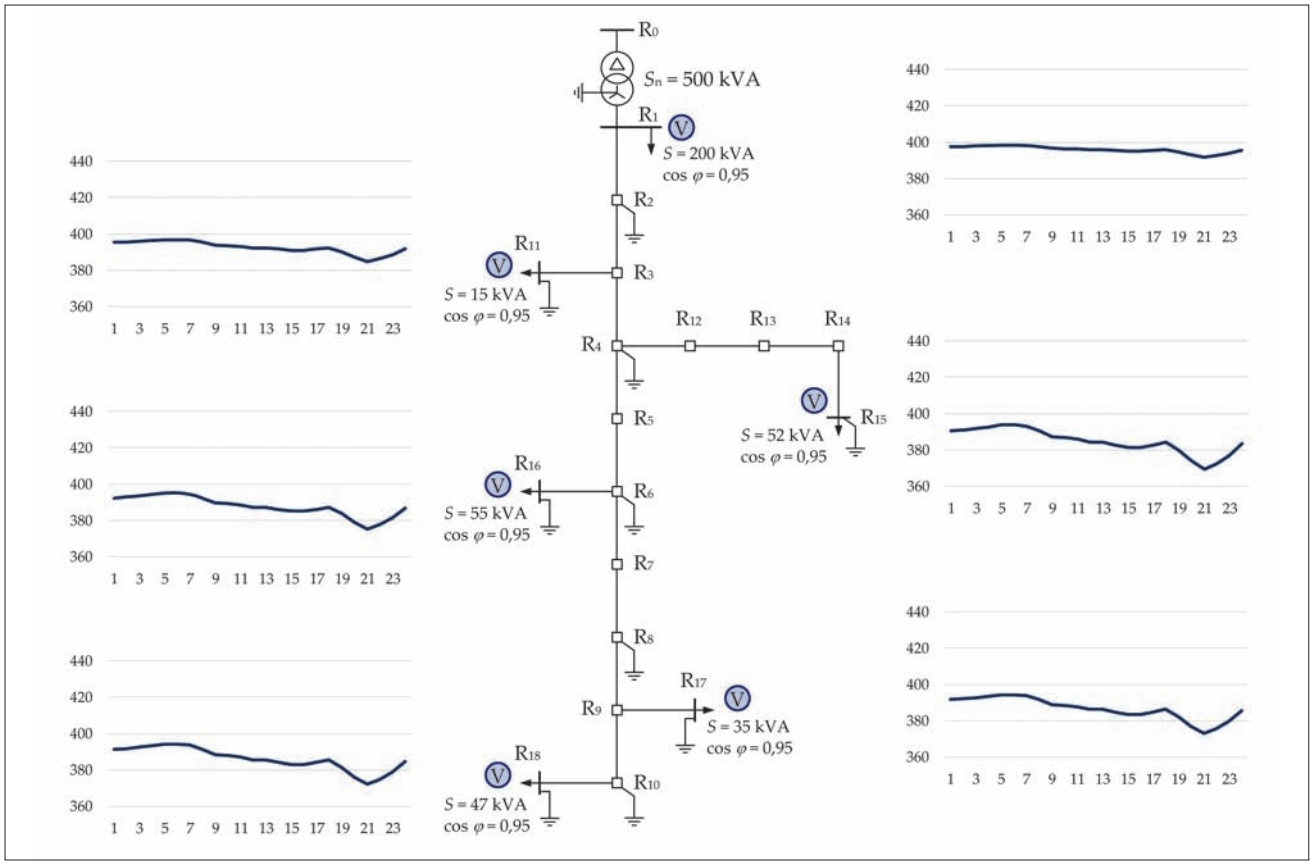
Wyniki obliczeń prądów (w A) dla gałęzi zasilających węzły odbiorcze w sieci testowej CIGRE

Gałąź	Fazy	CIGRE	ODSS	Gałąź	Fazy	CIGRE	ODSS
R0 – R1	L1	557,69	557,72	R6 – R16	L1	74,28	74,29
	L2	559,38	559,18		L2	74,73	74,68
	L3	561,07	561,28		L3	75,18	75,24
R3 – R11	L1	20,84	20,85	R9 – R17	L1	46,91	46,92
	L2	20,90	20,89		L2	47,27	47,23
	L3	20,96	20,96		L3	47,63	47,67
R14 – R15	L1	69,19	69,19	R10 – R18	L1	62,80	62,81
	L2	69,55	69,51		L2	63,30	63,24
	L3	69,88	69,93		L3	63,81	63,86

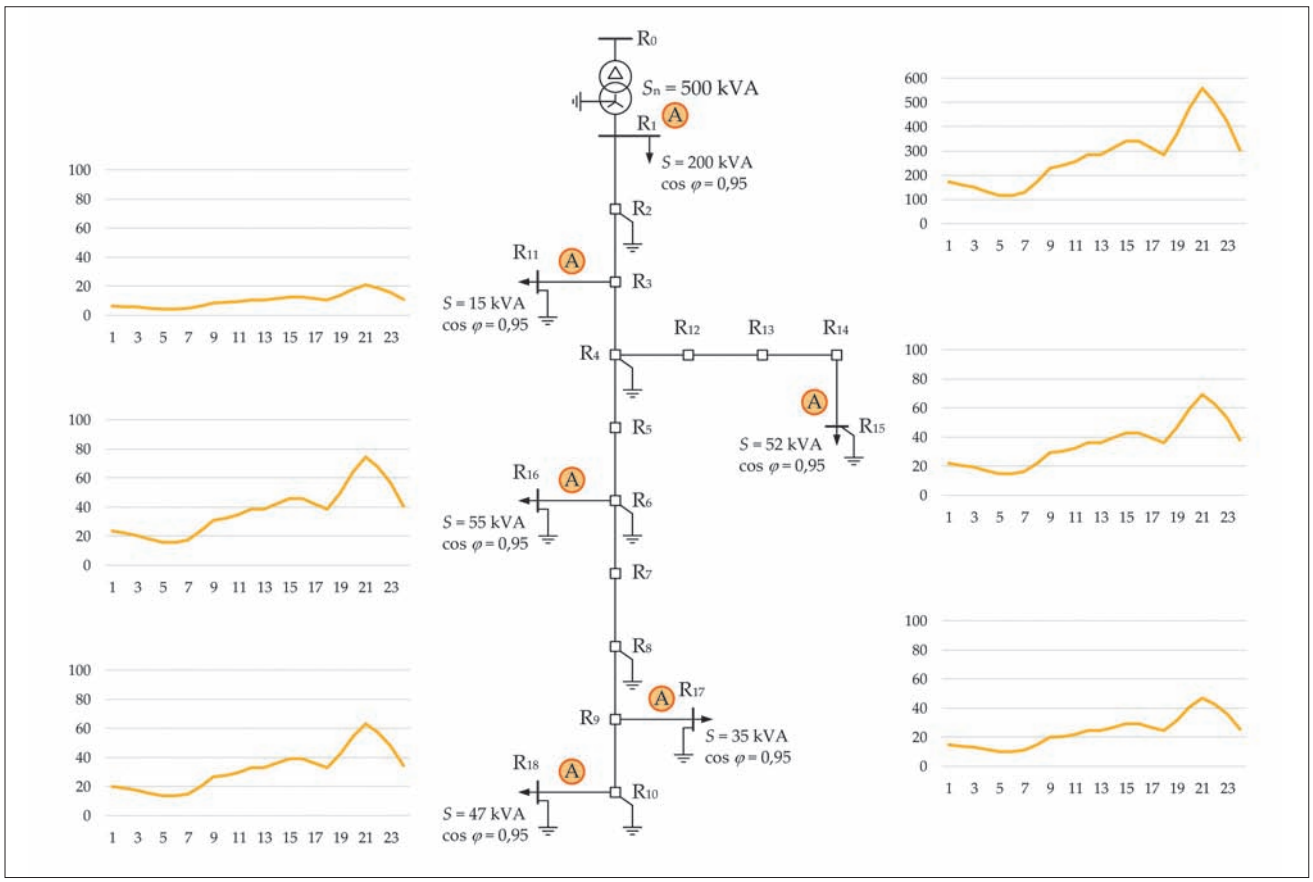
Zestawione w tabelach 1 i 2 wyniki otrzymano dla jednego stanu pracy sieci, przedstawionego na rysunku 1 (obciążenie szczytowe). Program OpenDSS umożliwia również wykonywanie symulacji dla dłuższych horyzontów czasowych, np. dla doby lub roku. W tym celu konieczne jest zdefiniowanie czasowej zmienności obciążeń węzłowych (a także innych parametrów zmiennych w czasie). W symulacjach dobowych przyjęto jednakową zmienność poboru mocy czynnej i biernej przez wszystkie odbiory, zgodną ze zmiennością zdefiniowaną w broszurze [7]. Zmienność tą przedstawiono na rysunku 2, natomiast na rysunkach 3 i 4 zilustrowano wyniki obliczeń.



Rys. 2. Dobowa zmienność zapotrzebowania (w p.u.) odbiorców komunalno-bytowych w sieci testowej CIGRE



Rys. 3. Wyniki symulacji dobowej dla sieci CIGRE – napięcia międzyprzewodowe (w V)



Rys. 4. Wyniki symulacji dobowej dla sieci CIGRE – prądy fazowe (w A)

MODEL ŹRÓDŁA FOTOWOLTAICZNEGO

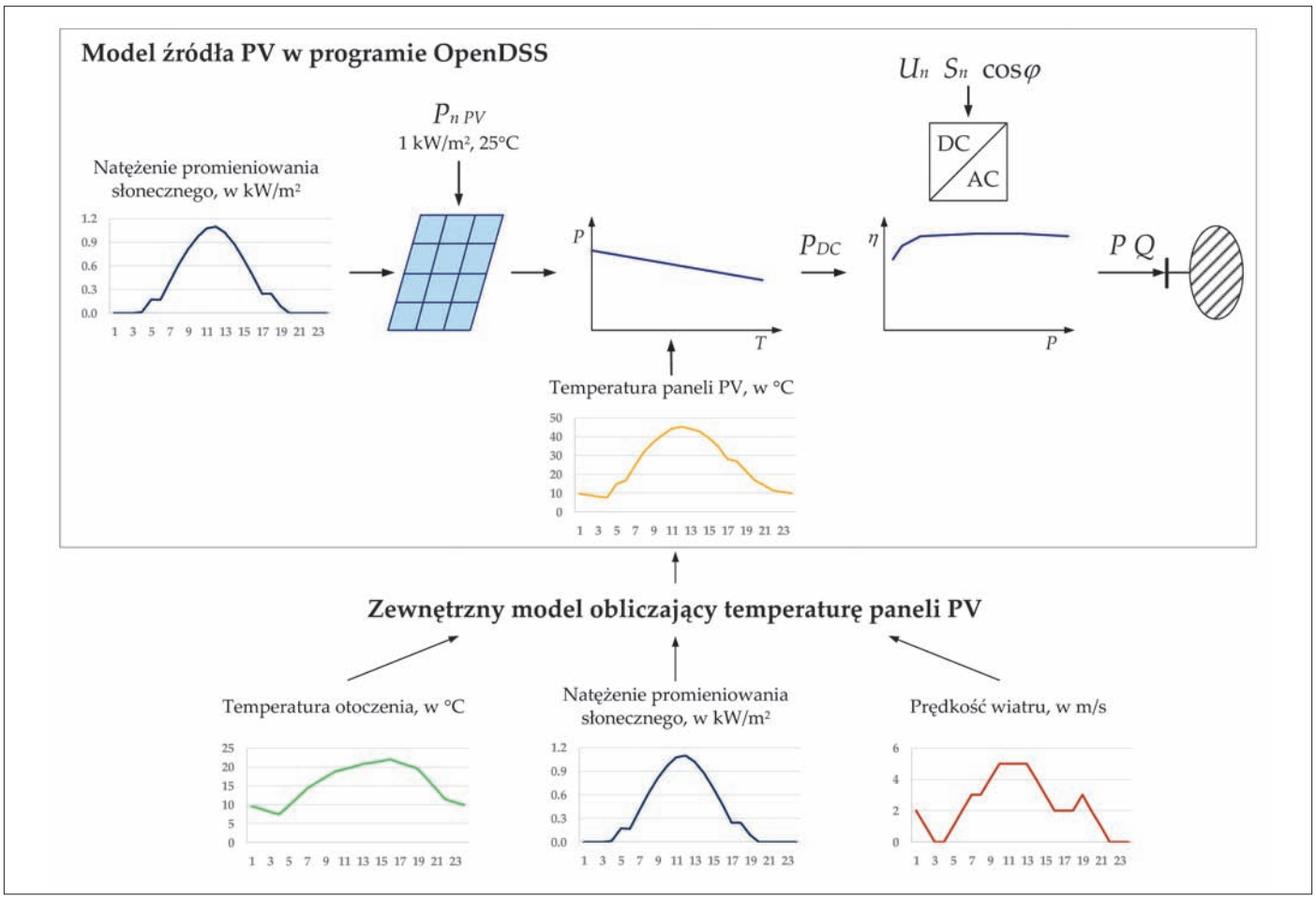
Na tle wyników analiz zaprezentowanych na rysunkach 3 i 4 przedstawiony został wpływ generacji mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci nN. Stosowany w programie OpenDSS model źródła fotowoltaicznego przedstawiono na rysunku 5. Parametryzację modelu rozpoczyna się od podania mocy znamionowej paneli fotowoltaicznych ($P_{n\,PV}$), wyznaczonej dla standardowych warunków testowych. Dla zadanego poziomu natężenia promieniowania słonecznego wyznaczana jest moc generowana przez panele, która następnie jest korygowana zgodnie z charakterystyką podającą zależność mocy generowanej od temperatury paneli PV (temperatura paneli PV jest wyznaczana w zewnętrznym modelu na podstawie temperatury otoczenia, natężenia promieniowania słonecznego i prędkości wiatru [9]). Wyznaczona w ten sposób moc generowana po stronie stałoprądowej (P_{DC}) jest przeliczana zgodnie z charakterystyką sprawności falownika, dla którego podawane są moc (S_n) i napięcie znamionowe (U_n) oraz zadany współczynnik mocy ($\cos\varphi$). Na wyjściu falownika obliczana jest generacja mocy czynnej i biernej (P, Q) przez rozpatrywane źródło fotowoltaiczne.

OKREŚLENIE MOCY ZAINSTALOWANEJ ŹRÓDEŁ PV

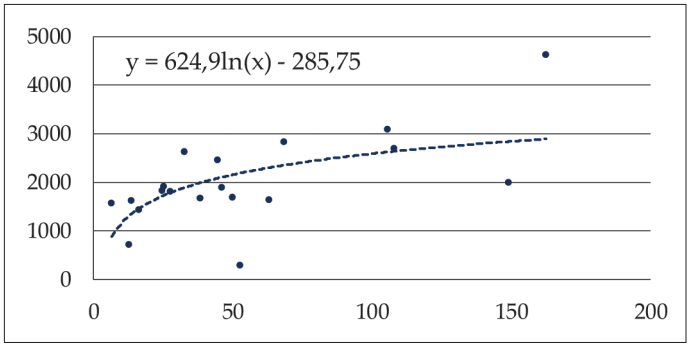
Założono, że źródła fotowoltaiczne zostaną przyłączone w każdym węźle odbiorczym analizowanej sieci nN, a ich moc będzie tak dobrana, aby wygenerowana w ciągu roku przez te źródła energia pokryła odpowiednio 25% lub 50% rocznego zużycia odbiorców. Ponieważ w broszurze [7] brak jest informacji o rocznym zużyciu, w pierwszej kolejności konieczne jest oszacowanie ilości energii zużywanej w ciągu roku przez poszczególnych odbiorców. Można w tym celu wykorzystać zależność:

$$E = PT_s = S\cos\varphi T_s, \tag{1}$$

przy czym E oznacza roczne zużycie odbiorcy (w kWh), P i S odpowiednio szczytową moc czynną i pozorną odbiorcy (w kW i kVA), T_s roczny czas użytkowania mocy szczytowej (w h), a $\cos\varphi$ jest współczynnikiem mocy. Wartości S i $\cos\varphi$ dla poszczególnych odbiorów kompleksowych podano na rysunku 1, natomiast wartości T_s wyznaczono na podstawie rysunku 6, opracowanego z wykorzystaniem danych pomiarowych zaprezentowanych w [10].



Rys. 5. Model źródła fotowoltaicznego w programie OpenDSS



Rys. 6. Zależność rocznego czasu wykorzystania mocy szczytowej (w h) od mocy szczytowej odbioru kompleksowego (w kW)

Tabela 3

Obliczenie rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiory kompleksowe zasilane z sieci testowej CIGRE

Odbiór	S	cosφ	P	T_s	E
	kVA	-	kW	h	kWh
R1	200	0,95	190,00	3 000	570 000
R11	15	0,95	14,25	1 400	19 950
R15	52	0,95	49,40	2 150	106 210
R16	55	0,95	52,25	2 200	114 950
R17	35	0,95	33,25	1 900	63 175
R18	47	0,95	44,65	2 100	93 765
Suma	404	-	384,00	-	968 050

W tabeli 3 podano, obliczone z zależności (1), wartości rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiory kompleksowe zasilane z analizowanej sieci testowej CIGRE.

Znając roczne zużycie energii przez odbiory kompleksowe należy obliczyć ilość energii, która powinna w ciągu roku zostać wygenerowana przez mikroinstalacje fotowoltaiczne (E_{PV}) z nimi zintegrowane. Analizie poddano dwa warianty, różniące się współczynnikiem nasycenia sieci źródłami PV, zdefiniowanym jako:

$$\alpha = E_{PV} / E \,. \tag{2}$$

W pierwszym wariancie przyjęto α = 0,25, natomiast w drugim α = 0,5.

Na podstawie obliczonej wartości E_{PV} można określić moc zainstalowaną źródła fotowoltaicznego, przy czym należy tutaj uwzględnić stosowany obecnie w Polsce system rozliczeń za energię wprowadzoną i odebraną z sieci przez prosumenta [11]. Zgodnie z tym systemem, dla instalacji PV o mocy do 10 kW, za 1 kWh energii oddanej do sieci prosument może bez dodatkowych opłat odebrać 0,8 kWh, przy czym rozliczenie jest realizowane w okresach rocznych. Oznacza to, że sieć elektroenergetyczna jest traktowana jako wirtualny magazyn o sprawności 80%. Powyższe zasady uwzględnia zależność pozwalająca na obliczenie wymaganej mocy instalacji PV:

$$P_{n\,PV} = \beta \frac{E_{PV}}{T_z} + (1-\beta)\frac{E_{PV}/(1-\gamma)}{T_z}, \tag{3}$$

w której β oznacza współczynnik autokonsumpcji (ilość energii produkowanej w źródłach PV, która zostaje zużyta przez odbiorcę w chwili jej wytworzenia), γ jest współczynnikiem określającym ilość energii produkowanej w źródłach PV, która została utracona na skutek wymiany z siecią, a T_z oznacza roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych. Obliczając moc zainstalowaną źródeł PV, dla wszystkich odbiorów kompleksowych przyjęto jednakowe wartości tych wielkości wynoszące: T_z = 1000 h, β = 0,25, γ = 0,2 (założono, że na łączną moc instalacji PV zintegrowanej z danym odbiorem kompleksowym składa się moc wielu mikroinstalacji prosumenckich o mocy nie większej niż 10 kW, stąd jednakowa wartość współczynnika γ dla wszystkich odbiorców). W tabeli 4 podano obliczone z zależności (3) moce źródeł PV dla dwóch poziomów współczynnika α.

Tabela 4

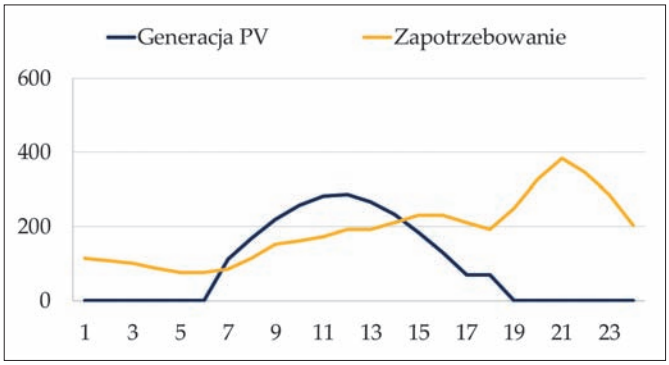
Roczna generacja energii oraz wymagana moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych w sieci testowej CIGRE

Odbiór	α = 0,25		α = 0,5	
	E_{PV}	$P_{n\,PV}$	E_{PV}	$P_{n\,PV}$
	kWh	kW	kW	kWh
R1	142 500	169,2	285 000	338,4
R11	4 988	5,9	9 975	11,8
R15	26 553	31,5	53 105	63,1
R16	28 738	34,1	57 475	68,3
R17	15 794	18,8	31 588	37,5
R18	23 441	27,8	46 883	55,7
Suma	242 013	287,4	484 025	574,8

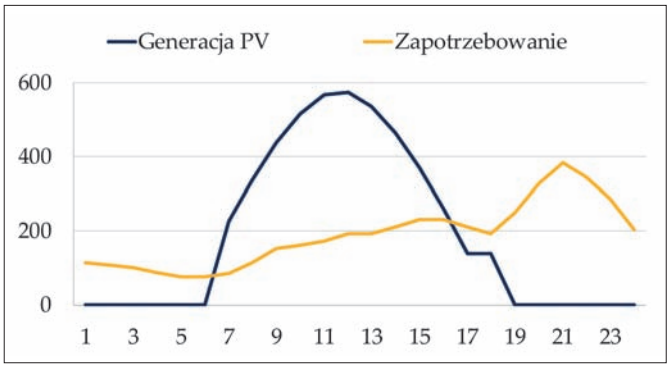
WYNIKI ANALIZ

Modele źródeł PV, o mocach podanych w tabeli 4, zostały wprowadzone do modelu sieci testowej CIGRE. Przygotowano również informacje o dobowych przebiegach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury paneli PV, obliczonej na podstawie dobowych przebiegów temperatury otoczenia, natężenia promieniowania słonecznego i prędkości wiatru. Przyjętą w symulacjach, dobową zmienność tych czynników zilustrowano na rysunku 5. Wykorzystane dane dotyczące zmienności warunków pogodowych pochodzą z [12]. Do analiz przyjęto dane dla stacji meteorologicznej Katowice, dla dnia 17 maja (w tym dniu wystąpiło maksymalne natężenie promieniowania słonecznego w ciągu roku, wynoszące 1,1 kW/m^2). Założono, że panele PV zainstalowane są w kierunku południowym, pod kątem 45°. Na rysunku 7, na tle dobowego przebiegu sumarycznego zapotrzebowania w sieci CIGRE, przedstawiono obliczony, dobowy przebieg sumarycznej generacji źródeł PV przyłączonych do tej sieci.

a)



b)



Rys. 7. Sumaryczne zapotrzebowanie i generacja źródeł PV (w kW) w sieci testowej CIGRE: a) $\alpha = 0{,}25$, b) $\alpha = 0{,}5$

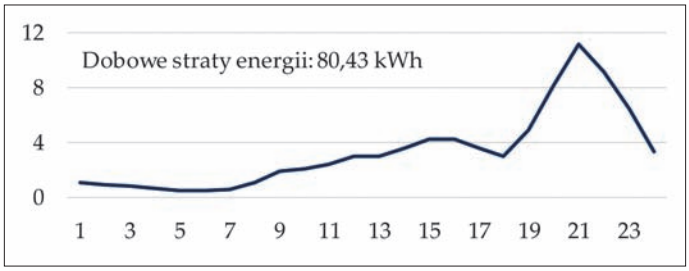
Wyniki obliczeń wskazują, że przy obu założonych wartościach współczynnika α, dla przyjętych w symulacjach warunków atmosferycznych, występują w ciągu doby okresy, w których generacja źródeł fotowoltaicznych przewyższa zapotrzebowanie odbiorców. W tych godzinach należy oczekiwać największych zmian warunków pracy sieci, w stosunku do stanu bez generacji PV, przedstawionego na rysunkach 3 i 4. Na rysunkach 9-12 zilustrowano dobowe przebiegi napięć i prądów w sieci testowej z przyłączonymi źródłami fotowoltaicznymi.

Porównując dobowe przebiegi napięć międzyprzewodowych w węzłach odbiorczych (rys. 3, 9 i 11) można zauważyć podwyższenie ich wartości, szczególnie w okresach, w których generacja PV przewyższa zapotrzebowanie. Wzrost napięć jest tym większy, im większa jest moc zainstalowana mikroinstalacji PV. Podwyższenie napięć w wyniku pracy źródeł fotowoltaicznych jest zjawiskiem niekorzystnym, ponieważ, oprócz wpływu na pracę odbiorników, wpływa również na pracę samych źródeł PV, prowadząc do ich wyłączenia w przypadku przekroczenia wartości dopuszczalnej napięcia.

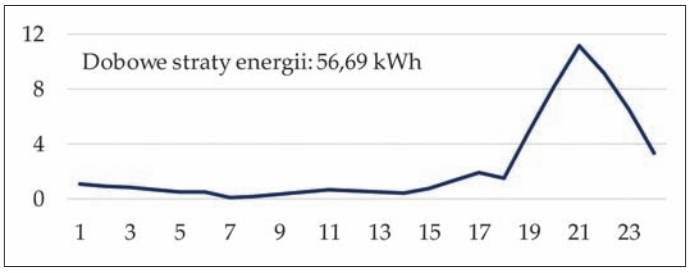
Praca mikroinstalacji fotowoltaicznych przyczynia się również do zmiany rozpływu prądów w sieci (rys. 4, 10 i 12), przy czym wpływ ten jest dwojaki. W okresach, w których generacja PV jest niższa niż zapotrzebowanie następuje zmniejszenie obciążenia prądowego elementów sieci, bez zmiany kierunku przepływającego prądu. Jest to zjawisko korzystne, skutkujące m.in. redukcją strat przesyłowych. Z kolei w okresach, w których generacja PV przewyższa zapotrzebowanie obserwuje się zmianę kierunku przepływającego prądu, czyli powstanie tzw. przepływu odwrotnego (przepływu prądu od odbiorców w kierunku stacji SN/nN i dalej do sieci SN). W zależności od stopnia nasycenia sieci nN źródłami PV przepływ odwrotny może osiągać różne wartości. Przykładowo, w wykonanych analizach, dla współczynnika $\alpha = 0{,}5$, uzyskano wartość przepływu odwrotnego na transformatorze SN/nN porównywalną z przepływem prądu podczas szczytu obciążenia.

Zmiana rozpływu prądów w wyniku pracy źródeł PV powoduje zmianę strat przesyłowych (rys. 8). Dla udziału źródeł fotowoltaicznych na poziomie $\alpha = 0{,}25$ zaobserwowano znaczącą redukcję strat, spowodowaną zmniejszeniem obciążenia prądowego sieci. Jednak dla $\alpha = 0{,}5$ odnotowano już widoczny wzrost strat, co powoduje pogorszenie ekonomiki pracy sieci w analizowanym okresie (wzrost zmiennych kosztów dystrybucji energii).

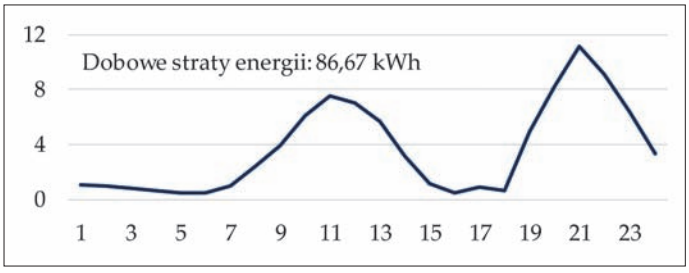
a)



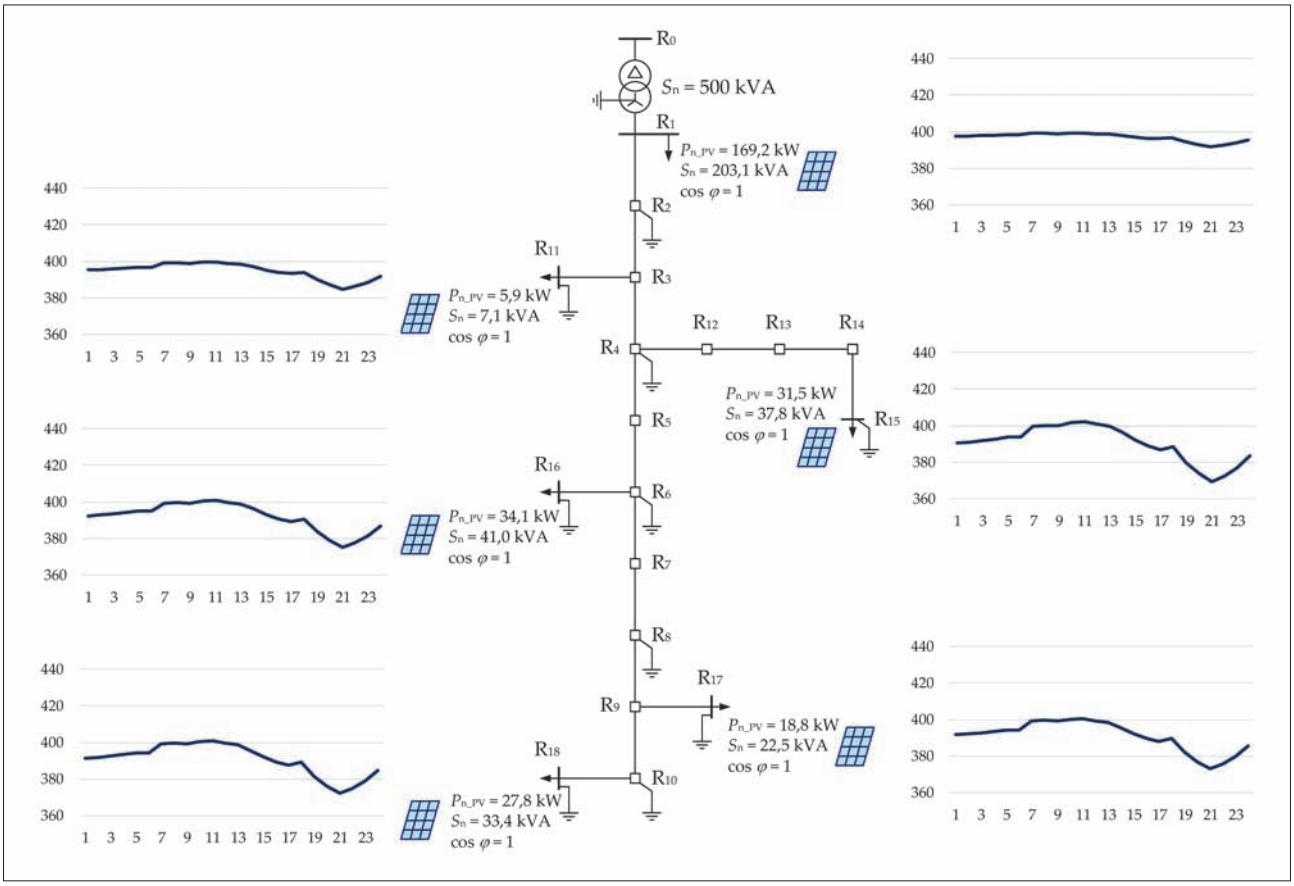
b)



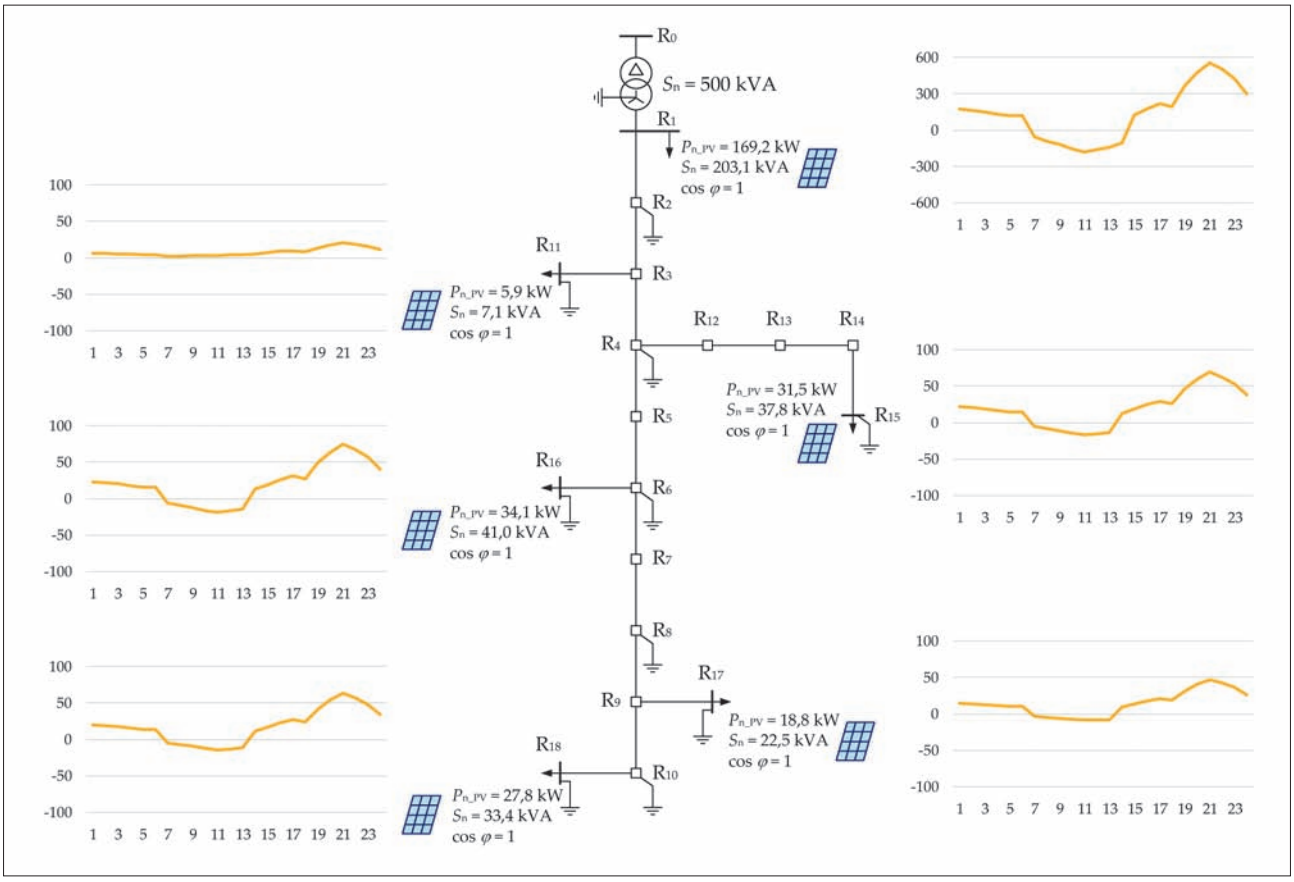
c)



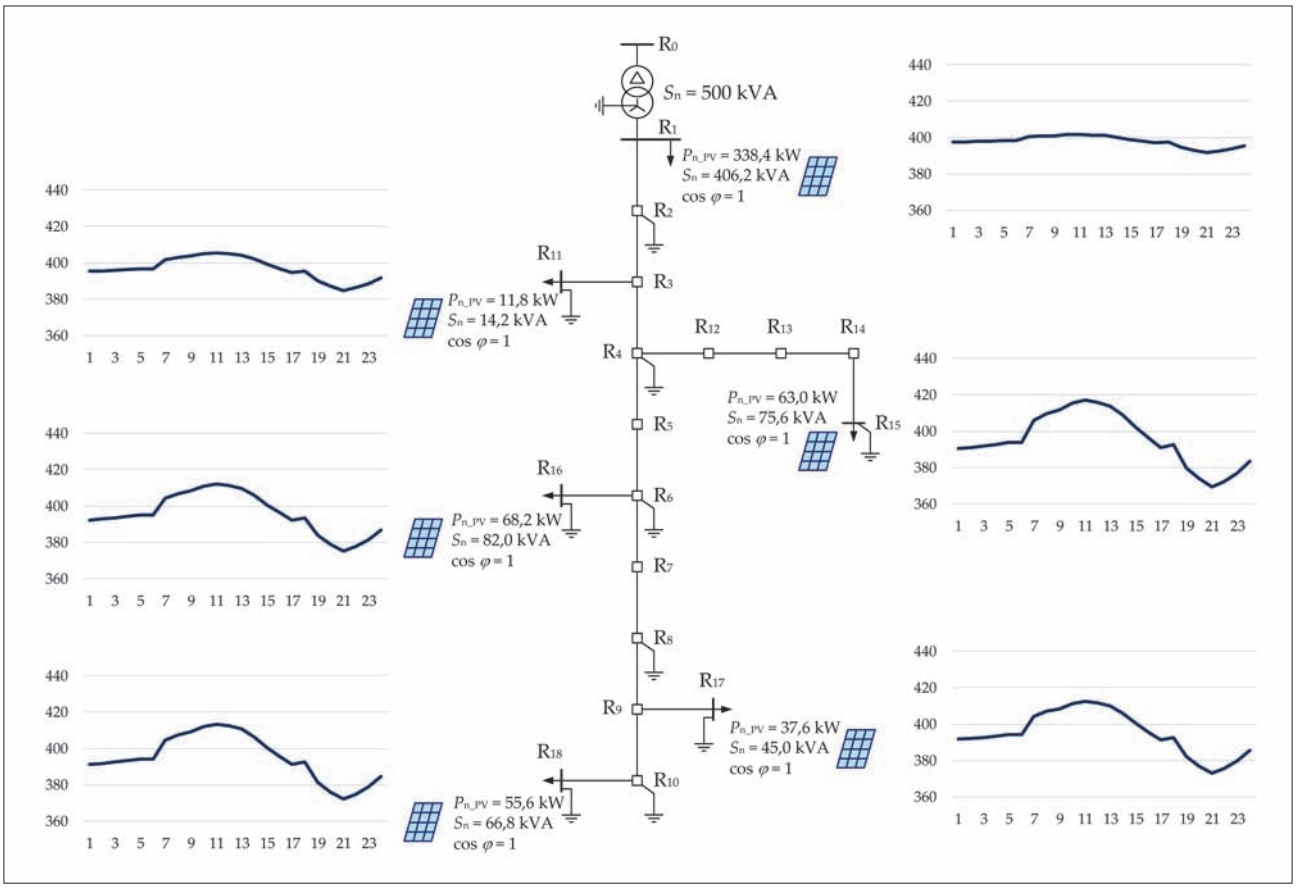
Rys. 8. Dobowa zmienność strat mocy (w kW) w sieci testowej CIGRE: a) bez źródeł PV, b) $\alpha = 0{,}25$, c) $\alpha = 0{,}5$



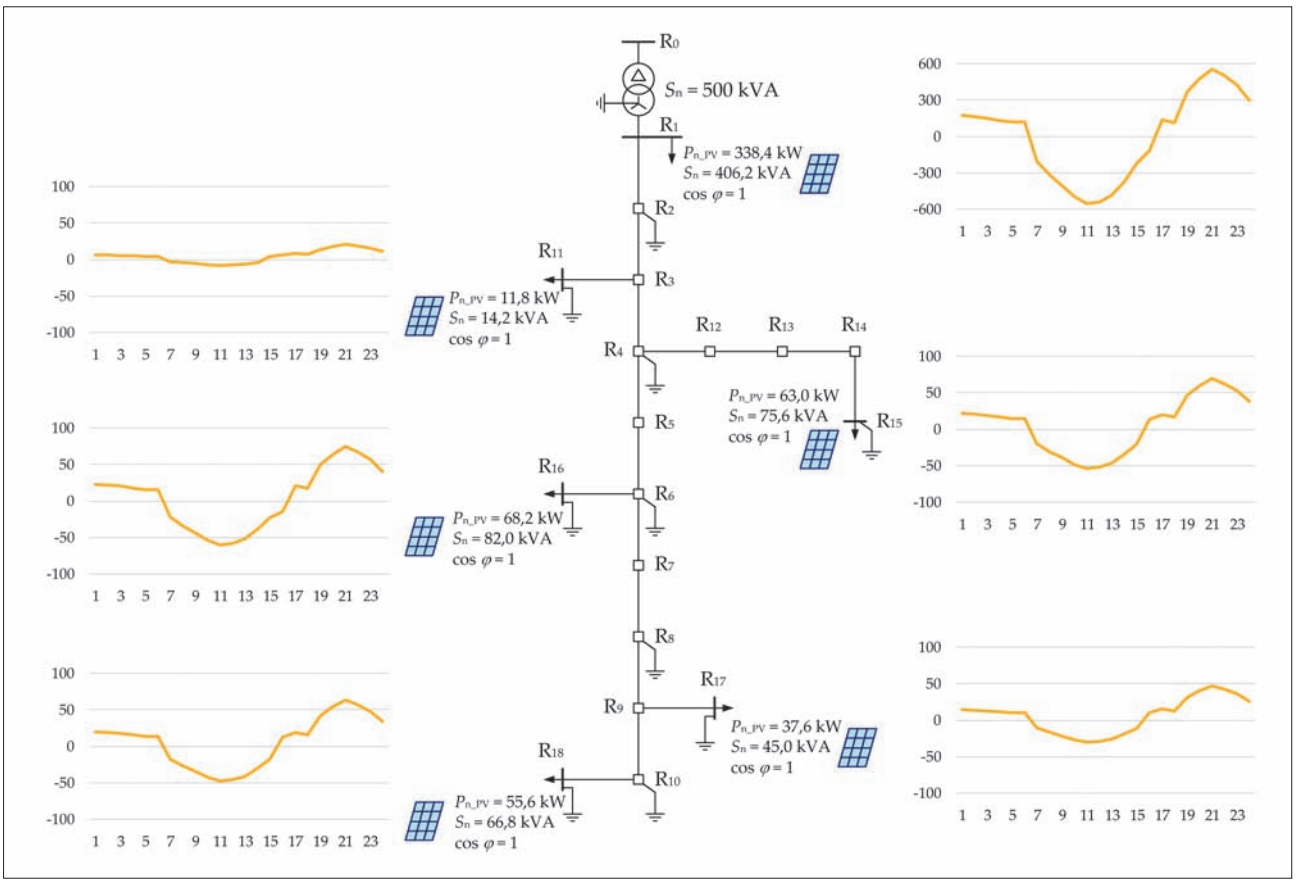
Rys. 9. Wyniki symulacji dobowej dla sieci CIGRE przy współczynniku α = 0,25 – napięcia międzyprzewodowe (w V)



Rys. 10. Wyniki symulacji dobowej dla sieci CIGRE przy współczynniku α = 0,25 – prądy fazowe (w A)



Rys. 11. Wyniki symulacji dobowej dla sieci CIGRE przy współczynniku α = 0,5 – napięcia międzyprzewodowe (w V)



Rys. 12. Wyniki symulacji dobowej dla sieci CIGRE przy współczynniku α = 0,5 – prądy fazowe (w A)

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W Polsce, w ostatnich kilku latach, obserwuje się bardzo duże zainteresowanie źródłami fotowoltaicznymi, w szczególności mikroinstalacjami prosumenckimi, przyłączanymi do sieci niskiego napięcia. Według stanu na 30 czerwca 2021 r. [1], do sieci elektroenergetycznej przyłączonych było ponad 600 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy przekraczającej 4 GW, przy czym średnia moc jednostkowa nowo przyłączanej instalacji PV stale wzrasta i wynosi obecnie 7,64 kW.

Przez większą część roku współpraca mikroinstalacji PV z siecią odbywa się bez zakłóceń, a wartości parametrów charakteryzujących pracę sieci nN mieszczą się w dopuszczalnych granicach. Z uwagi na rosnącą liczbę mikroinstalacji prosumenckich coraz częściej zdarzają się jednak sytuacje, w których dochodzi do przekroczenia wartości tych parametrów, w szczególności do wzrostu napięcia powyżej wartości maksymalnych dla sieci nN. Dodatkowo pojawiają się tzw. przepływy odwrotne oraz wzrasta ryzyko przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej niektórych elementów sieci. W związku z tym, operatorzy systemów dystrybucyjnych podejmują odpowiednie działania dostosowawcze, których celem jest zapewnienie prawidłowej pracy sieci bez względu na poziom generacji źródeł PV. Do standardowych działań należy rozbudowa sieci elektroenergetycznej, obejmująca głównie zwiększenie mocy transformatorów i zdolności przesyłowych linii oraz skracanie obwodów nN. Operatorzy postulują również wprowadzenie zmian prawnych, które pozwoliłyby na odmowę przyłączenia mikroinstalacji lub zmniejszenie jej mocy [1].

Wymienione wyżej działania dostosowawcze obarczone są wadami. Pierwsze skutkuje wzrostem stawek opłat dystrybucyjnych, a drugie blokuje rozwój sektora mikroinstalacji PV na danym obszarze. W związku z tym należy poszukiwać nowych rozwiązań, które będą pozbawione wskazanych wad. Rozwiązaniem, które pozwoli na przyłączanie większej liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych, bez jednoczesnej konieczności głębokiej rozbudowy sieci, jest zwiększenie poboru energii w miejscu jej wytworzenia, w tym samym czasie, w którym to wytwarzanie następuje. Zwiększenie autokonsumpcji wytwarzanej energii można uzyskać przez odpowiednie sterowanie wybranymi odbiornikami posiadanymi przez prosumenta oraz przez wykorzystanie zasobnika energii elektrycznej, przyłączonego w układzie zasilania prosumenta. Zagadnienia te są przedmiotem badań prowadzonych w Katedrze Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, w ramach realizowanych doktoratów wdrożeniowych.

LITERATURA

[1] PTPiREE: *Mikroinstalacje w Polsce.* www.ptpiree.pl/ener-getyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce

[2] Wójcicki R., *Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej osłonie kontrolnej*. „Rynek Energii" 2020, nr 1.

[3] Watson J.D., Watson N.R., Santos-Martin D., Wood A.R., Lemon S., Miller A.J., *Impact of Solar Photovoltaics on the Low-Voltage Distribution Network in New Zealand*. IET Gener. Transm. Distrib., 2016, 10.

[4] Singh R., Tripathi P., Yatendra K., *Impact of Solar Photovoltaic Penetration In Distribution Network.* 2019 3rd International Conference on Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE), Noida, India, 2019.

[5] Fernández G., Galan N., Marquina D., Martínez D., Sanchez A., López P., Bludszuweit H., Rueda J., *Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids*. Energies. 2020, 13 (17), 4347.

[6] Gandhi O., Kumar D.S., Rodríguez-Gallegos C.D., Srinivasan D., *Review of power system impacts at high PV penetration. Part I: Factors limiting PV penetration*. Solar Energy, 2020, 210.

[7] CIGRE Technical Brochure: Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources. Task Force C6.06, 2014.

[8] EPRI: OpenDSS. www.epri.com/pages/sa/opendss

[9] Kamuyu W.Ch.L., Lim J.R., Won Ch.S., Ahn H.K., *Prediction Model of Photovoltaic Module Temperature for Power Performance of Floating PVs*. Energies. 2018, 11 (2), 447.

[10] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K., *Ocena efektywności generacji energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych odbiorców przemysłowych*. „Przegląd Elektrotechniczny" 2019, nr 10.

[11] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Tekst jednolity. Dz. U. 2020, poz. 261.

[12] Serwis Rzeczypospolitej Polskiej: T*ypowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków.* dane.gov.pl

energies

MDPI

Article

Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation

Roman Korab [1,*], Marcin Połomski [2] and Marcin Smołka [3]

[1] Department of Power Systems and Control, Faculty of Electrical Engineering, Silesian University of Technology, 44-100 Gliwice, Poland
[2] Department of Algorithmics and Software, Faculty of Automatic Control, Electronics and Computer Science, Silesian University of Technology, 44-100 Gliwice, Poland; marcin.polomski@polsl.pl
[3] TAURON Polska Energia S.A. and Joint Doctoral School, Silesian University of Technology, 44-100 Gliwice, Poland; marcin.smolka@polsl.pl
* Correspondence: roman.korab@polsl.pl

Abstract: Connecting photovoltaic micro-installations to a low-voltage network changes the operating conditions of the network. As a result, in certain situations, the permissible operating limits may be periodically exceeded. The risk of exceeding the normal operating conditions of the network depends on multiple factors, including the installed capacity of the photovoltaic sources. In this article, we use a time-series method to determine the annual risks of exceeding the bus voltage limits, the rated current of the lines and transformer, and the acceptable limit of the negative sequence component of bus voltage, as well as the risk of a reverse flow occurring, and the risk of energy losses increasing. We calculate these risks for different levels of penetration of the photovoltaic sources, different divisions of the rated power of the photovoltaic sources between individual phases, and different consumer load profiles. We perform calculations on a CIGRE test network using OpenDSS and statistical meteorological data for the Katowice (Poland) weather station. The results obtained indicate that connecting photovoltaic micro-installations to a low-voltage network has the greatest impact on the risk of reverse flow occurring and the risk of energy losses increasing. In addition, the risk of overvoltage and branch overload increases substantially. The method we present allows one to determine the value of the hosting capacity of a given low-voltage network, ensuring that the assumed risk of exceeding the normal operating conditions of the network is retained.

Keywords: photovoltaic micro-installation; prosumer; low-voltage network; grid impact; hosting capacity; risk evaluation; time-series method; OpenDSS

check for updates

Citation: Korab, R.; Połomski, M.; Smołka, M. Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation. *Energies* **2022**, *15*, 1969. https://doi.org/10.3390/en15061969

Academic Editor: Albert Smalcerz and Marcin Blachnik

Received: 8 February 2022
Accepted: 7 March 2022
Published: 8 March 2022

Publisher's Note: MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.

Copyright: © 2022 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. Introduction

Solar energy has developed rapidly in recent years, with photovoltaic (PV) power generation one of its most prominent applications. Worldwide, in 2020, cumulative installed PV capacity exceeded 707 GW and represented 25% of the total installed capacity of renewable energy sources [1]. Within many regions globally, including European countries that are subject to moderate insolation, PV power generation is exhibiting rapid growth. In Poland, PV sources are the fastest-growing power generation technology, with a total installed rated power of 3.94 GW at the end of 2020, increasing from 1.47 GW the previous year (an increase of 170%) [2]. More than 75% of the installed capacity of PV sources in Poland comes from micro-installations.

According to Polish distribution system operators [3], in mid-2021, there were over 600,000 micro-installations connected to the grid (on-grid), and the average rated power of the newly connected installation was 7.64 kW. Development of PV micro-installations in Poland has surged throughout 2019–2020; at the end of 2018, only 54,000 PV sources were

connected to the grid. Such an increase has been caused by the implementation of support mechanisms for prosumers: individuals who both produce and consume energy. These support mechanisms include investment subsidies [4] and a favorable settlement scheme for the energy produced [5]. Due to the planned continuation of these mechanisms, we assume that the upward trend in the number of grid-connected PV micro-installations will continue.

On-grid micro-installations are connected to a low-voltage (LV) network. On average, prosumers for their current needs consume approximately 30% of the energy they produce [6]; as a consequence, there are periods during the day when generation exceeds demand. If, as in the majority of cases, the prosumer does not possess a suitable form of energy storage, the excess of generated energy is transmitted to the grid. If there are relatively few prosumers within a given area, the energy generated by micro-installations is negligible, and the operation of the grid is unaffected. However, if there are many prosumers, the total power generated by photovoltaic installations can be large enough to produce periodic adverse effects on the operation of the LV network. These adverse effects primarily include the following:

- A voltage rise, leading to overvoltage [7–12];
- An increase in voltage unbalance [11,12];
- An increase in current flow, leading to the overload of network components [7,10];
- The appearance of reverse power flows; for example, power flows from the LV grid to the medium voltage (MV) grid [9,12]; and
- Increased power losses [8,9,12].

Photovoltaic sources connected to the LV grid also increase voltage fluctuations and affect the level of harmonics, the value of short-circuit currents, and the rotor angle stability.

To safely integrate PV sources into an LV network, the impact of these sources on the network must be analyzed. The maximum amount of distributed energy resources (DER) that a given distribution network can accommodate without exceeding its normal operating conditions and without requiring infrastructure development is known as the hosting capacity (HC) [13–16]. Generally, HC is mainly limited by:

- Overvoltage—power generation that is greater than load can cause the bus voltage to exceed acceptable levels and potentially damage devices connected to the bus [13,15,16];
- Voltage unbalance—the unequal loading of phases increases the negative sequence component of voltage, thereby decreasing the power quality [16];
- Thermal overload—lines and transformers can overheat if their rated currents are exceeded, leading to various operational failures [15,16];
- Protection problems—the reverse power flow caused by DER generation can lead to the unintentional activation of protective systems during normal conditions, or the malfunction of such systems during fault conditions [13,15]; and
- Power losses—DER generation can decrease the transmission efficiency of the distribution network, leading to an increase in energy losses [15].

There is no unique HC for a given LV network. The HC depends directly on the selection and quantification of the limiting factors. The HC also depends on the size of the individual PV micro-installations and their location within the network. However, the most important factor affecting the HC is the risk of exceeding the operational limits that distribution network operators and customers are willing to accept [17].

Traditionally, stochastic methods are used to assess risk in power systems [18]. Such methods have been used recently to determine the risk of disturbances within grids with connected PV sources [19–24]. Stochastic methods are suitable due to the stochastic variability of PV generation, which is caused by the unpredictability of weather conditions leading to variable solar irradiance. Other unknown variables include customer load, the size and location of PV sources, and the availability of network components. These uncertainties are included in stochastic methods by the use of probability distribution functions. The state of the analyzed power grid is then determined by sampling the assumed probability

distribution functions of each variable. Once the grid states are obtained, the power flow can be calculated for each state. Statistical methods are used to illustrate the results.

One drawback of stochastic methods is their considerable computational complexity; as the number of unknown variables increases, so does the complexity and run time of the simulation. However, the most notable shortfall of such methods is the mutual independence of the system variables over time. Where the relationship between systems variables is important, time-series methods are required.

Time-series methods [14] take power consumption and PV production time series' as inputs. This approach accounts for correlations between different uncertain parameters such as load and solar irradiance. The input data can be taken from direct measurements or can be generated using appropriate stochastic process models. By combining the data with a distribution grid model, output profiles can be obtained via power flow calculations.

The use of time-series methods allows uncertainties to be handled appropriately. These methods provide a realistic overview of the operation of the grid under different levels of PV penetration, accounting for the time-varying nature of power consumption and generation. As in the case of stochastic methods, computational complexity is an important consideration also in time-series methods. The computation time is a function of the time resolution and length of the time series. Typical time resolutions are 10 min, 15 min, and one hour, and the typical length of a time series can range from one year to several years [14]. The choice of resolution and length of the time series depends on data availability.

In the article, we use a time-series method to determine the risk of exceeding the normal operating conditions of an LV distribution network due to PV generation. We use a three-phase low-voltage network model with four time series' as inputs: power consumption, solar irradiance, wind speed, and ambient temperature. Each time series has a time resolution of one hour and a length of one year. Bus voltages, branch currents, and energy losses are calculated for each hour of the year analyzed. Using this approach, we determine the number of hours in the year for which the following hold:

- The voltage of a given bus is higher than 1.1 V_{n} or lower than 0.9 V_{n}, where V_{n} is the nominal voltage of the network;
- The negative sequence component of voltage in a given bus is greater than 2% of the positive sequence component;
- The current flow in a given network component (line or transformer) is greater than the rated current of that device;
- The reverse power flow from the LV grid to the MV grid appears;
- The energy losses within the LV grid are greater when PV sources are connected than without PV sources.

By determining these values, we can calculate the risk of exceeding the normal operating conditions of the LV distribution grid due to PV generation. For the given time series' and the location of the PV micro-installations within the network, the level of risk depends on the rated power of the connected sources; the greater the total power of the PV sources, the greater the risk. Therefore, the HC can be set in accordance with the level of risk accepted by the distribution system operator and customers.

The remainder of this article is organized as follows. Section 2 provides a detailed description of the CIGRE test network, the simulation environment, the input data, and the proposed risk calculation method. Section 3 presents the results obtained from the time-series method for different penetration levels of the PV sources, different divisions of the rated power of the PV sources between individual phases, and different consumer load profiles. Section 4 discusses the results, and Section 5 presents the conclusions and suggests future work.

2. Materials and Methods

2.1. Test Network and Simulation Environment

The CIGRE technical brochure [25] provides models of test systems in various configurations, which can be used to analyze the influence of DER on the operation of power

systems. The LV test network we selected from the brochure, shown in Figure 1, is a three-phase cable network that supplies residential consumers. The network has a conventional European configuration (TN-C). Figure 1 also shows the peak powers of complex loads representing groups of customers supplied by individual buses. The given values apply to three-phase loads and are divided proportionally between the three phases (complex loads are star connected with the neutral wire).

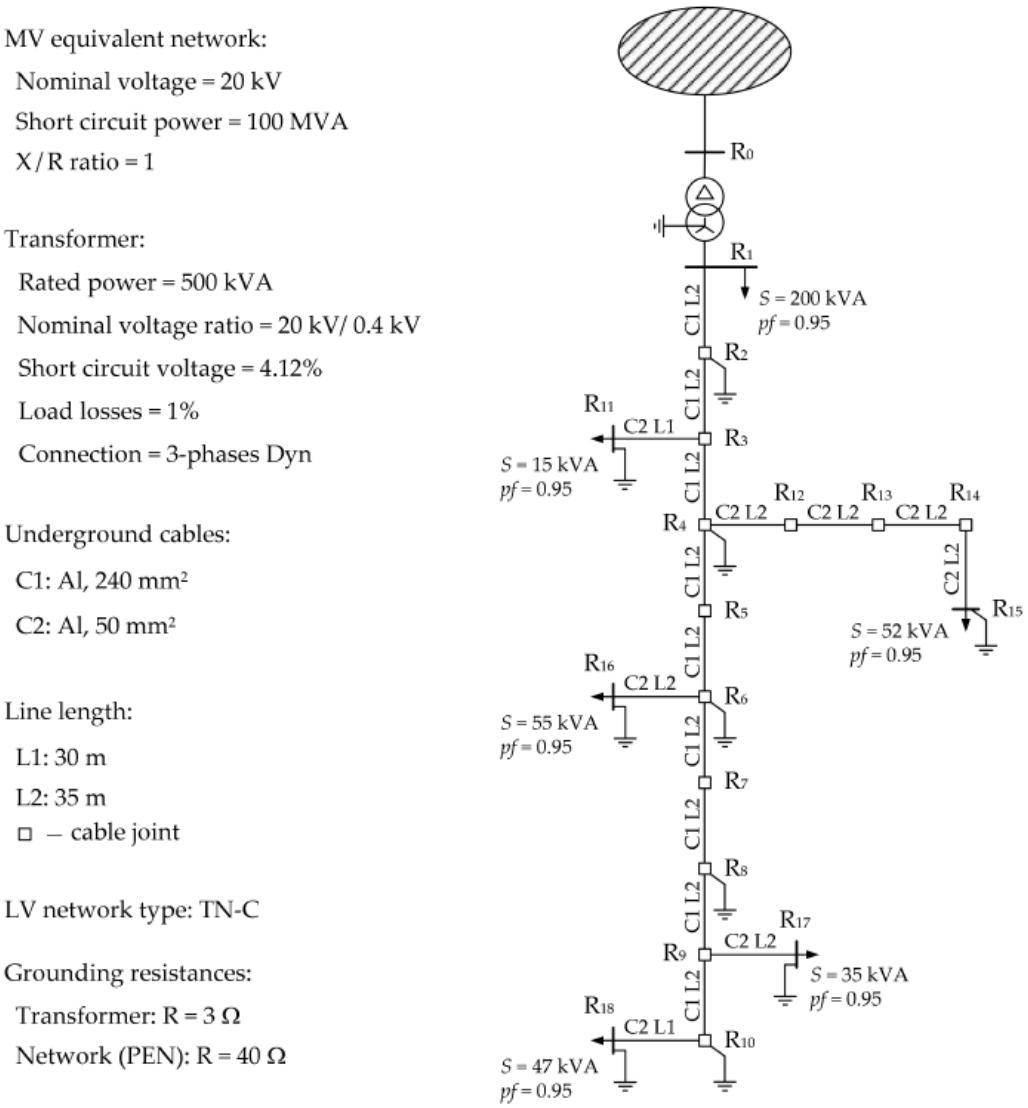


Figure 1. Diagram of the CIGRE LV test network for supplying residential consumers, showing component parameters.

We simulated the LV test network using the open-source electric power distribution system simulator OpenDSS, developed by the Electric Power Research Institute [26]. OpenDSS is designed to support DER grid integration and power network modernization. It provides support for the complex analysis of current and future power networks, using configurable models of individual grid components. Notably, OpenDSS is capable of calculating power flows in multiphase power system networks with the inclusion of asymmetric loads and power generation.

2.2. Yearly Load Variability

The load values shown in Figure 1 demonstrate the peak load of the CIGRE test network. The technical brochure [25] also provides the daily load profile of the customers, shown in Figure 2. This profile is the same for all loads.



Figure 2. The daily load profile (p.u. of peak load) of residential loads in the CIGRE test network.

We prepared yearly load profiles for each customer using the daily load profile. Each time series had a time resolution of one hour and a length of one year. We used two types of yearly load profiles: symmetric and asymmetric. To generate the symmetric profiles, we treated each daily load profile throughout the year as identical and consistent with the profile shown in Figure 2 for each phase and all customers. As an example, Figure 3 shows the weekly symmetric load profile. In contrast, the yearly asymmetric load profiles were generated randomly around the symmetric profile, which was used as a mean. To create the random profiles, we used a pseudorandom number generator with a normal distribution. The coefficient of variation (the ratio of standard deviation to mean) was assumed to be a constant of 0.3 for each customer throughout the simulation period. We replaced any negative load values that were sampled with the corresponding value from the symmetric load profile. Figure 4 shows the weekly asymmetric load profile. The total energy consumed during the year by all customers connected to the CIGRE network was 1644.7 MWh for the symmetric load profile and 1646.1 MWh for the asymmetric profile.

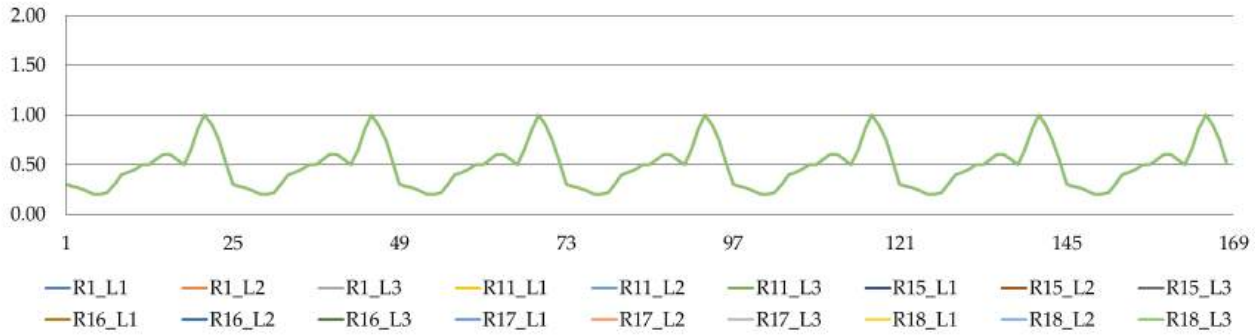


Figure 3. Weekly symmetric load profile (p.u. of peak load).

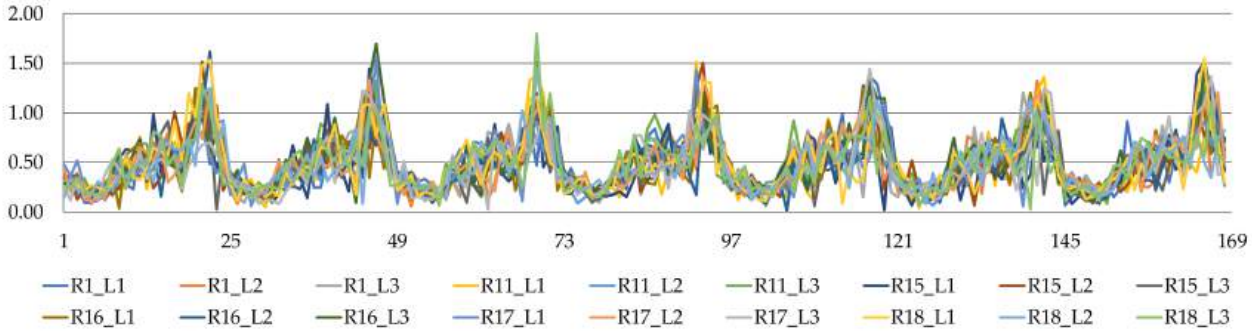


Figure 4. Weekly asymmetric load profile (p.u. of peak load).

2.3. Determination of PV Penetration Level and the Rated Power of Individual PV Sources

The literature lacks consensus on the definition of PV penetration level [16,27]. A possible definition is the ratio of the total rated power of all PV sources to the peak load of the network or the rated capacity of the transformer. Another definition is the ratio of customers with PV generators to the total number of customers in the given area. The PV penetration level (PL) can also be defined based on energy consumption, as the ratio of the total yearly energy generated by the PV systems (E_{PV}) to the total yearly energy (E) consumed by customers connected to the analyzed network:

$$PL = \frac{E_{PV}}{E} \times 100\%. \quad (1)$$

In the article, we use the last definition. For the simulations, we assumed two PV penetration levels (PL = 25% and PL = 50%) corresponding with two levels of yearly energy generated by the PV sources within the test network: E_{PV} = 1644.7 MWh × 0.25 = 411.2 MWh for PL = 25%, and E_{PV} = 1644.7 MWh × 0.5 = 822.4 MWh for PL = 50%.

From the E_{PV} value, it is possible to determine the rated power of the PV sources. When calculating this power, the billing method for the energy produced by the prosumer should be considered. Poland has no fixed tariff for the surplus energy generated by prosumers. Instead, prosumers can exchange the surplus energy for energy received from the grid. If the PV source is rated at 10 kW or lower, for every 1 kWh of energy supplied to the grid, the prosumer can receive 0.8 kWh in return without any charge, with the settlement being made on an annual basis. As such, prosumers treat the power system as virtual energy storage with an efficiency of 0.8. The above rules can be encapsulated in a formula to calculate P_{rPV}, the required rated power of a PV installation:

$$P_{rPV} = SC\frac{E_{PV}}{CF \times 8760} + (1 - SC)\frac{\frac{E_{PV}}{EVS}}{CF \times 8760}, \quad (2)$$

where the self-consumption coefficient SC is the yearly energy generated by the PV source that is consumed immediately by the customer, the PV capacity factor CF is the ratio of the actual yearly production to the maximum possible yearly production, EVS is the efficiency of virtual energy storage, and 8760 (with units of hours) is the number of hours in a year.

We assume that the PV sources are connected to each load bus of the CIGRE test network and that the PV penetration level is the same for each bus. We used the following values to calculate the rated power of the PV sources: CF = 0.114, a typical value for Poland; SC = 0.25; and EVS = 0.8. We assumed that the rated power of a PV source connected to a given bus is the sum of the rated power of multiple micro-installations, each with a capacity of no more than 10 kW. Table 1 shows the rated power of the PV sources calculated using Formula (2) for the two PV penetration levels.

Table 1. Rated power of PV sources for two PV penetration levels.

Load Bus					PL = 25%		PL = 50%	
No	**S**	**pf**	**P**	**E**	$\mathbf{E_{PV}}$	$\mathbf{P_{rPV}}$	$\mathbf{E_{PV}}$	$\mathbf{P_{rPV}}$
-	kVA	-	kW	MWh	MWh	kW	MWh	kW
R_1	200	0.95	190.0	814.2	203.6	241.7	407.1	483.4
R_{11}	15	0.95	14.3	61.1	15.3	18.1	30.6	36.3
R_{15}	52	0.95	49.4	211.7	52.9	62.8	105.8	125.7
R_{16}	55	0.95	52.3	223.9	56.0	66.5	111.9	132.9
R_{17}	35	0.95	33.3	142.5	35.6	42.3	71.2	84.6
R_{18}	47	0.95	44.7	191.3	47.8	56.8	95.7	113.6
Sum	404	-	384.0	1644.7	411.2	488.2	822.4	976.5

The rated power of the PV sources applies to three-phase installations. Within the simulations, the powers of installations are divided symmetrically and asymmetrically between the three phases. The asymmetrical division was generated randomly and is different for each load bus but the same for both PV penetration levels. The division of the rated power of the PV sources between the individual phases of the load buses is shown in Figure 5. The yearly energy generated by the PV sources during simulation does not differ by more than 0.1% from the assumed energy used to calculate the rated power of the sources.

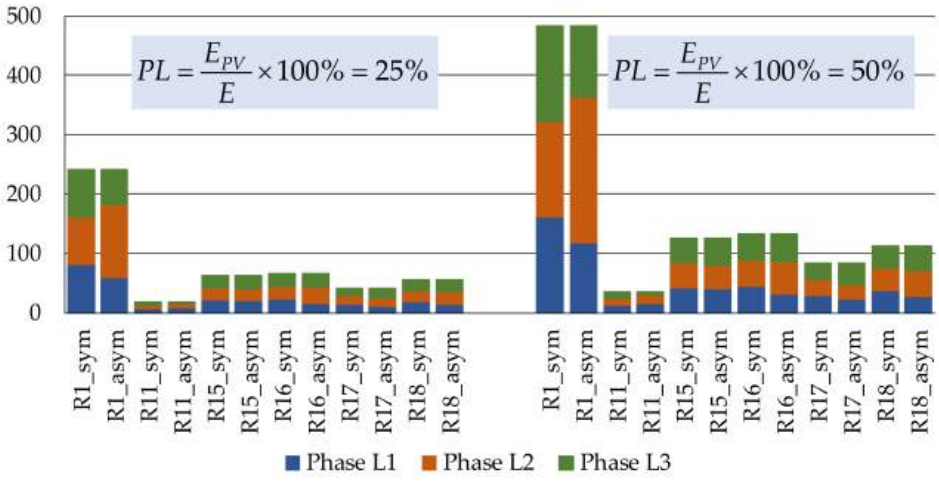


Figure 5. Division of the rated power of PV sources (kW) between the individual phases of the load buses in the CIGRE test network.

2.4. Model of a PV Source

The PV source model used by OpenDSS is presented in Figure 6. To parameterize the model, we first define the rated power of the PV panels P_{rPV} under standard test conditions. The power generated by the PV panels is determined for a given level of solar irradiance and is dependent upon the panel temperature, so the obtained power value must be corrected accordingly. The temperature of the PV panels T_{PV} is calculated using an external model based on the ambient temperature T_a, solar irradiance intensity SI, and wind speed WS [28]:

$$T_{PV} = T_a + SI \times e^{-3.473 - 0.0594 \times WS}. \quad (3)$$

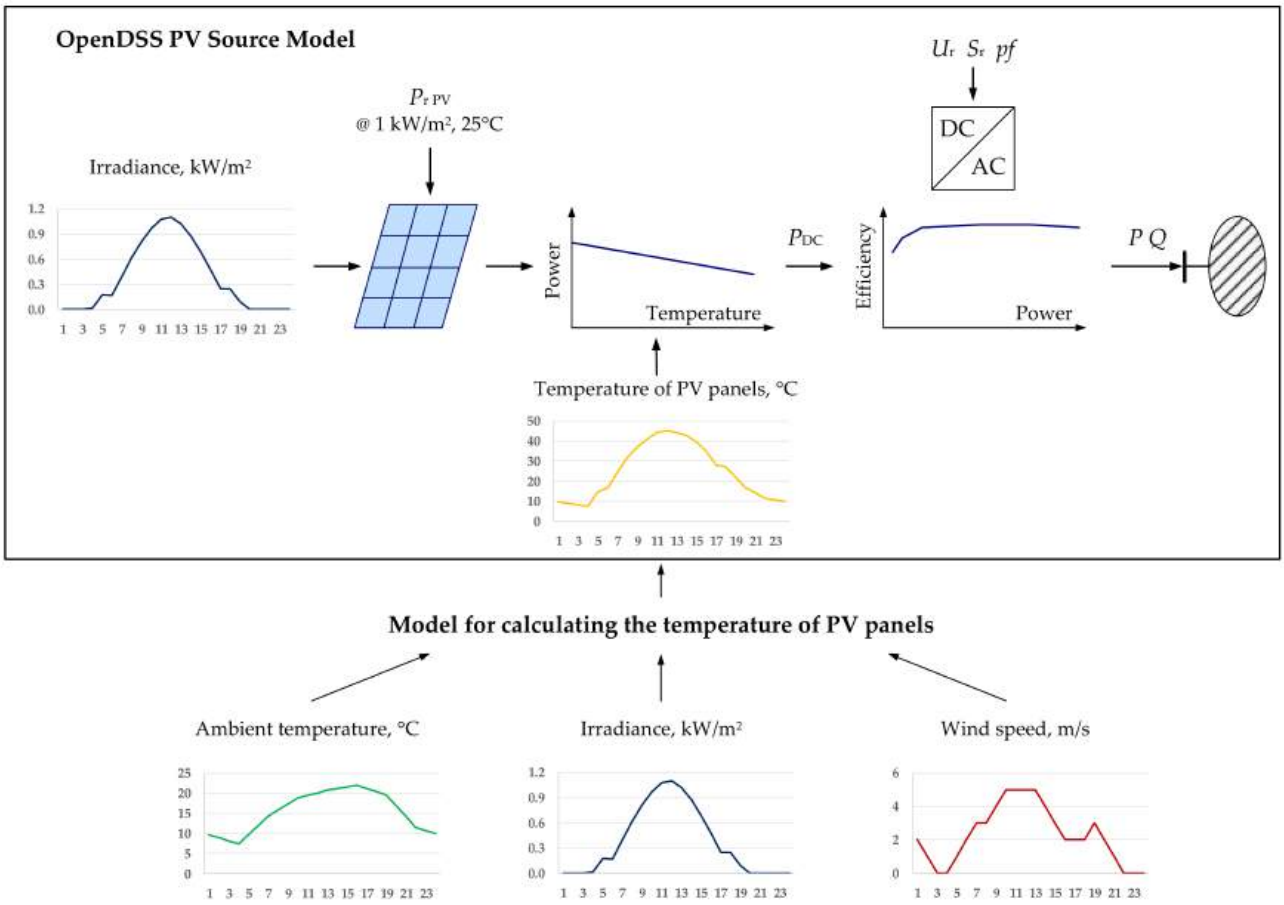


Figure 6. The PV source model used by OpenDSS, with the daily profiles of ambient temperature, solar irradiance, and wind speed based on the weather conditions on 17 May.

The DC power generated P_{DC} is then converted according to the efficiency characteristic of the inverter, for which the rated power S_r, rated voltage U_r, and power factor pf are given. The active power P and the reactive power Q generated by the PV source are calculated at the output of the inverter.

2.5. The Variability of Weather Conditions

As described in the previous section, PV electricity generation is dependent upon solar irradiance and other atmospheric variables that affect panel efficiency. Therefore, PV performance is predominantly influenced by the variables that define the weather conditions for a particular day and location. As such, to calculate the power generation of PV sources, we require meteorological data. The data we used corresponded to typical meteorological years, sets of data that have been prepared to fulfill the needs of energy calculations, energy auditing, design works, and simulations. The methodology to prepare a typical meteorological year was developed by the International Organization for Standardization and accepted by the Comité Européen de Normalisation as the EN ISO 15927–4:2005 standard [29]. The 12 months of weather data are selected from at least 10 years of meteorological observations for a given location. Figures 7–10 present, respectively, ambient temperature, wind speed, solar irradiance, and calculated PV panel surface temperature during a typical meteorological year, obtained by the Katowice meteorological station, located at 50°14′ N 19°02′ E [30].

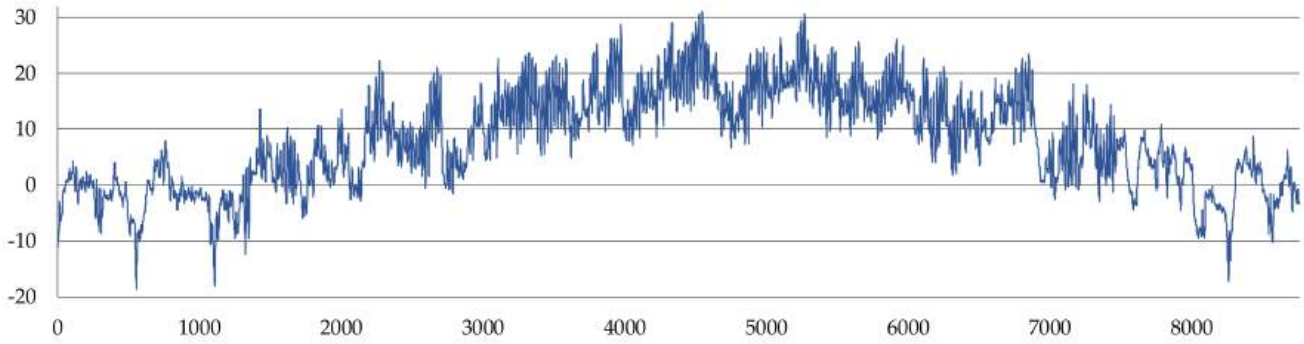


Figure 7. Ambient temperature (°C) during the typical meteorological year for the Katowice meteorological station.

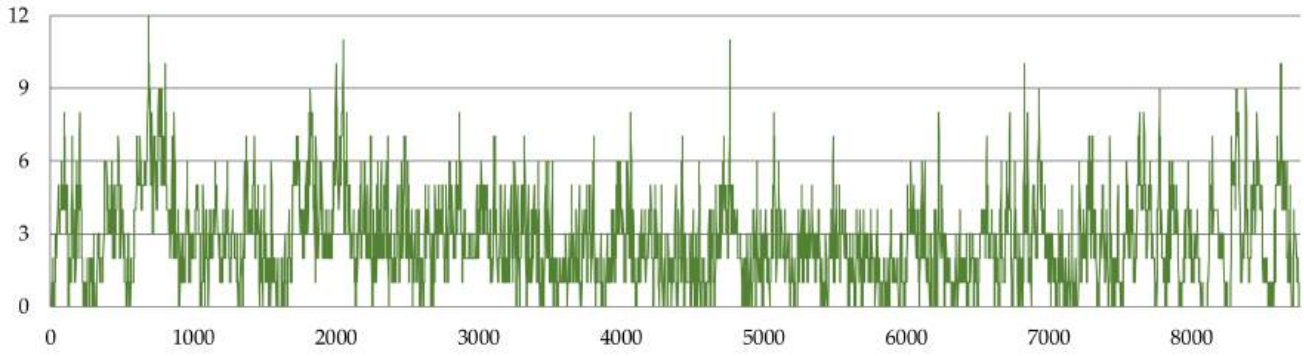


Figure 8. Wind speed (m/s) during the typical meteorological year for the Katowice meteorological station.

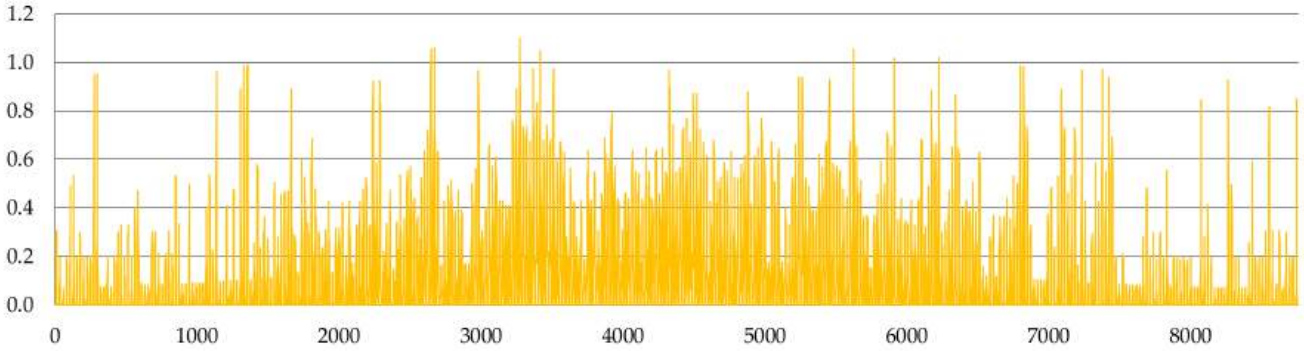


Figure 9. Solar irradiance (kW/m^2) during the typical meteorological year for the Katowice meteorological station.

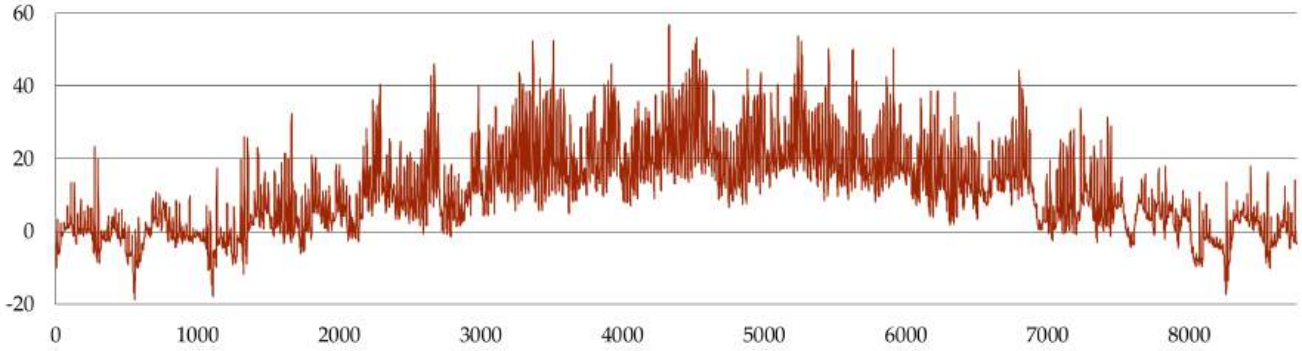


Figure 10. PV panel surface temperature (°C) during the typical meteorological year calculated on the basis of the ambient temperature, solar irradiance intensity, and wind speed for the Katowice meteorological station.

2.6. Variants of the CIGRE Test Network Operating Conditions

Using the load profiles defined in Section 2.2, in addition to the PV penetration levels and the division of the rated power of the PV sources between individual phases, defined in Section 2.3, we defined ten variants of operating conditions for the test network simulations. The defined variants are shown in Table 2. The simulations for each variant used the same weather conditions described in Section 2.5.

Table 2. The ten variants of operating conditions used in yearly simulations of the CIGRE test network.

		V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10
Load profile	Symmetric	x	x	x	x	x					
	Asymmetric						x	x	x	x	x
PV penetration level	0%	x					x				
	25%		x		x			x		x	
	50%			x		x			x		x
Division of the PV-rated power	Symmetric		x	x				x	x		
	Asymmetric				x	x				x	x

2.7. Risk Calculation

To assess the risk of exceeding the normal operating conditions of the LV network due to PV generation, we first define normal operating conditions for the network:

- The voltage of each bus is within the range 0.9–1.1 V_n [31];
- The negative sequence component of voltage in each bus is not greater than 2% of the positive sequence component [31];
- The current flow within each branch does not exceed the rated current of the transformer and cable lines; for the test network, the transformer is rated for 722 A, and we assume that the rated current of the cable lines is 401 A for a cross-section of 240 mm^2 and 157 A for a cross-section of 50 mm^2 [32];
- The reverse power flow, i.e., the power flow from LV to MV network, does not appear;
- Energy losses do not exceed those incurred without PV sources.

Severity degrees are commonly used to calculate the risks associated with the operation of PV sources in power systems [19,20,22,23]. We also use this concept in the article. We define several severity degrees as follows. The severity degrees of the upper and lower limits of bus voltage are given by:

$$S_{\overline{V}} = \begin{cases} V_i - V_{\max} & \text{if} \quad V_i > V_{\max} \\ 0 & \text{if} \quad V_i \leq V_{\max} \end{cases}, \tag{4}$$

$$S_V = \begin{cases} V_{\min} - V_i & \text{if} \quad V_i < V_{\min} \\ 0 & \text{if} \quad V_i \geq V_{\min} \end{cases}, \tag{5}$$

where V_i is the voltage at bus i, and $V_{\max}$ and $V_{\min}$ are the upper and lower limits of the voltage, respectively. The severity degree of the upper limit of the negative sequence component of the bus voltage is given by:

$$S_{V2} = \begin{cases} \left(\frac{V_{2i}}{V_{1i}} \times 100\% - 2\%\right) & \text{if} \quad \frac{V_{2i}}{V_{1i}} \times 100\% > 2\% \\ 0 & \text{if} \quad \frac{V_{2i}}{V_{1i}} \times 100\% \leq 2\% \end{cases}, \tag{6}$$

where V_{1i} and V_{2i} are the positive sequence and negative sequence components of the voltage at bus i, respectively. The severity degree of the rated current of a branch is given by:

$$S_I = \begin{cases} I_i - I_r & \text{if} \quad I_i > I_r \\ 0 & \text{if} \quad I_i \leq I_r \end{cases}, \tag{7}$$

where I_i is the current flow in branch i, and I_r is the rated current of the branch. The severity degree of the reverse power flow is given by:

$$S_R = \begin{cases} I_{LV \to MV} & \text{if} \quad I_{LV \to MV} > 0 \\ 0 & \text{if} \quad I_{LV \to MV} \leq 0 \end{cases}, \tag{8}$$

where $I_{LV \to MV}$ is the current flow from the LV network to the MV network. The severity degree of energy losses is given by:

$$S_{\Delta E} = \begin{cases} \Delta E_{PV} - \Delta E & \text{if} \quad \Delta E_{PV} > \Delta E \\ 0 & \text{if} \quad E_{PV} \leq \Delta E \end{cases}, \tag{9}$$

where ΔE_{PV} and ΔE are the energy losses in the entire network with and without PV sources, respectively.

Based on the simulation results, we calculated the severity degrees defined by Formulas (4)–(9) for each hour of the analyzed year. We then determined the number of hours during the year when each severity degree is greater than zero. On this basis, the risk of exceeding the normal operating conditions of the network is given by:

$$R_{S_i} = \frac{N_{S_i>0}}{N} \cdot 100\%, \tag{10}$$

where $i = (\overline{V}, V, V2, \text{I}, \text{R}, \Delta\text{E})$, $N_{S_i>0}$ is the number of hours during the year when the value of the i-th severity degree is greater than zero, and $N = 8760$ is the total number of hours in a year. We calculated $S_{\overline{V}}$, S_V, S_I, and S_R for the individual phase-to-phase voltages and phase currents, while S_{V2} and $S_{\Delta E}$ for individual buses or the entire network, respectively. We calculated the risk values in the same manner.

3. Results

3.1. Results of the Daily Simulations for Symmetric Load Profile without PV Sources—Variant V1

Tables 3 and 4 show the calculated voltages and currents within the CIGRE test network under the peak load condition shown in Figure 1. We found that the results obtained using OpenDSS were consistent with those presented in the CIGRE brochure [25], confirming the correct implementation of the test network in OpenDSS. The observed unbalance of voltages and currents for individual phases of a given bus or branch results from the impedance unbalance of the network (for the calculations, we assumed a phase symmetry of loads).

Table 3. Phase-to-phase voltages (V) for load buses in the CIGRE test network.

Bus	Phases	CIGRE	O_DSS	Bus	Phases	CIGRE	O_DSS
	L1–L2	393.04	393.04		L1–L2	375.84	375.86
R_1	L2–L3	393.02	393.02	R_{16}	L2–L3	377.58	377.60
	L3–L1	393.01	393.02		L3–L1	376.21	376.23
	L1–L2	385.83	385.84		L1–L2	373.40	373.42
R_{11}	L2–L3	386.61	386.62	R_{17}	L2–L3	375.56	375.59
	L3–L1	385.98	385.99		L3–L1	373.86	373.88
	L1–L2	370.02	370.03		L1–L2	372.32	372.35
R_{15}	L2–L3	371.49	371.50	R_{18}	L2–L3	374.59	374.61
	L3–L1	370.33	370.34		L3–L1	372.81	372.84

Table 4. Current flows (A) in branches that supply load buses in the CIGRE test network.

Branch	Phase	CIGRE	O_DSS	Branch	Phase	CIGRE	O_DSS
	L1	557.69	557.72		L1	74.28	74.29
R_0–R_1	L2	559.38	559.18	R_6–R_{16}	L2	74.73	74.68
	L3	561.07	561.28		L3	75.18	75.24
	L1	20.84	20.85		L1	46.91	46.92
R_3–R_{11}	L2	20.90	20.89	R_9–R_{17}	L2	47.27	47.23
	L3	20.96	20.96		L3	47.63	47.67
	L1	69.19	69.19		L1	62.80	62.81
R_{14}–R_{15}	L2	69.55	69.51	R_{10}–R_{18}	L2	63.30	63.24
	L3	69.88	69.93		L3	63.81	63.86

Respectively, Figures 11 and 12 illustrate the daily variability of phase-to-phase voltages in load buses and the daily variability of current flows in the branches that supply those buses. The variability is the result of the assumed load profile shown in Figure 2. For variant V1, this variability is identical for each day of the year. The results presented in Figures 11 and 12 constitute a background for the analysis of the impact of PV sources on the operating conditions of the CIGRE test network.

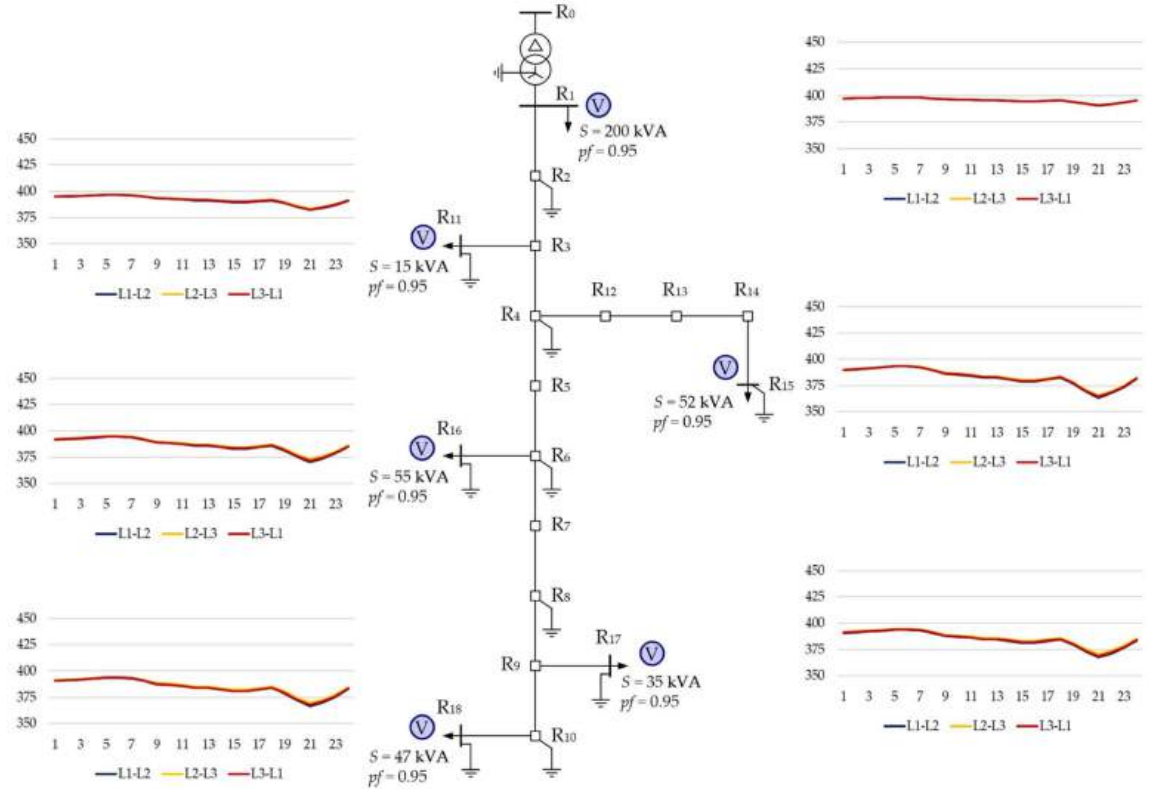


Figure 11. Daily simulation results showing the phase-to-phase voltages (V) in the test network for variant V1.

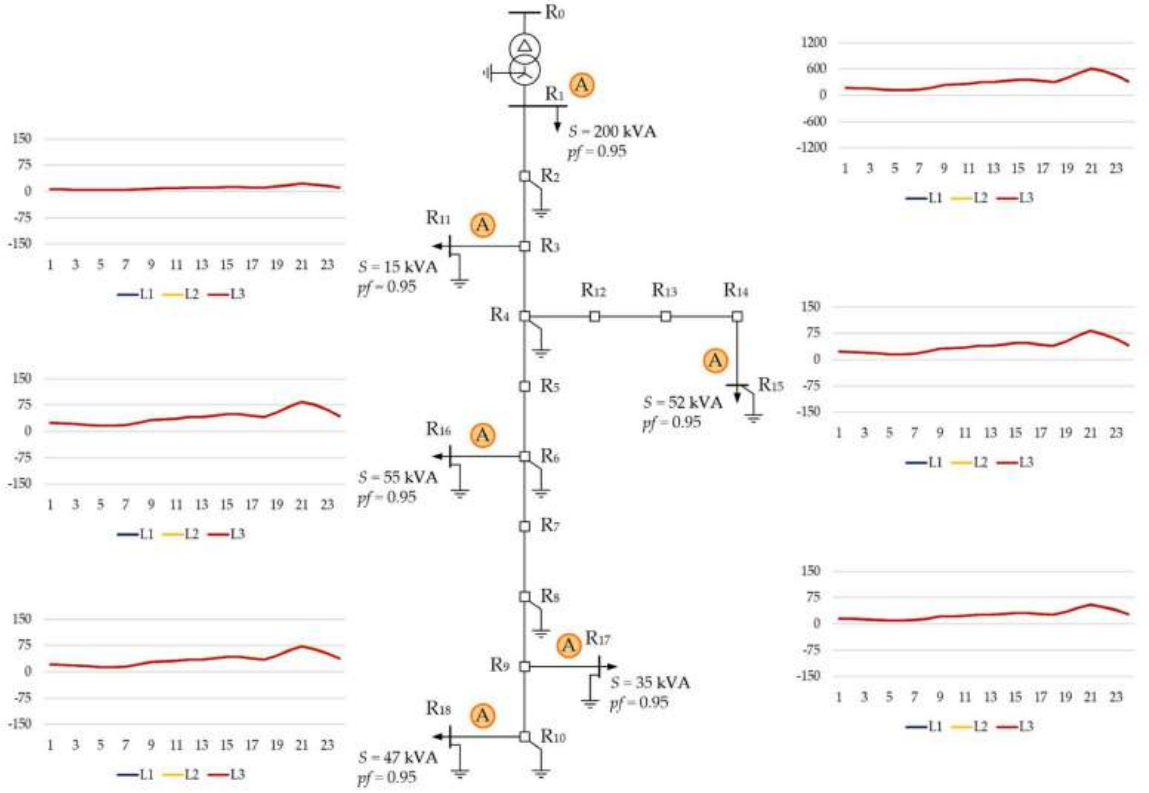


Figure 12. Daily simulation results showing the phase currents (A) in the test network for variant V1.

3.2. Results of the Daily Simulations for the Symmetric Load Profile with Symmetric PV Sources—Variants V2 and V3

The PV source models, with the rated power given in Table 1, were implemented in the CIGRE test network model. For each model, yearly simulations of network operation were performed for the weather conditions described in Section 2.5. We present the simulation results for 17 May, the day on which the maximum intensity of solar irradiance was observed; the weather conditions for 17 May are shown in Figure 6.

Figure 13 compares the total load and the total PV generation in the CIGRE test network for the two PV penetration levels. The results show that for both variants, there are periods during the day when the generation of PV sources exceeds the load. It is during these hours that the largest changes in network operation conditions should be expected. This is illustrated by Figures 14–17, which show the daily voltage and current profiles in the test network when the PV sources are connected.

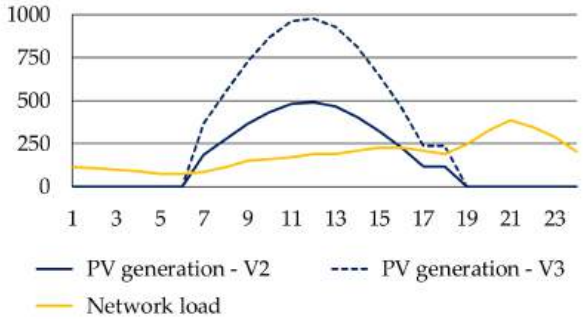


Figure 13. Total daily load and total PV generation (kW) in the CIGRE test network.

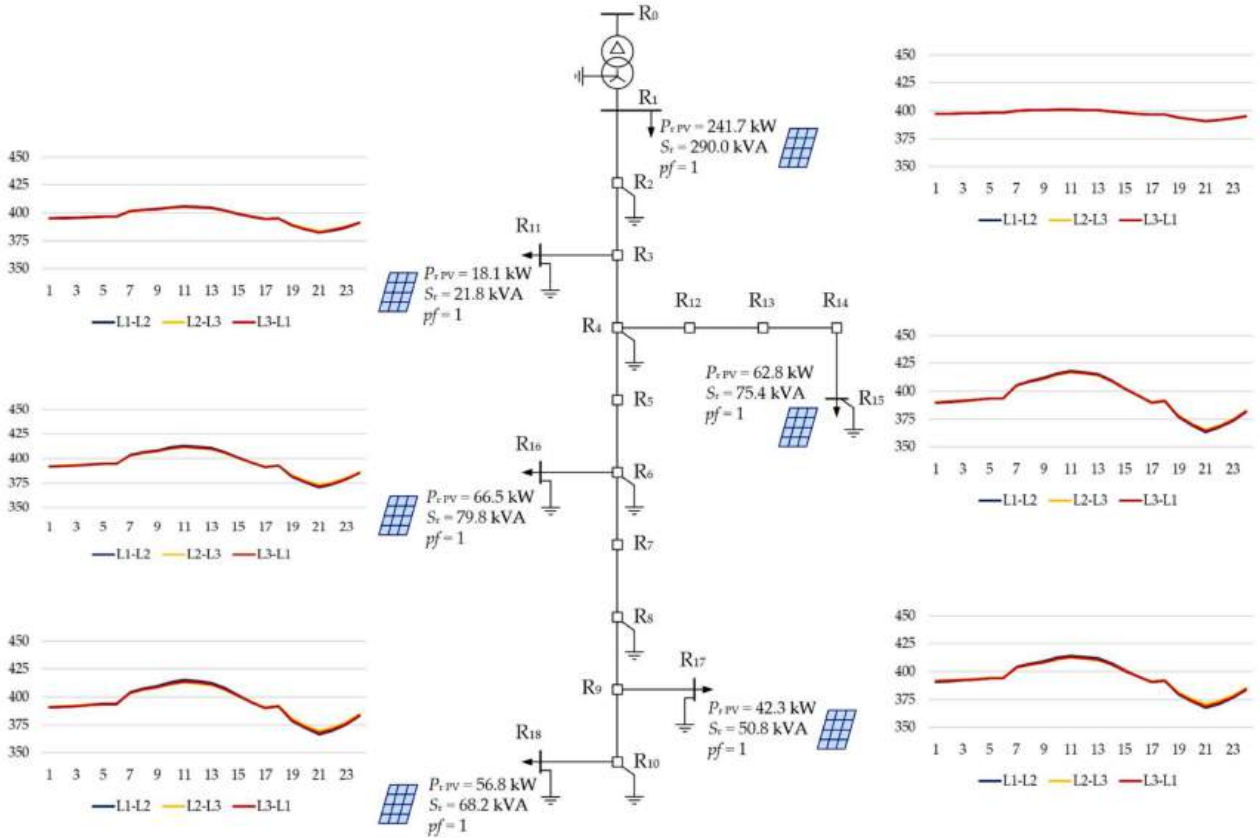


Figure 14. Daily simulation results showing the phase-to-phase voltages (V) in the test network for variant V2.

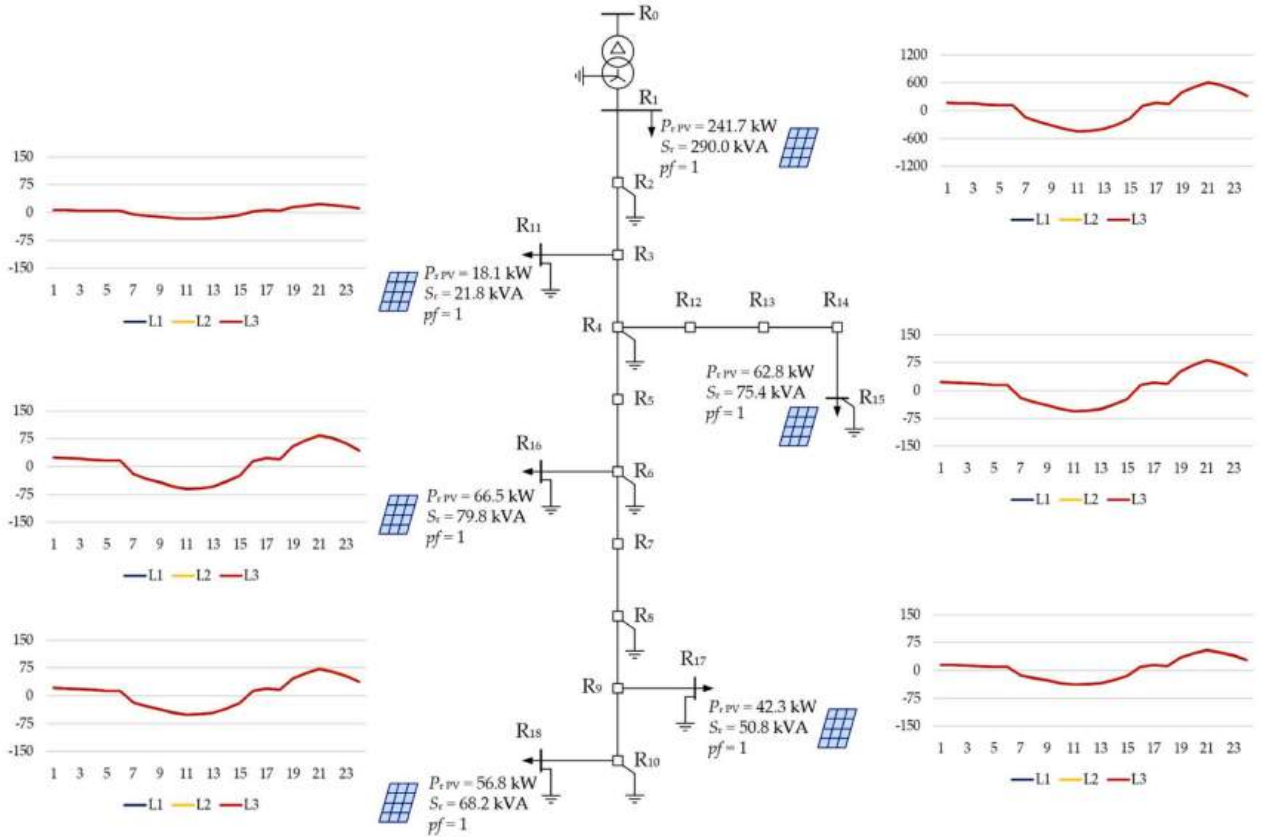


Figure 15. Daily simulation results showing the phase currents (A) in the test network for variant V2.

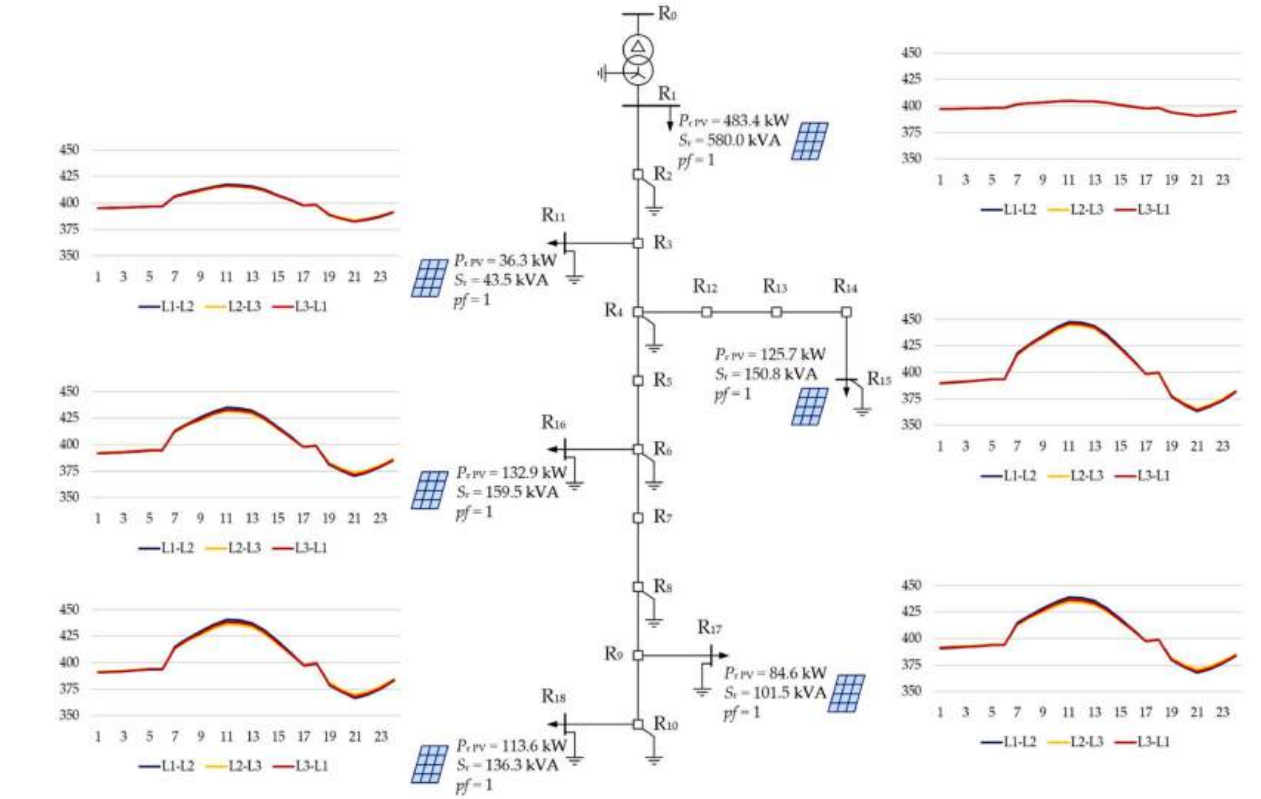


Figure 16. Daily simulation results showing the phase-to-phase voltages (V) in the test network for variant V3.

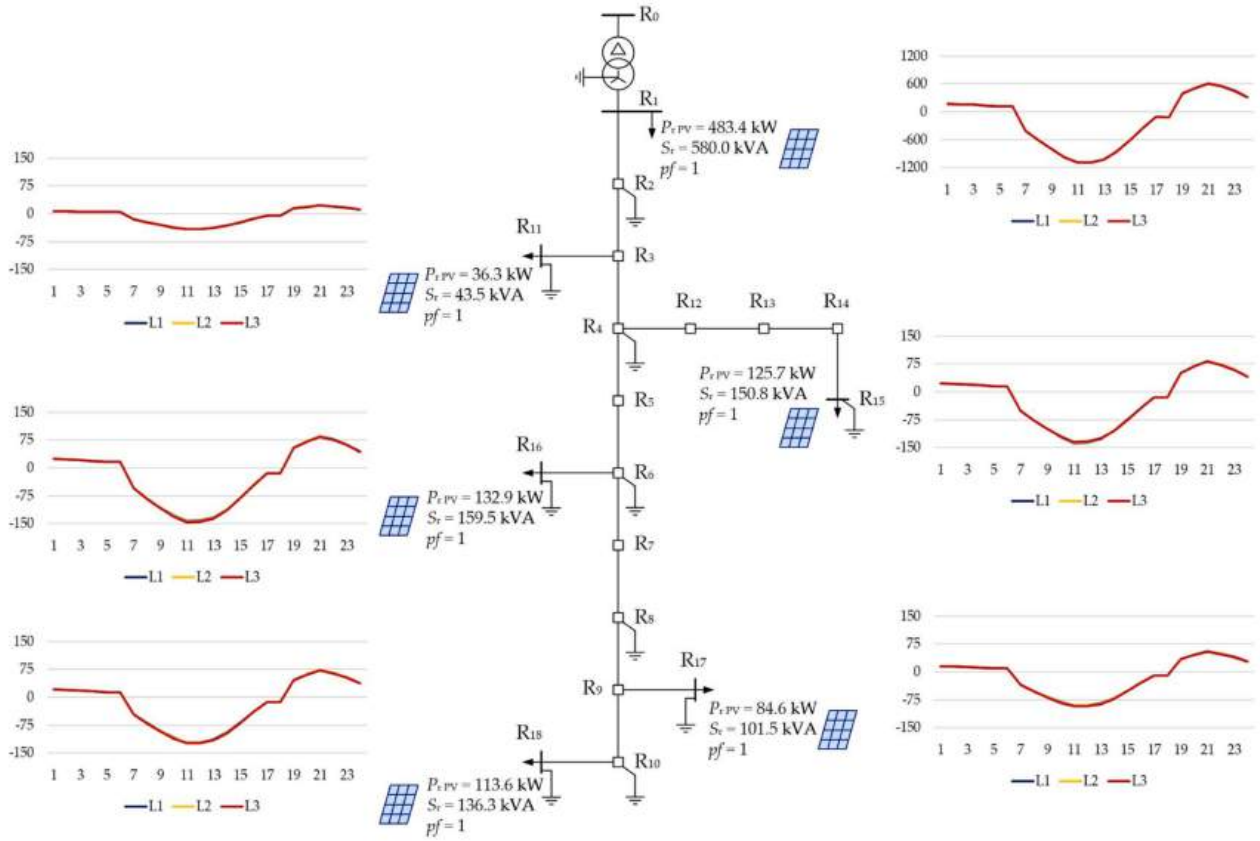


Figure 17. Daily simulation results showing the phase currents (A) in the test network for variant V3.

Power generation via PV sources also affects the negative sequence component of the bus voltage and the transmission losses. Figures 18 and 19 show a comparison of these parameters for variants V1, V2, and V3. Appendix A presents the simulation results for the remaining operating condition variants.

3.3. Results of the Yearly Simulations—Values of Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of the CIGRE Test Network

As a result of the yearly simulations, the values of bus voltages, branch currents, symmetrical components, and network losses were calculated for each hour during the year for every variant of the CIGRE test network operating conditions. From this, we calculated the severity degrees defined by Formulas (4)–(9) and the corresponding risk values defined by Formula (10). The results are presented in Tables 5–10.

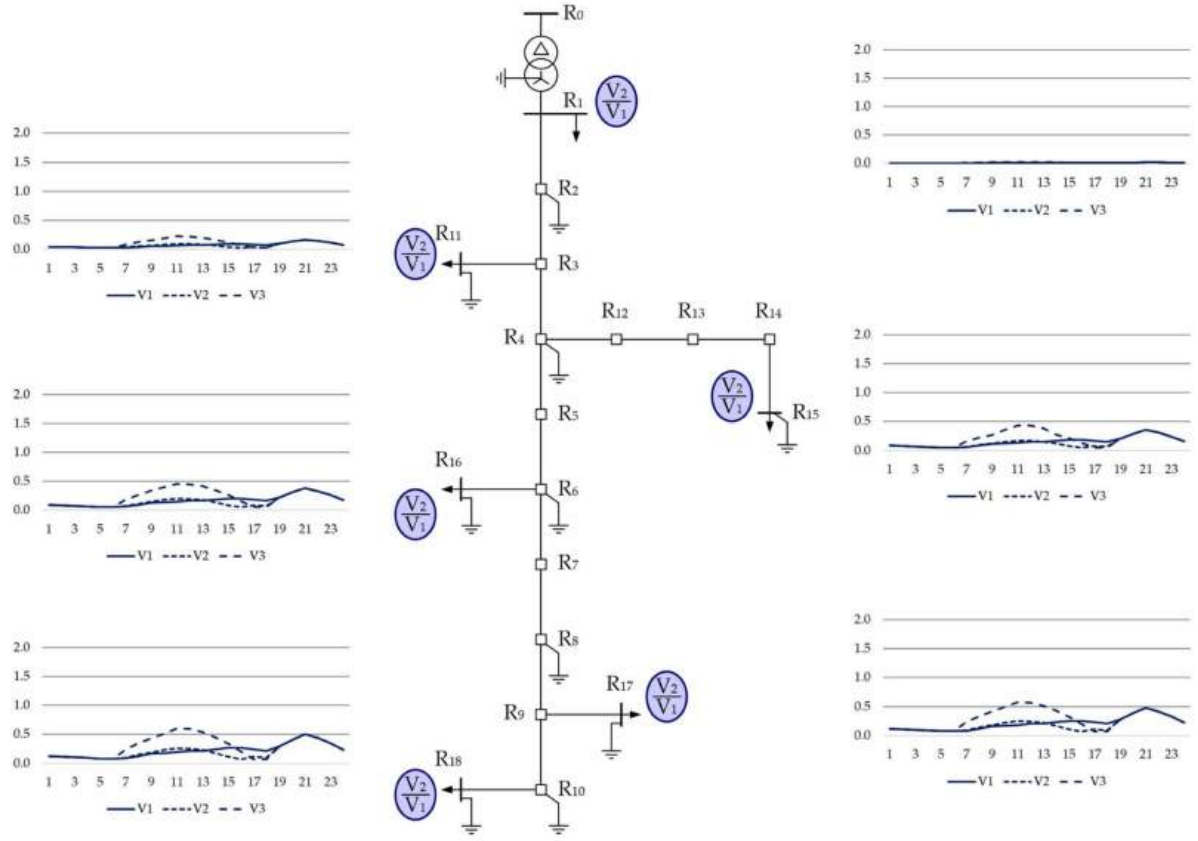


Figure 18. Daily simulation results showing the negative sequence component of the bus voltage (%) for variants V1, V2, and V3.

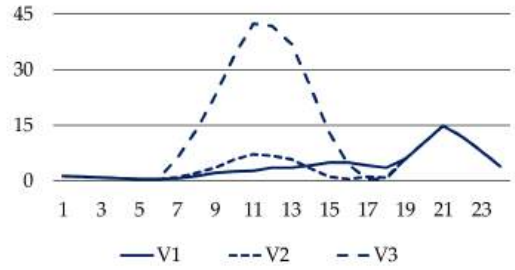


Figure 19. Daily simulation results showing the energy losses (kWh) for variants V1, V2, and V3.

Table 5. The risk of exceeding the upper limit of the bus voltage $R_{S_{\overline{V}}}$ (%) for load buses in the CIGRE test network.

Bus	Phases	Variants of the CIGRE Test Network Operating Conditions									
		V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
R_1	L1–L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2–L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3–L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{11}	L1–L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2–L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3–L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{15}	L1–L2	0	0	0.51	0	0.01	0	0	0.48	0	0
	L2–L3	0	0	0.26	0	0.76	0	0	0.26	0	0
	L3–L1	0	0	0.35	0	0.55	0	0	0.40	0	0
R_{16}	L1–L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2–L3	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0.03
	L3–L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{17}	L1–L2	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0
	L2–L3	0	0	0	0	0.19	0	0	0	0	0.15
	L3–L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{18}	L1–L2	0	0	0.03	0	0	0	0	0.03	0	0
	L2–L3	0	0	0	0	0.34	0	0	0	0	0.33
	L3–L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01

Table 6. The risk of dropping below the lower limit of the bus voltage R_{S_V} (%) for load buses in the CIGRE test network.

Bus	Phases	Variants of the CIGRE Test Network Operating Conditions									
		V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
R_1	L1–L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2–L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3–L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{11}	L1–L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2–L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3–L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{15}	L1–L2	0	0	0	0	0	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87
	L2–L3	0	0	0	0	0	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26
	L3–L1	0	0	0	0	0	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
R_{16}	L1–L2	0	0	0	0	0	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	L2–L3	0	0	0	0	0	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	L3–L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{17}	L1–L2	0	0	0	0	0	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
	L2–L3	0	0	0	0	0	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
	L3–L1	0	0	0	0	0	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
R_{18}	L1–L2	0	0	0	0	0	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
	L2–L3	0	0	0	0	0	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
	L3–L1	0	0	0	0	0	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07

Table 7. The risk of exceeding the upper limit of the negative sequence component of the bus voltage $R_{S_{V2}}$ (%) for load buses in the CIGRE test network.

Bus	Variants of the CIGRE Test Network Operating Conditions									
	V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
R_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{11}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{15}	0	0	0	0	0	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
R_{16}	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
R_{17}	0	0	0	0	0	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
R_{18}	0	0	0	0	0	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06

Table 8. The risk of exceeding the rated current of branch R_{S_I} (%) in the CIGRE test network.

Branch	Phase	Variants of the CIGRE Test Network Operating Conditions									
		V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
R_0–R_1	L1	0	0	1.44	0	0.34	0.67	0.67	2.15	0.67	1.00
	L2	0	0	1.50	0	4.57	0.72	0.72	2.16	0.72	5.43
	L3	0	0	1.51	0	0.96	0.76	0.76	2.35	0.76	1.78
R_1–R_2	L1	0	0	0.87	0	0.25	0.13	0.13	1.05	0.13	0.33
	L2	0	0	0.90	0	1.18	0.15	0.15	1.07	0.15	1.31
	L3	0	0	0.96	0	1.40	0.15	0.15	1.10	0.15	1.55
R_3–R_{13}	L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{14}–R_{15}	L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_6–R_{16}	L1	0	0	0	0	0	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	L2	0	0	0	0	0.33	0.01	0.01	0.01	0.01	0.38
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.03
R_9–R_{17}	L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R_{10}–R_{18}	L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.02
	L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Table 9. The risk of reverse power flow occurring R_{S_R} (%) in the CIGRE test network.

Branch	Phase	Variants of the CIGRE Test Network Operating Conditions									
		V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
R_0–R_1	L1	0	13.50	21.99	9.20	20.07	0	13.68	21.66	9.50	20.00
	L2	0	13.50	22.00	17.83	22.47	0	13.66	21.70	17.57	22.42
	L3	0	13.50	22.00	12.03	21.26	0	13.72	21.84	12.17	21.29

Table 10. The risk of energy losses increasing $R_{\Delta E}$ (%) in the CIGRE test network.

Branch	Variants of the CIGRE Test Network Operating Conditions									
	V1	**V2**	**V3**	**V4**	**V5**	**V6**	**V7**	**V8**	**V9**	**V10**
Entire network	0	1.62	12.92	1.95	13.93	0	1.69	12.81	2.17	13.76

The results in Table 5 show that the voltage exceeded the upper limit in several load buses for variants V3, V5, V8, and V10, variants for which the penetration level of PV

sources is 50%. The highest risk was observed for bus R15. Figure 20 shows the number of hours during a year when the upper limit of bus R15 was exceeded. The degree by which it was exceeded is shown, in the ranges 0–1 V, 1–2 V, 2–3 V, etc. The data show that the upper limit of bus R15 is rarely exceeded by 5 V or more.

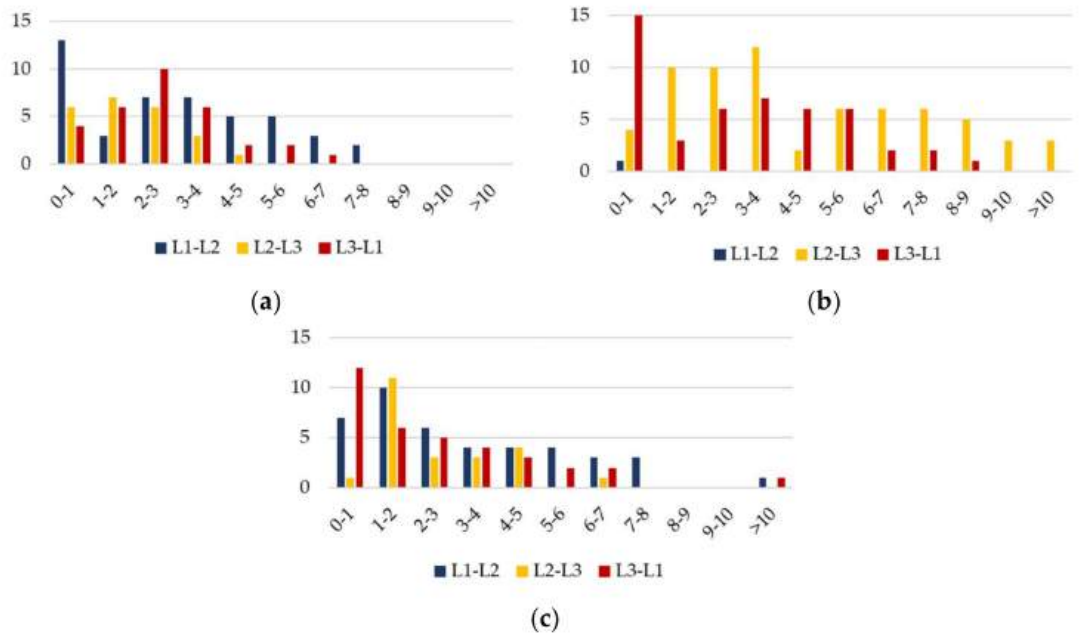


Figure 20. The number of hours in the year when the upper limit of the R15 bus voltage is exceeded within one of the defined ranges (V): (**a**) V3, (**b**) V5, and (**c**) V8.

Table 6 shows the risks that the load bus voltages drop below their minimum limits. The risks are non-zero for four buses when using variants V6–V10. The V1 and V6 variants have no PV sources. These variants differ only in the load profile; V1 has a symmetric load profile, while V6 has an asymmetric load profile. Hence, the voltage fell below the lower limit in the V6 variant due to an asymmetric load profile. The risks of the subsequent variants are the same as those of the V6 variant, indicating that for these variants, the PV sources did not increase the risk of dropping below the minimum limits of the bus voltages. A similar situation occurs in the case of the negative sequence component of the voltage, with the results shown in Table 7.

Table 8 shows the risks of exceeding the rated branch currents. The rated currents of the transformer (branch R_0–R_1) and lines R_1–R_2 are exceeded. The rated current of line R_2–R_3 is also exceeded; this is not shown in the table because the line operates in series with line R_1–R_2. The transformer and line-rated currents are exceeded when using variants V3, V5, V8, and V10, where the penetration level of PV sources is 50%. The rated currents of those components are also exceeded when using variants V6, V7, and V9; however, this is caused by the asymmetric load profile and not by the operation of the PV sources. When comparing variants V3 with V5 and V8 with V10, the asymmetric division of the PV-rated power noticeably impacts the load of the network branch. This impact can be favorable by mitigating overload, or unfavorable, by increasing overload. This issue is illustrated in Figure 21. Comparing Figure 21a–d shows that with the asymmetric division of the PV-rated power, the total number of hours in which the transformer overloads in phases L1 and L3 decreases, while the total number of hours in which the transformer overloads in phase L2 increases.

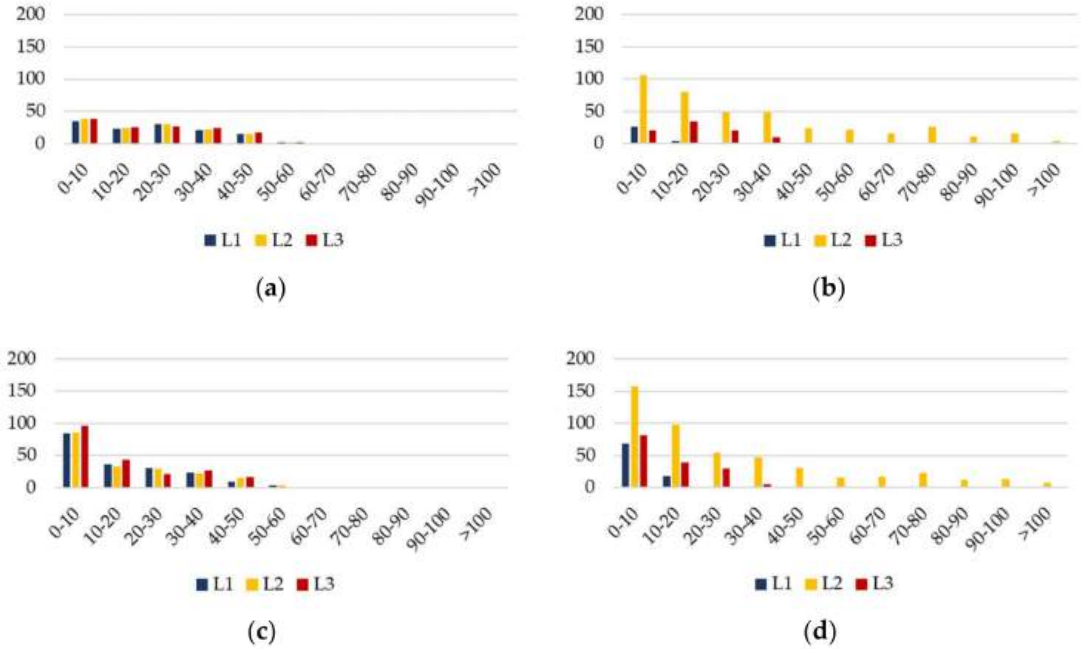


Figure 21. The number of hours during the year in which the rated current of the transformer (branch R_0–R_1) is exceeded by a value within the defined ranges (% of the rated current): (**a**) V3, (**b**) V5, (**c**) V8, and (**d**) V10.

In our simulations, reverse power flow occurred in each variant that contained PV sources. However, the risk of reverse flow is much higher in variants V3, V5, V8, and V10, where the penetration level of PV sources is 50% (see Table 9). The results show how the division of the PV-rated power between individual phases impacts the risk (Figure 22).

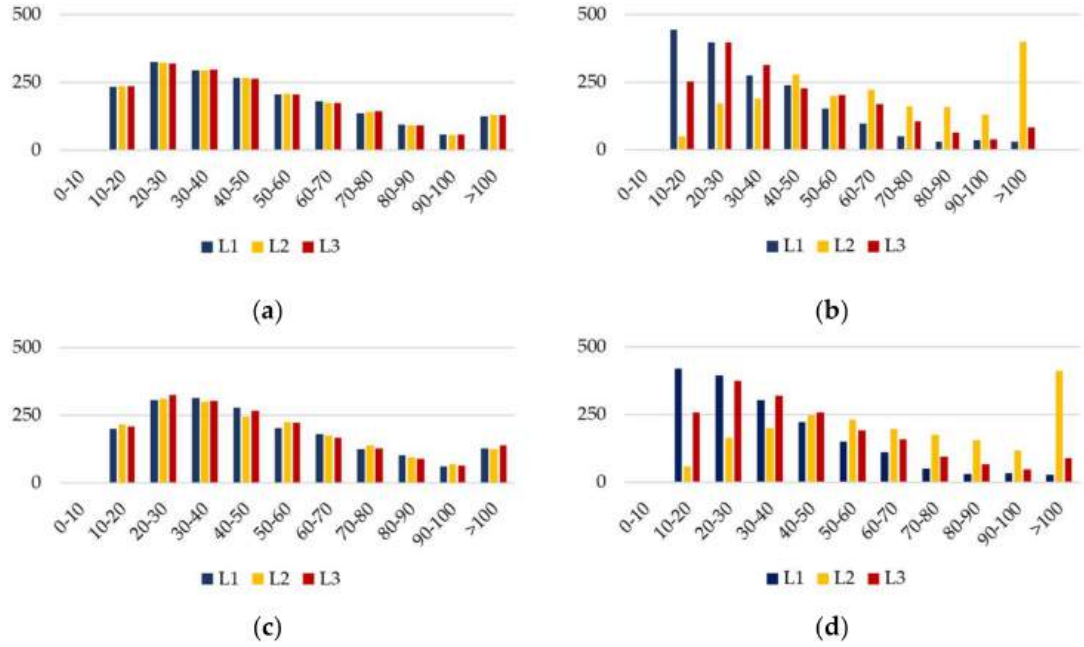


Figure 22. The number of hours during the year in which the reverse power flow is within the defined ranges (% of the rated current of transformer): (**a**) V3, (**b**) V5, (**c**) V8, and (**d**) V10.

Table 10 shows the risk of energy losses increasing in the CIGRE test network with connected PV sources. To calculate the risk, the energy losses in V2–V5 variants were

compared to losses in the V1 variant, while losses in V7–V10 variants were compared to losses in the V6 variant. For all variants with PV sources, an increase in energy losses is observed. The risk of increasing losses is much higher in variants where the penetration level of PV sources is 50%. The asymmetrical division of the PV-rated power between individual phases has a noticeable impact on the risk of increasing losses. Figure 23 shows the number of hours during the year in which the increase in energy losses is within the given ranges for variants V3, V5, V8, and V10.

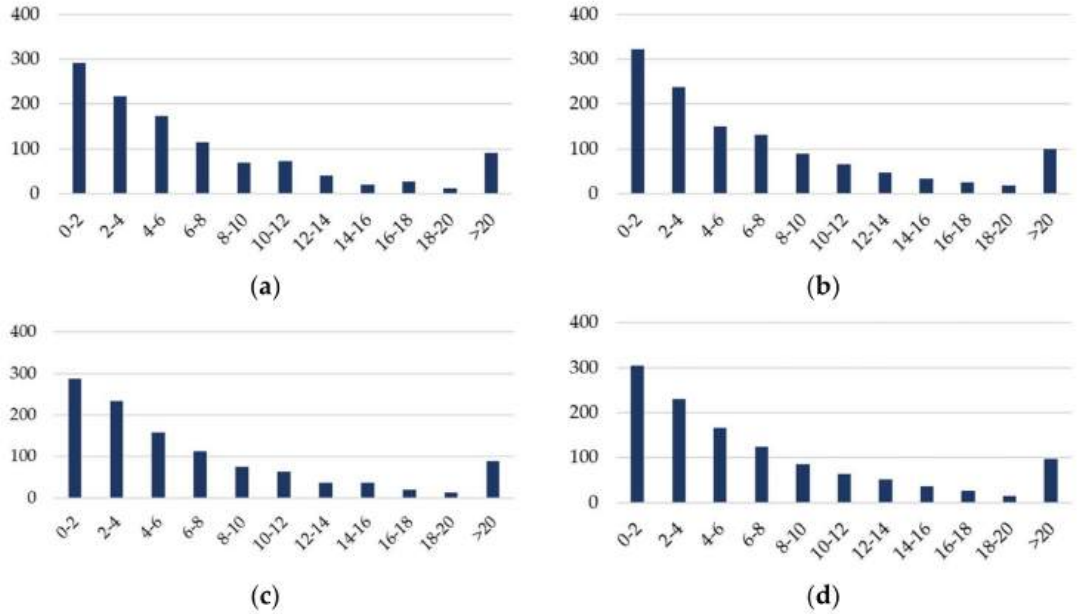


Figure 23. The number of hours during the year in which the increase in energy losses is within the defined ranges (kWh): (a) V3, (b) V5, (c) V8, and (d) V10.

4. Discussion

When comparing the daily variability of phase-to-phase load bus voltages (Figure 12, Figure 14, and Figure 16, and the corresponding figures in Appendix A), the voltage increases are particularly noticeable during periods in which PV power generation exceeds the power demand. The greater the installed capacity of PV micro-installations, the greater the voltage increases. For variants where the PV penetration level is 50%, the differences between the minimum and maximum voltages in certain buses (e.g., bus R15) reach 90 V. The minimum voltage occurs at approximately 9 p.m., coinciding with high customer demand and no PV generation. The maximum voltage occurs at approximately noon, coinciding with low customer demand and high PV generation. In these circumstances, overvoltage can occur, which may cause damage to the receivers powered from the bus. To avoid exceeding the upper limit of the bus voltage, inverters are equipped with overvoltage protections, which cause them to automatically deactivate. Deactivating PV installations is unfavorable to their owners due to the interruption of energy production, independent of the weather conditions. The results show that within the CIGRE test network, the risk of the bus voltages going beyond the relevant bounds is substantial within only certain buses when using variants where the PV penetration level is 50%. The risk did not exceed 0.8%, meaning that bus voltages were outside the permissible values for no more than 70 h during the year.

The operation of PV micro-installations has a two-fold impact on the flow of currents within the network (Figures A13, A15 and A17, and the corresponding figures in Appendix A). When PV generation is lower than demand, the load of network elements is reduced without the current direction changing. This is a favorable situation and, among other effects, provides a reduction in transmission losses. Correspondingly, during periods

in which PV generation exceeds demand, a change in the direction of current flow occurs: Power flows in reverse, from the LV network to the MV network.

This reverse flow takes different values depending on the PV penetration level in the LV network. For example, on the day of the highest intensity of solar irradiance during the year (17 May), for a PV penetration level of 25%, the reverse flow within the transformer was comparable to the current flow during the evening peak of the network load (Figure 15). For a PV penetration level of 50%, the reverse flow was almost twice as high (Figure 17). The risk of incurring a reverse power flow depends on the rated power of the PV sources. For a PV penetration level of 25%, the risk of reverse power flow within the test network was approximately 14% when using variants V2 and V7. Hence, for more than 1200 h during the year (approximately 50 days), power flowed from the LV network to the MV network. For a PV penetration level of 50%, the risk increases to approximately 22% (variants V3 and V8), corresponding to almost 2000 h (more than 80 days).

The operation of the PV sources connected to the LV network also affects the load of individual components within the network. The simulations show that the MV/LV transformer was the network component most exposed to the risk of overload. The risk of overload appeared at a PV penetration level equal to 50%. With a symmetric division of the rated power of PV sources between individual phases (variants V3 and V8), the risk of overload was approximately the same for each phase: approximately 1.5% (130 h) for the V3 variant and approximately 2.2% (190 h) for the V8 variant. The difference in risk (approximately 0.7%) is caused by the risk of overloads resulting from the asymmetry of the load (variant V6). With the asymmetric division of the power of PV sources between individual phases (variants V5 and V10), the highest risk was observed for the maximum-loaded phase. This risk was approximately 5%, corresponding to 440 h during the year (more than 18 days). Furthermore, the overload value is notable, reaching greater than 100% of the rated current (Figure 21). In the remaining phases, both the risk and the level of overload were significantly lower. Therefore, to minimize both the risk and the degree of overload of individual network components, single-phase PV sources should be connected so that the load of individual phases is even.

The change in current flow resulting from the operation of PV sources causes a change in transmission losses (Figures 19 and A19). The yearly simulations show that the risk of increasing transmission losses occurs for all variants with modeled PV sources. For variants with a PV penetration level of 25%, the risk of increasing transmission losses ranged from 1.6% to 2.2%. However, in variants with a 50% share of PV sources, the risk ranged from 12.8% to 13.9%: doubling the rated power of PV sources resulted in an eight-fold increase in the risk of increasing energy losses. From the perspective of network users, this is an adverse situation, as it causes an increase in the variable costs of energy distribution, which translates into an increase in the rates of distribution charges.

Voltage asymmetry is a common occurrence within the LV network. In addition to impedance asymmetry, voltage unbalance is primarily caused by the uneven load of individual phases due to the operation of single-phase receivers. PV sources can also be deployed as single-phase installations, and with an uneven distribution of their power between individual phases, they can affect the level of voltage unbalance. This phenomenon is visible when comparing Figures 18, A15, A17 and A18: voltage unbalance increases (the negative sequence component of the bus voltage increases) due to the operation of PV sources with power distributed asymmetrically between individual phases. However, it should be emphasized that the yearly simulations show that the limiting value of the negative sequence component of the bus voltage was not exceeded as a result of the operation of the PV sources. Moreover, the operation of PV sources did not reduce the nodal voltage below the permissible values.

Comparing the results obtained by us with those described in similar studies, one can notice their general consistency. The authors of the article [7] concluded that overload of network components and overvoltage appears only with high PV penetration levels. In addition, in our simulations, overload of network components and overvoltage appeared

at the 50% PV penetration level. The same article also shows a very strong relationship between reverse power flow and the PV penetration level. Our research also confirms this relationship. Articles [8–10] emphasize that PV sources reduce total losses until a certain penetration level and further increase in PV installations also increases grid losses. Our research also confirmed this observation. The article [11] states that the influence of PV sources on voltage asymmetry is at the level of 1%. In our research, we obtained a slightly higher value, but the level of asymmetry did not exceed the acceptable limit.

5. Conclusions

During the majority of the year, the cooperation of PV micro-installations with the power network causes no interruptions, and the parameters that characterize the operation of the LV network are within acceptable limits. Due to the growing number of prosumer micro-installations, such parameters are exceeded more frequently. The method we presented in this article determines the risk of exceeding the normal operating conditions of an LV network due to the operation of connected PV sources. Hence, the method can be used to determine the HC of existing LV networks at which the assumed risk of exceeding the individual parameters that characterize the operation of the network will be met. This method can also be used to assess the impact of newly connected PV micro-installations on the operation of the existing LV network.

As part of further research, we plan to develop a method that allows the connection of a greater number of PV micro-installations without the need for substantial development of the network. This will be achieved by increasing energy consumption at the place of its production during generation. That is, by increasing the self-consumption of the energy produced by prosumers. Selected receivers and electric energy storage devices owned by prosumers can be used for this purpose. Energy storage devices connected to the MV/LV substation that powers the given network can also be used to increase the hosting capacity of the network. The development of a method to optimally control selected receivers and energy storage devices will allow the hosting capacity of existing LV networks to be increased while maintaining the assumed risk level of exceeding the normal operating conditions. This method could also be used to control the LV network. The application of the method should make the operation of the LV grid more flexible, which is necessary for the development of electromobility, among other purposes [33].

Author Contributions: Conceptualization, R.K.; methodology, R.K., M.P. and M.S.; validation, R.K., M.P. and M.S.; formal analysis, R.K., M.P. and M.S.; investigation, R.K., M.P., and M.S.; resources, R.K., M.P. and M.S.; data curation, R.K., M.P. and M.S.; writing—original draft preparation, R.K. and M.P.; writing—review and editing, R.K., M.P. and M.S.; visualization, M.S. and R.K.; supervision, R.K. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research received no external funding.

Data Availability Statement: Data available on demand.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Appendix A

Daily simulation results for variants V4–V10, showing phase-to-phase voltages, phase currents, negative sequence components of bus voltage, and energy losses.

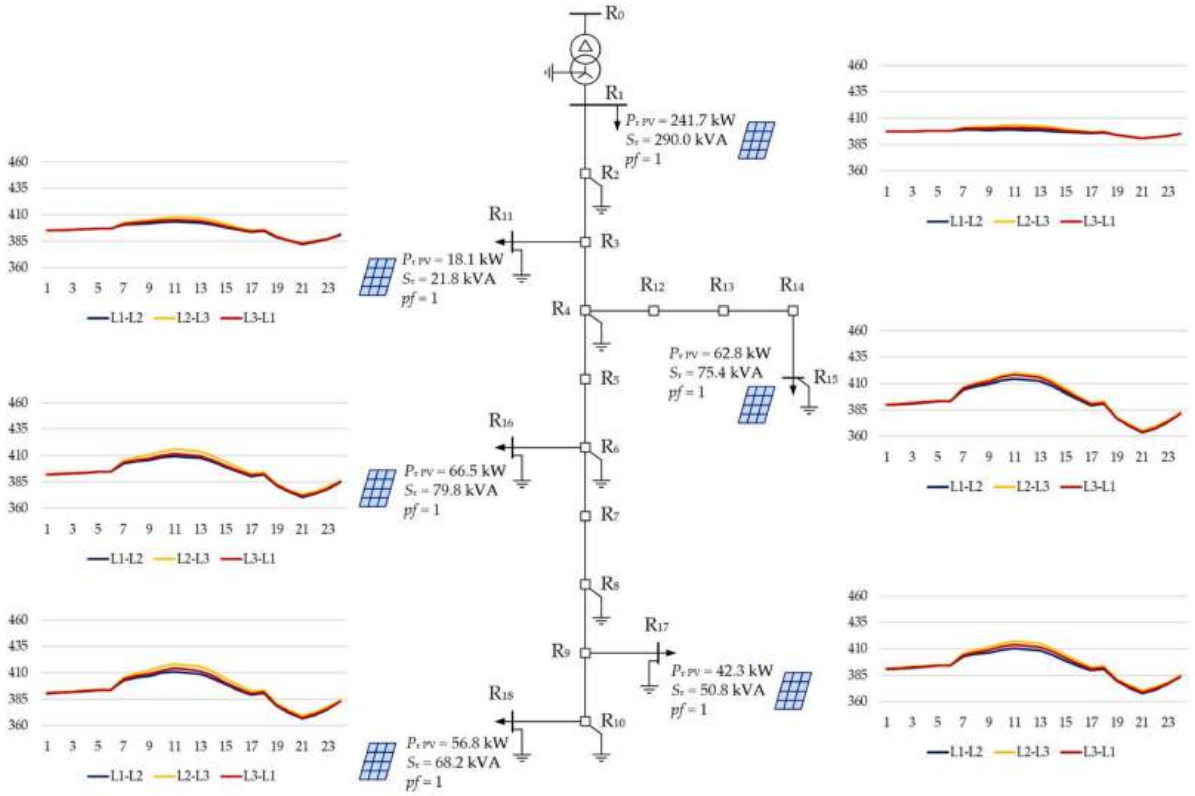


Figure A1. Daily simulation results for variant V4: phase-to-phase voltages (V).

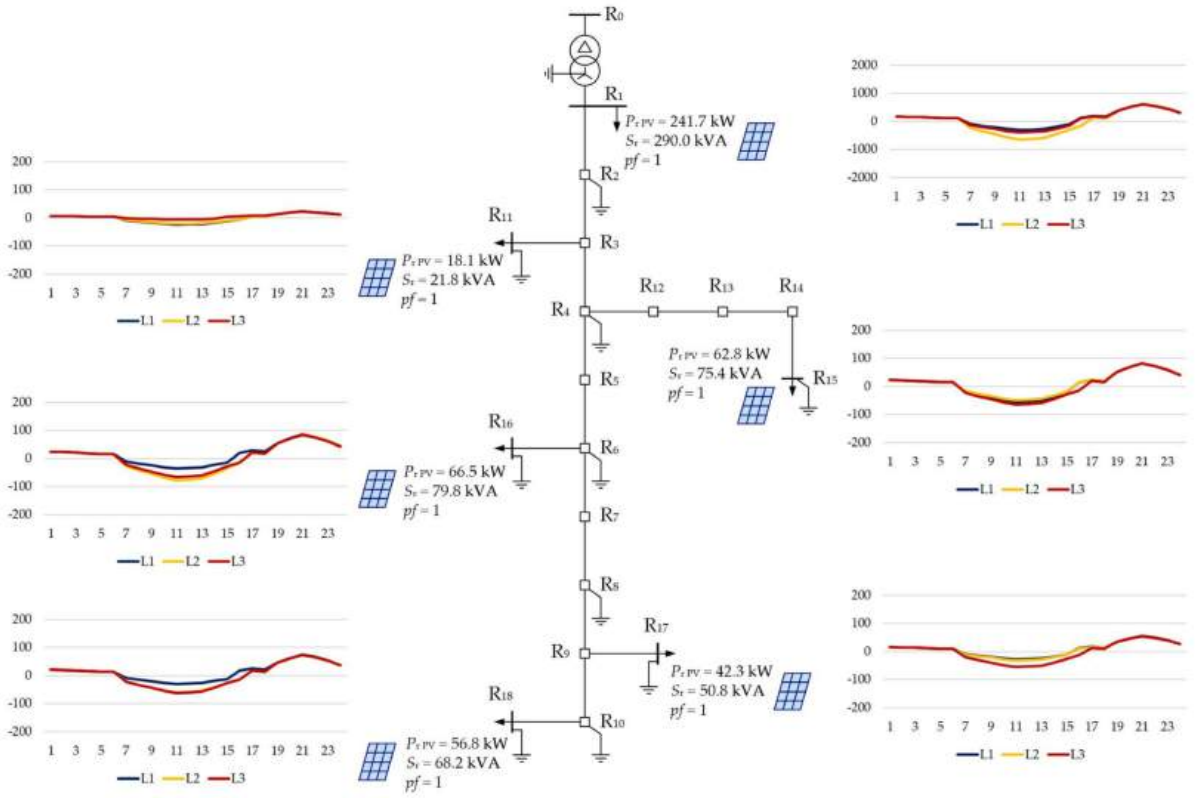


Figure A2. Daily simulation results for variant V4: phase currents (A).

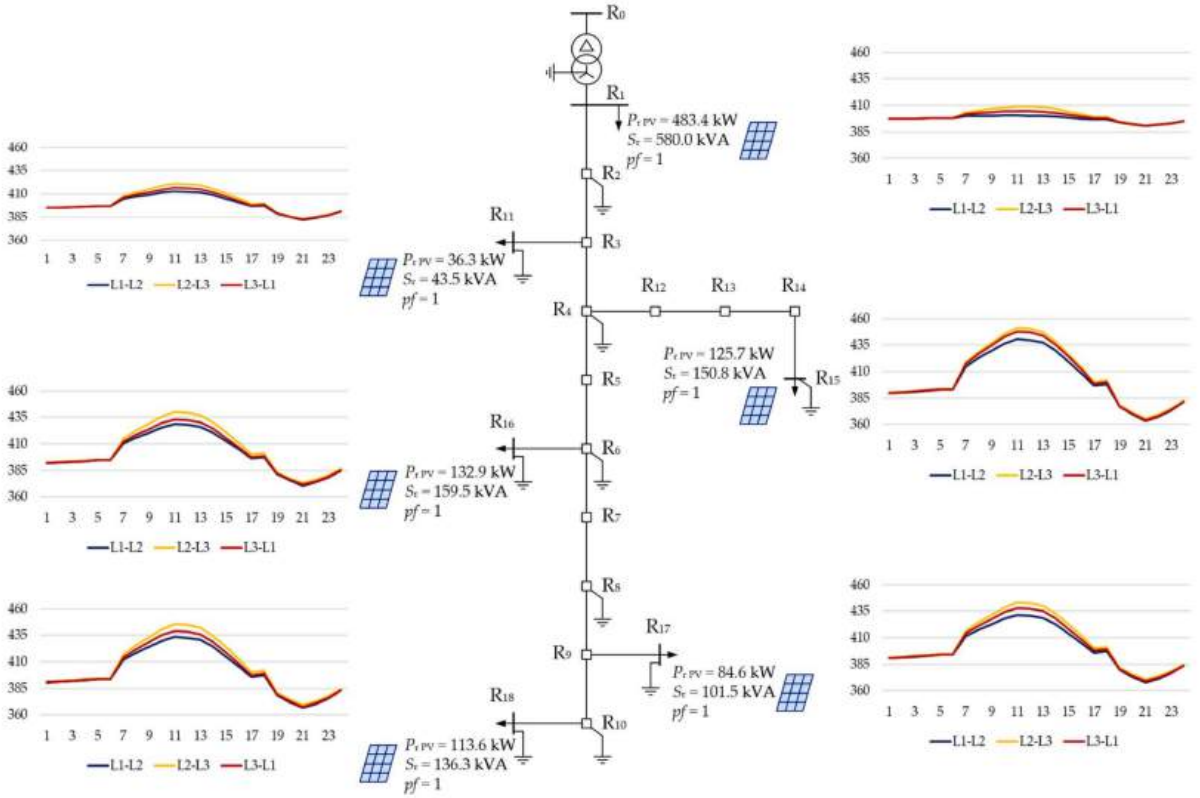


Figure A3. Daily simulation results for variant V5: phase-to-phase voltages (V).

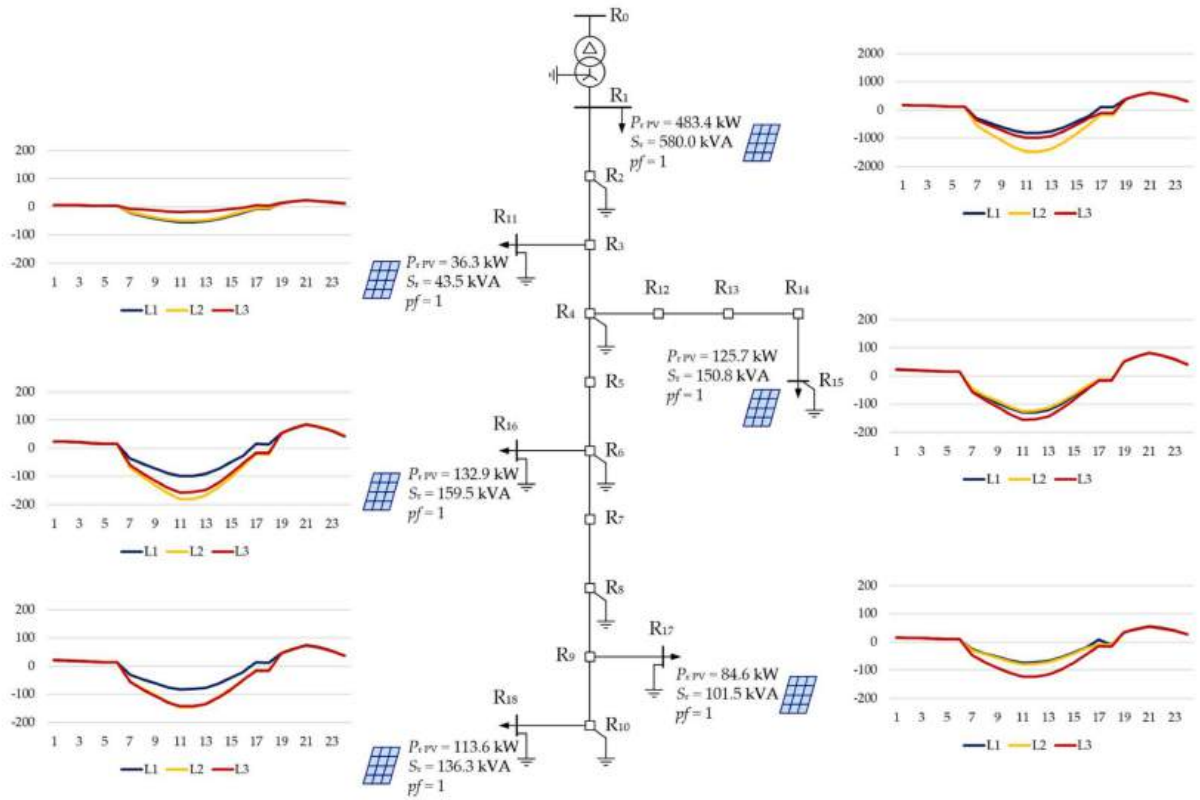


Figure A4. Daily simulation results for variant V5: phase currents (A).

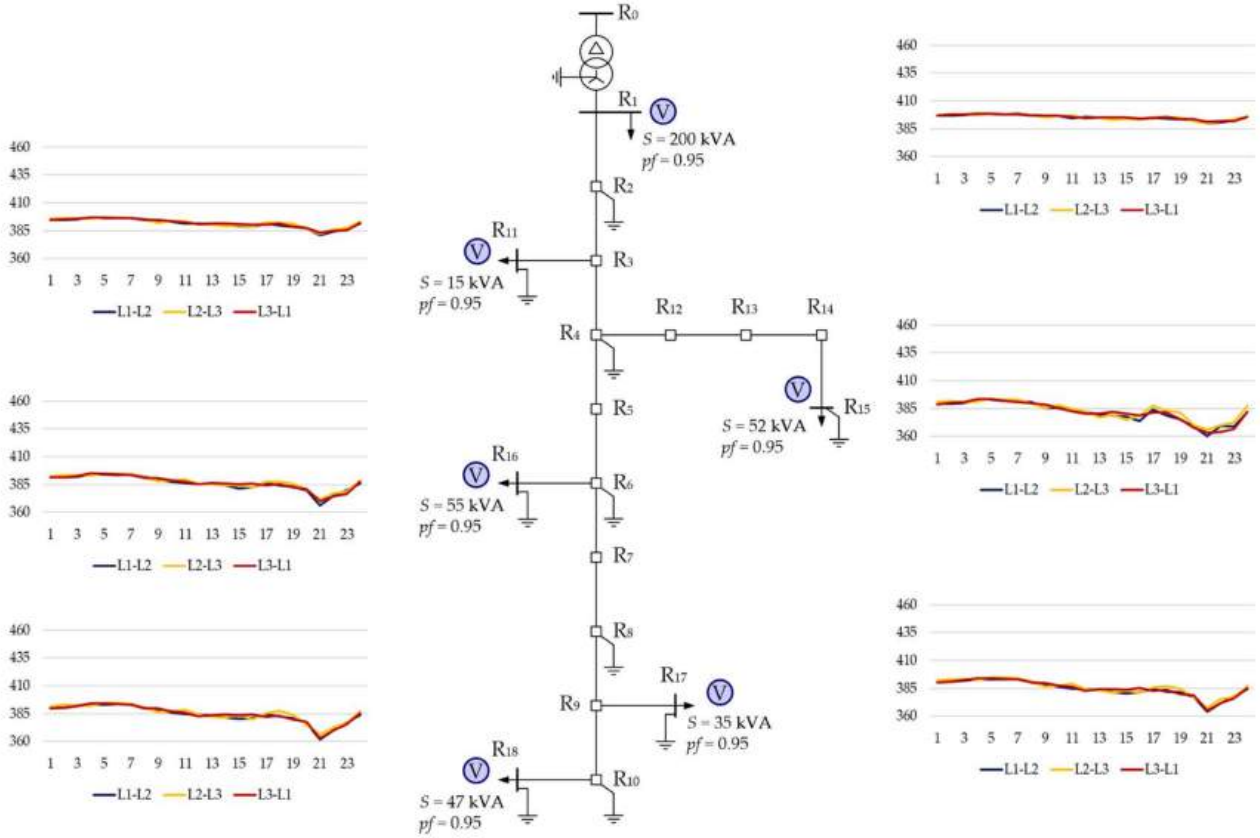


Figure A5. Daily simulation results for variant V6: phase-to-phase voltages (V).

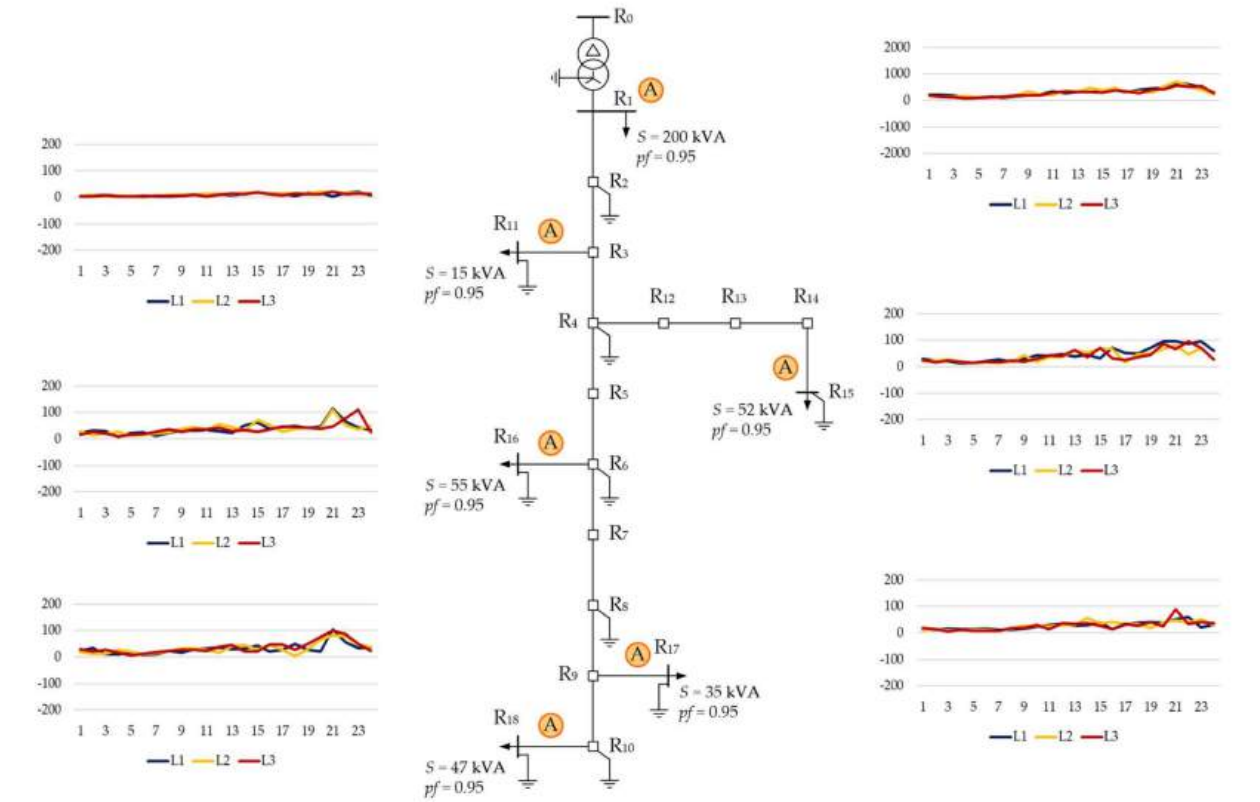


Figure A6. Daily simulation results for variant V6: phase currents (A).

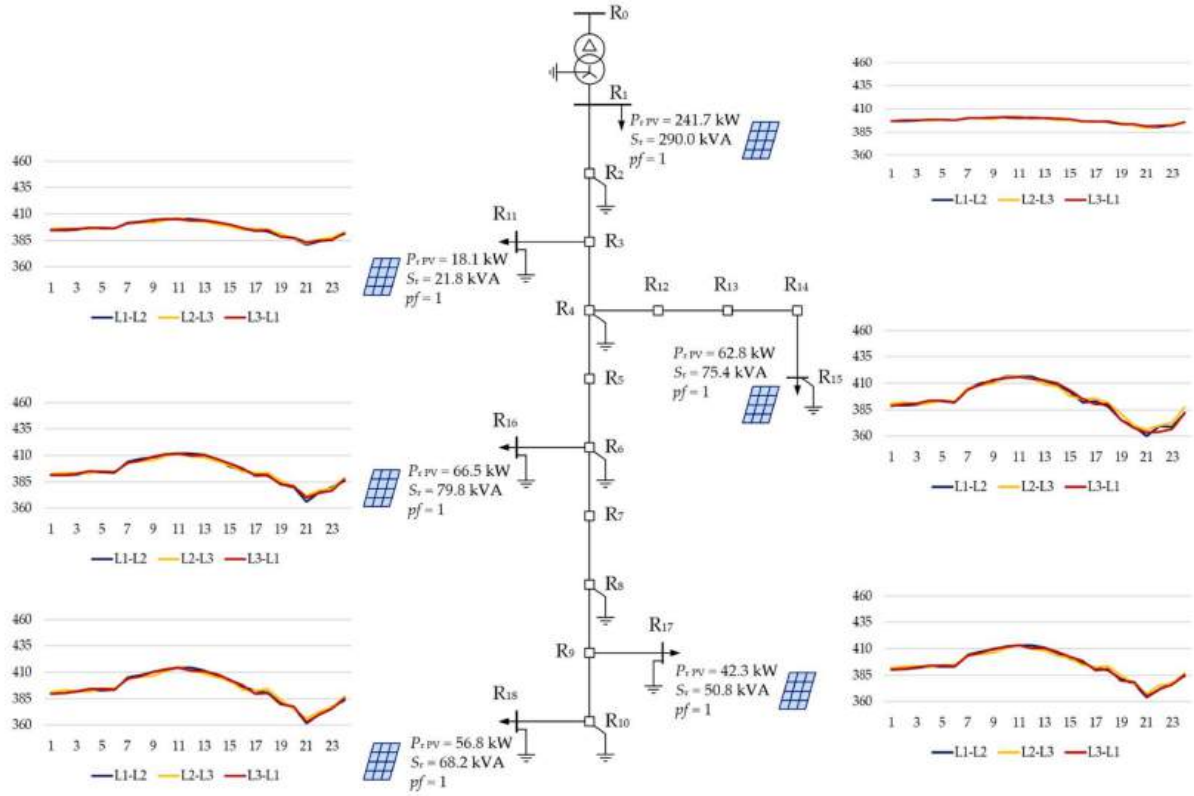


Figure A7. Daily simulation results for variant V7: phase-to-phase voltages (V).

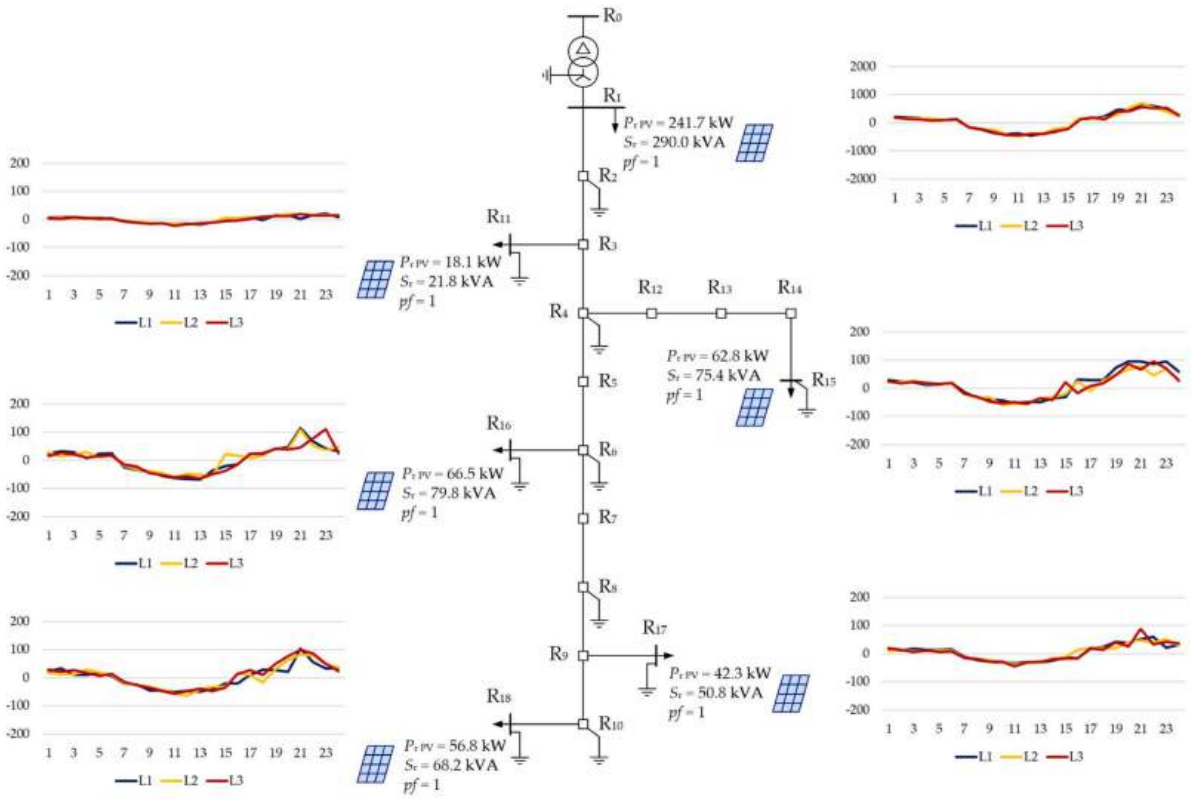


Figure A8. Daily simulation results for variant V7: phase currents (A).

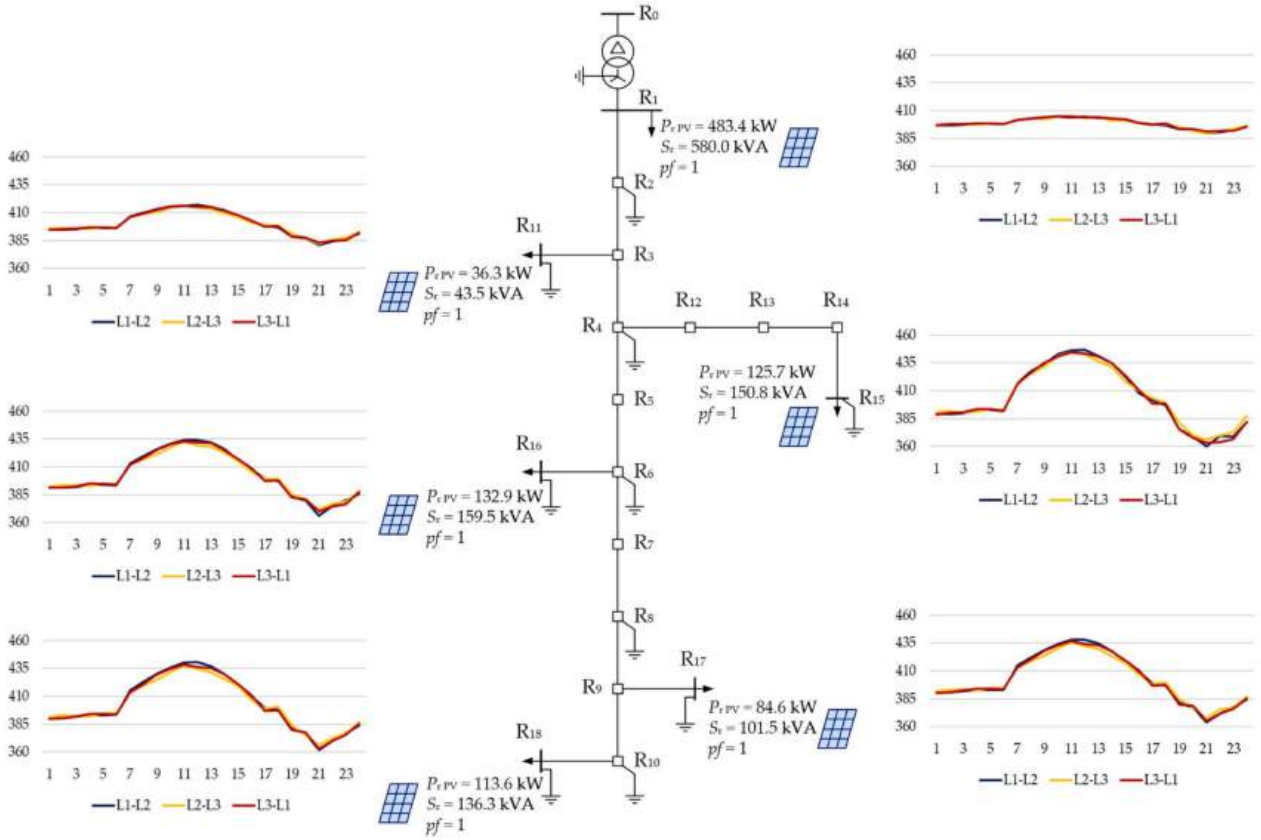


Figure A9. Daily simulation results for variant V8: phase-to-phase voltages (V).

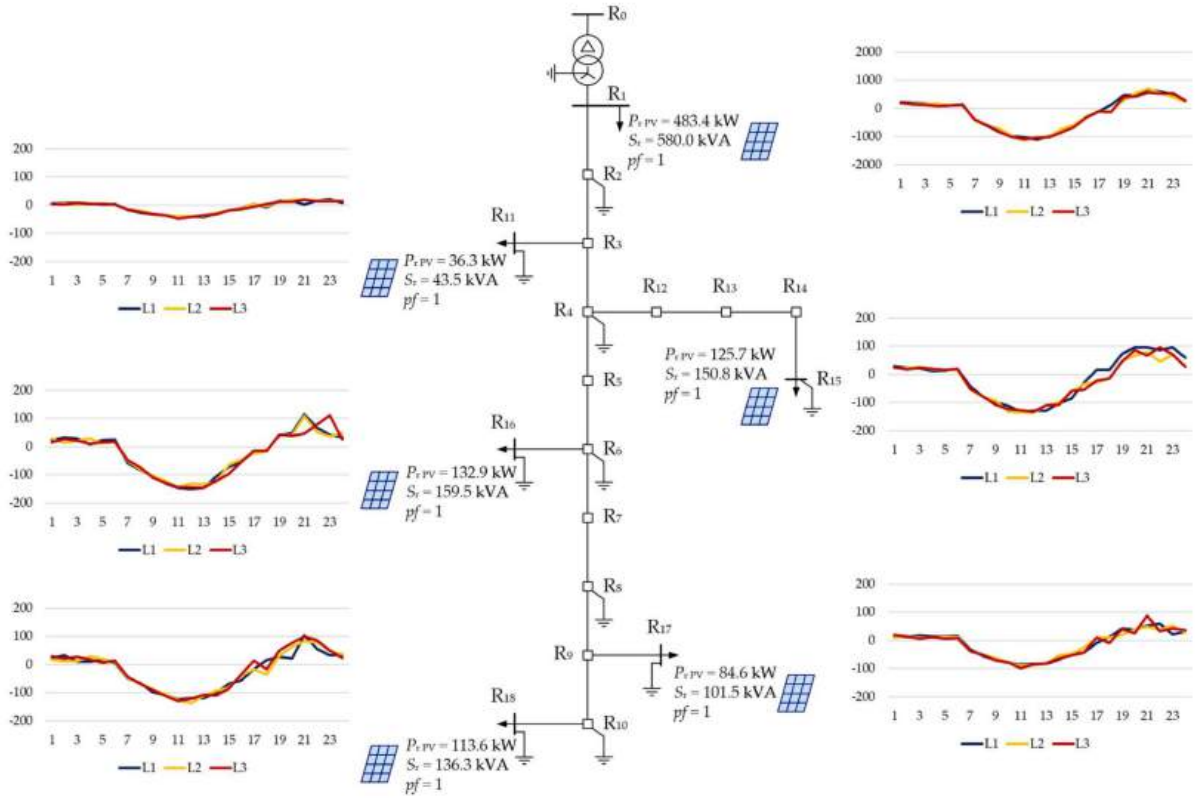


Figure A10. Daily simulation results for variant V8: phase currents (A).

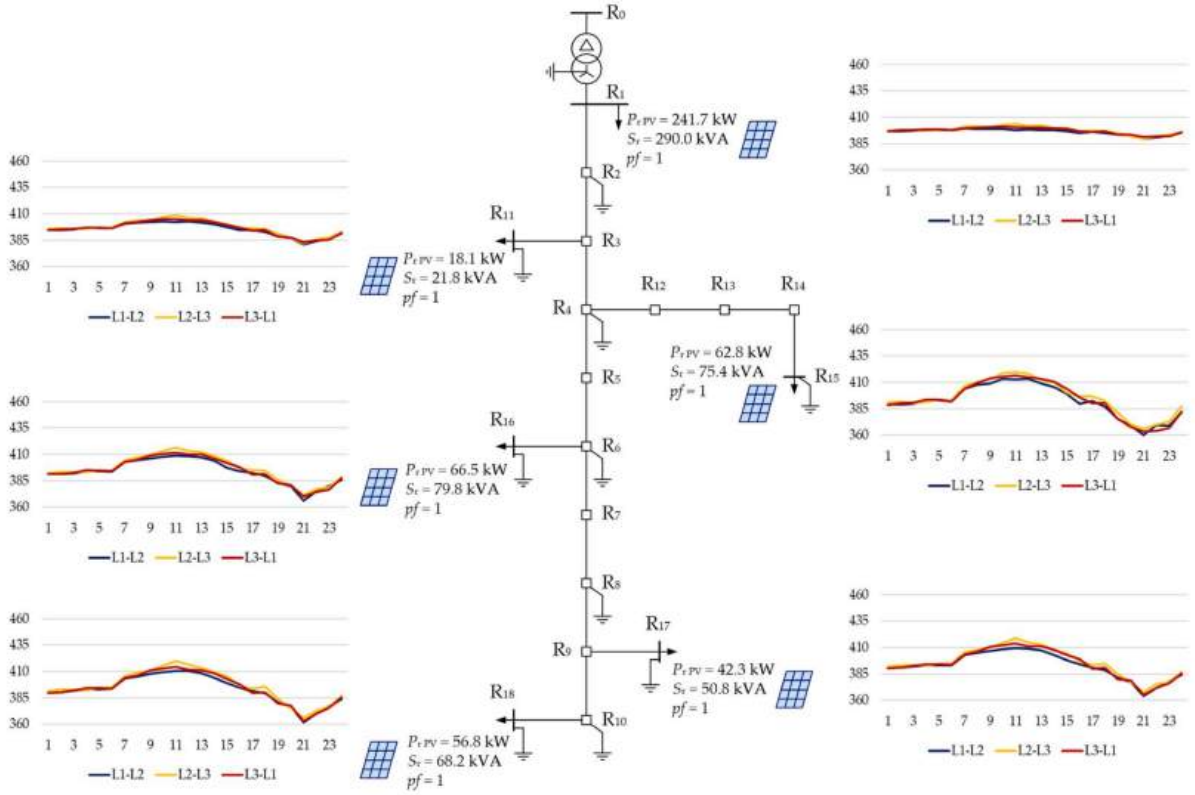


Figure A11. Daily simulation results for variant V9: phase-to-phase voltages (V).

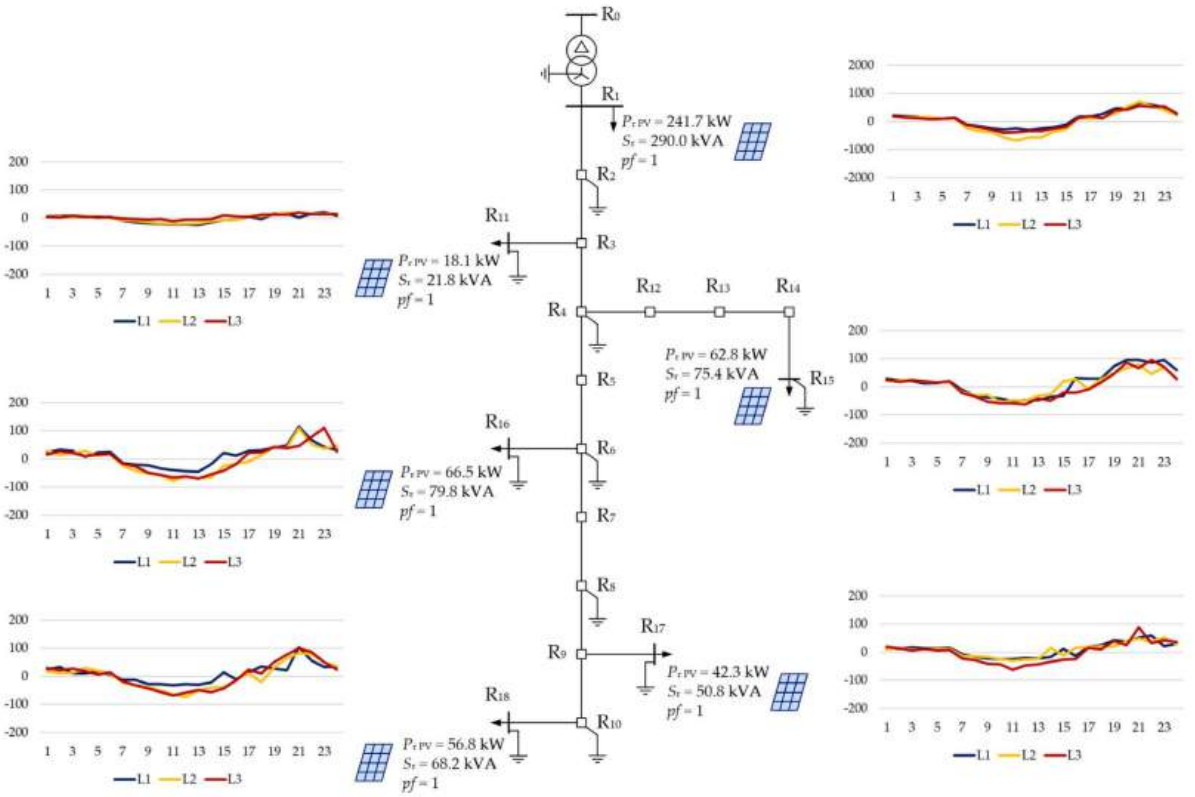


Figure A12. Daily simulation results for variant V9: phase currents (A).

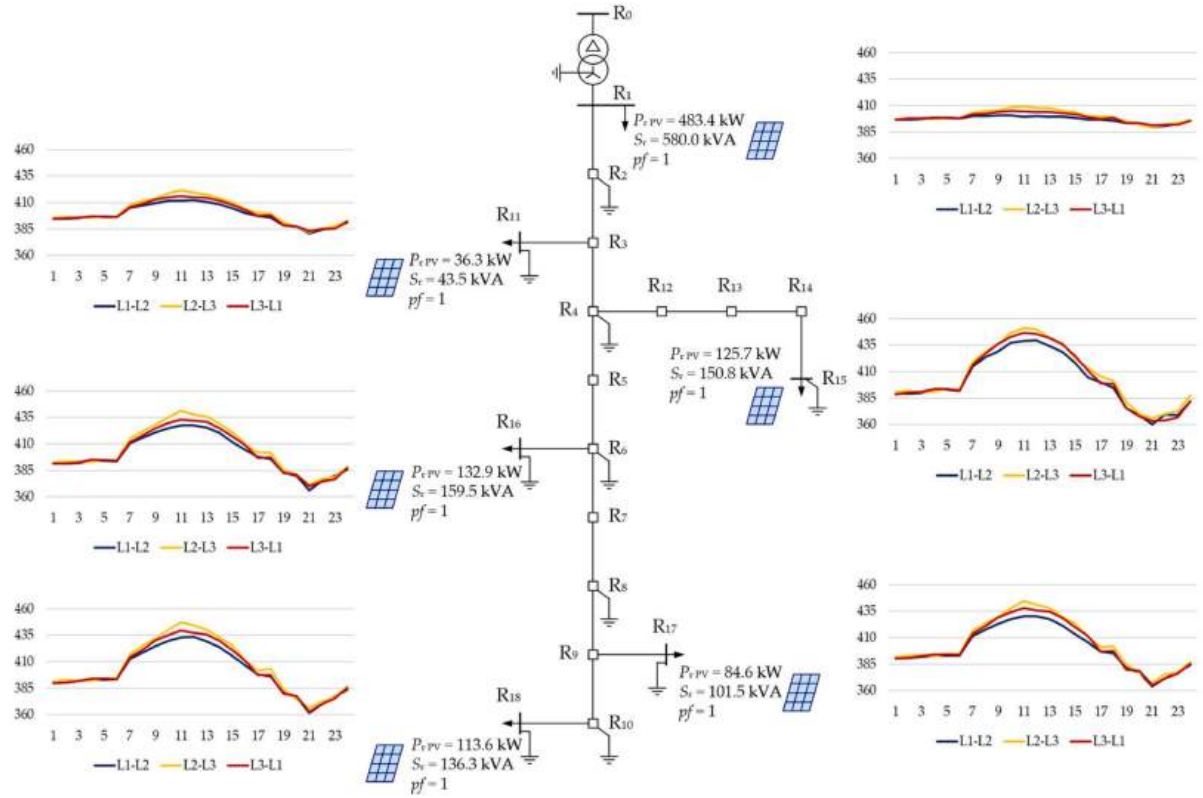


Figure A13. Daily simulation results for variant V10: phase-to-phase voltages (V).

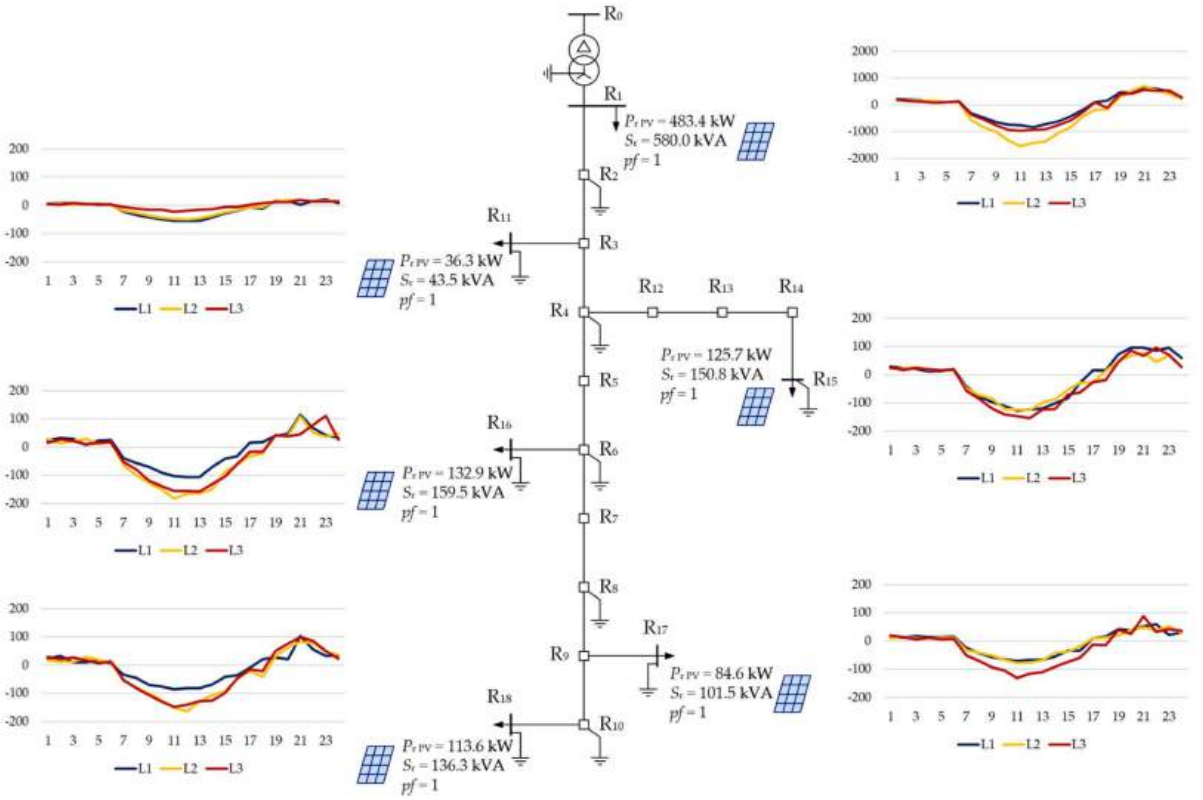


Figure A14. Daily simulation results for variant V10: phase currents (A).

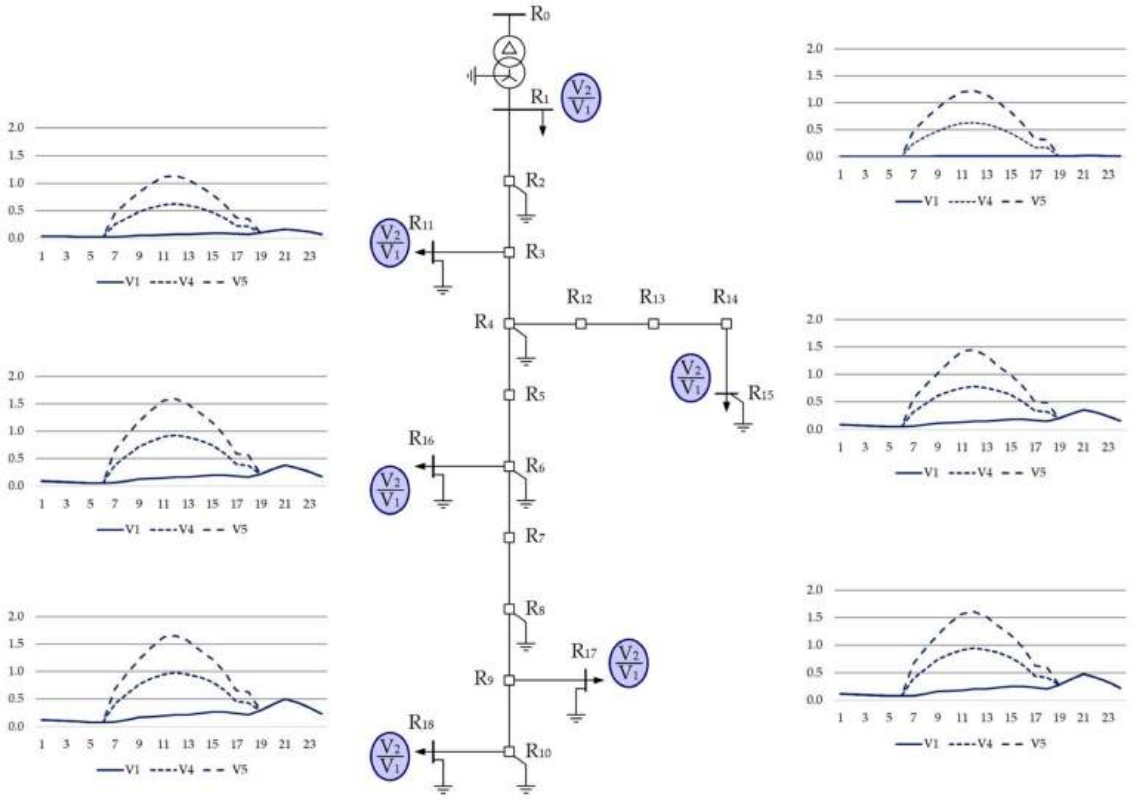


Figure A15. Daily simulation results for variants V1, V4, and V5: negative sequence component of bus voltage (%).

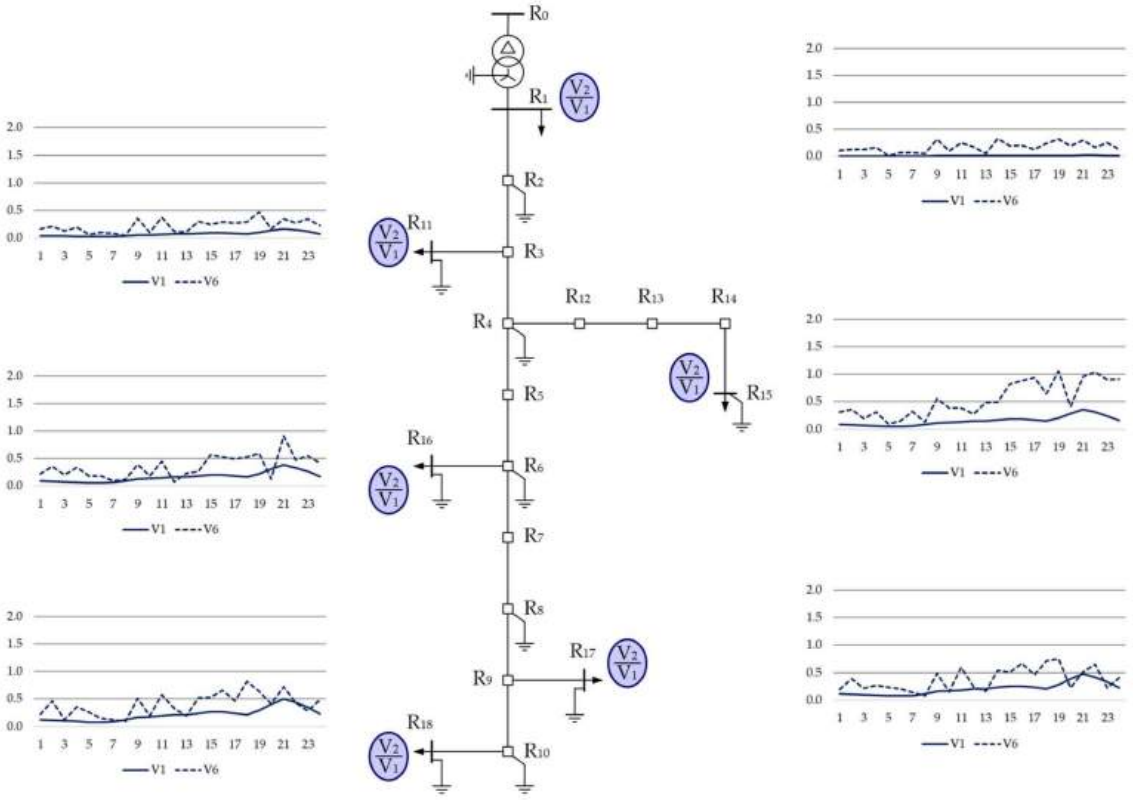


Figure A16. Daily simulation results for variants V1 and V6: negative sequence component of bus voltage (%).

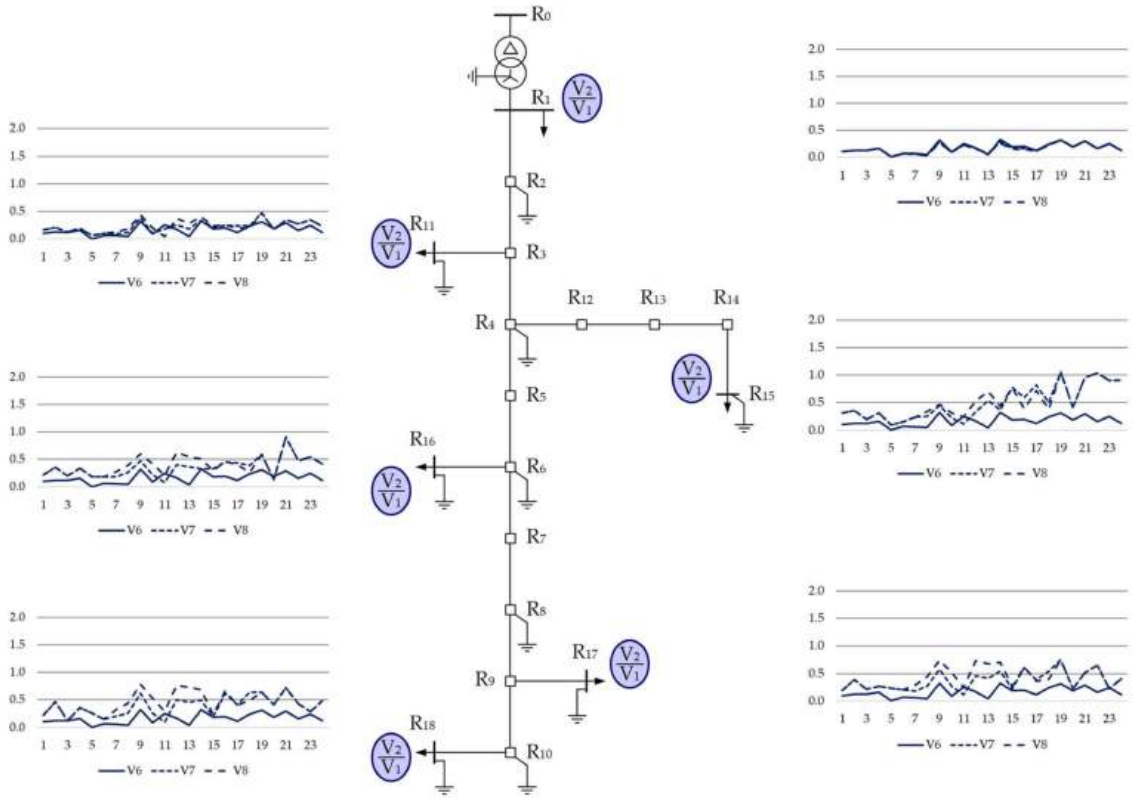


Figure A17. Daily simulation results for variants V6, V7, and V8: negative sequence component of bus voltage (%).

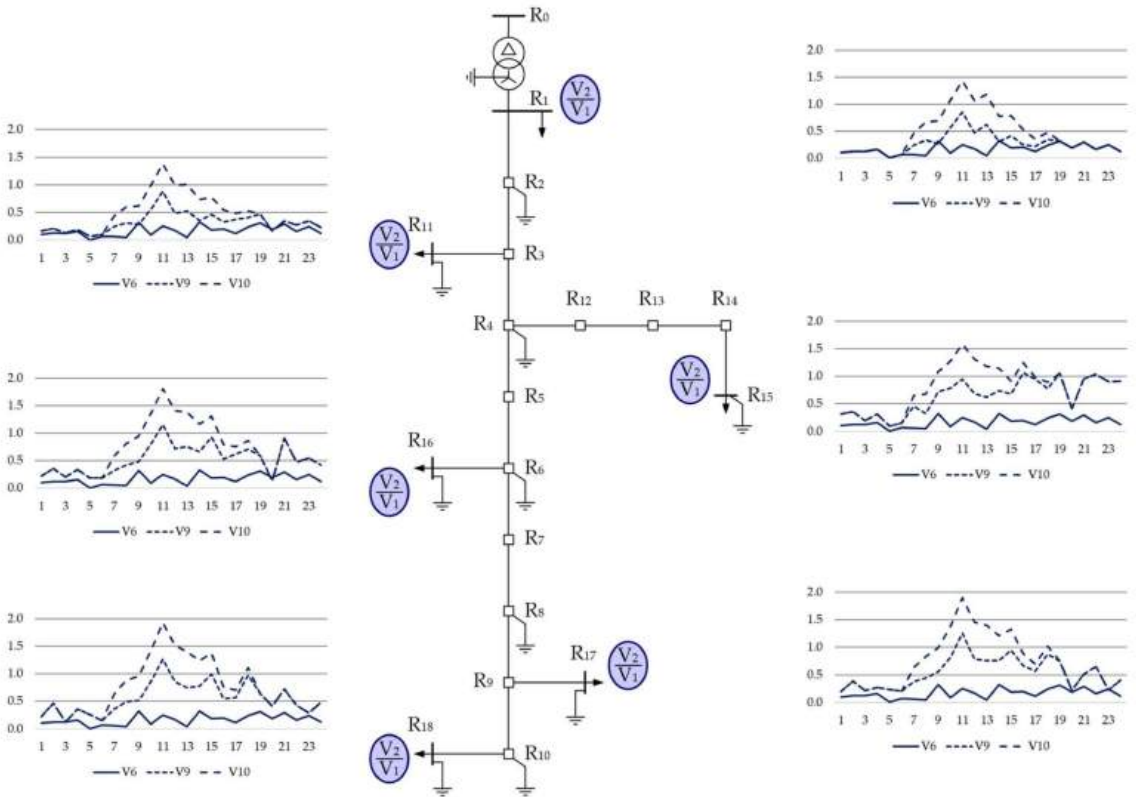


Figure A18. Daily simulation results for variants V6, V9, and V10: negative sequence component of bus voltage (%).

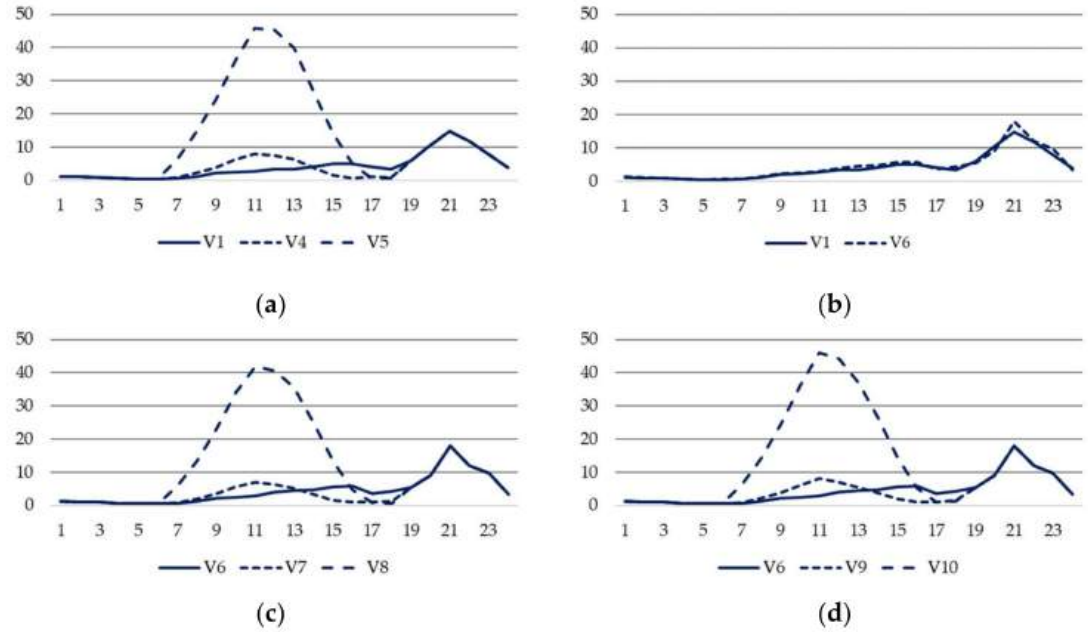


Figure A19. Daily simulation results for variants (a) V1, V4, and V5; (b) V1 and V6; (c) V6, V7, and V8; and (d) V6, V9, and V10: energy losses (kWh).

References

1. International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Technologies. Available online: https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies (accessed on 9 September 2021).
2. Institute for Renewable Energy. Photovoltaics in Poland 2020 summary by IEO. Available online: https://ieo.pl/en (accessed on 9 September 2021).
3. Polish Power Transmission and Distribution Association. Microinstallations in Poland. Available online: http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce (accessed on 9 September 2021). (In Polish).
4. Olczak, P.; Kryzia, D.; Matuszewska, D.; Kuta, M. "My Electricity" Program Effectiveness Supporting the Development of PV Installation in Poland. *Energies* **2021**, *14*, 231. [CrossRef]
5. Legal Sources on Renewable Energy. Support Scheme for Prosumers. Available online: http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/poland/single/s/res-e/t/promotion/aid/support-scheme-for-prosumers-1/lastp/175/ (accessed on 9 September 2021).
6. Wójcicki, R. Solar photovoltaic self-consumption in the Polish prosumer sector. *Rynek Energii* **2020**, *1*, 11–17. (In Polish)
7. Watson, J.D.; Watson, N.R.; Santos-Martin, D.; Wood, A.R.; Lemon, S.; Miller, A.J. Impact of solar photovoltaics on the low-voltage distribution network in New Zealand. *IET Gener. Transm. Distrib.* **2016**, *10*, 1–9. [CrossRef]
8. Singh, R.; Tripathi, P.; Yatendra, K. Impact of Solar Photovoltaic Penetration in Distribution Network. In Proceedings of the 2019 3rd International Conference on Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE), Noida, India, 10–11 October 2019.
9. Alboaouh, K.A.; Mohagheghi, S. Impact of Rooftop Photovoltaics on the Distribution System. *J. Renewable Energy* **2020**, *2020*, 4831434. [CrossRef]
10. Fernández, G.; Galan, N.; Marquina, D.; Martínez, D.; Sanchez, A.; López, P.; Bludszuweit, H.; Rueda, J. Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids. *Energies* **2020**, *13*, 4347. [CrossRef]
11. Gandhi, O.; Kumar, D.S.; Rodríguez-Gallegos, C.D.; Srinivasan, D. Review of power system impacts at high PV penetration. Part I: Factors limiting PV penetration. *Solar Energy* **2020**, *210*, 181–201. [CrossRef]
12. Uzum, B.; Onen, A.; Hasanien, H.M.; Muyeen, S.M. Rooftop Solar PV Penetration Impacts on Distribution Network and Further Growth Factors—A Comprehensive Review. *Electronics* **2021**, *10*, 55. [CrossRef]
13. Ismael, S.M.; Shady, H.E.; Aleem, A.; Abdelaziz, A.Y.; Zobaa, A.F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renew. Energy* **2019**, *130*, 1002–1020. [CrossRef]
14. Mulenga, E.; Bollen, M.H.J.; Etherden, N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* **2020**, *115*, 105445. [CrossRef]
15. Zain ul Abideen, M.; Ellabban, O.; Al-Fagih, L. A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks' Hosting Capacity Calculation. *Energies* **2020**, *13*, 2758. [CrossRef]
16. Fatima, S.; Püvi, V.; Lehtonen, M. Review on the PV Hosting Capacity in Distribution Networks. *Energies* **2020**, *13*, 4756. [CrossRef]

17. Bollen, M.H.J.; Rönnberg, S.K. Hosting Capacity of the Power Grid for Renewable Electricity Production and New Large Consumption Equipment. *Energies* **2017**, *10*, 1325. [CrossRef]
18. Wang, X.F.; Song, Y.; Irving, M. *Modern Power Systems Analysis*; Springer: New York, NY, USA, 2008.
19. Gong, Q.; Lei, J.; Qiao, H.; Qiu, J. Risk Assessment for Distribution Systems Using an Improved PEM-Based Method Considering Wind and Photovoltaic Power Distribution. *Sustainability* **2017**, *9*, 491. [CrossRef]
20. Ji, S.; Wang, Q.; Ding, N.; Liang, L. Analysis and Assessment of Operation Risk for Power System with Photovoltaic Power Stations. In Proceedings of the 2018 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), Kitakyushu, Japan, 23–25 April 2018; pp. 1–6. [CrossRef]
21. Pukhrem, S.; Basu, M.; Conlon, M.F. Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events Under Temporal and Spatial Characteristic of Increased PV Integration in Low-Voltage Distribution Networks. *IEEE Trans. Power Syst.* **2018**, *33*, 3246–3254. [CrossRef]
22. Tao, S.; Li, C.; Zhang, L.; Tang, Y. Operational Risk Assessment of Grid-connected PV System Considering Weather Variability and Component Availability. *Energy Procedia* **2018**, *145*, 252–258. [CrossRef]
23. Wang, L.; Yuan, M.; Zhang, F.; Wang, X.; Dai, L.; Zhao, F. Risk Assessment of Distribution Networks Integrating Large-Scale Distributed Photovoltaics. *IEEE Access* **2019**, *7*, 59653–59664. [CrossRef]
24. Lei, J.; Gong, Q.; Gao, D.W.; Wang, B.; Guan, X. Operation risk assessment of active distribution networks considering probabilistic uncertainties of distributed generators-loads and power management of VRB ESSs. *IET Renew. Power Gener.* **2020**, *14*, 1764–1771. [CrossRef]
25. CIGRE Technical Brochure. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources. Task Force C6.06. 2014. Available online: http://e-cigre.org/publication/575-benchmark-systems-for-network-integration-of-renewable-and-distributed-energy-resources (accessed on 1 October 2020).
26. EPRI. OpenDSS. Available online: https://www.epri.com/pages/sa/opendss (accessed on 25 September 2021).
27. Wajahat, M.; Khalid, H.A.; Bhutto, G.M.; Leth Bak, C. A Comparative Study into Enhancing the PV Penetration Limit of a LV CIGRE Residential Network with Distributed Grid-Tied Single-Phase PV Systems. *Energies* **2019**, *12*, 2964. [CrossRef]
28. Kurtz, S.; Whitfield, K.; Miller, D.; Joyce, J.; Wohlgemuth, J.; Kempe, M.; Dhere, N.; Bosco, N.; Zgonena, T. Evaluation of high-temperature exposure of rack mounted photovoltaic modules. In Proceedings of the 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Philadelphia, PA, USA, 7–12 June 2009; pp. 2399–2404. [CrossRef]
29. ISO 15927-4:2005. Hygrothermal Performance of Buildings—Calculation and Presentation of Climatic Data—Part 4: Hourly Data for Assessing the Annual Energy Use for Heating and Cooling. Available online: https://www.iso.org/standard/41371.html (accessed on 9 September 2021).
30. Ministry of Investments and Development. Data for Energy Calculations of Buildings. Available online: https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow (accessed on 9 September 2021). (In Polish)
31. Regulation of the Minister of Economy on the Detailed Conditions for the Operation of the Power System. Available online: http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20070930623 (accessed on 19 September 2021). (In Polish)
32. Power Cables and Wires. Available online: https://www.tfkable.com/katalogi-i-broszury/katalogi.html (accessed on 19 September 2021). (In Polish).
33. Szablicki, M.; Rzepka, P.; Sołtysik, M.; Czapaj, R. The idea of non-restricted use of LV networks by electricity consumers, producers, and prosumers. In Proceedings of the 14th International Scientific Conference on Forecasting in Electric Power Engineering (PE 2018), Podlesice, Poland, 26–28 September 2018.

1. Roman KORAB[1], 2. Marcin POŁOMSKI[2], 3. Marcin SMOŁKA[3], 4. Dawid CIEŚLIK[4]

Politechnika Śląska, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów (1),
Politechnika Śląska, Katedra Algorytmiki i Oprogramowania (2),
Politechnika Śląska, Wspólna Szkoła Doktorów (3),
Politechnika Śląska, Absolwent 2022 (4),
ORCID: 1. 0000-0002-6844-1342; 2. 0000-0001-8785-2377; 3. 0000-0001-7461-8303

doi:10.15199/48.2024.01.66

Wpływ prosumenckich instalacji fotowoltaicznych na pracę sieci rozdzielczej niskiego napięcia

Streszczenie. *W artykule przedstawiono wpływ prosumenckich instalacji fotowoltaicznych na pracę sieci rozdzielczej niskiego napięcia. Symulacje pracy sieci zostały przeprowadzone w programie OpenDSS, z wykorzystaniem modelu sieci testowej CIGRE. Na podstawie uzyskanych wyników określono wpływ warunków atmosferycznych na ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Ponadto określony został maksymalny stopień nasycenia sieci CIGRE źródłami PV, który nie powodował zaburzeń w pracy tej sieci.*

Abstract. *The article evaluates the impact of prosumer photovoltaic installations on the operation of the low voltage distribution network. Simulations have been carried out in the OpenDSS program, using the CIGRE test network model. From the results obtained, the impact of atmospheric conditions on the risk of exceeding normal network operating conditions was determined. In addition, the level of saturation of the CIGRE network with PV sources, which did not cause disturbances in the operation of this network, was determined.* ***(Impact of prosumer photovoltaic installations on the operation of the low voltage distribution network.)***

Słowa kluczowe: mikroinstalacja fotowoltaiczna, prosument, sieć niskiego napięcia, ocena ryzyka, warunki atmosferyczne
Keywords: photovoltaic microinstallation, prosumer, low voltage network, risk assessment, atmospheric conditions

Wstęp

W ostatnich latach nastąpił gwałtowny wzrost liczby prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) przyłączonych do sieci rozdzielczych nN [1]. Odpowiedniemu zwiększeniu uległa także moc zainstalowana tych instalacji. Od pierwszych miesięcy 2019 roku do końca maja 2023 roku liczba mikroinstalacji PV w Polsce wzrosła niemal 23,5 krotnie (o 2253%), natomiast moc zainstalowana tych źródeł zwiększyła się blisko 29 krotnie. Łączna liczba mikroinstalacji PV przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na koniec maja 2023 roku przekroczyła 1276 tysięcy, a ich łączna moc znamionowa wyniosła ponad 9,87 GW. Ponadto należy zaznaczyć, że liczba mikroinstalacji w sieci dystrybucyjnej wciąż rośnie. W 2021 roku do sieci przyłączono ponad 396 tysięcy nowych instalacji prosumenckich o sumarycznej mocy przekraczającej 3 GW. W 2022 roku było to ponad 356 tysięcy nowych instalacji prosumenckich o mocy ponad 3,18 GW. W I kwartale 2023 przyłączono już 38 tysięcy nowych mikroinstalacji o mocy 0,37 GW [1].

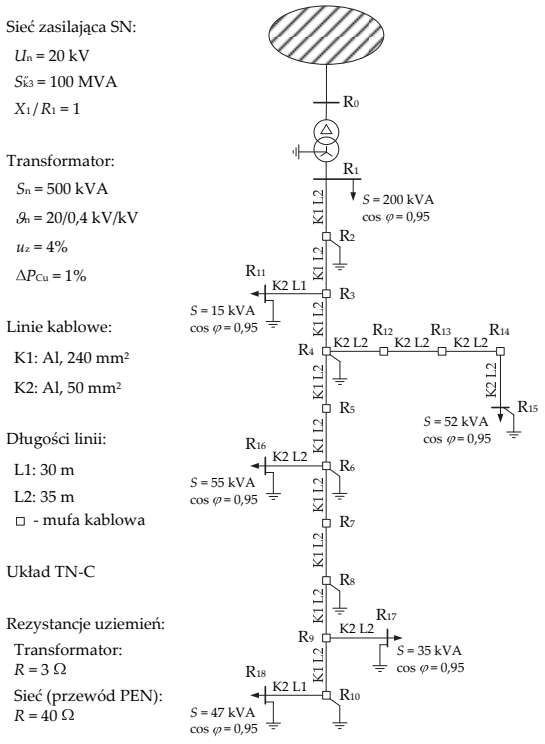
Prosumenci na swoje bieżące potrzeby energetyczne zużywają około 30% energii elektrycznej, która została przez nich wytworzona [2]. Powoduje to występowanie w ciągu dnia okresów, w których wytwarzanie energii przewyższa zapotrzebowanie. W większości przypadków pojedyncza instalacja prosumencka nie ma możliwości magazynowania nadwyżki wygenerowanej energii, w związku z czym jest ona przekazywana do sieci. Gdy na obszarze danej sieci nN występuje stosunkowo niewielka liczba prosumentów, to nadwyżka energii wprowadzona do sieci nie powoduje zaburzeń w jej pracy. Sytuacja zmienia się, gdy do danej sieci nN przyłączonych jest wielu prosumentów. W pewnych okresach sumaryczna moc wygenerowana przez instalacje PV może być na tyle duża, aby powodować zaburzenia w pracy danej sieci nN. Nadwyżka mocy generowanej w sieci wpływa przede wszystkim na [3, 4, 5]:

- wzrost wartości napięcia, który może doprowadzić do przepięcia,
- wzrost niesymetrii napięcia,
- wzrost wartości prądu powyżej wartości dopuszczalnej długotrwale danego elementu sieci,
- wystąpienie przepływu odwrotnego mocy, tzn. przepływu mocy z sieci nN do sieci SN,
- zwiększenie strat energii.

W artykule, na przykładzie sieci testowej nN, pokazano wpływ źródeł fotowoltaicznych na parametry pracy tej sieci dla różnych warunków atmosferycznych i różnego stopnia nasycenia sieci źródłami PV.

Sieć testowa oraz środowisko symulacyjne

Zastosowana do analiz sieć testowa nN pochodzi z broszury technicznej CIGRE [6]. Analizowana sieć jest typową europejską siecią kablową w układzie TN-C, zasilającą odbiorców komunalno-bytowych. Na rysunku 1 pokazano schemat sieci, wraz z jej parametrami technicznymi oraz mocami szczytowymi reprezentującymi grupy odbiorców zasilanych z poszczególnych węzłów.



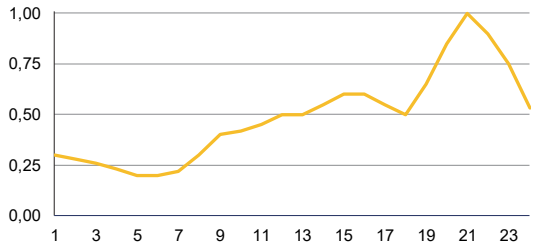
Rys. 1. Schemat sieci testowej CIGRE, wraz z parametrami jej elementów składowych [6]

Podane wartości dotyczą obciążeń trójfazowych. Podczas symulacji dzielone są w odpowiedni sposób między trzy fazy. Układ połączeń odbiorców kompleksowych to gwiazda z przewodem neutralnym.

Symulacje pracy sieci zostały wykonane z wykorzystaniem oprogramowania OpenDSS (Distribution System Simulator), opracowanego przez firmę EPRI (Electric Power Research Institute) [7]. Program ten umożliwia wykonywanie złożonych analiz z wykorzystaniem zaimplementowanych i konfigurowalnych modeli elementów sieci rozdzielczej. Jedną z najważniejszych cech programu jest możliwość obliczeń rozpływów mocy w wielofazowej sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem niesymetrii obciążenia. Ponadto program posiada możliwość symulacji pracy źródła PV. Model takiego źródła oraz jego implementację w systemie OpenDSS przedstawiono w [7].

Zmienność obciążenia

Wykorzystane w symulacjach roczne zapotrzebowanie odbiorców oparte jest na dobowym profilu obciążenia zaproponowanym w broszurze CIGRE [6], który przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Dobowa zmienność obciążenia, w p.u.

Na tej podstawie przygotowano dwa rodzaje rocznych profili obciążenia: symetryczny oraz asymetryczny. Symetryczne zapotrzebowanie przyjęte zostało jako jednakowe w każdym dniu w ciągu roku dla każdego odbiorcy oraz każdej fazy. Asymetryczne zapotrzebowanie, to wylosowane dla poszczególnych odbiorców i faz wartości obciążenia dla każdej godziny wokół symetrycznego profilu obciążenia, który był traktowany jako wartość średnia.

Dane pogodowe

Wykorzystane dane pogodowe odpowiadały typowym latom meteorologicznym na terenie Polski. Sporządzone zostały one dla 61 stacji pogodowych [8]. Dane te podawane są w rozdzielczości godzinowej. Na potrzeby symulacji pracy sieci wybrano 18 stacji meteorologicznych, które następnie zostały podzielone na cztery strefy nasłonecznienia. Odpowiednio od strefy o najmniejszym (Strefa 1) do strefy o największym nasłonecznieniu (Strefa 4). Na rysunku 3 zaznaczono wyżej wymienione stacje pogodowe (czerwona kropka, niebieska nazwa miejscowości). Mapa przedstawia roczną produkcję energii elektrycznej z jednego kW mocy zainstalowanej źródła PV. Wybrane stacje znajdują się w czterech strefach nasłonecznienia. Są to odpowiednio:

- Strefa 1: Piła, Olsztyn, Lębork, Szczecin, Chojnice,
- Strefa 2: Elbląg, Białystok, Płock, Ustka, Zielona Góra,
- Strefa 3: Katowice, Lesko, Terespol, Kalisz, Legnica,
- Strefa 4: Sandomierz, Rzeszów, Lublin.

W przeprowadzonych symulacjach dla każdej stacji pogodowej została określona roczna generacja energii, wynikająca z mocy zainstalowanej źródeł PV. Analiza wyników symulacji potwierdziła dane przedstawione na mapie, tzn. największa generacja ma miejsce na obszarze południowo-wschodnim Polski, a najmniejsza na północnym zachodzie. Różnica wartości średnich w tych strefach wynosi około 19%.



Rys. 3. Mapa przedstawiająca roczną generację energii na 1 kW mocy źródła PV wraz z rozmieszczeniem analizowanych stacji pogodowych [zaczerpnięto z: globalsolaratlas.info/download/poland]

Moc zainstalowana źródeł PV

Źródła fotowoltaiczne zostały przyłączone w każdym węźle odbiorczym analizowanej sieci (równolegle z obciążeniem). Sumaryczna produkcja energii w sieci dystrybucyjnej uzależniona jest od stopnia nasycenia tej sieci źródłami fotowoltaicznymi. Stopień ten jest zdefiniowany jako stosunek całkowitej rocznej energii wytworzonej przez instalacje fotowoltaiczne E_{PV} do całkowitej energii rocznej E pobieranej przez wszystkich odbiorców przyłączonych do badanej sieci [9]:

$$\alpha = \frac{E_{PV}}{E} \cdot 100\% \tag{1}$$

Założono, że moc źródeł PV zostanie dobrana w taki sposób, aby wygenerowana w ciągu roku energia pokryła odpowiednio 25% lub 50% rocznego zapotrzebowania danego odbiorcy na energię elektryczną (α = 25% i 50%).

Moc znamionowa źródeł fotowoltaicznych wynika z ilości energii, która ma zostać wygenerowana przez nie w ciągu roku E_{PV}, jak również z wartości współczynnika γ, który określa ilość energii generowanej w źródłach PV, która została utracona na skutek wymiany z siecią. Wynika ona z przyjętego, stosowanego do 31 marca 2022 r. w Polsce, systemu rozliczeń za energię wprowadzoną oraz odebraną z sieci. Według tego systemu prosument, którego instalacja nie przekracza 10 kW, za każdą 1 kWh oddanej do sieci energii może pobrać 0,8 kWh, bez dodatkowych opłat. Czyni to sieć elektroenergetyczną wirtualnym magazynem energii o sprawności 80%. Wzór na wyznaczenie wymaganej mocy instalacji fotowoltaicznej jest następujący [9]:

$$P_{nPV} = \beta \frac{E_{PV}}{T_z} + (1-\beta)\frac{\frac{E_{PV}}{(1-\gamma)}}{T_z} \tag{2}$$

gdzie: β – współczynnik autokonsumpcji (ilość energii zużytej przez odbiorcę w chwili jej wytworzenia przez źródło PV),; T_z – roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych.

Wielkości stosowane we wzorze (2) są równe: T_z = 1000 h, β = 0,25, γ = 0,2. Po podstawieniu do wzorów (1) oraz (2) wyznaczono wartości mocy źródeł PV wykorzystanych do symulacji dla dwóch wartości współczynnika α, które przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Roczna generacja energii dla dwóch stopni nasycenia sieci źródłami PV oraz moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych

Węzeł odbiorczy	α = 25%		α = 50%	
	E_{PV}	P_{nPV}	E_{PV}	P_{nPV}
	MWh	kW	MWh	kW
R1	203,6	241,7	407,1	483,4
R11	15,3	18,1	30,6	36,3
R15	52,9	62,8	105,8	125,7
R16	56,0	66,5	111,9	132,9
R17	35,6	42,3	71,2	84,6
R18	47,8	56,8	95,7	113,6
Suma	411,2	488,2	822,4	966,5

Ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci nN

Wpływ źródeł fotowoltaicznych analizowany jest pod kątem oceny ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci nN, na które instalacje prosumenckie mają największy wpływ. Warunki te zdefiniowano następująco [4]:

- napięcie w każdym węźle sieci mieści się w przedziale 0,9 – 1,1 U_n (U_{min}, U_{max}),
- składowa przeciwna napięcia (U_2) w każdym z węzłów nie przekracza 2% składowej zgodnej napięcia (U_1),
- prąd przepływający w każdej gałęzi nie przekracza prądu znamionowego (I_n) linii energetycznej lub transformatora,
- nie pojawia się przepływ odwrotny (R) przez transformator – przepływ mocy ma kierunek od sieci SN do sieci nN,
- straty energii (ΔE) nie przekraczają strat powstających w sieci bez przyłączonych instalacji fotowoltaicznych.

Natomiast ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, wyrażone w procentach, określa się jako stosunek liczby godzin w ciągu roku, w których wystąpiło przekroczenie wyżej zdefiniowanych warunków pracy do całkowitej liczby godzin roku, co określa ogólny wzór [4]:

$$R_{Si} = \frac{N_{Si>0}}{N} \cdot 100\% \tag{3}$$

gdzie: i – wielkość, dla której wystąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy ($i = U_{max}$, U_{min}, U_2/U_1, I_n, R, ΔE),; $N_{Si>0}$ – liczba godzin w ciągu roku, dla których nastąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy, N – liczba godzin w ciągu roku, równa 8760.

Symulacja pracy sieci CIGRE – rozpatrywane warianty

Wpływ instalacji PV był analizowany dla różnych wariantów pracy sieci testowej. Każdy z wariantów został określony przez profil obciążenia (symetryczny bądź asymetryczny) oraz sposób rozdziału mocy generowanej przez panele PV (symetryczny bądź asymetryczny), a także stopień nasycenia sieci źródłami PV (współczynnik α). Warianty V1 oraz V6 są wariantami odniesienia, bez udziału źródeł PV w sieci (różnią się profilami obciążenia). Przyjęte do symulacji warianty wyszczególniono poniżej:

V1 – obciążenie symetryczne, brak PV,
V2 – obciążenie symetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy, α = 25%,
V3 – obciążenie symetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy, α = 50%,
V4 – obciążenie symetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV, α = 25%,
V5 – obciążenie symetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV, α = 50%,
V6 – obciążenie asymetryczne, brak PV,
V7 – obciążenie asymetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV, α = 25%,
V8 – obciążenie asymetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV, α = 50%,
V9 – obciążenie asymetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV, α = 25%,
V10 – obciążenie asymetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV, α = 50%.

W obliczeniach założono znamionową wartość napięcia po stronie SN transformatora zasilającego badaną sieć.

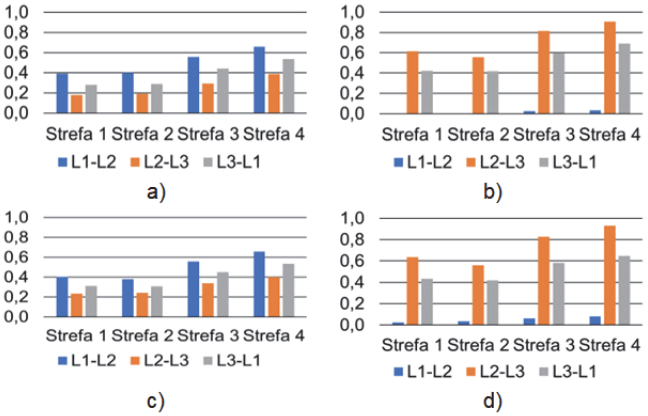
Symulacje pracy sieci zostały podzielone na dwie części. W pierwszej części badano wpływ lokalizacji sieci testowej, a zarazem instalacji PV, na jej pracę. Celem tej części było sprawdzenie jak warunki atmosferyczne rejestrowane w Polsce wpływają na występowanie ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy. W drugiej części sprawdzano wpływ stopnia nasycenia sieci źródłami PV na występowanie ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Celem tej części było sprawdzenie jak na pracę sieci wpływa liczba prosumentów, miejsce ich przyłączenia w sieci oraz, wynikająca z mocy zainstalowanej źródeł PV, ilość energii, która miałaby zostać wygenerowana.

Wpływ lokalizacji sieci CIGRE na ryzyko przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy

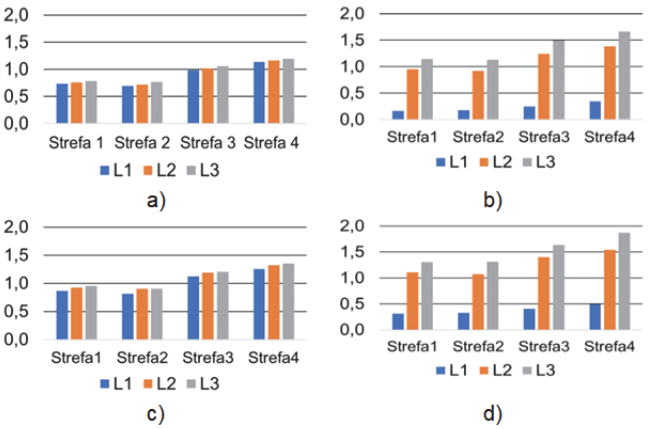
Dla każdej lokalizacji pokazanej na rys. 3 określono wartości ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy analizowanej sieci. Uśredniono wyniki dla stacji znajdujących się w obrębie danej strefy nasłonecznienia. Średnie wartości ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy dla czterech stref nasłonecznienia przedstawiono na rysunkach 4 – 8. Wyniki zestawiono odpowiednio od strefy o najmniejszym (Strefa 1) do strefy o największym (Strefa 4) poziomie nasłonecznienia (rocznej generacji energii). Ryzyko przekroczenia górnej granicy napięcia pokazano dla węzła R15 (rys. 1), w którym zarejestrowano najgorsze warunki napięciowe. Ryzyko przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej pokazano dla odcinka R1 – R2, który jest najbardziej obciążony. Wykonane analizy wskazały, że w sieci testowej CIGRE nie wystąpiło ryzyko przekroczenia dopuszczalnej niesymetrii i minimalnej wartości napięcia.

Analizując uzyskane wyniki na tle mapy (rys. 3) można zauważyć, że dla stref o większym nasłonecznieniu ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci jest większe, niż dla stref, gdzie odnotowana była niższa średnia wartość nasłonecznienia. Uzyskane wyniki różniły się znacznie między wariantami z symetrycznym i asymetrycznym rozdziałem energii generowanej przez źródła fotowoltaiczne, którego konsekwencją było zwiększenie ryzyka przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia fazy z najwyższą generacją w danym węźle. Dla pozostałych dwóch faz ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy było niższe. Wyniki dla wariantów różniących się rodzajem obciążenia, tj. symetrycznym, bądź asymetrycznym, nie różniły się znacznie między sobą.

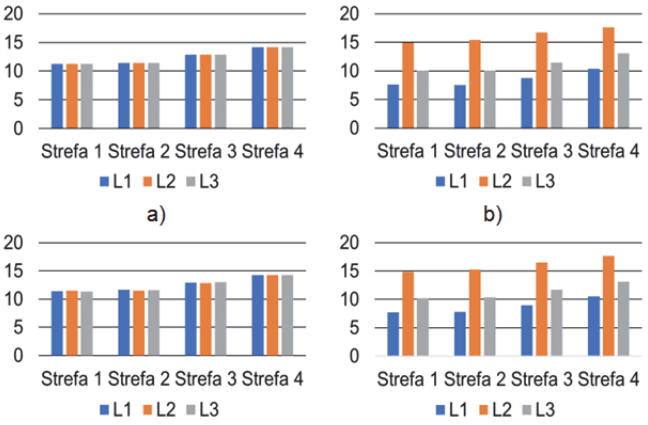
Stopień nasycenia sieci źródłami PV równy 25% nie wpływał na pojawienie się ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia oraz prądu znamionowego linii. Ryzyko to wystąpiło tylko przy α = 50% (rys. 4 i 5). Z kolei ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego na transformatorze występowało zarówno przy α = 25% i α = 50%, przy czym dla α = 50% było ono o kilka punktów procentowych wyższe, w stosunku do α = 25% (rys. 6 i 7). Największe różnice pomiędzy wartościami współczynnika α dotyczą ryzyka wzrostu całkowitych strat energii w sieci. Dwukrotny wzrost współczynnika α spowodował ponad trzykrotny wzrost ryzyka (rys. 8). Przyczyną tego są okresy w ciągu doby, w których zapotrzebowanie na energię elektryczną jest dużo niższe niż jej generacja. W związku z tym jej nadmiar jest wprowadzany do sieci dystrybucyjnej, a nie zużywany na potrzeby własne danego odbiorcy. Straty mocy zwiększają się proporcjonalnie do kwadratu płynącego prądu, a zatem, ponieważ przy większym stopniu nasycenia sieci źródłami PV płynie prąd o wyższych wartościach, straty są w tym przypadku znacząco wyższe.



Rys. 4. Ryzyko, w %, przekroczenia górnej granicy napięcia w węźle R15 sieci testowej CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10

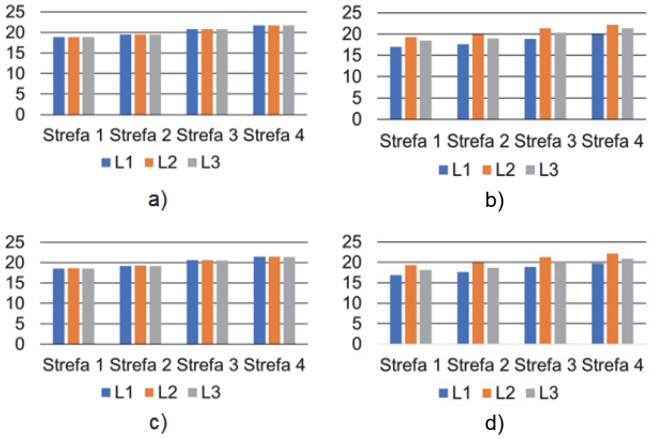


Rys. 5. Ryzyko, w %, przekroczenia prądu znamionowego w gałęzi R1 – R2 sieci testowej CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10

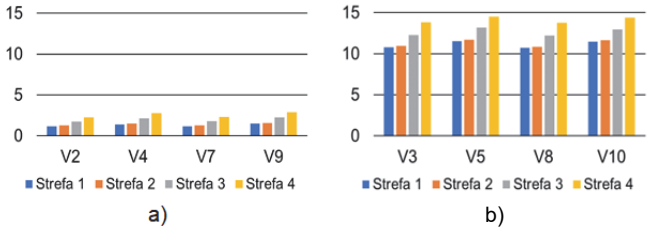


Rys. 6. Ryzyko, w %, wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator w sieci CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V2, b) V4, c) V7, d) V9

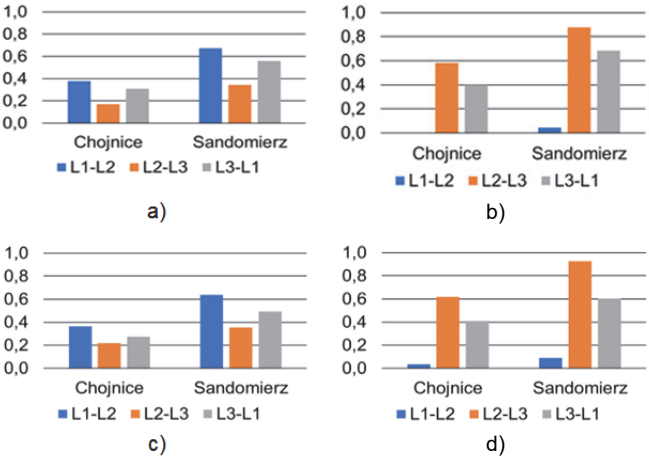
Dotychczas przedstawiono wyniki uśrednione w czterech strefach nasłonecznienia w Polsce. Szczegółowej analizie podano również wartości ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia, prądu znamionowego najbardziej obciążonego odcinka linii oraz wzrostu strat dla stacji o najniższym i najwyższym nasłonecznieniu (odpowiednio Chojnice i Sandomierz). Wyniki przedstawiono na rysunkach 9 – 11. Uzyskane wyniki są zbliżone do uśrednionych wyników dla poszczególnych stref. Dla stacji Sandomierz ryzyko przekroczenia badanych parametrów sieci jest zauważalnie wyższe od ryzyka obliczonego dla stacji Chojnice.



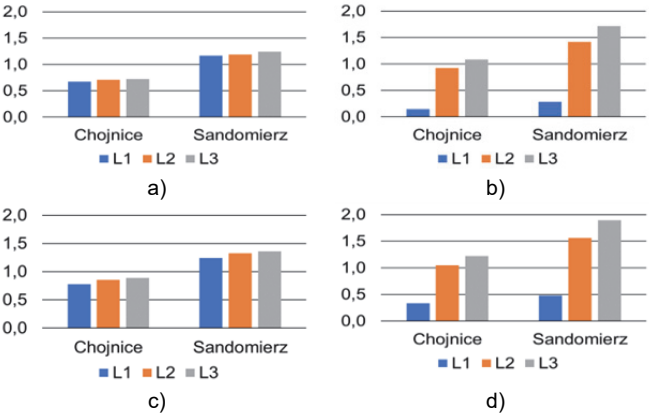
Rys. 7. Ryzyko, w %, wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator w sieci CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10



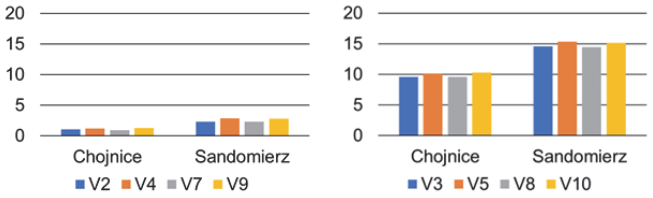
Rys. 8. Ryzyko, w %, wzrostu strat energii w sieci testowej CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów z a) 25% i b) 50% stopniem nasycenia sieci źródłami PV



Rys. 9. Ryzyko, w %, przekroczenia górnej granicy napięcia w węźle R15 sieci testowej CIGRE dla stacji Chojnice oraz Sandomierz i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10



Rys. 10. Ryzyko, w %, przekroczenia prądu znamionowego w gałęzi R1 – R2 sieci testowej CIGRE dla stacji Chojnice oraz Sandomierz i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10



a) b)

Rys. 11. Ryzyko, w %, wzrostu strat energii w sieci testowej CIGRE dla stacji Chojnice oraz Sandomierz i wariantów z a) 25% i b) 50% stopniem nasycenia sieci źródłami PV

Wpływ stopnia nasycenia sieci źródłami PV na pracę sieci nN

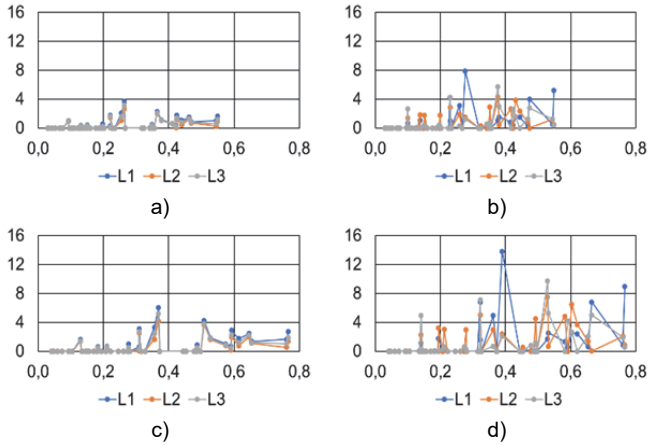
W wykonanych analizach zbadano również wpływ różnego stopnia nasycenia sieci źródłami PV (różna wartość współczynnika α) na warunki pracy sieci nN. Wartość współczynnika α dla każdej symulacji zależała od liczby wylosowanych prosumentów oraz wartości energii, którą dany prosument wygenerowałby w ciągu roku. Losowano również miejsca przyłączenia prosumentów. Symulacje dla kolejnych losowań wykonano dla stacji Chojnice (najniższa wartość nasłonecznienia w Polsce - rys. 3) oraz Sandomierz (najwyższa wartość nasłonecznienia). Jako, że sieć nN z reguły nie pracuje przy obciążeniu symetrycznym, to analizy w tej części zostały wykonane wyłącznie dla dwóch wariantów pracy sieci z niesymetrycznym obciążeniem, które przedstawiono poniżej:

W1 – obciążenie asymetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy,

W2 – obciążenie asymetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy.

Wariant W1 odpowiada wcześniej rozpatrywanym wariantom V7 i V8, a wariant W2 odpowiada wariantom V9 i V10. Różnica polega na tym, że w wariantach V7 – V10 stopień nasycenia sieci źródłami PV (współczynnik α) miał stałą wartość, a w wariantach W1 i W2 współczynnik ten jest inny w każdej symulacji.

Wpływ stopnia nasycenia sieci źródłami PV na sieć nN przenalizowano pod kątem wystąpienia ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia, wystąpienia przepływu odwrotnego oraz wzrostu start energii. Uzyskane wyniki przedstawiono odpowiednio na rysunkach 12 – 14.

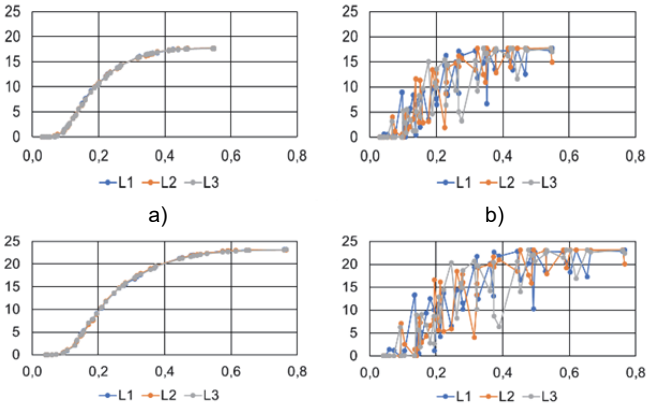


a) b) c) d)

Rys. 12. Ryzyko, w %, przekroczenia górnej granicy napięcia w sieci CIGRE w zależności od wartości współczynnika α, dla: a) Chojnice W1, b) Chojnice W2, c) Sandomierz W1, d) Sandomierz W2

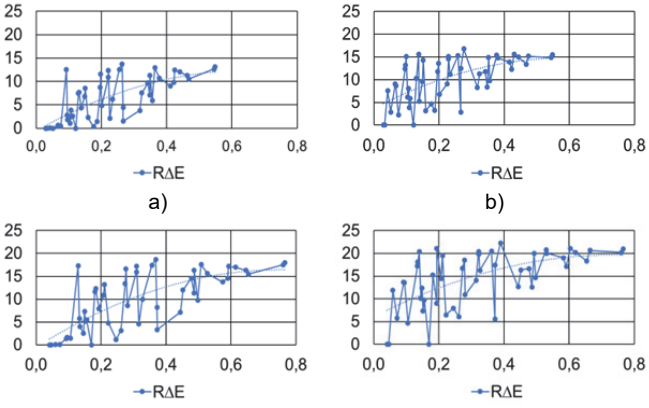
Ryzyko przekroczenia górnej granicy napięcia (rys. 12) nie występowało dla $\alpha < 0{,}1$. Powyżej tej wartości wynosiło od kilku do kilkunastu procent. Wyniki potwierdzają również wpływ lokalizacji sieci na wartość ryzyka. Dla stacji Sandomierz jest ono zdecydowanie większe co wynika z większego poziomu nasłonecznienia w tej lokalizacji.

Wraz ze zwiększaniem stopnia nasycenia badanej sieci nN źródłami PV wzrastało również ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator SN/nN (rys. 13), przy czym, podobnie jak w przypadku ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia, ryzyko to pojawiało się dopiero dla współczynnika α wynoszącego około 0,1. Uzyskane wyniki dla obu stacji różniły się wartościami ryzyka, które były wyższe dla stacji Sandomierz – stacji o większej rocznej generacji energii elektrycznej ze źródeł PV. Wartości ryzyka wystąpienia przepływu odwrotnego wzrastały wraz ze wzrostem wartości współczynnika α, jednak dla większych wartości α charakterystyka zaczynała się zakrzywiać, czyli wzrost stopnia nasycenia sieci źródłami PV nie wpływał już tak silnie na zwiększenie się przepływu odwrotnego.



a) b) c) d)

Rys. 13. Ryzyko, w %, wystąpienia przepływu odwrotnego w sieci CIGRE w zależności od wartości współczynnika α, dla: a) Chojnice W1, b) Chojnice W2, c) Sandomierz W1, d) Sandomierz W2



a) b) c) d)

Rys. 14. Ryzyko, w %, wzrostu strat energii w całej sieci CIGRE w zależności od wartości współczynnika α, dla: a) Chojnice W1, b) Chojnice W2, c) Sandomierz W1, d) Sandomierz W2

Zwiększanie wartości współczynnika α powoduje także wzrost ryzyka zwiększenia strat energii w stosunku do sieci bez źródeł PV, przy czym wzrost ten nie jest regularny (rys. 14). Może to świadczyć o tym, że na wartość ryzyka zwiększenia start energii duży wpływ ma wylosowane rozmieszczenie prosumentów oraz moc ich źródeł PV w sieci CIGRE (źródła o dużej mocy umieszczone na końcu obwodu przyczyniają się do zwiększenia przepływów prądu w elementach sieci, co powoduje silniejszy wzrost strat, niż w przypadku gdyby te źródła były umieszczone blisko transformatora). Podobnie jak dla wcześniej omówionych ryzyk, także i w tym przypadku wartości ryzyka były wyższe dla lokalizacji o większym nasłonecznieniu i pojawiały się dla współczynnika α wynoszącego około 0,1.

Podsumowanie

Ilość energii generowana przez mikroinstalacje fotowoltaiczne przyłączone do analizowanej sieci testowej CIGRE uzależniona jest od lokalizacji tej sieci na obszarze Polski. Dla stopnia nasycenia sieci źródłami PV wynoszącego 25% najmniej energii w ciągu roku zostało wygenerowane dla stacji Chojnice (313 MWh), najwięcej zaś dla stacji Sandomierz (437 MWh). Na tym przykładzie widać, że różnica w generacji energii elektrycznej w różnych miejscach Polski może sięgać nawet 40% w ciągu roku.

Tak duża różnica w ilości energii generowanej w ciągu roku nie przekłada się na proporcjonalny wzrost ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci. Dla stacji Sandomierz ryzyko było wyższe niż dla stacji Chojnice, jednak różnice wynosiły co najwyżej kilka punktów procentowych. Oznacza to, że występowanie zakłóceń w pracy sieci nie zależy od samej ilości wygenerowanej przez źródła PV energii, ale przede wszystkim od czasowej zmienności generacji i zużycia energii. Z analizy wyników wynika, iż na wzrost wartości ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci największy wpływ mają:

- moc zainstalowana źródeł PV (stopień nasycenia sieci źródłami PV) oraz niesymetria generacji (występowanie źródeł jednofazowych),
- lokalizacja prosumentów (różna lokalizacja tych samych prosumentów w różnych punktach sieci może mieć różny wpływ na jej pracę),
- geograficzna lokalizacja sieci i skorelowany z tym poziom i profil czasowy nasłonecznienia,
- profil obciążenia odbiorców.

Ciągły wzrost liczby i mocy mikroinstalacji fotowoltaicznych w sieciach dystrybucyjnych bez wątpienia będzie wpływał na parametry charakteryzujące pracę tych sieci, niejednokrotnie powodując pojawianie się zakłóceń, o których mowa w niniejszym artykule. Dla sieci, w których już pojawiają się zakłócenia, ich częstość oraz skala mogą ulec zwiększeniu. W celu mitygacji ryzyka Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego powinni rozważyć rozpoczęcie działań inwestycyjnych oraz organizacyjnych mających na celu wyeliminowanie lub minimalizację niekorzystnego wpływu związanego z przyłączeniem do sieci rozdzielczej nN dużej liczby mikroinstalacji. Przykładem takich działań technicznych mogą być [1, 10, 11, 12, 13]:

- zastosowanie transformatorów SN/nN o zwiększonej mocy w stosunku do zapotrzebowania odbiorców lub transformatorów z podobciążeniową regulacją napięcia,
- wymiana przewodów sieci napowietrznej na przewody o większych przekrojach,
- skracanie istniejących obwodów sieci nN,
- zmiana punktów podziału sieci nN,
- umożliwienie sterowania pracą instalacji PV (uaktywnienie charakterystyk $Q = f(U)$ i $P = f(U)$),
- montaż urządzeń kompensujących,
- budowa magazynów energii, w tym instalowanych bezpośrednio u prosumentów.

Opcją szczególnie wartą uwagi, która umożliwi normalną współpracę większej liczby instalacji fotowoltaicznych z siecią nN bez konieczności znacznego jej rozwoju, jest zwiększenie zużycia energii w miejscu jej wytwarzania, w tym czasie w którym to wytwarzanie następuje. Do tego celu powinny zostać zastosowane magazyny energii elektrycznej należące do prosumentów. Należy też wykorzystać inne środki służące zwiększeniu autokonsumpcji, np. sterowanie wybranymi odbiornikami (programowanie ich i załączanie podczas największej generacji ze źródła PV).

***Autorzy**: dr hab. inż. Roman Korab, prof. PŚ, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: roman.korab@polsl.pl; dr inż. Marcin Połomski, Politechnika Śląska, Wydział Automatyki, Elektroniki i Informatyki, Katedra Algorytmiki i Oprogramowania, ul. Akademicka 16, 44-100 Gliwice, E-mail: marcin.polomski@polsl.pl; mgr inż. Marcin Smołka, Politechnika Śląska, Wspólna Szkoła Doktorów, ul. Akademicka 2a, 44-100 Gliwice, E-mail: marcin.smolka@polsl.pl; mgr inż. Dawid Cieślik, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, absolwent 2022*

LITERATURA

[1] www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mi-kroinstalacje-w-polsce

[2] Wójcicki R.: Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej ochronie kontrolnej, *Rynek Energii,* Nr 1 (146), 2020

[3] Topolski Ł., Schab W., Flirt A., Piątek K.: Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybranej parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica. *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 3 (96), 2020

[4] Korab R., Połomski M., Smołka M.: Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation. *Energies*, 15, 2022

[5] Adamek S.: Metody ograniczenia niekorzystnych skutków pracy prosumenckich mikroinstalacji wytwórczych w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia. *Rynek Energii*, Nr 6 (163), 2022

[6] CIGRE Technical Brochure: Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources. Task Force C6.06, 2014

[7] EPRI: OpenDSS. www.epri.com/pages/sa/opendss

[8] Serwis Rzeczypospolitej Polskiej: Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków. dane.gov.pl

[9] Korab R., Połomski M., Smołka M.: Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia. *Śląskie Wiadomości Elektrotechniczne,* Rok XXIII, Nr 5 (137), 2021

[10] Krzemiński Z.: Regulacja napięcia w sieci nN z rozproszonymi źródłami energii. *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 5 (96), 2020

[11] Topolski Ł., Woźny K., Hanzelka Z.: Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć. *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 9 (95), 2019

[12] Ozorowski M., Jałoza R.: Poprawa parametrów jakościowych sieci zasilającej nn z dużym nasyceniem mikroinstalacji PV i stacji ładowania EVC. *Wiadomości Elektrotechniczne*, Nr 5, 2020

[13] Mnich T.: Podobciążeniowy układ regulacji w transformatorach rozdzielczych. *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 11 (96), 2020

RYZYKO PRZEKROCZENIA NORMALNYCH WARUNKÓW PRACY SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA Z DUŻYM UDZIAŁEM PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

Marcin Smołka, Roman Korab, Marcin Połomski

Słowa kluczowe: mikroinstalacja fotowoltaiczna, prosument, sieć niskiego napięcia, ocena ryzyka

Streszczenie. W artykule przedstawiono wpływ prosumenckich źródeł fotowoltaicznych (PV) na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia (nN), przez analizę wybranych parametrów charakteryzujących jej pracę. Obiektem badań była rzeczywista terenowa sieć dystrybucyjna. Symulacje pracy sieci zostały przeprowadzone w programie OpenDSS. W ich wyniku określono roczne ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci dla różnego stopnia nasycenia źródłami PV.

1. WSTĘP

Na przestrzeni kilku ostatnich lat odnotowano gwałtowny wzrost liczby prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) przyłączanych do sieci niskiego napięcia (nN). Przekłada się to bezpośrednio na wzrost mocy zainstalowanej tych źródeł. Od początku 2019 roku do końca września 2023 roku liczba mikroinstalacji PV w Polsce wzrosła niemal 24,5 krotnie (o 2364%), a moc zainstalowana tych źródeł zwiększyła się ponad 30 krotnie. Według stanu na koniec września 2023 roku, łączna liczba instalacji PV przyłączonych do sieci nN zarządzanych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) wyniosła ponad 1336 tys., co daje moc zainstalowaną równą 10,42 GW i liczba ta wciąż rośnie [12]. Prosumenci na potrzeby własne zużywają zwykle jedynie około 30% energii wygenerowanej przez mikroinstalację PV [18]. W efekcie w ciągu doby występują okresy, w których generacja przewyższa zapotrzebowanie. Powstająca nadwyżka zostaje wprowadzona do sieci OSD, gdyż zwykle instalacja PV nie jest wyposażona w system magazynowania energii. Jeżeli w sieci występuje niewielka liczba prosumentów, to wprowadzana nadwyżka energii nie powoduje zakłóceń w jej pracy. Sytuacja zmienia się diametralnie w przypadku, gdy do danej sieci jest przyłączonych wielu prosumentów. W pewnych okresach może dochodzić do sytuacji, w których sumaryczna moc generowana przez wszystkie instalacje PV jest na tyle duża, że powoduje zakłócenia w pracy sieci nN, wpływając przede wszystkim na [2, 3, 6, 8, 13, 17]:

1. przekroczenie napięcia powyżej wartości dopuszczalnej, tj. +10% U_n,
2. pojawienie się odwrotnych przepływów mocy czynnej, czyli przepływów z sieci niskiego napięcia do sieci średniego napięcia,
3. przekroczenie prądu dopuszczalnego długotrwale dla danego elementu sieci,
4. wzrost strat sieciowych w stosunku do pracy tej samej sieci bez źródeł PV,
5. wzrost niesymetrii napięć (głównie składowej zerowej).

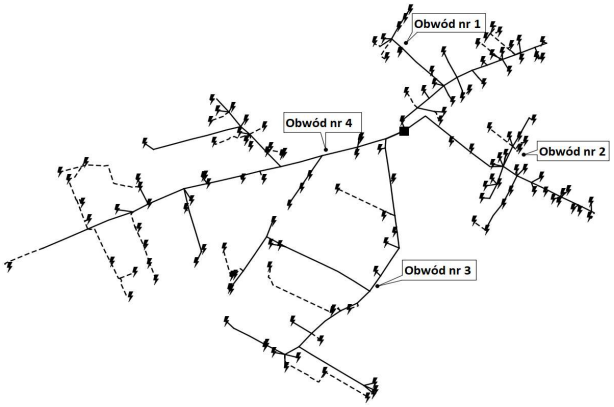
Zjawiska wymienione w punktach 1 i 5 wpływają na jakość dostarczanej energii. Zbyt wysokie wartości napięcia mogą doprowadzić do uszkodzeń urządzeń RTV/AGD, jak również pomp ciepła, w które coraz częściej właściciele wyposażają swoje domy. W przypadku uszkodzenia urządzeń, odbiorca, po udowodnieniu, że nastąpiło ono z winy OSD, może domagać się od operatora odszkodowania. Wzrost niesymetrii wpływa na zwiększenie obciążenia przewodu PEN, co powoduje zwiększenie spadków napięć i strat mocy. Zjawiska wymienione w punktach 2 i 3 wpływają na prawidłową pracę elementów sieci dystrybucyjnej. Z kolei wzrost strat sieciowych to – z perspektywy lokalnego OSD – zwiększenie wskaźnika różnicy bilansowej, a celem OSD jest dążenie do jego minimalizacji.

W artykule przedstawiono wpływ stopnia nasycenia sieci źródłami PV na pracę rzeczywistej sieci nN. W wyniku przeprowadzonych symulacji określono ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy tej sieci, co może być podstawą do wyznaczenia możliwości przyłączeniowych dla instalacji PV.

2. OBIEKT BADAŃ ORAZ ŚRODOWISKO SYMULACYJNE

Analizowana sieć nN pracuje w układzie TN-C. Napowietrzna stacja transformatorowa 20/0,4 kV zasilająca tą sieć jest wyposażona w transformator o mocy 400 kVA. Ze stacji wyprowadzone są cztery obwody nN (rys. 1). Długości linii tworzących sieć jest następująca:

- linie napowietrzne AsXS i AsXSn (na rys. 1 – linie ciągłe) o przekrojach 25 mm^2 (1557 m), 35 mm^2 (773 m), 50 mm^2 (574 m), 70 mm^2 (2816 m),
- linie kablowe YAKY i YAKXS (na rys. 1 – linie przerywane) o przekrojach 25 mm^2 (203 m), 35 mm^2 (1413 m), 120 mm^2 (806 m),
- całkowita długość linii napowietrznych (wraz z przyłączami) wynosi 5720 m,
- całkowita długość linii kablowych (wraz z przyłączami) wynosi 2422 m.



Rys. 1. Analizowana sieć dystrybucyjna nN

Widoczny na rysunku 1 kwadrat oznacza stację zasilającą, a błyskawice symbolizują 144 odbiorców, podzielonych między obwody w następujący sposób:

- obwód 1 – 33 odbiorców,
- obwód 2 – 32 odbiorców,
- obwód 3 – 32 odbiorców,
- obwód 4 – 47 odbiorców.

Analizowana sieć została w ostatnich latach całkowicie zmodernizowana. Przewody nieizolowane zastąpiono przewodami w izolacji z polietylenu usieciowanego, a w niektórych przypadkach kablami. Wymieniony został również transformator (transformator 160 kVA zastąpiono jednostką 400 kVA).

Symulacje pracy sieci wykonano w programie OpenDSS, opracowanym przez EPRI [4]. Jest to narzędzie symulacyjne stosowane do analiz modeli systemów dystrybucyjnych, budowanych z użyciem konfigurowalnych modeli elementów składowych sieci elektroenergetycznych. OpenDSS umożliwia m.in.:

1. analizę wielofazowych obwodów prądu przemiennego przy niesymetrycznym obciążeniu,
2. analizę pracy sieci z przyłączonymi źródłami generacji rozproszonej,
3. symulacje dla dobowego i rocznego przebiegu obciążenia i generacji,
4. szczegółowe modelowanie instalacji PV oraz magazynów energii.

Uwzględniając rzeczywiste parametry techniczne poszczególnych elementów przygotowano model matematyczny analizowanej sieci nN. Przyjęto, że wszystkie symulacje zostaną wykonane w horyzoncie rocznym z rozdzielczością godzinową. W tym celu należało przygotować dane opisujące zmienność nasłonecznienia oraz temperaturę paneli PV obliczoną dla zmiennych warunków atmosferycznych [5]. Wykorzystane dane pogodowe odpowiadały typowemu rokowi klimatycznemu dla stacji meteo zlokalizowanej najbliżej analizowanej sieci. Ponieważ niesymetria obciążenia jest cechą charakterystyczną pracy sieci nN, dla poszczególnych odbiorców przyjęto różne profile obciążeń fazowych (generowano je losowo na bazie standardowego profilu odbiorcy z grupy G11).

3. RYZYKO PRZEKROCZENIA NORMALNYCH WARUNKÓW PRACY SIECI

Zastosowaną w artykule miarą wpływu źródeł PV na pracę sieci nN jest wartość ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Warunki te zostały zdefiniowane w następujący sposób [6]:

- napięcie w każdym węźle sieci mieści się w przedziale 0,9 – 1,1 U_n (U_{min}, U_{max}),
- składowa przeciwna napięcia (U_2) w węzłach nie przekracza 2% składowej zgodnej (U_1),
- prąd przepływający w każdej gałęzi sieci nie przekracza prądu znamionowego (I_n),
- nie pojawia się przepływ odwrotny mocy (R) przez transformator
- straty energii (ΔE) w sieci nie są większe niż straty powstające bez przyłączonych mikroinstalacji PV.

Wobec tego, ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci nN, wyrażone w procentach, określone zostało jako stosunek liczby godzin w ciągu roku, w których wystąpiło przekroczenie wyżej zdefiniowanych warunków pracy sieci do całkowitej liczby godzin w roku. Powyższe określa wzór [6]:

$$R_{Si} = \frac{N_{Si>0}}{N} \cdot 100\%, \qquad (1)$$

gdzie:

i – wielkość, dla której wystąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy sieci ($i = U_{max}$, U_{min}, U_2/U_1, I_n, R, ΔE),

$N_{Si>0}$ – liczba godzin w roku, w których nastąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy,

N – liczba godzin w ciągu roku, równa 8760.

Wyznaczona w ten sposób wartość ryzyka informuje przez jaką część roku, wyrażoną w procentach, występuje przekroczenie normalnych warunków pracy analizowanej sieci elektroenergetycznej.

4. SYMULACJA PRACY SIECI

Na potrzeby analizy rozpatrzono następujące warianty pracy sieci nN:

1. sieć bez źródeł PV – jako punkt odniesienia do dalszych analiz,
2. istniejący układ sieci – wyznaczenie ryzyka dla aktualnej liczby i rozmieszczenia prosumentów,
3. losowa lokalizacja prosumentów oraz moc źródeł PV – ocena wpływu liczby instalacji PV, ich mocy oraz rozmieszczenia na występowanie ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, dla istniejącego układu sieci i parametrów urządzeń ją tworzących.

Dla każdego wariantu każdorazowo przygotowano osobny skrypt z modelem sieci. We wszystkich analizach przyjęto stałą (znamionową) wartość napięcia po stronie SN transformatora zasilającego 20/0,4 kV. Wyniki opisano poniżej.

Sieć bez źródeł PV

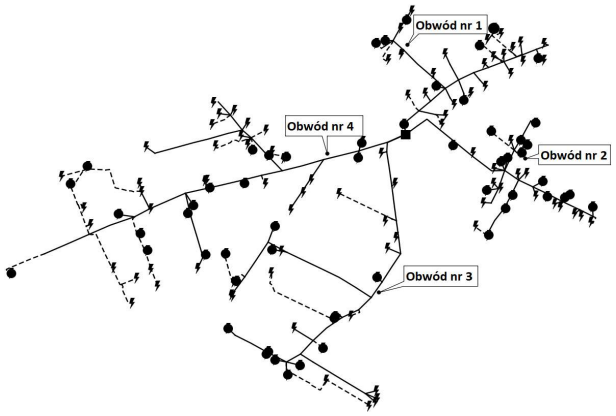
Bez mikroinstalacji PV nie występuje ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy analizowanej sieci nN. Całkowite roczne straty energii wyniosły 25 013 kWh. Wartość ta stanowi poziom odniesienia w dalszych analizach. Podsumowując, bez źródeł PV sieć pracuje w prawidłowy sposób.

Istniejący układ sieci

W analizowanej sieci nN pracuje 56 źródeł PV, podzielonych między obwody w następujący sposób:

- obwód 1 – 9 szt. o łącznej mocy 63,9 kW (27% odbiorców posiada źródło PV).
- obwód 2 – 17 szt. o łącznej mocy 158,8 kW (53% odbiorców posiada źródło PV),
- obwód 3 – 14 szt. o łącznej mocy 170,4 kW (44% odbiorców posiada źródło PV),
- obwód 4 – 16 szt. o łącznej mocy 188,5 kW (34% odbiorców posiada źródło PV).

Na rysunku 2 przedstawiono istniejący układ sieci z oznaczeniem odbiorców błyskawicą, a prosumentów kołem. Łączna moc zainstalowana mikroinstalacji PV wynosi 581,6 kW, co daje średnią moc pojedynczego źródła równą 10,4 kW. Stosunek liczby prosumentów do liczby odbiorców w całej sieci wynosi 40%. Podkreślenia wymaga fakt, że moc transformatora wynosi 400 kVA i jest o około 40% niższa niż całkowita moc zainstalowana źródeł PV.



Rys. 2. Analizowana sieć dystrybucyjna nN z zaznaczonymi prosumentami (koło)

Analiza wyników wykazała czasowe przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, a ryzyko ich wystąpienia, wyliczone ze wzoru (1), wynosi:

- roczne ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator – 30,8%,
- roczne ryzyko przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej transformatora – 0,4%,
- roczne ryzyko wzrostu strat energii w całej sieci – 65,3% (stosunek rocznych strat energii w sieci ze źródłami PV do rocznych strat energii w sieci bez źródeł PV wynosi 167,7%),
- średnie roczne ryzyko przekroczenia maksymalnej wartości napięcia u wszystkich odbiorców – 1,5%.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że obecność źródeł PV w sieci okresowo niekorzystanie wpływa na jej pracę. Potwierdzeniem tego jest wzrost o prawie 68% całkowitych rocznych strat energii w sieci (do wartości 41 949 kWh) oraz wysokie ryzyko samego wzrostu tych strat. Oznacza to pogorszenie sprawności przesyłu energii, a celem każdego OSD jest dążenie do jej poprawy, czyli minimalizacja strat. Ponadto przez około 1/3 roku energia przepływa przez transformator w niewłaściwym kierunku, tj. od sieci nN do sieci SN, a przy takim trybie pracy zwiększają się straty mocy w rdzeniu transformatora, co powoduje wzrost temperatury jednostki i przyspieszenie procesów starzeniowych [16]. Zatem taki reżim pracy niekorzystanie wpływa na stan transformatora, zwiększając ryzyko wystąpienia jego awarii, a co za tym idzie przerwy w dostawie energii dla odbiorców z niego zasilanych.

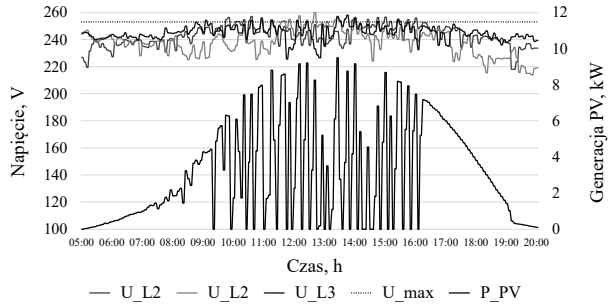
Analizie poddano również poszczególne odwody wskazując, który z nich – z uwagi na liczbę pojawiających się w nim ryzyk – jest najlepszy oraz najgorszy, przy czym ocena ta rozumiana jest jako stosunek liczby ryzyk w danym obwodzie do liczby odbiorców z niego zasilanych. Obwodem, w którym występuje najmniej ryzyk jest obwód 1, gdzie ww. stosunek wynosi 30,3%. Po przeciwnej stronie znajduje się odwód 4, o stosunku równym odpowiednio 91,5%. Różnica wynika z faktu, iż obwód 4 jest najdłuższym obwodem, a obwód 1 najkrótszym oraz dodatkowo z liczby i mocy źródeł PV w obu obwodach.

Ostatnim etapem analizy była ocena warunków napięciowych u każdego odbiorcy. Tutaj również uwidacznia się okresowo niekorzystny wpływ źródeł PV. Analizie poddano poszczególne obwody pod kątem wyznaczenia średniego rocznego ryzyka przekroczenia napięcia powyżej wartości dopuszczalnej dla całego obwodu oraz dla odbiorcy, u którego występuje ono najczęściej. Wyniki analizy są następujące:

- obwód 1 – ryzyko nie występuje,
- obwód 2:
  - średnie roczne ryzyko – 0,1%,
  - ryzyko u najgorszego odbiorcy – 0,3%,
- obwód 3:
  - średnie roczne ryzyko – 4%,
  - ryzyko u najgorszego odbiorcy – 6,5%
- obwód 4:
  - średnie roczne ryzyko – 1,8%,
  - ryzyko u najgorszego odbiorcy – 4%.

Przekroczenia napięcia wpływają na pracę instalacji PV (na pracę falownika). Sytuację tą przedstawiono na rysunku 3 [7]. Pokazano na nim pracę przykładowego falownika w słoneczny dzień. Widać wyraźnie, że praca urządzenia jest bardzo nieregularna. W czasie, kiedy napięcie przyjmuje wartości dopuszczalne falownik pracuje normalnie. Natomiast gdy napięcie wzrośnie powyżej wartości dopuszczalnej, falownik wyłącza się.

Taki sposób pracy wpływa na żywotność podzespołów falownika. Ponadto, w wyniku przerw w pracy instalacji PV, odbiorcy – mimo poniesionych nakładów na budowę tej instalacji – nie mogą czerpać z niej adekwatnych korzyści, pomimo sprzyjających warunków atmosferycznych.



Rys. 3. Praca mikroinstalacji PV w słoneczny dzień [7]

Losowa lokalizacja oraz moc źródeł PV

W kolejnych analizach zbadano wpływ liczby prosumentów i mocy instalacji PV, wyrażony przez stopień nasycenia sieci generacją PV, na roczne ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Stopień nasycenia sieci generacją PV zdefiniowano jako procentowy stosunek ilości energii generowanej w ciągu roku przez wszystkich prosumentów do ilości energii zużytej przez wszystkich odbiorców w tej sieci. Dla każdej ze 100 symulacji losowano roczne zużycie energii przez poszczególnych odbiorców, liczbę prosumentów, miejsce przyłączenia oraz moc źródeł PV. Struktura sieci oraz parametry elementów ją tworzących nie ulegały zmianie.

Losowanie powyższych danych zostało zrealizowane za pomocą przygotowanych arkuszy kalkulacyjnych Excel. W pierwszej kolejności tworzono listę odbiorców w całej sieci, losując spośród nich tych, którzy byli jednocześnie prosumentami. Następnie dla każdego z odbiorców losowano roczne zużycie energii elektrycznej, na podstawie którego, z wykorzystaniem standardowych profili obciążeń odbiorców, generowano roczne profile obciążeń każdego odbiorcy z rozdzielczością godzinową. W kolejnym kroku losowano współczynnik określający stosunek rocznej generacji źródła PV i rocznego zużycia energii przez danego prosumenta. Na tej podstawie obliczano wymaganą moc znamionową źródła PV (P_{PV}), zakładając, że roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej wynosi 1000 h:

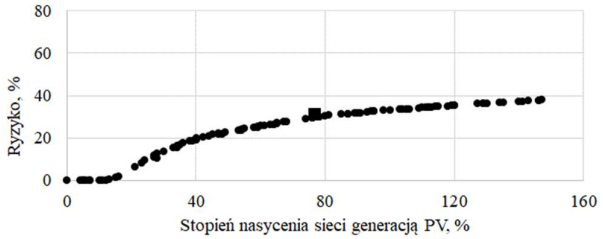
$$P_{PV} = \frac{w_{gen}\, E_r}{1000}, \qquad (2)$$

gdzie:

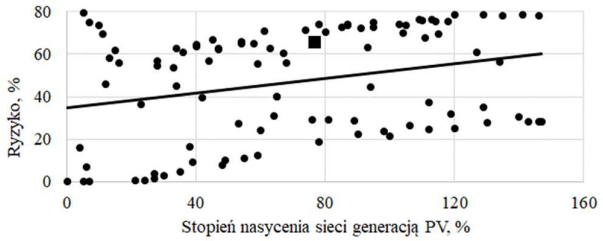
E_r – roczne zużycie energii, w kWh,

w_{gen} – stosunek rocznej generacji źródła PV i rocznego zużycia energii przez prosumenta (współczynnik przewymiarowania źródła PV).

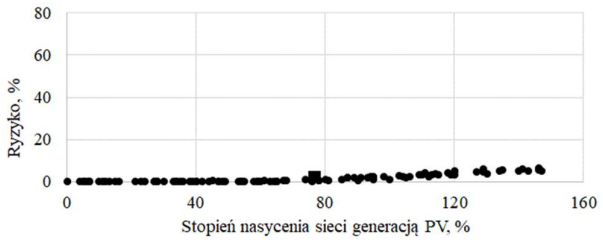
Wpływ stopnia nasycenia sieci generacją PV przeanalizowano pod kątem wartości ryzyka wystąpienia odwrotnego przepływu mocy przez transformator, zwiększenia rocznych strat energii w całej sieci oraz przekroczenia maksymalnej wartości napięcia u odbiorców. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunkach 4 – 6. Kwadrat oznacza ryzyko dla istniejącego stanu sieci.



Rys. 4. Ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV



Rys. 5. Ryzyko wzrostu rocznych strat energii w sieci w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV



Rys. 6. Średnie ryzyko przekroczenia maksymalnej wartości napięcia u odbiorców w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV

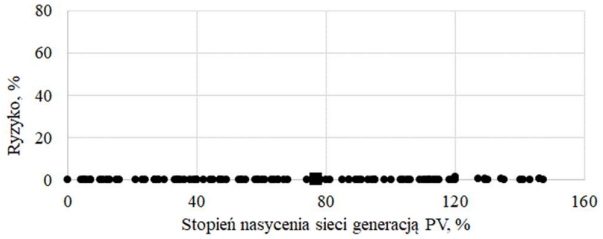
Wzrost stopnia nasycenia sieci źródłami PV powoduje zwiększenie ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Widać to szczególnie w przypadku transformatora (rys. 4). Do około 20% stopnia nasycenia sieci generacją PV ryzyko pojawienia się przepływu odwrotnego jest zerowe. Można zatem przyjąć, że do osiągnięcia tej wartości transformator pracuje w prawidłowy sposób, a cała generowana energia jest zużywana w obrębie sieci nN.

W przypadku strat (rys. 5) sytuacja wygląda nieco inaczej, gdyż rozpiętość wartości ryzyka dla podobnych wartości stopnia nasycenia sieci generacją PV jest bardzo duża (wynika to przede wszystkim z rozmieszczenia źródeł PV). Niemniej jednak również w tym przypadku można zaobserwować tendencję wzrostową ryzyka, co ilustruje linia trendu. Z kolei średnie ryzyko przekroczenia maksymalnej wartości

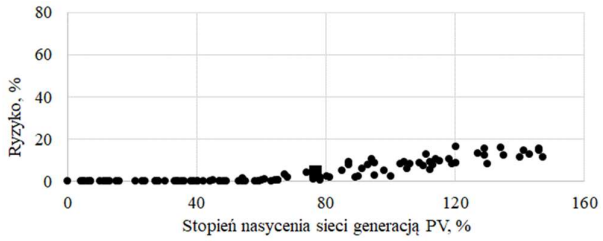
napięcia u odbiorców (rys. 6) osiąga najmniejsze wartości spośród analizowanych ryzyk i pojawia się dopiero, gdy ilość energii produkowanej przez źródła PV zaczyna zbliżać się do około 80% rocznego zapotrzebowania wszystkich odbiorców.

Wartość średnia ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia nie odzwierciedla jednak sytuacji poszczególnych odbiorców. W związku z tym analizie poddano również ryzyko przekroczenia maksymalnego napięcia we wszystkich punktach poboru energii. Analizując istniejący układ sieci wskazano, że najgorszym pod tym względem jest obwód 4. Potwierdziły to również symulacje przeprowadzone dla losowej lokalizacji i mocy źródeł PV. Na rysunkach 7 i 8 przedstawiono ryzyko przekroczenia napięcia dla odbiorców w obwodzie 4 usytuowanych najbliżej (rys. 7) oraz najdalej (rys. 8) od stacji zasilającej. Dla tych odbiorców wyznaczono również średnią oraz maksymalną (ze 100 symulacji) wartość tego ryzyka. Wynoszą one:

- odbiorca najbliżej stacji:
  - średnie roczne ryzyko – 0,5%,
  - maksymalne roczne ryzyko – 1,4%,
- odbiorca najdalej od stacji:
  - średnie roczne ryzyko – 7,1%,
  - maksymalna roczne ryzyko – 16,6%.



Rys. 7. Ryzyko przekroczenia napięcia u odbiorcy zlokalizowanego najbliżej stacji zasilającej w obwodzie 4 w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV



Rys. 8. Ryzyko przekroczenia napięcia u odbiorcy zlokalizowanego najdalej od stacji zasilającej w obwodzie 4 w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV

Przeprowadzone symulacje potwierdzają, że najgorsza sytuacja pod względem napięciowym ma miejsce na końcach obwodów. W analizowanym przypadku ryzyko przekroczenia napięcia u odbiorcy na końcu obwodu 4 występuje średnio przez ponad 620 godzin w ciągu roku, wzrastając w najgorszym przypadku do 1454 godzin.

5. PODSUMOWANIE

Rozwój prosumenckich źródeł PV zmienia warunki pracy sieci dystrybucyjnej nN. Pojawia się ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, dotyczące głównie powstania odwrotnych przepływów mocy, wzrostu strat energii oraz przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia, w szczególności u odbiorców zlokalizowanych w głębi sieci.

Opracowana metoda wyznaczania ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci nN w wyniku pracy źródeł PV może zostać zastosowana przez OSD do określenia maksymalnej zdolności przyłączeniowej sieci, tzw. hosting capacity, przy założonym rocznym poziomie ryzyka przekroczenia poszczególnych parametrów charakteryzujących jej pracę. Z kolei informacja o ryzyku przekroczenia maksymalnej wartości napięcia w poszczególnych węzłach sieci przy zadanym stopniu nasycenia tej sieci generacją PV pozwoliłaby na oszacowanie czasu trwania wyłączeń falowników, a co za tym idzie braku generacji energii, pomimo sprzyjających warunków pogodowych. Pozwoliłoby to inwestorom lepiej oszacować czas zwrotu nakładów poniesionych na budowę źródła PV. Dodatkowo duża wartość ryzyka powinna skłaniać prosumentów do zwiększenia poziomu autokonsumpcji, m.in. przez wykorzystanie magazynów energii oraz odpowiednie sterowanie wybranymi odbiornikami w ramach mechanizmu Demand Side Management (DSM).

Opracowana metoda wyznaczania ryzyka daje ponadto OSD możliwość lepszego reagowania na zmieniające się warunki pracy sieci. Operator, zakładając pewną ścieżkę rozwoju mikroinstalacji PV, może oszacować przyszłe ryzyko i z wyprzedzeniem uwzględnić w swoich planach inwestycyjnych zadania poprawiające warunki pracy sieci, do których należą [1, 9, 10, 11, 12, 14, 15]:

- stosowanie transformatorów o zwiększonej mocy w stosunku do zapotrzebowania odbiorców lub transformatorów z podobciążeniową regulacją napięcia,
- wymiana przewodów roboczych na przewody o większych przekrojach,
- budowa nowych stacji transformatorowych,
- skracanie istniejących obwodów sieci nN,
- zmiana punktów podziału sieci nN,
- montaż urządzeń kompensujących,
- sterowanie pracą instalacji PV (uaktywnienie charakterystyk $Q = f(U)$ i $P = f(U)$),
- budowa magazynów energii.

Opisana metoda może być również zastosowana do oceny efektywności różnych wariantów rozwojowych, pozwalając wybrać rozwiązanie optymalne pod względem techniczno-ekonomicznym.

LITERATURA

[1] Adamek S., Jędrychowski R., Pijarski P., Sereja K.: Rozproszona generacja PV w miejskich sieciach niskiego napięcia, Rynek Energii, 6, 2019

[2] Fernández G., Galan N., Marquina D., Martínez D., Sanchez A., López P., Bludszuweit H., Rueda J.: Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids. Energies. 2020, 13 (17), 4347, doi: 10.3390/en13174347

[3] Gandhi O., Kumar D.S., Rodríguez-Gallegos C.D., Srinivasan D.: Review of power system impacts at high PV penetration. Part I: Factors limiting PV penetration. Solar Energy, 2020, 210, doi: 10.1016/j.solener.2020.06.097

[4] https://www.epri.com/pages/sa/opendss

[5] Korab R., Połomski M., Naczyński T., Kandzia T.: A dynamic thermal model for a photovoltaic module under varying atmospheric conditions. Energy Conversion and Management, 280, 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.116773

[6] Korab R., Połomski M., Smołka M.: Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation. Energies 2022, 15, 1969, doi:10.3390/en15061969

[7] Korab R., Kandzia T., Naczyński T.: Short-term forecasting of photovoltaic power generation. Przegląd Elektrotechniczny, R. 99, 9/2023, doi: 10.15199/48.2023.09.06

[8] Korab R., Połomski M., Smołka M.: Wpływ źródeł PV na pracę sieci niskiego napięcia. Śląskie Wiadomości Elektrotechniczne, 5'2021 (137)

[9] Krzemiński Z.: Regulacja napięcia w sieci nN z rozproszonymi źródłami energii. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 5/2020, doi: 10.15199/48.2020.05.06

[10] Mnich T.: Podobciążeniowy układ regulacji w transformatorach rozdzielczych. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 11/2020, doi: 10.15199/48.2020.11.06

[11] Ozorowski M., Jałoza R.: Poprawa parametrów jakościowych sieci zasilającej nn z dużym nasyceniem mikroinstalacji PV i stacji ładowania EVC. Wiadomości Elektrotechniczne, 5, 2020

[12] PTPiREE: Mikroinstalacje w Polsce. ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce (2023.11.10)

[13] Singh R., Tripathi P. and Yatendra K.: Impact of Solar Photovoltaic Penetration In Distribution Network. 2019, RDCAPE, India, 2019, doi: 10.1109/RDCAPE47089.2019.8979014

[14] Topolski Ł., Schab W., Flirt A., Piątek K.: Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybranej parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 2020, doi: 10.15199/48.2020.03.05

[15] Topolski Ł., Woźny K., Hanzelka Z.: Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć. Przegląd Elektrotechniczny, R. 95, 9/2019, doi: 10.15199/48.2019.09.39

[16] Upadhyay P., Kern J., Vadlamani V., Distributed Energy Resources (DERs): Impact of Reverse Power Flow on Transformer, „CIGRE Science & Engineering", No 19, October 2020

[17] Watson, J.D., Watson, N.R., Santos-Martin, D., Wood, A.R., Lemon, S. and Miller, A.J.: Impact of Solar Photovoltaics on the Low-Voltage Distribution Network in New Zealand. IET GTD, 2016, 10, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.1076

[18] Wójcicki R.: Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej ochronie kontrolnej, Rynek Energii, 1, 2020

THE RISK OF EXCEEDING THE NORMAL OPERATING CONDITIONS OF A LOW-VOLTAGE NETWORK WITH A HIGH SATURATION OF PHOTOVOLTAIC SOURCES

Key words: photovoltaic microinstallation, prosumer, low voltage network, risk assessment,

Summary. The article presents the impact of prosumer photovoltaic sources on the operation of a low-voltage network, by analyzing selected parameters characterizing the operation of the network. The object of the study was a real rural distribution network. Simulations of the network's operation were carried out using the OpenDSS software. As a result, the risk of exceeding normal network operating conditions was determined.

Marcin Smołka, mgr inż., Doktorant Wspólnej Szkoły Doktorów Politechniki Śląskiej, email: marcin.smolka@polsl.pl

Roman Korab, dr hab. inż., prof. PŚ, pracownik Katedry Elektroenergetyki i Sterowania Układów Wydziału Elektrycznego, email: roman.korab@polsl.pl

Marcin Połomski, dr inż., pracownik Katedry Algorytmiki i Oprogramowania Wydziału Automatyki, Elektroniki i Informatyki Politechniki Śląskiej, email: marcin.polomski@polsl.pl

KANCELARIA
SENATU

Polska energetyka w drodze do neutralności klimatycznej

Polska energetyka w drodze do neutralności klimatycznej

Redakcja naukowa

Janusz Lewandowski
Elżbieta Mreńca
Stanisław Gawłowski

kancelaria senatu

warszawa 2025

Przedruk materiałów Kancelarii Senatu w całości lub części możliwy jest wyłącznie za zgodą Kancelarii Senatu. Cytowanie oraz wykorzystanie danych empirycznych dozwolone jest z podaniem źródła.

Publikacja jest pokłosiem konferencji naukowej „Polska energetyka w drodze do neutralności klimatycznej", która odbyła się w gmachu Senatu RP w 2023 r. Teksty oddano do druku w 2024 r.

Recenzenci
Prof. Krzysztof Badyda
Politechnika Warszawska
Prof. Piotr Kacejko
Politechnika Lubelska

Redaktor
Małgorzata Pogoda

Redaktor techniczny
Jacek Pietrzak

ISBN 978-83-67476-41-6

Biuro Edukacji, Promocji i Wydawnictw
Dział Wydawniczy
Warszawa 2025
Nakład 240 egz.

Od redaktorów naukowych

Polityka klimatyczna UE zobowiązuje kraje członkowskie do osiągnięcia w 2050 roku neutralności klimatycznej. Stawia to przed polską gospodarką, a przede wszystkim sektorem energetyki olbrzymie wyzwania. Konieczne jest wytwarzanie energii elektrycznej tylko w instalacjach wykorzysujących odnawialne źródła energii i elektrowniach jądrowych.

Przedmiotem niniejszej monografii *Polska energetyka w drodze do neutralności klimatycznej* jest przedstawienie możliwości zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju we wskazanych wyżej warunkach. Opracowanie w szczególności dotyczy takich zagadnień jak: „energia" jako dział administracji rządowej, ciepłownictwo w Polsce bez paliw kopalnych, zrównoważony Krajowy System Elektroenergetyczny z elektrowniami jądrowymi, wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia, wybrane zagadnienia gospodarki wodorowej i magazynowanie energii, możliwości realizacji osiedli dodatnich energetycznie – Positive Energy Districts w warunkach krajowych, techniczne bariery rozwoju energetyki rozproszonej – perspektywa realizatorów projektu KlastER, kierunki rozwoju budownictwa elektroenergetycznej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej wysokich napięć, krajowa sieciowa infrastruktura elektroenergetyczna – zagrożenia i wyzwania.

Publikacja skierowana jest do przedstawicieli instytucji naukowych, parlamentarzystów, organów administracji publicznej, organizacji pozarządowych oraz do przedsiębiorstw sektora energetyki. Autorzy wyrażają nadzieję, że niniejsza książka stanie się użyteczną pomocą w szczególności dla podmiotów dysponujących prawem inicjatywy ustawodawczej.

Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski
Dr r. pr. Elżbieta Mreńca
Dr Stanisław Gawłowski

Dr hab. inż. Roman Korab*
Mgr inż. Marcin Smołka**

Wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

1. Charakterystyka sieci terenowych niskiego napięcia (nN) w Polsce

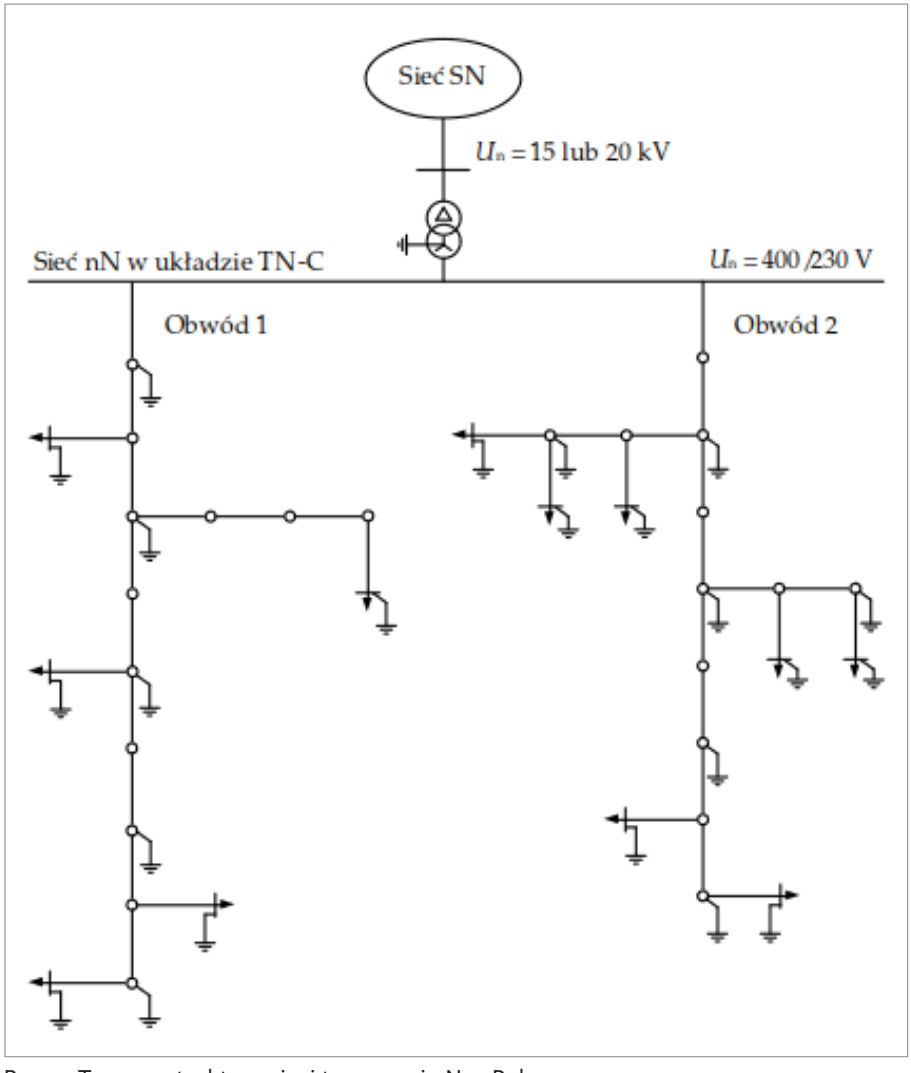
Sieci terenowe nN w Polsce zasilanie są zwykle z sieci napowietrznych średniego napięcia (SN) o napięciu 15 kV, 20 kV lub rzadziej 30 kV, za pomocą pojedynczego transformatora SN/nN.[1] Ze stacji transformatorowej wyprowadzonych jest kilka obwodów niskiego napięcia. Wyprowadzenia obwodów mogą być wykonane jako napowietrzne lub też odcinkami kablowymi (przeważnie do pierwszego słupa nN od stacji lub na słup stacji transformatorowej z rozdzielnicy nN)[2]. Na rys. 1 została przedstawiona typowa struktura sieci terenowej nN w Polsce. Dane charakteryzujące typową sieć nN w Polsce są następujące:

- średnia moc transformatora SN/nN – 150 kVA,
- liczba obwodów wychodzących ze stacji – 2÷4,
- średnia długość linii napowietrznych – 1890 m,
- średnia długość linii kablowych – 440 m,
- średnia długość przyłączy – 1560 m,
- średnia liczba zasilanych odbiorców – 186.

* Dr hab. inż. Roman Korab – profesor Politechniki Śląskiej, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów Wydziału Elektrycznego.
** Mgr inż. Marcin Smołka – doktorant Wspólnej Szkoły Doktorskiej Politechniki Śląskiej, pracownik TAURON Polska Energia S.A.

1 J. Popczyk, *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, Gliwice 1980.

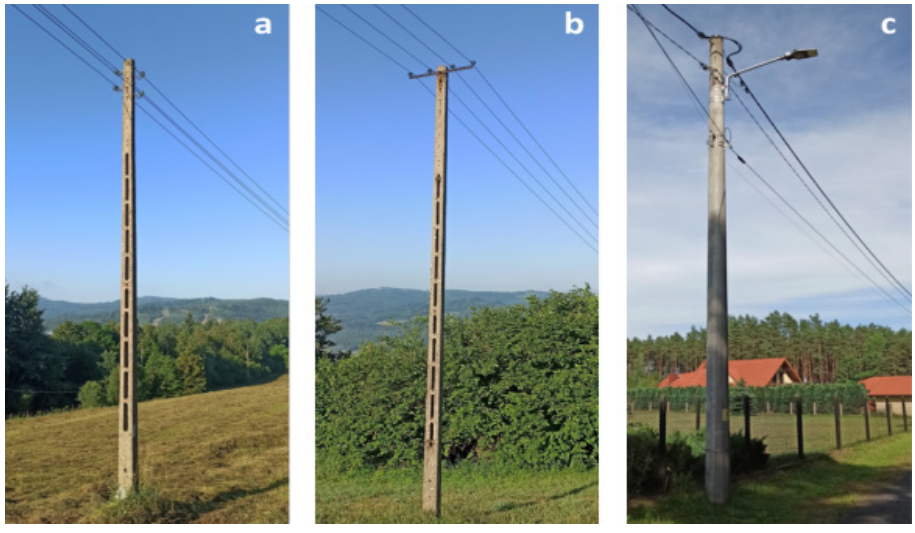
2 J. Marzecki, *Terenowe sieci elektroenergetyczne*, Warszawa 2007.



Rys. 1. Typowa struktura sieci terenowej nN w Polsce

Podstawowymi elementami tworzącymi sieć terenową nN są stacja transformatorowa SN/nN oraz linie nN wraz z przyłączami.[3] Sieci terenowe nN są to głównie sieci napowietrzne, przy czym w ich strukturze mogą pojawić się również fragmenty wykonane odcinkami kablowymi, np. przyłącza do budynków. Napowietrzne linie nN budowane są z wykorzystaniem wielodrutowych nieizolowanych przewodów aluminiowych (rys. 2a – układ czworokątny, rys. 2b – układ płaski) lub przewodów aluminiowych wielodrutowych w izolacji z polietylenu usieciowanego (AsXS lub AsXSn – rys. 2c).

3 S. Kujszczyk, *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, tom I, Warszawa 1994.



Rys. 2. Rodzaje linii napowietrznych: a) z przewodami nieizolowanymi – układ czworokąta, b) z przewodami nieizolowanymi – układ płaski, c) z przewodami izolowanymi

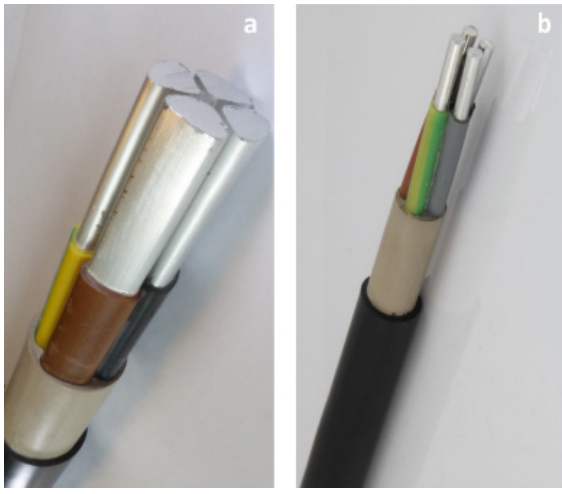
Przedstawione na rys. 2a i 2b rozwiązania techniczne są rozwiązaniami starszego typu, w których stosuje się słupy żelbetowe lub drewniane oraz izolatory szklane lub porcelanowe. Stosowane typowe przekroje przewodów to 16, 25, 35, 50 oraz 70 mm^2. Najczęściej spotykanym przekrojem jest 50 mm^2. Rozwiązanie techniczne przedstawione na rys. 2c to rozwiązanie nowszego typu, z zastosowaniem wirowanych słupów strunobetonowych. Typowe przekroje przewodów stosowane dla tego typu sieci to, podobnie jak dla sieci z przewodami nieizolowanymi, 16, 25, 35, 50 oraz 70 mm^2, przy czym w tym przypadku najczęściej spotykanym przekrojem jest 70 mm^2.

Stosowane w sieciach terenowych linie kablowe najczęściej wykonane są w izolacji polwinitowej (oznaczenie YAKY (NAY2Y)) lub z polietylenu usieciowanego (oznaczenie YAKXS (NA2XY)). Żyły robocze wykonane są z aluminium i mogą być jednodrutowe lub wielodrutowe, wykonane jako okrągłe lub sektorowe. Na rys. 3 pokazano typowe rozwiązanie techniczne dla linii kablowych stosowanych w Polsce. Typowe przekroje żył roboczych to 25, 35, 70, 120 oraz 240 mm^2. Najczęściej stosowanym obecnie przekrojem jest 120 mm^2.

Ostatnim, a zarazem kluczowym elementem sieci terenowej są słupowe stacje transformatorowe[4, 5]. Tutaj również można wyróżnić

4 J. Zawodniak, *Słupowe stacje transformatorowe dawniej i dziś*, „Przegląd Budowlany" 2011, nr 6.

5 W. Dołęga, *Wiejskie stacje elektroenergetyczne SN*, „Energetyka" 2017, nr 5.



Rys. 3. Typowe kable stosowane w sieciach nN: a) izolacja polwinitowa b) izolacja z polietylenu usieciowanego (zdjęcia pochodzą z https://www.energetyka.plus/kable-energetyczne-nn-stosowane-w-polsce)

rozwiązania starszego i nowszego typu, przedstawione na rys. 4. Do starszych rozwiązań zaliczyć można stacje transformatorowe wykonane przy użyciu słupów drewnianych i żelbetowych (rys. 4a i 4b). Maksymalna moc transformatora, jaki można zabudować na takiej stacji, wynosi 250 kVA i wynika wprost z wytrzymałości mechanicznej żerdzi słupów. Stacje wykonane w nowszej technologii (rys. 4c) umożliwiają zabudowanie transformatora o mocy maksymalnej 630 kVA. Wynika to z rodzaju zastosowanych żerdzi, w tym przypadku strunobetonowych, które mają zdecydowanie większą wytrzymałość mechaniczną.



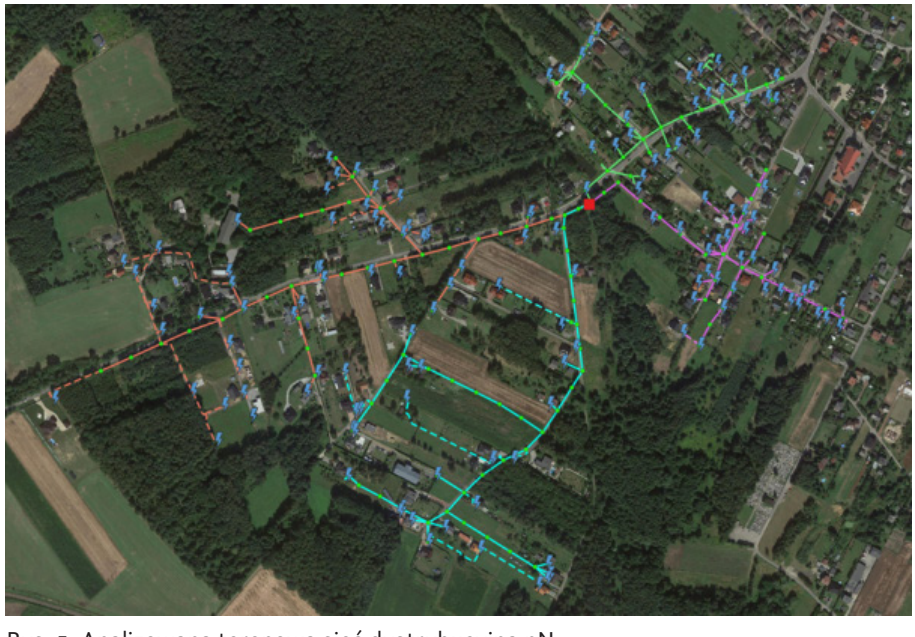
Rys. 4. Typowe rodzaje stosowanych stacji transformatorowych: a) rozwiązanie z żerdziami żelbetowymi, b) rozwiązanie z żerdziami drewnianymi, c) rozwiązanie z żerdziami strunobetonowymi

W kolejnych punktach zostaną przedstawione wyniki dobowej symulacji pracy rzeczywistej, terenowej sieci dystrybucyjnej nN.

2. Praca sieci nN bez przyłączonych mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV)

Z opisanych w poprzednim punkcie elementów zbudowana jest terenowa sieć nN wybrana do szczegółowej analizy. Jest to sieć zasilająca obszar wiejski. Układ sieci przedstawiono na rys. 5. Niebieskie błyskawice symbolizują każdego ze 144 odbiorców zlokalizowanych w tej sieci. Sieć zasilana jest z napowietrznej stacji transformatorowej wyposażonej transformator 21/0,4 kV o mocy 400 kVA. Ze stacji wyprowadzone są cztery obwody nN, oznaczone osobnymi kolorami. Długości linii napowietrznych oraz kablowych przedstawiają się następująco:

- linie napowietrzne z przewodami izolowanymi AsXS i AsXSn o przekrojach:
  - 25 mm^2 (1557 m),
  - 35 mm^2 (773 m),
  - 50 mm^2 (574 m),
  - 70 mm^2 (2816 m),



Rys. 5. Analizowana terenowa sieć dystrybucyjna nN

- całkowita długość linii napowietrznych (z przyłączami) 5720 m,
- linie kablowe YAKY, YAKXS (NA2XY) o przekrojach:
  - 25 mm^2 (203 m),
  - 35 mm^2 (1413 m),
  - 120 mm^2 (806 m),
- całkowita długość linii kablowych (z przyłączami) 2422 m.

Wybrana do analizy sieć została w ciągu kilku lat całkowicie zmodernizowana. Wymienione zostały przewody nieizolowane na przewody w izolacji z polietylenu usieciowanego, a w niektórych przypadkach na kable. Ponadto w 2022 r. został wymieniony transformator na jednostkę o większej mocy (160 kVA na 400 kVA).

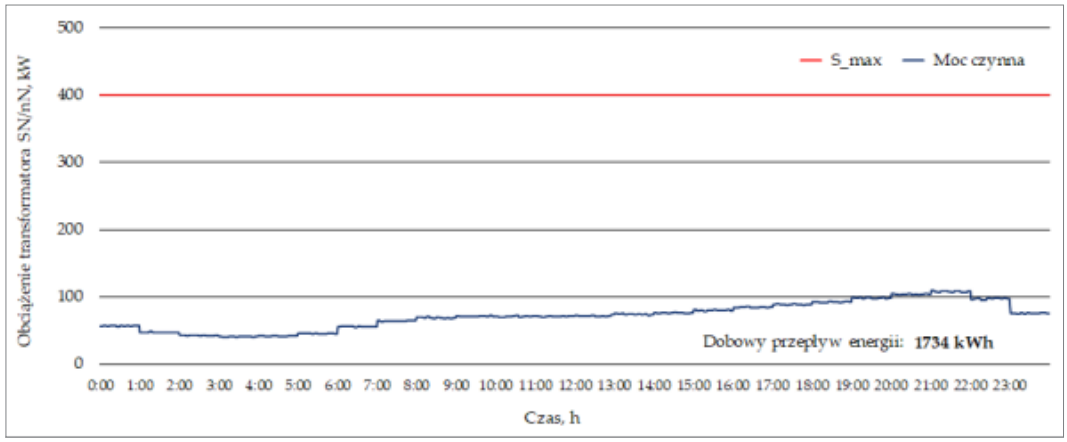
Na potrzeby symulacji pracy sieci jej model został stworzony w programie OpenDSS (Distribution System Simulator)[6]. Umożliwia on obliczenia rozpływu mocy (prądów) w wielofazowej sieci elektroenergetycznej, również przy niesymetrycznym obciążeniu, a jak wiadomo, niesymetria obciążenia jest cechą charakterystyczną pracy sieci nN. Ponadto w programie można również zamodelować:

- zastępcze źródło napięcia,
- generatory,
- linie napowietrzne i kablowe,
- transformatory,
- baterie kondensatorów,
- odbiory,
- systemy fotowoltaiczne,
- mikroelektrownie wiatrowe,
- zasobniki energii elektrycznej.

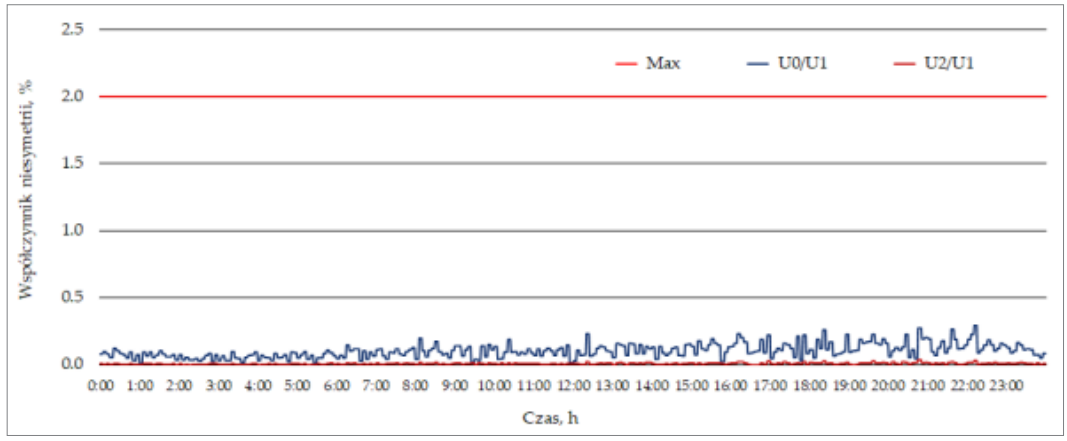
Na kolejnych rysunkach zostaną przedstawione wyniki przeprowadzonej dobowej symulacji pracy sieci wykonanej w rozdzielczości minutowej. Analizę wykonano dla doby letniej, charakteryzującej się umiarkowanym obciążeniem sieci. Rys. 6 przedstawia przepływ mocy przez transformator. Maksymalne obciążenie w szczycie wynosi 110 kW, co przy mocy jednostki 400 kVA daje zapas mocy rzędu 70%. Rys. 7 przedstawia z kolei zmienność dobową wskaźników opisujących niesymetrię napięcia na szynach nN w stacji transformatorowej. Współczynnik U_0/U_1 nie przekracza wartości 0,5%, natomiast U_2/U_1 jest w ciągu całej doby niemal równy zeru.

Na rys. 8 przedstawiono przepływ prądu w najbardziej obciążonym odcinku sieci. Jest to pierwszy od stacji SN/nN odcinek najdłuższego obwodu (kolor pomarańczowy na rys. 5). W szczycie obciążenia prąd osiąga

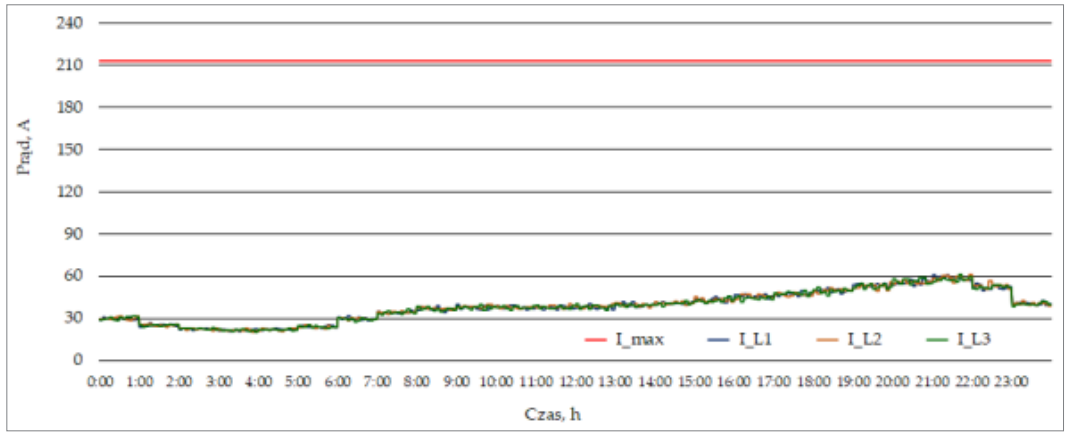
6 EPRI: OpenDSS, www.epri.com/pages/sa/opendss.



Rys. 6. Dobowy przepływ mocy czynnej przez transformator – praca sieci bez źródeł PV



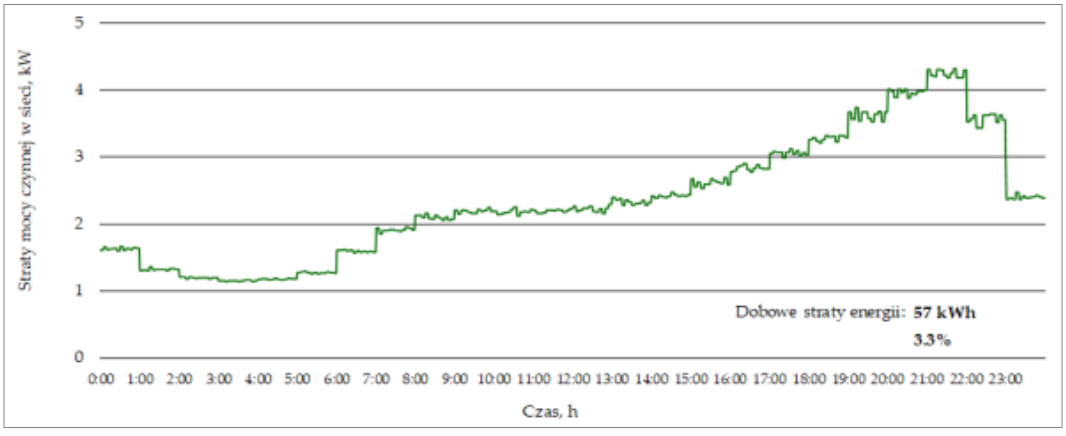
Rys. 7. Dobowa niesymetria napięć na szynach stacji nN stacji zasilającej – praca sieci bez źródeł PV



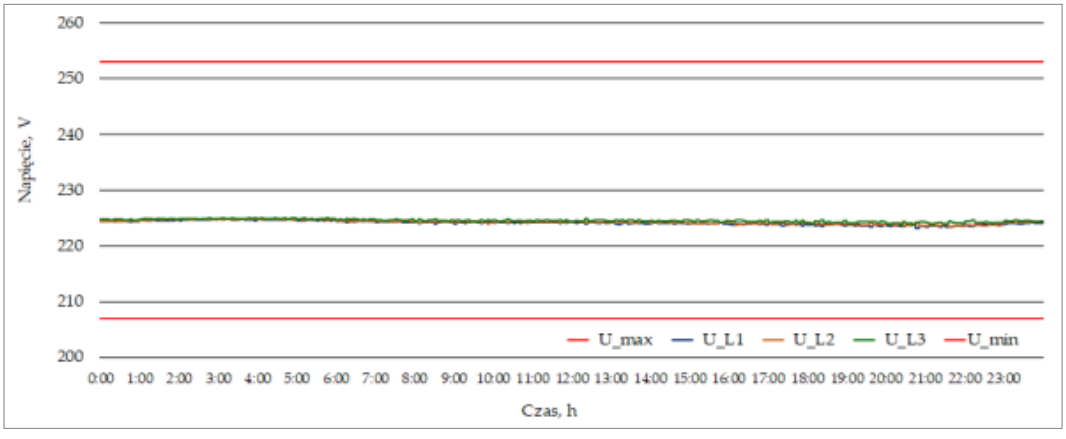
Rys. 8. Przepływ prądu w najbardziej obciążonym odcinku linii nN – praca sieci bez źródeł PV

maksymalną wartość na poziomie 60 A. Dopuszczalna obciążalność dla tego odcinka wynosi 213 A. Daje to, analogicznie jak dla transformatora, zapas zdolności przesyłowej na poziomie 70%.

Na rys. 9 przedstawiono dobową zmienność strat mocy czynnej w całej sieci oraz całkowite dobowe straty energii. Straty energii odniesione do ilości energii przepływającej w ciągu doby przez transformator dają procentowy wskaźnik strat równy 3,3%.

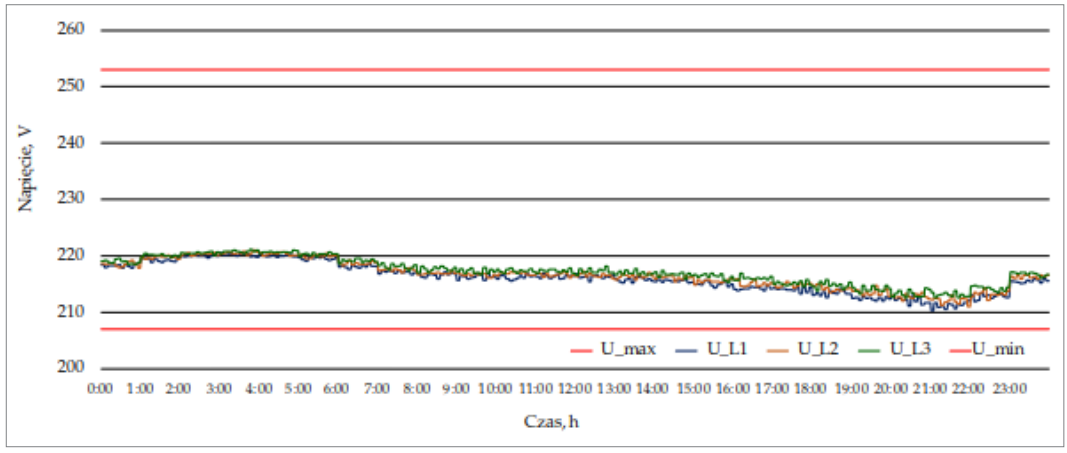


Rys. 9. Dobowa zmienność strat mocy czynnej w analizowanej sieci – praca sieci bez źródeł PV



Rys. 10. Przebieg napięcia na szynach nN stacji zasilającej – praca sieci bez źródeł PV

Na rys. 10 przedstawiono przebieg napięcia w punkcie sieci, w którym jest ono najwyższe. W tym przypadku najwyższa wartość napięcia występuje na szynach nN w stacji zasilającej. Wartość jest niemalże stała w ciągu doby, gdyż jako stałą wartość przyjęto napięcie zasilania



Rys. 11. Przebieg napięcia u odbiorcy na końcu najdłuższego obwodu – praca sieci bez źródeł PV

po stronie sieci średniego napięcia. Na rys. 11 przedstawiono natomiast przebieg napięcia w miejscu, w którym jest ono najniższe. W tym przypadku jest to odbiorca na końcu najdłuższego odwodu (kolor pomarańczowy na rys. 5). Jak widać, w szczycie obciążenia napięcie nie spada poniżej dopuszczalnej wartości minimalnej wynoszącej 207 V.

Analiza wyników symulacji pracy sieci dla przypadku bez zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych pozwala stwierdzić, że w sieci nie występują żadne przekroczenia dopuszczalnych parametrów. Sieć pracuje w sposób prawidłowy. W kolejnym punkcie omówiony zostanie rozwój prosumenckich mikroinstalacji PV, jaki nastąpił w ostatnich latach w Polsce, oraz pokazany zostanie ich wpływ na pracę analizowanej sieci nN.

3. Rozwój prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych w Polsce

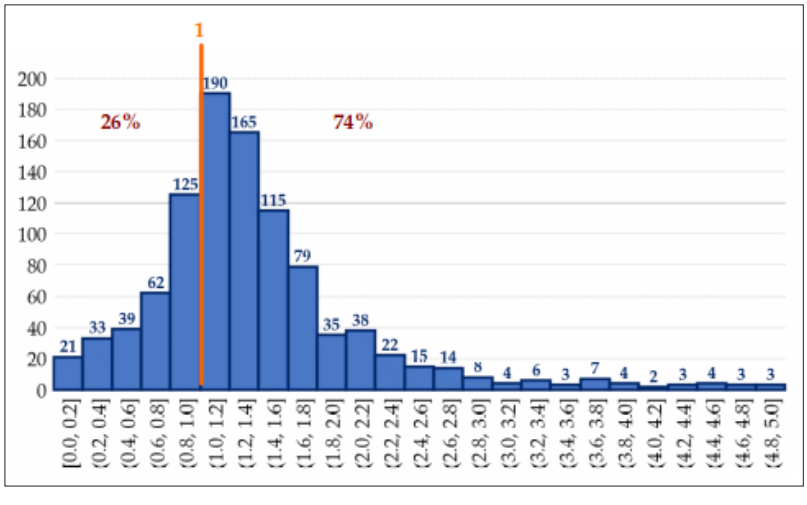
W ciągu kilku ostatnich lat nastąpił bardzo dynamiczny wzrost liczby przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) do sieci dystrybucyjnych OSD. Od pierwszych miesięcy 2019 r. do końca maja 2023 r. liczba mikroinstalacji PV w Polsce wzrosła niemal 23,5-krotnie (o 2253%), natomiast moc zainstalowana tych źródeł zwiększyła się blisko 29-krotnie. Łączna liczba mikroinstalacji PV przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na koniec maja 2023 r. przekraczała 1276 tysięcy, a ich łączna moc znamionowa wynosiła ponad 9,87 GW. Zaznaczyć należy, że liczba mikroinstalacji w sieciach dystrybucyjnych stale rośnie. W 2021 r. do

sieci przyłączono ponad 396 tysięcy nowych instalacji prosumenckich o sumarycznej mocy przekraczającej 3 GW. W 2022 r. było to ponad 356 tysięcy nowych instalacji prosumenckich o mocy ponad 3,18 GW. W pierwszym kwartale 2023 r. przyłączono już 38 tysięcy nowych mikroinstalacji o mocy 0,37 GW.[7]

Średnia moc pojedynczej mikroinstalacji PV wynosi około 7,7 kW. Jest to relatywnie duża wartość w odniesieniu do mocy szczytowej pojedynczego odbiorcy zasilanego z sieci niskiego napięcia. W tym miejscu warto zastanowić się, jak prawidłowo dobrać moc instalacji PV, aby zmaksymalizować zysk z jej posiadania, uwzględniając, iż celem energetyki rozproszonej jest zaspokajanie lokalnych potrzeb, w tym przypadku odbiorcy końcowego na niskim napięciu. Wobec powyższego moc źródła PV powinna zostać tak dobrana, aby jego roczna generacja była równa rocznemu zapotrzebowaniu danego odbiorcy, czyli stosunek energii wygenerowanej do zużytej powinien wynieść 1, co określa wzór:

$$\frac{Moc\,PV\,(w\,kW)*1000\,h}{Roczne\,zużycie\,energii\,(w\,kWh)}=1$$

W celu sprawdzenia, czy tak jest w rzeczywistości, analizie poddano grupę 1000 losowo wybranych prosumentów (162 prosumentów z grupy taryfowej C i 838 z grupy G) pod kątem właściwego doboru mocy źródła. Wynik analizy pokazano na rys. 12. Wynika z niego, że ponad 70% prosumentów nieprawidłowo dobrało moc instalacji, przewymiarowując ją, co z kolei przekłada się wprost na pracę sieci, gdyż nadmiar energii



Rys. 12. Dobór mocy źródeł PV w grupie 1000 losowo wybranych prosumentów

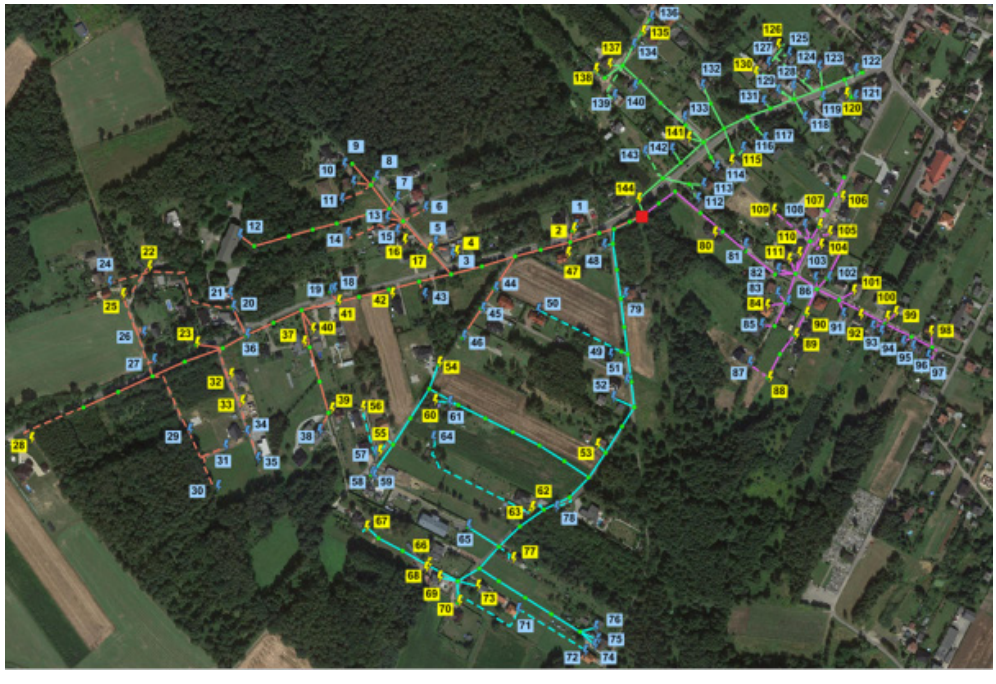
7 www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce.

wygenerowanej w źródle musi w takim wypadku zostać wprowadzony do sieci. W kolejnym rozdziale zostaną przedstawione wyniki symulacji pracy sieci z uwzględnieniem mikroinstalacji PV i ich wpływu na pracę sieci.

4. Wpływ mikroinstalacji PV na pracę rzeczywistej sieci terenowej nN

Rozpatrywana w punkcie 2 rzeczywista sieć dystrybucyjna została tym razem, na potrzeby symulacji, uzupełniona o mikroinstalacje fotowoltaiczne, oznaczone kolorem żółtym na rys. 13. Podział źródeł pomiędzy poszczególne obwody przedstawia się następująco:

- obwód „pomarańczowy" – 16 szt. (34%) o łącznej mocy zainstalowanej 188,5 kW,
- obwód „turkusowy" – 14 szt. (44%) o łącznej mocy zainstalowanej 170,4 kW,
- obwód „fioletowy" – 17 szt. (53%) o łącznej mocy zainstalowanej 158,8 kW,
- obwód „zielony" – 9 szt. (27%) o łącznej mocy zainstalowanej 63,9 kW.

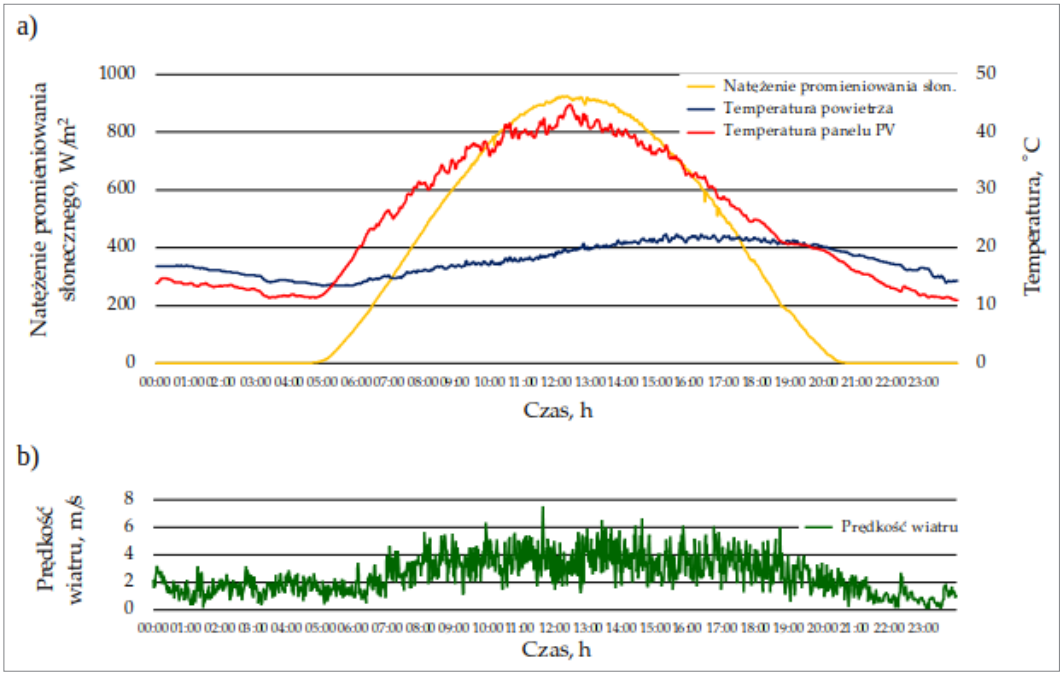


Rys. 13. Analizowana sieć dystrybucyjna nN z zaznaczonymi instalacjami PV

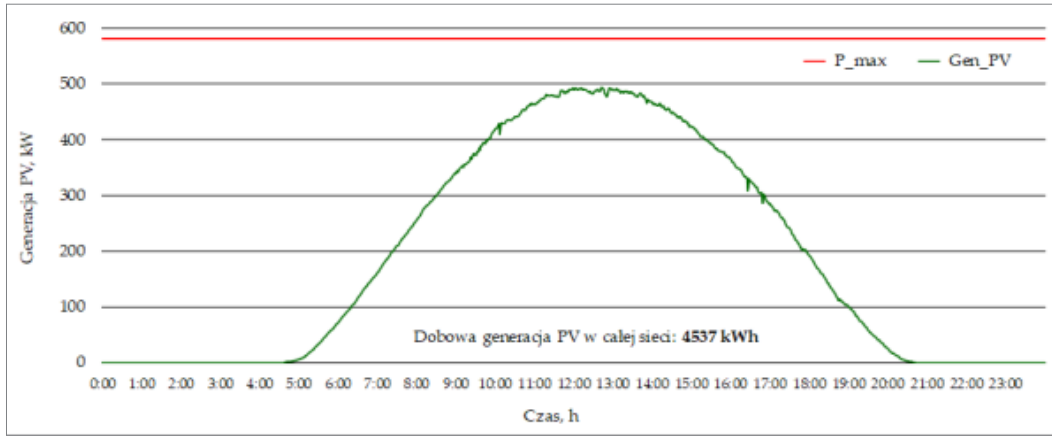
W całej sieci zainstalowanych jest 56 mikroinstalacji PV o łącznej mocy 581,6 kW. Daje to średnią moc pojedynczej mikroinstalacji PV na poziomie 10,4 kW. Stosunek prosumentów do odbiorców wynosi 40%.

Analizę pracy sieci nN z przyłączonymi mikroinstalacjami PV wykonano dla dnia letniego – 1 czerwca (zapotrzebowanie odbiorców na energię było analogiczne jak przyjęte dla symulacji pracy sieci bez źródeł PV). Zarejestrowane przez stację pogodową zlokalizowaną na jednym z budynków Politechniki Śląskiej warunki pogodowe w tym dniu przedstawiono na rys. 14 i 15. Na rys. 14 pokazano również zmierzoną wartość temperatury paneli PV. Dzień 1 czerwca został wybrany z uwagi na wysoki poziom usłonecznienia (bezchmurne niebo). Należy zaznaczyć, że zanotowana w tym dniu maksymalna wartość natężenia promieniowania słonecznego nie jest maksymalną wartością natężenia notowaną w Polsce. Dla przykładu, stacja pogodowa zlokalizowana na budynku Politechniki Śląskiej zanotowała wartości wynoszące około 1100 W/m^2.

Na kolejnych rysunkach zostaną przedstawione wyniki przeprowadzonej dobowej symulacji pracy sieci w postaci przebiegów czasowych analogicznych, jakie przedstawiono w rozdziale 2. W pierwszej kolejności, na rys. 15, przedstawiono dobowy przebieg generacji wszystkich źródeł PV.



Rys. 14. Zarejestrowane w dniu 1 czerwca dobowe przebiegi: a) natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury powietrza i temperatury panelu PV, b) prędkości wiatru



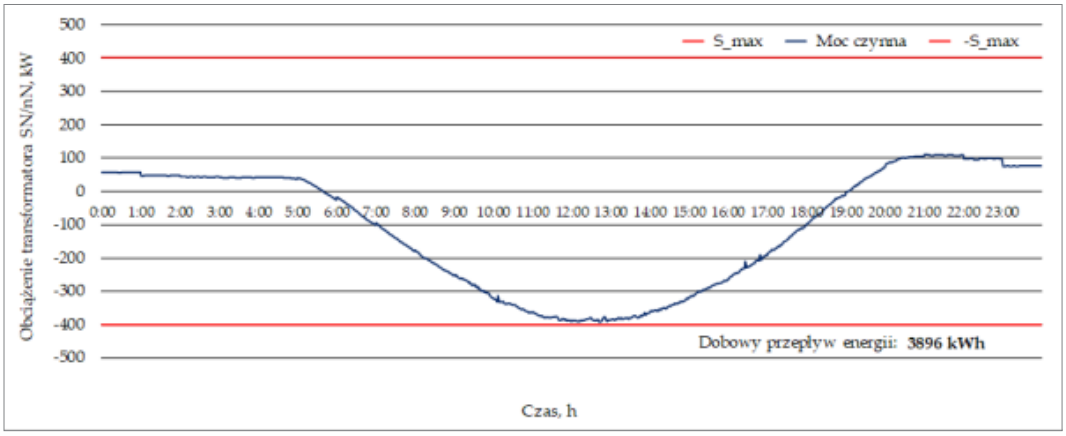
Rys. 15. Łączna generacja mocy przez wszystkie źródła PV zlokalizowane w analizowanej sieci

Moc generowana w szczycie osiąga wartość niemal 500 kW. Dla porównania zużycie energii w szczycie wieczornym (rys. 6) wynosi 110 kW. Daje to ponad 4,5-krotną różnicę między szczytem generacji źródeł PV a szczytem poboru mocy przez odbiorców. Różnica pomiędzy energią wygenerowaną a zapotrzebowaniem będzie w związku z tym przepływać z sieci niskiego napięcia do sieci średniego napięcia.[8, 9] Sytuację tę ilustruje rys. 16, pokazujący przepływ mocy czynnej przez transformator SN/nN. Pomiędzy godziną 5.00 a 6.00 rano przepływ mocy przez transformator zmienia kierunek (z SN→nN na nN→SN). Około godziny 12.00 osiągany jest szczyt obciążenia transformatora, zbliżając się do granicy zdolności przesyłowej. Transformatory rozdzielcze SN/nN zwykle nie są przystosowane do warunków, w których energia przepływa z sieci nN do SN. Przy takim trybie pracy znacząco zwiększają się straty mocy, co powoduje wzrost temperatury jednostki i przyspieszenie procesów starzeniowych. Zatem taki reżim pracy zdecydowanie niekorzystanie wpływa na pracę transformatora, zwiększając ryzyko wystąpienia jego awarii, a co za tym idzie utraty zasilania przez odbiorców z niego zasilanych.[10]

8 R. Korab, M. Połomski, M. Smołka, *Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation*, "Energies" 2022, 15 (6).

9 R. Korab, M. Połomski, M. Smołka, *Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia*, „Śląskie Wiadomości Elektryczne" 2021, nr 5.

10 P. Upadhyay, J. Kern, V. Vadlamani, *Distributed Energy Resources (DERs): Impact of Reverse Power Flow on Transformer*, "CIGRE Science & Engineering" 2020, no 19.



Rys. 16. Przepływ mocy czynnej przez transformator SN/nN – praca sieci ze źródłami PV

Na rys. 17 przedstawiono zmienność wskaźników opisujących niesymetrię napięć na szynach stacji zasilającej. Porównując z pracą sieci bez źródeł PV (rys. 7), można zaobserwować ponaddwukrotny wzrost wskaźnika U_0/U_1 (w sieci zainstalowane jest jedno jednofazowe źródło PV oraz trzech jednofazowych odbiorców; uwzględniono również niesymetrię impedancyjną sieci). Wskaźnik U_2/U_1 pozostał na poziomie bliskim zera. Oznacza to, że praca źródeł PV wpływa głównie na wzrost składowej zerowej napięcia. Jest to sytuacja niekorzystna, przyczyniająca się m.in. do wzrostu obciążenia przewodu ochronno-neutralnego, czego efektem jest wzrost strat i zwiększenie spadków napięć.[11, 12] Jedną z metod przeciwdziałania wzrostowi niesymetrii jest zastosowanie transformatorów symetryzujących.[13, 14]

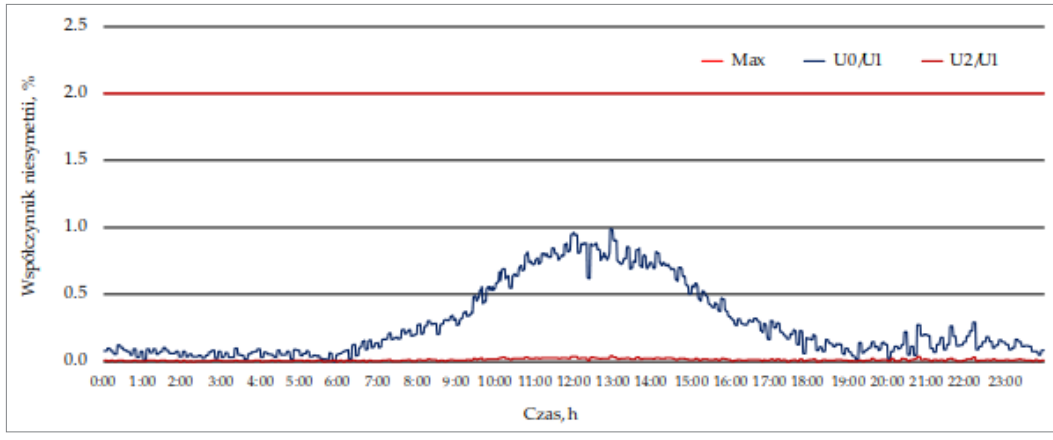
Rys. 18 przedstawia przebieg prądu w najbardziej obciążonym odcinku linii. Wartość prądu wzrosła trzykrotnie – z 60 A przy pracy sieci bez źródeł PV (rys. 8) do ponad 180 A przy pracy sieci ze źródłami

11 Ł. Topolski, W. Schab, A. Flirt, K. Piątek, *Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybrane parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica*, „Przegląd Elektrotechniczny"2020, nr 3.

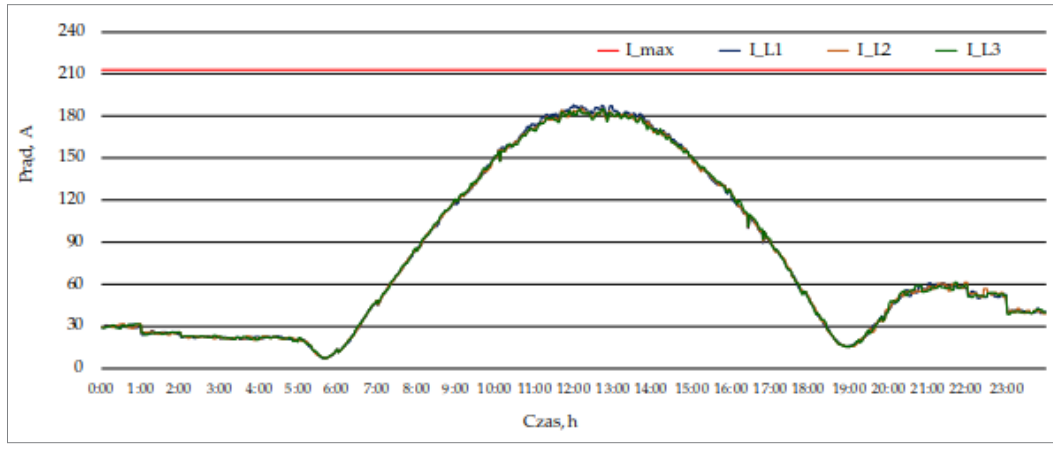
12 S. Adamek, *Metody ograniczenia niekorzystnych skutków pracy prosumenckich mikroinstalacji wytwórczych w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia*, „Rynek Energii" 2022, nr 6.

13 M. Ozorowski, R. Jałoza, *Poprawa parametrów jakościowych sieci zasilającej nN z dużym nasyceniem mikroinstalacji PV i stacji ładowania EVC*, „Wiadomości Elektrotechniczne" 2020, nr 5.

14 Ł. Topolski, K. Woźny, Z. Hanzelka, *Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć*, „Przegląd Elektrotechniczny" 2019, nr 9.



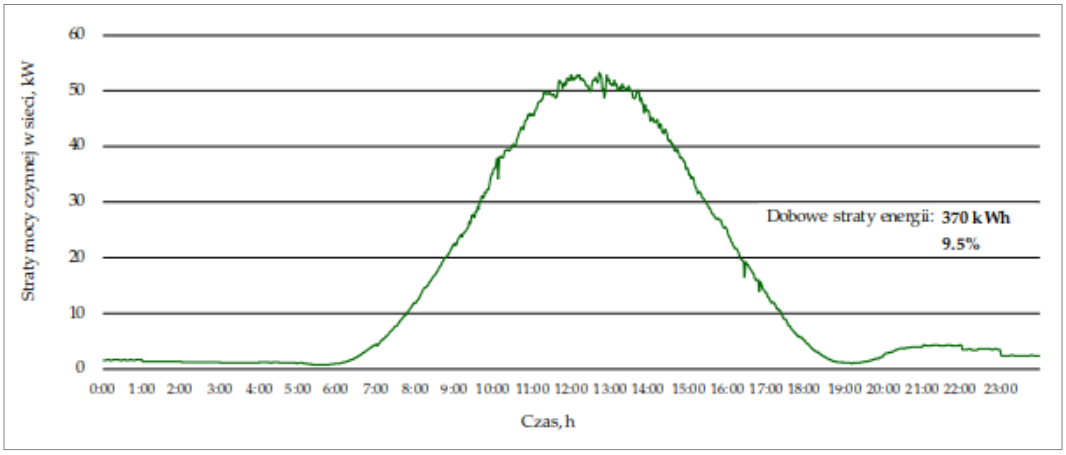
Rys. 17. Dobowa niesymetria napięć na szynach stacji nN stacji zasilającej – praca sieci ze źródłami PV



Rys. 18. Przepływ prądu w najbardziej obciążonym odcinku linii nN – praca sieci ze źródłami PV

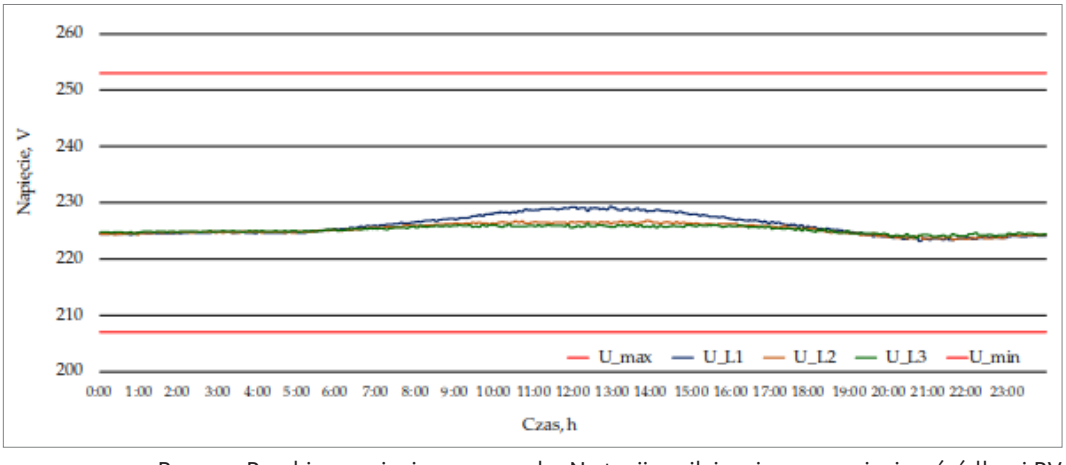
PV. Zdolność przesyłowa tego odcinka linii nie została przekroczona, jednak w przypadku lepszych warunków nasłonecznienia należy spodziewać się przekroczenia prądu dopuszczalnego długotrwale dla tego odcinka.

Przy pracy źródeł PV dobowe straty energii (rys. 19) wzrosły niemal 6,5-krotnie, do wartości 370 kWh, w porównaniu do pracy sieci bez źródeł PV (rys. 9). Oznacza to znaczące pogorszenie sprawności przesyłu energii (wzrost procentowego wskaźnika strat z 3,3% do 9,5%), a celem każdego OSD jest minimalizacja wskaźnika obrazującego sprawność przesyłu. Przykład ten obrazuje niekorzystny wpływ, patrząc od strony OSD, mikroinstalacji PV na pracę sieci nN.

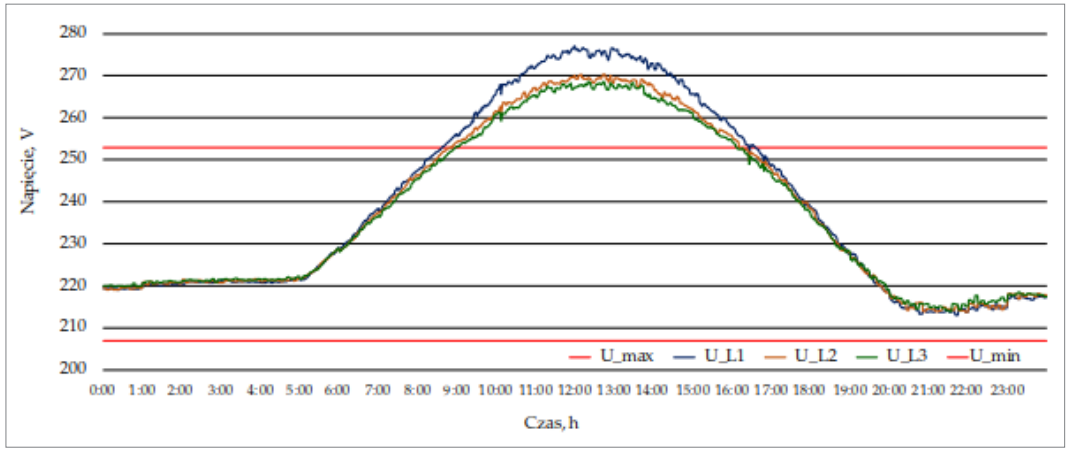


Rys. 19. Dobowa zmienność strat mocy w analizowanej sieci – praca sieci ze źródłami PV

Na koniec analizy należy przyjrzeć się warunkom napięciowym w sieci. W przypadku pracy sieci ze źródłami PV następuje odwrócenie sytuacji w stosunku do pracy sieci bez tych źródeł. Tym razem najniższe napięcie występuje na szynach nN stacji zasilającej (rys. 20), natomiast najwyższe napięcie obserwuje się u prosumenta na końcu najdłuższego obwodu (rys. 21). Napięcie w tym punkcie sieci znacząco przekracza wartość dopuszczalną równą 253 V, dochodząc w szczycie generacji PV do 280 V. U tego odbiorcy, od godziny 8.00 do 17.00, występuje przekroczenie maksymalnej wartości napięcia. Tak wysokie wartości napięcia mogą doprowadzić do uszkodzeń urządzeń RTV/AGD, jak również pomp ciepła, w które właściciele coraz częściej wyposażają swoje domy. W przypadku uszkodzenia urządzeń odbiorca po udowodnieniu, że nastąpiło ono z winy OSD, może domagać się od operatora odszkodowania.

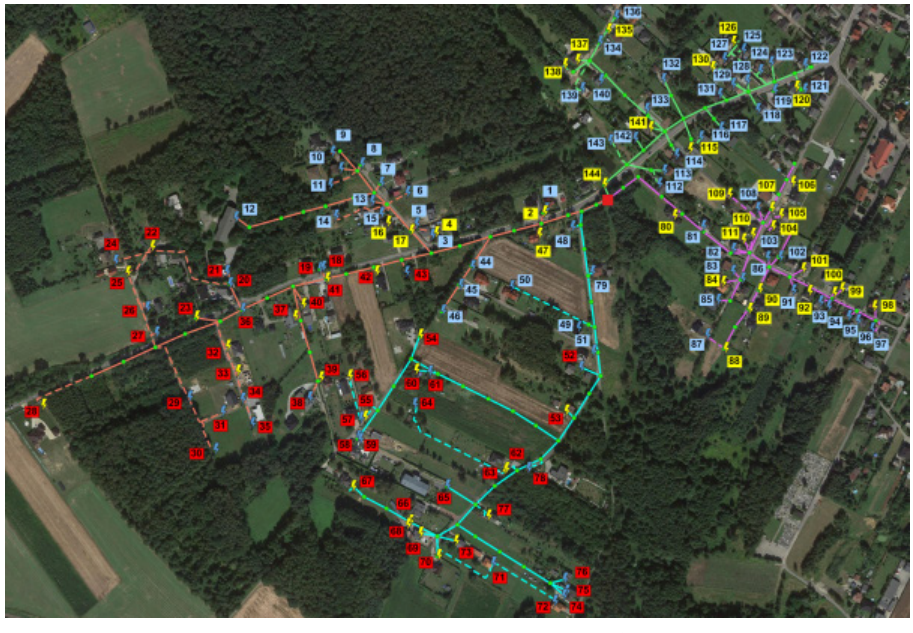


Rys. 20. Przebieg napięcia na szynach nN stacji zasilającej – praca sieci ze źródłami PV



Rys. 21. Przebieg napięcia u odbiorcy na końcu najdłuższego obwodu – praca sieci ze źródłami PV

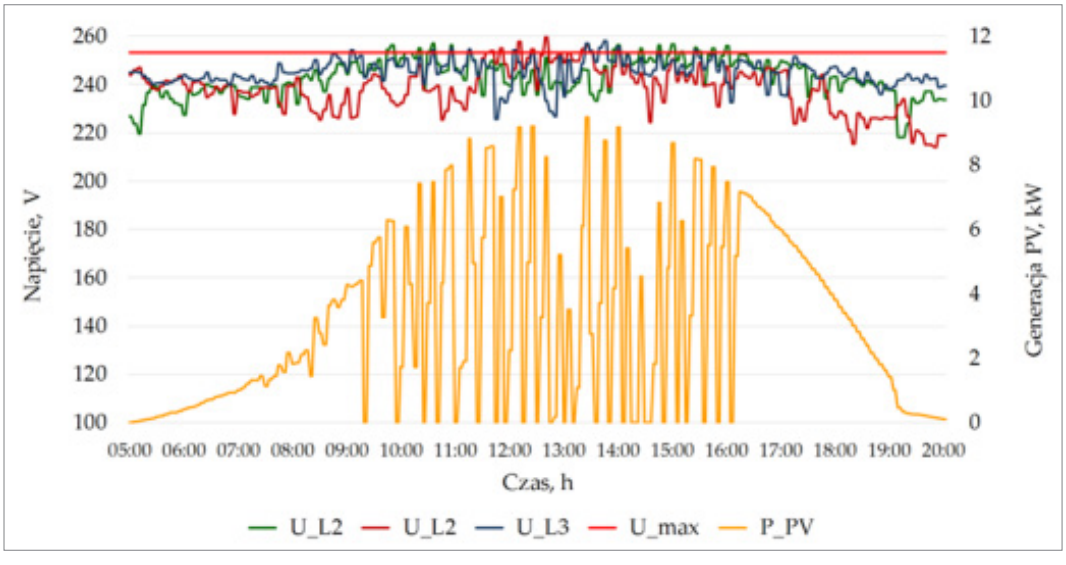
Celem lepszego zobrazowania wpływu pracy źródeł PV na warunki napięciowe pokazana na rys. 5 mapa sieci została zaktualizowana o wskazanie, kolorem czerwonym, tych odbiorców, u których następuje przekroczenie napięcia powyżej wartości dopuszczalnej (rys. 22). Analiza wyników wskazała, że u 53 odbiorców (37% łącznej liczby podmiotów zasilanych z analizowanej sieci) występuje przekroczenie maksymalnej wartości napięcia. W rozbiciu na obwody przedstawia się to następująco:



Rys. 22. Analizowana sieć z zaznaczonymi odbiorcami, u których występuje przekroczenie maksymalnego poziomu napięcia na skutek pracy źródeł PV.

- obwód „pomarańczowy” – 26 na 47 odbiorców (55%),
- obwód „turkusowy” – 27 na 32 odbiorców (84%),
- obwód „fioletowy” – brak przekroczeń,
- obwód „zielony” – brak przekroczeń.

Przekroczenie dopuszczalnej wartości maksymalnej napięcia wpływa na pracę instalacji PV (na pracę falownika). Sytuację tę ilustruje rys. 23, pokazujący pracę przykładowego falownika w słoneczny dzień. Widać wyraźnie, że praca urządzenia jest bardzo nieregularna. W czasie, kiedy napięcie przyjmuje wartości dopuszczalne, falownik pracuje normalnie. Natomiast gdy napięcie wzrośnie powyżej wartości dopuszczalnej, falownik wyłącza się. Z punktu widzenia całej sieci i wszystkich falowników można opisać to jako swoistą „walkę” pomiędzy falownikami, który szybciej się załączy – „kto pierwszy, ten lepszy”. Taki sposób pracy wpływa na żywotność podzespołów falownika. Ponadto, w wyniku przerw w pracy instalacji PV odbiorcy pomimo poniesionych kosztów na budowę tej instalacji nie mogą czerpać z niej adekwatnych korzyści, pomimo sprzyjających warunków atmosferycznych.



Rys. 23. Praca przykładowej mikroinstalacji PV w słoneczny dzień

Podsumowując omówione wyniki symulacji, należy zaznaczyć, że pojawienie się nowego czynnika w postaci źródeł PV doprowadziło do przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, głównie przekroczenia dopuszczalnych wartości napięcia. Wynika to z łącznej mocy zainstalowanej źródeł PV i wartości współczynnika jednoczesności występowania obciążeń (w uproszczeniu współczynnik ten mówi, jakie

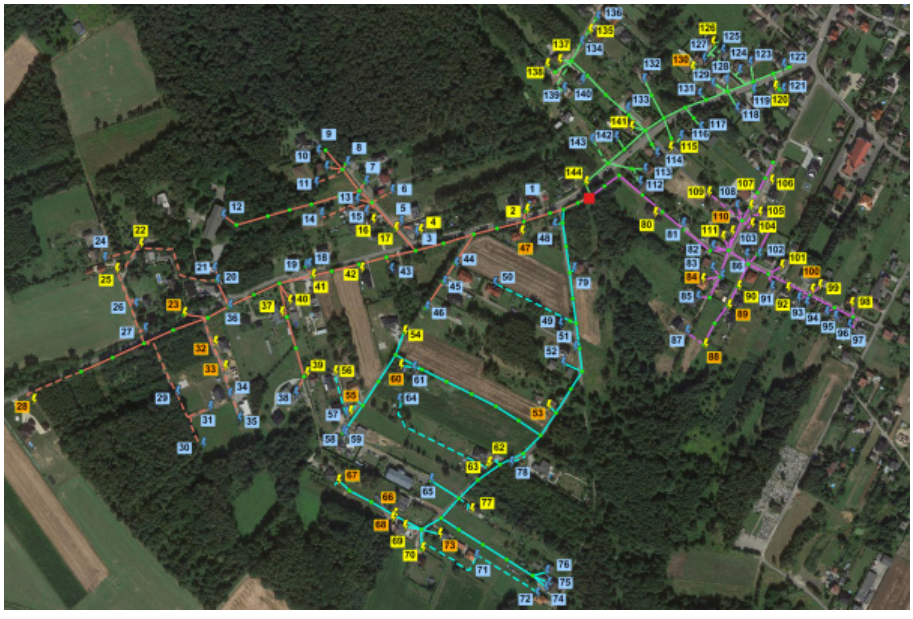
jest prawdopodobieństwo jednoczesnego poboru lub generacji energii przez wszystkich odbiorców/prosumentów zasilanych z danej sieci). W przypadku sieci bez źródeł PV współczynnik jednoczesności dotyczy odbiorców. Dla 144 odbiorców zasilanych z analizowanej sieci wynosi on 0,2, co – przy sumarycznej mocy szczytowej odbiorców równej 754 kW – przekłada się na szczytowe obciążenie układu na poziomie 151 kW. W przypadku pracy sieci ze źródłami PV ważniejszy jest współczynnik jednoczesności dla źródeł PV. W sieci nN obejmującej niewielki obszar wartość tego współczynnika wynosi 1. Stąd, przy warunkach atmosferycznych pozwalających na uzyskanie znamionowej mocy źródeł PV, szczytowe obciążenie analizowanej sieci mocą generowaną, w której zainstalowane są źródła PV o sumarycznej mocy równej 582 kW, wynosi 582 kW. Obciążenie to przypada w czasie, kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest relatywnie niewielkie w stosunku do generacji. Wobec powyższego nadwyżka energii ze źródeł PV musi zostać wprowadzona do sieci nN, a dalej – poprzez transformator SN/nN – do sieci SN, efektem czego są niekorzystne zjawiska opisane wcześniej.

Należy zastanowić się, czy istnieje sposób, aby zminimalizować niekorzystny wpływ źródeł PV na pracę analizowanej sieci nN. Jednym z możliwych sposobów utrzymania napięcia w odpowiednich granicach jest zastosowanie transformatora SN/nN z regulacją przekładni pod obciążeniem.[15] Jest to jednak rozwiązanie kosztowne i niezapewniające trwałego efektu, gdyż po zainstalowaniu takiego transformatora, w przypadku dalszego wzrostu mocy źródeł PV w danej sieci, problem powróci, ponieważ zakres regulacji przekładni się wyczerpie. Rozwiązaniem również nie jest modernizacja tej sieci, ponieważ jest to sieć w pełni zmodernizowana w ostatnim czasie.

Atrakcyjnym rozwiązaniem może być zastosowanie magazynów energii zainstalowanych u prosumentów, czyli zwiększenie poziomu autokonsumpcji[16]. Takie rozwiązanie zostało zaimplementowane w symulacjach. Założono, że do sieci zostanie przyłączonych 18, losowo rozmieszczonych, magazynów o mocy 5 kW każdy. Na rys. 22 pokazano mapę sieci z zaznaczonymi kolorem pomarańczowym prosumentami wyposażonymi w magazyn energii.

15 T. Mnich, *Podobciążeniowy układ regulacji napięcia w transformatorach rozdzielczych*, „Przegląd Elektrotechniczny" 2020, nr 11.

16 R. Wójcicki, *Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej ochronie kontrolnej*, „Rynek Energii" 2020, nr 1.

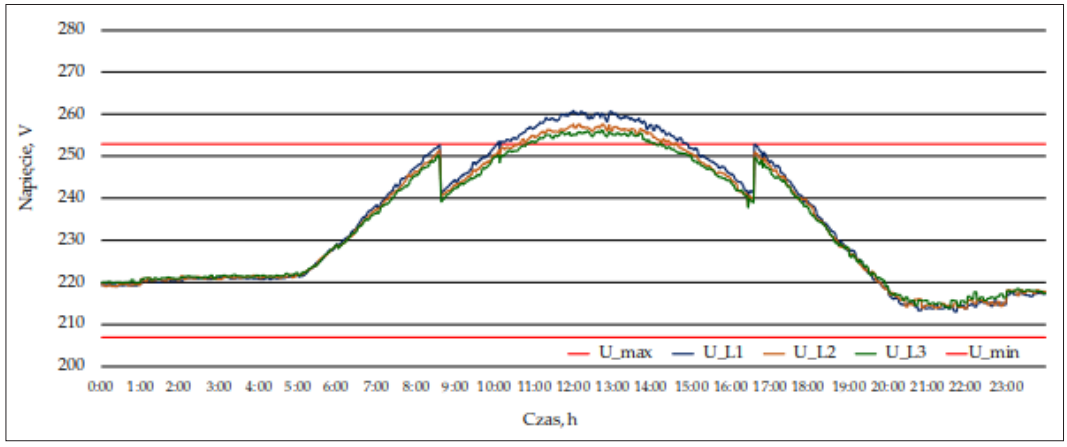


Rys. 24. Analizowana sieć z uwzględnieniem prosumentów wyposażonych w magazyny energii

Rozmieszczenie magazynów w poszczególnych obwodach przedstawia się następująco:

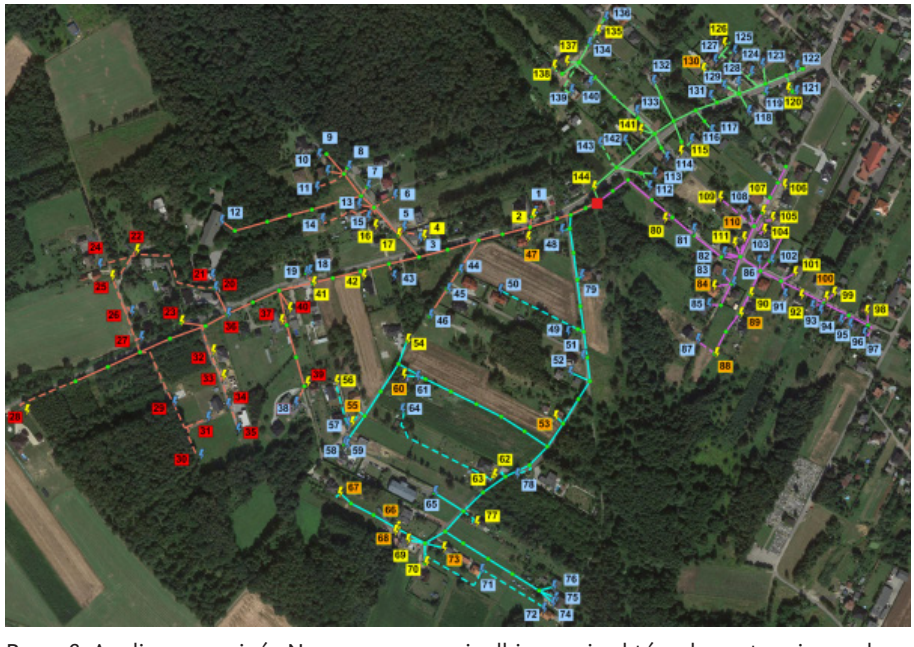
- obwód „pomarańczowy" – 5 szt.,
- obwód „turkusowy" – 7 szt.,
- obwód „fioletowy" – 5 szt.,
- obwód „zielony" – 1 szt.

Praca magazynów została zaprogramowana w taki sposób, aby włączały się one w trybie ładowania w momencie, w którym napięcie u odbiorcy na końcu obwodu pomarańczowego przekroczyło wartość dopuszczalną, a wyłączały się, kiedy napięcie obniżyło się poniżej 253 V (odpowiednio godziny 8.30 i 16.30 – rys. 21). Na rys. 25 przedstawiono przebieg napięcia u tego odbiorcy w sieci ze źródłami PV i pracującymi magazynami energii. Uzyskane wyniki wskazują, że zastosowanie magazynów wyraźnie wpłynęło na obniżenie wartości napięcia, nie likwidując jednak całkowicie jego przekroczeń powyżej wartości dopuszczalnej. Obniżenie wartości napięcia jest jednak znaczące (z poziomu około 280 V napięcie obniżyło się do około 260 V, co daje tylko 7 V powyżej wartości dopuszczalnej). Zmniejsza się zatem ryzyko uszkodzenia odbiorników posiadanych przez odbiorców. Zastosowanie większej liczby magazynów, połączone z optymalizacją ich punktów rozmieszczenia, doprowadziłoby do całkowitego wyeliminowania przekroczeń napięcia w sieci.



Rys. 25. Przebieg napięcia u odbiorcy na końcu najdłuższego obwodu – praca sieci ze źródłami PV i magazynami energii

Przedstawione wyniki symulacji jednoznacznie wskazują, że zastosowanie magazynów energii jest atrakcyjnym sposobem poprawy warunków pracy sieci nN. Tylko w tym konkretnym przypadku praca magazynów pozwoliła zredukować liczbę odbiorców z przekroczeniami napięcia z 53 do 20. Ponadto, w jednym z obwodów udało się wyeliminować wszystkie przekroczenia napięcia u odbiorców.



Rys. 26. Analizowana sieć nN z zaznaczonymi odbiorcami, u których występują przekroczenia napięcia po zastosowaniu magazynowania energii.

Na rys. 26 pokazano analizowaną sieć z zaznaczonymi kolorem czerwonym odbiorcami, u których jeszcze występują przekroczenia napięcia po zastosowaniu magazynowania energii. W podziale na obwody przedstawia się to następująco:

- obwód „pomarańczowy" – jest 20 (bez magazynów było 26),
- obwód „turkusowy" – jest 0 (bez magazynów było 27),
- obwód „fioletowy" – jest 0, (bez magazynów było 0),
- obwód „zielony" – jest 0, (bez magazynów było 0).

5. Podsumowanie i wnioski

Rozwój prosumenckich źródeł PV zmienia warunki pracy sieci rozdzielczej nN. Przy dużej koncentracji tych źródeł okresowo dochodzi do przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia, pojawienia się przepływów mocy z sieci niskiego do sieci średniego napięcia, wzrostu asymetrii napięć, zwiększonego obciążenia niektórych elementów sieci oraz wzrostu strat sieciowych.

Standardowym sposobem poprawy warunków pracy sieci nN z przyłączonymi mikroinstalacjami PV jest jej modernizacja obejmująca:

- zmiany punktów podziału istniejącej sieci nN,
- zwiększenie mocy transformatorów i przekroju przewodów roboczych linii,
- wybudowane nowej stacji z wyprowadzeniem obwodów do istniejącej sieci, poprzez wprowadzenie nowych podziałów sieci, skrócenie długości już istniejących obwodów.

Sposób pierwszy nie wymaga nakładów inwestycyjnych. Należy wysłać brygadę elektromonterów, którzy dokonają w odpowiednim miejscu, oczywiście po uprzednim zweryfikowaniu możliwości, rozcięcia istniejącej sieci, a w innym jej połączenia. Pozwoli to skrócić relatywnie długi obwód, kosztem wydłużenia długości innego, krótszego. Dwa kolejne sposoby wymagają nakładów finansowych oraz odpowiednio długiego czasu na realizację założeń inwestycyjnych. Niestety żaden z powyższych sposobów nie gwarantuje trwałości uzyskanych efektów w przypadku przyłączania kolejnych źródeł PV.

Alternatywnym rozwiązaniem, którego efektywność potwierdzają wyniki symulacji przedstawione w niniejszym artykule, pozwalającym na przyłączanie większej liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych, bez jednoczesnej konieczności głębokiej rozbudowy sieci, jest zwiększenie autokonsumpcji, czyli zużycia energii w miejscu jej wytworzenia, w tym samym czasie, w którym to wytwarzanie następuje. Uzyskać można to poprzez:

– odpowiednie sterowanie wybranymi odbiornikami posiadanymi przez prosumenta,
– wykorzystanie magazynu (zasobnika) energii elektrycznej, przyłączonego w układzie zasilania prosumenta i takim zaprogramowaniu jego pracy, aby nadwyżka generowanej energii służyła do jego ładowania w okresie niskiego zapotrzebowania.

Bibliografia

Literatura

Adamek S., *Metody ograniczenia niekorzystnych skutków pracy prosumenckich mikroinstalacji wytwórczych w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia*, „Rynek Energii" 2022, nr 6.

Dołęga W., *Wiejskie stacje elektroenergetyczne SN*, „Energetyka", 2017, nr 5.

Korab R., Połomski M., Smołka M., Ev*aluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation*, "Energies" 2022, 15 (6).

Korab R., Połomski M., Smołka M., *Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia,* „Śląskie Wiadomości Elektryczne" 2021, nr 5.

Kujszczyk S., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze,* tom I, Warszawa 1994.

Marzecki J., *Terenowe sieci elektroenergetyczne*, Warszawa 2007.

Mnich T., *Podobciążeniowy układ regulacji napięcia w transformatorach rozdzielczych*, „Przegląd Elektrotechniczny" 2020, nr 11.

Ozorowski M., Jałoza R., *Poprawa parametrów jakościowych sieci zasilającej nN z dużym nasyceniem mikroinstalacji PV i stacji ładowania EVC*, „Wiadomości Elektrotechniczne" 2020, nr 5.

Popczyk J., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, Gliwice 1980.

Topolski Ł., Schab W., Flirt A., Piątek K., *Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybrane parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica*, „Przegląd Elektrotechniczny" 2020, nr 3.

Topolski Ł., Woźny K., Hanzelka Z., *Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć*, „Przegląd Elektrotechniczny" 2019, nr 9.

Upadhyay P., Kern J., Vadlamani V., *Distributed Energy Resources (DERs): Impact of Reverse Power Flow on Transformer*, "CIGRE Science & Engineering" 2020, no 19.

Wójcicki R., *Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej ochronie kontrolnej*, „Rynek Energii" 2020, nr 1.

Zawodniak J., *Słupowe stacje transformatorowe dawniej i dziś*, „Przegląd Budowlany" 2011, nr 6.

Źródła internetowe

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej: *Mikroinstalacje w Polsce*, www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce.

EPRI: OpenDSS, www.epri.com/pages/sa/opendss.

Streszczenie

Wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

W artykule przedstawiono wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia (nN). Badano różne parametry charakteryzujące pracę rzeczywistej sieci. Dobowa symulacja została wykonana w programie OpenDSS. W pierwszej kolejności zasymulowano pracę sieci bez mikroinstalacji fotowoltaicznych, a następnie z uwzględnieniem instalacji PV przyłączonych do tej sieci. Stwierdzono, że przy dużej koncentracji prosumenckich źródeł PV okresowo dochodzi do przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia, pojawienia się przepływów mocy z sieci niskiego do średniego napięcia, wzrostu asymetrii napięć, zwiększonego obciążenia niektórych elementów sieci oraz wzrostu strat sieciowych.

Słowa kluczowe: mikroinstalacja fotowoltaiczna (PV), prosument, Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD), sieć dystrybucyjna niskiego napięcia, OpenDSS, praca sieci elektroenergetycznej.

Summary

Impact of prosumer photovoltaic microinstallations on the operation of the low-voltage distribution grid

This article presents the impact of prosumer photovoltaic (PV) micro-installations on the operation of the low-voltage (LV) distribution network. Various parameters characterizing the operation of the real network were studied. The daily simulation was performed in the OpenDSS program. First, the operation of the grid without PV micro-installations was simulated, and then with the inclusion of PV installations connected to the grid. It was found that with a high concentration of prosumer PV sources there is a periodic overshoot of the permissible voltage level, the appearance of power flows from the low to medium voltage grid, an increase in voltage asymmetry, an increased load on some grid components and an increase in grid losses.

Key words: photovoltaic microinstallation (PV), prosumer, Distribution System Operator (DSO), low-voltage distribution grid, OpenDSS, power grid operation.

PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

Ukazuje się od 1919 roku **10'2024**

Organ Stowarzyszenia Elektryków Polskich • Wydawnictwo SIGMA-NOT Sp. z o.o.

1. Marcin SMOŁKA[1], 2. Roman KORAB[2], 3. Marcin POŁOMSKI[3]

Politechnika Śląska, Wspólna Szkoła Doktorów (1),
Politechnika Śląska, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów (2),
Politechnika Śląska, Katedra Algorytmiki i Oprogramowania (3),
ORCID: 1. 0000-0001-7461-8303; 2. 0000-0002-6844-1342; 3. 0000-0001-8785-2377

doi:10.15199/48.2024.10.01

Minimalizacja wpływu prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia

Streszczenie. *W artykule przedstawiono wpływ prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia (nN), głównie poprzez analizę poziomów napięć. Obiektem badań była rzeczywista terenowa sieć dystrybucyjna o dużym nasyceniu źródłami PV. Symulacje pracy sieci przeprowadzono w programie OpenDSS. Przeanalizowano możliwość zastosowania różnych rozwiązań technicznych minimalizujących negatywny wpływ mikroinstalacji PV na pracę tej sieci.*

Abstract. *This article presents the impact of prosumer solar photovoltaic (PV) micro-installations on the operation of the low-voltage (LV) distribution network, mainly by analyzing voltage levels. The object of the study was a real rural distribution network with a high saturation of PV sources. Simulations of the network's operation were carried out using OpenDSS software. The possibilities of applying various technical measures to minimize the negative impact of PV micro-installations on the operation of this network were analyzed.* ***(Minimization of the impact of prosumer photovoltaic micro-installations on the operation of the low-voltage grid)***

Słowa kluczowe: mikroinstalacja fotowoltaiczna, prosument, sieć niskiego napięcia, poziom napięcia
Keywords: photovoltaic micro-installation, prosumer, low voltage network, voltage level

Wstęp

Według stanu na koniec stycznia 2024 roku łączna liczba mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) przyłączonych do sieci rozdzielczej Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) w Polsce wyniosła 1405 tys. [1], co oznacza 26 krotny wzrost od początku 2019 roku, kiedy to rozpoczął się dynamiczny rozwój tych instalacji. Sumaryczna moc prosumenckich mikroinstalacji PV wynosi obecnie blisko 11,3 GW (ponad 33 krotny wzrost w ciągu pięciu lat). Obserwowany trend wskazuje na dalszy wzrost liczby i mocy tego typu źródeł. Badania wykazały, że na bieżąco jedynie około 30% energii wygenerowanej przez mikroinstalacje PV prosumenci zużywają na własne potrzeby [2]. Efektem tego jest występowanie w ciągu doby okresów, w których generacja mikroźródła PV przewyższa zapotrzebowanie budynku, a ponieważ obecnie jedynie niewielka liczba instalacji PV wyposażona jest w magazyn energii, to powstająca nadwyżka energii zostaje wprowadzona do sieci OSD. Zatem w pewnych okresach doby może dochodzić do sytuacji, w której moc generowana przez wszystkie instalacje PV jest na tyle duża, że powoduje powstawanie zakłóceń w pracy sieci nN, obejmujących głównie [3 – 10]:

1. przekroczenie napięcia powyżej wartości dopuszczalnej, tj. 110% U_n (U_n – napięcie znamionowe sieci),
2. pojawienie się odwrotnych przepływów mocy czynnej, czyli przepływów z sieci niskiego napięcia do sieci średniego napięcia (SN),
3. przekroczenie prądu dopuszczalnego długotrwale dla danego elementu sieci,
4. wzrost strat sieciowych w stosunku do pracy tej samej sieci bez źródeł PV,
5. wzrost niesymetrii napięć (głównie składowej zerowej).

Zjawiska wymienione w punktach 1 i 5 wpływają na jakość dostarczanej energii. Zbyt wysokie wartości napięcia mogą doprowadzić do uszkodzeń urządzeń RTV/AGD (w przypadku uszkodzenia urządzeń, odbiorca, po udowodnieniu, że nastąpiło ono z winy OSD, może domagać się od operatora odszkodowania). Wzrost niesymetrii wpływa na zwiększenie obciążenia przewodu PEN, co powoduje zwiększenie spadków napięć i strat mocy. Z kolei zjawiska wymienione w punktach 2 i 3 wpływają na prawidłową pracę elementów sieci dystrybucyjnej, a wzrost strat sieciowych to – z perspektywy lokalnego OSD – zwiększenie wskaźnika różnicy bilansowej, a celem operatora jest dążenie do jego minimalizacji.

W praktyce możliwe jest zastosowanie szeregu rozwiązań poprawiających warunki pracy sieci nN o dużym nasyceniu źródłami PV. Należą do nich m.in. [10 – 15]:

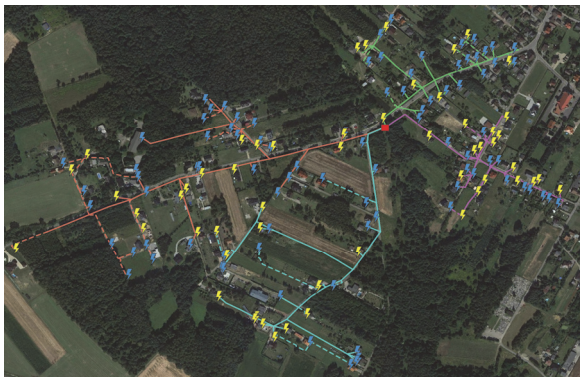
1. stosowanie transformatorów o zwiększonej mocy w stosunku do zapotrzebowania odbiorców, a także transformatorów z podobciążeniową regulacją napięcia,
2. wymiana przewodów roboczych linii nN na przewody o większych przekrojach,
3. budowa nowych stacji transformatorowych SN/nN i skracanie istniejących obwodów sieci nN,
4. zmiana punktów podziału sieci nN,
5. montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej (np. SVC lub STATCOM) oraz regulatorów napięcia,
6. sterowanie pracą falowników w instalacjach PV (zmiana współczynnika mocy),
7. wykorzystanie magazynów energii.

W artykule [10] dokonano analizy pracy sieci nN dla różnych stopni nasycenia sieci źródłami PV, potwierdzając niekorzystny wpływ tych źródeł, przy czym obliczenia wykonano dla sieci modelowej. Niniejszy artykuł przedstawia natomiast rzeczywistą sieć nN o dużym nasyceniu źródłami PV, dla której przeanalizowano możliwość zastosowania różnych rozwiązań technicznych minimalizujących negatywny wpływ mikroinstalacji PV na

pracę tej sieci. Przeanalizowano zastosowanie metod wymienionych wyżej w punktach 1, 2, 3, 6 i 7, przy czym punkt 1 rozszerzono o beznapięciową regulację przekładni transformatora, a w ramach punktu 7 rozpatrzono trzy warianty zastosowania magazynów energii (magazyn centralny przy stacji SN/nN, magazyny zbiorcze w poszczególnych obwodach oraz magazyny rozproszone). Skupiono się głównie na problemie podwyższonego napięcia. W pierwszej kolejności wykonano symulacje dla istniejącego układu sieci, efektem czego było wskazanie odbiorców, u których napięcie osiąga najwyższe wartości. Wyniki tych symulacji stanowią punkt odniesienia do dalszych badań, których celem była ocena efektów zastosowania różnych metod wpływających na obniżenie napięcia u odbiorców podczas pracy mikroinstalacji PV.

Obiekt badań oraz środowisko symulacyjne

Analizowana sieć nN (rys. 1) pracuje w układzie TN-C. Jest ona zasilana z napowietrznej stacji transformatorowej 20/0,4 kV wyposażonej w transformator o mocy 400 kVA. Ze stacji wyprowadzone są cztery obwody nN, zasilające łącznie 144 odbiorców. Tory główne wykonane są przewodami izolowanymi 70 mm^2, a odgałęzienia od torów głównych przewodami 50 i 35 mm^2 oraz kablami 120 mm^2. Przyłącza mają przekroje 16, 25 i 35 mm^2. Całkowita długość linii, z uwzględnieniem przyłączy, wynosi 8180 m.



Rys. 1. Analizowana sieć dystrybucyjna nN

Na rys. 1 stację transformatorową SN/nN oznaczono czerwonym kwadratem. Niebieskie błyskawice symbolizują odbiorców, a żółte prosumentów. Podział źródeł PV między poszczególne obwody przedstawia się następująco:

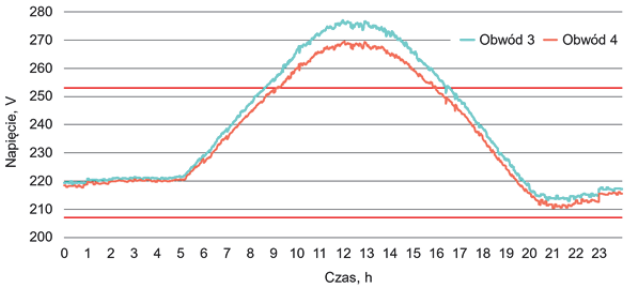
- obwód 1 (zielony) – 9 szt. (27% odbiorców w obwodzie), o łącznej mocy zainstalowanej 63,9 kW,
- obwód 2 (fioletowy) – 17 szt. (53% odbiorców w obwodzie), o łącznej mocy zainstalowanej 158,8 kW,
- obwód 3 (turkusowy) – 14 szt. (44% odbiorców w obwodzie), o łącznej mocy zainstalowanej 170,4 kW,
- obwód 4 (pomarańczowy) – 16 szt. (34% odbiorców w obwodzie), o łącznej mocy zainstalowanej 188,5 kW.

Łączna moc zainstalowana mikroinstalacji PV jest równa 581,6 kW (145% mocy transformatora), co daje średnią moc pojedynczego źródła na poziomie 10,4 kW. Stosunek liczby prosumentów do liczby odbiorców wynosi 40%. Podkreślenia wymaga fakt, że w ostatnich latach rozpatrywana sieć została całkowicie zmodernizowana. Przewody nieizolowane zastąpiono przewodami w izolacji z polietylenu usieciowanego oraz kablami. Wymieniony został również transformator (jednostkę o mocy 160 kVA zastąpiono transformatorem o mocy 400 kVA).

Uwzględniając rzeczywiste parametry techniczne poszczególnych elementów przygotowano model matematyczny analizowanej sieci nN. Obliczenia wykonano w programie OpenDSS [16], zakładając dobowy horyzont symulacji i minutową rozdzielczość. Przyjęto warunki atmosferyczne z dnia 1 czerwca (brak chmur, niska prędkość wiatru, umiarkowana temperatura). Wykorzystane dane pogodowe pochodziły ze stacji meteo zlokalizowanej na jednym z budynków Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Temperaturę paneli PV obliczono z wykorzystaniem modelu opisanego w pracy [17]. Ponadto z uwagi na fakt, iż niesymetria obciążenia jest cechą charakterystyczną pracy sieci nN, przyjęto dla poszczególnych odbiorców różne profile obciążeń fazowych, które generowane były w sposób losowy na bazie standardowego profilu odbiorcy z grupy G11. We wszystkich analizach założono stały (znamionowy) profil napięcia po stronie SN transformatora, pracującego podstawowo na zaczepie +1 (+2,5% U_n) oraz brak działania zabezpieczeń nadnapięciowych falowników.

Istniejący układ sieci

W istniejącym układzie sieci, przy pracy źródeł PV, w obwodach 3 i 4 (turkusowy i pomarańczowy) występuje zbyt wysokie napięcie u części odbiorców (w obwodzie 3 u 27 odbiorców, a w obwodzie 4 u 26 odbiorców). Aby zilustrować skalę problemu, w obu obwodach wybrano po jednym odbiorcy z największym przekroczeniem napięcia (odbiorcy na końcach obwodów). Na rys. 2 przedstawiono dobowe przebiegi napięć fazowych u tych odbiorców (wybrano fazy z najwyższymi wartościami napięć; czerwonymi liniami oznaczono dopuszczalne minimalne i maksymalne poziomy napięcia). Dla odbiorcy w obwodzie 3 maksymalna wartość napięcia wyniosła 277 V, a dla odbiorcy w obwodzie 4 było to 269 V. Daje to przekroczenia odpowiednio o 24 V (9,5%) i 16 V (6,3%) w stosunku do dopuszczalnej wartości maksymalnej, wynoszącej 253 V. Wyznaczone profile napięcia u tych odbiorców stanowią punkt odniesienia do dalszych badań.



Rys. 2. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 (turkusowy) i 4 (pomarańczowy)

Analizowane sposoby ograniczania wzrostów napięcia

W ramach przeprowadzonych badań rozpatrzono następujące metody pozwalające na obniżenie napięcia u odbiorców podczas pracy mikroinstalacji PV:

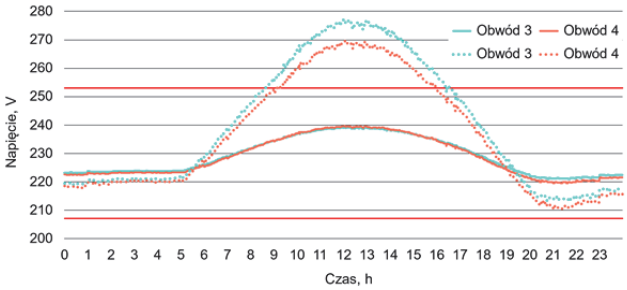
1. przebudowa sieci do wariantu maksymalnego,
2. zmiana przekroju przewodów roboczych linii,
3. wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA),
4. budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów,
5. beznapięciowa regulacja przekładni transformatora,
6. podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora,
7. zmiana współczynnika mocy falowników PV,
8. instalacja centralnego magazynu energii,
9. instalacja zbiorczych magazynów energii,
10. instalacja rozproszonych magazynów energii.

Wyniki analiz opisano w kolejnych punktach.

Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego

Analizując możliwości poprawy warunków napięciowych w sieci z dużym nasyceniem źródłami PV w pierwszej kolejności nasuwa się rozwiązanie polegające na wzmocnieniu sieci (ang. grid reinforcement). W wykonanych analizach założono przebudowę sieci w istniejącym

układzie do wariantu maksymalnego ze względów technicznych. Złożono wymianę transformatora na jednostkę o mocy 630 kVA oraz wybudowanie całej sieci od nowa z wykorzystaniem kabli o przekroju 240 mm^2. Wyniki symulacji wskazały, że po przebudowie sieci do wariantu maksymalnego problem przekroczeń dopuszczalnego poziomu napięcia został zlikwidowany. Napięcia w całej sieci, w szczególności w głębi obwodów 3 i 4, mieściły się w dopuszczalnych granicach, tj. U_n ±10%. Maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcu obwodów 3 i 4 uległy zmniejszeniu odpowiednio o 37 V i 30 V i wynoszą 240 V (przed przebudową 277 V) oraz 239 V (przed przebudową 269 V). Na rys. 3 przedstawiono dobowe profile napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4.



Rys. 3. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan po przebudowie sieci do wariantu maksymalnego)

Realizacja analizowanego wariantu wzmocnienia sieci wymagałaby poniesienia dużych nakładów inwestycyjnych na skablowanie blisko 10 km sieci, połączone z zabudową wymaganej liczby złączy kablowych. Z tak szerokim zakresem inwestycji wiązałyby się także problemy formalno-prawne (zgody właścicieli nieruchomości), a w konsekwencji czas potrzebny na jej realizację byłby nieakceptowalny. Ponadto, mając na uwadze dalszy rozwój mikroinstalacji PV, okazać się może, że problem przekroczeń dopuszczalnego poziomu napięcia powróci po zainstalowaniu w tej sieci kolejnych źródeł PV. Zatem taki wariant inwestycyjny nie ma uzasadnienia techniczno-ekonomicznego i należy go traktować jedynie jako rozwiązanie hipotetyczne, a celem tej analizy było pokazanie samej możliwości obniżenia napięć przez przebudowę sieci. W kolejnych punktach przeanalizowano sposoby wzmocnienia sieci możliwe do zastosowania praktycznego.

Zmiana przekroju przewodów roboczych linii

W tym wariancie dokonano oceny wpływu zwiększenia przekroju przewodów roboczych linii na warunki napięciowe w sieci. Przyjęto, że wszystkie przewody o przekroju 50 mm^2 zostaną zastąpione przewodami o przekroju 70 mm^2, a przewody o przekroju 70 mm^2, przewodami 120 mm^2 (pozostałe przekroje przewodów bez zmian). Analiza wyników symulacji wskazała, że taki wariant rozwojowy poprawił warunki napięciowe w sieci. Maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 uległy zmniejszeniu, odpowiednio o 17 V i 18 V. Po wymianie przewodów maksymalna wartość napięcia u odbiorcy na końcu obwodu 3 wyniosła 260 V, a u ostatniego odbiorcy w obwodzie 4 była równa 251 V (w obwodzie 4 przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia zostały całkowicie wyeliminowane). Podobnie jak w wariancie poprzednim, zaobserwowane obniżenie napięcia wynika ze zmniejszenia impedancji układu (a więc spadków napięć) po zwiększeniu przekroju przewodów roboczych linii.

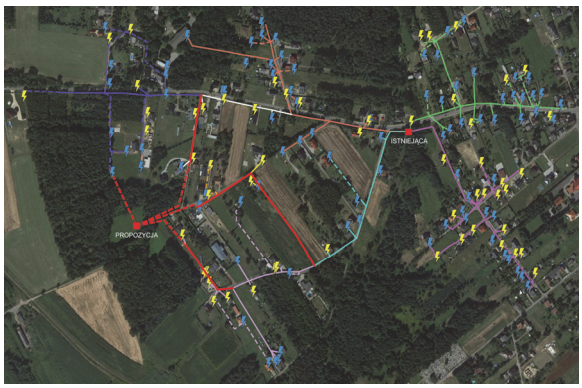
Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)

Symulacja polegała na sprawdzeniu wpływu zastąpienia istniejącego transformatora o mocy znamionowej 400 kVA transformatorem o mocy 630 kVA. Analiza wyników wskazała jednoznacznie, że zabieg ten w minimalnym stopniu wpłynął na wartości napięć w sieci. Maksymalne napięcia u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 zmniejszyły się jedynie o 2 V w stosunku do istniejącego układu sieci. Powodem tego jest niewielka zmiana impedancji całego układu po wymianie transformatora.

Przeprowadzone analizy wykazały, że możliwe do praktycznej realizacji działania mające na celu wzmocnienie istniejącego układu sieci nN nie pozwalają na całkowite wyeliminowanie przekroczeń napięcia przy pracy źródeł PV. W kolejnym kroku przeanalizowano możliwość zmiany istniejącego układu sieci.

Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów

Symulacja polegała na sprawdzeniu w jaki sposób budowa nowej stacji, połączona z wprowadzeniem nowych podziałów sieci i skróceniem istniejących obwodów, wpłynie na poziomy napięć w sieci. Na rys. 4 przedstawiono rozpatrywaną sieć wraz z propozycją nowej stacji SN/nN i założonym podziałem obwodów. W analizowanym wariancie inwestycyjnym założono wyprowadzenie czterech obwodów z nowej stacji do istniejącej sieci za pomocą linii kablowych o przekroju 240 mm^2 (czerwona przerywana linia) oraz wymianę istniejących przewodów napowietrznych o przekroju mniejszym niż 70 mm^2 na przewody o takim właśnie przekroju (czerwona ciągła linia). Celem wymiany przewodów napowietrznych było zachowanie zasady, iż w torach głównych sieci stosuje się przewody o przekroju nie mniejszym niż 70 mm^2. W nowej stacji zastosowano transformator o mocy 400 kVA.



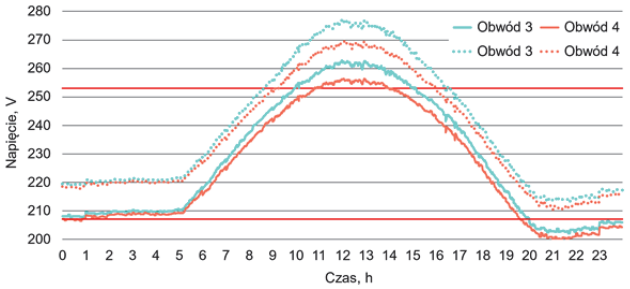
Rys. 4. Analizowana sieć nN z uwzględnieniem nowej stacji

Analiza wyników symulacji wskazała, że wybudowanie nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów istotnie poprawiło warunki napięciowe u wszystkich odbiorców. Zarówno w części zasilanej z istniejącej stacji, jak i w części zasilanej z nowej stacji, napięcia nie przekraczały w żadnym węźle wartości dopuszczalnych. Należy jednak pamiętać, że możliwość wdrożenia tego wariantu może być ograniczona dodatkowo przez aspekty związane z lokalizacją nowej stacji SN/nN. W kolejnych punktach przeanalizowano zatem możliwości oddziaływania na napięcia w sieci nN, które nie wymagają jej wzmocnienia lub zmiany jej struktury.

Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora

Pierwszym ze sposobów jest wykorzystanie możliwości regulacyjnych istniejącego transformatora SN/nN (U_n ±2,5 – 5 – 7,5%). Wykonując analizy poszukiwano takiej nastawy przekładni, która zapewni najmniejsze przekroczenia

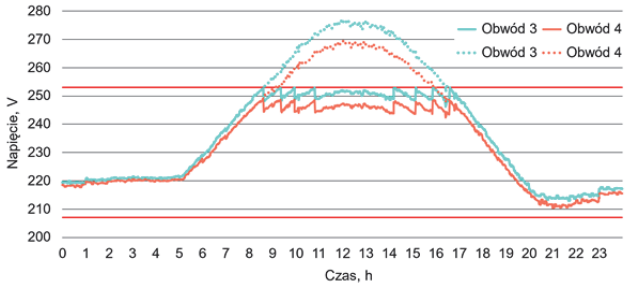
wartości dopuszczalnych napięć w całej sieci w różnych stanach jej pracy. Stan taki uzyskano dla zaczepu -1 (-2,5% U_n), dla którego maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 były równe odpowiednio 263 V (bez regulacji 277 V) i 256 V (bez regulacji 269 V). Pomimo, że nie zlikwidowano przekroczeń wartości maksymalnej napięcia, nie można było zastosować zaczepu -2 lub -3, ponieważ już dla zaczepu -1, podczas szczytu wieczornego (przy braku generacji PV), napięcia u tych odbiorców obniżyły się poniżej wartości minimalnej (207 V), wynosząc odpowiednio 202 V i 200 V (rys. 5). Oznacza to, że w analizowanej sieci nie ma możliwości dobrania takiej nastawy przekładni transformatora (stałej w dłuższym okresie), która zapewni odpowiednie warunki napięciowe w różnych stanach jej pracy. W związku z tym w kolejnym kroku przeanalizowano regulację podobciążeniową.



Rys. 5. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan po beznapięciowej regulacji przekładni transformatora)

Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora

W analizowanej sieci założono instalację transformatora SN/nN z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów, umożliwiającym regulację napięcia w zakresie U_n ±2,5 – 5 – 7,5%. Regulację prowadzono w taki sposób, że podczas narastania generacji PV (godziny dopołudniowe) zmiana przekładni następowała w chwili, gdy napięcie u odbiorcy, u którego stwierdzono najgorsze warunki napięciowe (koniec obwodu 3) osiągnęło 253 V. Zaczepy zmieniano kolejno od zaczepu 0 (U_n) do -3 (-7,5% U_n). W odwrotnej kolejności zmieniano zaczepy podczas zmniejszania się generacji PV (godziny popołudniowe).



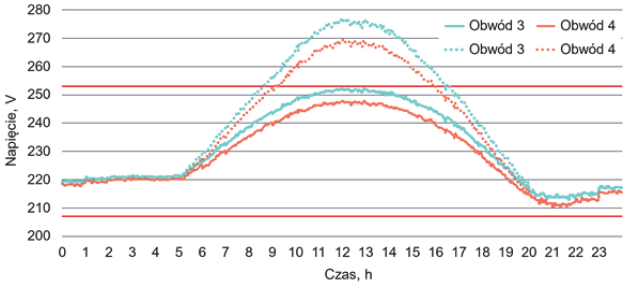
Rys. 6. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan po podobciążeniowej regulacji przekładni transformatora)

Analiza wyników wskazała, że podobciążeniowa regulacja napięcia transformatora poprawiła warunki napięciowe w sieci. Napięcia u żadnego odbiorcy w obwodach 3 i 4 nie przekroczyły wartości dopuszczalnych, a maksymalne wartości napięć u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 były równe odpowiednio 253 V (bez regulacji 277 V) i 249 V (bez regulacji 269 V), co pokazano na rys. 6. Jednak również w tym przypadku pojawił się problem zbyt niskiej wartości napięcia, przy czym dotyczył on transformatora i odbiorcy na początku obwodu 1, gdzie minimalne wartości napięć przy pracy transformatora na zaczepie -3 (-7,5% U_n) wyniosły odpowiednio 205 V i 206 V.

Rozważając zastosowanie podobciążeniowej regulacji napięcia, oprócz nakładów finansowych na wymianę transformatora, należy również wziąć pod uwagę konieczność opracowania i implementacji algorytmu sterującego pracą przełącznika zaczepów. Dodatkowo należy uwzględnić ograniczony zakres regulacji napięcia, który w rozległych sieciach nN z dużym nasyceniem źródłami PV może nie zapewnić utrzymania napięcia w dopuszczalnych granicach u wszystkich odbiorców.

Zmiana współczynnika mocy falowników PV

Do obniżenia napięcia można również zastosować prosumenckie falowniki PV, które w tym celu powinny być wysterowane w taki sposób, aby pobierały moc bierną indukcyjną podczas generacji mocy czynnej przez źródło PV. Powoduje to powstanie dodatkowych spadków napięć na impedancjach elementów sieci, w efekcie prowadząc do obniżenia napięć węzłowych. W symulacjach przyjęto współczynnik mocy falowników $\cos\varphi = 0{,}8$. Dla takiego ustawienia falowników generacja 1 kW mocy czynnej powoduje pobór 0,75 kvar mocy biernej indukcyjnej. Analiza wyników wskazała, że zmiana współczynnika mocy falowników poprawiła warunki napięciowe w sieci (rys. 7). Wszystkie napięcia węzłowe mieściły się w dopuszczalnych granicach, a u odbiorców zlokalizowanych na końcach obwodów 3 i 4 wyniosły odpowiednio 252 V (277 V bez regulacji) i 248 V (269 V bez regulacji).



Rys. 7. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan po zmianie współczynnika mocy falowników)

Efektywność regulacji napięcia za pomocą zmiany przepływów mocy biernej zależy od stosunku R/X w analizowanej sieci oraz od zdolności falowników do generacji tej mocy. Ponieważ skutkiem zmiany współczynnika mocy falowników jest przepływ dodatkowego prądu indukcyjnego, to zwiększeniu ulegają wartości prądów płynących w całej sieci. W analizowanym przypadku przekroczenia napięcia zostały usunięte, jednak odbyło się to kosztem przeciążenia niektórych elementów sieci (maksymalne przeciążenie wyniosło 23% (I_{obc} = 263 A przy I_{dd} = 213 A)). Dodatkowo nastąpił znaczący wzrost dobowych strat energii, które wyniosły 98,8 kWh, przy 53,4 kWh w wariancie wyjściowym (bez regulacji).

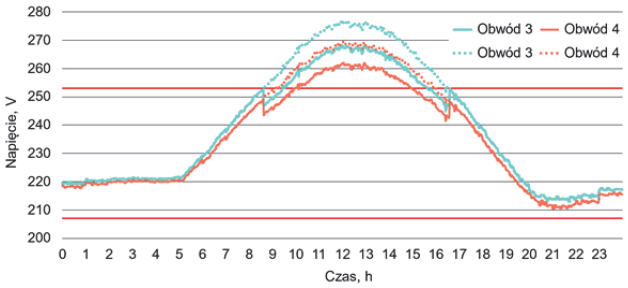
Instalacja centralnego magazynu energii

Przeanalizowane dotychczas metody obniżania napięć podczas pracy źródeł PV nie eliminowały podstawowej przyczyny przekroczeń napięcia, jaką jest specyficzny bilans energii, wynikający z nadmiaru generacji PV w okresach niskiego zapotrzebowania. Do zmiany tej sytuacji można wykorzystać magazyny energii. Pierwszym z analizowanych wariantów uwzględniających możliwość gromadzenia nadwyżek energii jest instalacja magazynu centralnego przy stacji SN/nN. Założono zabudowę magazynu o mocy 100 kW i nieograniczonej pojemności.

Magazyn został wysterowany w taki sposób, aby rozpoczynał ładowanie z pełną mocą po przekroczeniu napięcia 253 V u dowolnego odbiorcy. Podczas symulacji magazyn pobrał 790 kWh energii w ciągu doby, co pozwala zgrubnie oszacować jego wymaganą pojemność rzeczywistą. Analiza wyników symulacji wskazała jednak, że ten wariant nie rozwiązał problemu przekroczeń napięcia. Lokalizacja magazynu przy stacji nie wpłynęła znacząco na napięcia w sieci, ponieważ ładowanie magazynu nie zmieniło wartości i kierunku przepływu mocy w liniach, a tym samym powstających na tych elementach spadków napięć. Praca magazynu wpłynęła jedynie na spadek napięcia na transformatorze, który, z uwagi na jego niską impedancję, jest niewielki. Napięcia u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 pozostały praktycznie takie same jak w wariancie wyjściowym.

Instalacja zbiorczych magazynów energii

W drugim wariancie uwzględniającym wykorzystanie magazynów założono budowę czterech zbiorczych jednostek o mocy 25 kW i nieograniczonej pojemności, zlokalizowanych w połowie długości każdego obwodu. W symulacjach magazyny wysterowano analogicznie jak magazyn centralny. W ciągu doby pobrały one łącznie 741 kWh, co daje 185 kWh na jeden magazyn. Podczas pracy magazynów napięcia w sieci uległy obniżeniu, jednak nie zlikwidowano przekroczeń wartości dopuszczalnej napięcia u wszystkich odbiorców. U odbiorców na końcach obwodów nr 3 i 4 (rys. 8) maksymalne wartości napięć wyniosły odpowiednio 268 V (277 V bez magazynów) i 262 V (269 V bez magazynów).



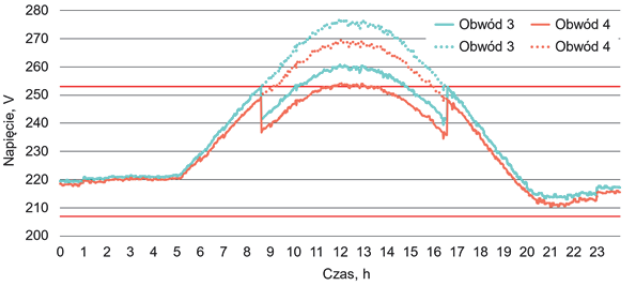
Rys. 8. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan podczas pracy zbiorczych magazynów energii)

Praca magazynów zbiorczych zmieniła przepływy mocy oraz wynikające z nich spadki napięć w liniach, co pozwoliło na obniżenie napięć w sieci. Rozważając wdrożenie takiego rozwiązania należy szczegółowo przeanalizować różne stany pracy sieci i na tej podstawie zoptymalizować moc i pojemność magazynów, a także punkty przyłączenia poszczególnych urządzeń. Podstawowym problemem w tym wariancie (a także w wariancie poprzednim) może być znalezienie odpowiedniego miejsca na posadowienie magazynów o stosunkowo dużych mocach i pojemnościach, a więc również dużych gabarytach. Wady tej pozbawiony jest kolejny wariant, zakładający wykorzystanie magazynów rozproszonych zainstalowanych u prosumentów.

Instalacja rozproszonych magazynów energii

W trzecim wariancie uwzględniającym magazynowanie energii założono instalację dwudziestu magazynów o mocy 5 kW, losowo rozlokowanych u prosumentów. Podobnie jak w poprzednich dwóch wariantach przyjęto nieskończoną pojemność magazynów oraz jednakowe ich wysterowanie (ładowanie z pełną mocą rozpoczynało się po przekroczeniu 253 V u dowolnego odbiorcy). Podczas pracy magazyny łącznie pobrały 719 kWh energii w ciągu doby, co pozwala oszacować pojemność pojedynczego magazynu na poziomie 38 kWh. Dla tego wariantu uzyskano znaczące obniżenie napięć u odbiorców w każdym obwodzie, jednak problem przekroczeń napięcia nie został w pełni rozwiązany. W przypadku odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (rys. 9) maksymalne wartości napięcia wyniosły odpowiednio 261 V (277 V bez magazynów) i 254 V (269 V bez magazynów).

Spośród analizowanych wariantów najlepsze efekty uzyskano dla magazynów rozproszonych, ponieważ ten sposób najskuteczniej likwiduje przyczynę wzrostu napięcia, jaką jest wprowadzanie do sieci nadmiaru generacji PV w okresach niskiego obciążenia. Rozważając wykorzystanie tej metody regulacji napięcia należy jednak mieć na uwadze fakt, że zwykle OSD nie ma możliwości wpływania na punkty pracy magazynów prosumenckich. Oznacza to, że istnieje konieczność opracowania systemów zarządzających pracą rozproszonych magazynów w taki sposób, aby jak najlepiej wykorzystać ich ograniczone moce i pojemności do zapewnienia maksymalnych korzyści dla prosumentów i jednocześnie wspomagać pracę sieci. Funkcję taką mogłyby spełniać odpowiednio zaprojektowane systemy HEMS (ang. Home Energy Management System). To zagadnienie jest przedmiotem dalszych badań realizowanych przez autorów niniejszego artykułu.



Rys. 9. Dobowe przebiegi napięć fazowych u odbiorców na końcach obwodów 3 i 4 (linia przerywana – stan istniejący, linia ciągła – stan podczas pracy rozproszonych magazynów energii)

Podsumowanie

Prosumenckie mikroinstalacje PV mogą w niektórych sytuacjach niekorzystnie wpływać na sieć rozdzielczą nN, generując zakłócenia w jej pracy. Najczęstszym zakłóceniem jest przekroczenie dopuszczalnego poziomu napięcia, skutkujące zwykle wyłączeniem mikroinstalacji PV. Jest to sytuacja niekorzystna dla właścicieli tych źródeł, którzy ponoszą wymierną stratę, pomimo korzystnych warunków pogodowych do wytwarzania energii.

Celem zapewnienia odpowiednich poziomów napięć w sieci można zastosować szereg rozwiązań technicznych. Efektywność poszczególnych rozwiązań jest jednak różna i w dużej mierze zależy od specyfiki danego układu zasilającego. W artykule dokonano oceny możliwości utrzymania odpowiednich poziomów napięć w stosunkowo rozległej sieci terenowej o dużym nasyceniu źródłami PV. Wyniki analiz podsumowano w tabeli 1 (kolorem czerwonym oznaczono przekroczenia wartości dopuszczalnej napięcia, natomiast kolor zielony oznacza poprawę warunków napięciowych w stosunku do istniejącego układu sieci).

Spośród możliwych do praktycznej realizacji wariantów zakładających działania inwestycyjne po stronie sieciowej, wymiana przewodów roboczych linii lub transformatora przy pozostawieniu aktualnej konfiguracji sieci nie przyniosła spodziewanych efektów. Wynika to ze znacznej rozległości tej sieci, skutkującej dużą impedancją układu zasilającego. Zmniejszenie wartości impedancji sieci można zrealizować poprzez budowę nowej stacji SN/nN i skrócenie istniejących

obwodów. Dla tego wariantu napięcia w całej sieci mieściły się w dopuszczalnych granicach.

W rozpatrywanej sieci nie udało się utrzymać wymaganych wartości napięć u wszystkich odbiorców za pomocą beznapięciowej zmiany przekładni transformatora, co również wynika z rozległości układu, ale także z bardzo szerokiej zmiany warunków pracy tej sieci w ciągu analizowanej doby. Przy dużych zmianach rozpływów mocy (i wynikających z tego zmian spadków napięć) nie było możliwości znalezienia takiej nastawy przekładni (stałej w ciągu doby), dla której napięcia w całej sieci mieściłyby się w dopuszczalnych granicach zarówno podczas pracy źródeł PV, jak i później, podczas wieczornego szczytu obciążenia. Te same czynniki sprawiły, że również podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora cechowała się ograniczoną efektywnością. Z kolei zmiana rozpływów mocy biernej, wymuszona przez zmianę współczynnika mocy falowników PV, pozwoliła na utrzymanie odpowiednich poziomów napięć, jednak skutkiem tej regulacji były przeciążenia elementów sieci oraz znaczący wzrost strat.

Spośród przeanalizowanych sposobów obniżania napięć z wykorzystaniem magazynów energii najlepszy efekt uzyskano dla magazynów rozproszonych. Wynika to z tego, że urządzenia te, zainstalowane u prosumentów, likwidują bezpośrednią przyczynę wzrostu napięcia, jaką jest nadmierna ilość mocy wprowadzanej do sieci. Jednak, aby jak najlepiej wykorzystać ograniczoną moc i pojemność magazynów prosumenckich, konieczne jest opracowanie odpowiednich algorytmów sterujących tymi urządzeniami.

Tabela 1. Maksymalne (U_{max}) i minimalne (U_{min}) dobowe wartości napięć, w V, u odbiorców w poszczególnych obwodach analizowanej sieci

Obwód sieci:	1 - zielony		2 – fioletowy		3 - turkusowy		4 - pomarańczowy	
	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}
Odbiorca na początku obwodu								
Istniejący układ sieci	230	223	238	221	235	222	238	221
Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego	227	224	230	223	228	224	229	223
Zmiana przekroju przewodów roboczych linii	228	223	233	222	230	223	233	222
Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)	228	223	237	221	232	222	237	221
Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów	228	224	237	222	228	224	230	223
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora	217	212	228	210	223	211	226	209
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora	226	206	233	214	230	209	232	213
Zmiana współczynnika mocy falowników PV	225	217	226	221	225	218	225	220
Budowa centralnego magazynu energii	229	223	237	221	234	222	238	221
Budowa zbiorczych magazynów energii	228	223	235	221	232	222	235	221
Budowa rozproszonych magazynów energii	228	223	235	221	231	222	234	221
Odbiorca na końcu obwodu								
Istniejący układ sieci	235	220	250	218	277	214	269	210
Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego	228	223	234	222	239	221	239	219
Zmiana przekroju przewodów roboczych linii	232	221	241	220	260	216	251	216
Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)	234	220	249	218	275	214	267	211
Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów	233	221	249	219	232	223	233	221
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora	224	209	240	207	263	202	256	200
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora	230	210	239	218	253	214	249	210
Zmiana współczynnika mocy falowników PV	224	219	236	218	252	214	248	210
Budowa centralnego magazynu energii	234	220	250	218	276	213	269	210
Budowa zbiorczych magazynów energii	231	220	245	218	268	214	262	210
Budowa rozproszonych magazynów energii	232	220	245	218	261	214	254	210

***Autorzy**: mgr inż. Marcin Smołka, Politechnika Śląska, Wspólna Szkoła Doktorów, ul. Akademicka 2a, 44-100 Gliwice, E-mail: marcin.smolka@polsl.pl; dr hab. inż. Roman Korab, prof. PŚ, Politechnika Śląska, WE, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: roman.korab@polsl.pl; dr inż. Marcin Połomski, Politechnika Śląska, WAEiI, Katedra Algorytmiki i Oprogramowania, ul. Akademicka 16, 44-100 Gliwice, E-mail: marcin.polomski@polsl.pl;*

LITERATURA

[1] PTPiREE: Mikroinstalacje w Polsce. ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce

[2] Wójcicki R.: Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej osłonie kontrolnej, Rynek Energii, 1, 2020

[3] Fernández G., Galan N., Marquina D., Martínez D., Sanchez A., López P., Bludszuweit H., Rueda J.: Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids. Energies. 2020, 13 (17), 4347, doi:10.3390/en13174347

[4] Gandhi O., Kumar D.S., Rodríguez-Gallegos C.D., Srinivasan D.: Review of power system impacts at high PV penetration. Part I: Factors limiting PV penetration. Solar Energy, 2020, 210, doi:10.1016/j.solener.2020.06.097

[5] Korab R., Połomski M., Smołka M.: Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation. Energies 2022, 15, 1969, doi:10.3390/en15061969

[6] Korab R., Połomski M., Smołka M.: Wpływ źródeł PV na pracę sieci nN. Śląskie Wiadomości Elektrotechniczne, 5'2021 (137)

[7] Singh R., Tripathi P. and Yatendra K.: Impact of Solar Photovoltaic Penetration In Distribution Network. 2019, RDCAPE, 2019, doi:10.1109/RDCAPE47089.2019.8979014

[8] Upadhyay P., Kern J., Vadlamani V.: Impact of Reverse Power Flow on Transformer, „CIGRE S&E", No 19, 2020

[9] Watson, J.D., Watson, N.R., Santos-Martin, D., Wood, A.R., Lemon, S. and Miller, A.J.: Impact of Solar Photovoltaics on the Low-Voltage Distribution Network in New Zealand. IET GTD, 2016, 10, doi:10.1049/iet-gtd.2014.1076

[10] Pijarski P., Kacejko P., Adamek S.: Analysis of Voltage Conditions in Low Voltage Networks Highly Saturated with Photovoltaic Micro Installations, Acta Energetica, 3/2018

[11] Krzemiński Z.: Regulacja napięcia w sieci nN z rozproszonymi źródłami energii. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 5/2020, doi:10.15199/48.2020.05.06

[12] Mnich T.: Podobciążeniowy układ regulacji w transformato-rach rozdzielczych. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 11/2020, doi:10.15199/48.2020.11.06

[13] Ozorowski M., Jałoza R.: Poprawa parametrów jakościowych sieci zasilającej nn z dużym nasyceniem mikroinstalacji PV i stacji ładowania EVC. Wiad. Elektrotechniczne, 5, 2020

[14] Topolski Ł., Schab W., Flirt A., Piątek K.: Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybranej parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, 2020, doi:10.15199/48.2020.03.05

[15] Topolski Ł., Woźny K., Hanzelka Z.: Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć. Przegląd Elektrotechniczny, R. 95, 2019, doi:10.15199/48.2019.09.39

[16] https://www.epri.com/pages/sa/opendss

[17] Korab R., Połomski M., Naczyński T., Kandzia T.: A dynamic thermal model for a photovoltaic module under varying atmospheric conditions. En. Conversion and Management, 280, 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.116

FOTOWOLTAIKA
DZIŚ i JUTRO

OGÓLNOPOLSKA KONFERENCJA NAUKOWO - TECHNICZNA

26-27 maja 2021 r. on-line
15 września Strefa OZE
podczas targów ENERGETAB 2021

SEP Oddział Bielsko-Bialski

ZIAD BB Bielsko-Biała SA

PROGRAM OGÓLNOPOLSKIEJ KONFERENCJI 26-27 maja 2021 r. oraz 15 września 2021 r.

„FOTOWOLTAIKA DZIŚ i JUTRO”

26 maja 2021r. Dzień 1 godz. 9:00 - 14:00 ON-LINE

- 10:00 - 10:30 *Otwarcie konferencji - powitanie uczestników przez organizatora, krótka prezentacja prelegentów 1-go dnia*
  - **Prezes Oddziału Bielsko-Bialskiego SEP Janusz Juraszek oraz Prezes ZIAD Bielsko-Biała SA**

Sesja 1

- 10:30 - 11:00 *Aktualne uwarunkowania prawne dla inwestycji fotowoltaicznych*
  - **mec. Wojciech Płachetka, MW Kancelaria Doradztwa Restrukturyzacyjnego Wojciech Płachetka**

Sesja 2

- 11:00 - 11:30 *Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci nN*
  - **dr hab. inż. Roman Korab prof. Politechniki Śląskiej, Politechnika Śląska w Gliwicach**

Sesja 3

- 11:30 - 12:00 *Możliwość absorpcji i wykorzystania fotowoltaiki w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym*
  - **dr hab. inż. Maksymilian Przygrodzki prof. Politechniki Śląskiej, Politechnika Śląska w Gliwicach**

Sesja 4

- 12:00 - 12:30 *Rozwój fotowoltaiki prosumenckiej na podstawie realizacji programu "Słoneczna Żywiecczyzna" - case study*
  - **Antoni Szlagor - Burmistrz Miasta Żywiec, Urząd Miasta Żywiec**

Sesja 5

- 12:30 - 13:00 *Zasadnicze problemy energetyki XXI – wieku*
  - **prof. dr hab. inż. Tadeusz Pustelny, Politechnika Śląska w Gliwicach**

Sesja 6

- 13:00 - 13:30 *Techniczne, ekonomiczne i prawne aspekty magazynowania energii ze źródeł odnawialnych*
  - **radca prawny Katarzyna Mędraś, Kancelaria Prawna AdRem**
- 13:30 - 14:00 *Podsumowanie pierwszego dnia konferencji*
  - **Rada Naukowo-Programowa**

27 maja 2021r. Dzień 2 godz. 9:00 - 14:00 ON-LINE

- 9:00 - 9:30 *Otwarcie 2-go dnia konferencji*
  - **Rada Naukowo-Programowa**

Panel 1 BEZPIECZEŃSTWO i JAKOŚĆ

- 9:30 - 10:30
  - *Ochrona przeciwpożarowa , przeciwporażeniowa i przepięciowa instalacji PV*
  - *Zagadnienia BHP w procesach budowy układów fotowoltaicznych*
  - *Dobre praktyki instalatorów gwarancją poprawnej i długiej eksploatacji systemów fotowoltaicznych - najczęściej popełniane błędy w całym procesie inwestycji*
  - *Proces projektowania i realizacji inwestycji PV*
  - *Pożary systemów fotowoltaicznych i współpraca ze służbami PSP/OSP*
  - *Q&A*

- dr inż. Maciej Piliński, FRONIUS POLSKA Sp. z o.o.

- mgr inż. Krzysztof Wincencik, DEHN POLSKA Sp. z o.o.

PANEL 2 WSPÓŁPRACA UKŁADÓW FOTOWOLTAIKI Z SIECIĄ OSD

- 10:30 - 11:30
  - *Wpływ układów fotowoltaicznych na parametry jakościowe dostarczanej energii elektrycznej przez OSD*
  - *Kryteria pracy źródeł PV i zapas mocy w kontekście wymagań IRIESD*
  - *Metody poprawy współpracy źródeł PV z siecią elektroenergetyczną*
  - *Sposoby sprawdzenia i doboru wielkości mocy źródła PV podłączanego do sieci elektroenergetycznej*
  - *Analiza pracy czynnego źródła fotowoltaicznego z siecią elektroenergetyczną – case study*
  - *System zarządzania siecią OSD w obszarach nasyconych generacją rozproszoną.*
  - *Rozwiązania do monitoringu i automatyzacji sieci w punkcie przyłączenia prosumenta i jego mikrogeneracji*
  - *Rozwiązania zabezpieczające sieć przed pracą wyspową rozproszonych źródeł energii.*
  - *Q&A*

- mgr inż. Bogusław Grzelak, Dyrektor Rejonu Dystrybucji ENERGA-OPERATOR-SA Oddz. w Płocku

- Maciej Kołodziejczyk, Prezes Alfa Power

PANEL 3 MAGAZYNOWANIE ENERGII PV

- 11:30 - 12:15
  - *Przykłady aktualnie stosowanych magazynów energii*
  - *Układy współpracy i sposoby sterowania magazynami energii*
  - *Zagrożenia związane z eksploatacją magazynów energii*
  - *Perspektywy rozwoju rynku magazynów energii w Polsce*
  - *Q&A*

- mgr inż. Artur Koziński, ZPUE S.A.

- mgr inż. Krzysztof Jamróz ZPUE, ZPUE S.A.

PANEL 4 FOTOWOLTAIKA W KLASTRACH ENERGII, W PROGRAMACH SAMORZĄDOWYCH I PRZEDSIĘBIORSTWACH

- 12:15 - 13:00
  - *Program zero emisyjnej gospodarki*
  - *Rozwój fotowoltaiki jako źródeł znacząco pokrywających zapotrzebowanie energetyczne Klastra Energii*
  - *Inteligentna energetyka, narzędzia teleinformatyczne wspierające zarządzanie i rozwój klastra energii*
  - *Wirtualna elektrownia integratorem źródeł rozproszonych projektu "Słoneczna Żywiecczyzna"*
  - *Q&A*

- Janusz Michałek Prezes Zarządu KSSE S.A.

PANEL 5 FOTOWOLTAIKA DUŻEJ MOCY

- 13:00 - 14:00
  - *Wybór lokalizacji inwestycji PV dużej mocy w oparciu o najnowsze rozwiązania IT*
  - *Korzyści inwestycyjne, analiza ekonomiczna, Proces inwestycyjny*
  - *Systemowy nadzór nad źródłem PV – regulacja mocy czynnej i biernej w oparciu o zdalną komunikację*
  - *Wymagania Kodeksu Sieci NC RfG w zakresie regulacji mocy farmy PV*
  - *Zarządzanie farmą z punktu widzenia Inwestora*
  - *Q&A*

- dr inż. M. Włas, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

- Michał Kułaczkowski

- mgr inż. Grzegorz Polarz, Phoenix Contact Sp. z o.o., Menedżer ds. Przemysłu – Energetyka

WPŁYW ŹRÓDEŁ FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA

Roman KORAB (Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, PŚ)
Marcin POŁOMSKI (Katedra Algorytmiki i Oprogramowania, PŚ)
Marcin SMOŁKA (TAURON PE, PŚ)
Tomasz NACZYŃSKI (AIUT, PŚ)

WPŁYW ŹRÓDEŁ FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA

Plan wystąpienia

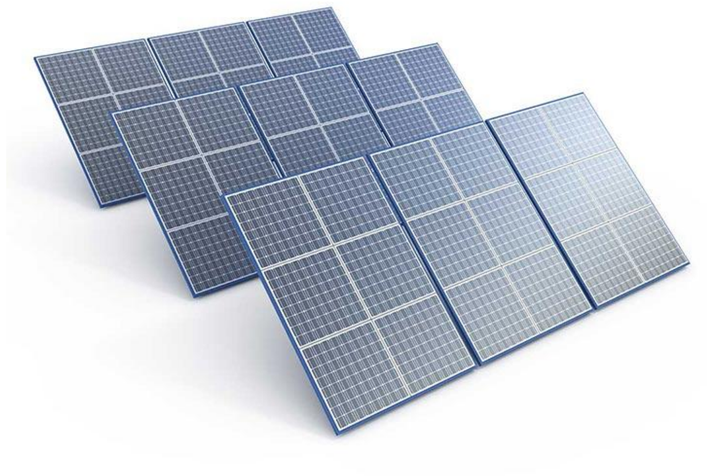
01 Rozwój prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych

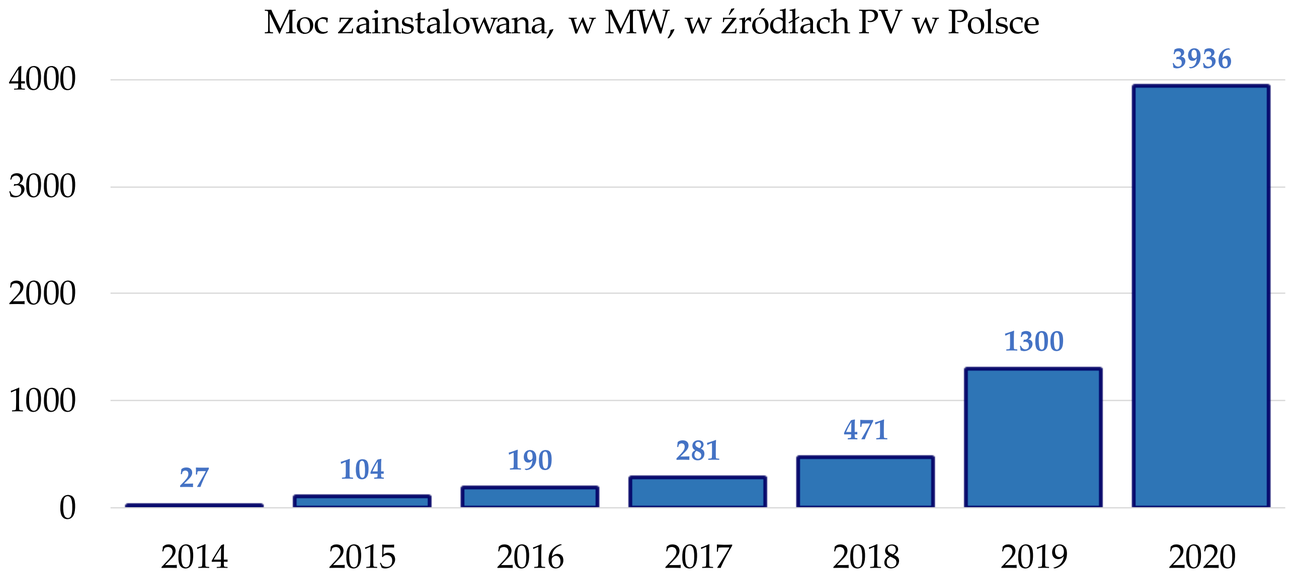
02 Charakterystyka sieci testowej CIGRE

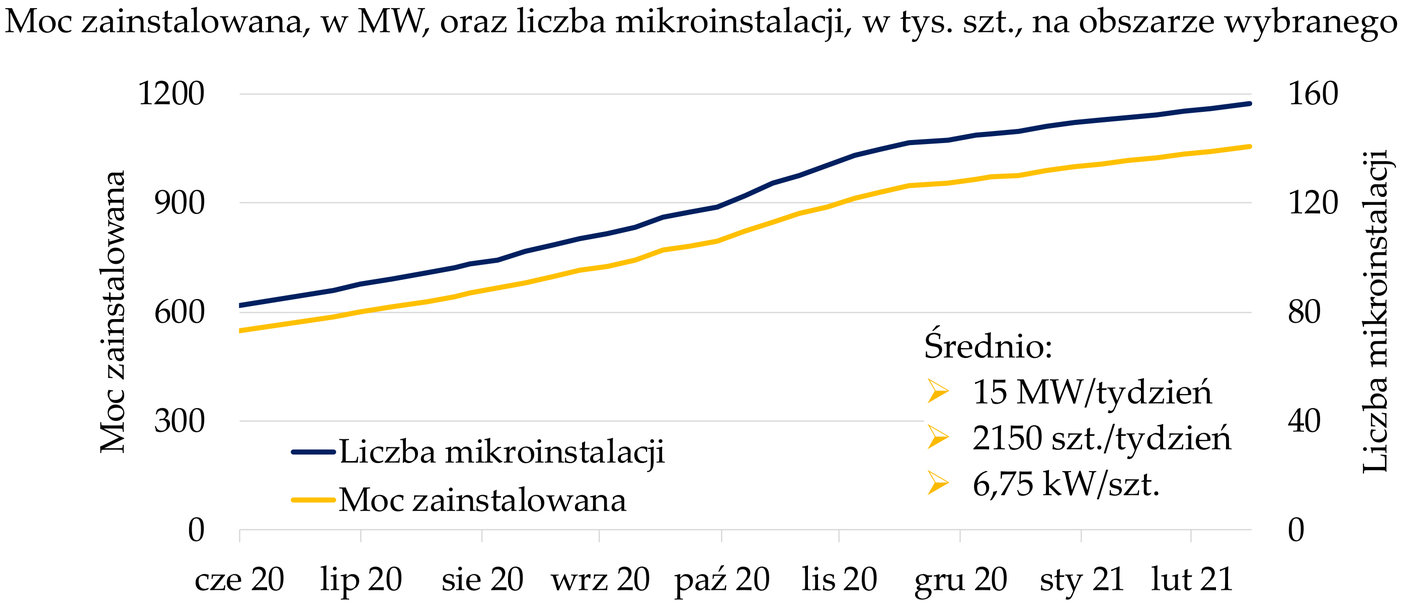
03 Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci nN

04 Możliwości kształtowania warunków pracy sieci nN przez prosumentów

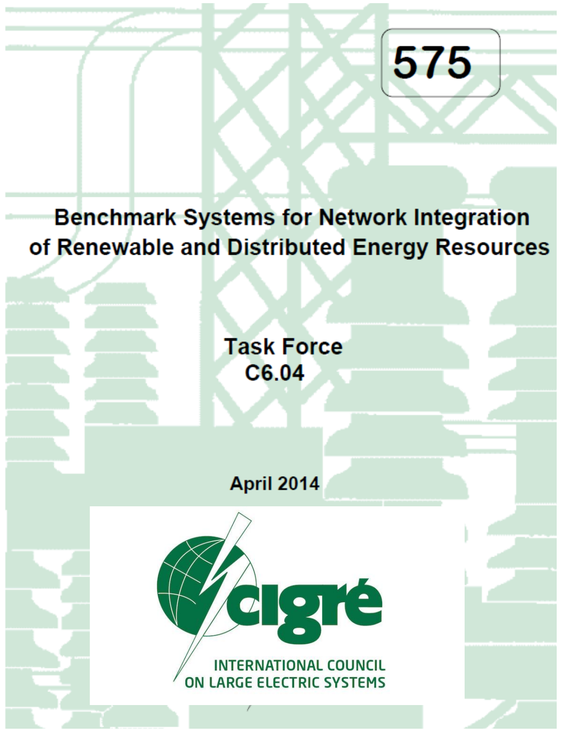
Rozwój źródeł fotowoltaicznych (PV) w Polsce







Charakterystyka sieci testowej CIGRE



Sieć nN w układzie TN-C

Transformatory:

ϑ_n = 20/0,4 kV/kV

u_z = 4%

ΔP_{Cu} = 1%

Linie kablowe:

K1: Al, 240 mm²

K2: Al, 150 mm²

K3: Al, 50 mm²

Linie napowietrzne:

N1: Al, 70 mm²

N2: Al, 25 mm²

N3: Al, 16 mm²

Długości linii:

L1: 30 m

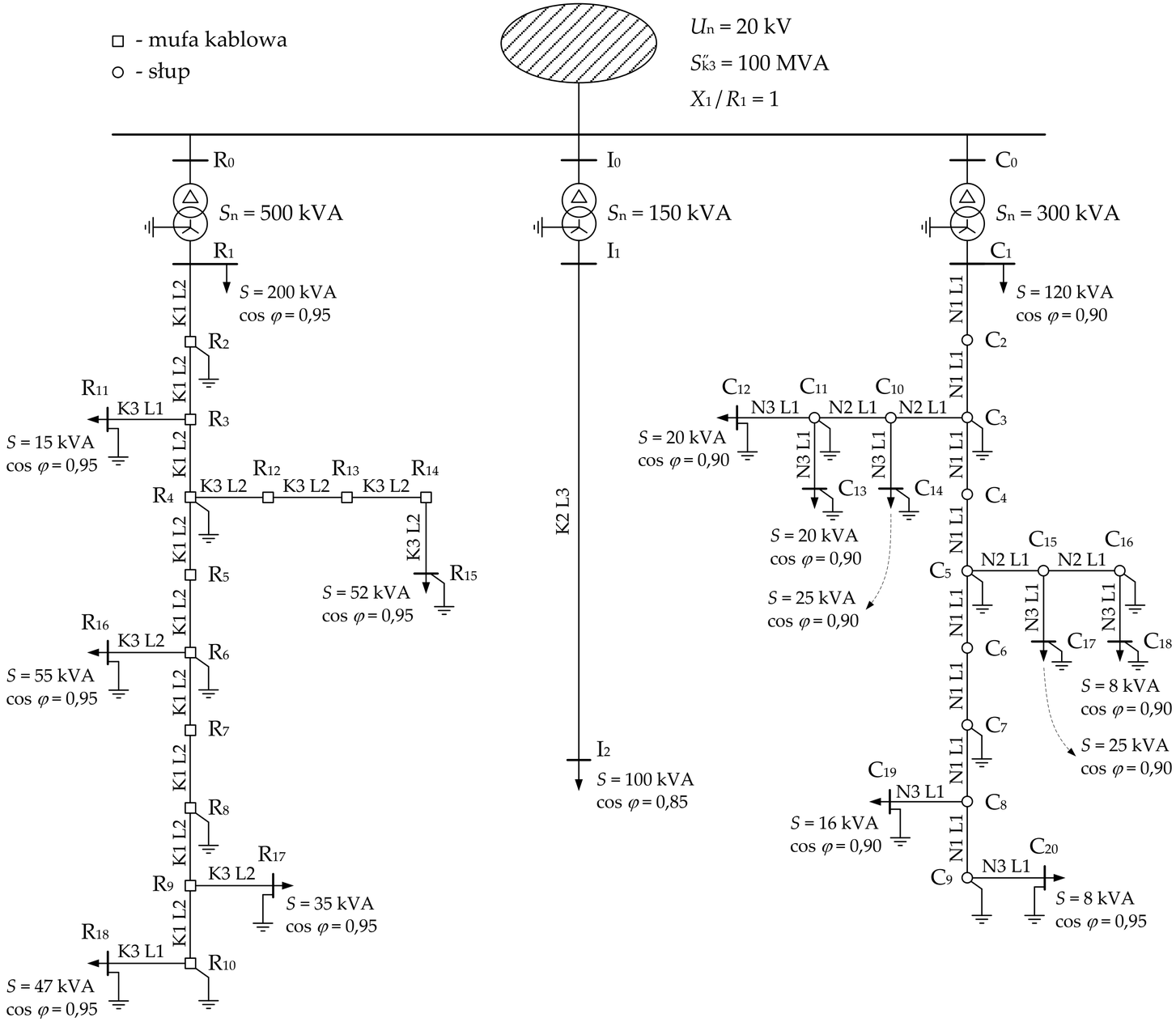
L2: 35 m

L3: 200 m

Rezystancje uziemień:

Transformator:
R = 3 Ω

Sieć (przewód PEN):
R = 40 Ω



Środowisko symulacyjne Program OpenDSS



EPRI
ELECTRIC POWER
RESEARCH INSTITUTE

DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR

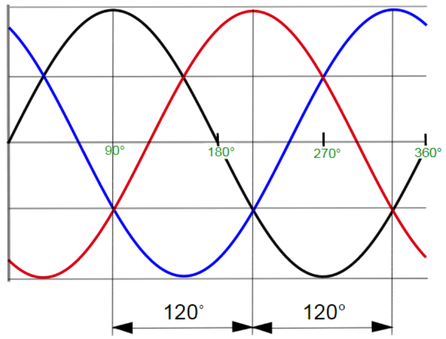
Obliczenia rozpływu mocy (prądów) w wielofazowej sieci elektroenergetycznej, również przy niesymetrycznym obciążeniu

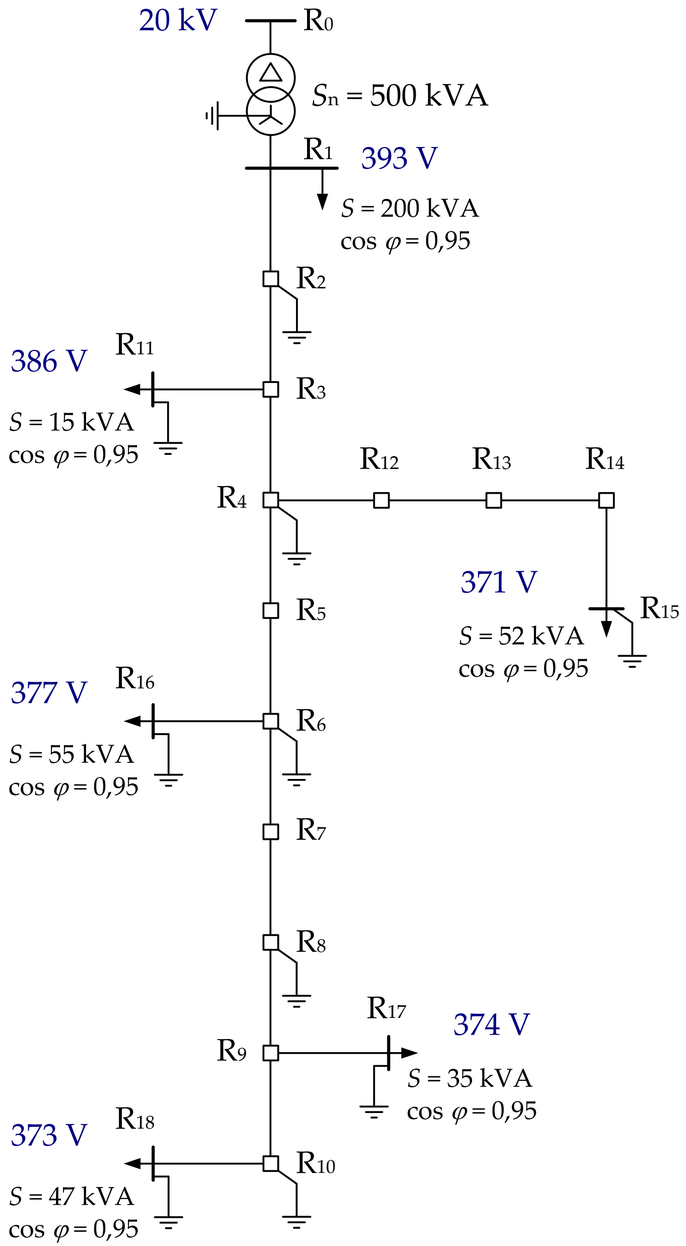
Modele elementów sieci:

- zastępcze źródło napięcia
- generatory
- linie napowietrzne i kablowe
- transformatory
- baterie kondensatorów
- odbiory
- systemy fotowoltaiczne
- mikroelektrownie wiatrowe
- zasobniki energii elektrycznej

Wyniki dla sieci testowej CIGRE – napięcia (w V)

Napięcie po stronie SN transformatora (napięcie źródła idealnego) jest równe 20 kV. Zachowana jest pełna symetria napięć zasilających.



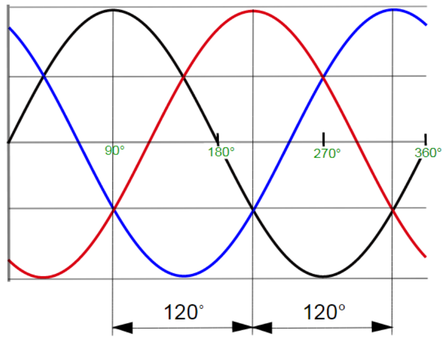


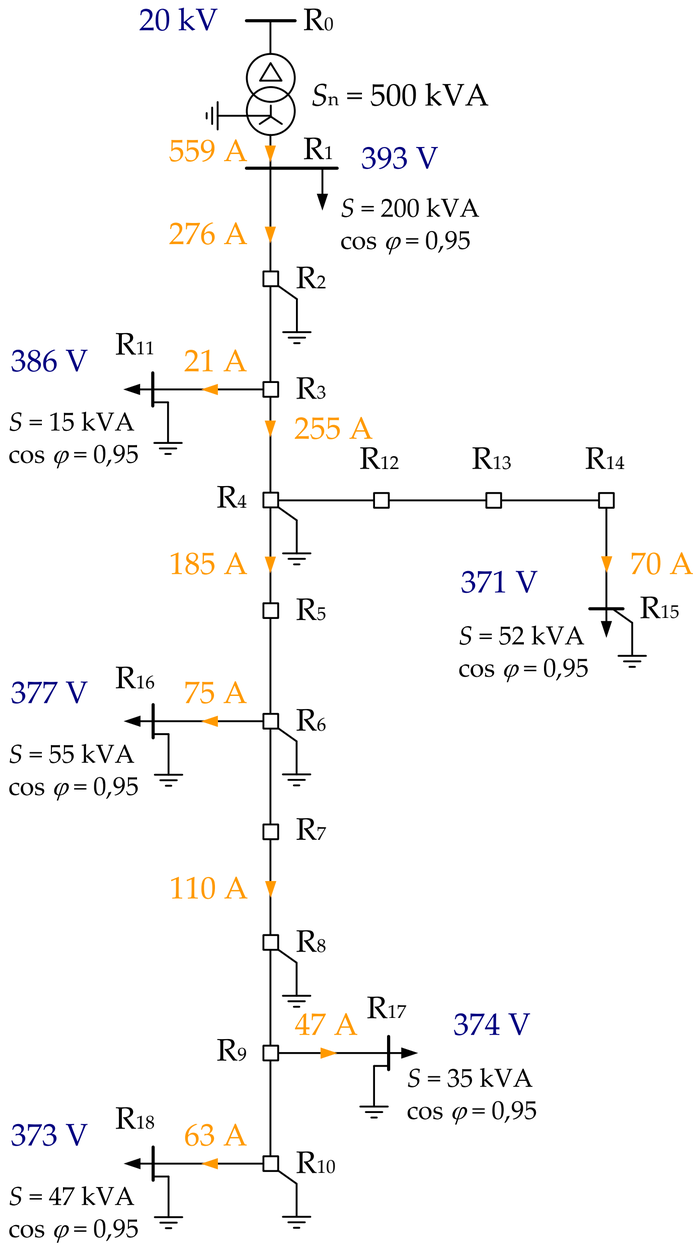
Węzeł	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R1	L1-L2	393,04	393,04
	L2-L3	393,02	393,02
	L3-L1	393,01	393,02
R2	L1-L2	389,88	389,89
	L2-L3	390,24	390,25
	L3-L1	389,94	389,94
R3	L1-L2	386,71	386,73
	L2-L3	387,47	387,48
	L3-L1	386,86	386,87
R4	L1-L2	383,79	383,81
	L2-L3	384,91	384,93
	L3-L1	384,02	384,03
R5	L1-L2	381,67	381,68
	L2-L3	383,05	383,06
	L3-L1	381,95	381,97
R6	L1-L2	379,54	379,56
	L2-L3	381,18	381,20
	L3-L1	379,89	379,90
R7	L1-L2	378,27	378,29
	L2-L3	380,07	380,09
	L3-L1	378,65	378,67
R8	L1-L2	377,00	377,03
	L2-L3	378,96	378,98
	L3-L1	377,42	377,44
R9	L1-L2	375,73	375,76
	L2-L3	377,84	377,87
	L3-L1	376,19	376,21

Węzeł	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R10	L1-L2	375,01	375,04
	L2-L3	377,21	377,23
	L3-L1	375,48	375,50
R11	L1-L2	385,83	385,84
	L2-L3	386,61	386,62
	L3-L1	385,98	385,99
R12	L1-L2	380,34	380,36
	L2-L3	381,55	381,57
	L3-L1	380,59	380,61
R13	L1-L2	376,90	376,91
	L2-L3	378,20	378,21
	L3-L1	377,17	377,18
R14	L1-L2	373,46	373,47
	L2-L3	374,84	374,86
	L3-L1	373,75	373,76
R15	L1-L2	370,02	370,03
	L2-L3	371,49	371,50
	L3-L1	370,33	370,34
R16	L1-L2	375,84	375,86
	L2-L3	377,58	377,60
	L3-L1	376,21	376,23
R17	L1-L2	373,40	373,42
	L2-L3	375,56	375,59
	L3-L1	373,86	373,88
R18	L1-L2	372,32	372,35
	L2-L3	374,59	374,61
	L3-L1	372,81	372,84

Wyniki dla sieci testowej CIGRE – prądy (w A)

Napięcie po stronie SN transformatora (napięcie źródła idealnego) jest równe 20 kV. Zachowana jest pełna symetria napięć zasilających.





Gałąź	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R0-R1	L1	557,69	557,72
	L2	559,38	559,18
	L3	561,07	561,28
R1-R2	L1	274,02	274,05
	L2	275,74	275,55
	L3	277,45	277,66
R2-R3	L1	274,02	274,05
	L2	275,74	275,55
	L3	277,45	277,66
R3-R4	L1	253,18	253,21
	L2	254,84	254,65
	L3	256,50	256,70
R4-R5	L1	183,99	184,02
	L2	185,29	185,15
	L3	186,62	186,77
R5-R6	L1	183,99	184,02
	L2	185,29	185,15
	L3	186,62	186,77
R6-R7	L1	109,71	109,73
	L2	110,56	110,47
	L3	111,44	111,53
R7-R8	L1	109,71	109,73
	L2	110,56	110,47
	L3	111,44	111,53
R8-R9	L1	109,71	109,73
	L2	110,56	110,47
	L3	111,44	111,53

Gałąź	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R9-R10	L1	62,80	62,81
	L2	63,30	63,24
	L3	63,81	63,86
R3-R11	L1	20,84	20,85
	L2	20,90	20,89
	L3	20,96	20,96
R4-R12	L1	69,19	69,19
	L2	69,55	69,51
	L3	69,88	69,93
R12-R13	L1	69,19	69,19
	L2	69,55	69,51
	L3	69,88	69,93
R13-R14	L1	69,19	69,19
	L2	69,55	69,51
	L3	69,88	69,93
R14-R15	L1	69,19	69,19
	L2	69,55	69,51
	L3	69,88	69,93
R6-R16	L1	74,28	74,29
	L2	74,73	74,68
	L3	75,18	75,24
R9-R17	L1	46,91	46,92
	L2	47,27	47,23
	L3	47,63	47,67
R10-R18	L1	62,80	62,81
	L2	63,30	63,24
	L3	63,81	63,86

Zmienność zapotrzebowania w sieci CIGRE

SIEĆ CIGRE

- **ODBIORCY KOMUNALNO-BYTOWI (RESIDENTIAL)**
- **ODBIORCA PRZEMYSŁOWY (INDUSTRIAL)**
- **ODBIORCY KOMERCYJNI (COMMERCIAL)**

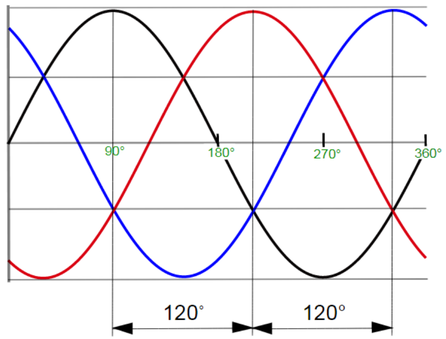


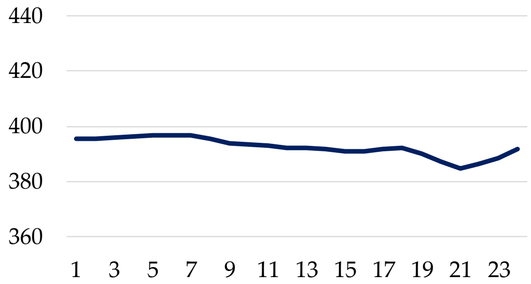


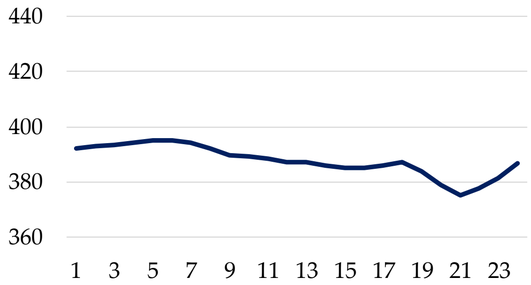


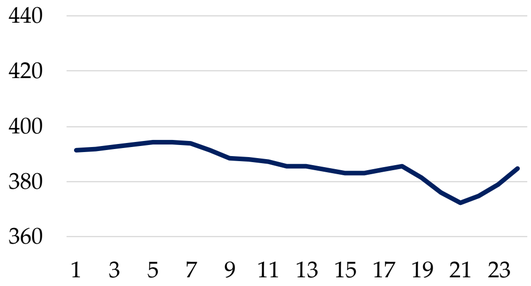
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

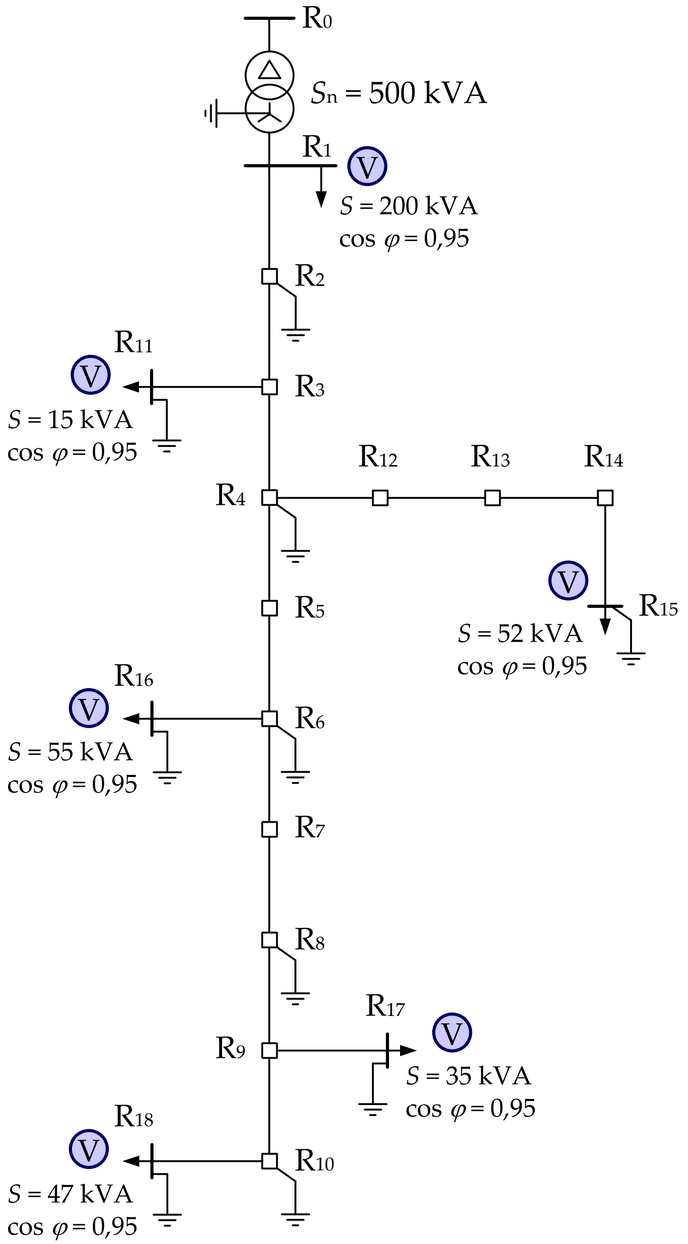
Napięcie po stronie SN transformatora (napięcie źródła rzeczywistego) jest równe 20 kV przez cały okres symulacji. Zachowana jest pełna symetria napięć

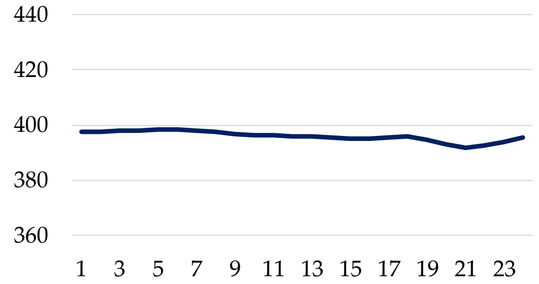


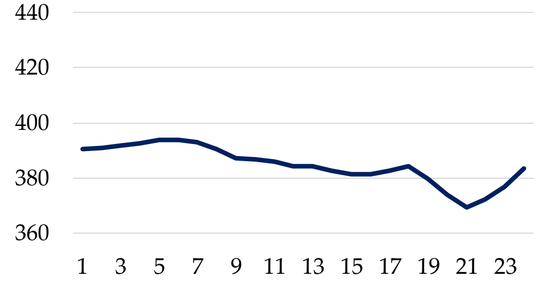


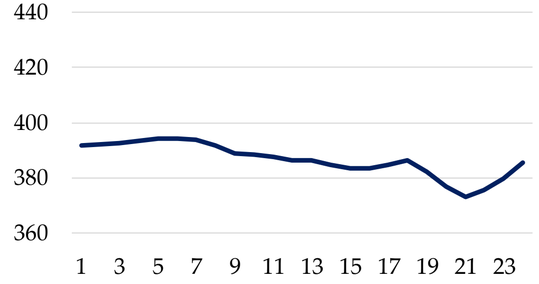






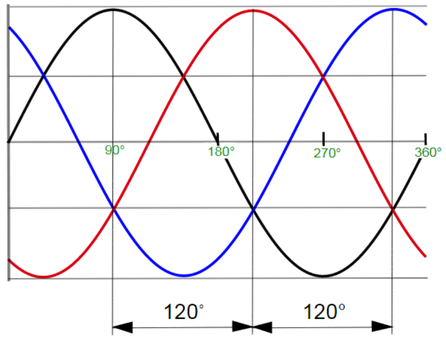


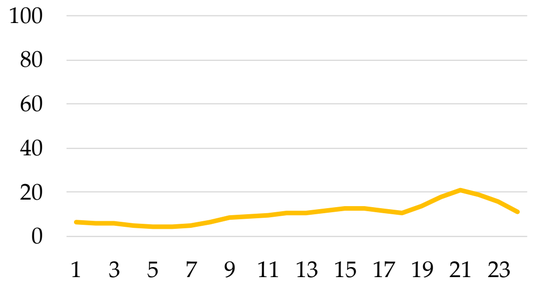


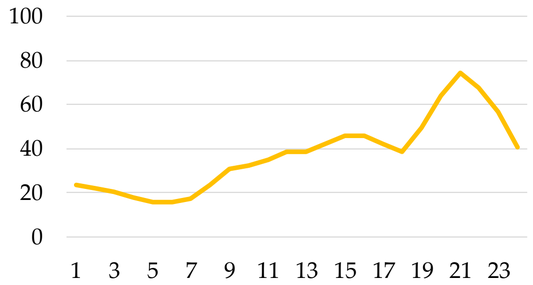


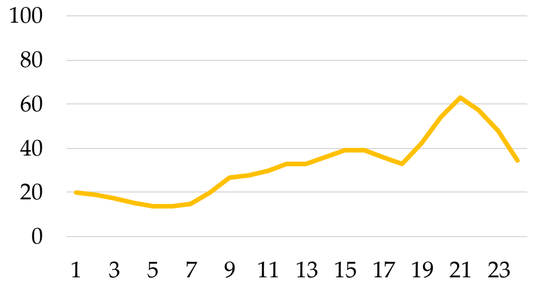
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

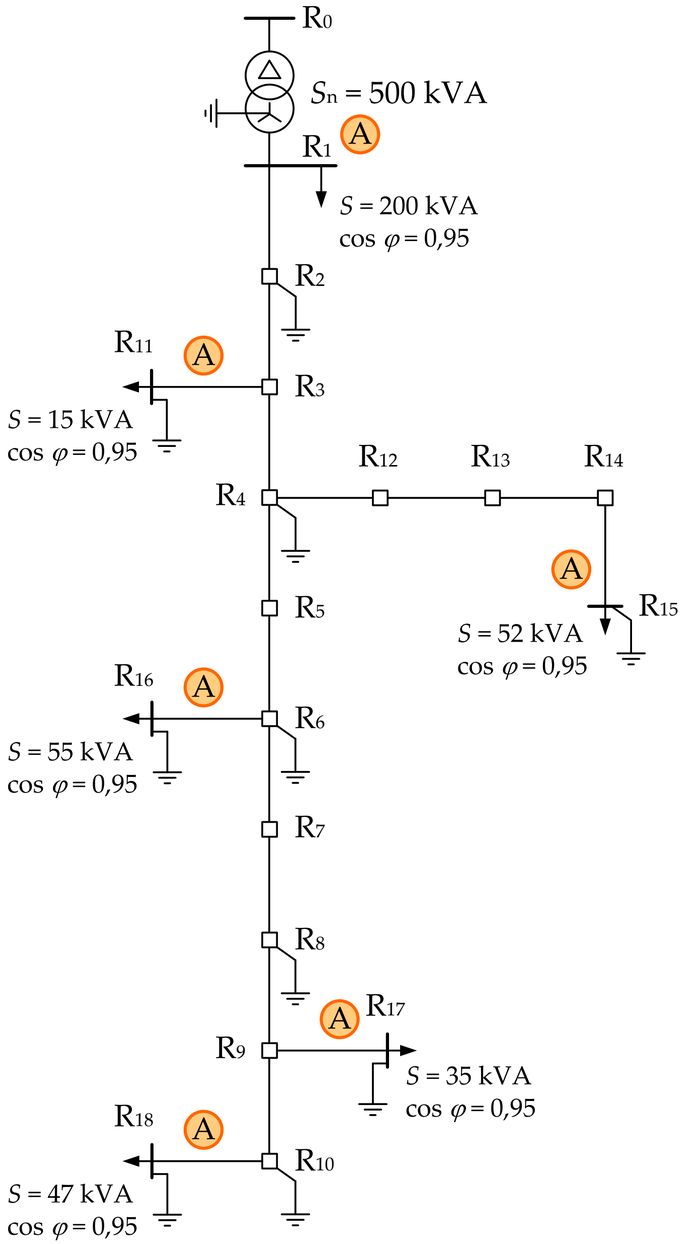
Napięcie po stronie SN transformatora (napięcie źródła rzeczywistego) jest równe 20 kV przez cały okres symulacji. Zachowana jest pełna symetria napięć

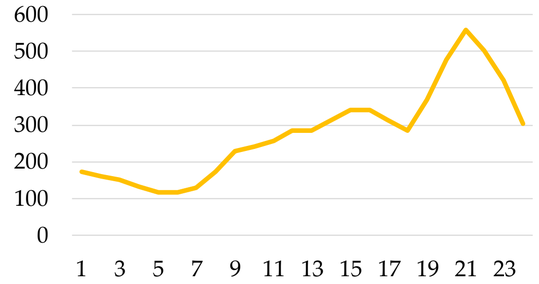


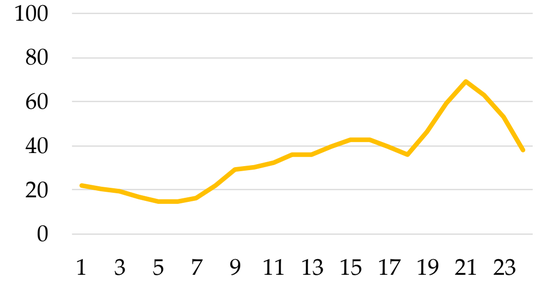


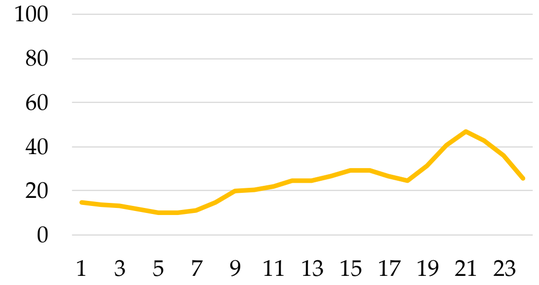








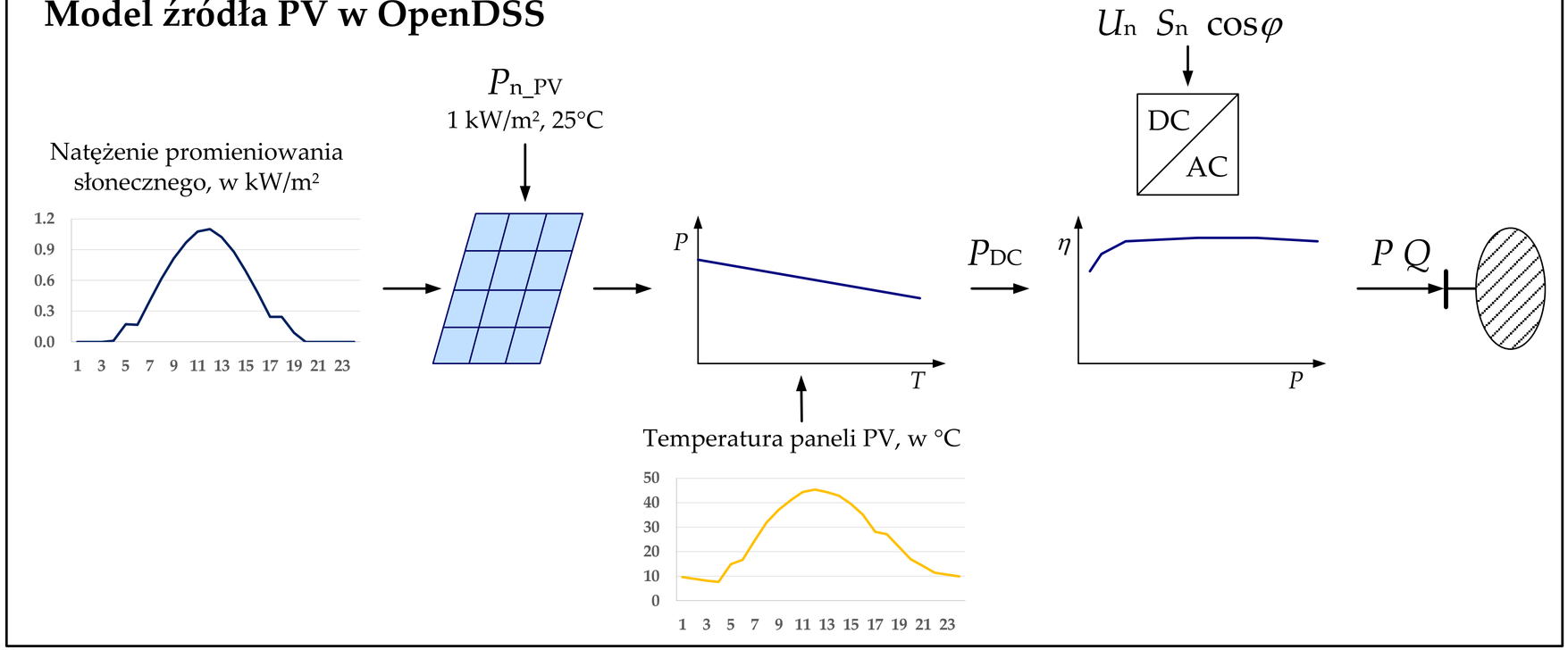




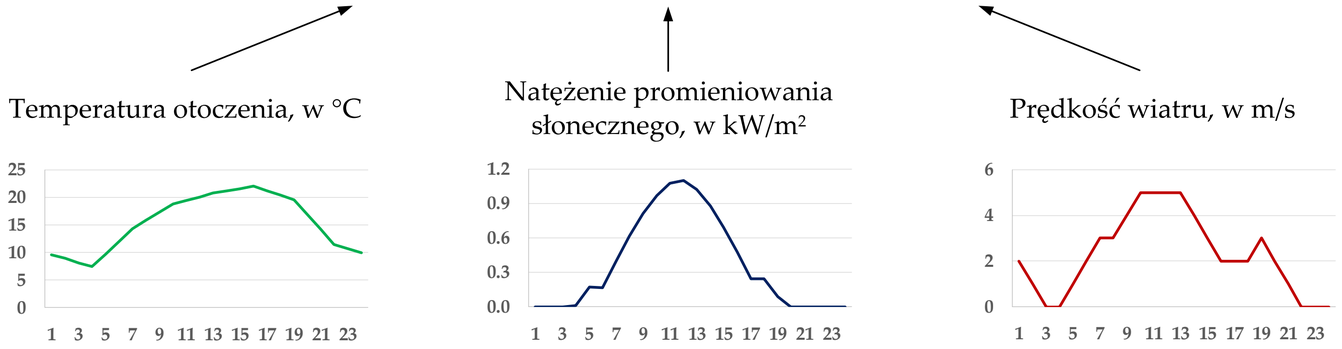
Model źródła fotowoltaicznego



Model źródła PV w OpenDSS

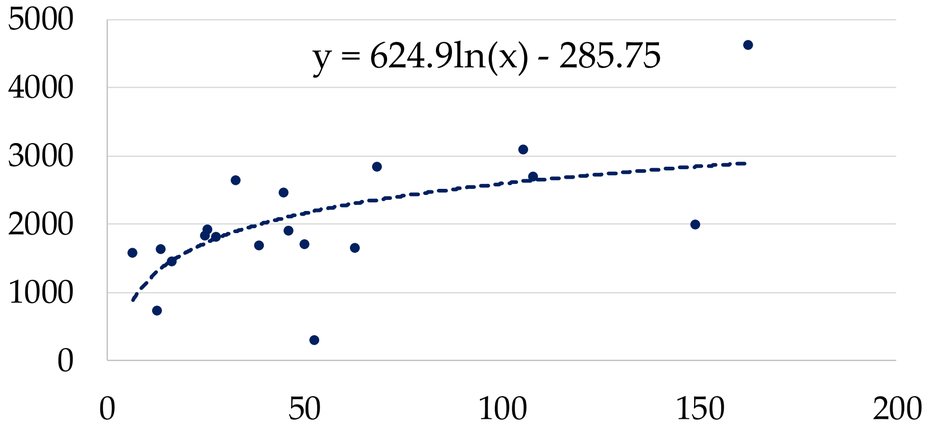


Model obliczający temperaturę paneli PV



Określenie mocy zainstalowanej źródeł PV w sieci CIGRE

Zależność czasu wykorzystania mocy szczytowej, w h/rok, od mocy szczytowej, w kW, stacji SN/nN



Obliczenie rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców zasilanych z sieci CIGRE

Odbiorca	S	$\cos\varphi$	P	T_s	E_r
	kVA	-	kW	h/rok	kWh
R1	200	0,95	190,00	3000	570 000
R11	15	0,95	14,25	1400	19 950
R15	52	0,95	49,40	2150	106 210
R16	55	0,95	52,25	2200	114 950
R17	35	0,95	33,25	1900	63 175
R18	47	0,95	44,65	2100	93 765
Suma	404	-	384,00	-	968 050

$$P = S\cos\varphi$$

$$E_r = PT_s$$

Określenie mocy zainstalowanej źródeł PV w sieci CIGRE

$$E_{r_PV} = \alpha E_r$$

$$P_{n_PV} = \beta \frac{E_{r_PV}}{T_{z_PV}} + (1-\beta)\frac{\frac{E_{r_PV}}{1-\gamma}}{T_{z_PV}}$$

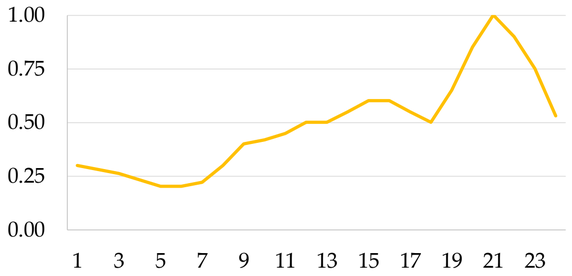
- α współczynnik nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi (roczna produkcja energii w źródłach PV / roczne zużycie energii w analizowanej sieci)
- β współczynnik autokonsumpcji (ilość energii produkowanej w źródłach PV, która zostaje zużyta przez odbiorcę w chwili jej wytworzenia)
- γ współczynnik określający ilość energii produkowanej w źródłach PV, która została utracona na skutek wymiany z siecią

Obliczenie mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych w sieci CIGRE

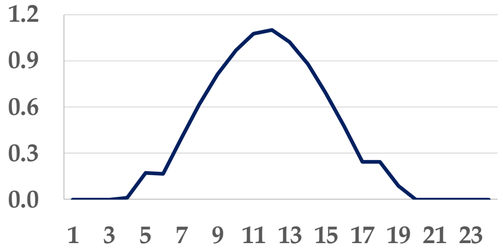
Odbiorca	E_r	α	E_{r_PV}	β	γ	T_{z_PV}	P_{n_PV}
	kWh	-	kWh	-	-	h/rok	kW
R1	570 000	0,25	142 500	0,25	0,2	1000	169,2
R11	19 950	0,25	4 988	0,25	0,2	1000	5,9
R15	106 210	0,25	26 553	0,25	0,2	1000	31,5
R16	114 950	0,25	28 738	0,25	0,2	1000	34,1
R17	63 175	0,25	15 794	0,25	0,2	1000	18,8
R18	93 765	0,25	23 441	0,25	0,2	1000	27,8
Suma	968 050	-	242 013	-	-	-	287,4

Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – dane wejściowe

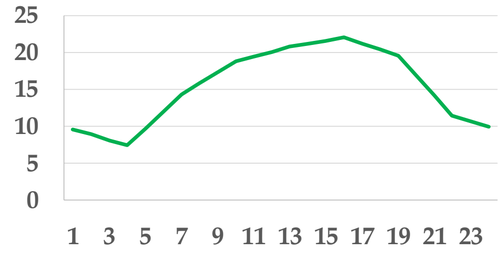
Dobowa zmienność zapotrzebowania, w p.u.



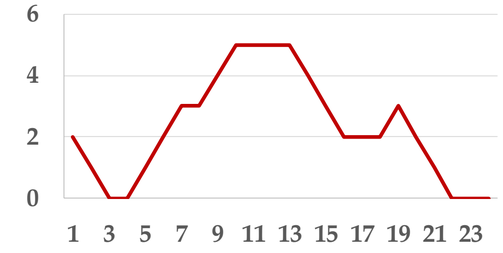
Natężenie promieniowania słonecznego, w kW/m²



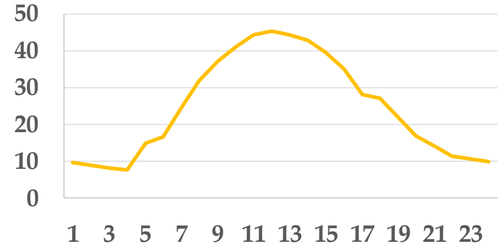
Temperatura otoczenia, w °C

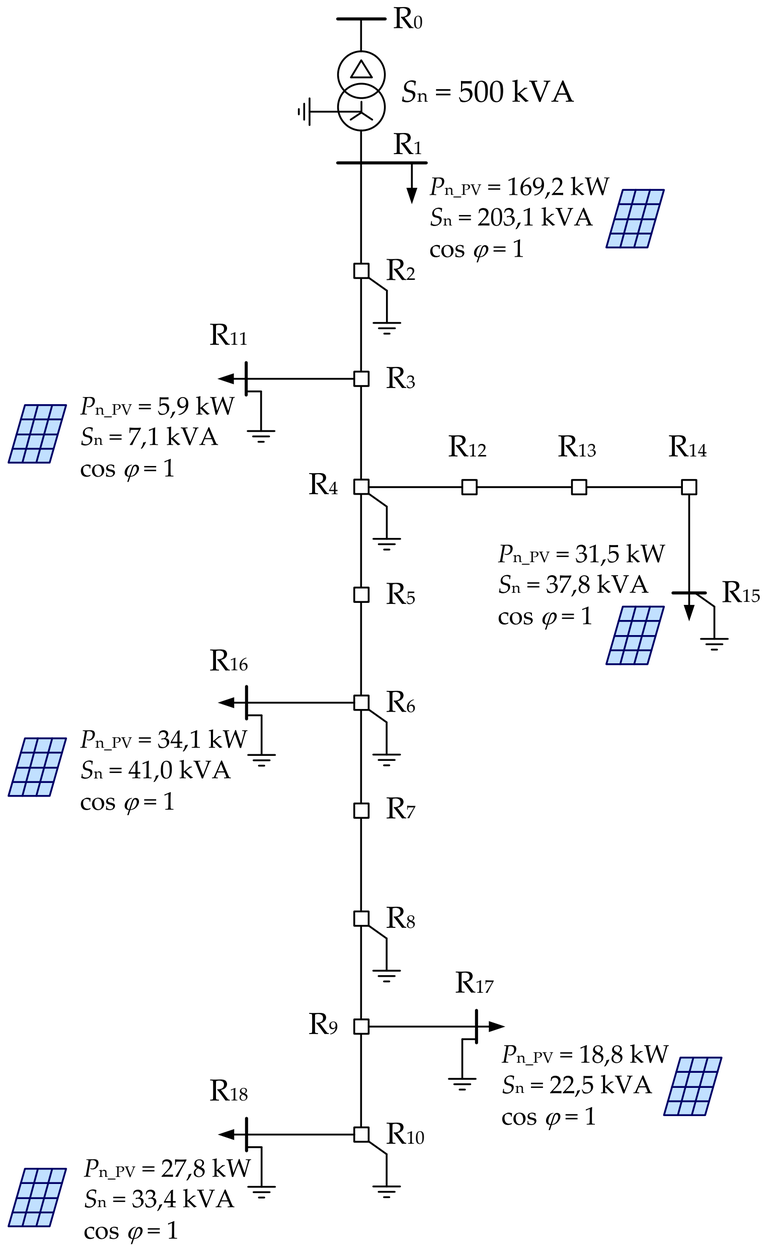


Prędkość wiatru, w m/s

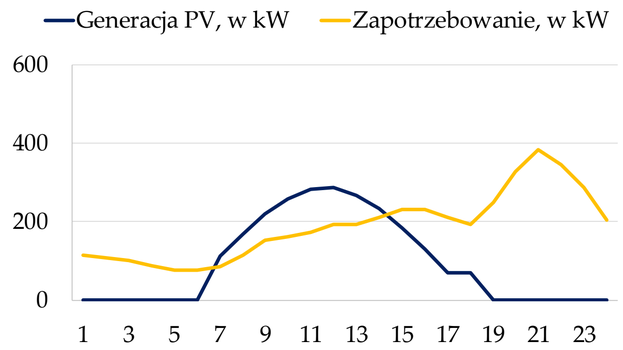


Temperatura paneli PV, w °C

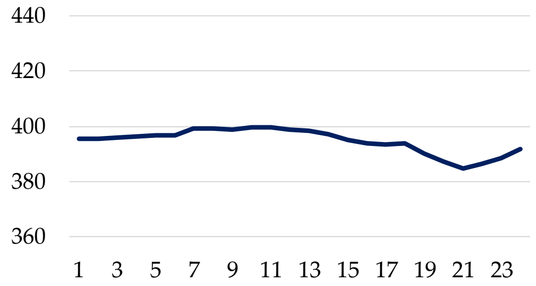


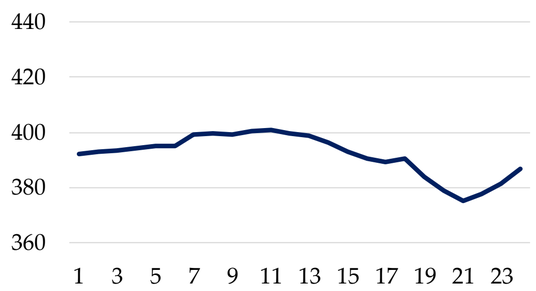


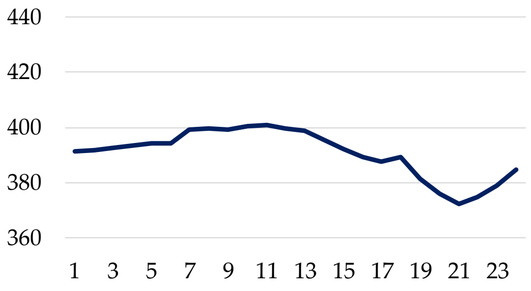
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

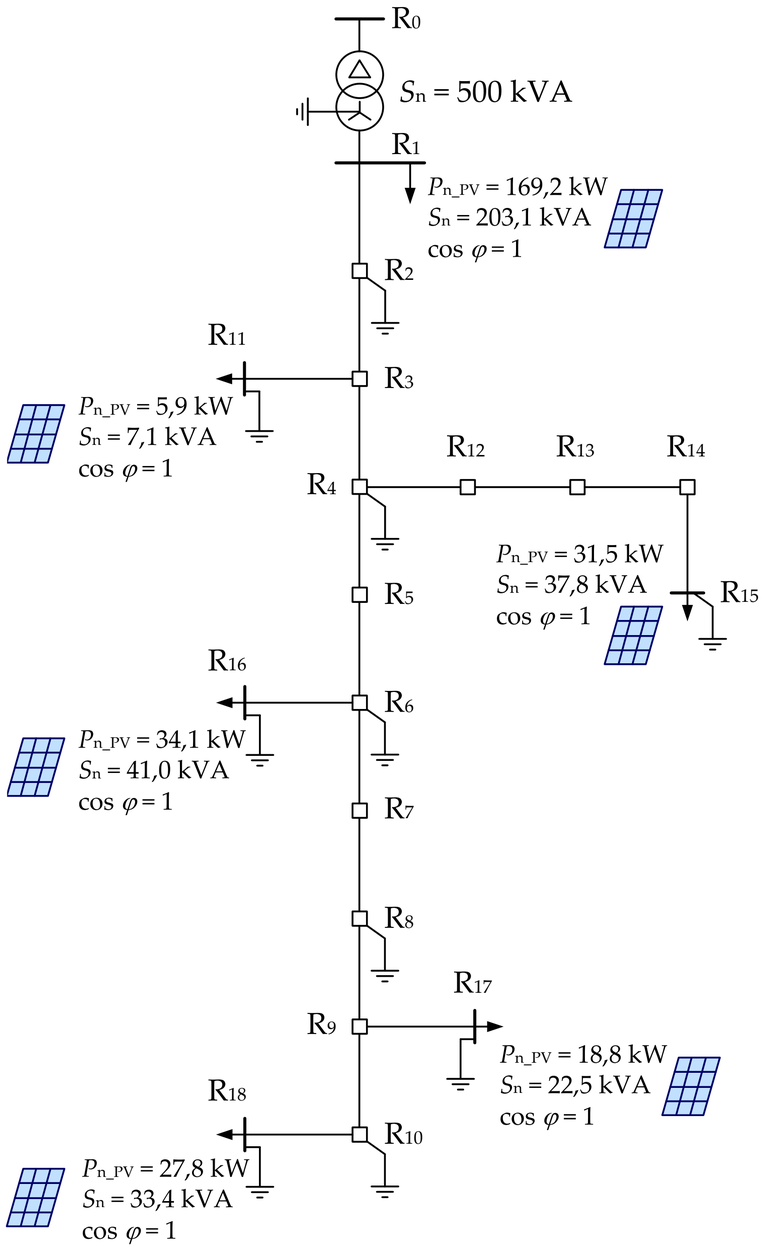


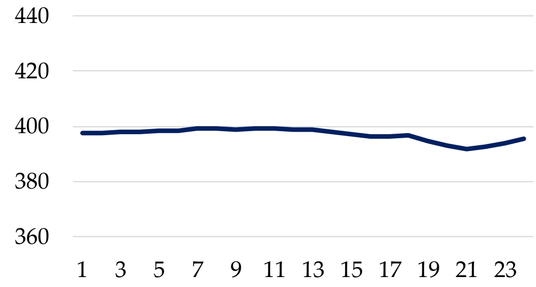
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

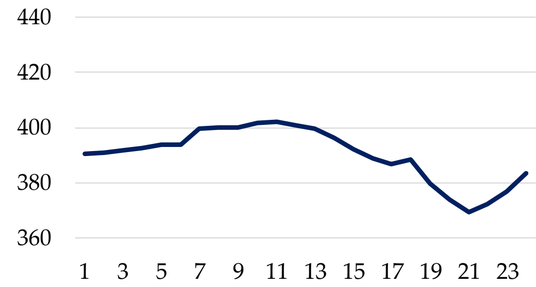


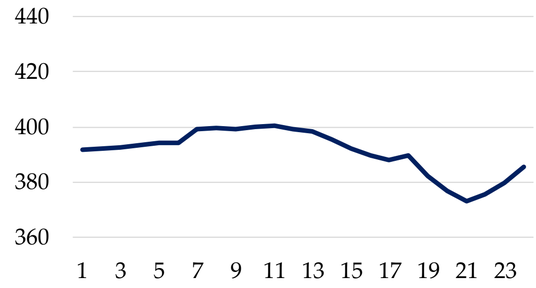




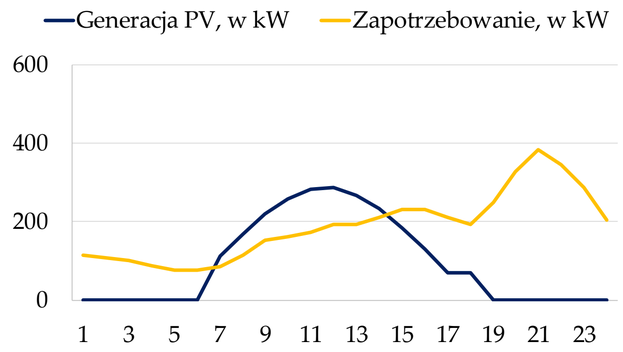




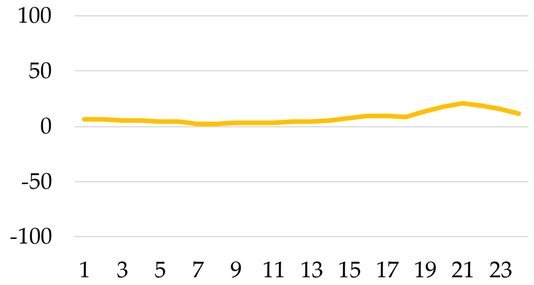


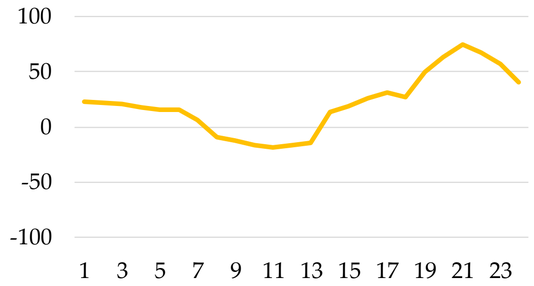


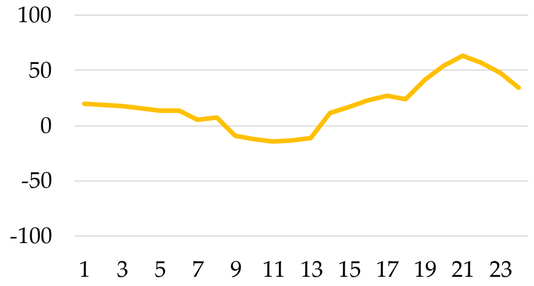
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

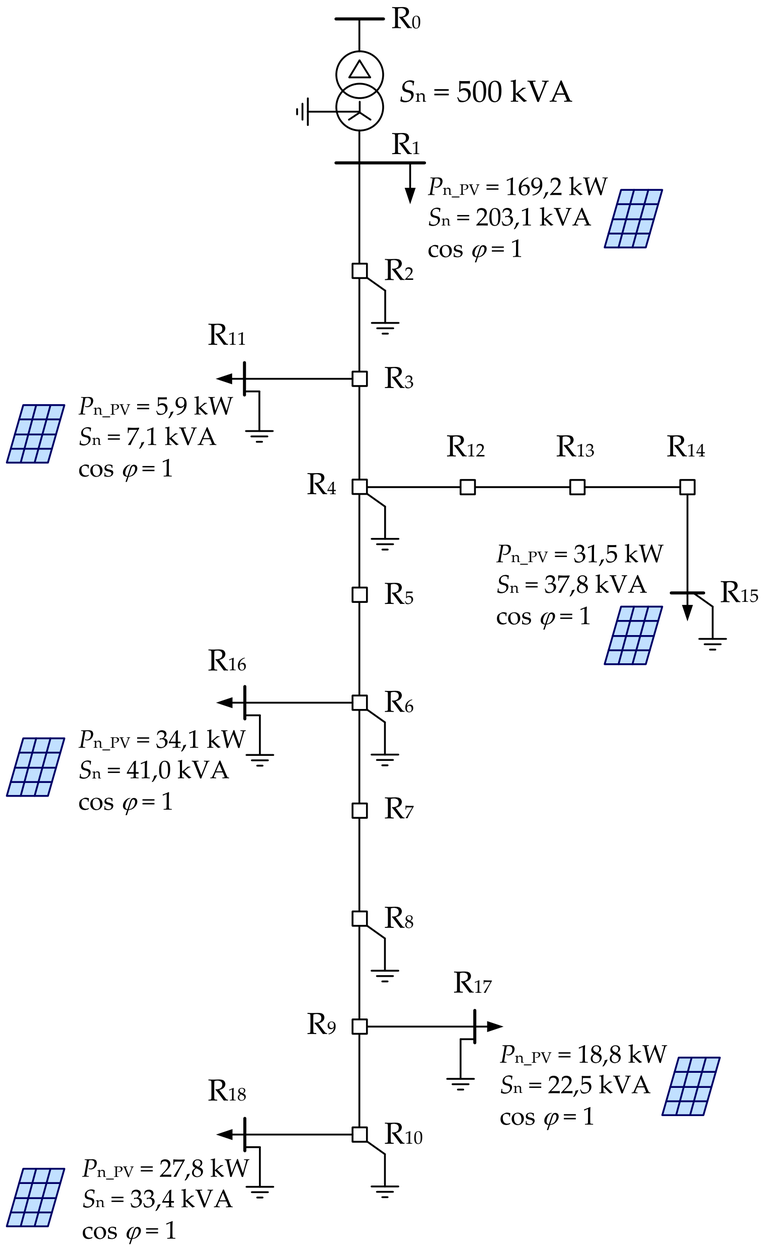


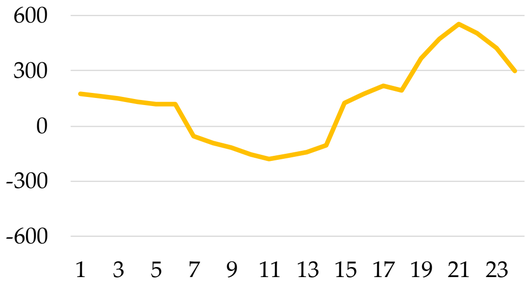
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

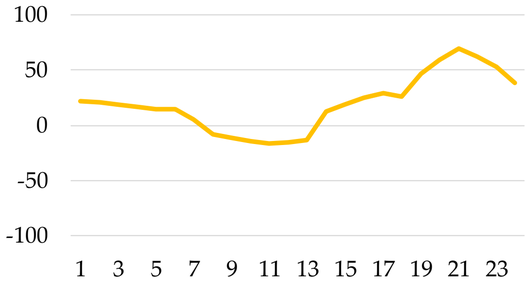


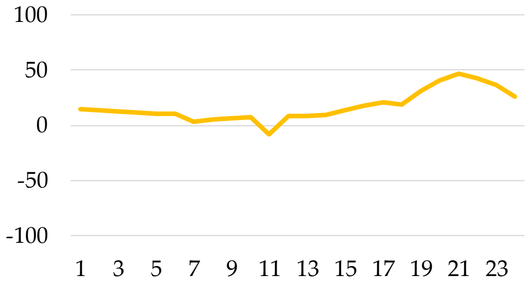












Określenie mocy zainstalowanej źródeł PV w sieci CIGRE

$$E_{r_PV} = \alpha E_r$$

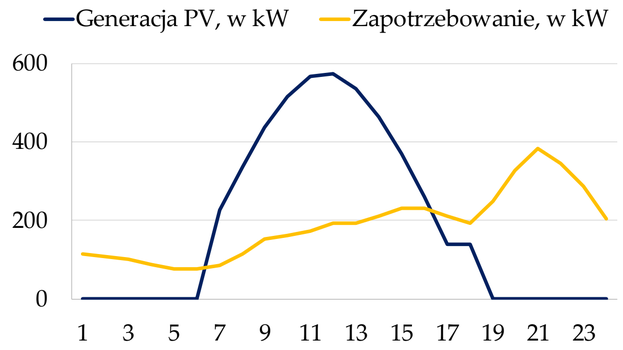
$$P_{n_PV} = \beta \frac{E_{r_PV}}{T_{z_PV}} + (1-\beta)\frac{\frac{E_{r_PV}}{1-\gamma}}{T_{z_PV}}$$

- α współczynnik nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi (roczna produkcja energii w źródłach PV/roczne zużycie energii w analizowanej sieci)
- β współczynnik autokonsumpcji (ilość energii produkowanej w źródłach PV, która zostaje zużyta przez odbiorcę w chwili jej wytworzenia)
- γ współczynnik określający ilość energii produkowanej w źródłach PV, która została utracona na skutek wymiany z siecią

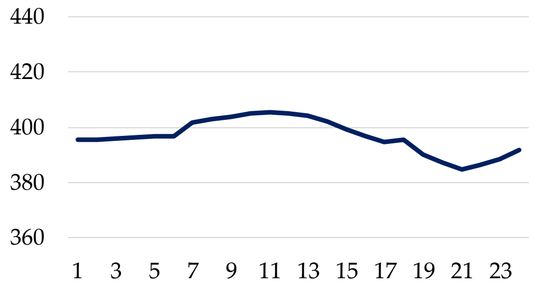
Obliczenie mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych w sieci CIGRE

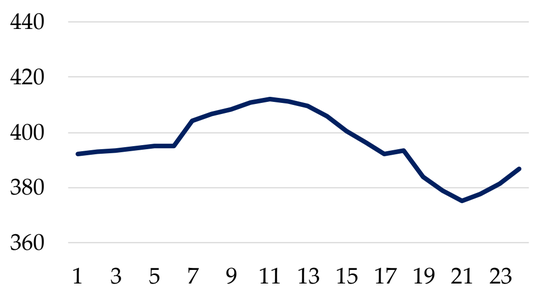
Odbiorca	E_r	α	E_{r_PV}	β	γ	T_{z_PV}	P_{n_PV}
	kWh	-	kWh	-	-	h/rok	kW
R1	570 000	0,5	285 000	0,25	0,2	1000	338,4
R11	19 950	0,5	9 975	0,25	0,2	1000	11,8
R15	106 210	0,5	53 105	0,25	0,2	1000	63,1
R16	114 950	0,5	57 475	0,25	0,2	1000	68,3
R17	63 175	0,5	31 588	0,25	0,2	1000	37,5
R18	93 765	0,5	46 883	0,25	0,2	1000	55,7
Suma	968 050	-	484 025	-	-	-	574,8

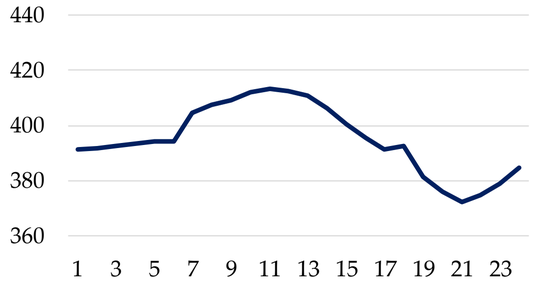
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

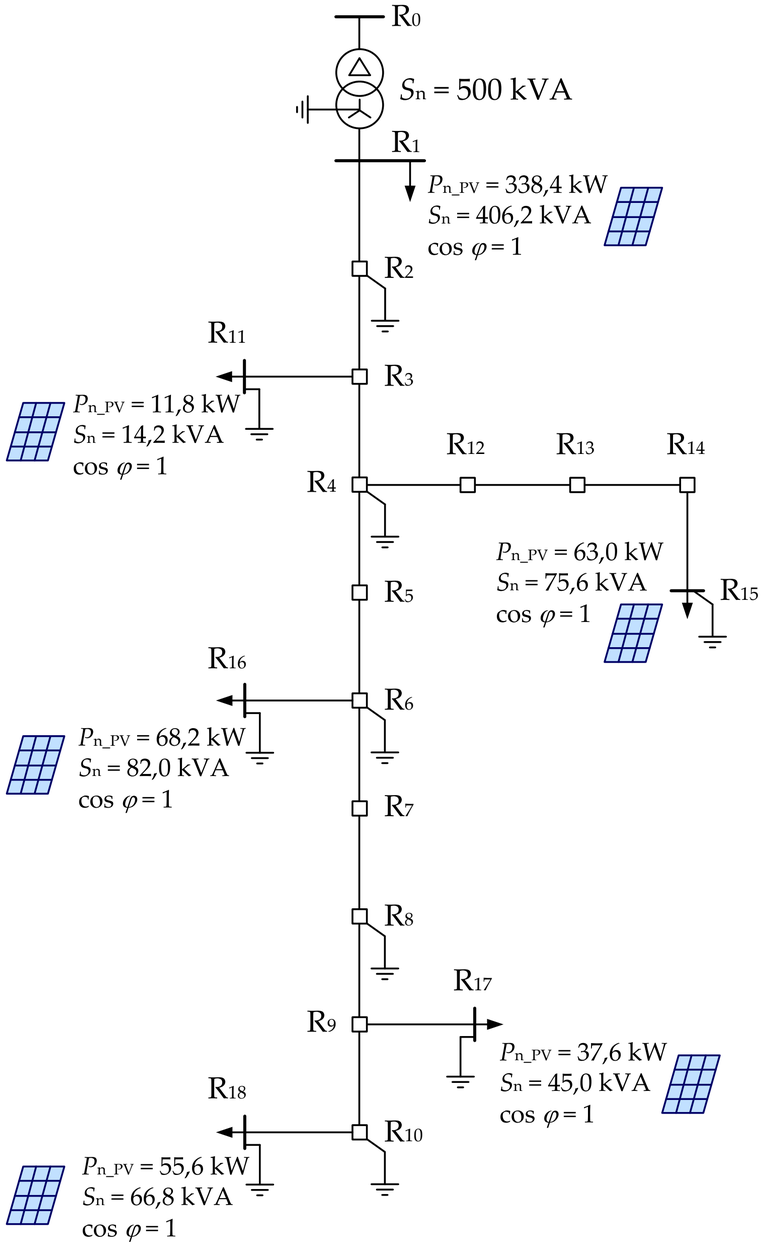


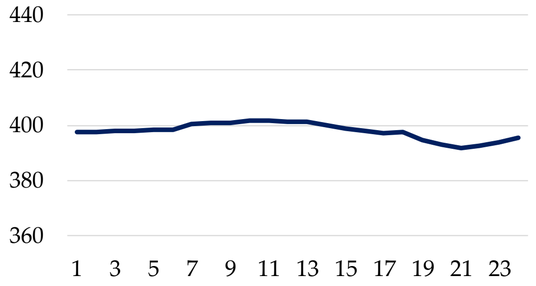
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

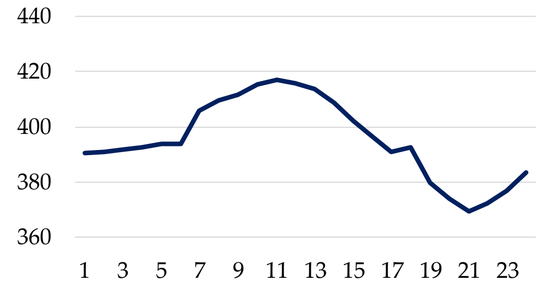


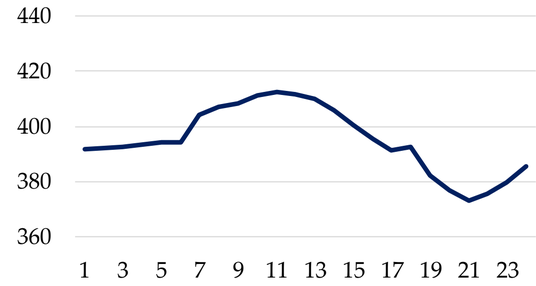




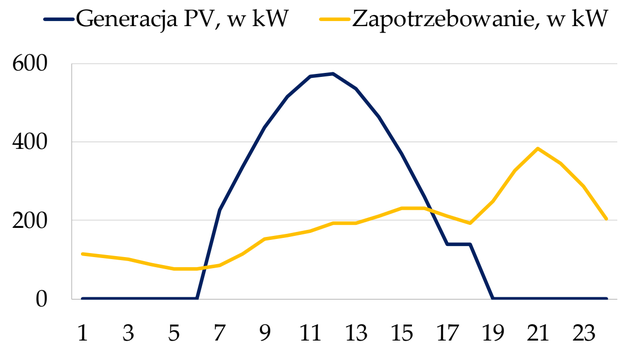




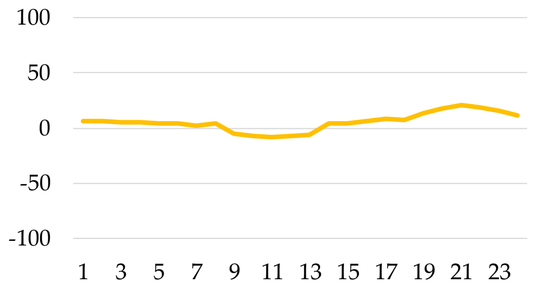


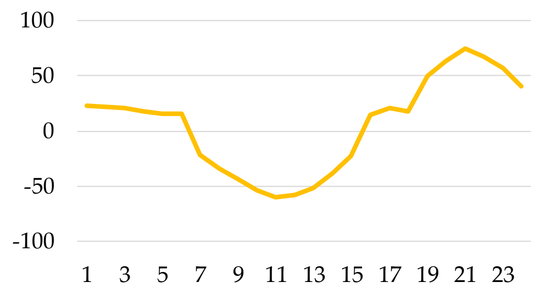


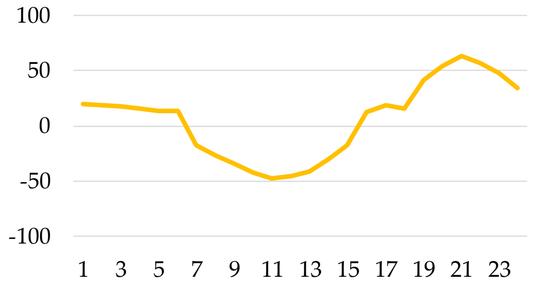
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

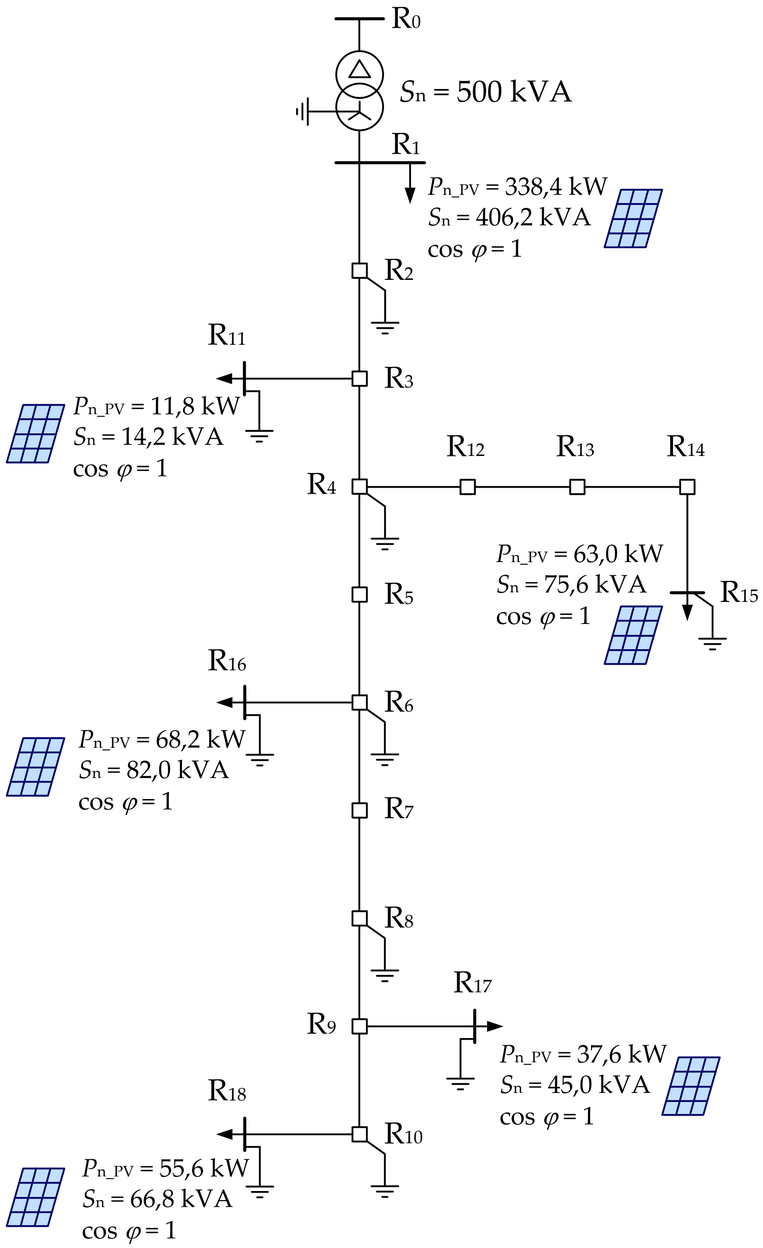


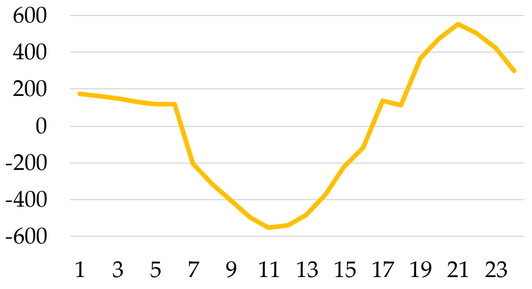
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

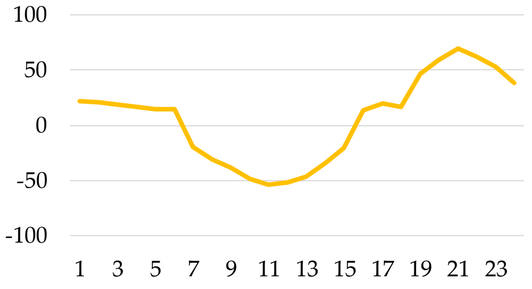


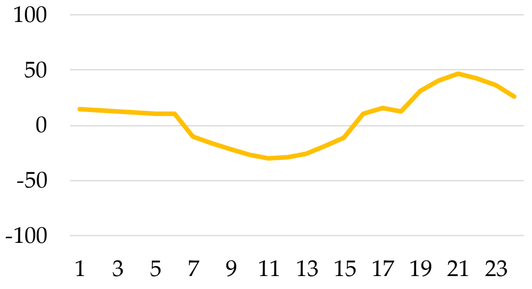




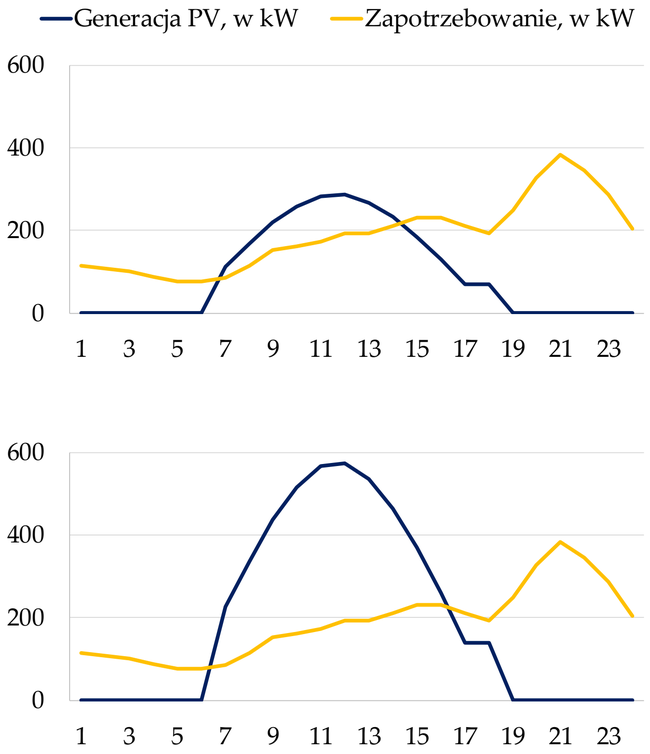






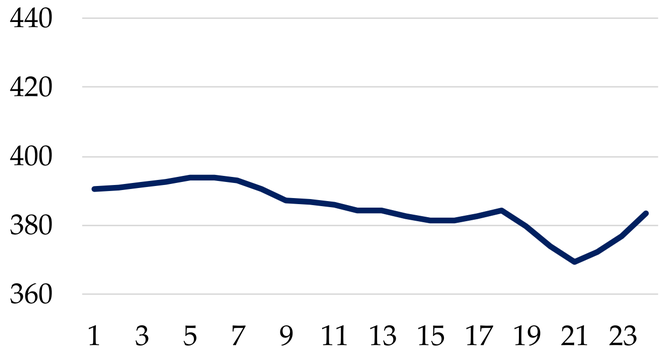


Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie

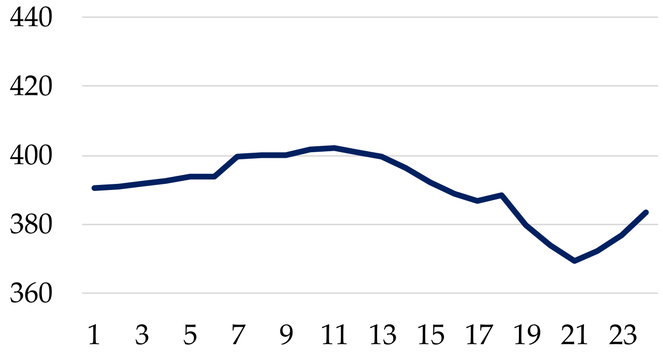


Napięcia w węźle R15, w V

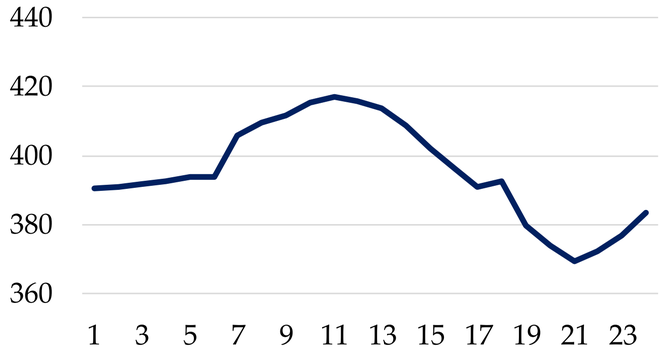
$\alpha = 0\%$



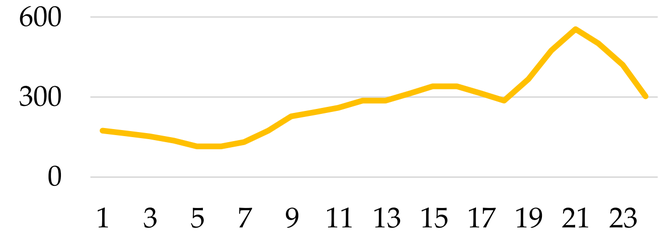
$\alpha = 25\%$

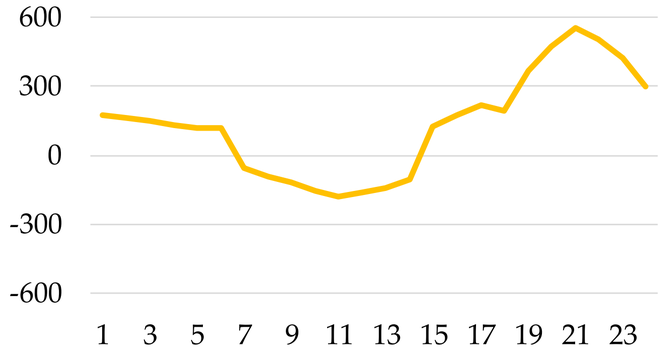


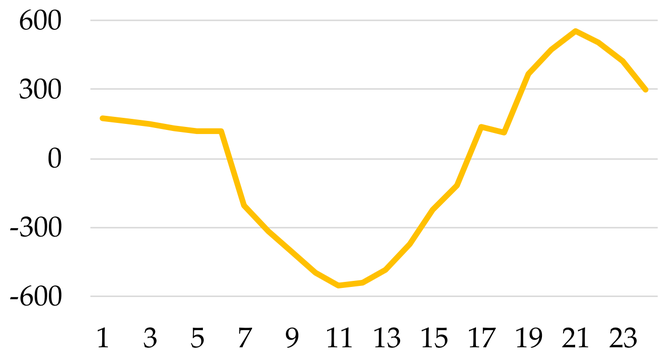
$\alpha = 50\%$



Prądy po stronie nN transformatora, w A







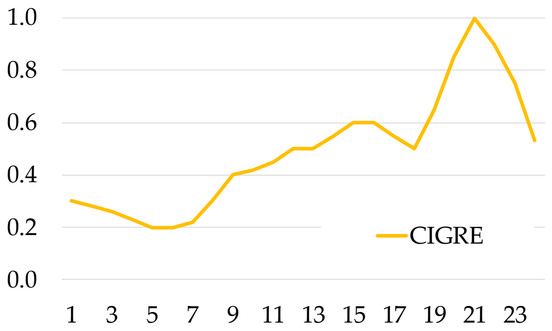
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – losowanie obciążeń dobowych

S_{max}, w kVA			
R1_L1	88,5	R16_L1	21,0
R1_L2	71,3	R16_L2	17,4
R1_L3	80,4	R16_L3	19,7
R11_L1	6,9	R17_L1	15,1
R11_L2	5,2	R17_L2	15,9
R11_L3	6,9	R17_L3	15,2
R15_L1	20,6	R18_L1	19,0
R15_L2	19,0	R18_L2	22,7
R15_L3	26,1	R18_L3	18,1

Obciążenie szczytowe:

- CIGRE:
  S_{max} = 404 kVA
- Losowanie:
  S_{max} = 401 kVA

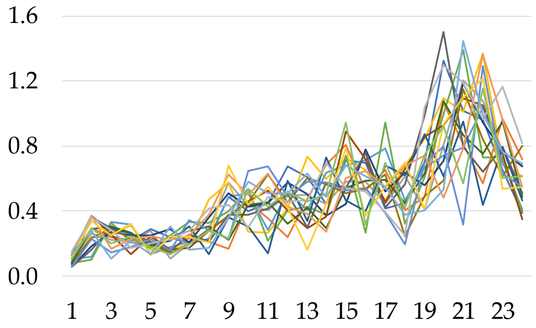
Wartość średnia:

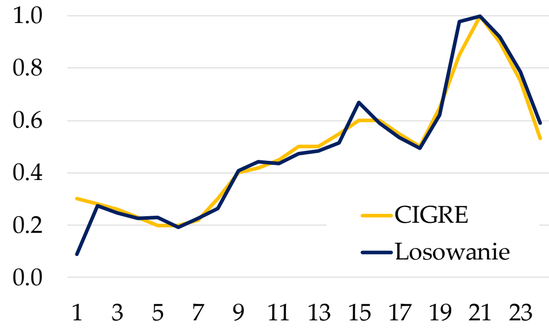


Współczynnik zmienności

Odchylenie standardowe = wartość średnia · współczynnik zmienności

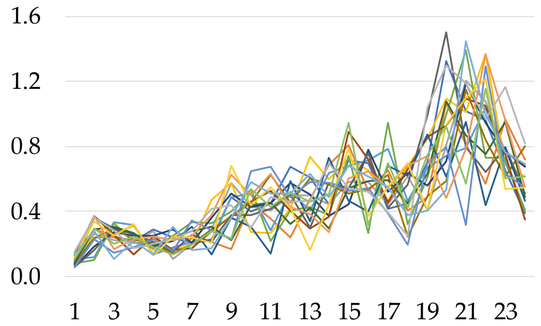
Generator liczb losowych o rozkładzie normalnym

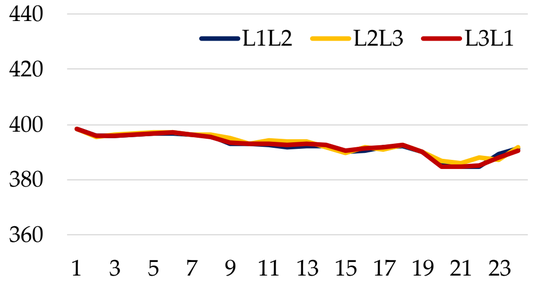


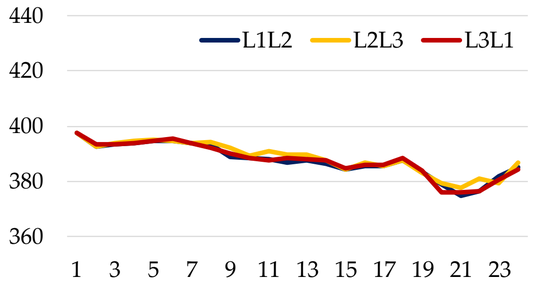


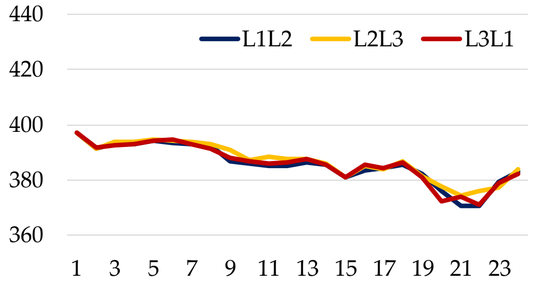
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

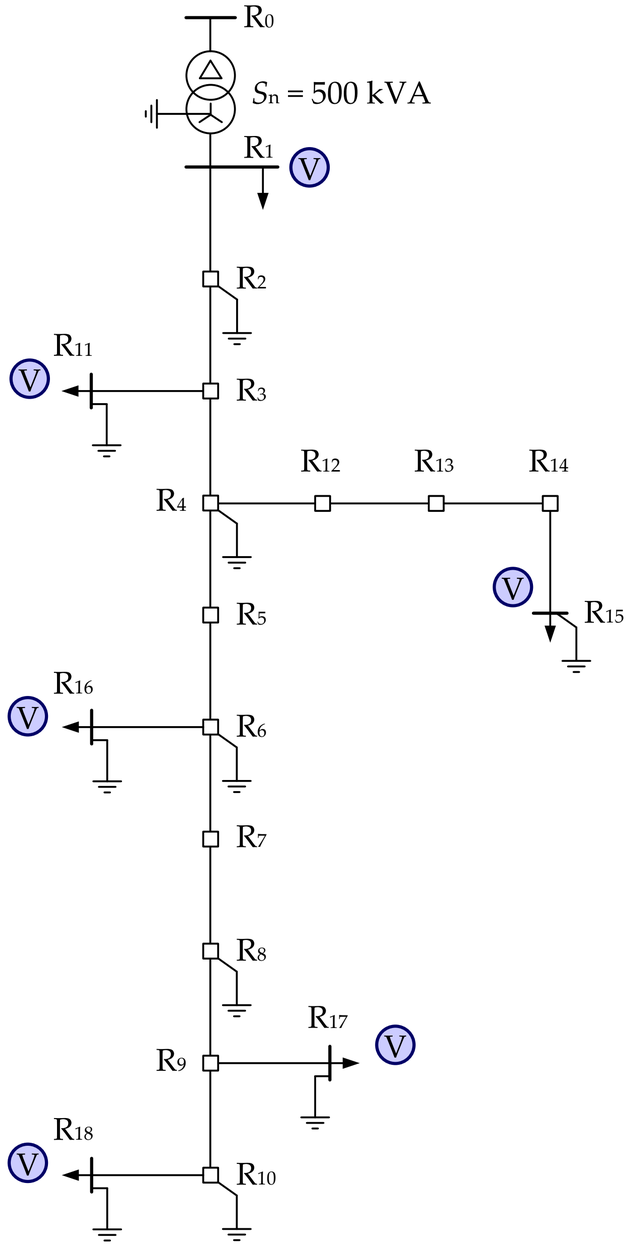
Niesymetryczne (wygenerowane losowo) obciążenia poszczególnych faz węzłów odbiorczych.

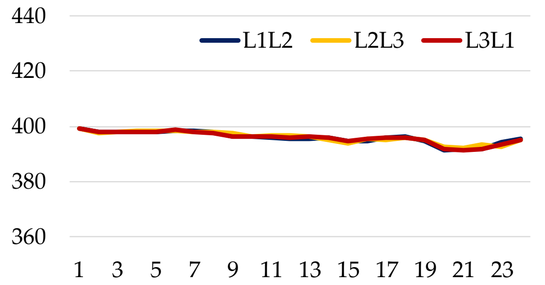


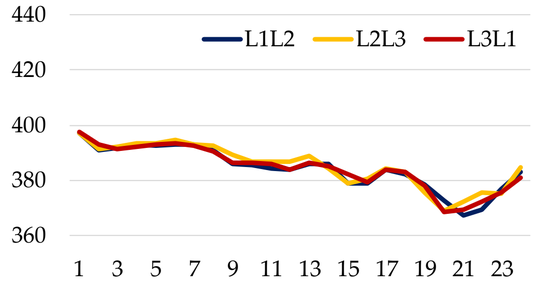


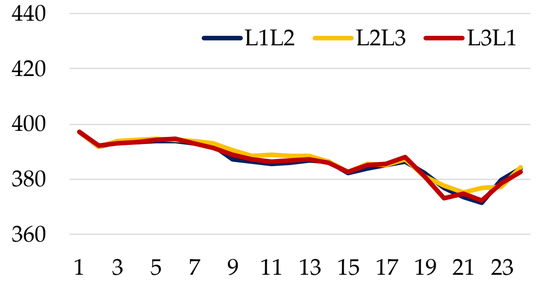






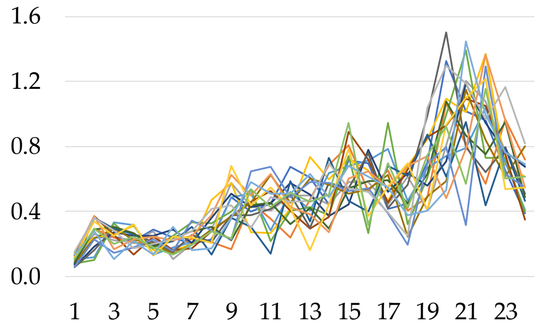


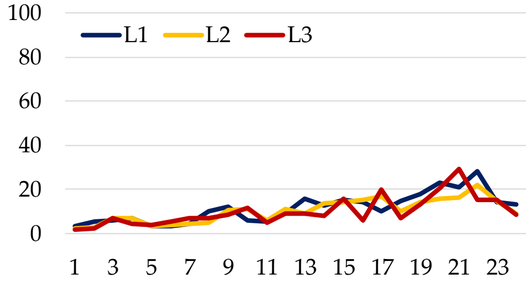


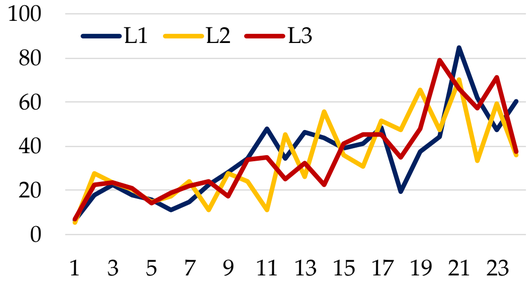


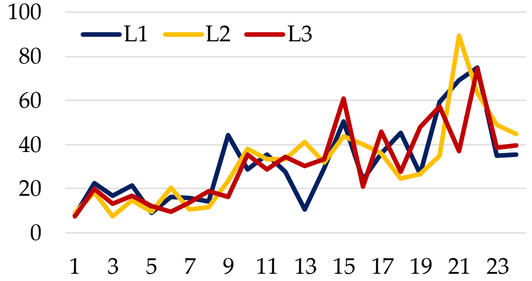
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

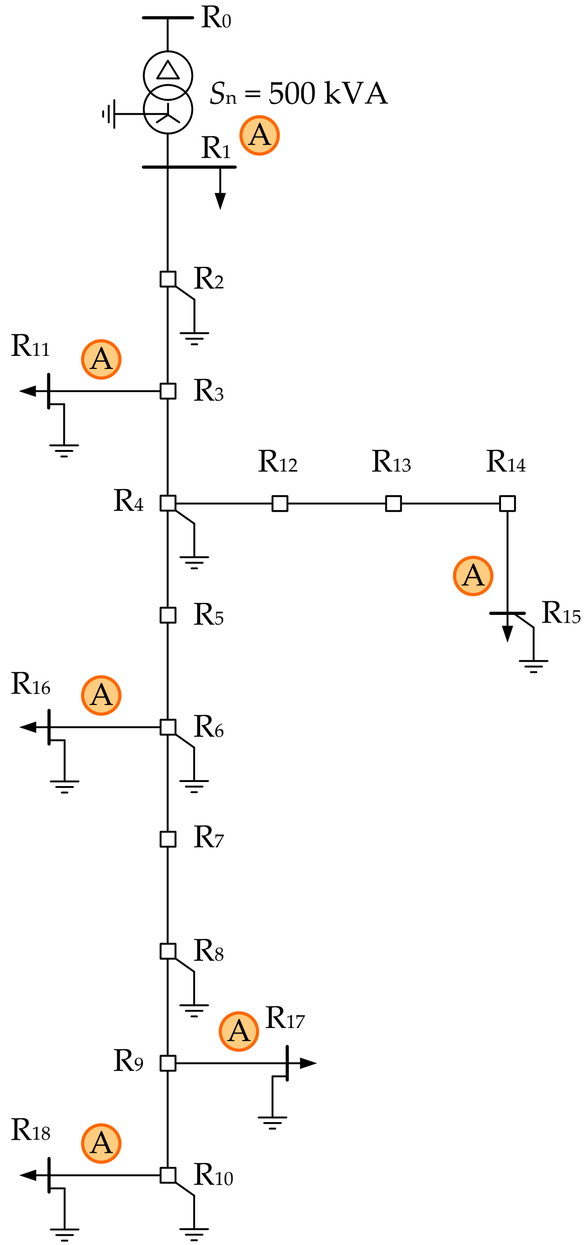
Niesymetryczne (wygenerowane losowo) obciążenia poszczególnych faz węzłów odbiorczych.

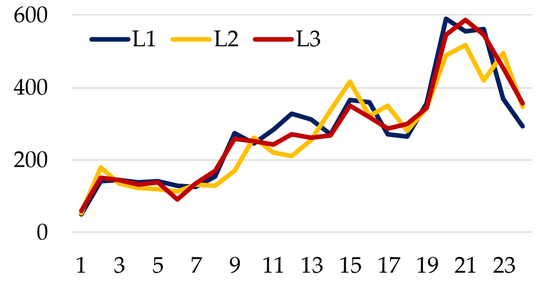


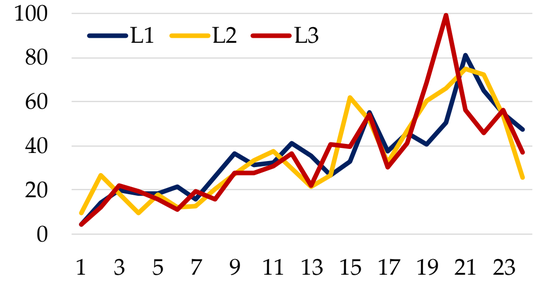


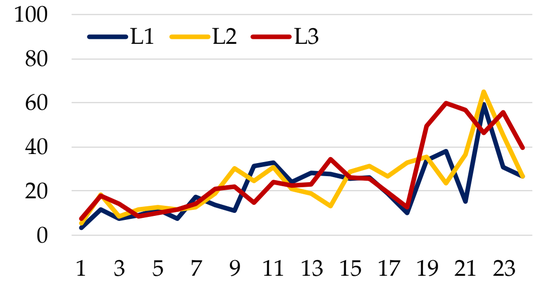








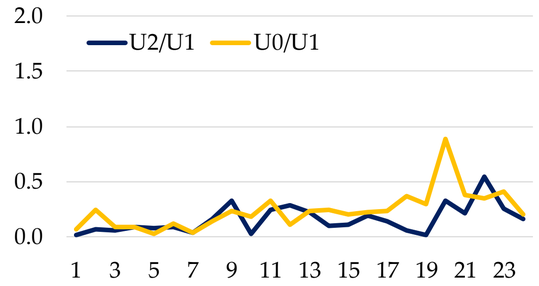


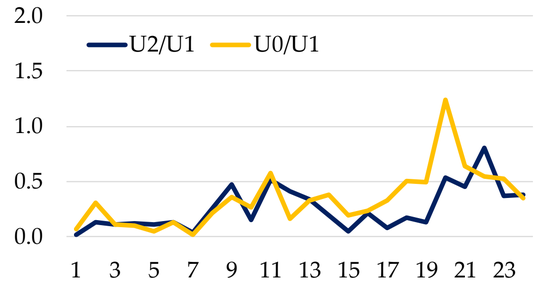


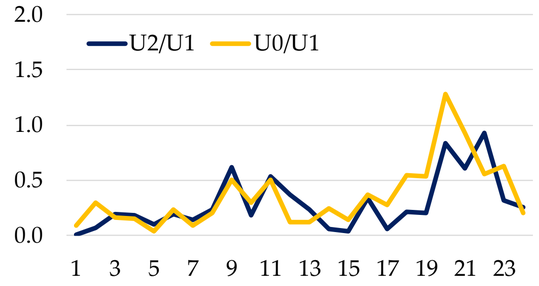
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

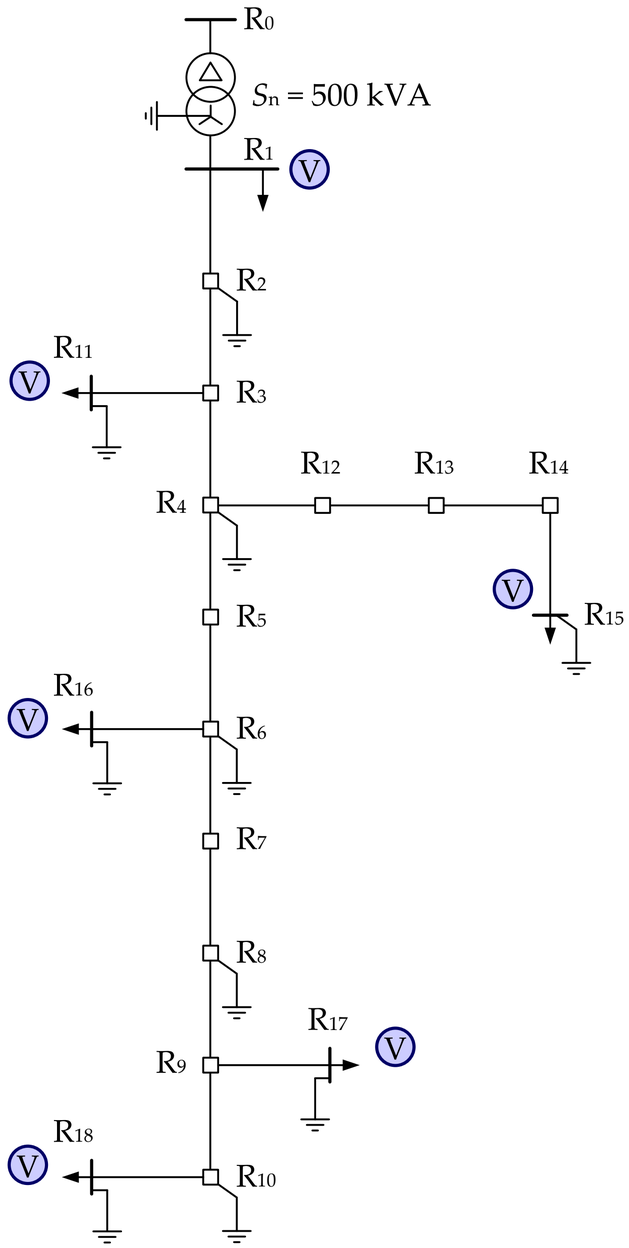
$$\alpha_{u2} = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$$

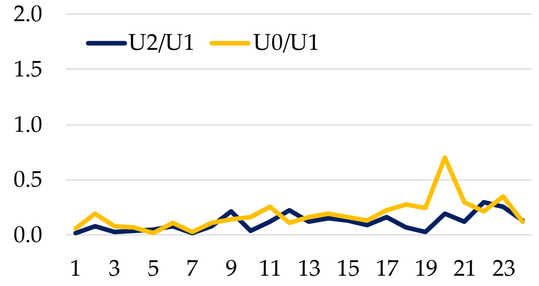
$$\alpha_{u0} = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100\%$$

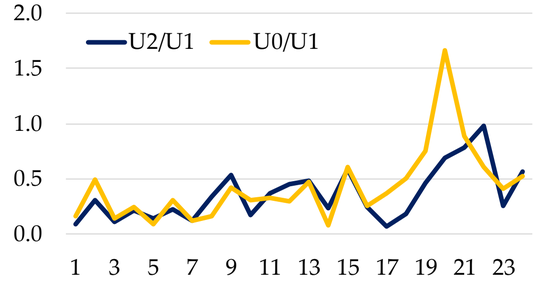


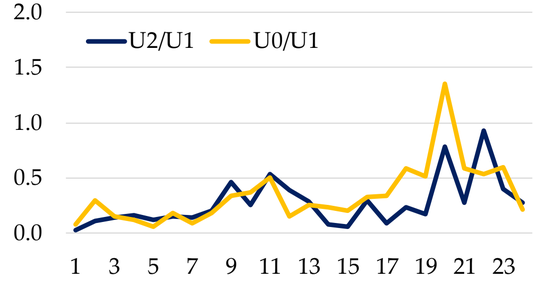




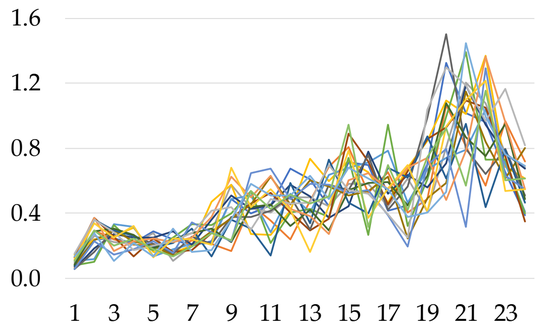




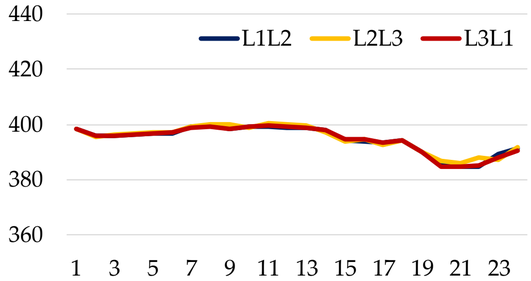


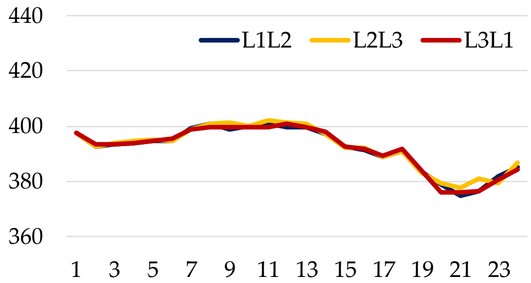


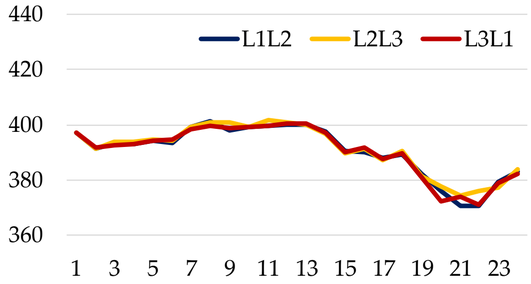
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

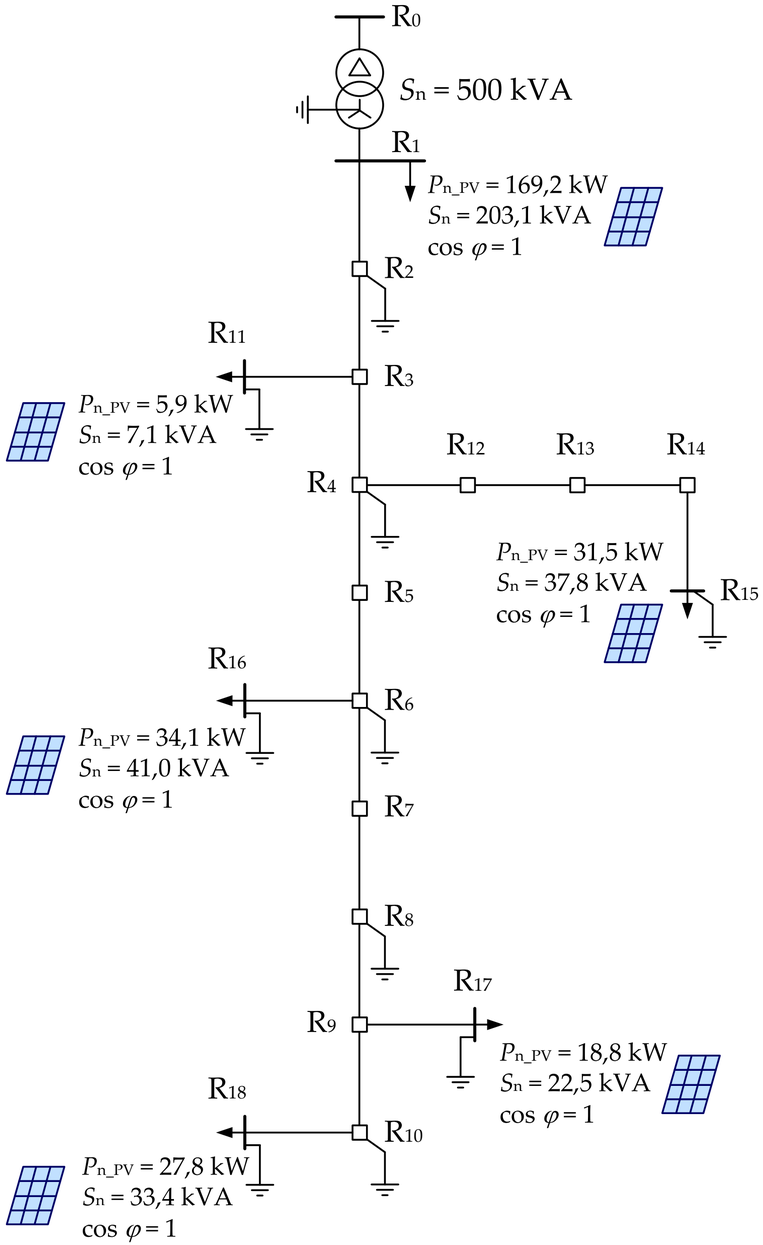


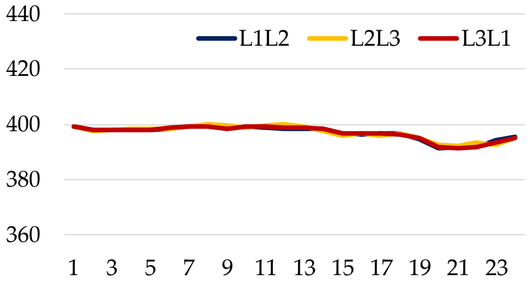
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

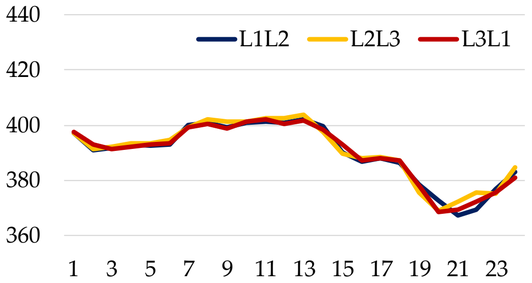


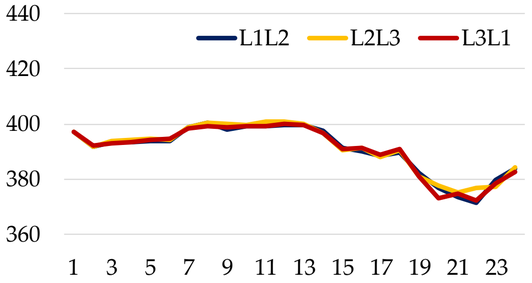




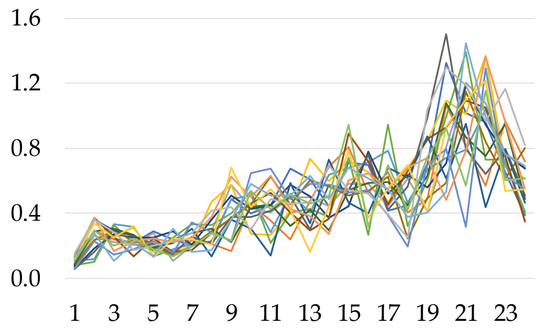




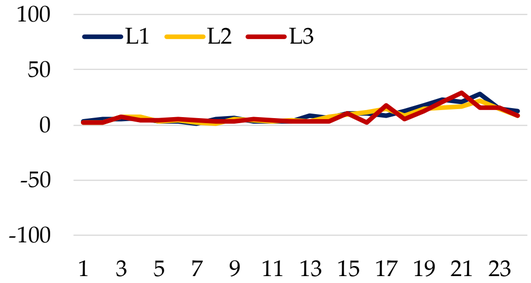


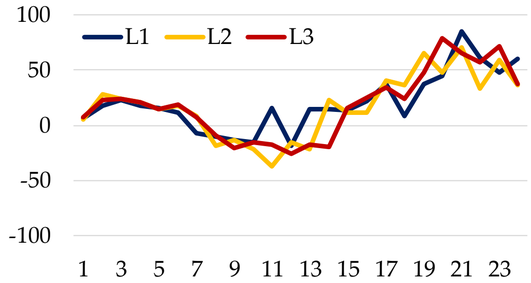


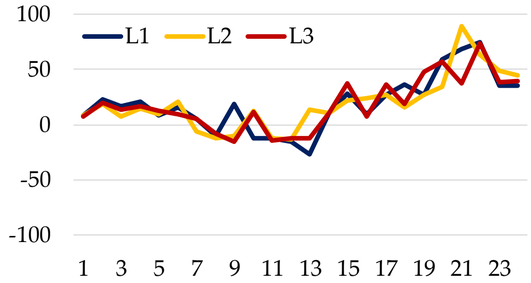
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

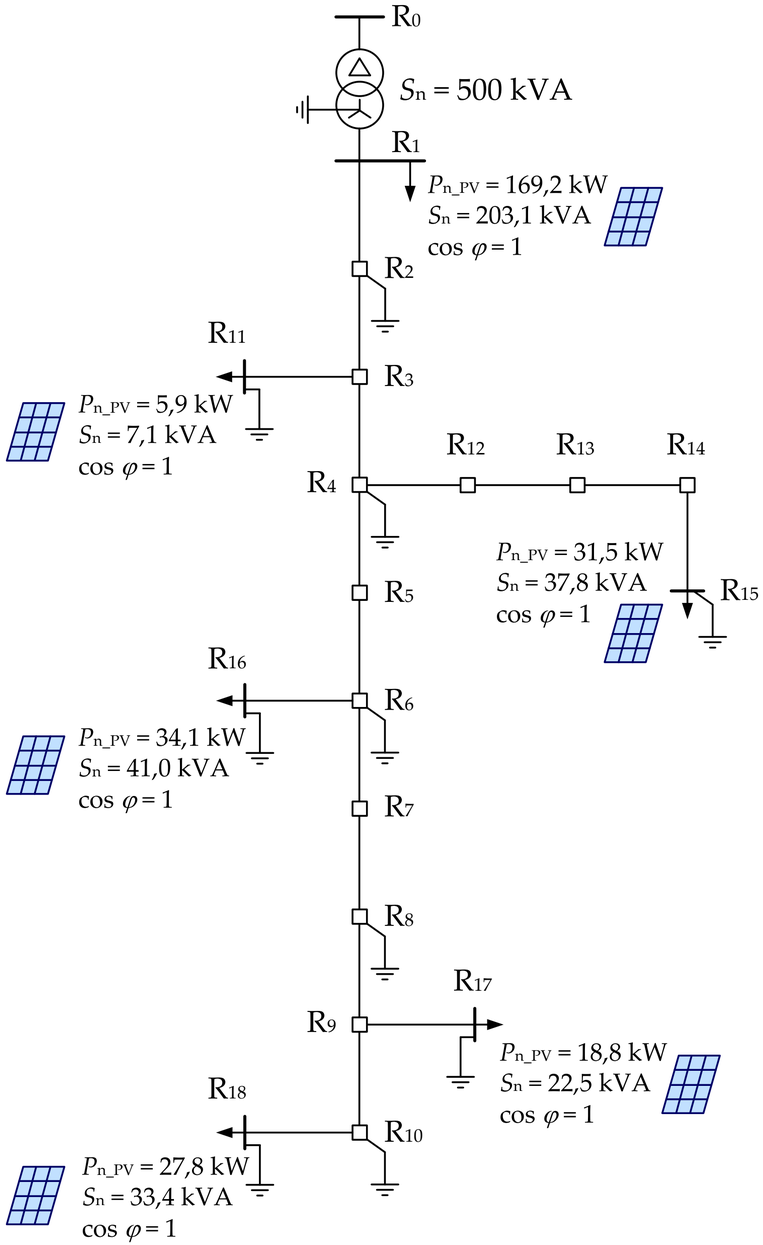


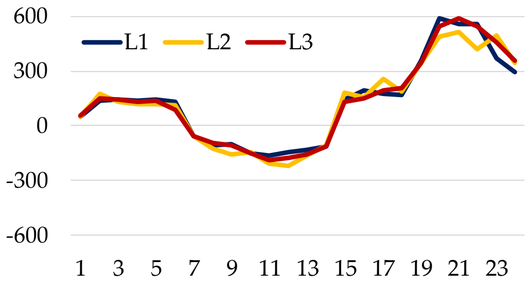
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

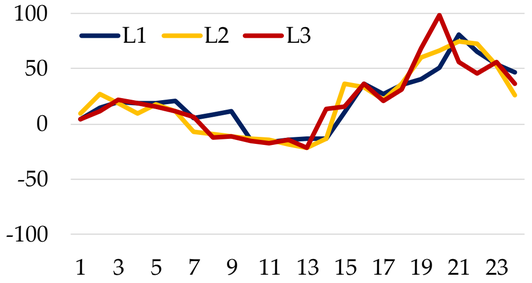


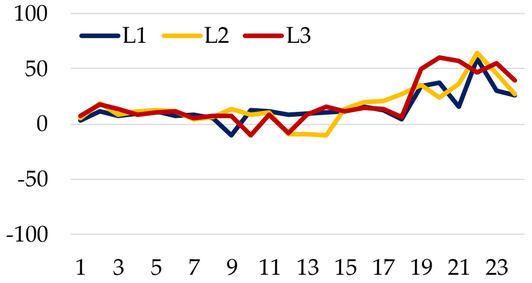




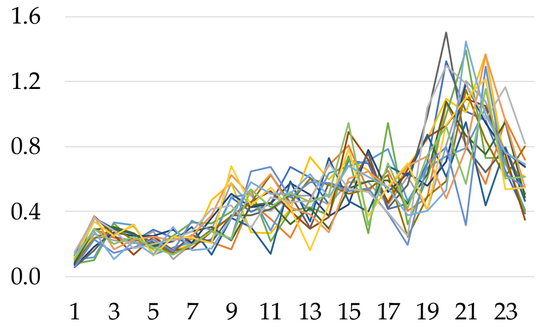




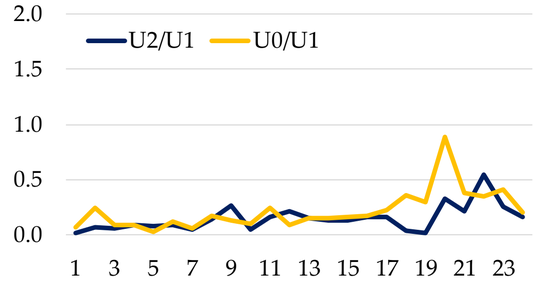


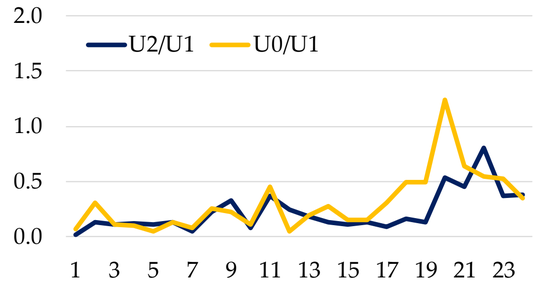


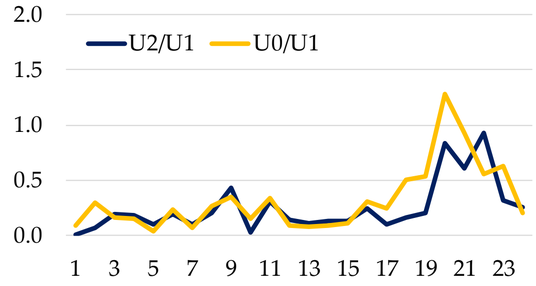
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

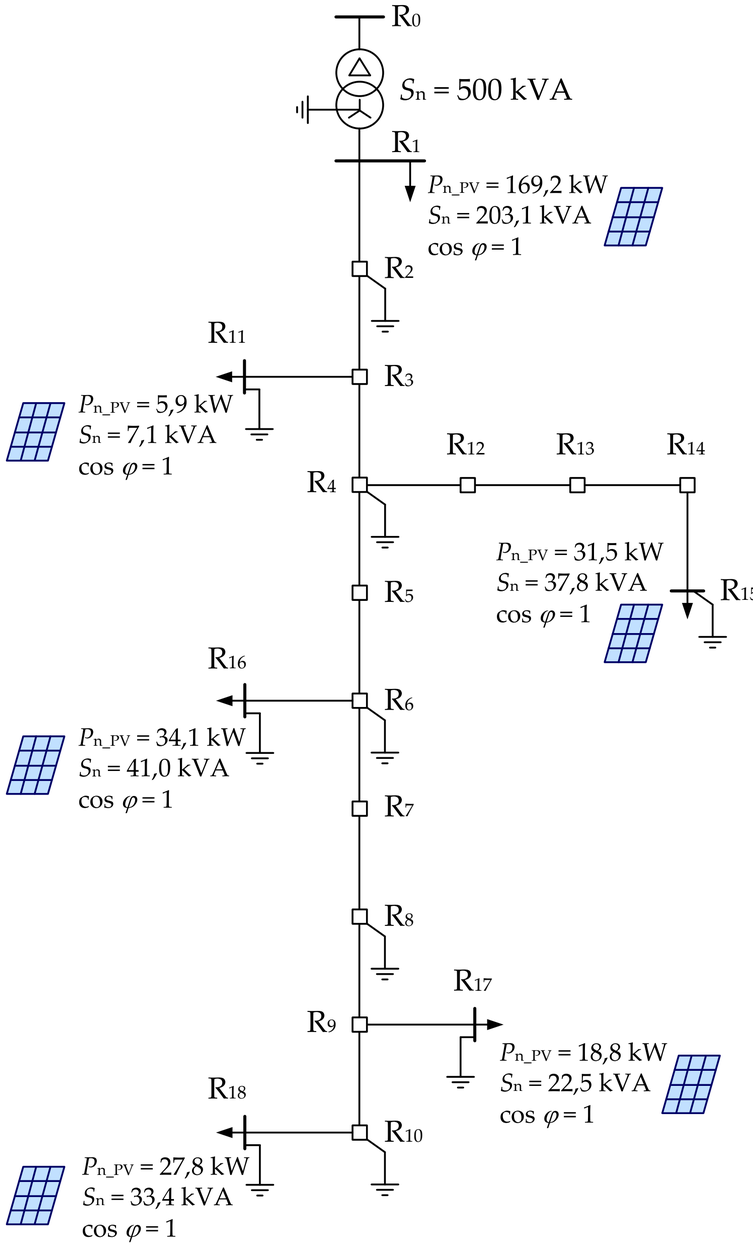


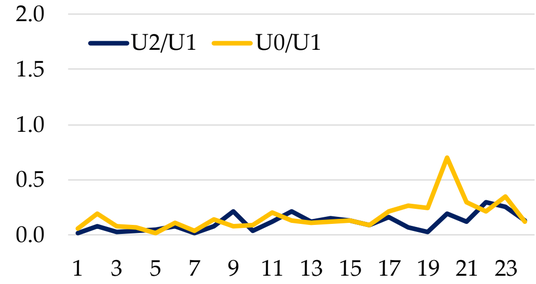
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

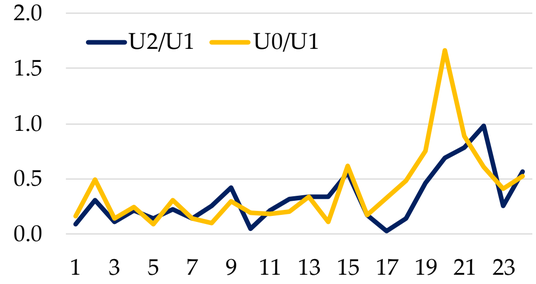


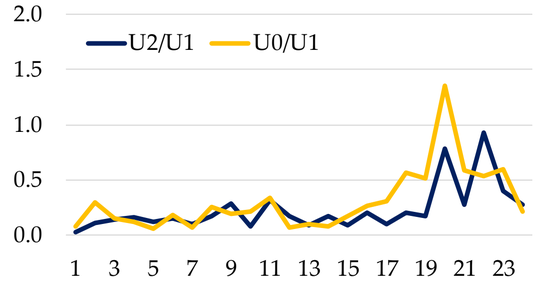




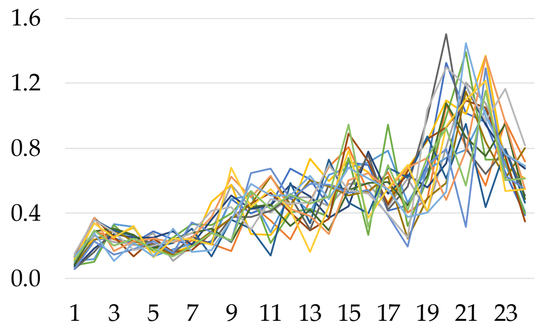




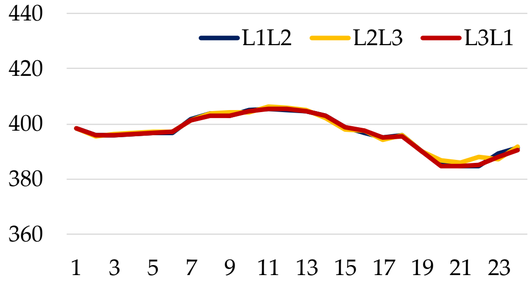


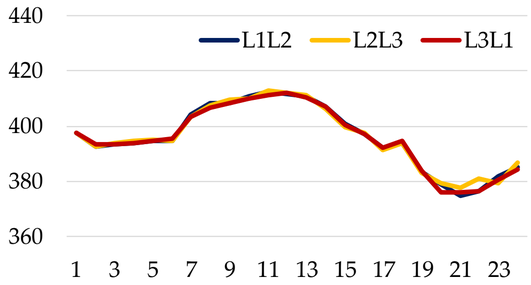


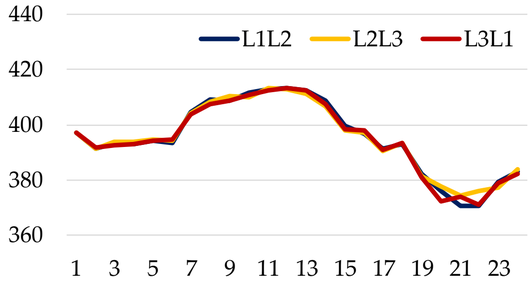
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

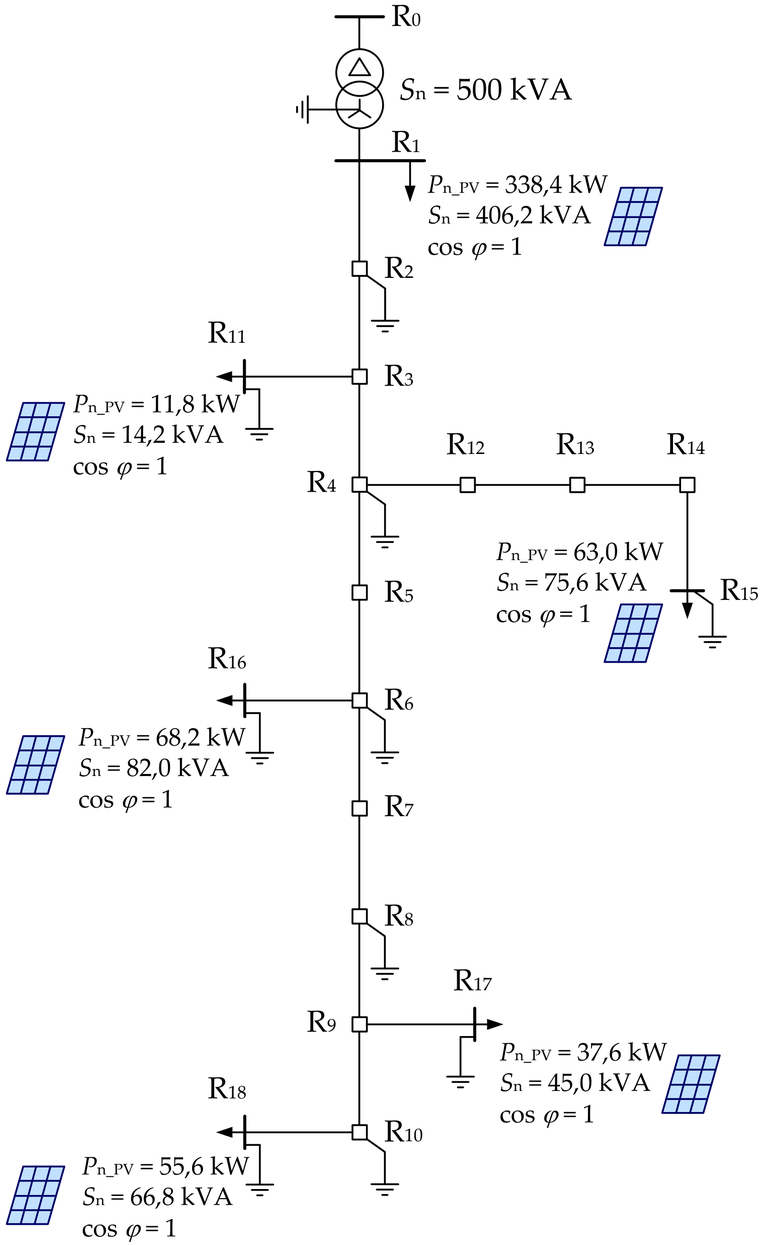


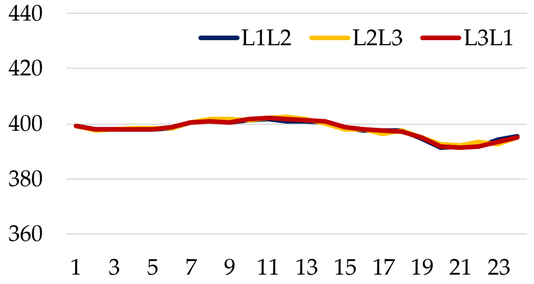
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

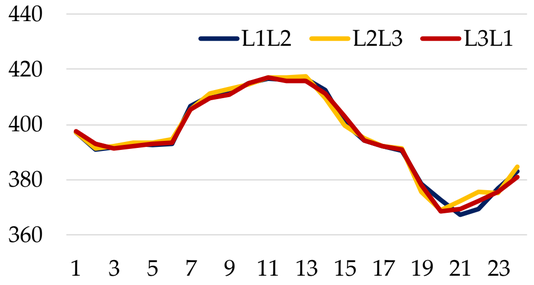


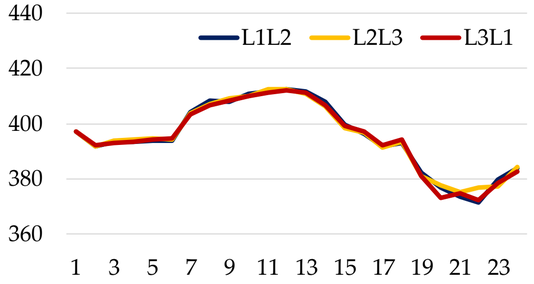




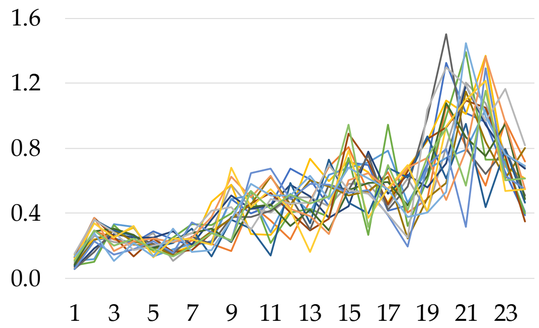




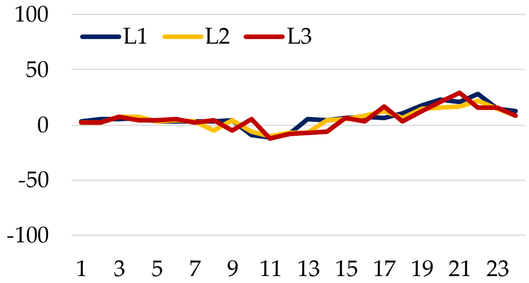


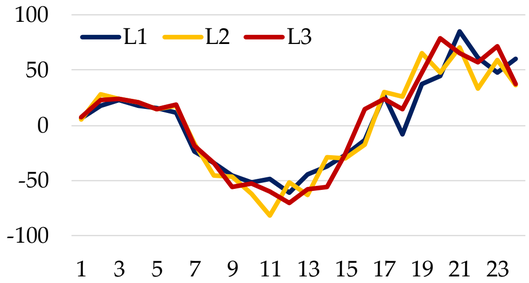


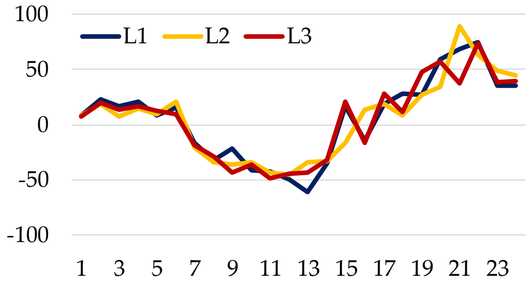
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

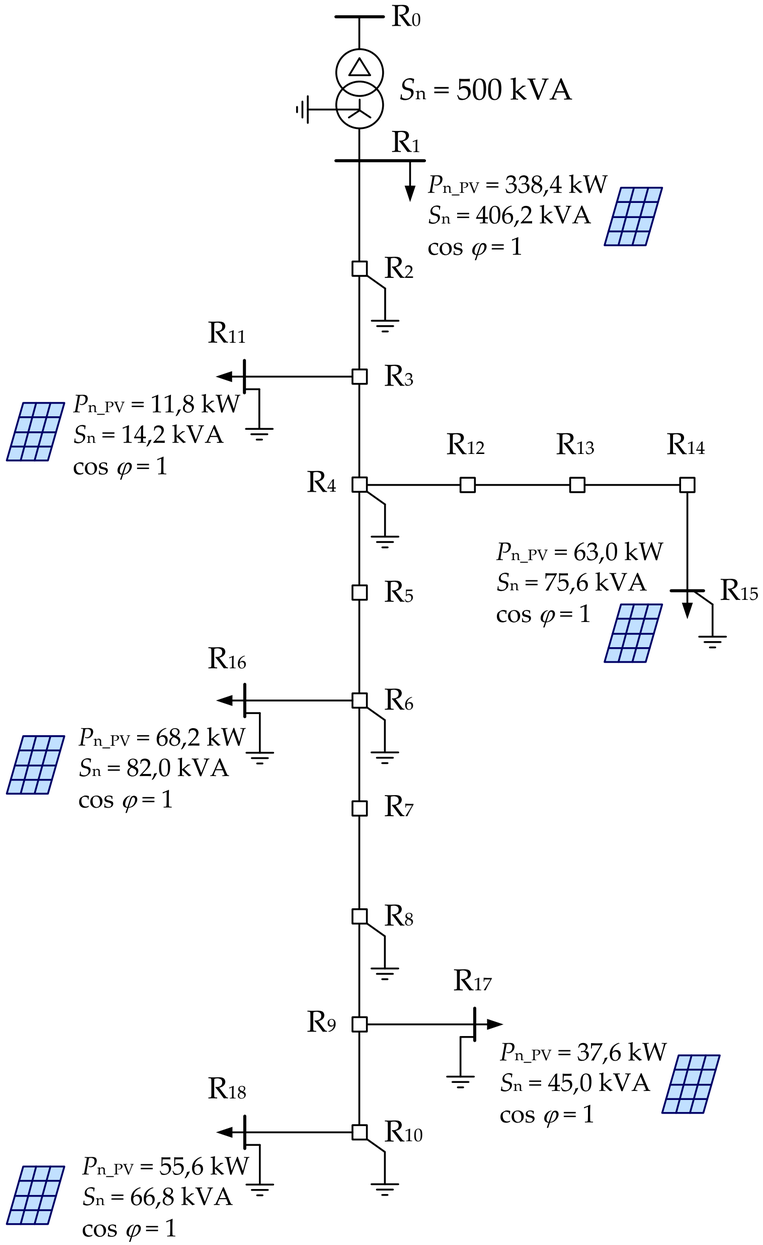


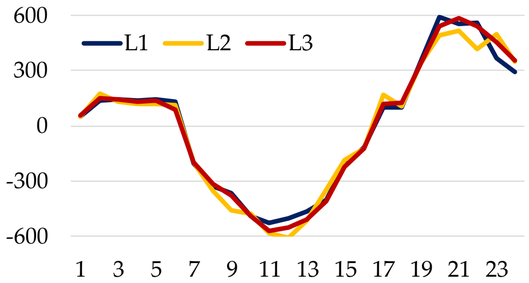
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

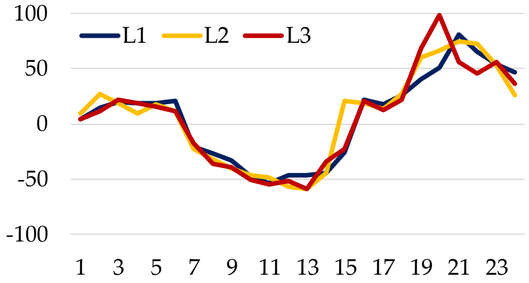


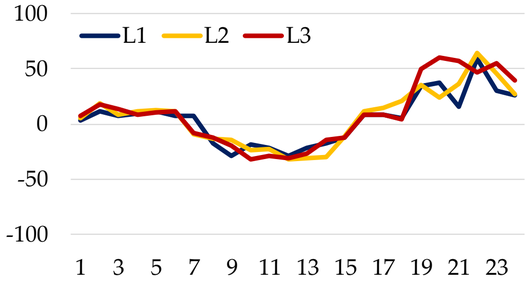




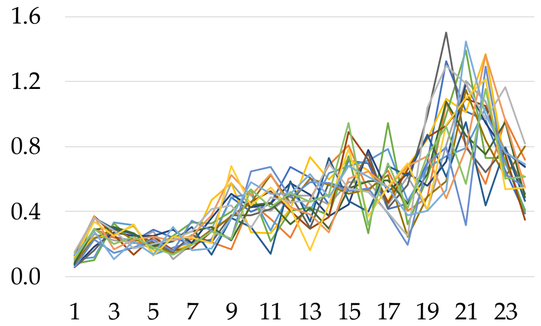




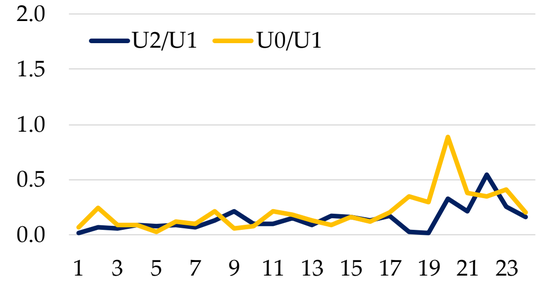


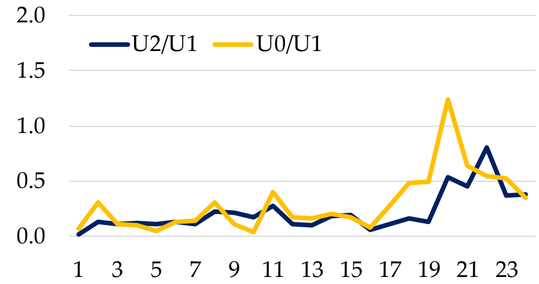


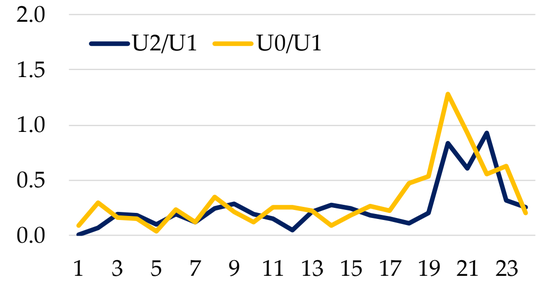
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

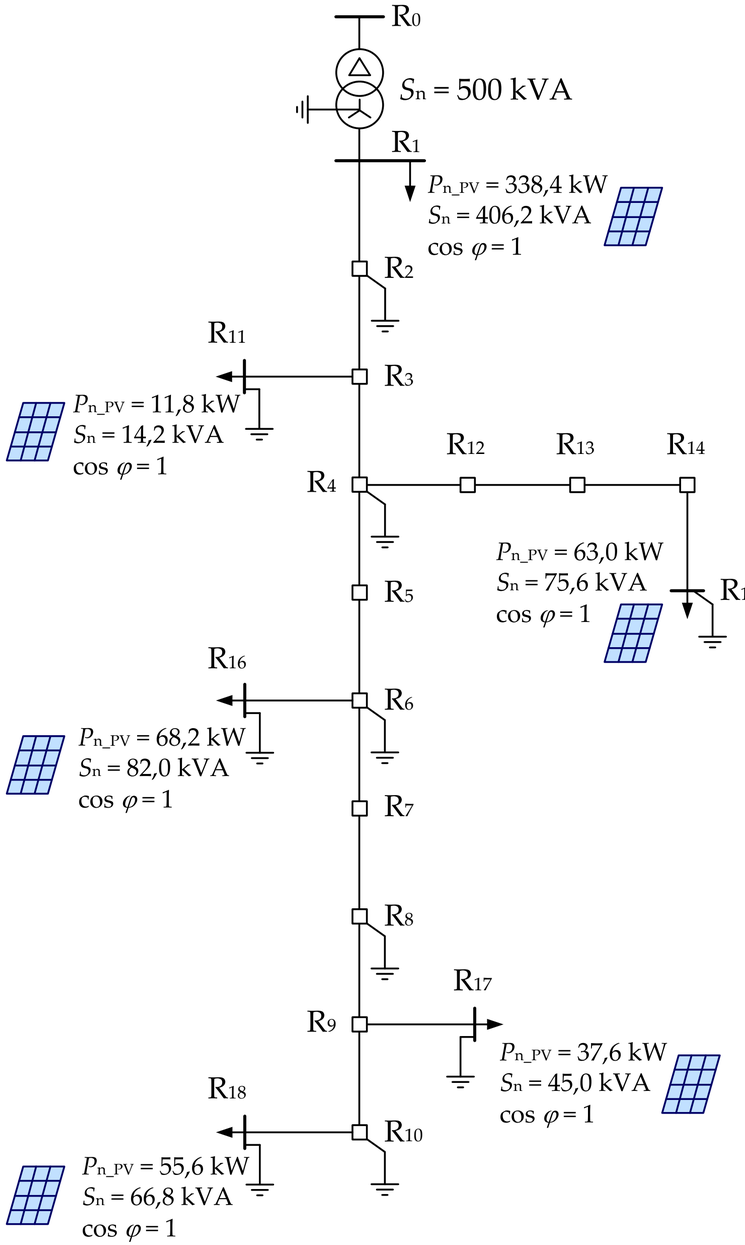


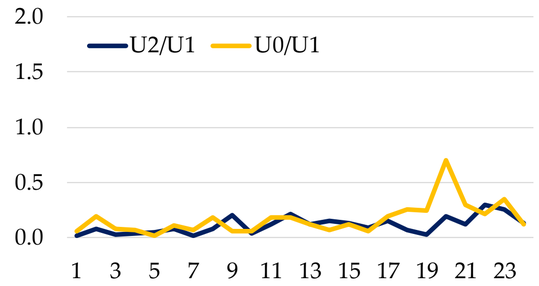
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

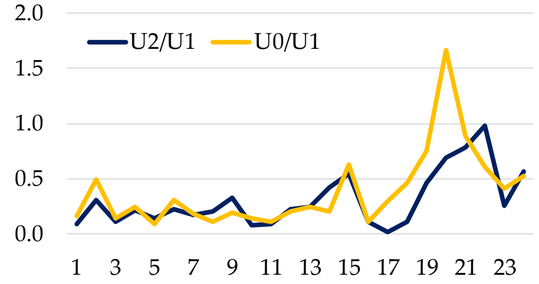


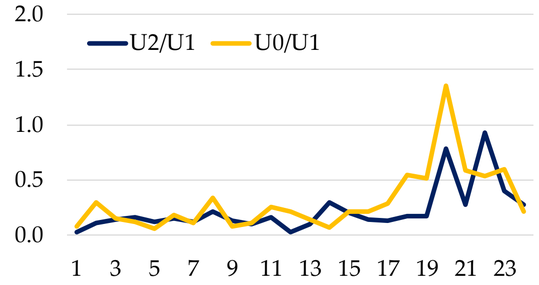










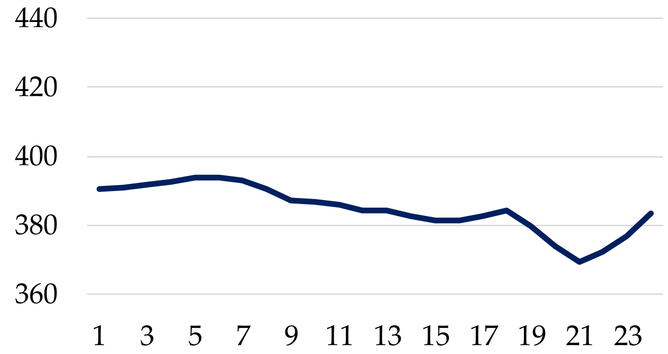


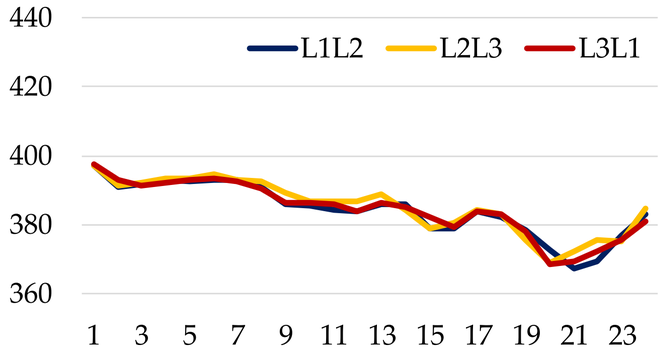
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie napięć w węźle R15 (napięcia w V)

Symetria obciążeń

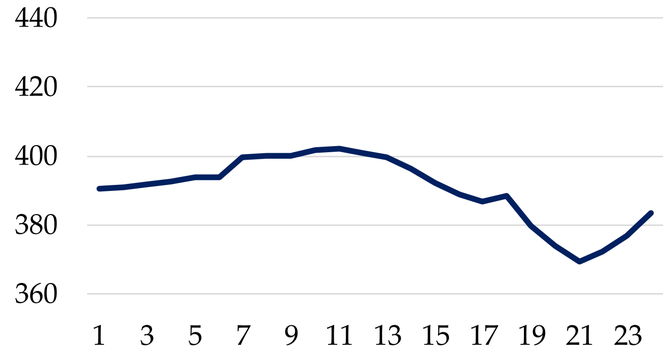
Niesymetria obciążeń

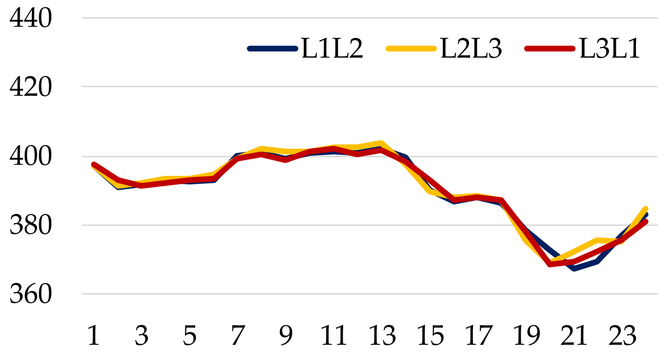
$\alpha = 0\%$



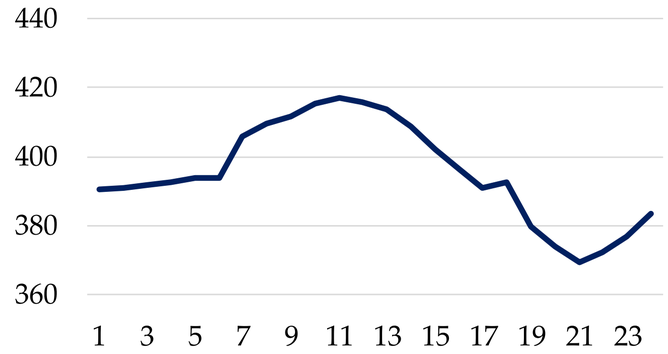


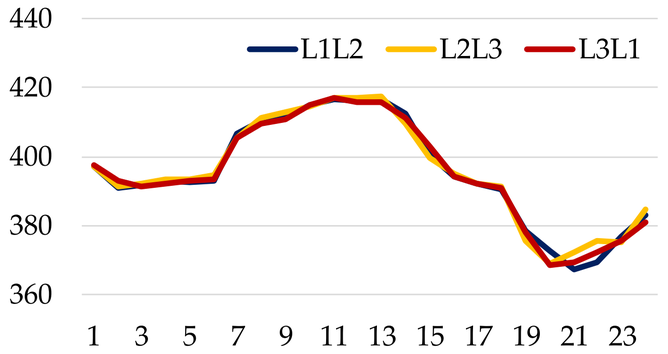
$\alpha = 25\%$





$\alpha = 50\%$



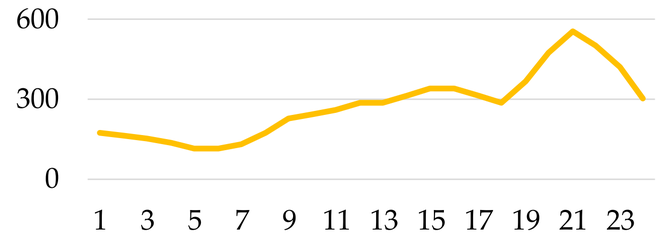


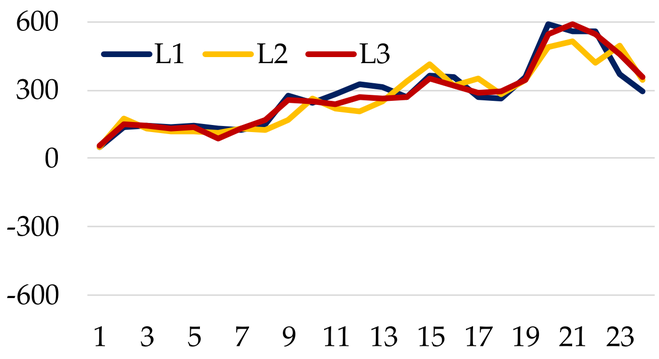
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie prądów po stronie nN transformatora (prądy w A)

Symetria obciążeń

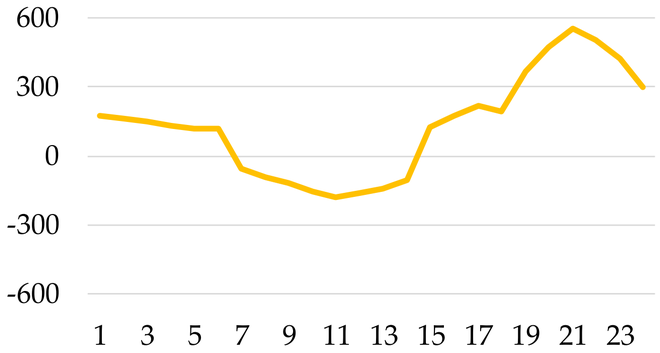
Niesymetria obciążeń

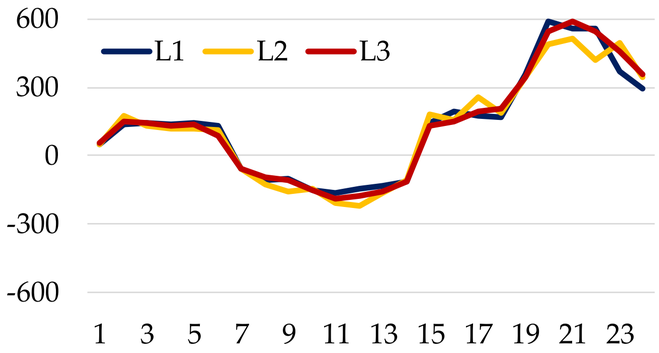
$\alpha = 0\%$



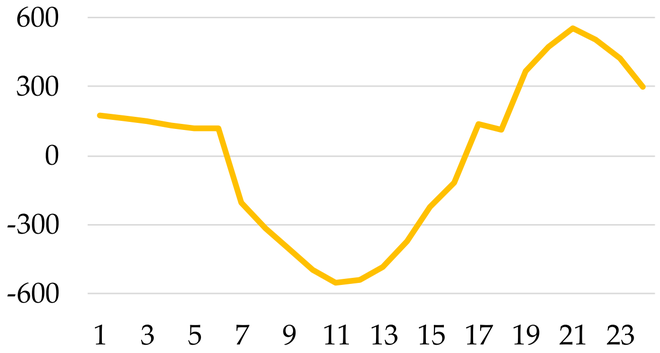


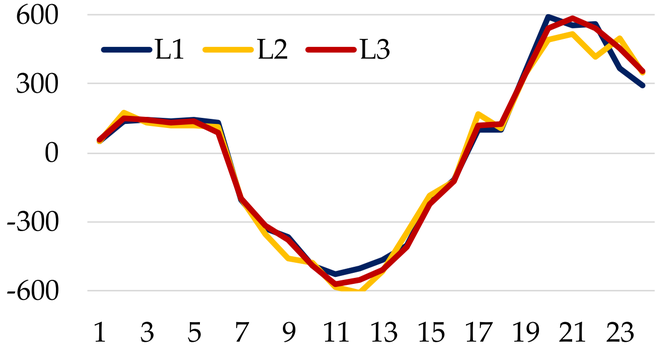
$\alpha = 25\%$



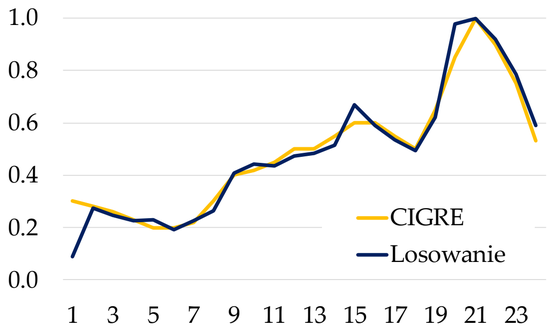


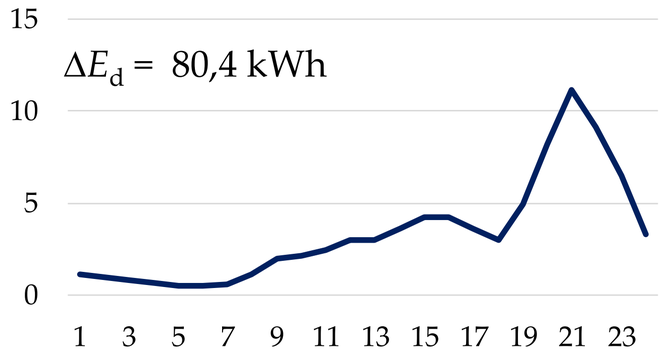
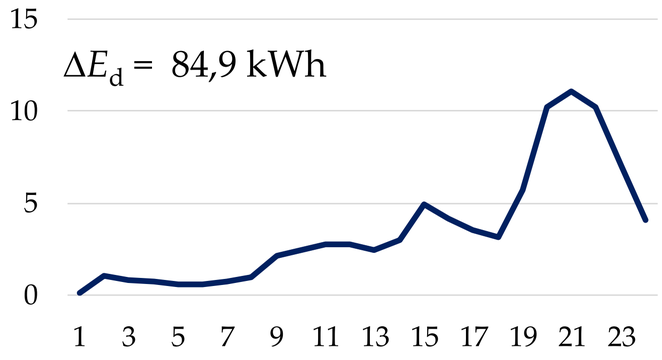
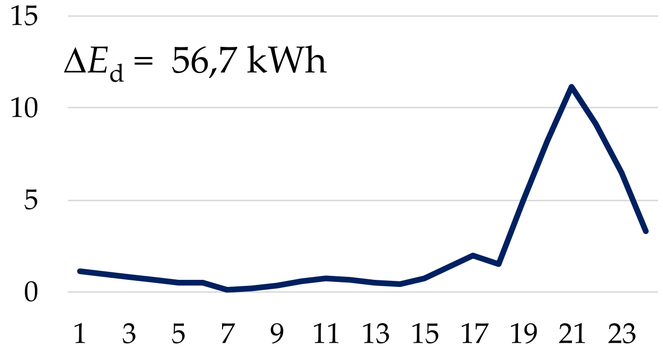
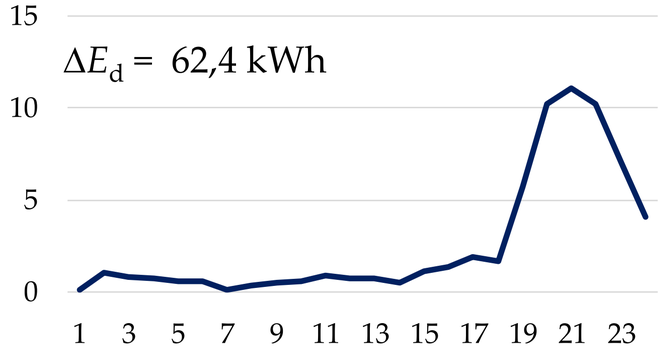
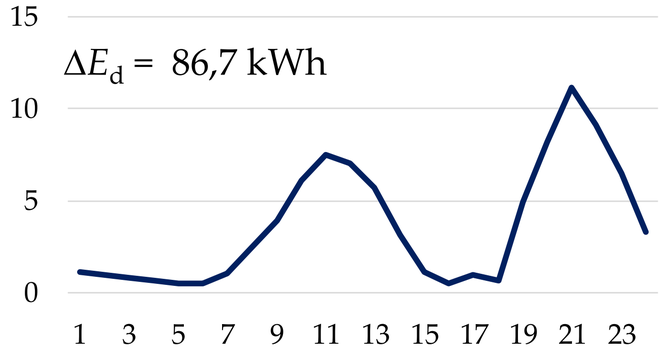
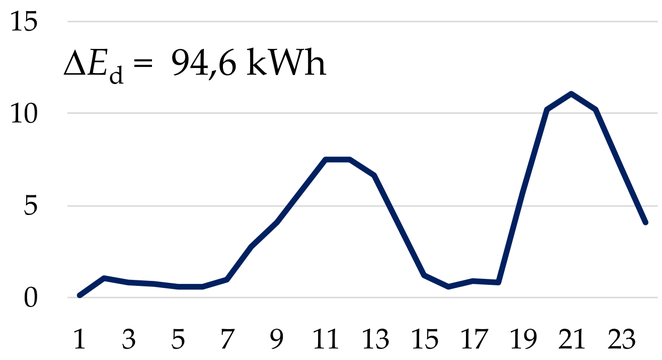
$\alpha = 50\%$





Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie strat energii (straty w kWh)



	Symetria obciążeń	Niesymetria obciążeń
$\alpha = 0\%$		
$\alpha = 25\%$		
$\alpha = 50\%$		

DZIĘKUJE ZA UWAGĘ

Phone
+48 32 237 1481
+48 32 237 1605

E-mail
roman.korab@polsl.pl

Follow us:
facebook.com/polsl
twitter.com/polsl

Seminarium Naukowe podobszaru POB 6.11:

Strategia zrównoważonego rozwoju energetyki i energetyka gazowa

Termin spotkania: 30 czerwca 2021, godzina 13:00

Seminarium odbędzie się w trybie on-line z wykorzystaniem platformy Zoom (kod i hasło dostępu znajdują się poniżej programu). Językiem seminarium będzie język polski.

Program seminarium:

13.00 – 13.05 Otwarcie seminarium – **Sebastian Werle**; Koordynator POB6

13.05 – 13.25 Zapotrzebowanie krajowego sektora energetycznego na surowce energetyczne – stan obecny i perspektywy do 2040 r. – **Anna Manowska**, Katedra Elektrotechniki i Automatyki Przemysłowej, Wydział Górnictwa, Inżynierii Bezpieczeństwa i Automatyki Przemysłowej, Politechnika Śląska

13.25 – 13.45 Rozwój i planowanie w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym – **Maksymilian Przygrodzki**, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, Wydział Elektryczny, Politechnika Śląska

13.45 – 14.05 Zwiększanie elastyczności pracy bloków energetycznych jako element podwyższania niezawodności systemu energetycznego – **Andrzej Rusin**, Henryk Łukowicz, Grzegorz Nowak Wojciech Kosman, Martyna Tomala, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

14.05 – 14.25 Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia – **Roman Korab**, Marcin Połomski, Marcin Smołka, Tomasz Naczyński, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, Wydział Elektryczny, Politechnika Śląska

14.25 – 14.45 Intensyfikacja wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej wysokiego i najwyższego napięcia w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym – Henryk Kocot, Roman Korab, **Paweł Kubek**, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, Wydział Elektryczny, Politechnika Śląska

14.45 – 15.05 Aktywne filtry harmoniczne – **Jarosław Michalak**, Marcin Zygmanowski, Dawid Buła, Grzegorz Jarek, Katedra Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki, Wydział Elektryczny, Politechnika Śląska

15.05 – 15.25 Możliwość akumulacji energii elektrycznej w ciśnieniu gazu sieciowego – **Wojciech Kostowski**, Michał Majchrzyk, Roman Korab, Michał Walica, Katedra Techniki Cieplnej, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

15.25 – 15.45 Wykorzystanie amoniaku jako paliwo do silników wysokoprężnych – **Wojciech Adamczyk**, Grzegorz Przybyła, Andrzej Szlęk, Kacper Kuta, Zbigniew Żmudka, Karolina Petela, M. Proniewicz, Ebrahim Nadimi Karamjavan, Katedra Techniki Cieplnej, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

15.45 – 16.05 Wybrane praktyczne elementy badań laboratoryjnych z zakresu mechaniki skał, jako podstawa do opisu własności masywu skalnego w kontekście projektowania oraz realizacji budowli i struktur energetycznych – **Krzysztof Tomiczek**, Katedra Geomechaniki i Budownictwa Podziemnego, Wydział Górnictwa, Inżynierii Bezpieczeństwa i Automatyki Przemysłowej, Politechnika Śląska

WPŁYW ŹRÓDEŁ FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA

Roman KORAB (Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, PŚ)
Marcin POŁOMSKI (Katedra Algorytmiki i Oprogramowania, PŚ)
Marcin SMOŁKA (TAURON PE, PŚ)
Tomasz NACZYŃSKI (AIUT, PŚ)

WPŁYW ŹRÓDEŁ FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA

Plan wystąpienia

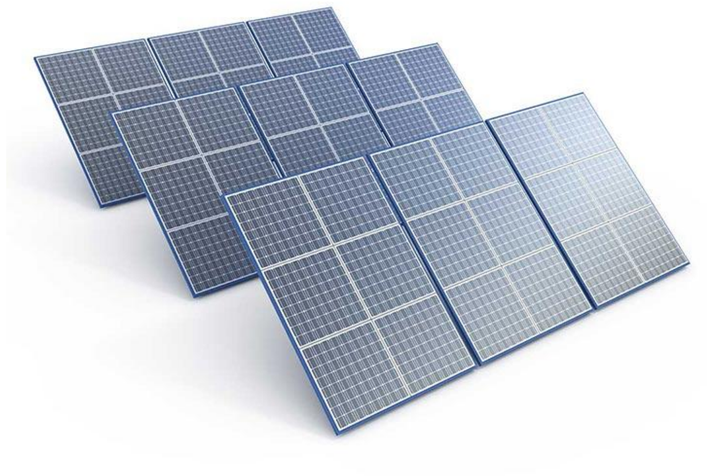
01 Rozwój prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych

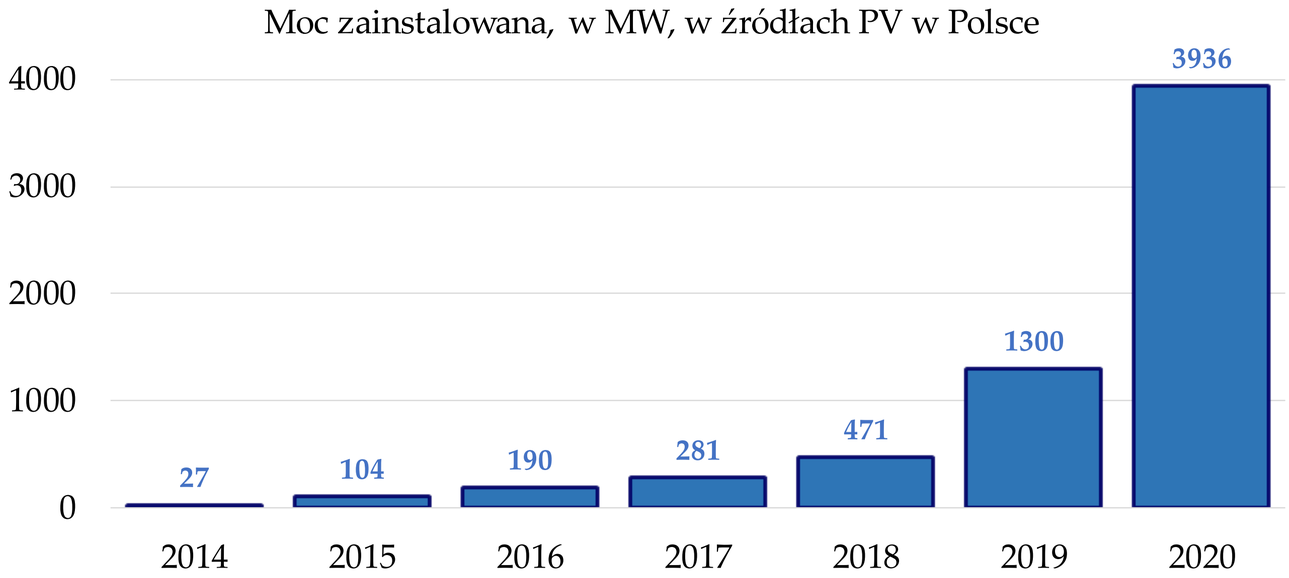
02 Charakterystyka sieci testowej CIGRE

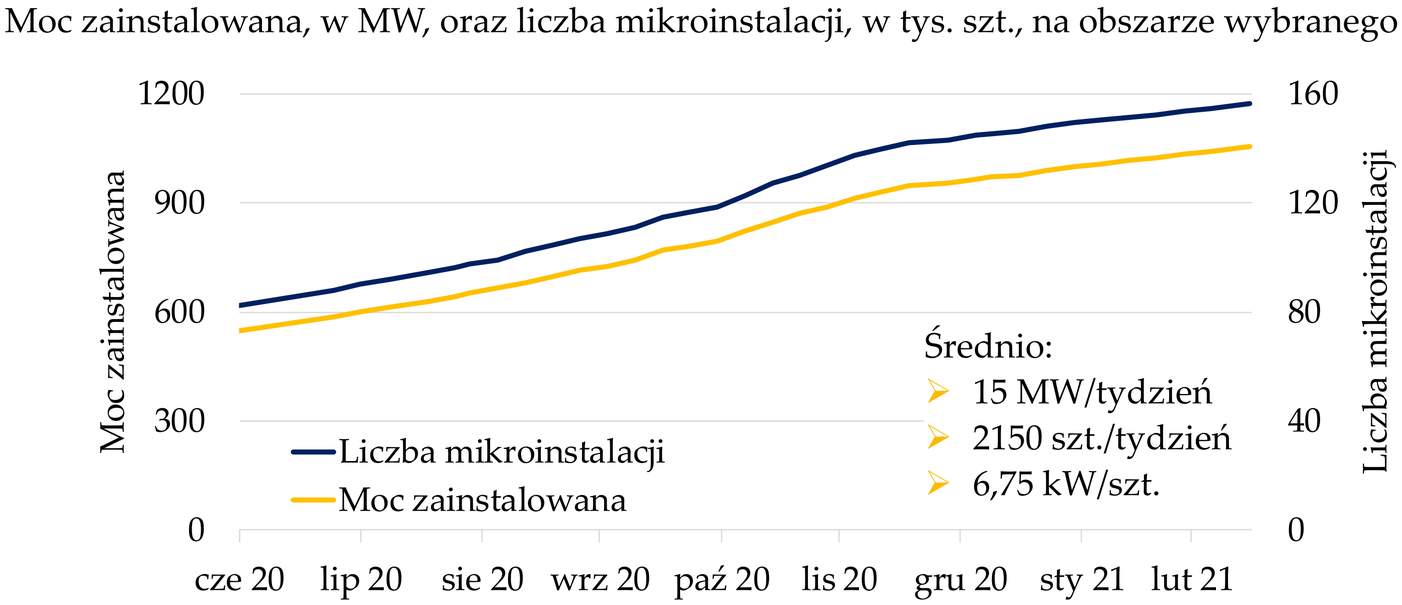
03 Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci nN

04 Możliwości kształtowania warunków pracy sieci nN przez prosumentów

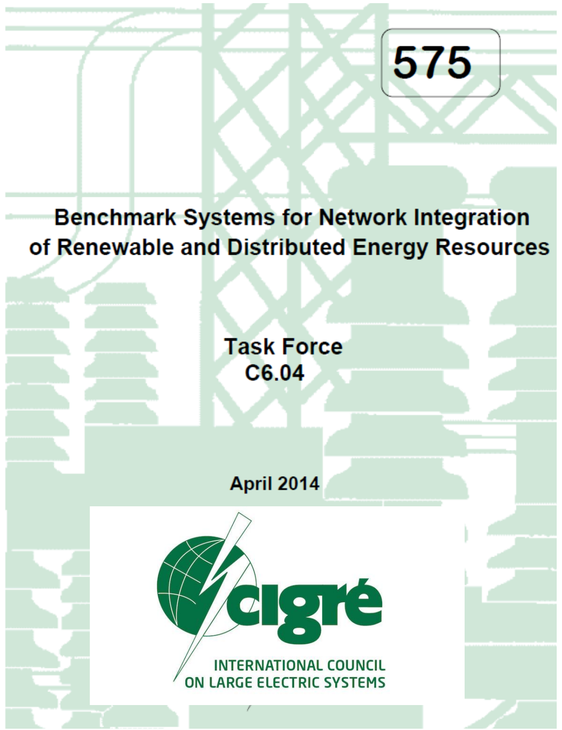
Rozwój źródeł fotowoltaicznych (PV) w Polsce







Charakterystyka sieci testowej CIGRE



Sieć nN w układzie TN-C

Transformatory:

ϑ_n = 20/0,4 kV/kV

u_z = 4%

ΔP_{Cu} = 1%

Linie kablowe:

K1: Al, 240 mm²

K2: Al, 150 mm²

K3: Al, 50 mm²

Linie napowietrzne:

N1: Al, 70 mm²

N2: Al, 25 mm²

N3: Al, 16 mm²

Długości linii:

L1: 30 m

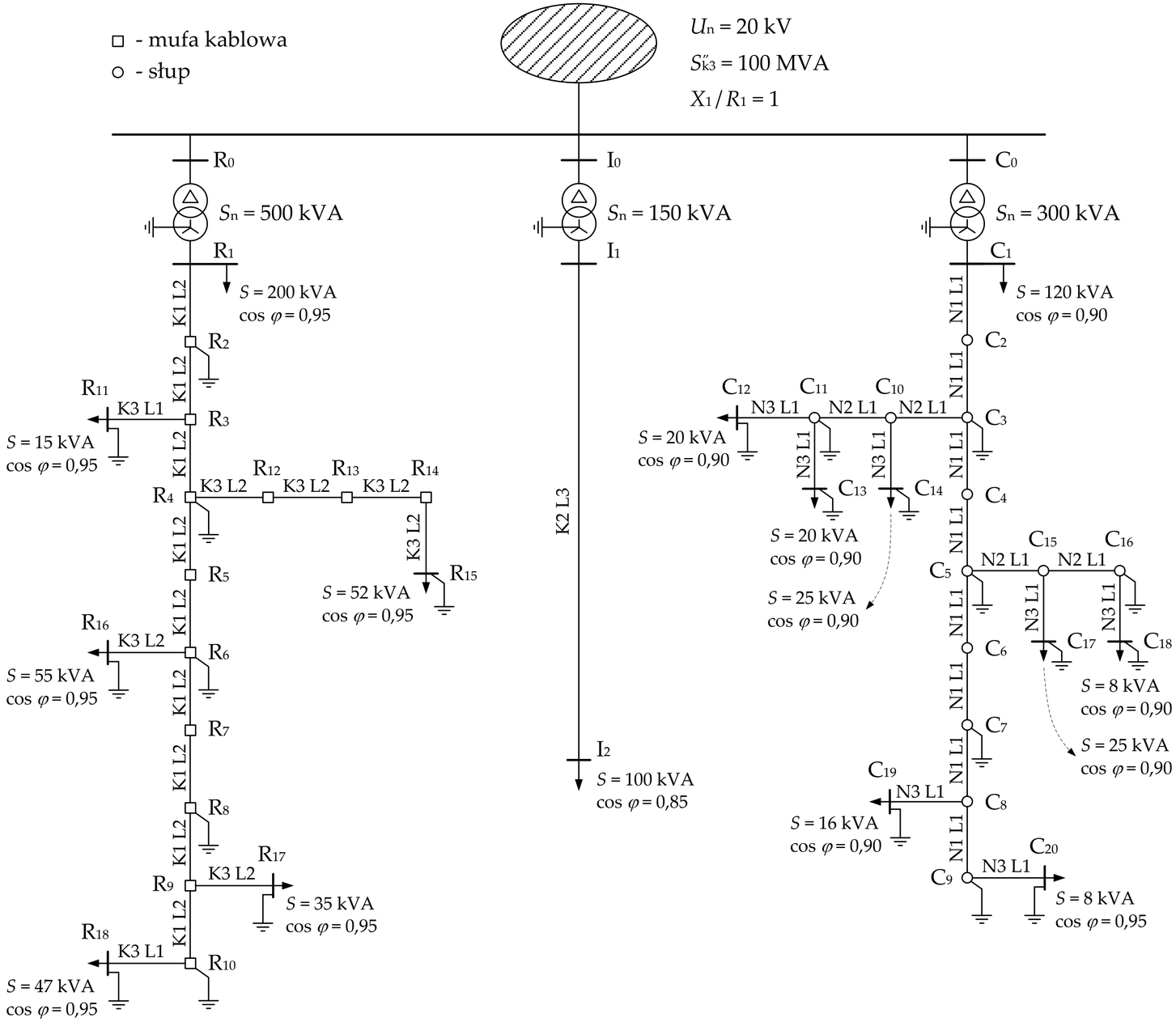
L2: 35 m

L3: 200 m

Rezystancje uziemień:

Transformator:
R = 3 Ω

Sieć (przewód PEN):
R = 40 Ω



Środowisko symulacyjne Program OpenDSS



EPRI
ELECTRIC POWER
RESEARCH INSTITUTE

DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR

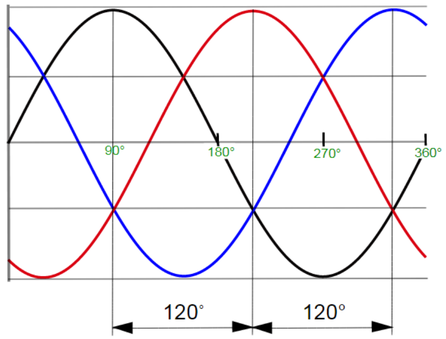
Obliczenia rozpływu mocy (prądów) w wielofazowej sieci elektroenergetycznej, również przy niesymetrycznym obciążeniu

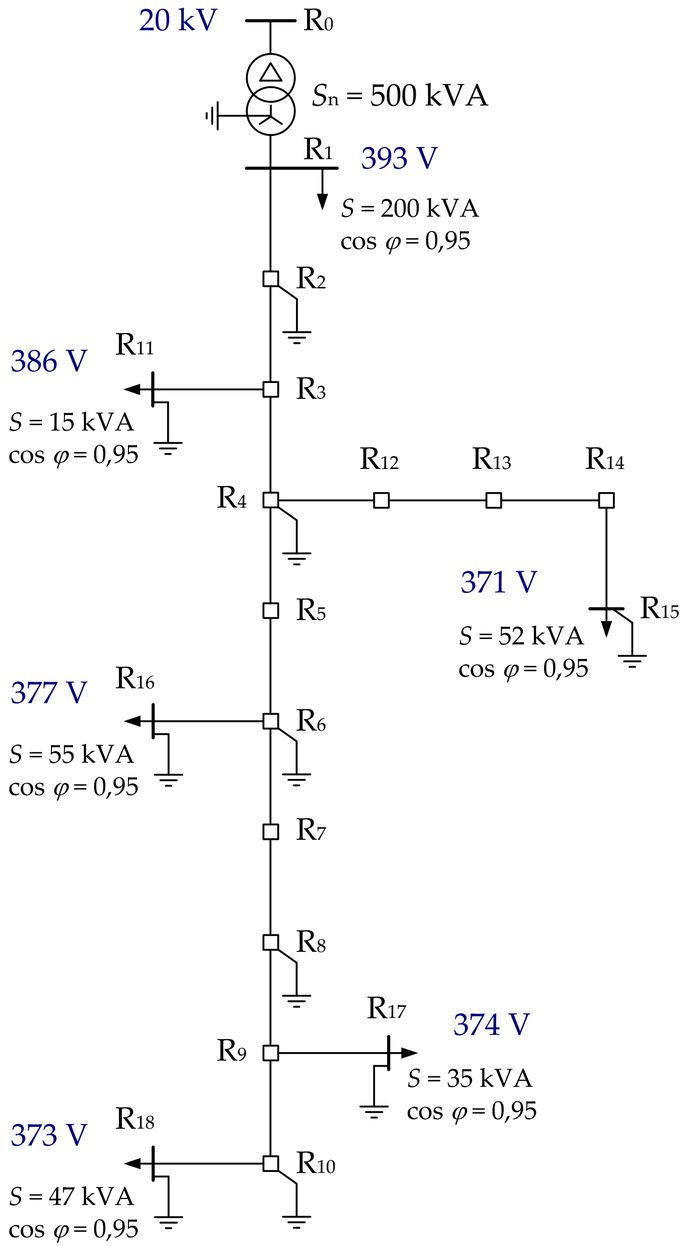
Modele elementów sieci:

- zastępcze źródło napięcia
- generatory
- linie napowietrzne i kablowe
- transformatory
- baterie kondensatorów
- odbiory
- systemy fotowoltaiczne
- mikroelektrownie wiatrowe
- zasobniki energii elektrycznej

Wyniki dla sieci testowej CIGRE – napięcia (w V)

Napięcie po stronie SN transformatora (napięcie źródła idealnego) jest równe 20 kV. Zachowana jest pełna symetria napięć zasilających.



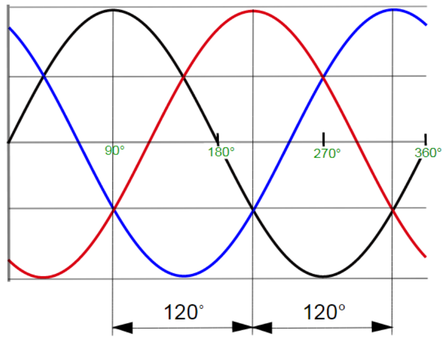


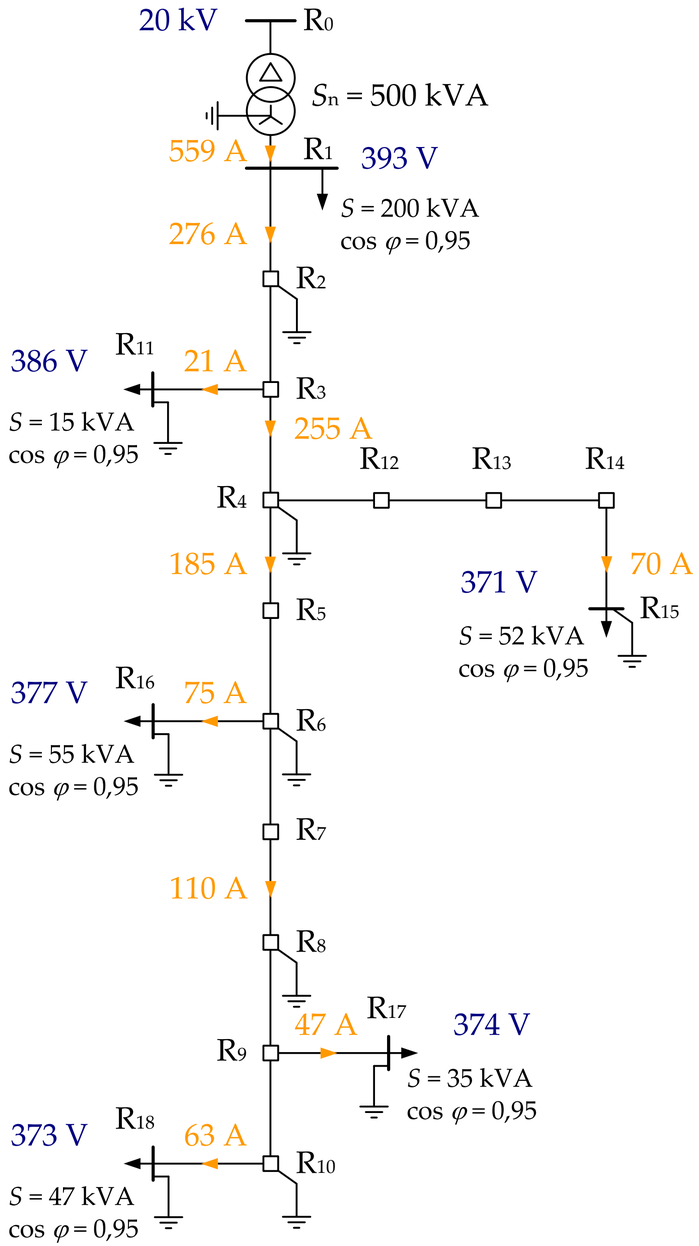
Węzeł	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R1	L1-L2	393,04	393,04
	L2-L3	393,02	393,02
	L3-L1	393,01	393,02
R2	L1-L2	389,88	389,89
	L2-L3	390,24	390,25
	L3-L1	389,94	389,94
R3	L1-L2	386,71	386,73
	L2-L3	387,47	387,48
	L3-L1	386,86	386,87
R4	L1-L2	383,79	383,81
	L2-L3	384,91	384,93
	L3-L1	384,02	384,03
R5	L1-L2	381,67	381,68
	L2-L3	383,05	383,06
	L3-L1	381,95	381,97
R6	L1-L2	379,54	379,56
	L2-L3	381,18	381,20
	L3-L1	379,89	379,90
R7	L1-L2	378,27	378,29
	L2-L3	380,07	380,09
	L3-L1	378,65	378,67
R8	L1-L2	377,00	377,03
	L2-L3	378,96	378,98
	L3-L1	377,42	377,44
R9	L1-L2	375,73	375,76
	L2-L3	377,84	377,87
	L3-L1	376,19	376,21

Węzeł	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R10	L1-L2	375,01	375,04
	L2-L3	377,21	377,23
	L3-L1	375,48	375,50
R11	L1-L2	385,83	385,84
	L2-L3	386,61	386,62
	L3-L1	385,98	385,99
R12	L1-L2	380,34	380,36
	L2-L3	381,55	381,57
	L3-L1	380,59	380,61
R13	L1-L2	376,90	376,91
	L2-L3	378,20	378,21
	L3-L1	377,17	377,18
R14	L1-L2	373,46	373,47
	L2-L3	374,84	374,86
	L3-L1	373,75	373,76
R15	L1-L2	370,02	370,03
	L2-L3	371,49	371,50
	L3-L1	370,33	370,34
R16	L1-L2	375,84	375,86
	L2-L3	377,58	377,60
	L3-L1	376,21	376,23
R17	L1-L2	373,40	373,42
	L2-L3	375,56	375,59
	L3-L1	373,86	373,88
R18	L1-L2	372,32	372,35
	L2-L3	374,59	374,61
	L3-L1	372,81	372,84

Wyniki dla sieci testowej CIGRE – prądy (w A)

Napięcie po stronie SN transformatora (napięcie źródła idealnego) jest równe 20 kV. Zachowana jest pełna symetria napięć zasilających.





Gałąź	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R0-R1	L1	557,69	557,72
	L2	559,38	559,18
	L3	561,07	561,28
R1-R2	L1	274,02	274,05
	L2	275,74	275,55
	L3	277,45	277,66
R2-R3	L1	274,02	274,05
	L2	275,74	275,55
	L3	277,45	277,66
R3-R4	L1	253,18	253,21
	L2	254,84	254,65
	L3	256,50	256,70
R4-R5	L1	183,99	184,02
	L2	185,29	185,15
	L3	186,62	186,77
R5-R6	L1	183,99	184,02
	L2	185,29	185,15
	L3	186,62	186,77
R6-R7	L1	109,71	109,73
	L2	110,56	110,47
	L3	111,44	111,53
R7-R8	L1	109,71	109,73
	L2	110,56	110,47
	L3	111,44	111,53
R8-R9	L1	109,71	109,73
	L2	110,56	110,47
	L3	111,44	111,53

Gałąź	Fazy	CIGRE	OpenDSS
R9-R10	L1	62,80	62,81
	L2	63,30	63,24
	L3	63,81	63,86
R3-R11	L1	20,84	20,85
	L2	20,90	20,89
	L3	20,96	20,96
R4-R12	L1	69,19	69,19
	L2	69,55	69,51
	L3	69,88	69,93
R12-R13	L1	69,19	69,19
	L2	69,55	69,51
	L3	69,88	69,93
R13-R14	L1	69,19	69,19
	L2	69,55	69,51
	L3	69,88	69,93
R14-R15	L1	69,19	69,19
	L2	69,55	69,51
	L3	69,88	69,93
R6-R16	L1	74,28	74,29
	L2	74,73	74,68
	L3	75,18	75,24
R9-R17	L1	46,91	46,92
	L2	47,27	47,23
	L3	47,63	47,67
R10-R18	L1	62,80	62,81
	L2	63,30	63,24
	L3	63,81	63,86

Zmienność zapotrzebowania w sieci CIGRE

SIEĆ CIGRE

- **ODBIORCY KOMUNALNO-BYTOWI (RESIDENTIAL)**
- **ODBIORCA PRZEMYSŁOWY (INDUSTRIAL)**
- **ODBIORCY KOMERCYJNI (COMMERCIAL)**

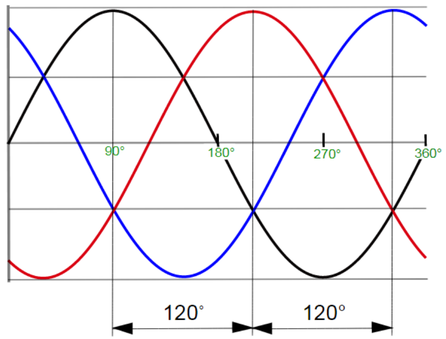


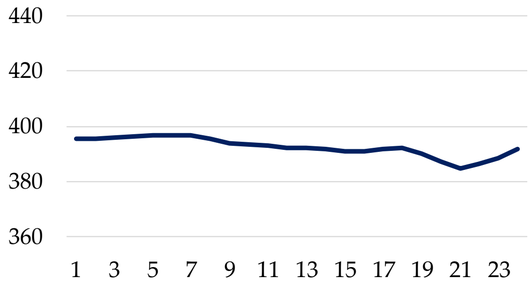


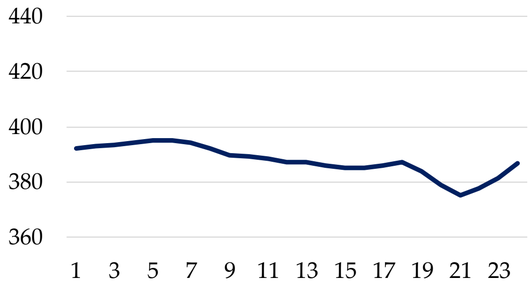


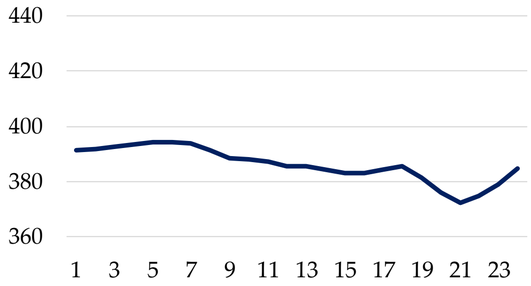
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

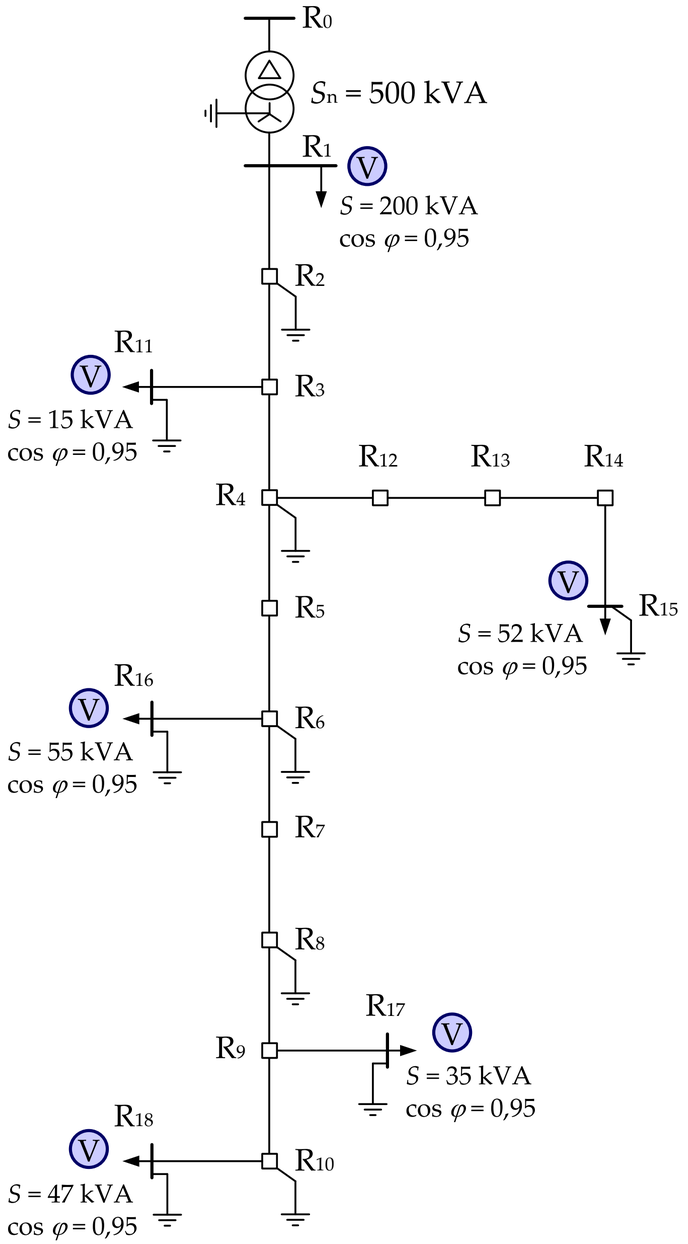
Napięcie po stronie SN transformatora (napięcie źródła rzeczywistego) jest równe 20 kV przez cały okres symulacji. Zachowana jest pełna symetria napięć

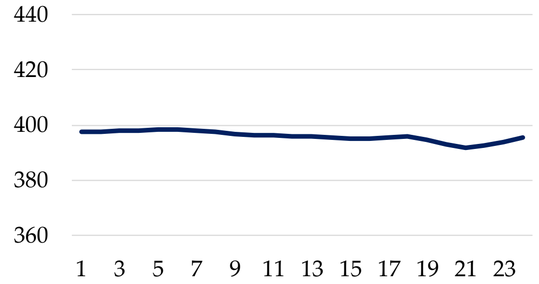


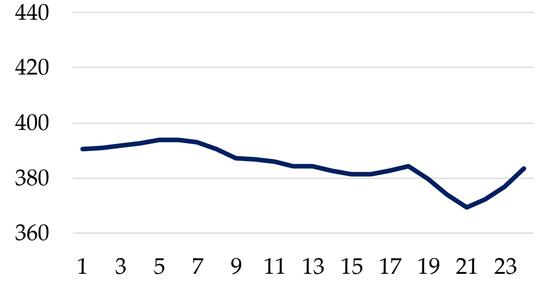


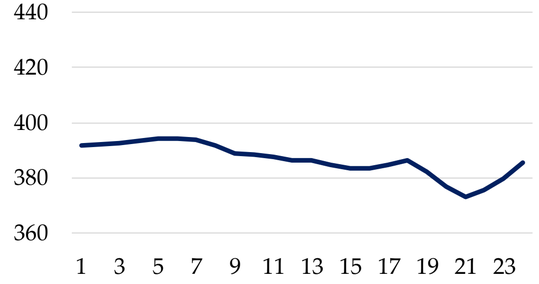






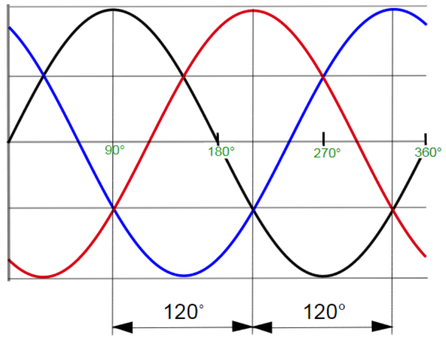


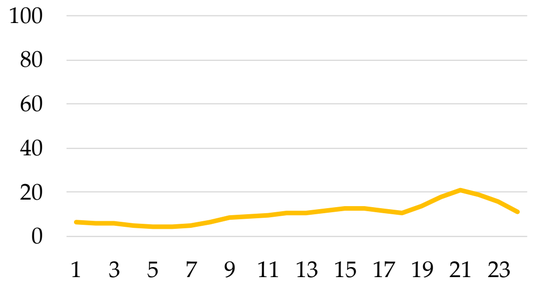


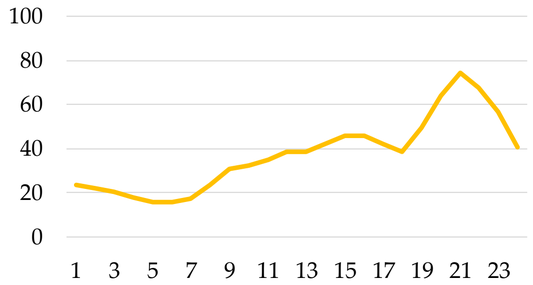


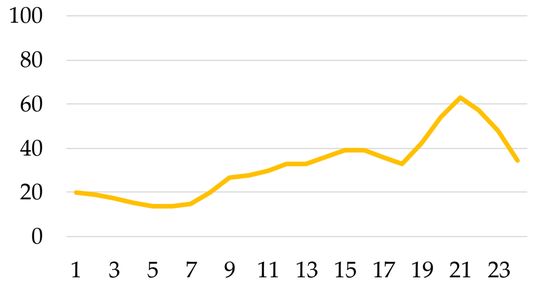
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

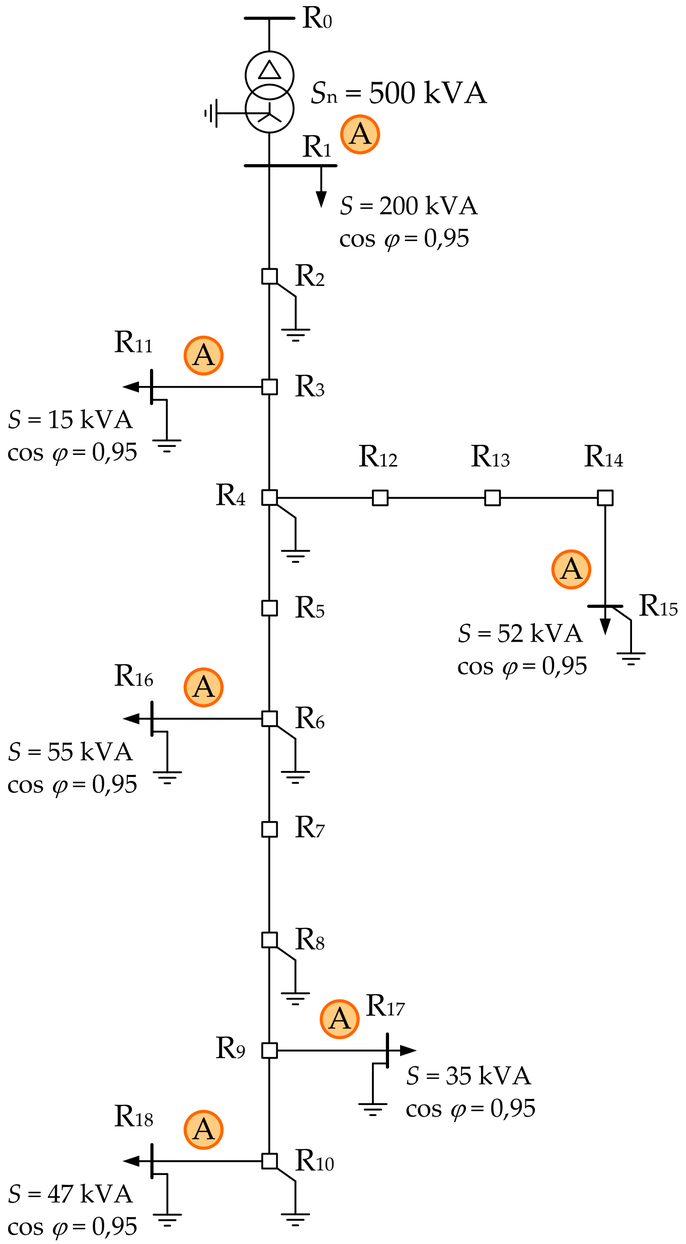
Napięcie po stronie SN transformatora (napięcie źródła rzeczywistego) jest równe 20 kV przez cały okres symulacji. Zachowana jest pełna symetria napięć

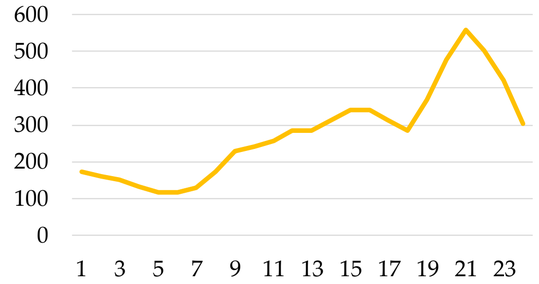


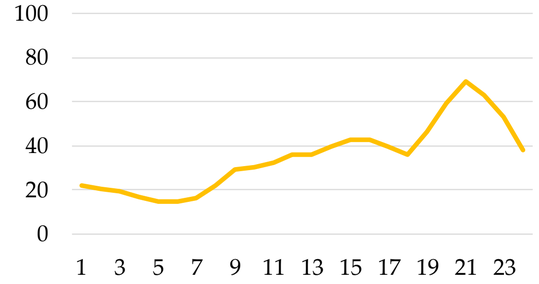


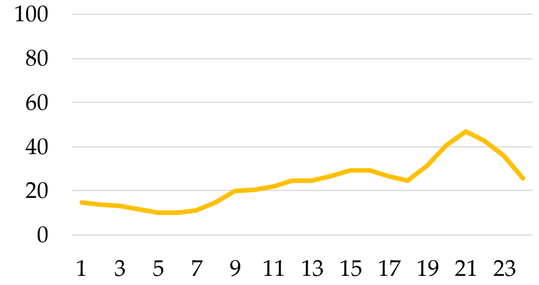








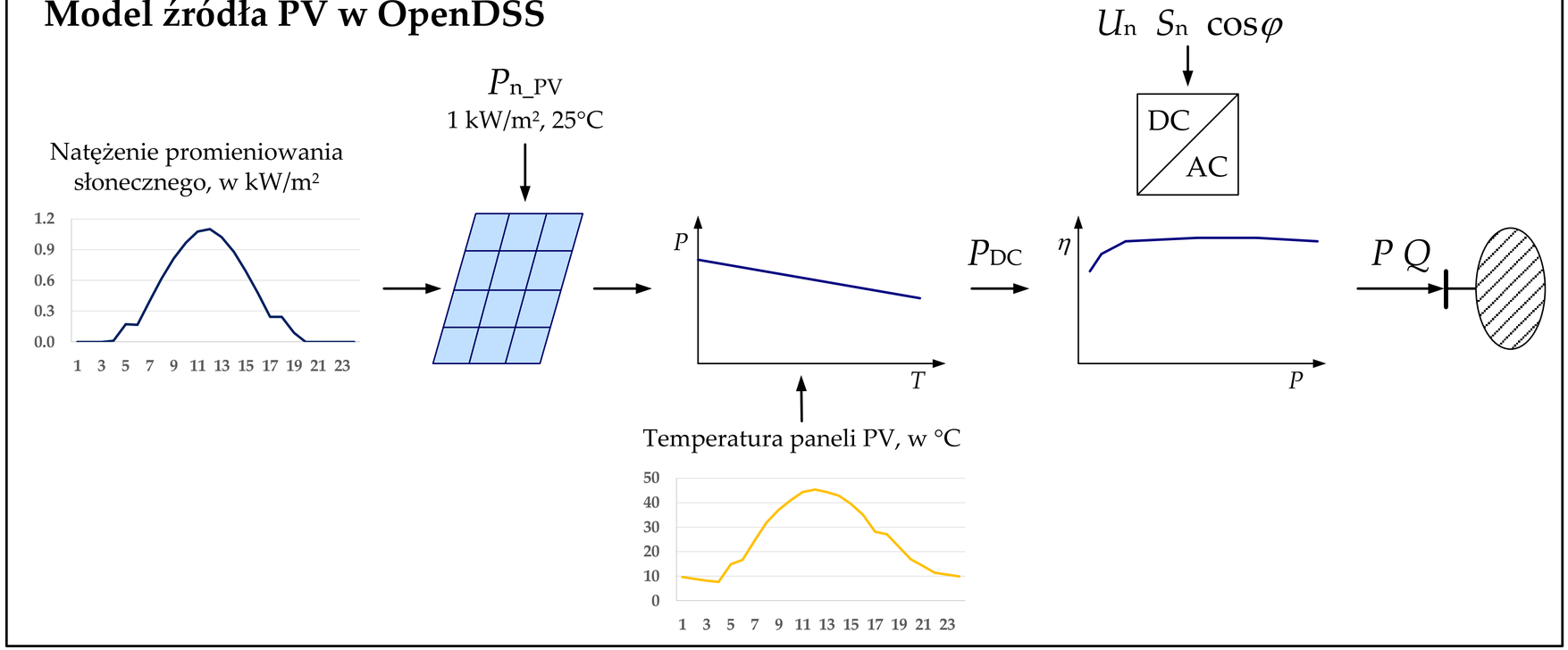




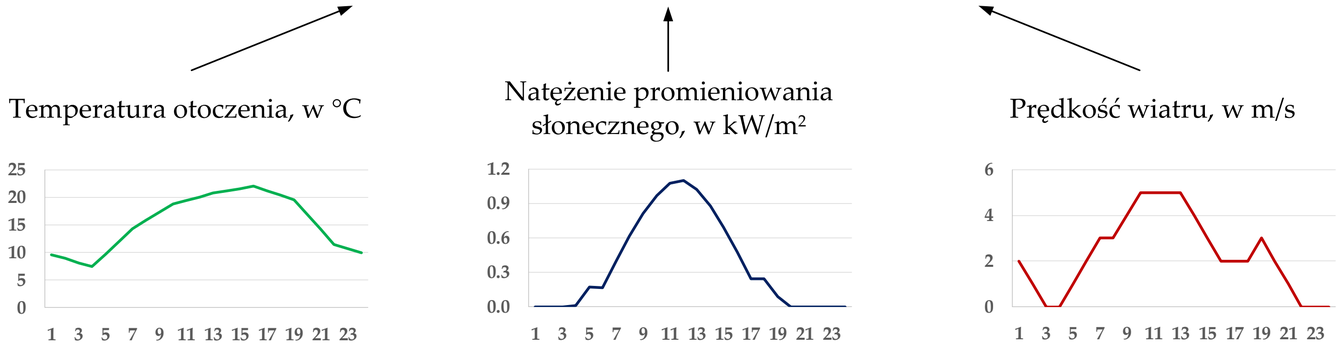
Model źródła fotowoltaicznego



Model źródła PV w OpenDSS

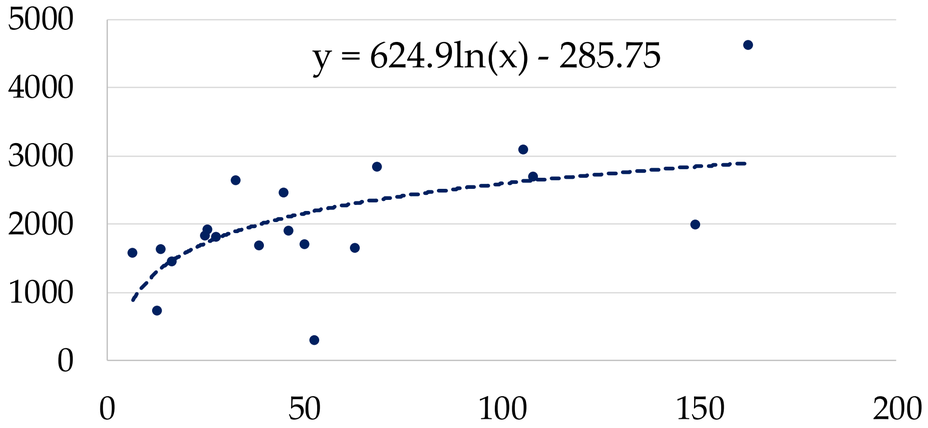


Model obliczający temperaturę paneli PV



Określenie mocy zainstalowanej źródeł PV w sieci CIGRE

Zależność czasu wykorzystania mocy szczytowej, w h/rok, od mocy szczytowej, w kW, stacji SN/nN



Obliczenie rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców zasilanych z sieci CIGRE

Odbiorca	S	$\cos\varphi$	P	T_s	E_r
	kVA	-	kW	h/rok	kWh
R1	200	0,95	190,00	3000	570 000
R11	15	0,95	14,25	1400	19 950
R15	52	0,95	49,40	2150	106 210
R16	55	0,95	52,25	2200	114 950
R17	35	0,95	33,25	1900	63 175
R18	47	0,95	44,65	2100	93 765
Suma	404	-	384,00	-	968 050

$$P = S\cos\varphi$$

$$E_r = PT_s$$

Określenie mocy zainstalowanej źródeł PV w sieci CIGRE

$$E_{r_PV} = \alpha E_r$$

$$P_{n_PV} = \beta \frac{E_{r_PV}}{T_{z_PV}} + (1-\beta)\frac{\frac{E_{r_PV}}{1-\gamma}}{T_{z_PV}}$$

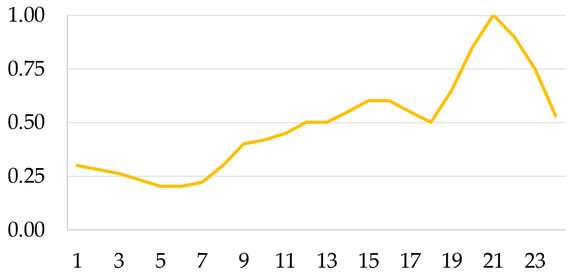
- α współczynnik nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi (roczna produkcja energii w źródłach PV / roczne zużycie energii w analizowanej sieci)
- β współczynnik autokonsumpcji (ilość energii produkowanej w źródłach PV, która zostaje zużyta przez odbiorcę w chwili jej wytworzenia)
- γ współczynnik określający ilość energii produkowanej w źródłach PV, która została utracona na skutek wymiany z siecią

Obliczenie mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych w sieci CIGRE

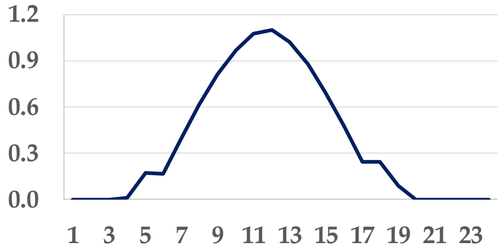
Odbiorca	E_r	α	E_{r_PV}	β	γ	T_{z_PV}	P_{n_PV}
	kWh	-	kWh	-	-	h/rok	kW
R1	570 000	0,25	142 500	0,25	0,2	1000	169,2
R11	19 950	0,25	4 988	0,25	0,2	1000	5,9
R15	106 210	0,25	26 553	0,25	0,2	1000	31,5
R16	114 950	0,25	28 738	0,25	0,2	1000	34,1
R17	63 175	0,25	15 794	0,25	0,2	1000	18,8
R18	93 765	0,25	23 441	0,25	0,2	1000	27,8
Suma	968 050	-	242 013	-	-	-	287,4

Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – dane wejściowe

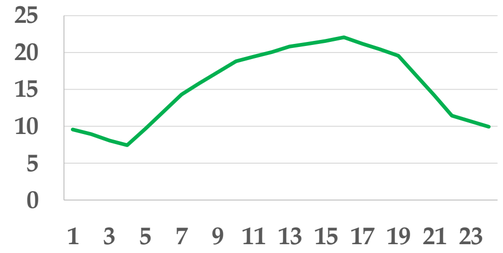
Dobowa zmienność zapotrzebowania, w p.u.



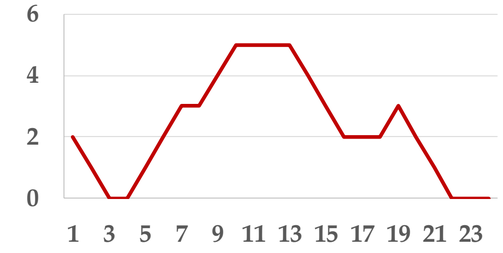
Natężenie promieniowania słonecznego, w kW/m²



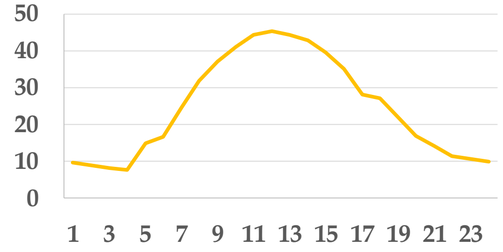
Temperatura otoczenia, w °C

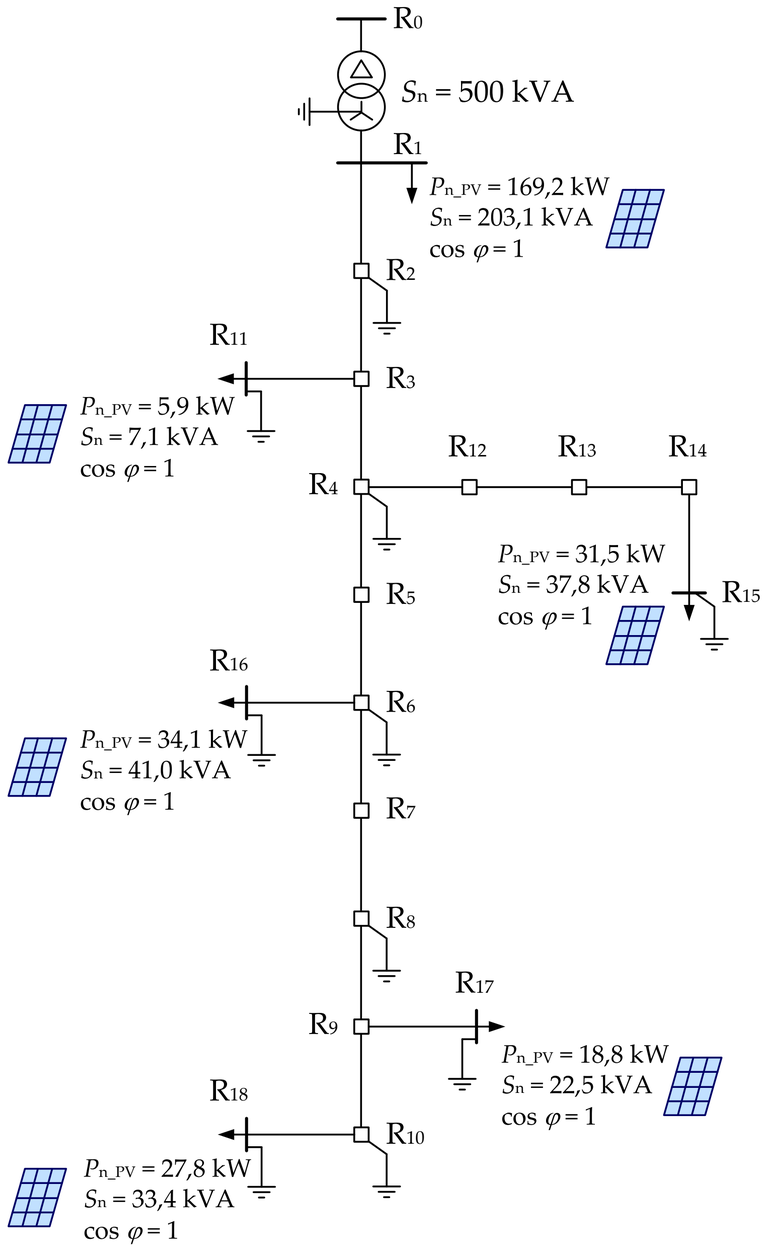


Prędkość wiatru, w m/s

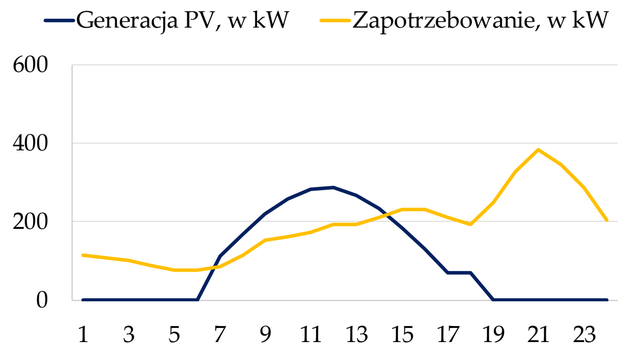


Temperatura paneli PV, w °C

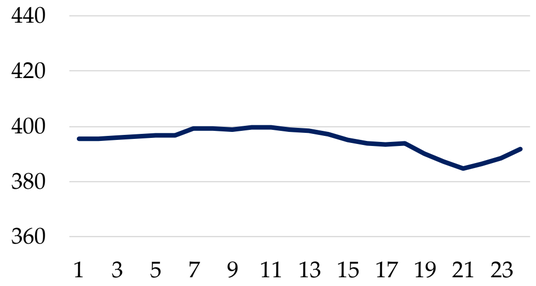


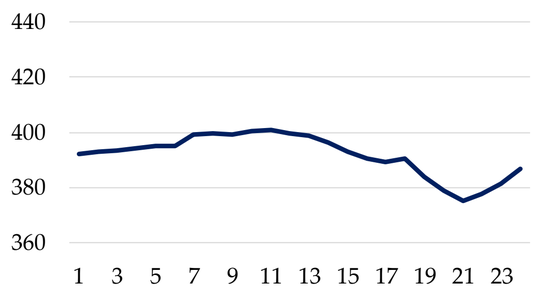


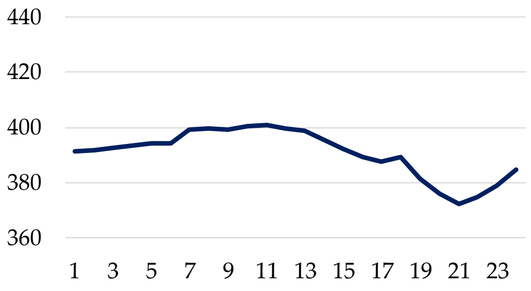
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

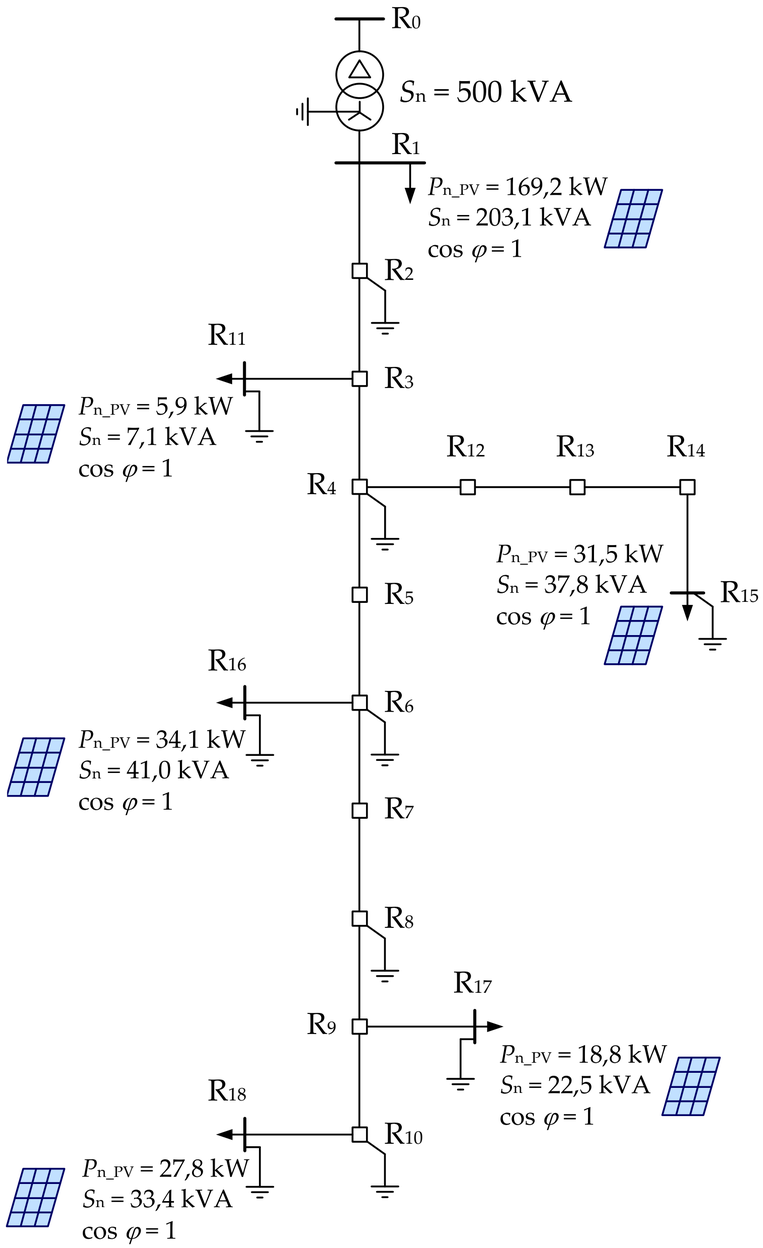


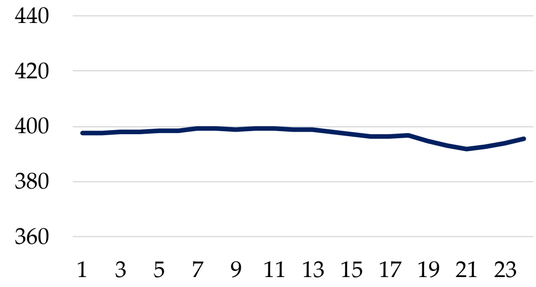
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

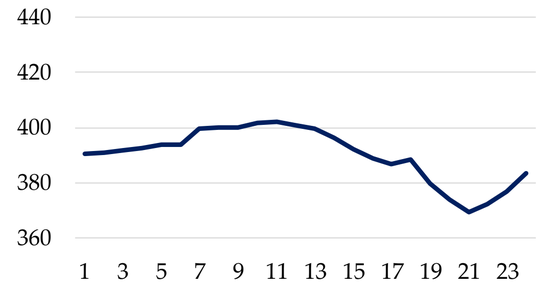


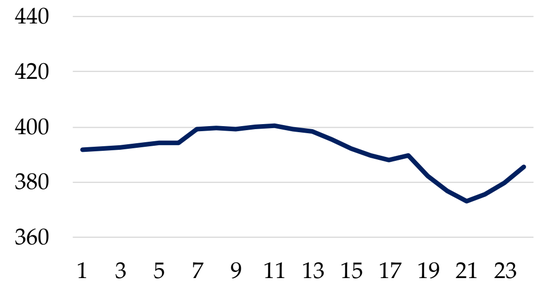




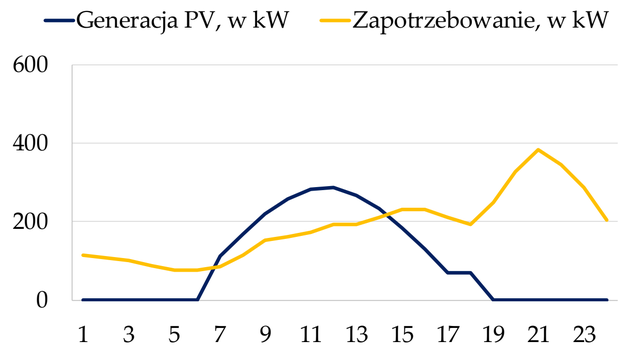




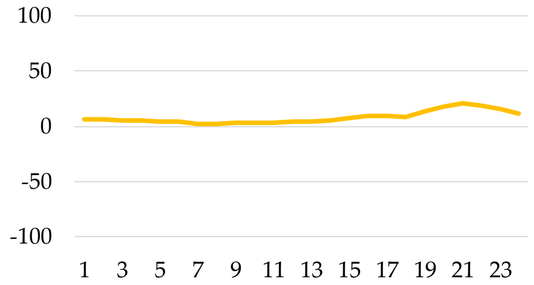


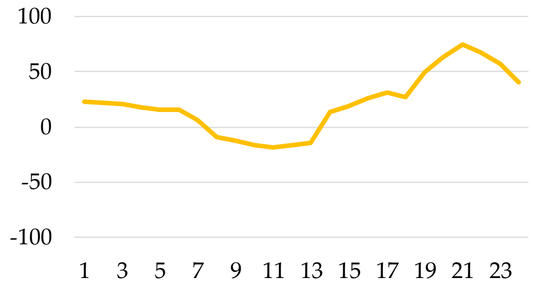


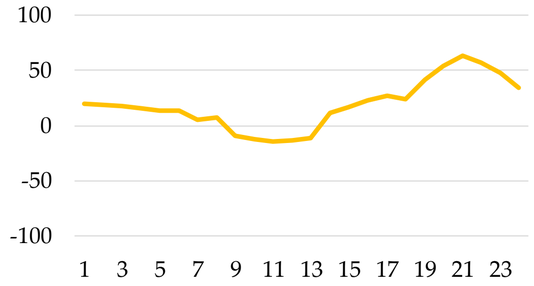
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

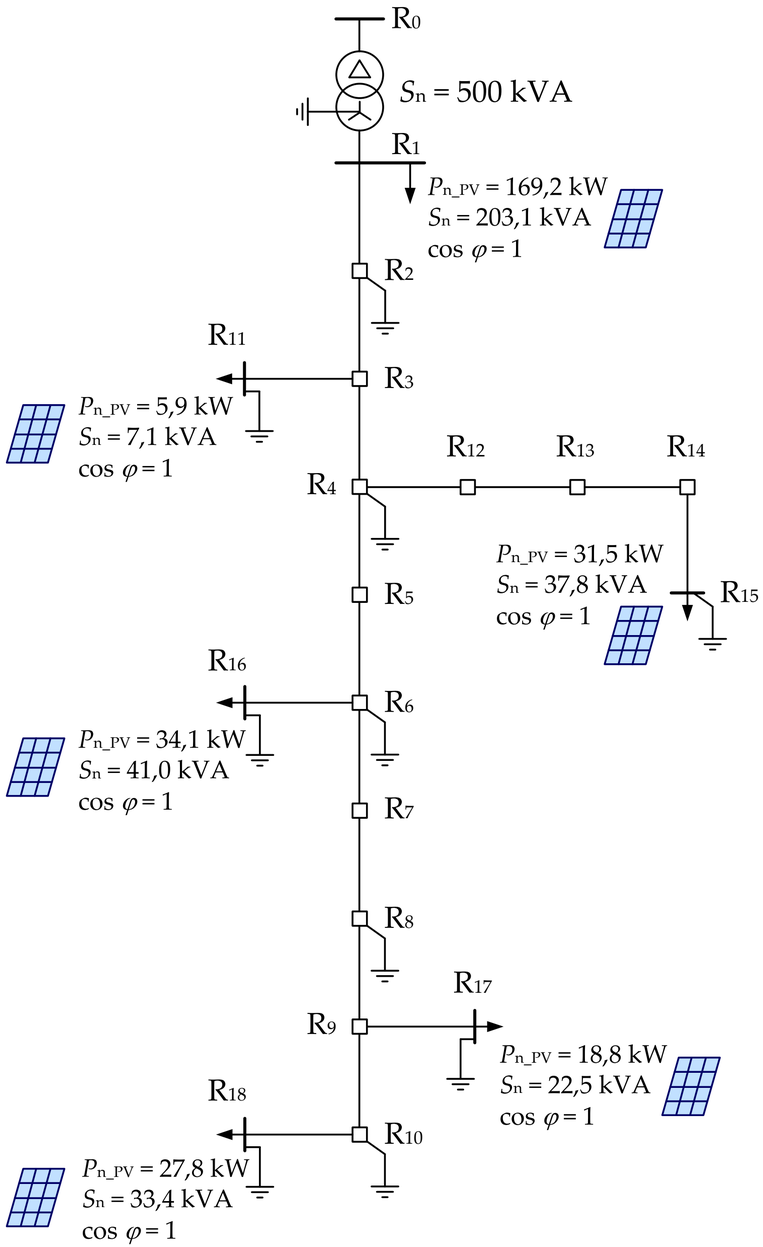


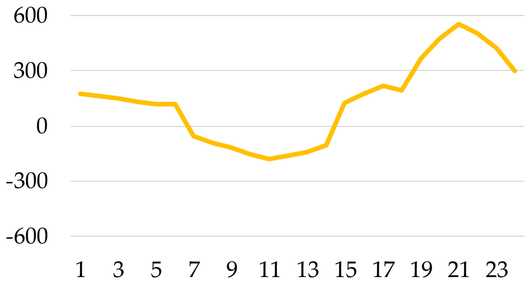
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

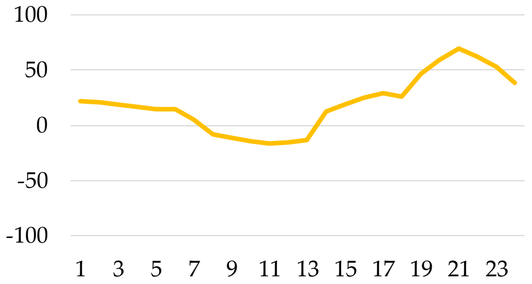


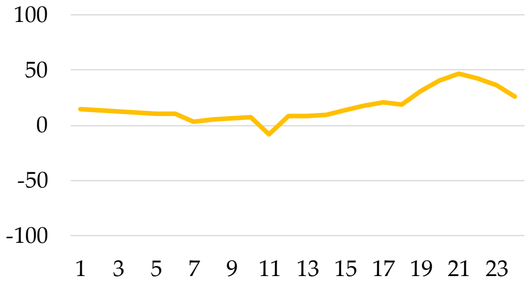












Określenie mocy zainstalowanej źródeł PV w sieci CIGRE

$$E_{r_PV} = \alpha E_r$$

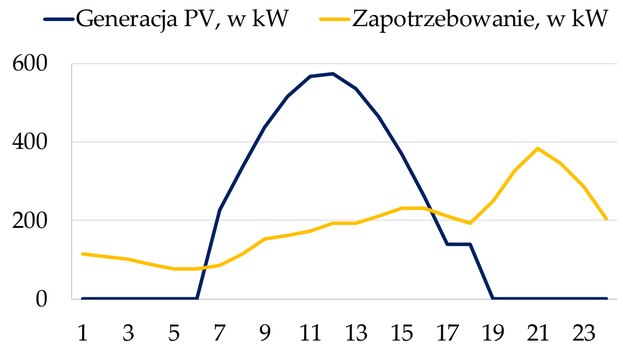
$$P_{n_PV} = \beta \frac{E_{r_PV}}{T_{z_PV}} + (1-\beta)\frac{\frac{E_{r_PV}}{1-\gamma}}{T_{z_PV}}$$

- α współczynnik nasycenia sieci źródłami fotowoltaicznymi (roczna produkcja energii w źródłach PV/roczne zużycie energii w analizowanej sieci)
- β współczynnik autokonsumpcji (ilość energii produkowanej w źródłach PV, która zostaje zużyta przez odbiorcę w chwili jej wytworzenia)
- γ współczynnik określający ilość energii produkowanej w źródłach PV, która została utracona na skutek wymiany z siecią

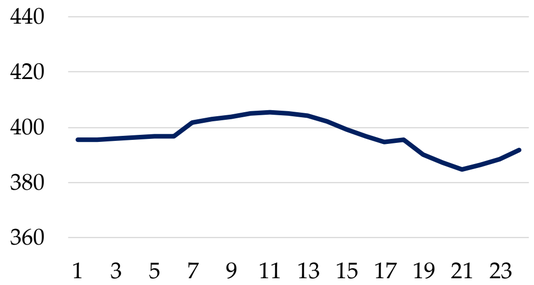
Obliczenie mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych w sieci CIGRE

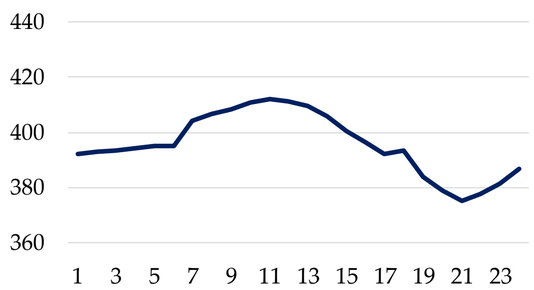
Odbiorca	E_r	α	E_{r_PV}	β	γ	T_{z_PV}	P_{n_PV}
	kWh	-	kWh	-	-	h/rok	kW
R1	570 000	0,5	285 000	0,25	0,2	1000	338,4
R11	19 950	0,5	9 975	0,25	0,2	1000	11,8
R15	106 210	0,5	53 105	0,25	0,2	1000	63,1
R16	114 950	0,5	57 475	0,25	0,2	1000	68,3
R17	63 175	0,5	31 588	0,25	0,2	1000	37,5
R18	93 765	0,5	46 883	0,25	0,2	1000	55,7
Suma	968 050	-	484 025	-	-	-	574,8

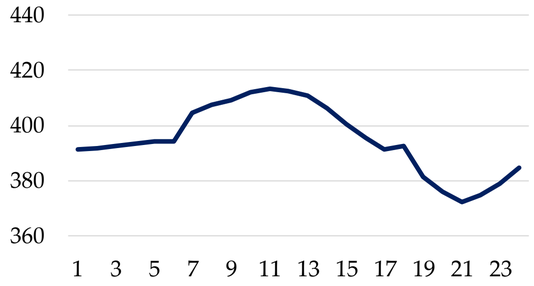
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

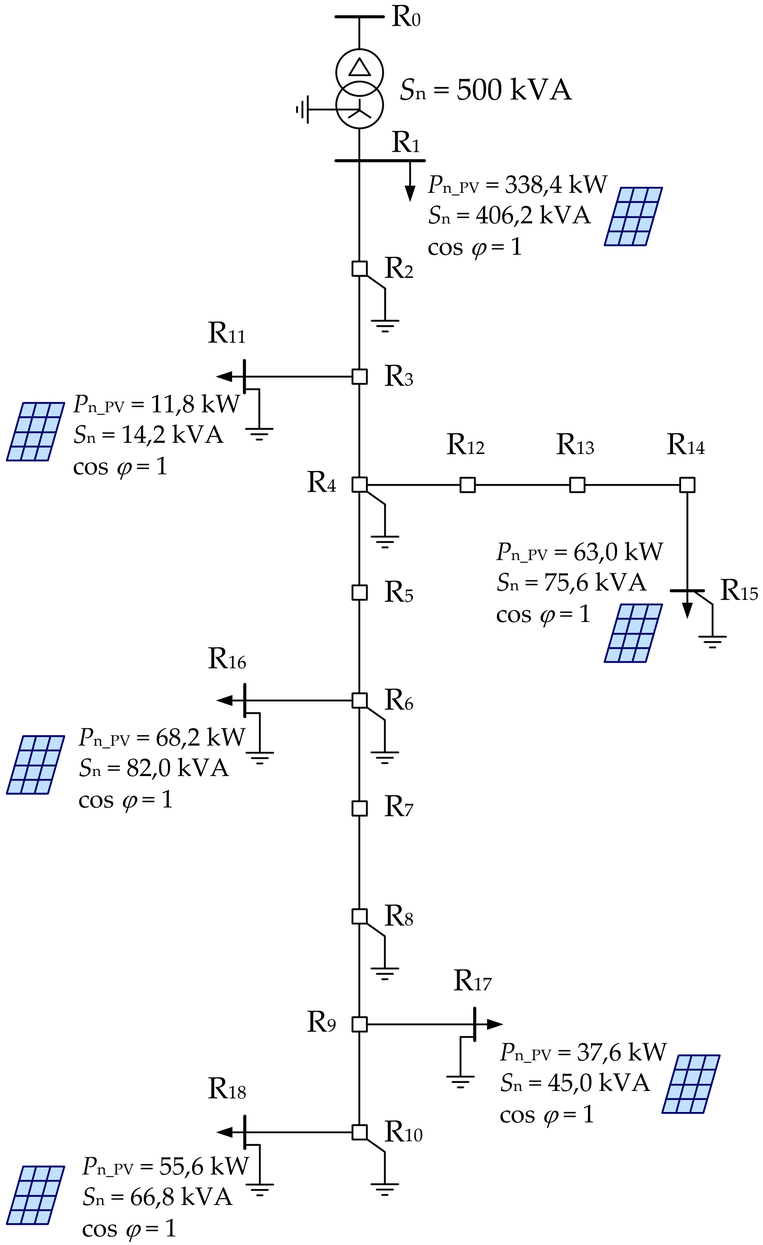


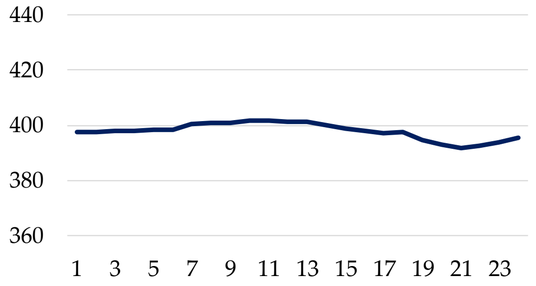
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

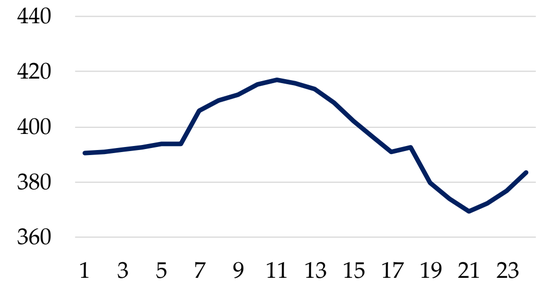


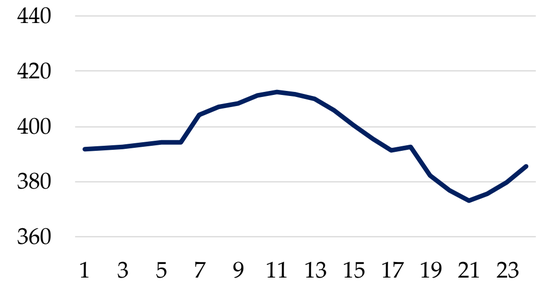




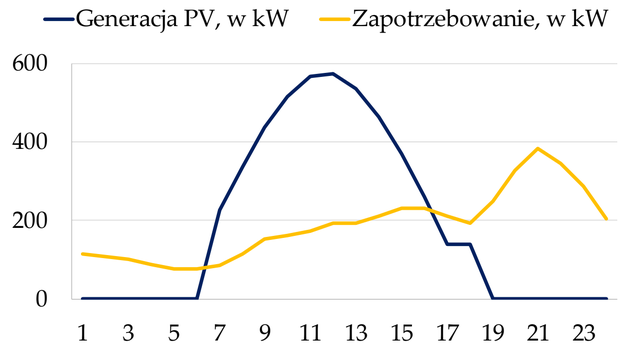




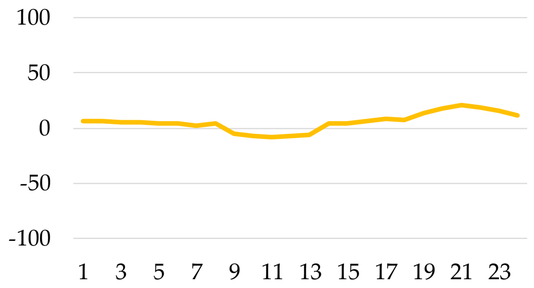


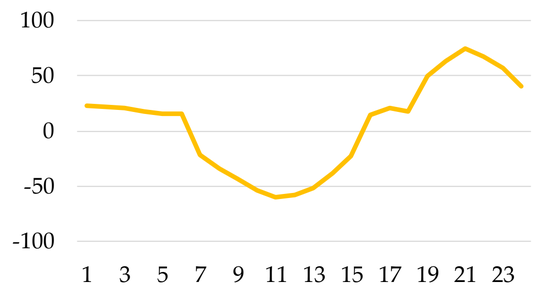


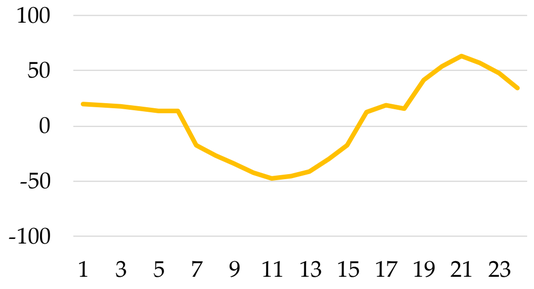
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

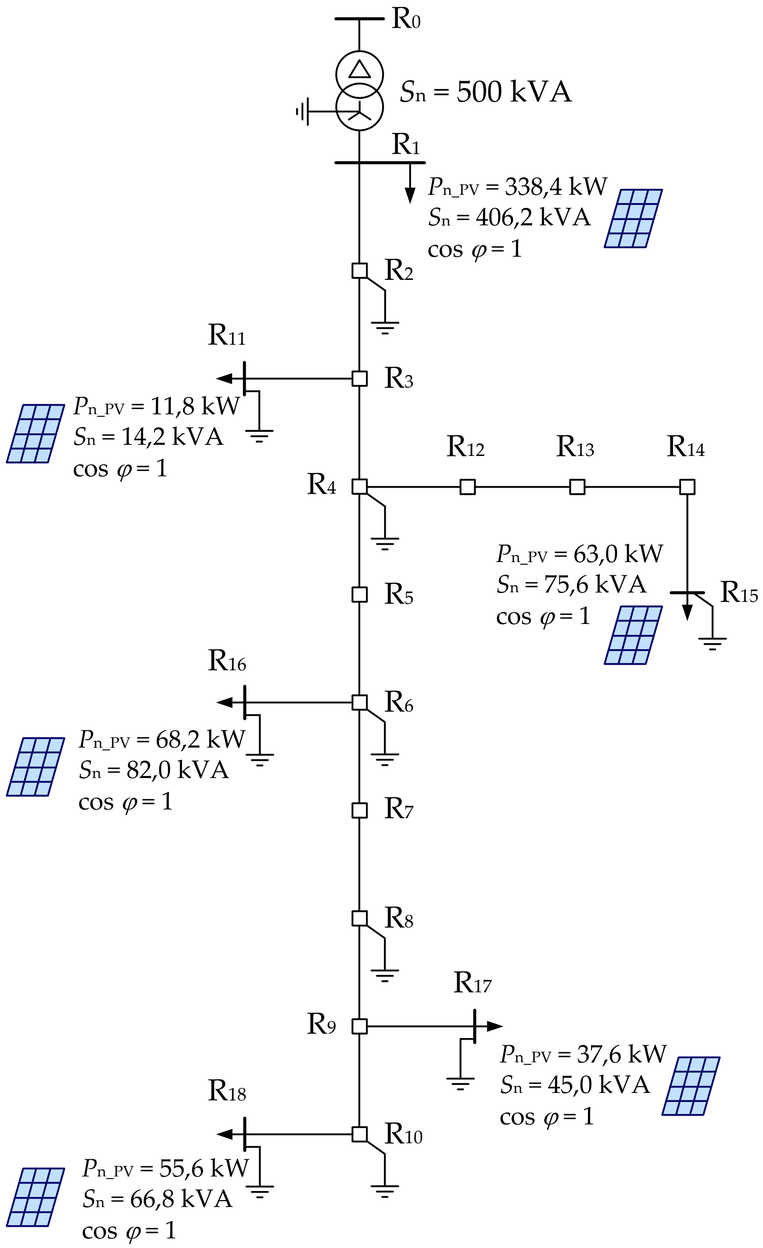


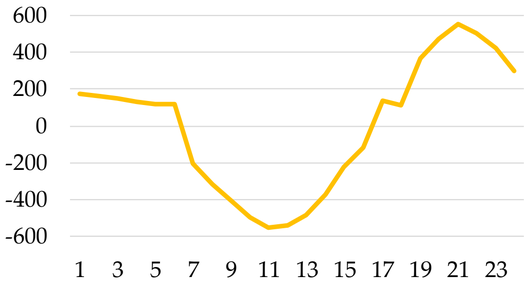
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

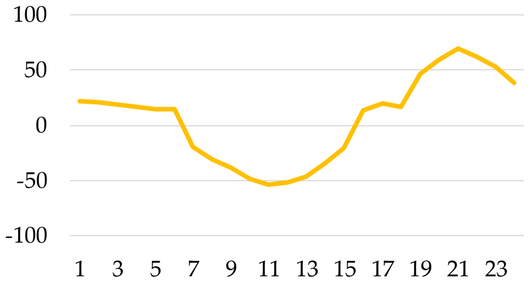


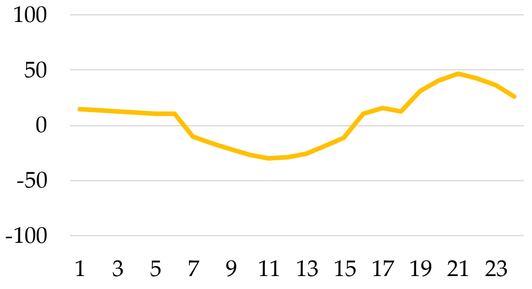




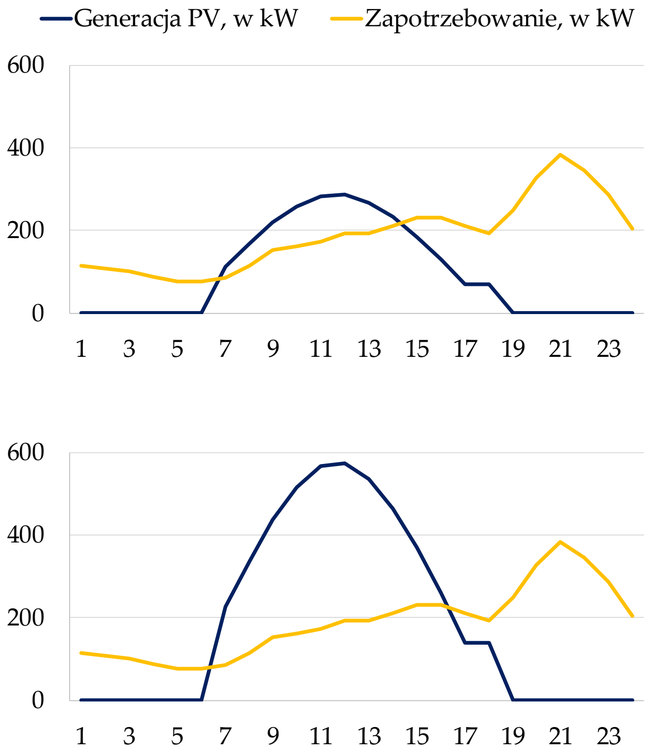






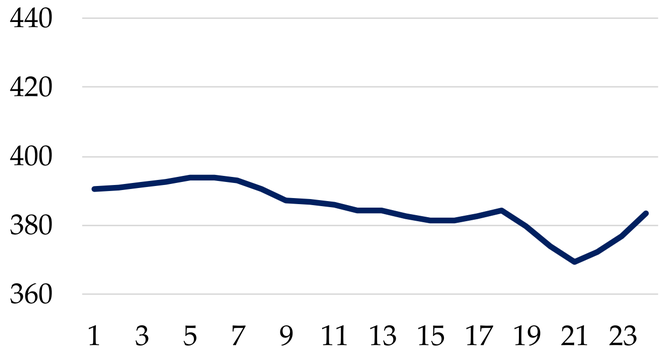


Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie

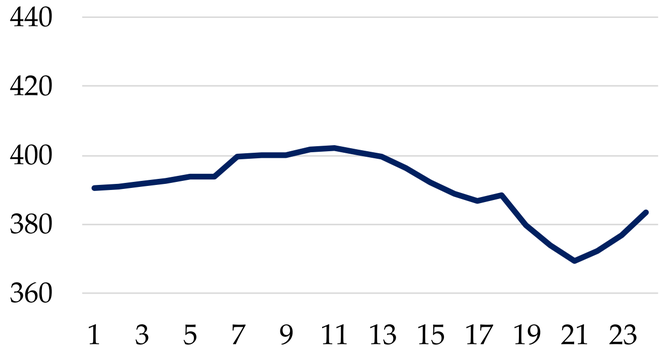


Napięcia w węźle R15, w V

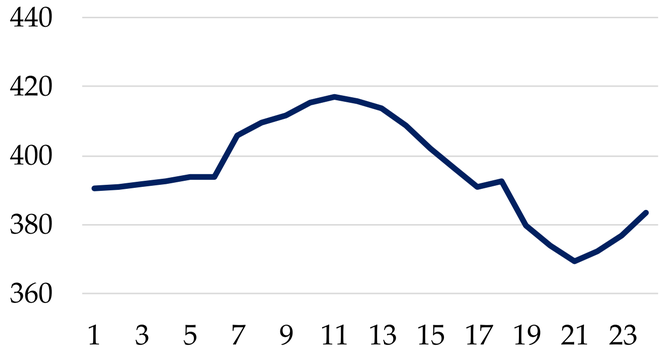
$\alpha = 0\%$



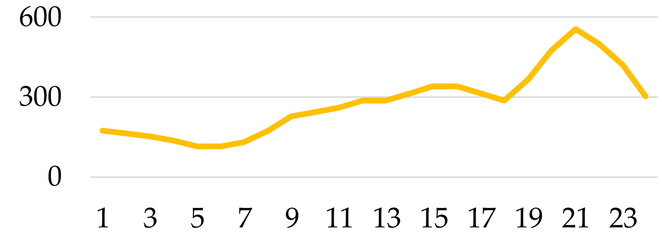
$\alpha = 25\%$

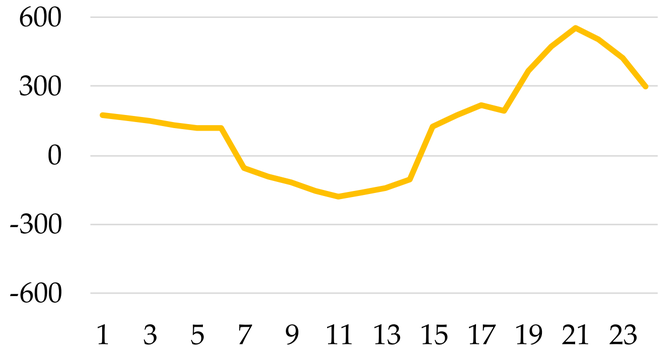


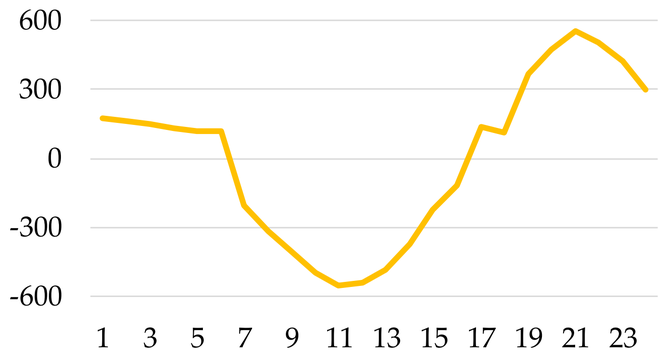
$\alpha = 50\%$



Prądy po stronie nN transformatora, w A







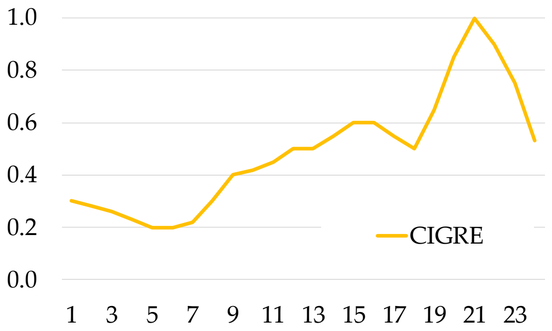
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – losowanie obciążeń dobowych

S_{max}, w kVA			
R1_L1	88,5	R16_L1	21,0
R1_L2	71,3	R16_L2	17,4
R1_L3	80,4	R16_L3	19,7
R11_L1	6,9	R17_L1	15,1
R11_L2	5,2	R17_L2	15,9
R11_L3	6,9	R17_L3	15,2
R15_L1	20,6	R18_L1	19,0
R15_L2	19,0	R18_L2	22,7
R15_L3	26,1	R18_L3	18,1

Obciążenie szczytowe:

- CIGRE:
  S_{max} = 404 kVA
- Losowanie:
  S_{max} = 401 kVA

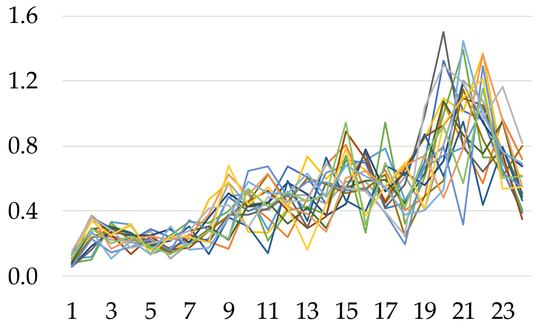
Wartość średnia:

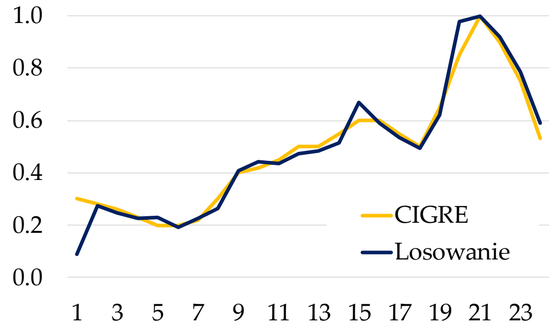


Współczynnik zmienności

Odchylenie standardowe = wartość średnia · współczynnik zmienności

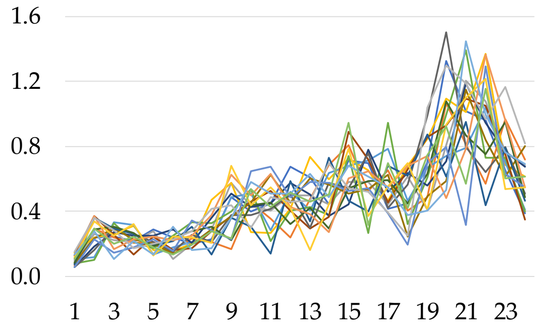
Generator liczb losowych o rozkładzie normalnym

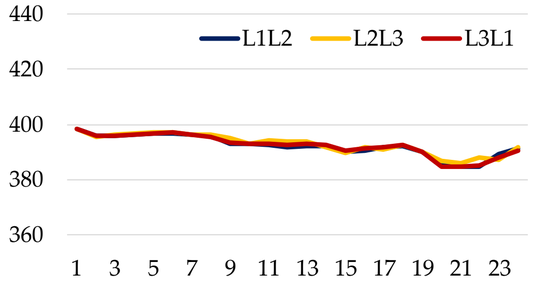


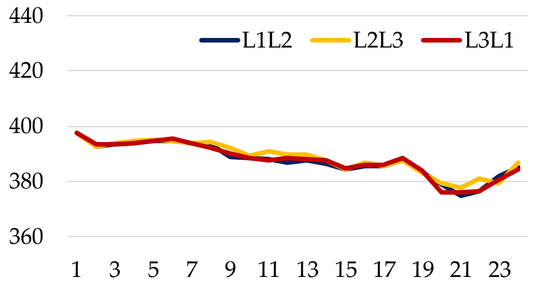


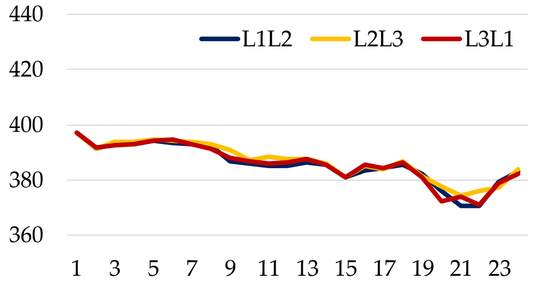
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

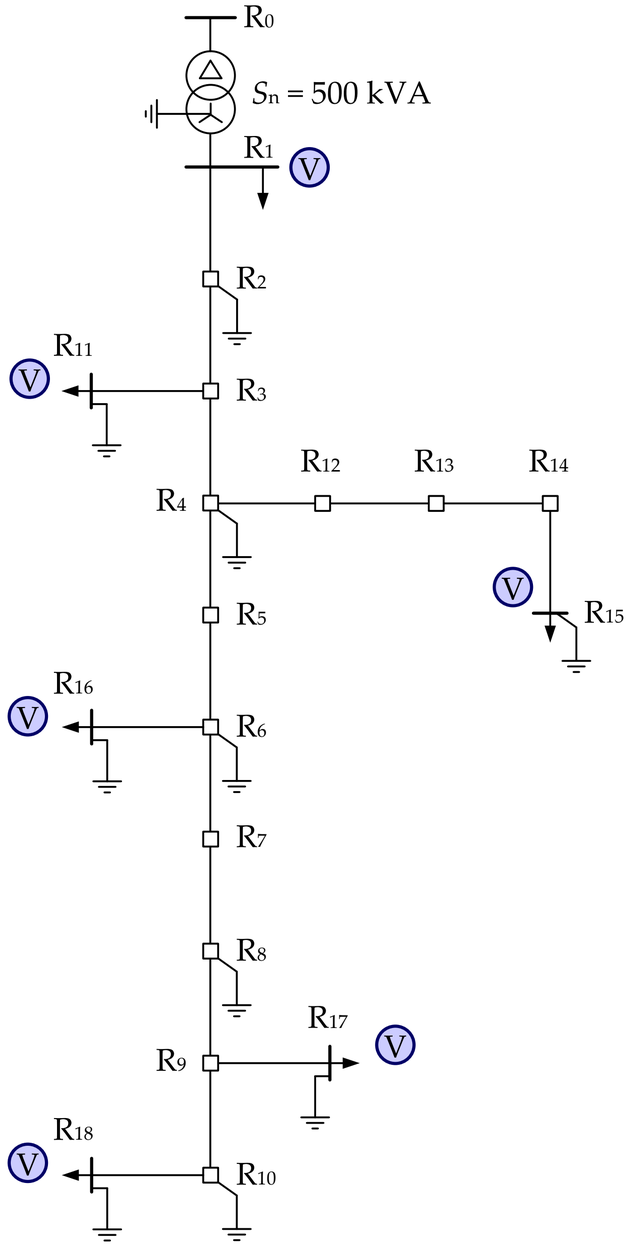
Niesymetryczne (wygenerowane losowo) obciążenia poszczególnych faz węzłów odbiorczych.

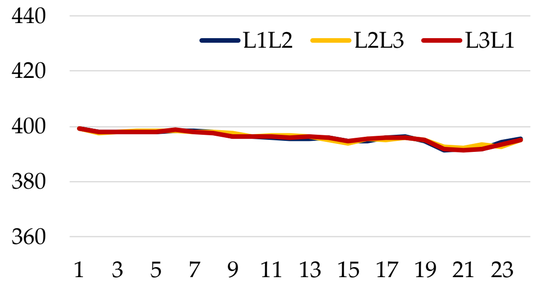


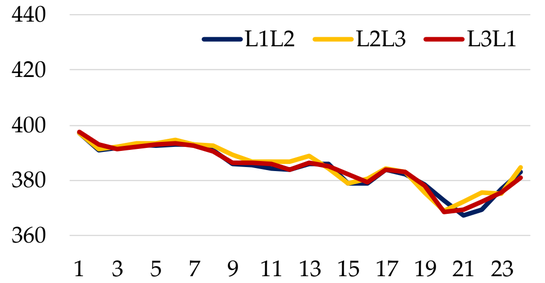


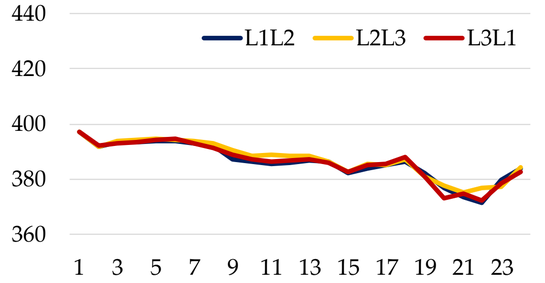






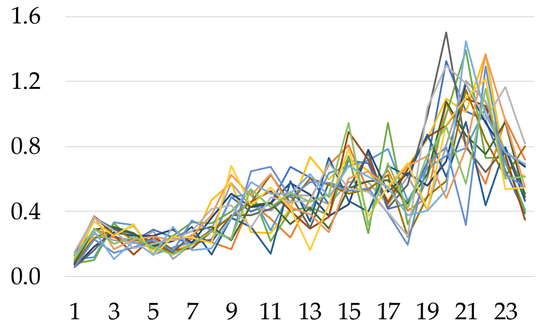


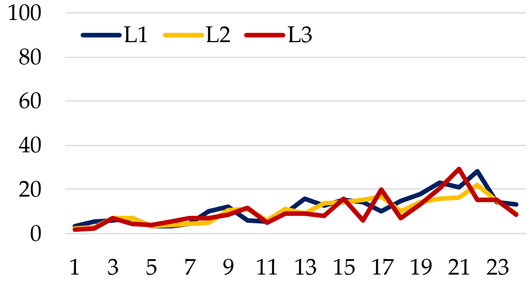


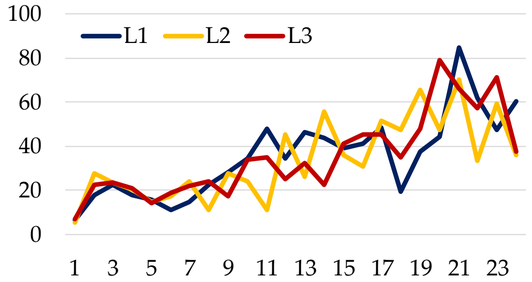


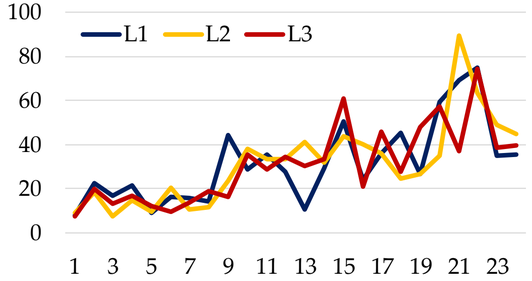
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

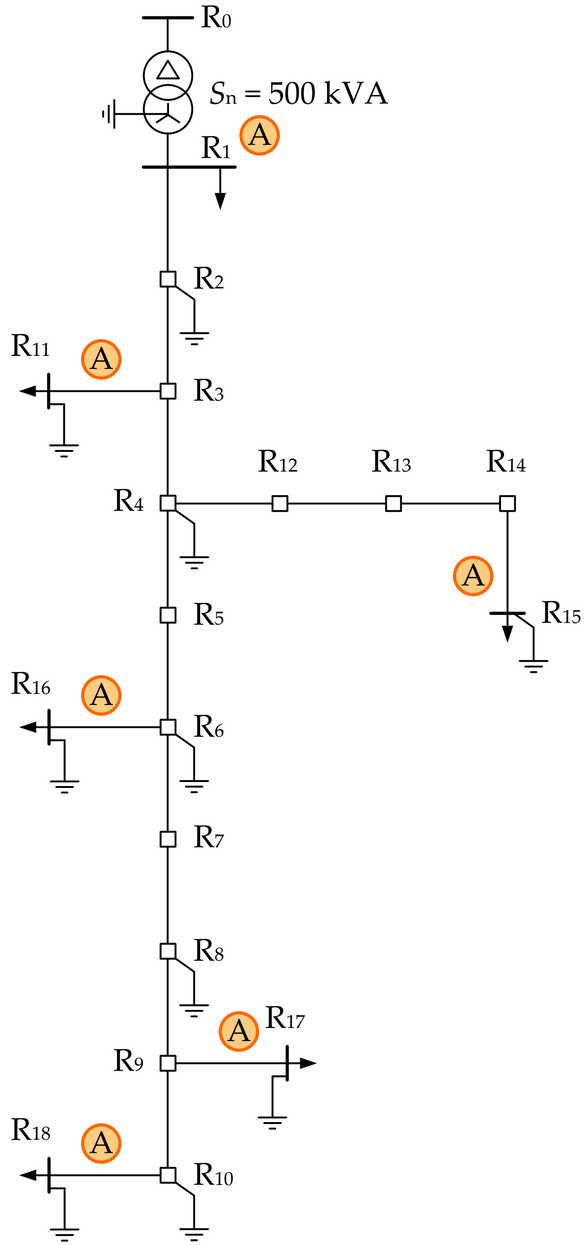
Niesymetryczne (wygenerowane losowo) obciążenia poszczególnych faz węzłów odbiorczych.

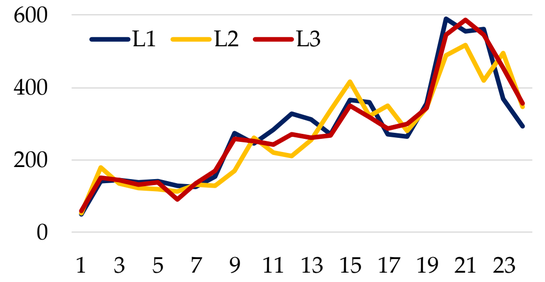


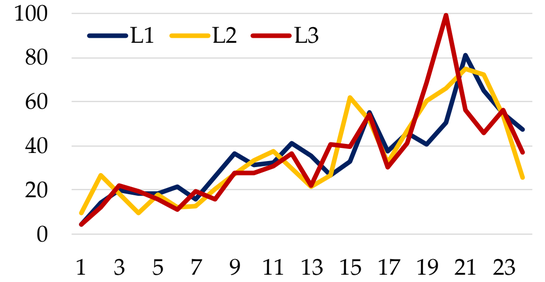


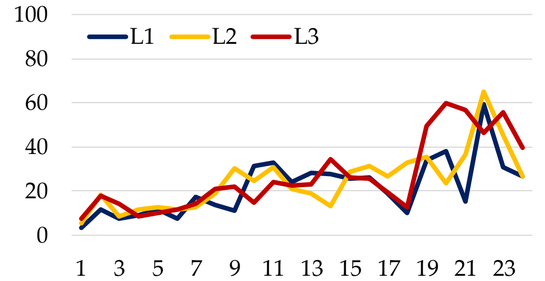








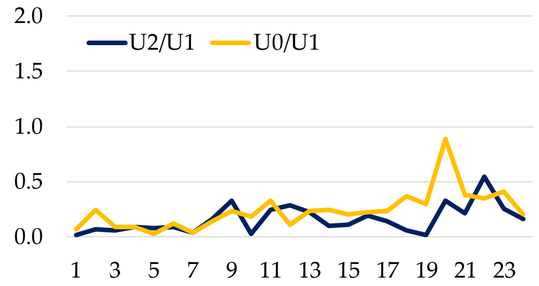


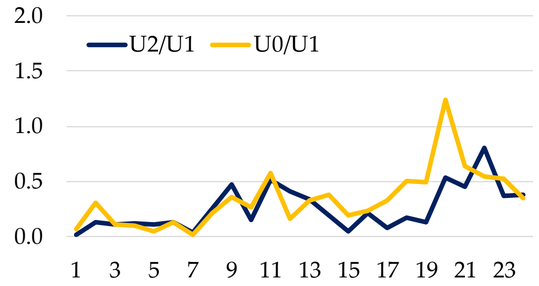


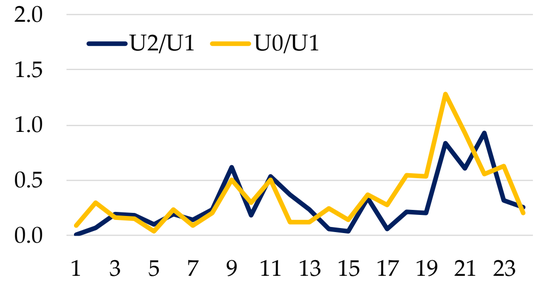
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

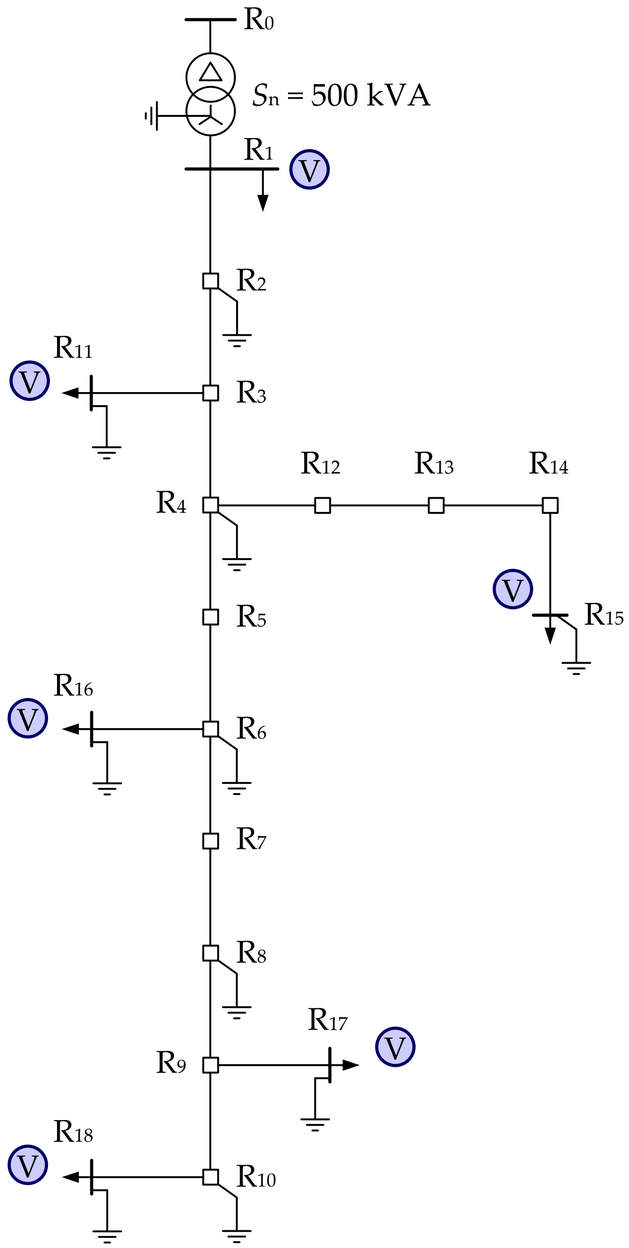
$$\alpha_{u2} = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$$

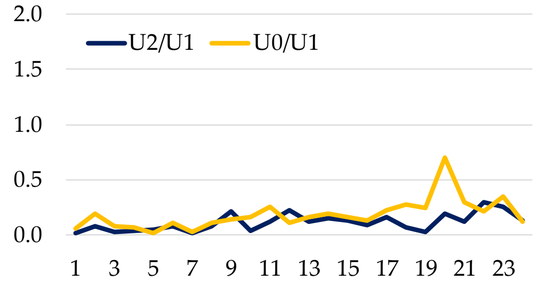
$$\alpha_{u0} = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100\%$$

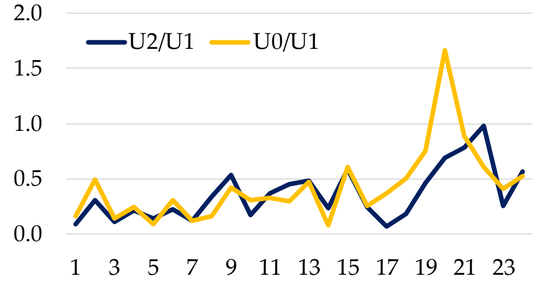


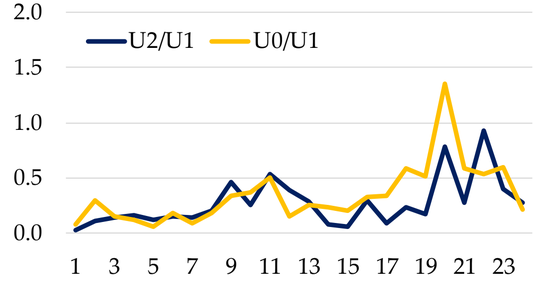




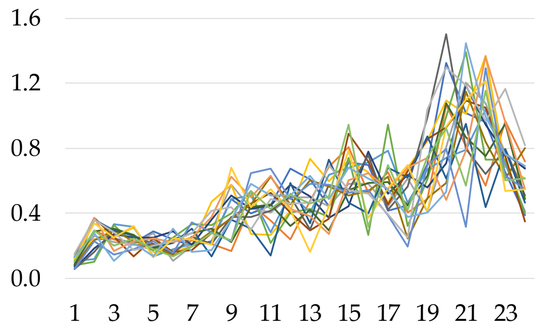




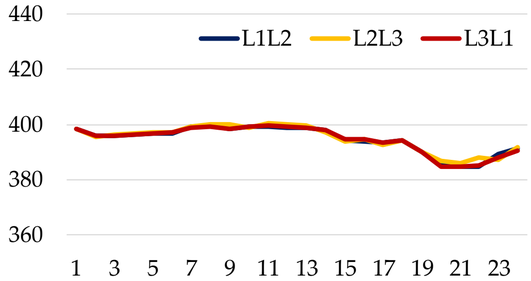


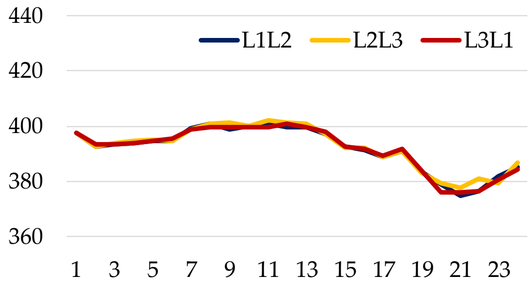


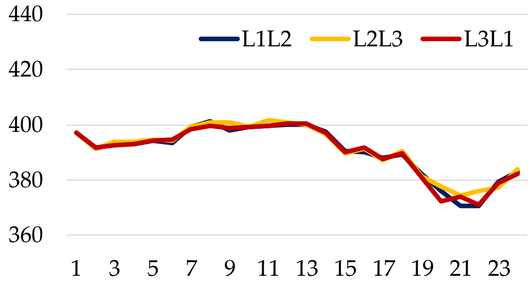
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

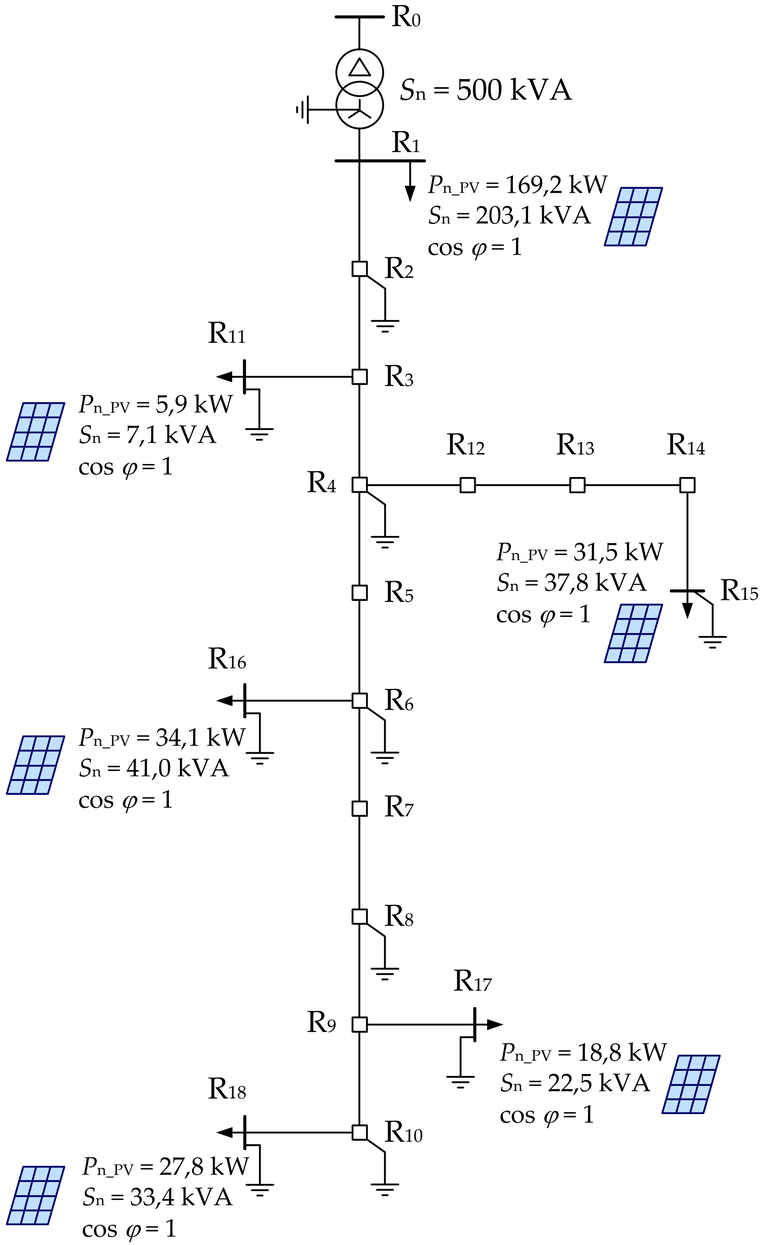


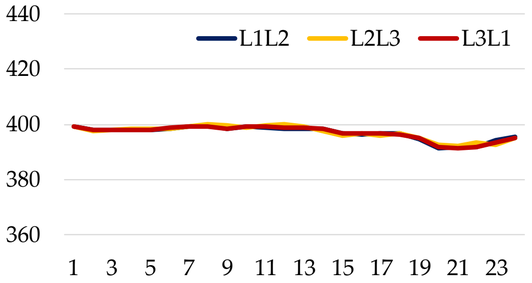
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

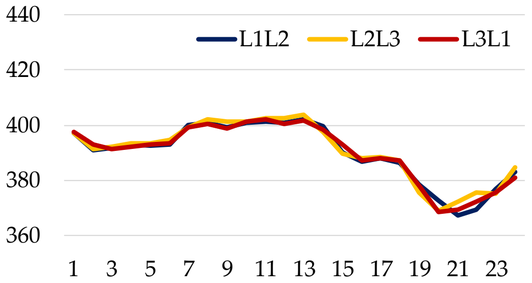


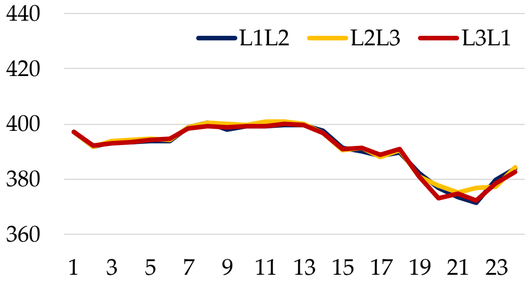




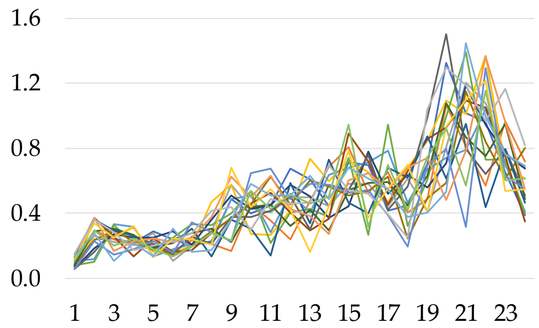




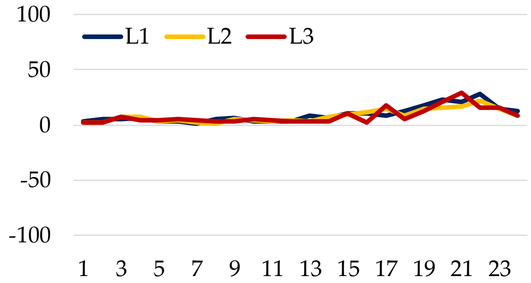


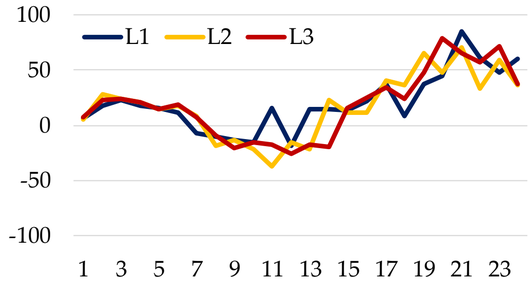


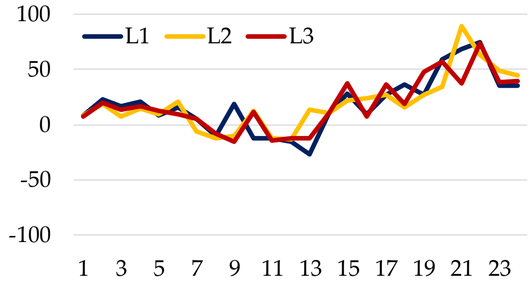
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

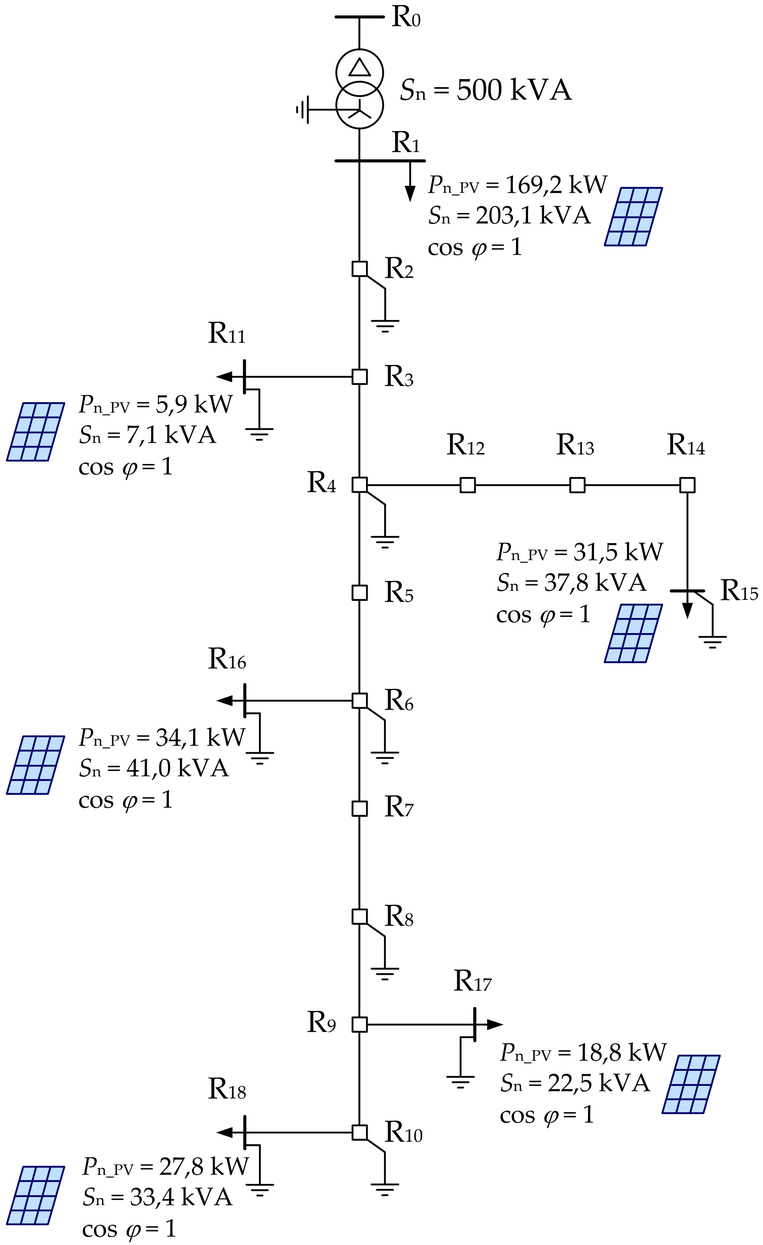


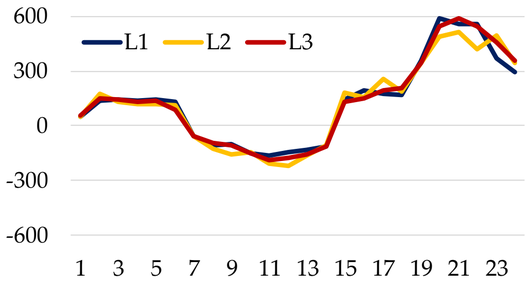
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

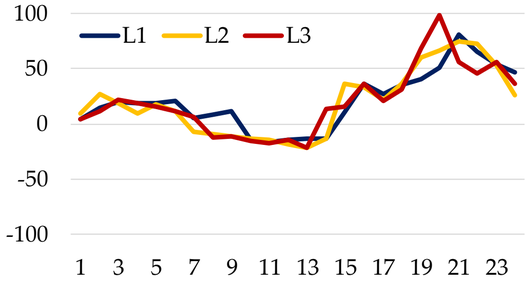


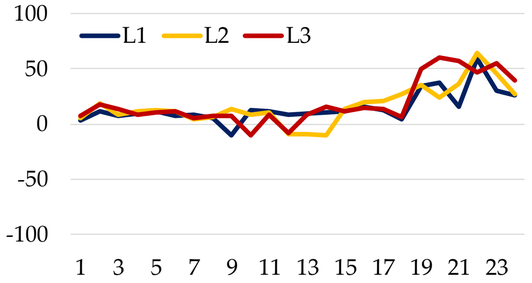




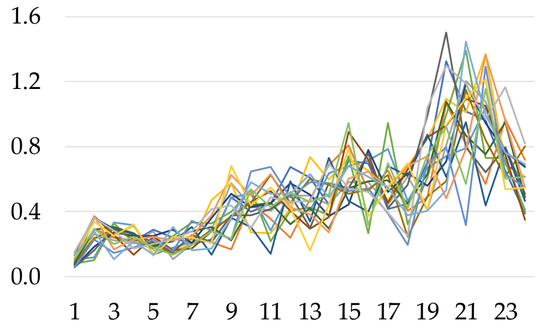




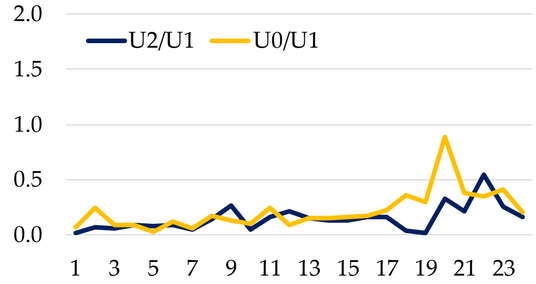


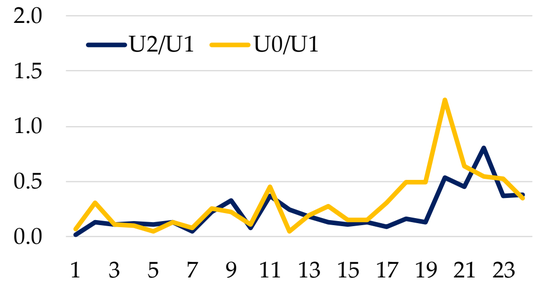


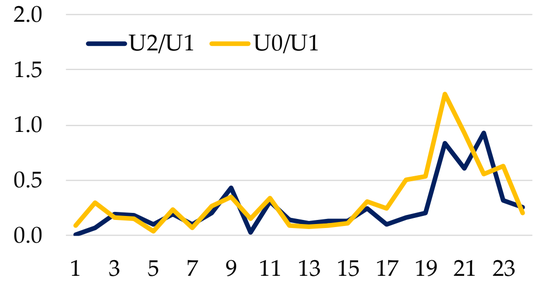
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

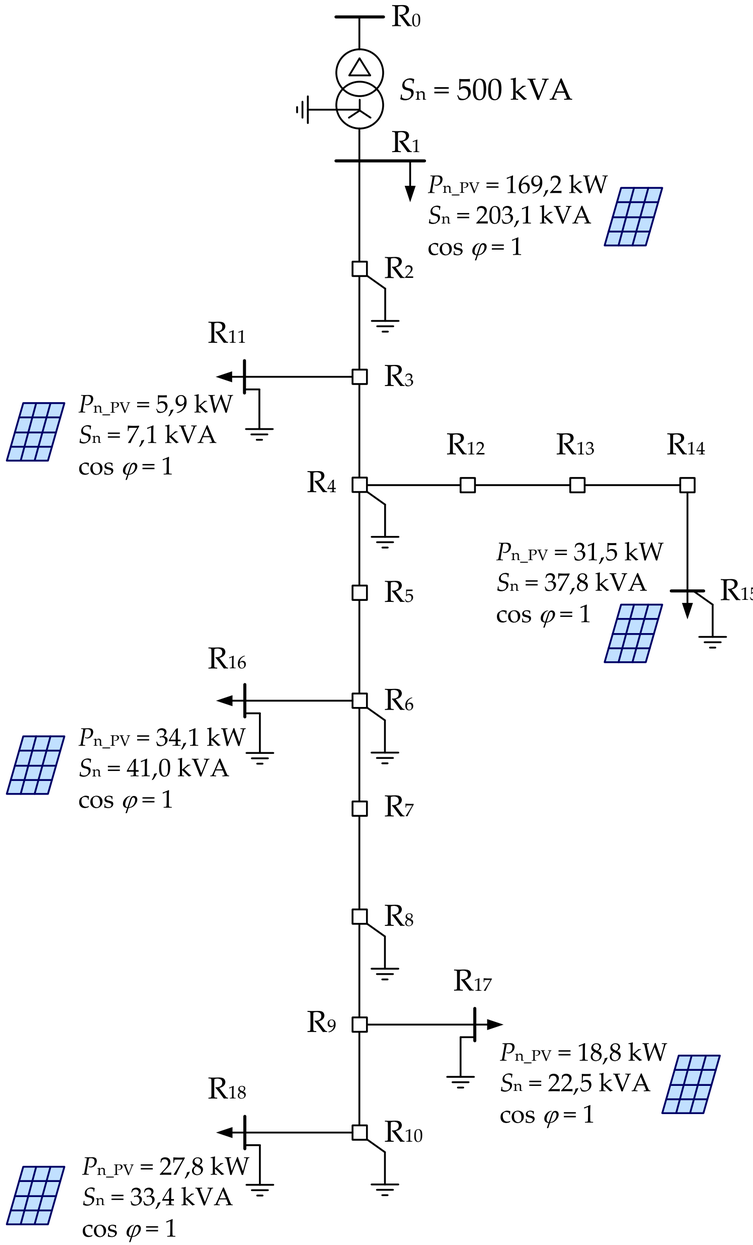


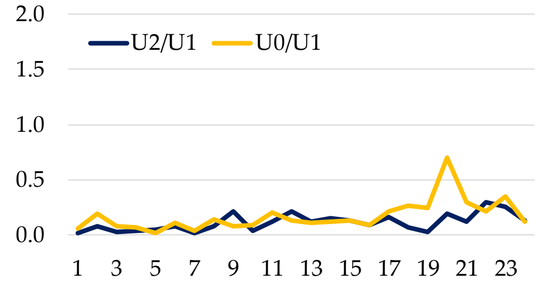
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

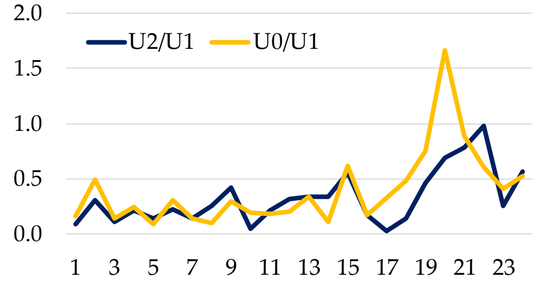


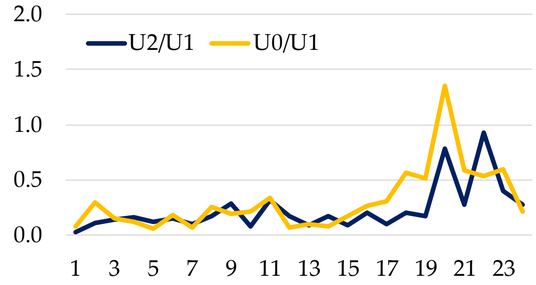




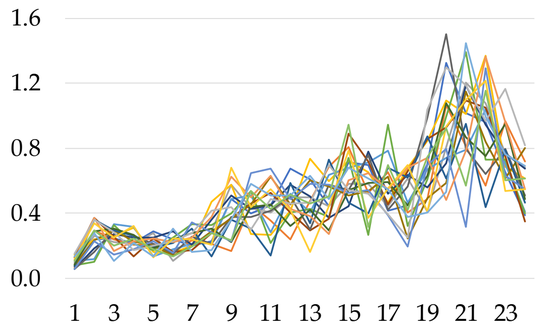




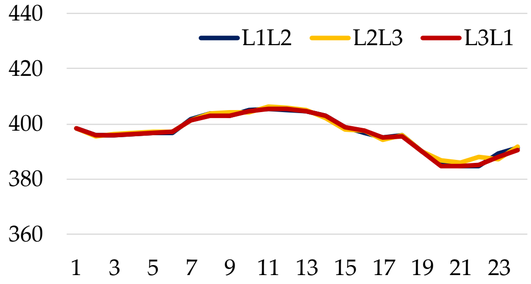


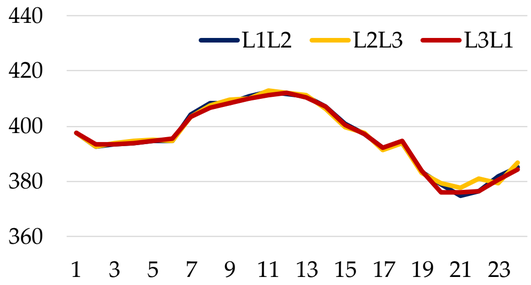


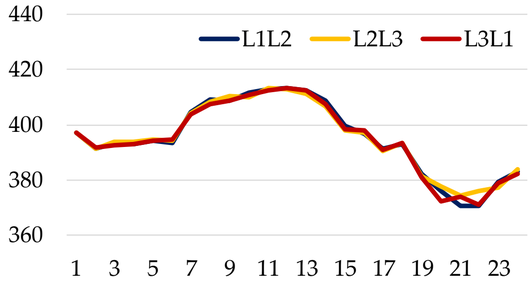
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

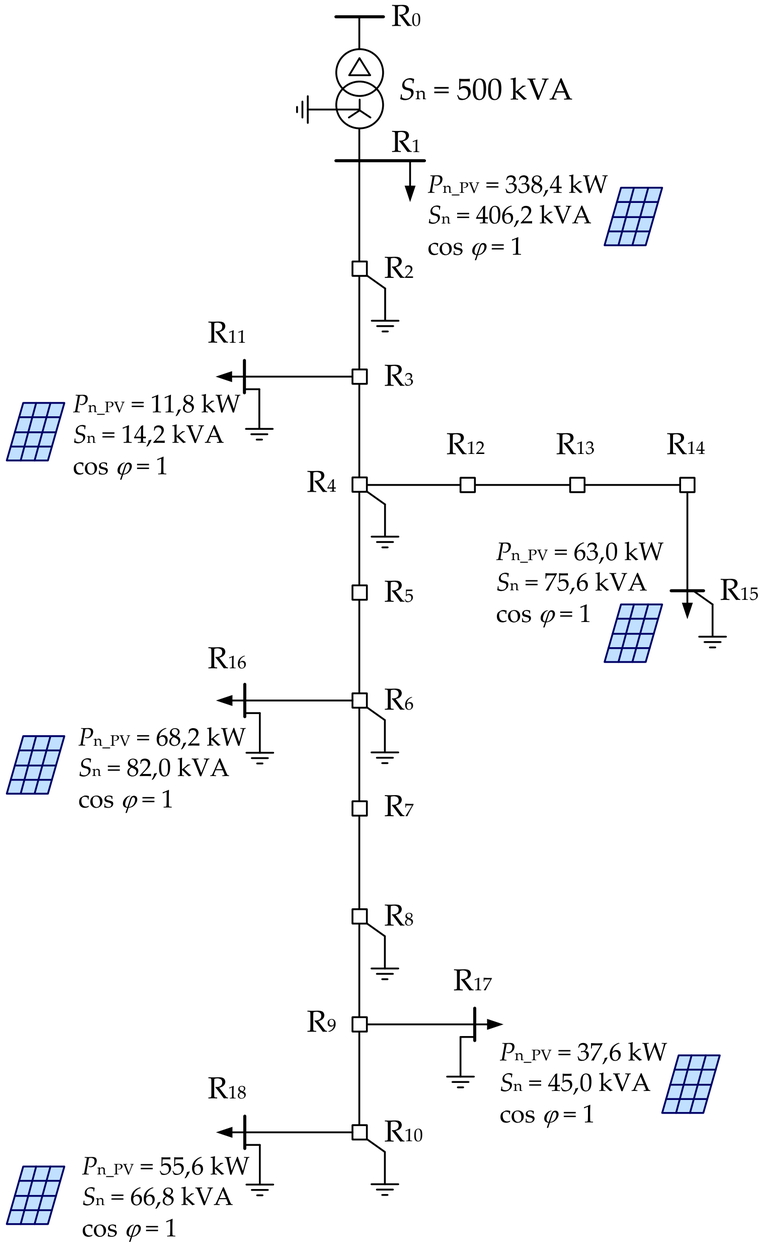


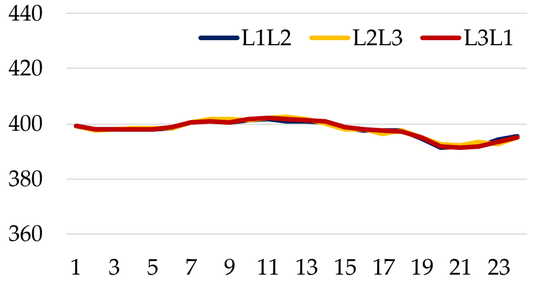
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

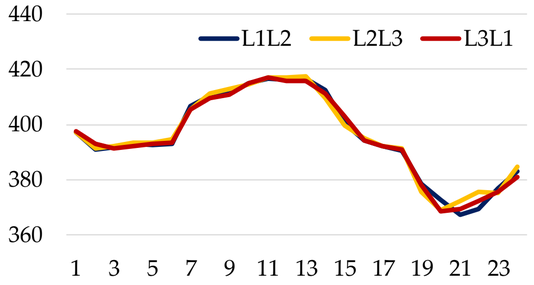


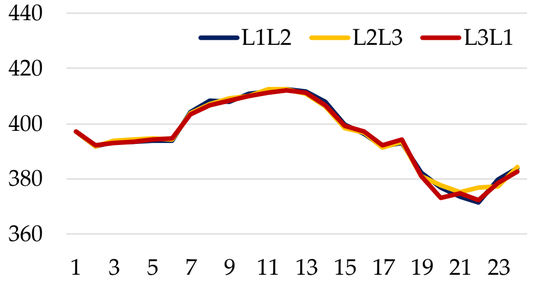




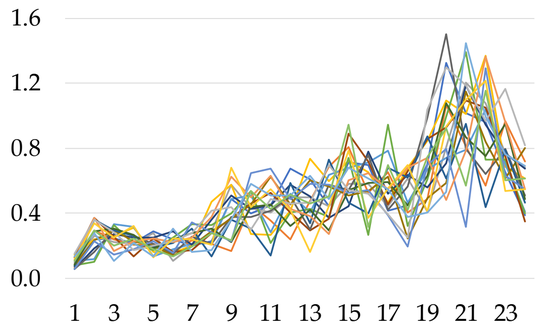




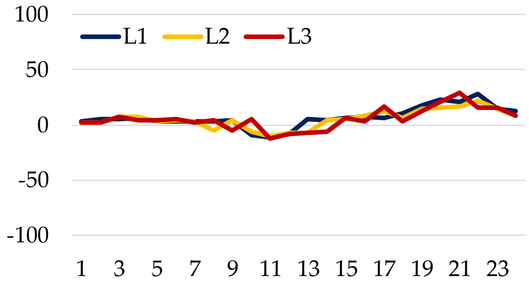


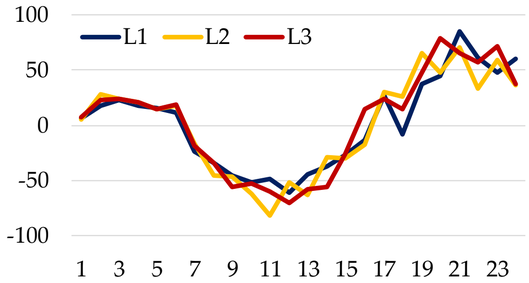


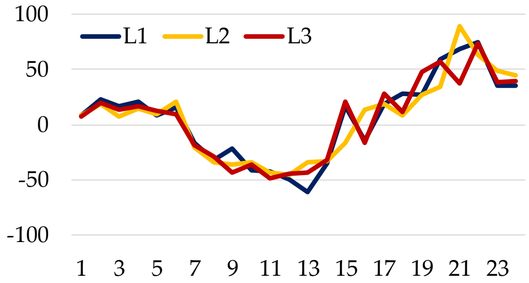
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

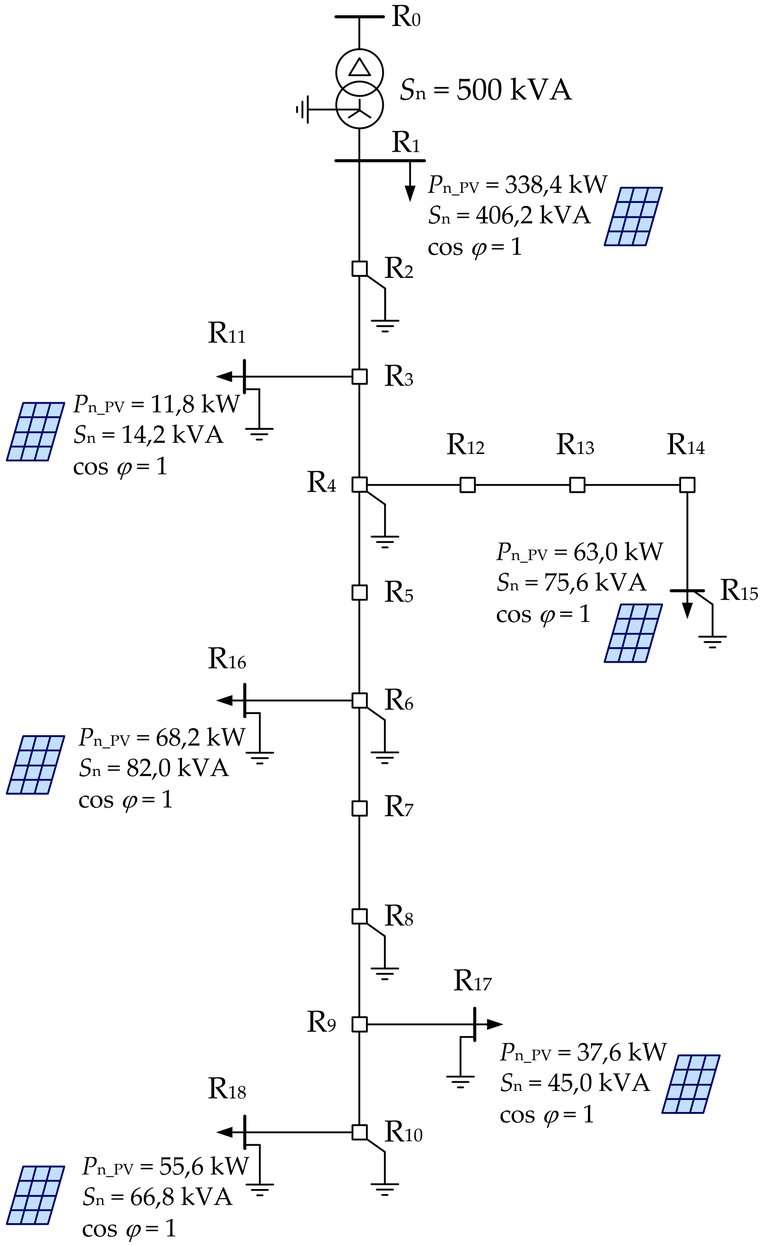


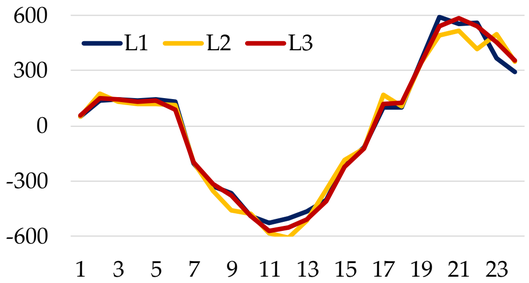
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

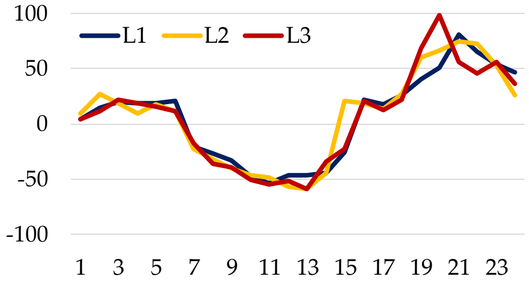


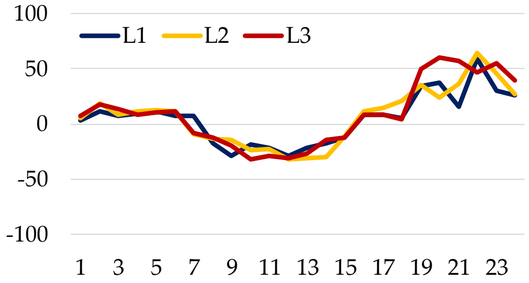




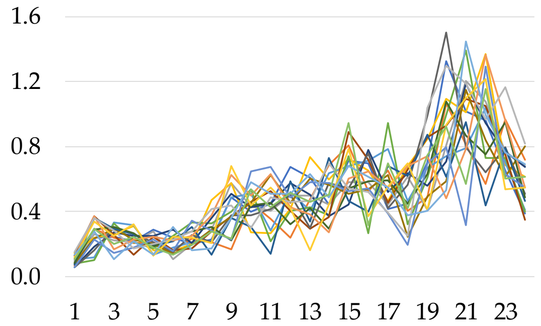




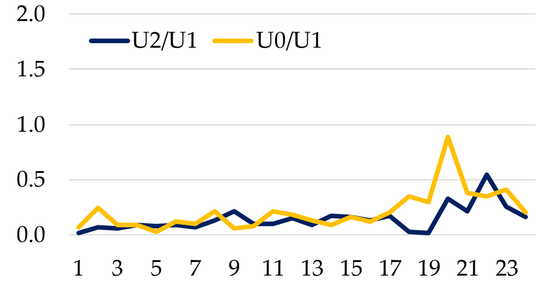


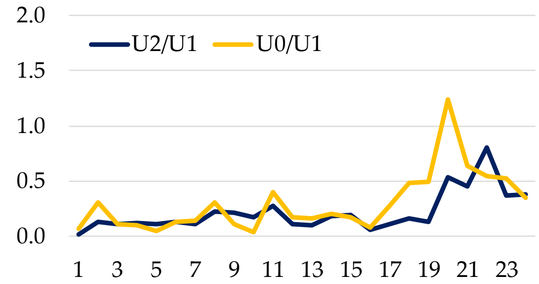


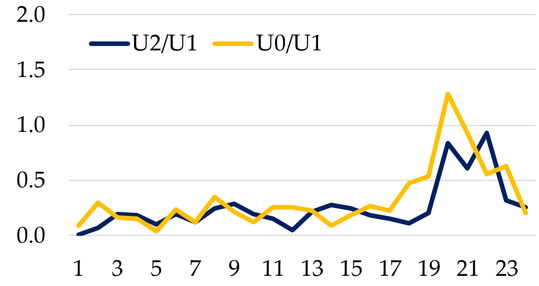
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

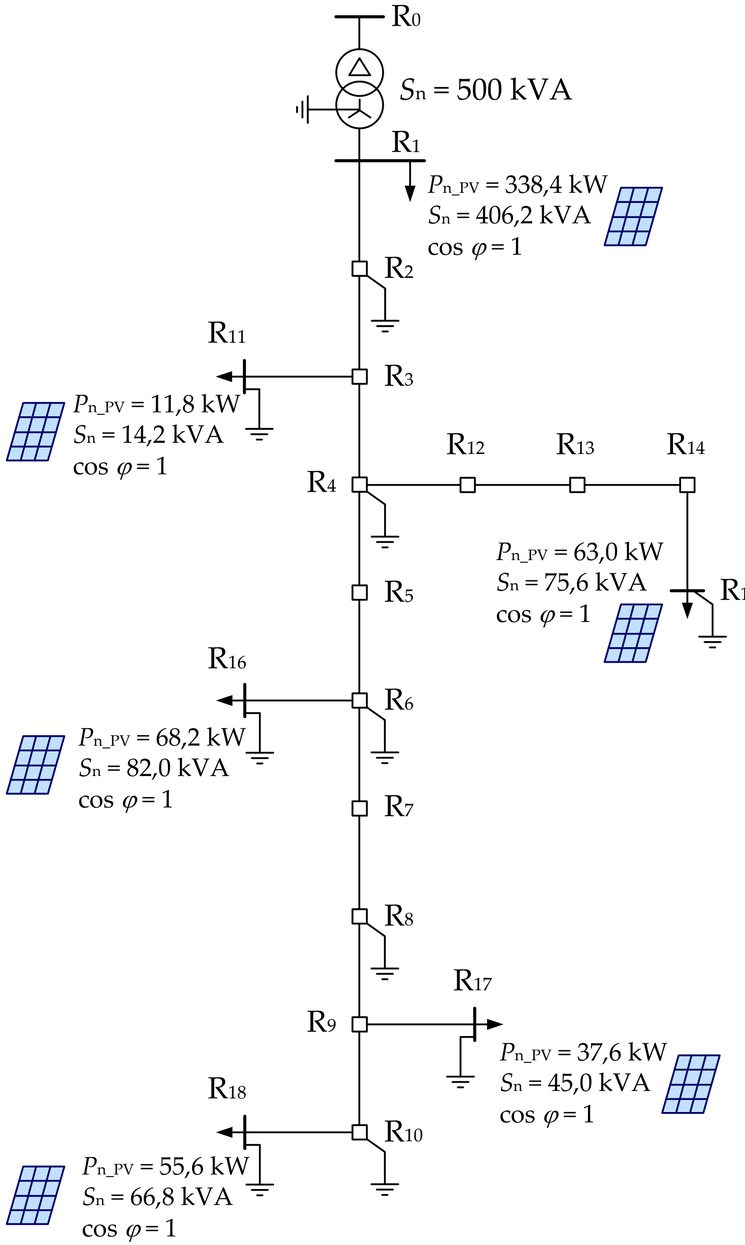


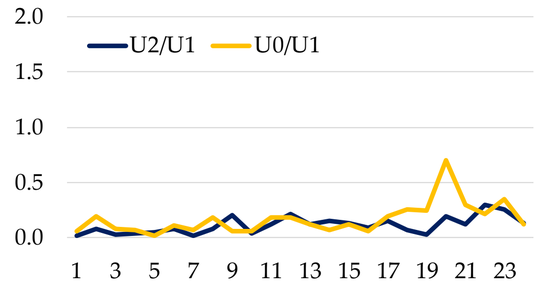
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

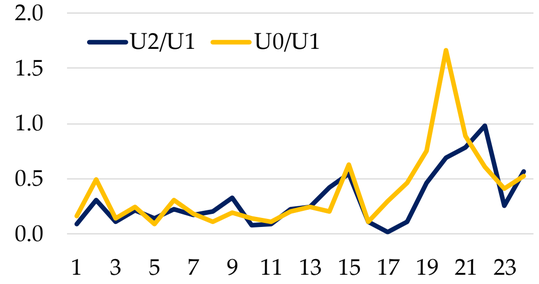


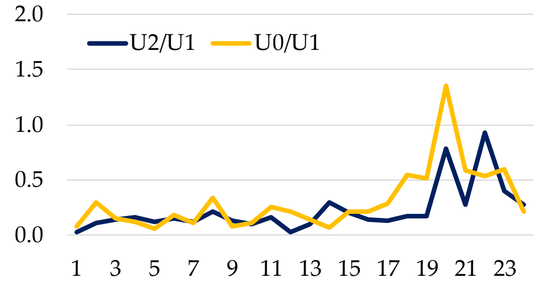










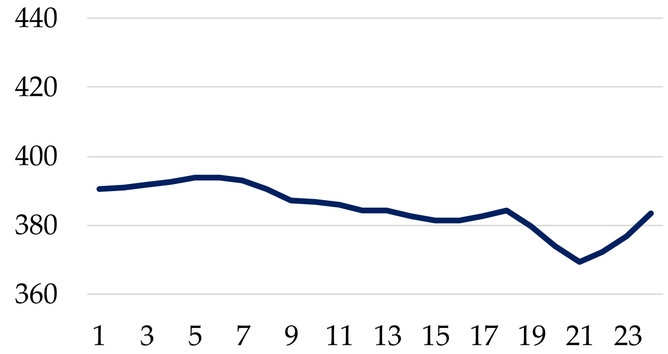


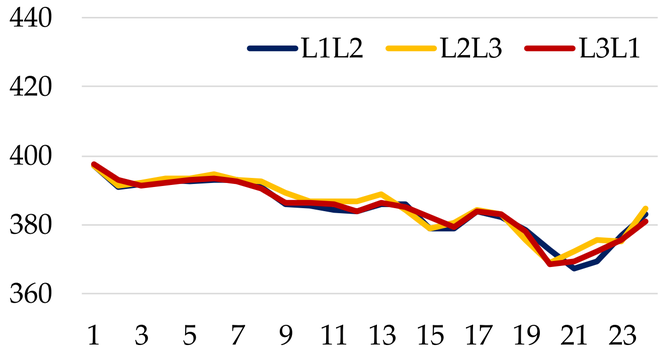
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie napięć w węźle R15 (napięcia w V)

Symetria obciążeń

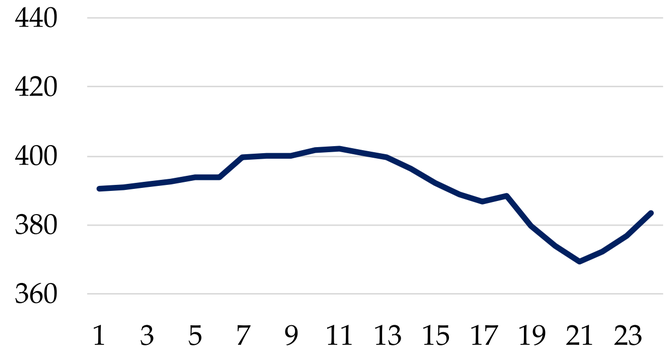
Niesymetria obciążeń

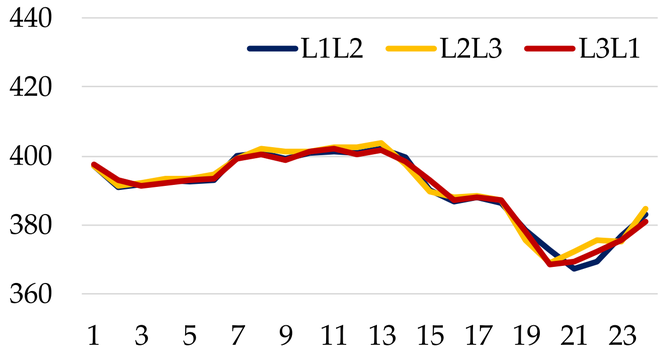
$\alpha = 0\%$



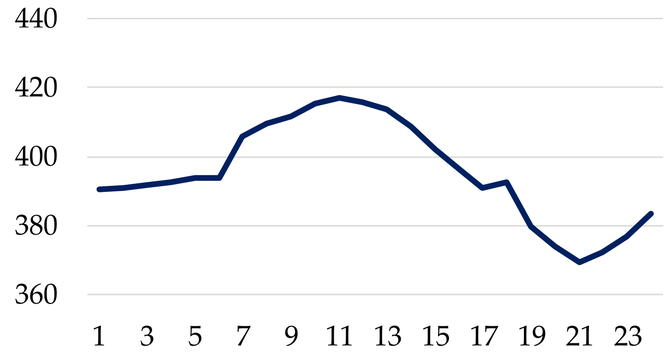


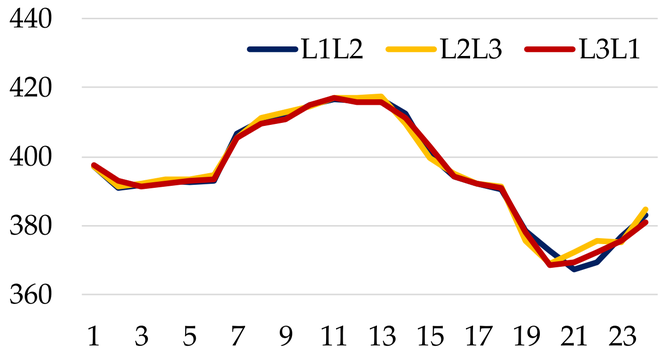
$\alpha = 25\%$





$\alpha = 50\%$



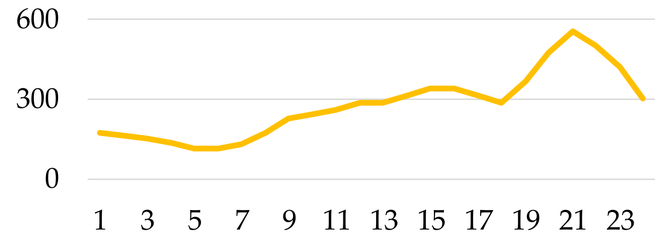


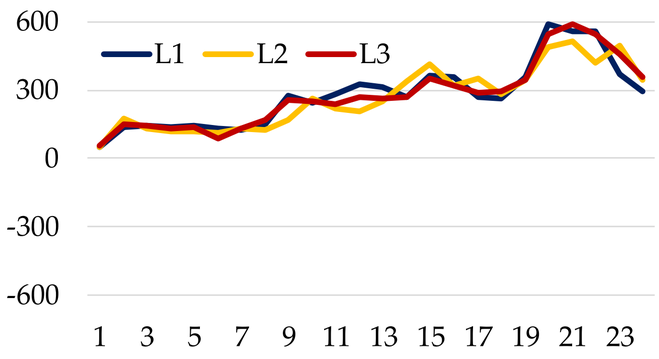
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie prądów po stronie nN transformatora (prądy w A)

Symetria obciążeń

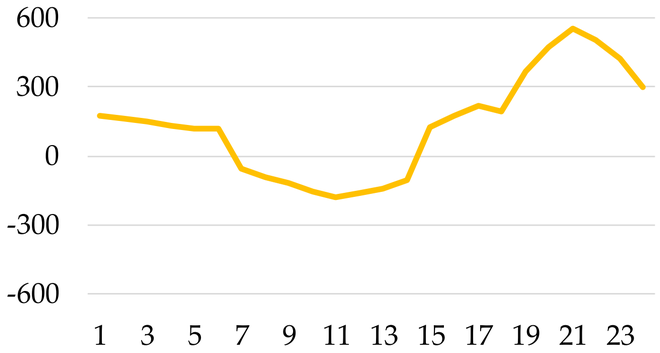
Niesymetria obciążeń

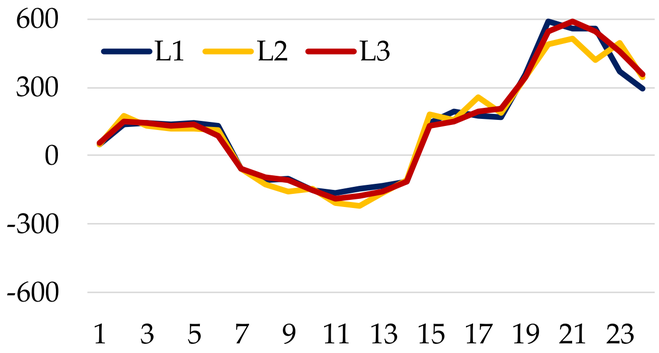
$\alpha = 0\%$



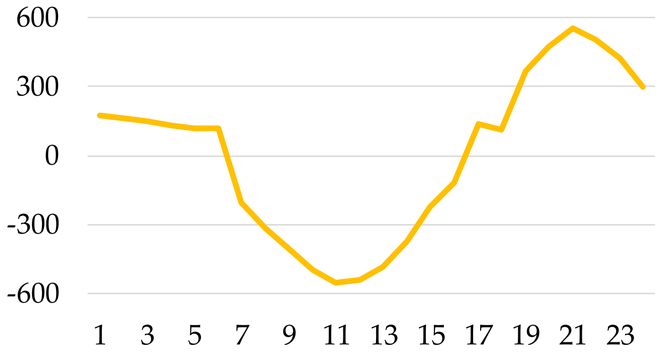


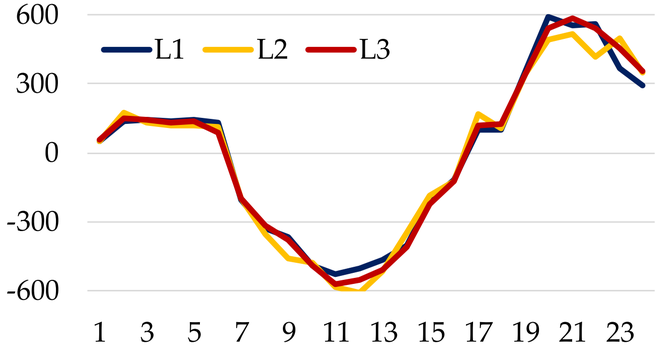
$\alpha = 25\%$



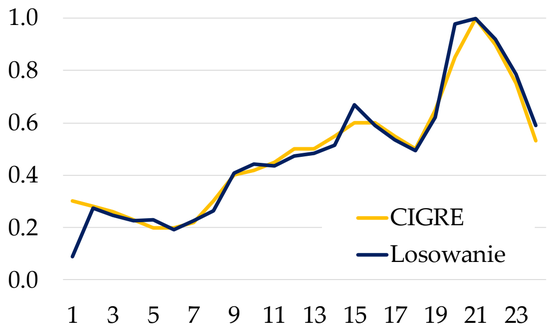


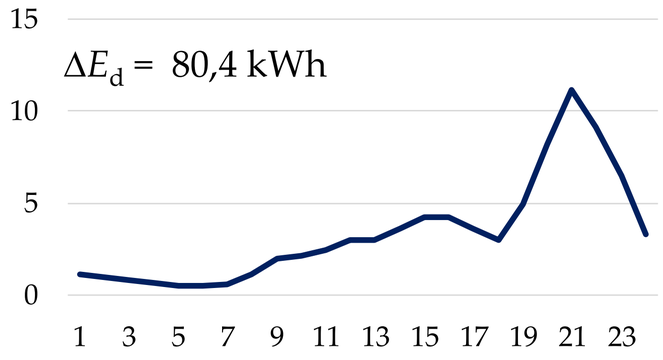
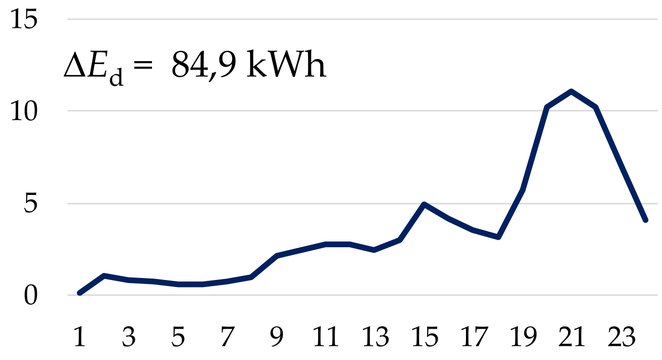
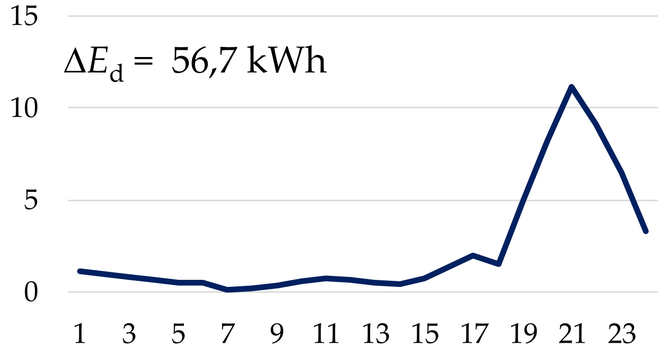
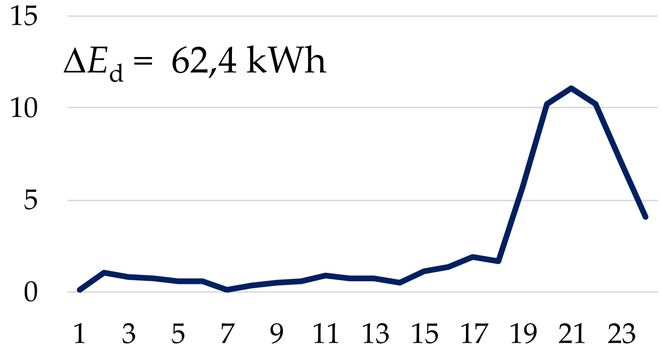
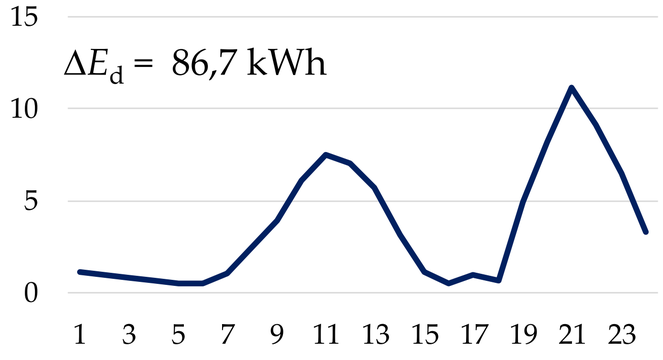
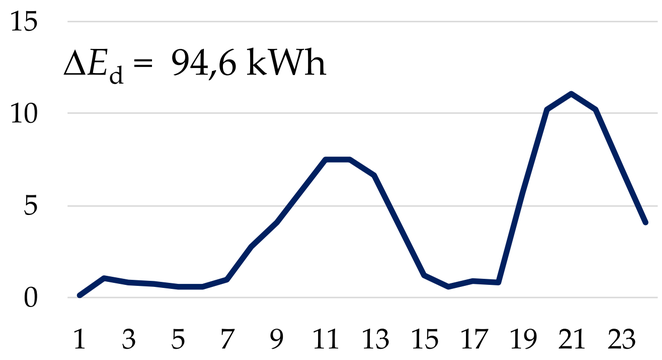
$\alpha = 50\%$





Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie strat energii (straty w kWh)



	Symetria obciążeń	Niesymetria obciążeń
$\alpha = 0\%$		
$\alpha = 25\%$		
$\alpha = 50\%$		

DZIĘKUJE ZA UWAGĘ

Phone
+48 32 237 1481
+48 32 237 1605

E-mail
roman.korab@polsl.pl

Follow us:
facebook.com/polsl
twitter.com/polsl

Politechnika Śląska

UCZELNIA BADAWCZA
INICJATYWA DOSKONAŁOŚCI

ANALIZA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ nN Z UWZGLĘDNIENIEM GENERACJI FOTOWOLTAICZNEJ ŹRÓDEŁ PROSUMENCKICH

Roman KORAB (Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, PŚ)
Marcin SMOŁKA (TAURON Polska Energia S.A., PŚ)

ANALIZA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ nN Z UWZGLĘDNIENIEM GENERACJI FOTOWOLTAICZNEJ ŹRÓDEŁ PROSUMENCKICH

Plan wystąpienia

01 Rozwój prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych

02 Charakterystyka sieci testowej CIGRE

03 Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci nN

04 Możliwości kształtowania warunków pracy sieci nN przez prosumentów

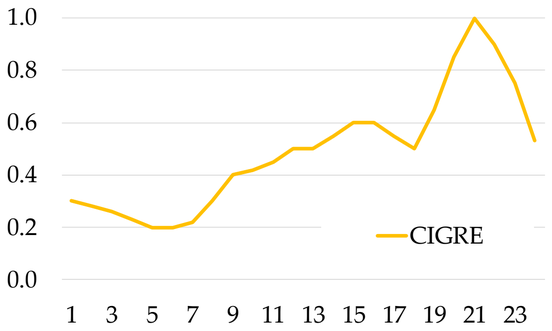
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – losowanie obciążeń dobowych

S_{max}, w kVA			
R1_L1	88,5	R16_L1	21,0
R1_L2	71,3	R16_L2	17,4
R1_L3	80,4	R16_L3	19,7
R11_L1	6,9	R17_L1	15,1
R11_L2	5,2	R17_L2	15,9
R11_L3	6,9	R17_L3	15,2
R15_L1	20,6	R18_L1	19,0
R15_L2	19,0	R18_L2	22,7
R15_L3	26,1	R18_L3	18,1

Obciążenie szczytowe:

- CIGRE:
  S_{max} = 404 kVA
- Losowanie:
  S_{max} = 401 kVA

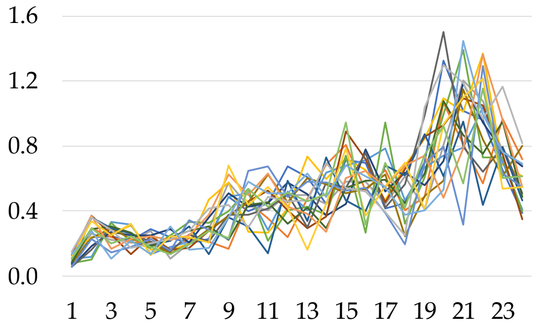
Wartość średnia:

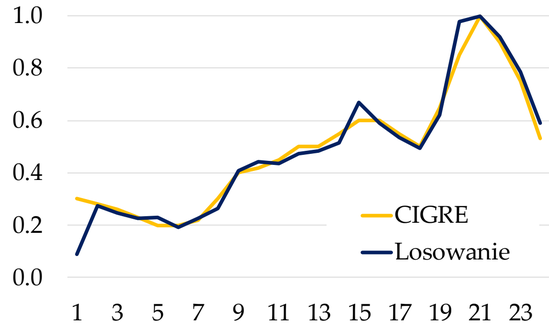


Współczynnik zmienności

Odchylenie standardowe = wartość średnia · współczynnik zmienności

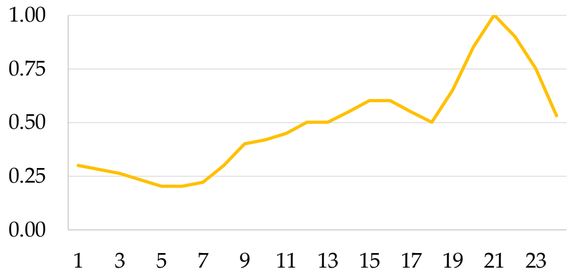
Generator liczb losowych o rozkładzie normalnym





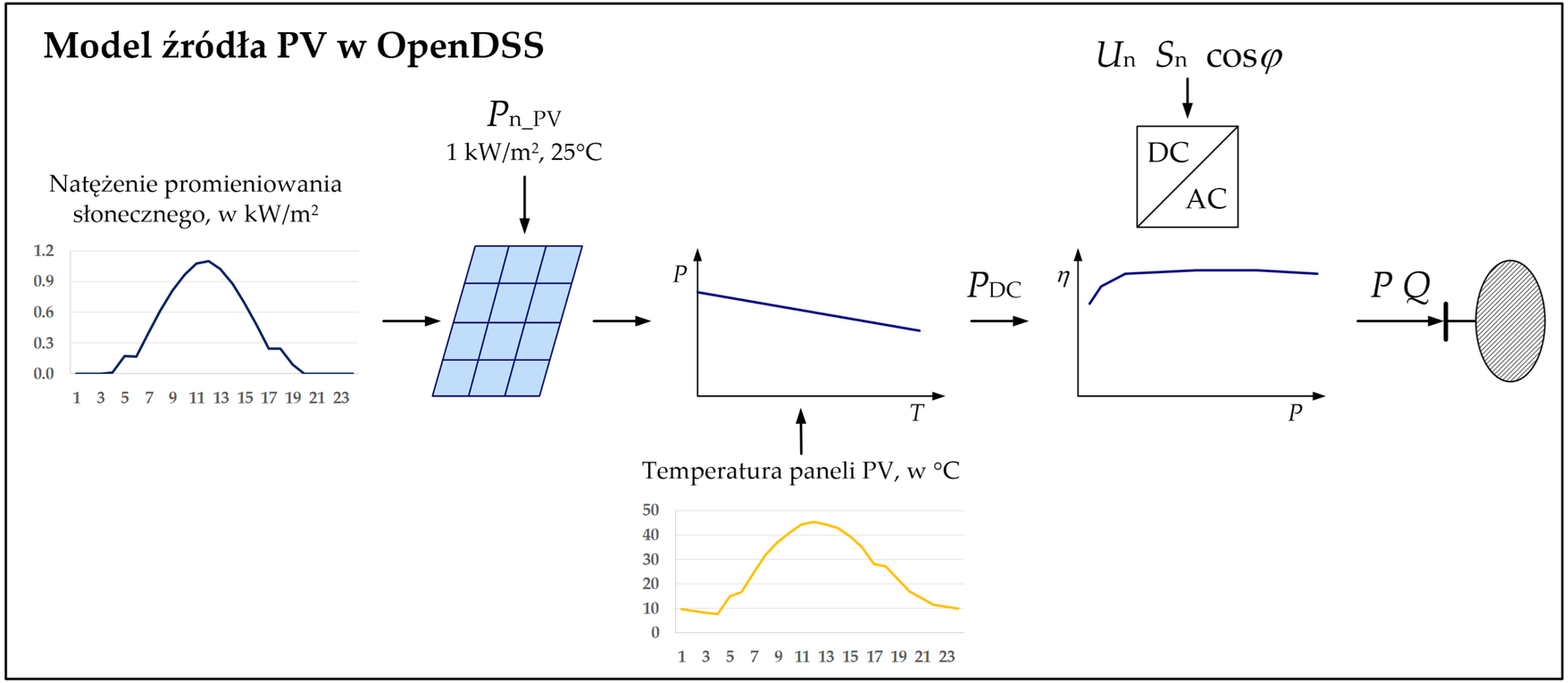
Dane wejściowe do symulacji

Dobowa zmienność zapotrzebowania, w p.u.

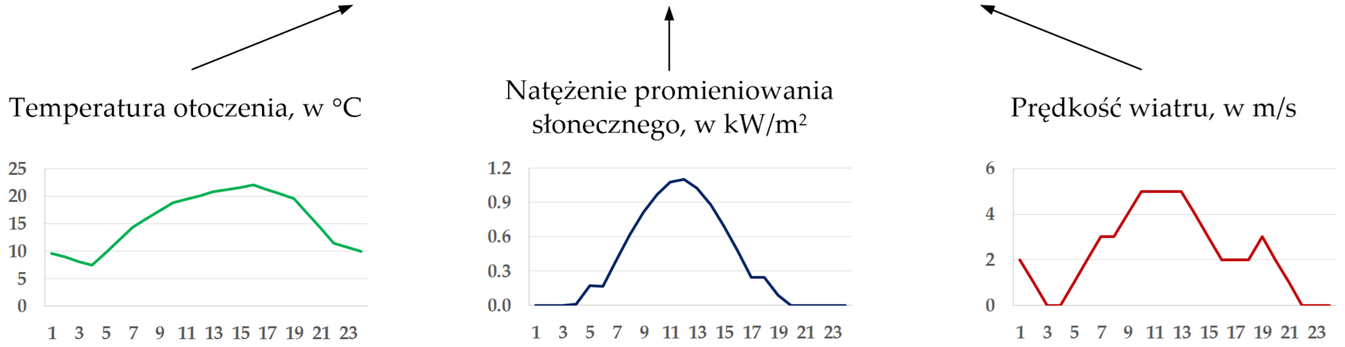


Dane meteorologiczne – Katowice, 50º 14′ N 19º 02′ E. z dnia 17 maja 2020 roku

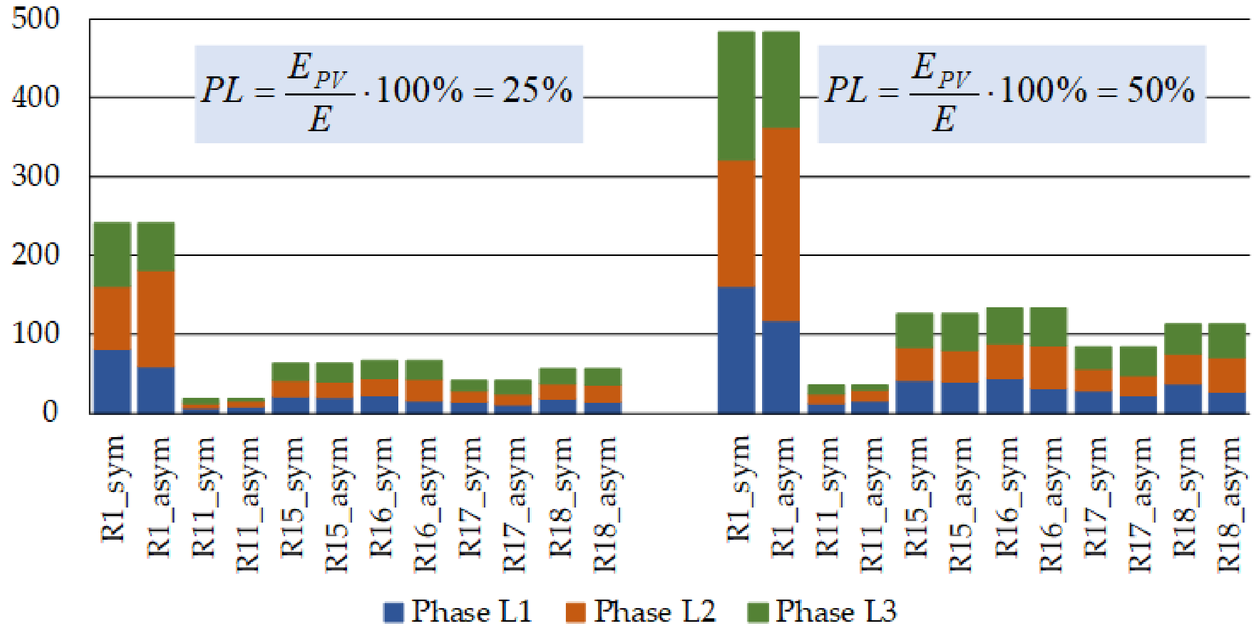
Model źródła PV w OpenDSS



Model obliczający temperaturę paneli PV



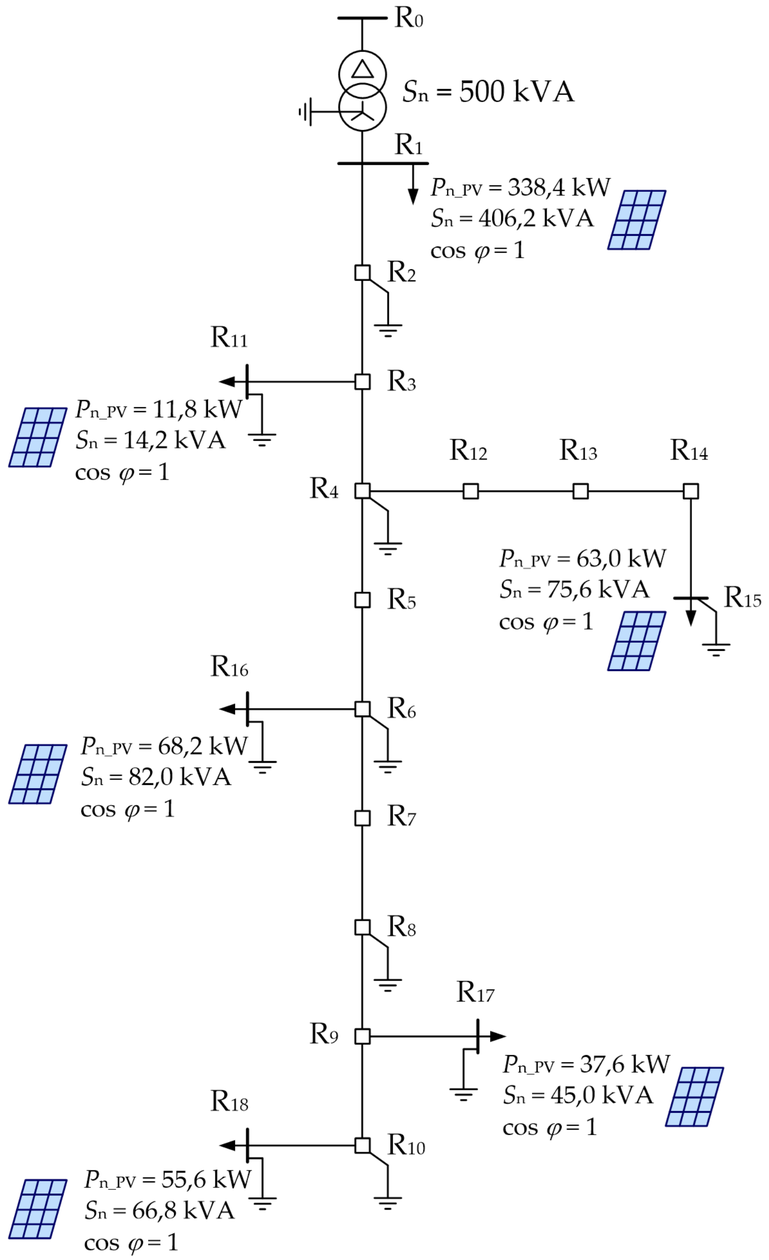
Dane wejściowe do symulacji – moce źródeł PV



	Obciążenie				*PL* = 25%		*PL* = 50%	
No	*S*	*pf*	*P*	*E*	E_{PV}	$P_{r\,PV}$	E_{PV}	$P_{r\,PV}$
-	kVA	-	kW	MWh	MWh	kW	MWh	kW
R_1	200	0.95	190.0	814.2	203.5	241.7	407.1	483.4
R_{11}	15	0.95	14.3	61.1	15.3	18.1	30.5	36.3
R_{15}	52	0.95	49.4	211.7	52.9	62.8	105.8	125.7
R_{16}	55	0.95	52.3	223.9	56.0	66.5	111.9	132.9
R_{17}	35	0.95	33.3	142.5	35.6	42.3	71.2	84.6
R_{18}	47	0.95	44.7	191.3	47.8	56.8	95.7	113.6
∑	404	-	384.0	1644.7	411.1	488.2	822.3	976.5

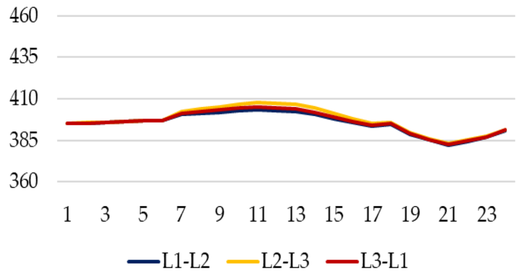
Warianty przeprowadzonych symulacji

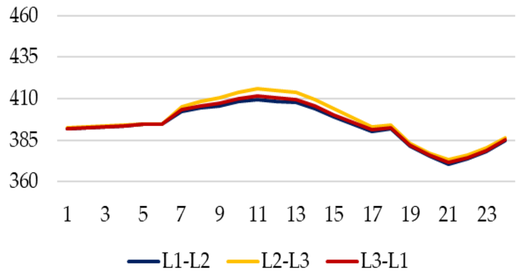
Wariant	Obciążenie	Źródła PV	
		% udział źródeł PV [α]	podział mocy znamionowej źródeł PV
V1	symetryczne	0	-
V2	symetryczne	25	symetryczne
V3	symetryczne	50	symetryczne
V4	symetryczne	25	niesymetryczne
V5	symmetrical	50	niesymetryczne
V6	niesymetryczne	0	-
V7	niesymetryczne	25	symetryczne
V8	niesymetryczne	50	symetryczne
V9	niesymetryczne	25	niesymetryczne
V10	niesymetryczne	50	niesymetryczne

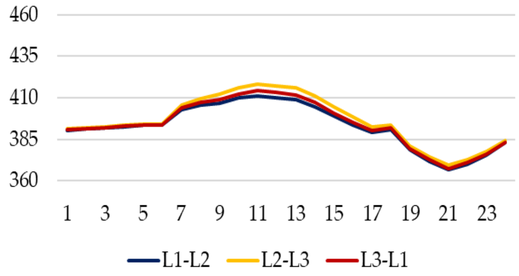


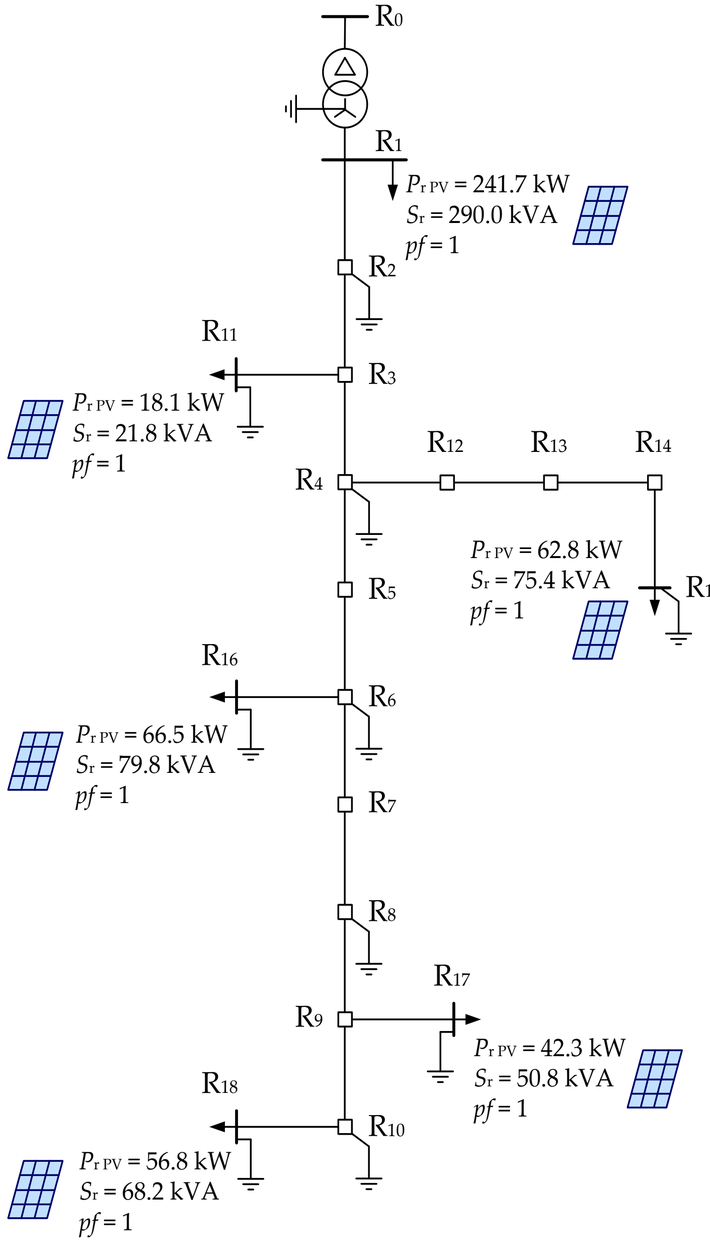
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

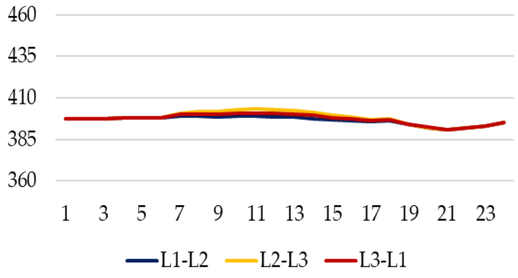
Wariant V4:
- obciążenie symetryczne
- podział mocy znamionowej PV – niesymetryczne
- α = 25%

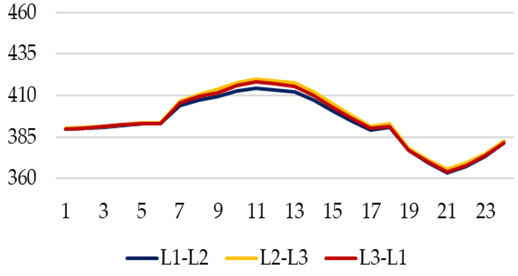


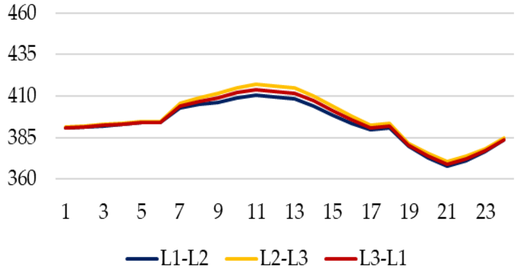






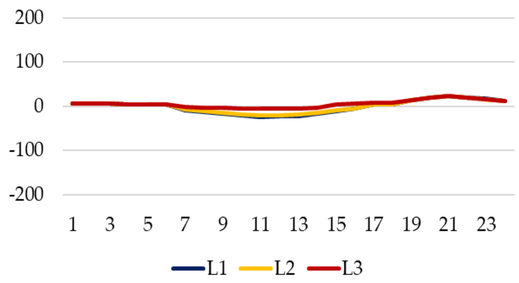


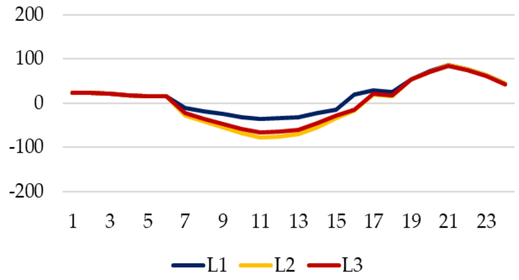


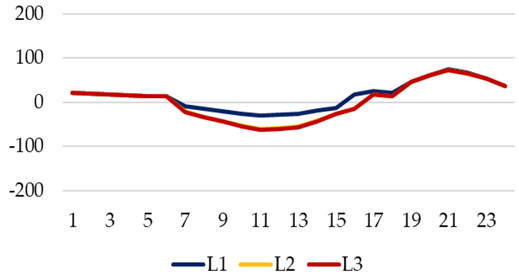


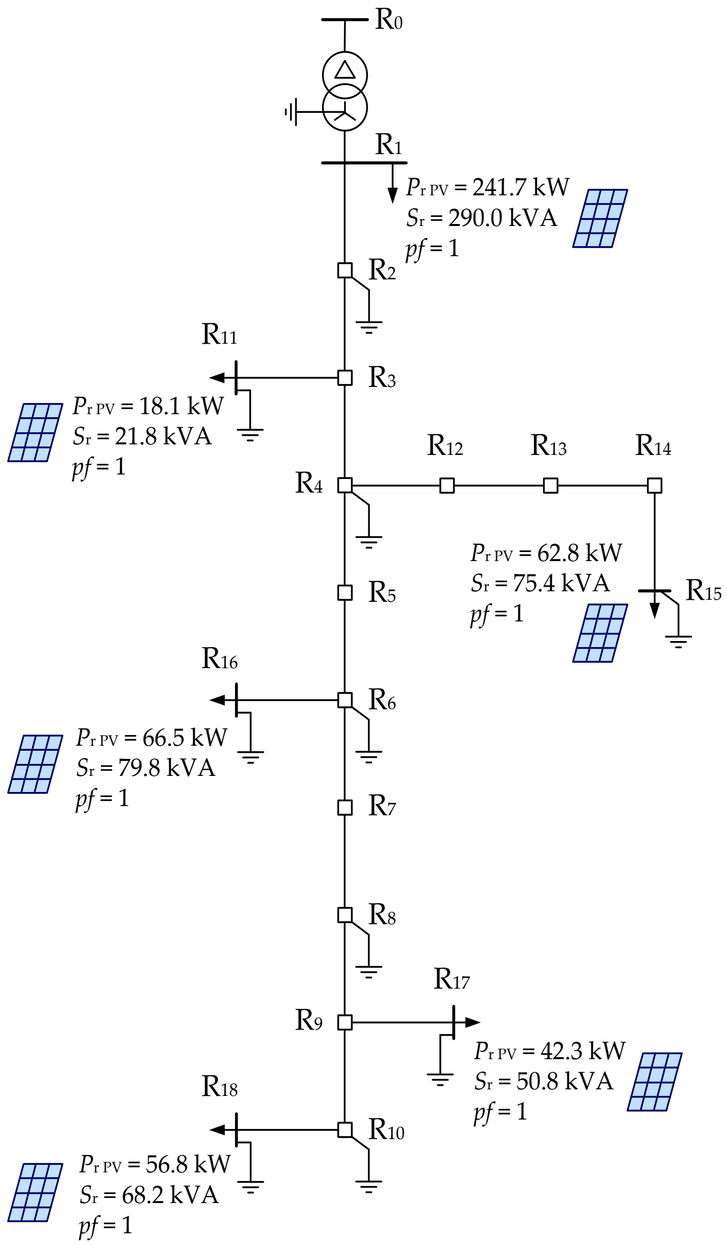
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

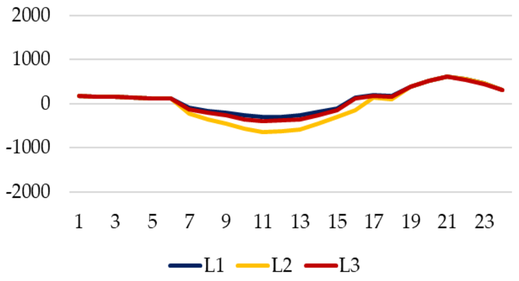
Wariant V4:
- obciążenie symetryczne
- podział mocy znamionowej PV – niesymetryczne
- α = 25%

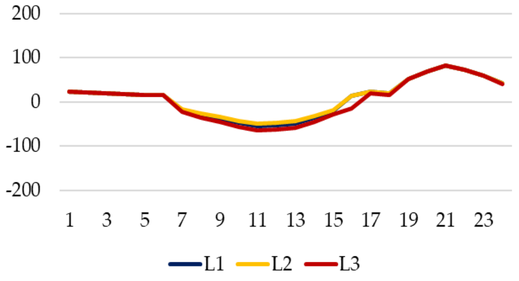


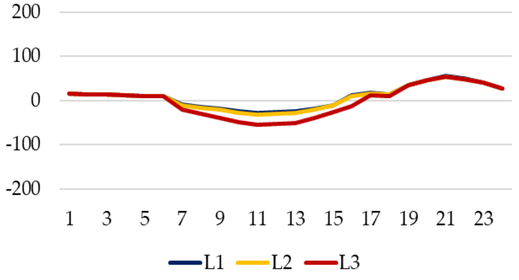






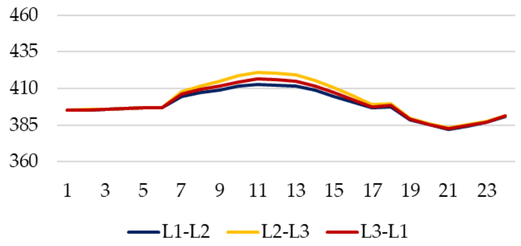


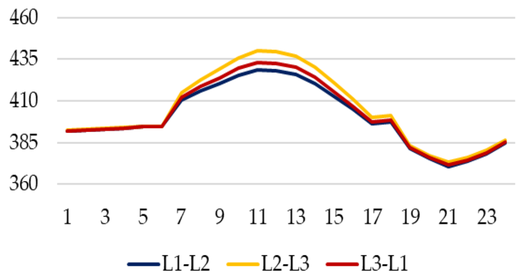


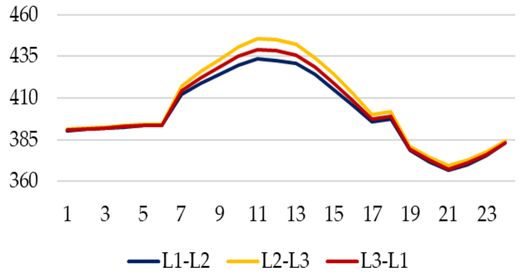


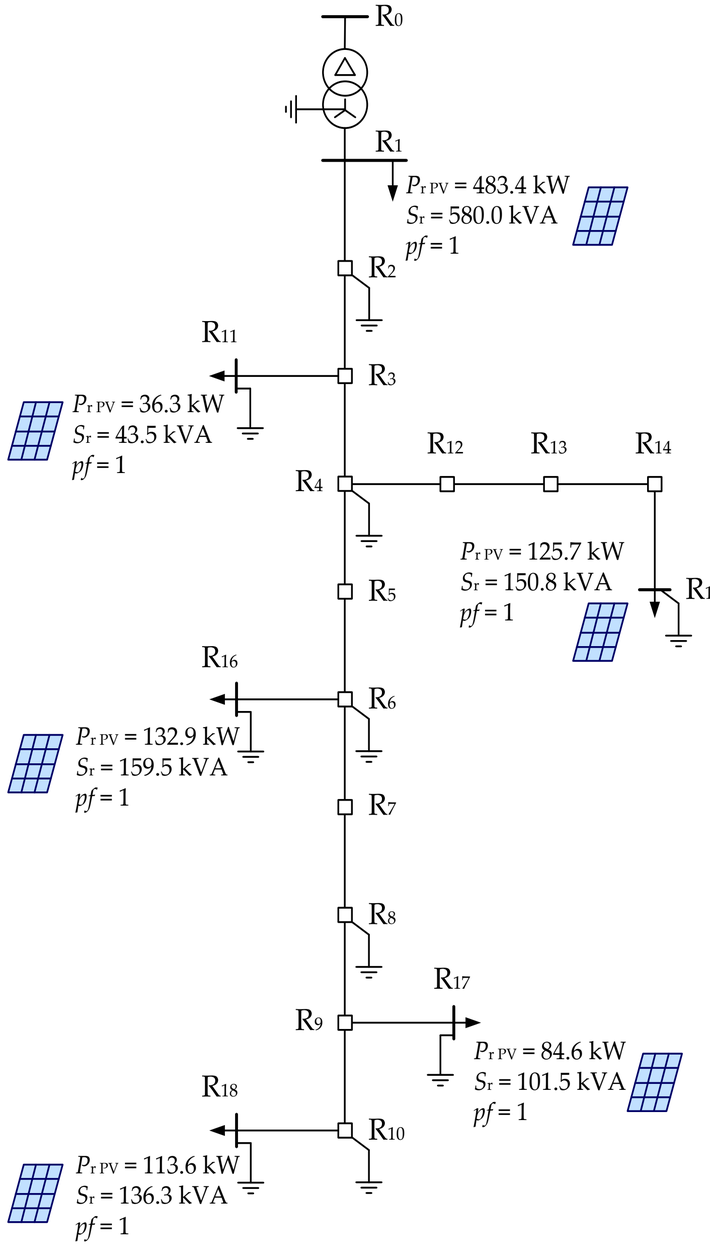
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

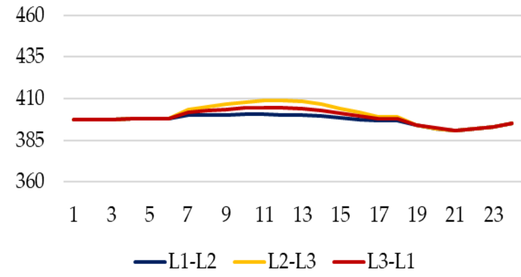
Wariant V5:
- obciążenie symetryczne
- podział mocy znamionowej PV – niesymetryczne
- α = 50%

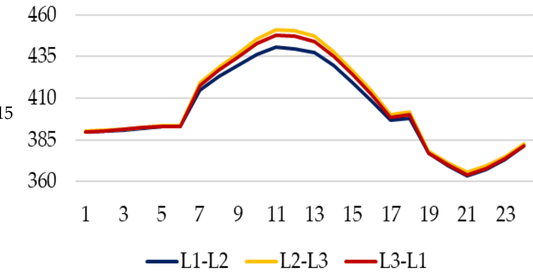


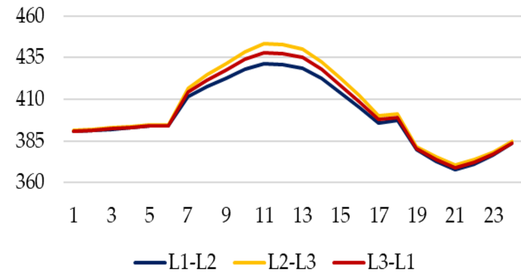






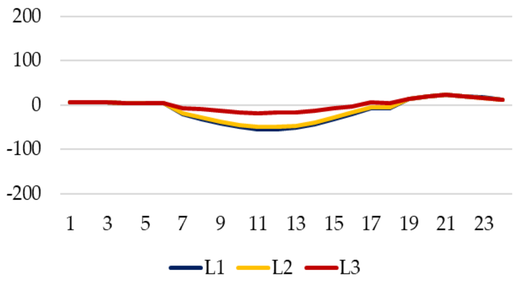


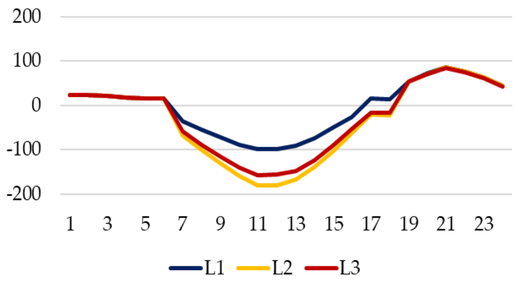


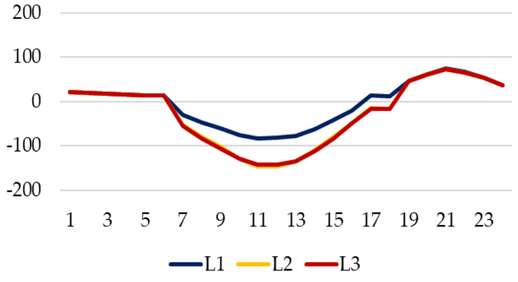


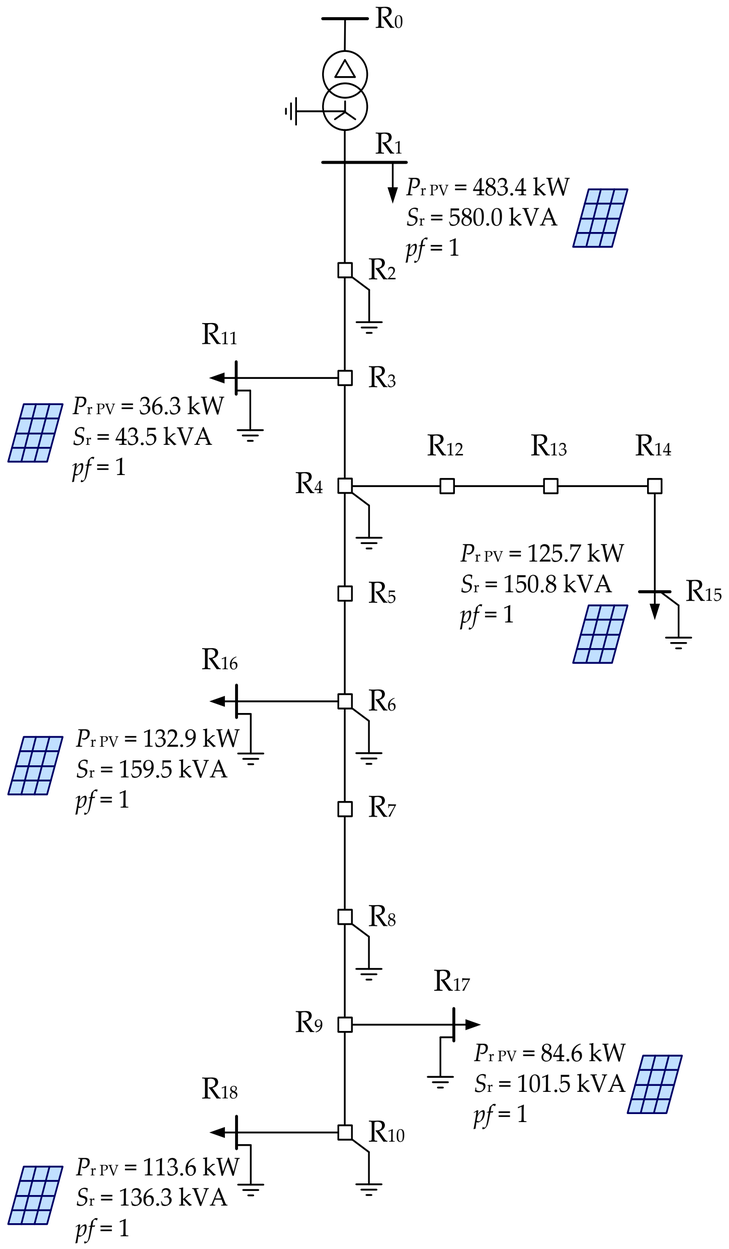
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

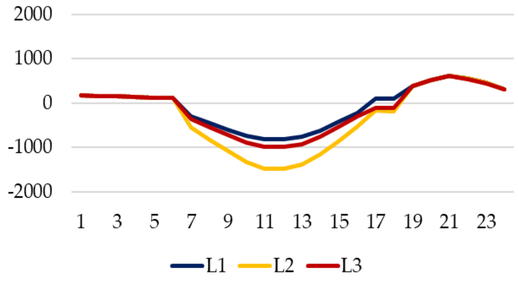
Wariant V5:
- obciążenie symetryczne
- podział mocy znamionowej PV – niesymetryczne
- α = 50%

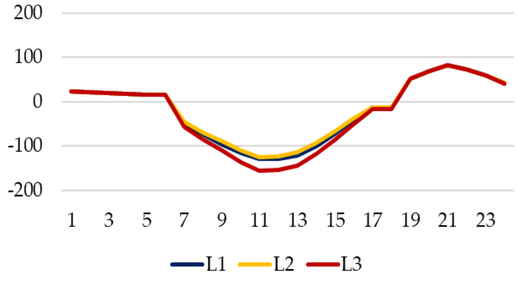


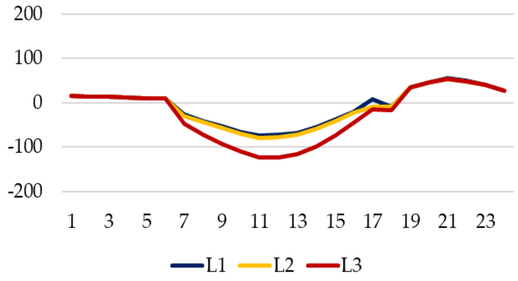






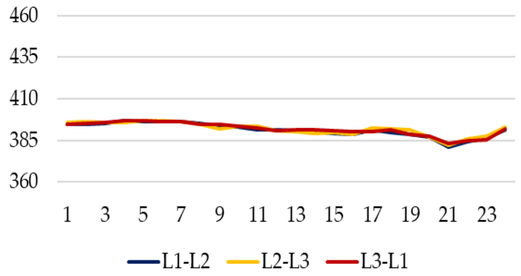


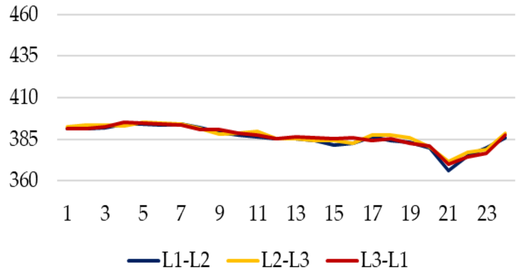


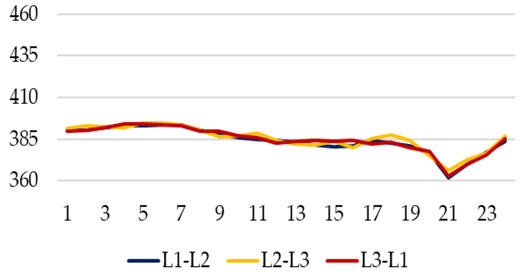


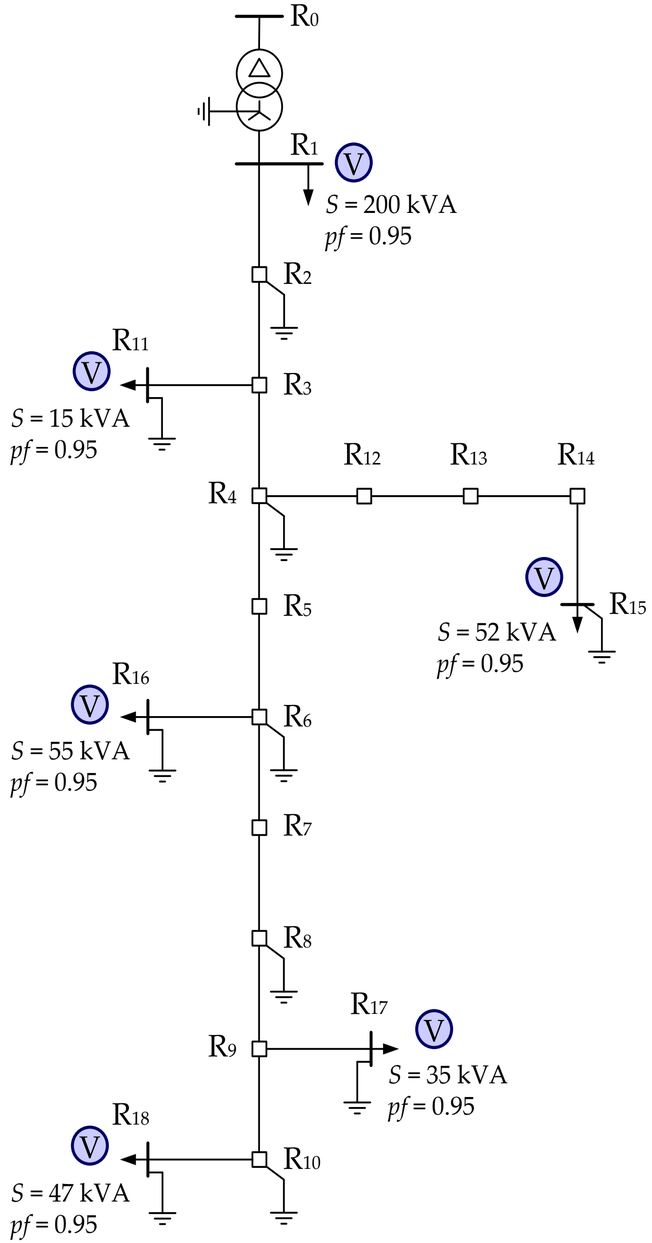
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

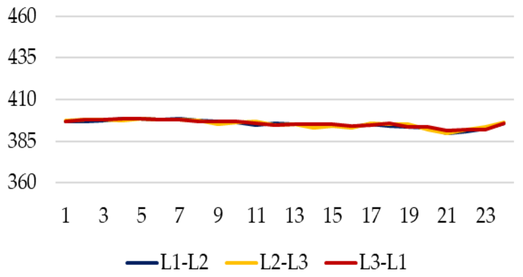
Wariant V6:
- obciążenie niesymetryczne

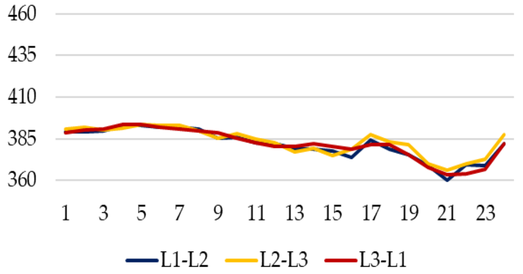


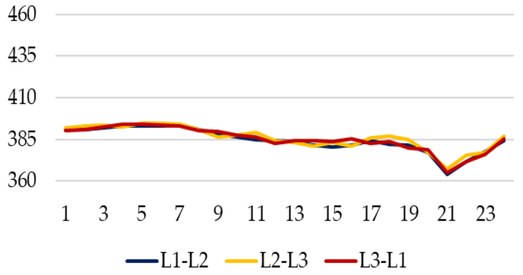






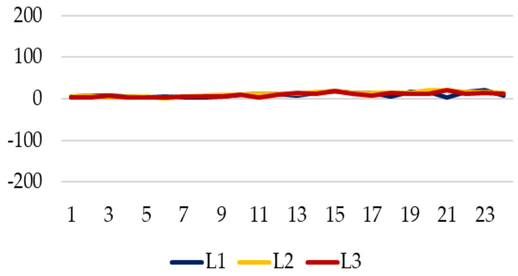


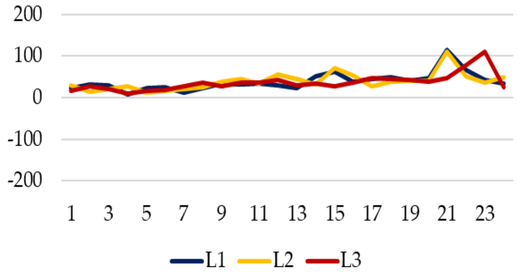


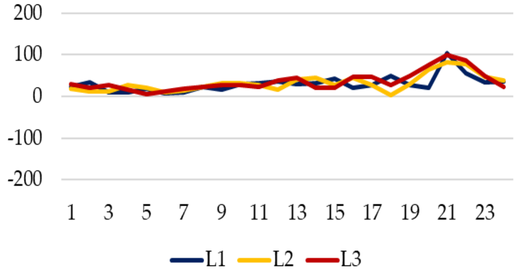


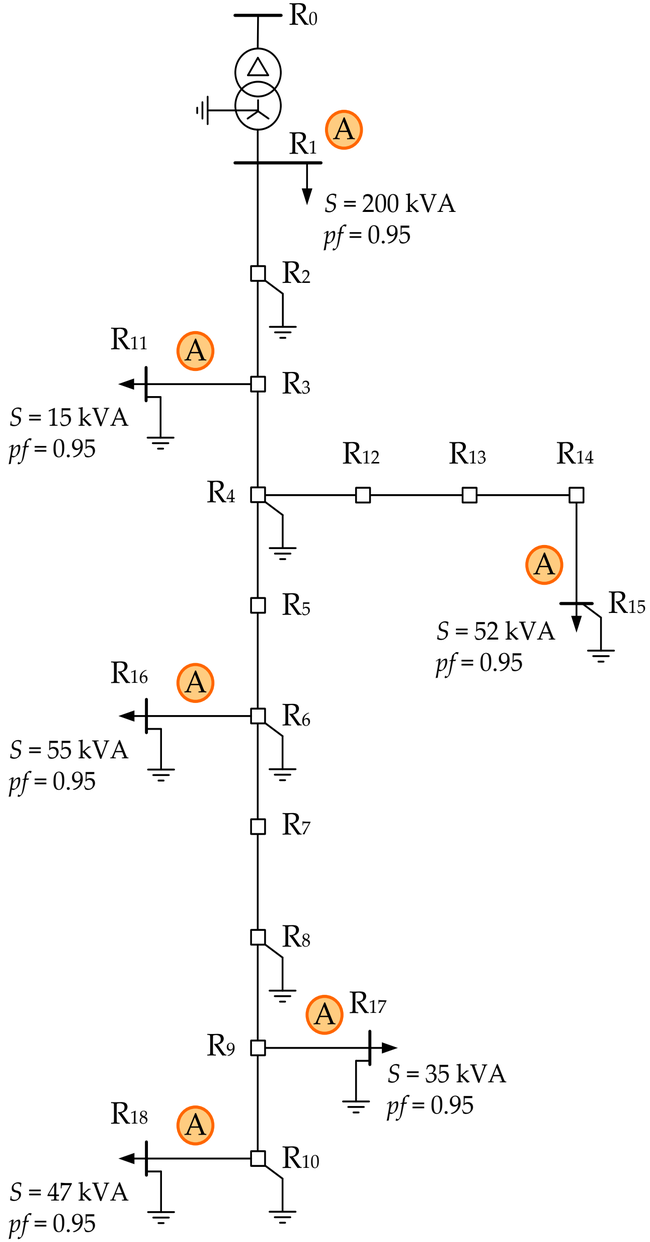
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

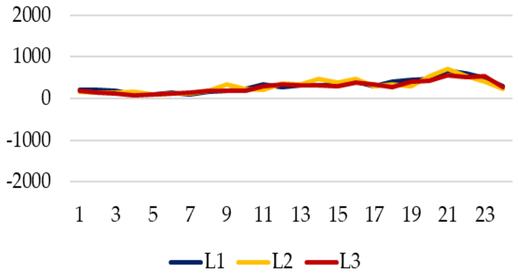
Wariant V6:
- obciążenie niesymetryczne

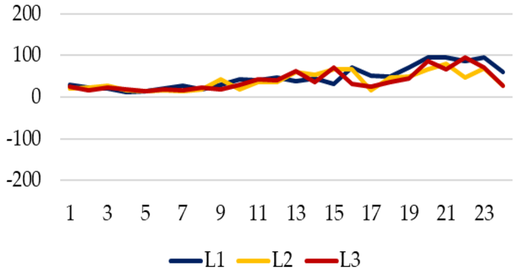


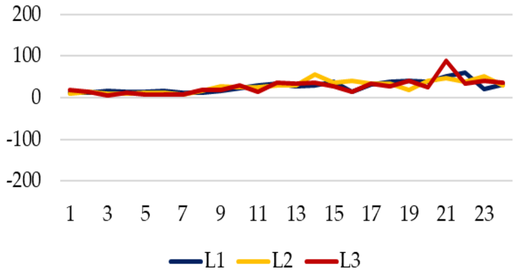






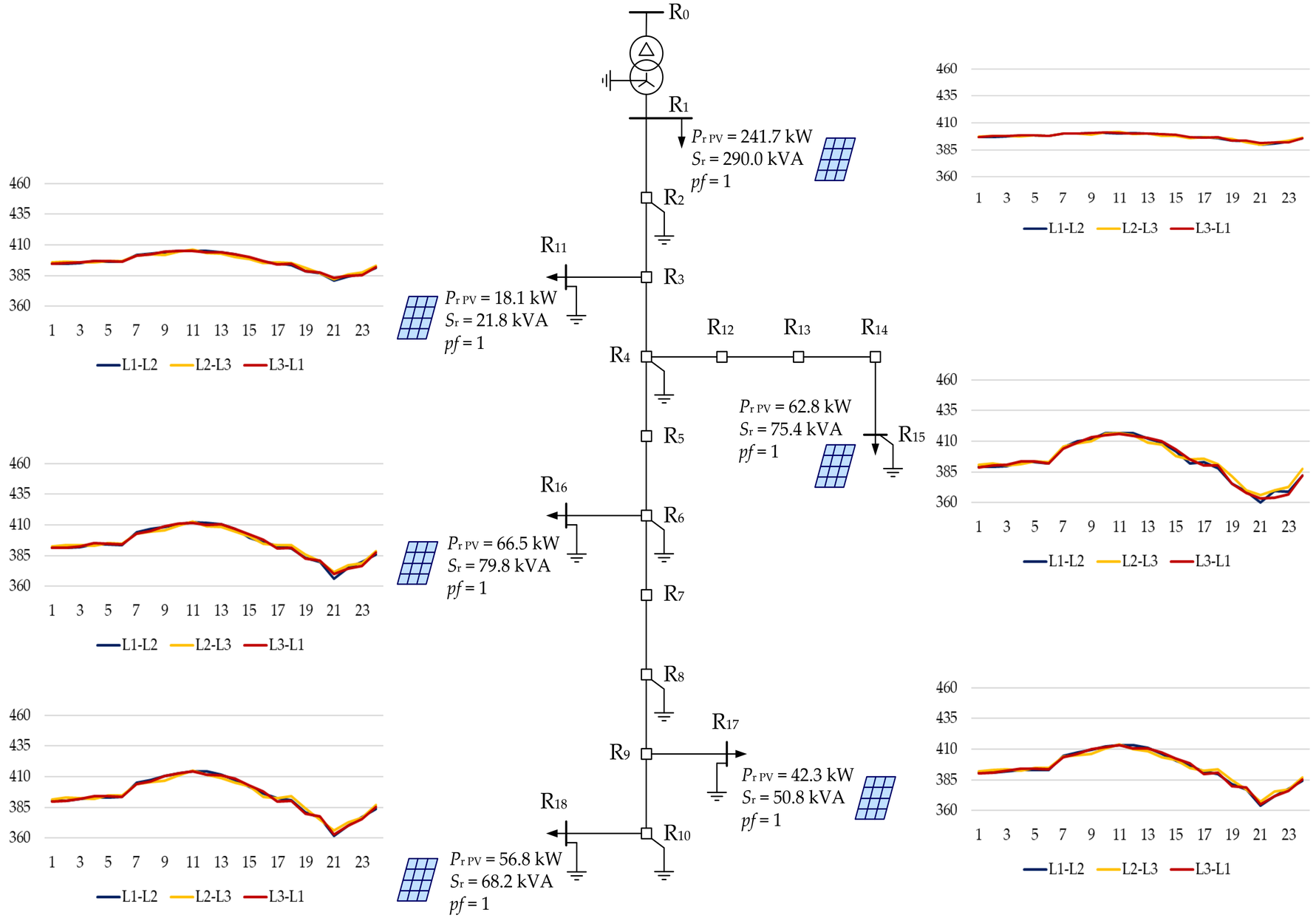






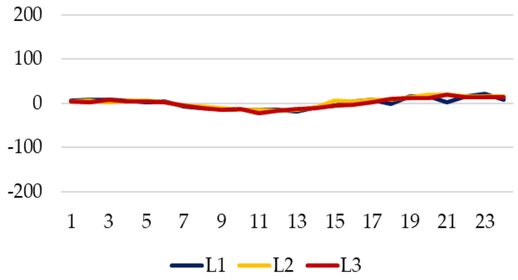
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

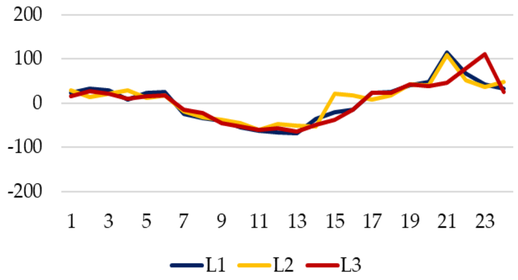
Wariant V7:
- obciążenie niesymetryczne
- podział mocy znamionowej PV – symetryczne
- α = 25%

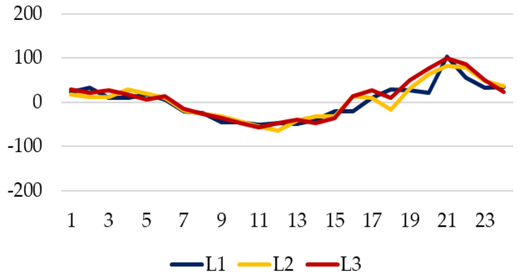


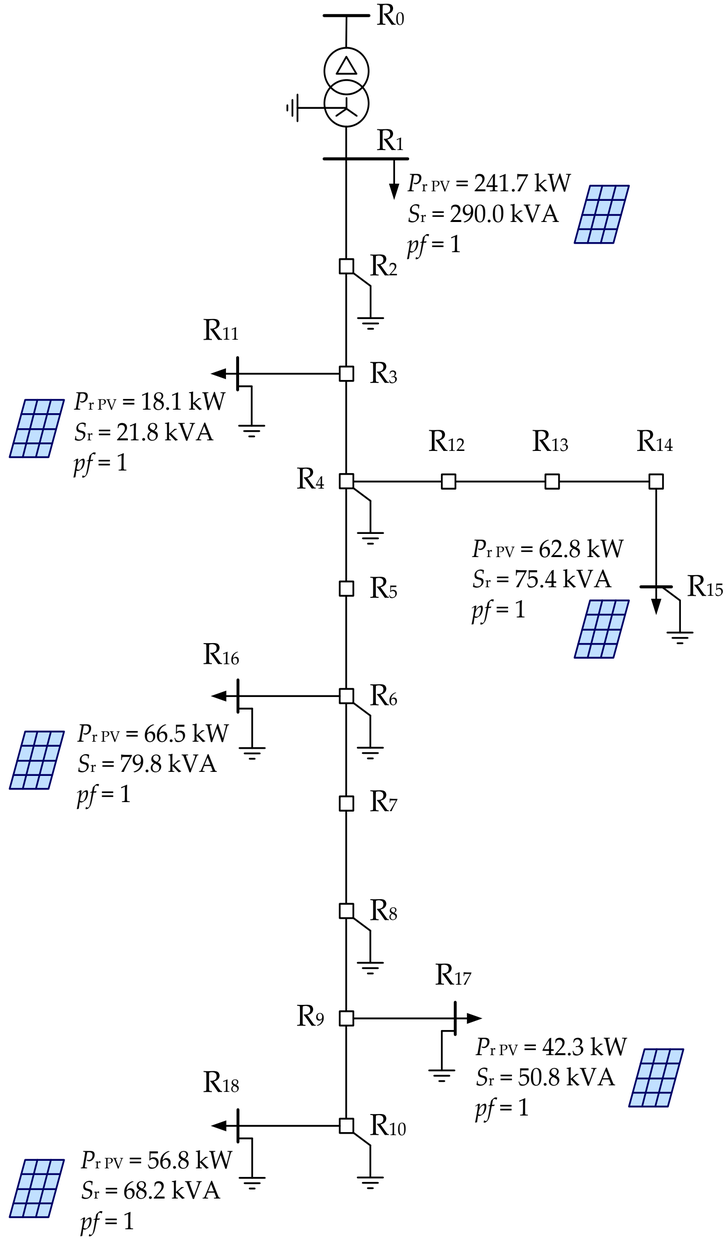
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

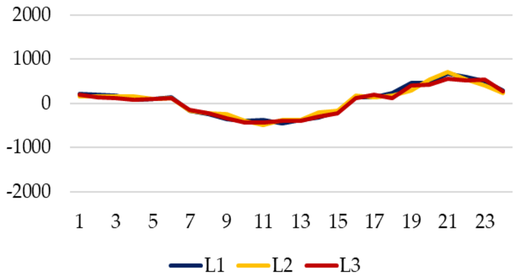
Wariant V7:
- obciążenie niesymetryczne
- podział mocy znamionowej PV – symetryczne
- α = 25%

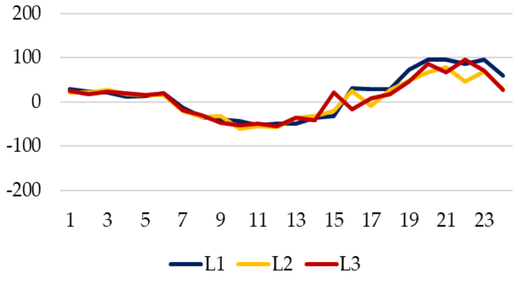


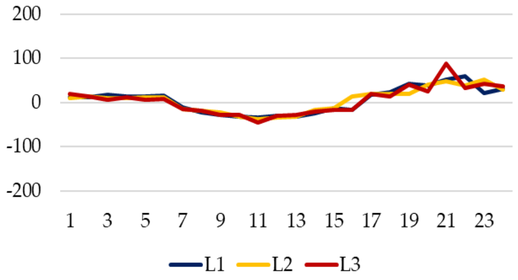






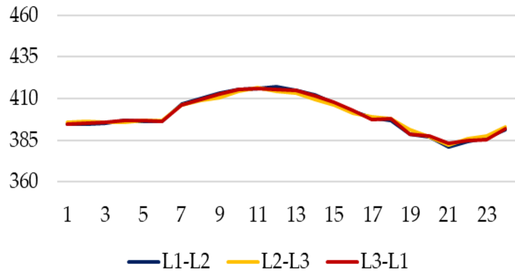


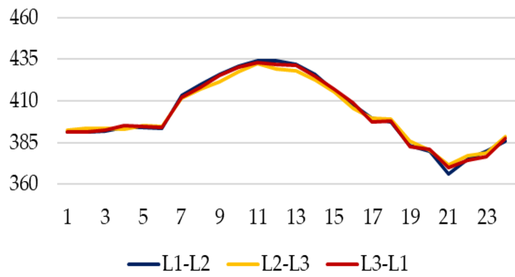


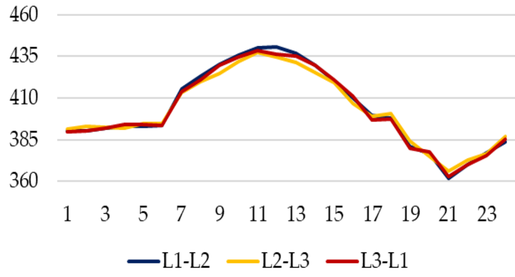


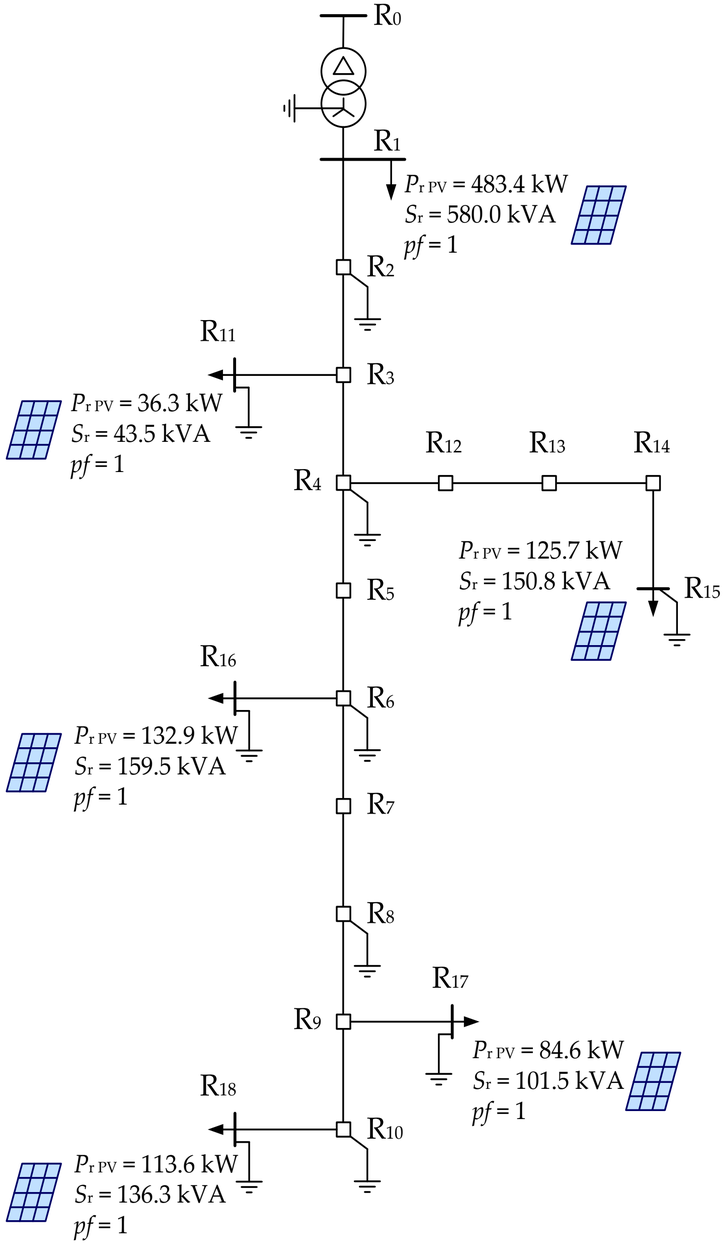
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

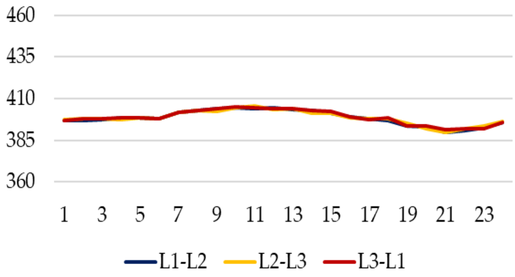
Wariant V8:
- obciążenie niesymetryczne
- podział mocy znamionowej PV – symetryczne
- α = 50%

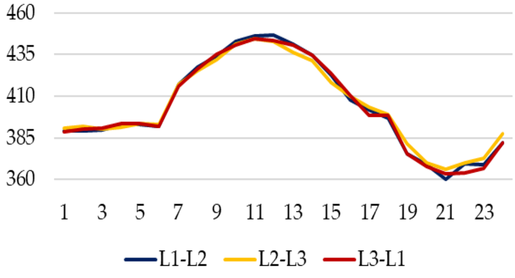


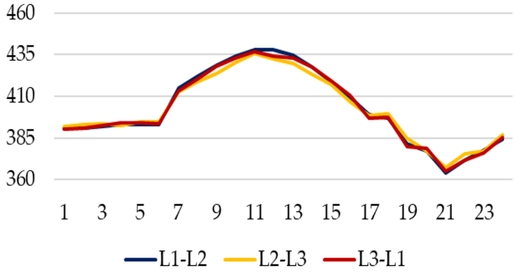






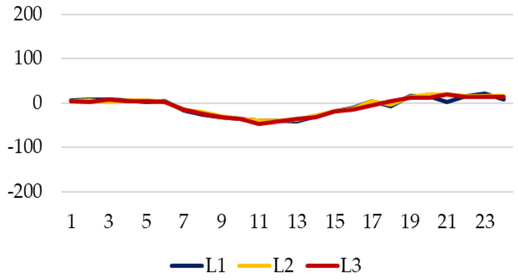


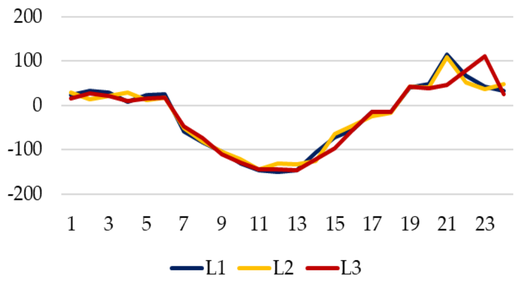


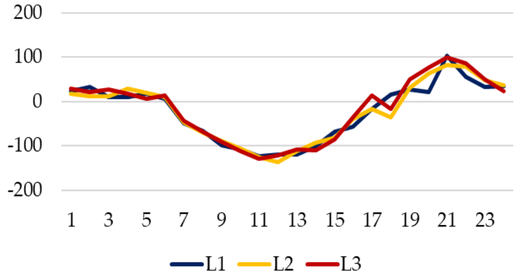


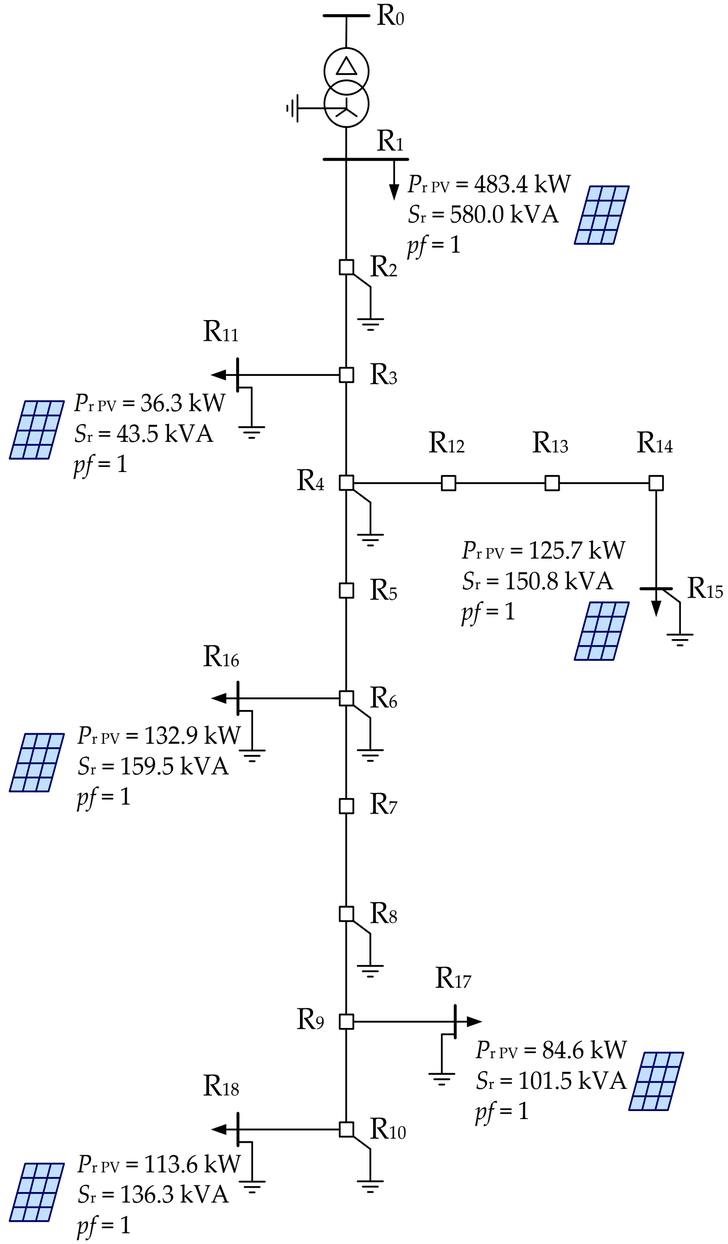
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

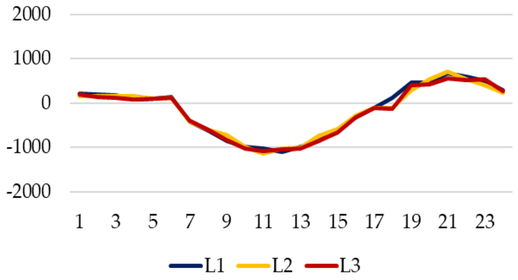
Wariant V8:
- obciążenie niesymetryczne
- podział mocy znamionowej PV – symetryczne
- α = 50%

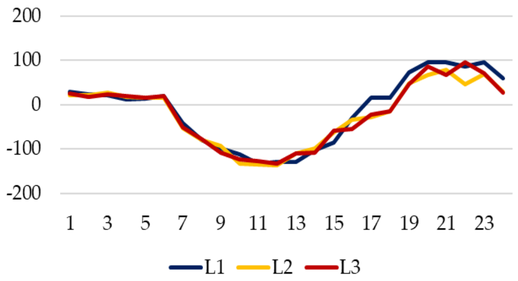


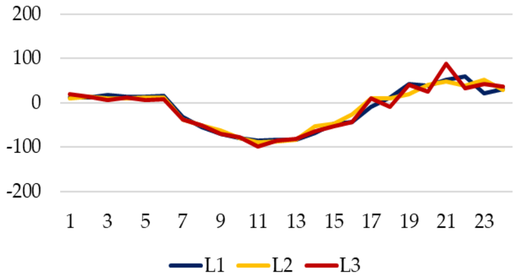






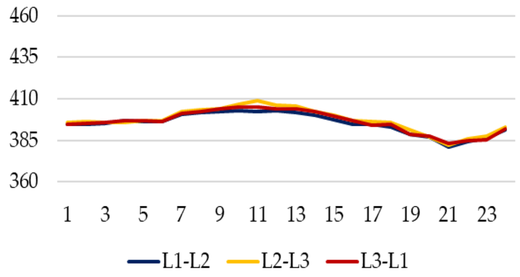


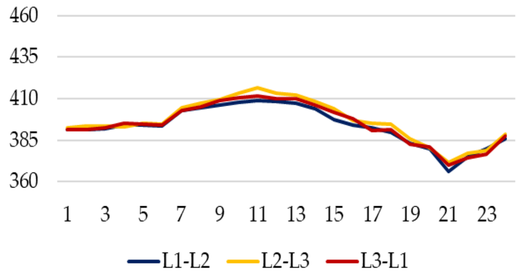


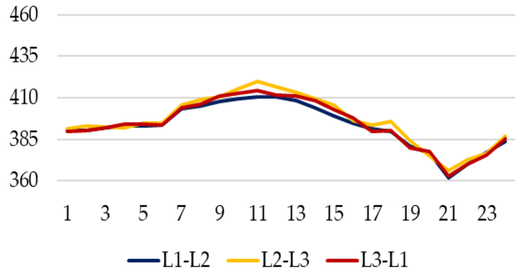


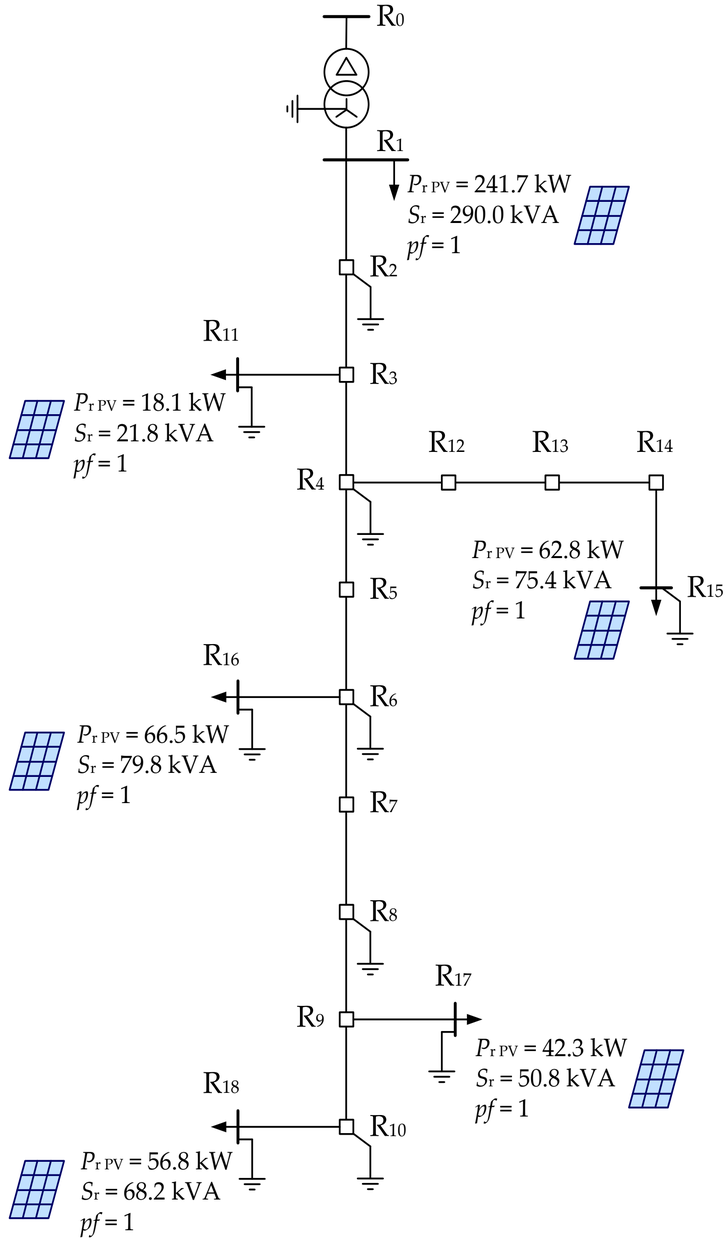
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

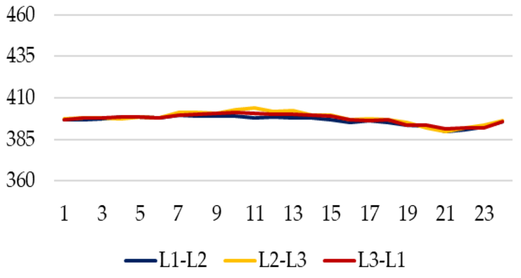
Wariant V9:
- obciążenie niesymetryczne
- podział mocy znamionowej PV – niesymetryczne
- α = 25%

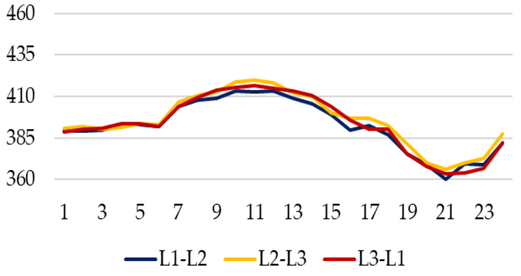


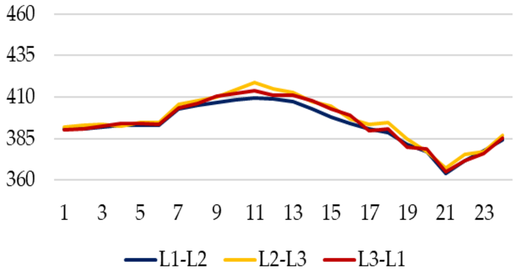






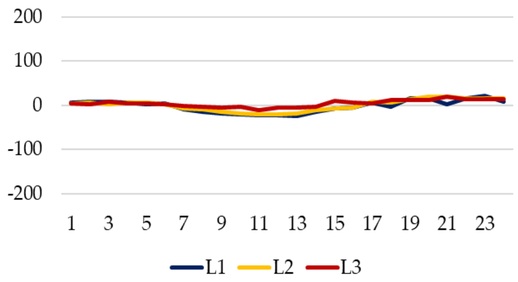


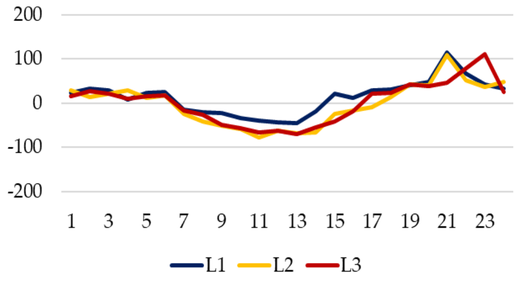


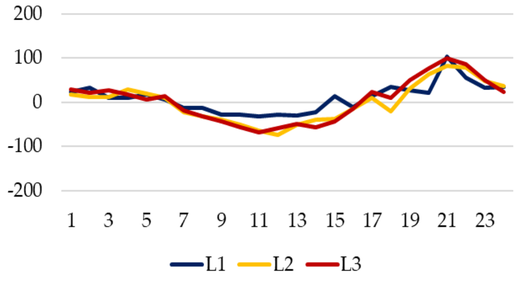


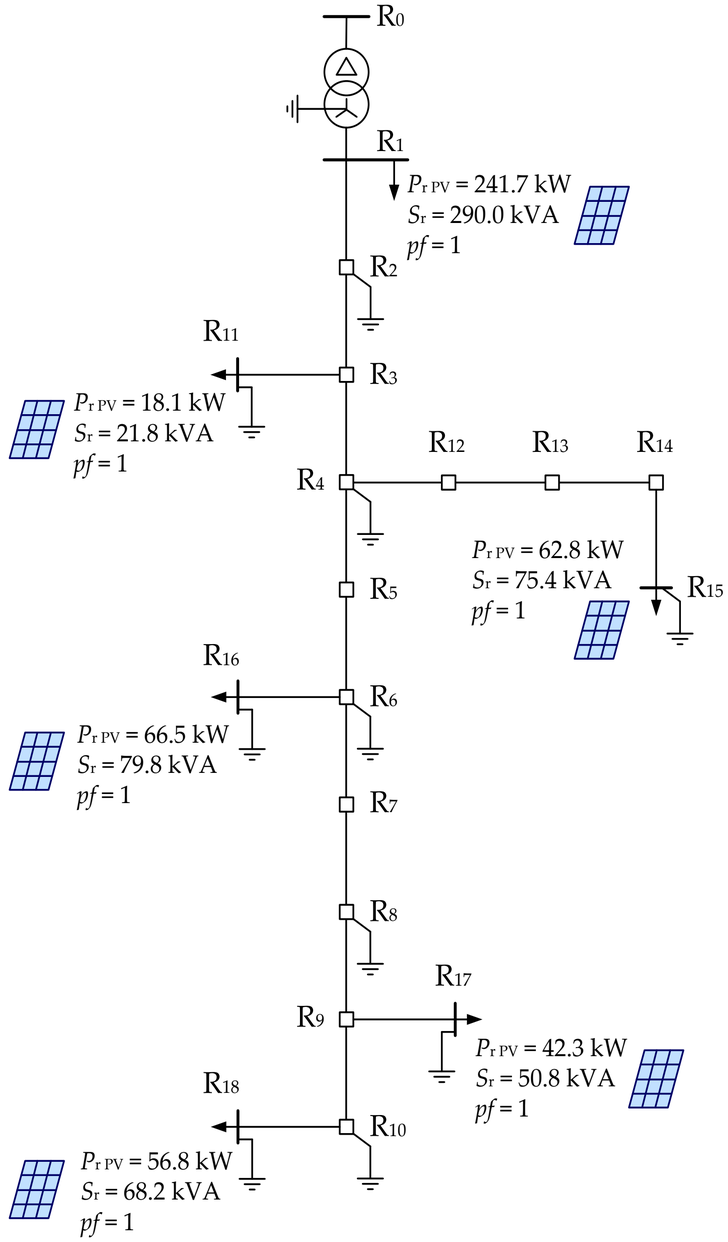
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

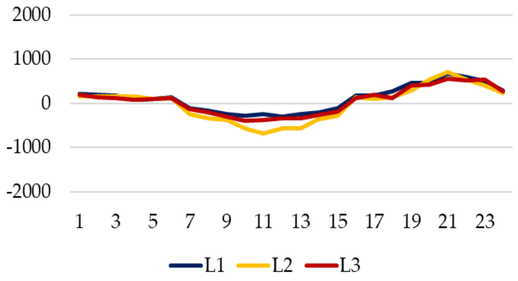
Wariant V9:
- obciążenie niesymetryczne
- podział mocy znamionowej PV – niesymetryczne
- α = 25%

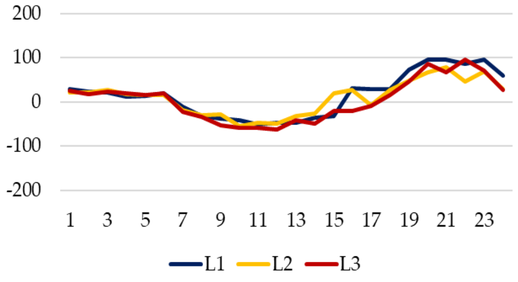


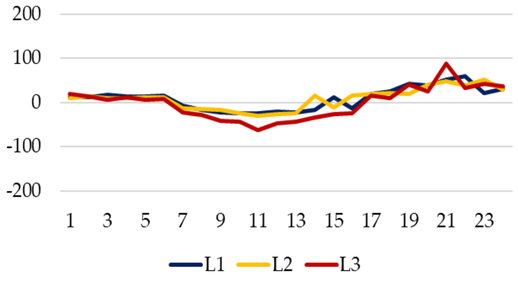






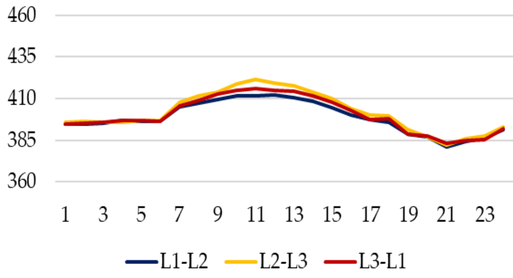


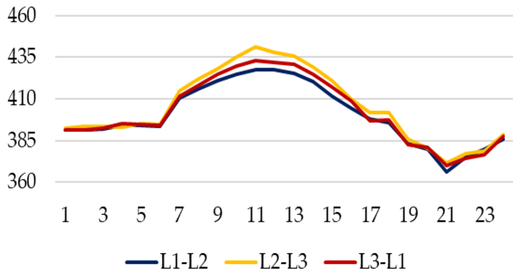


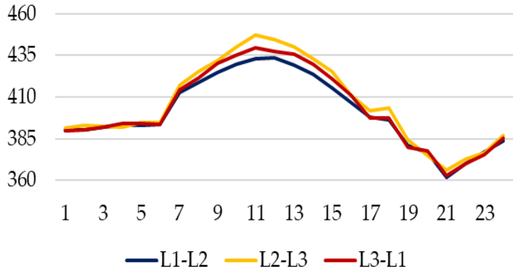


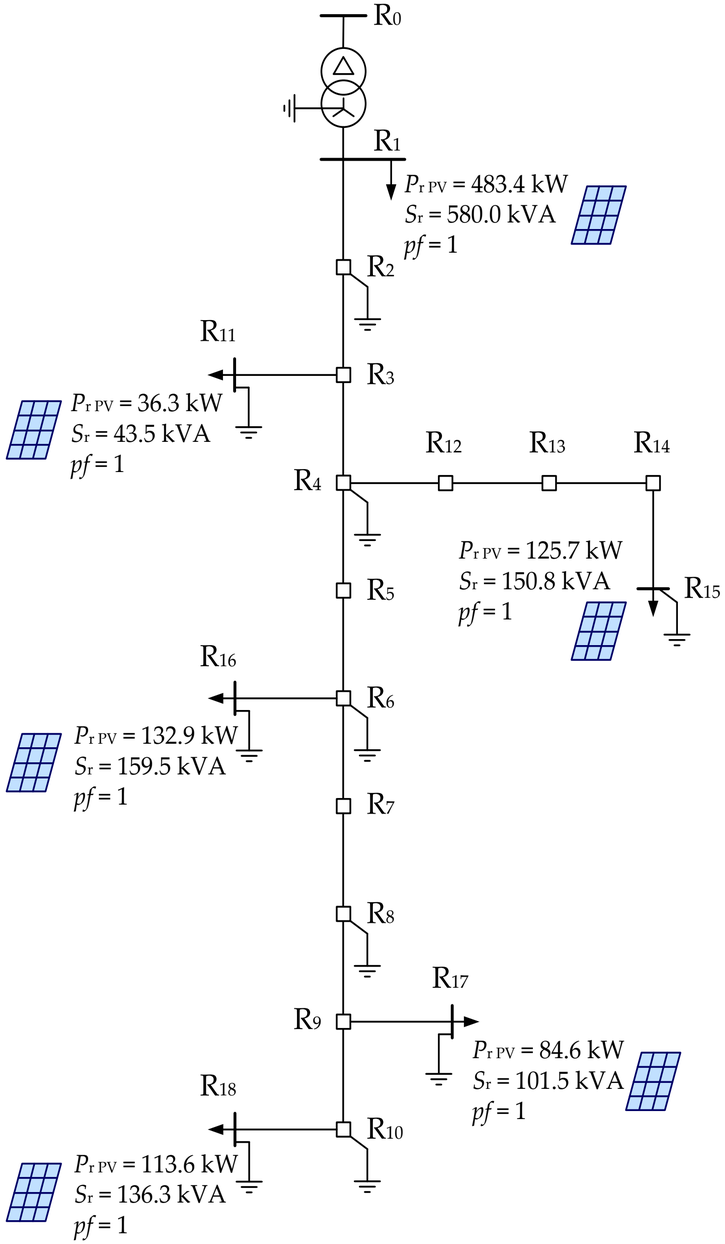
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

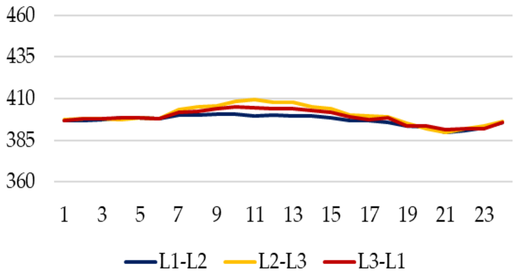
Wariant V10:
- obciążenie niesymetryczne
- podział mocy znamionowej PV – niesymetryczne
- α = 50%

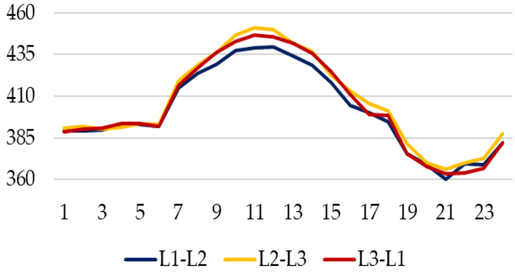


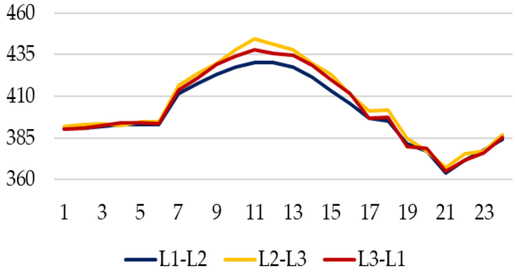






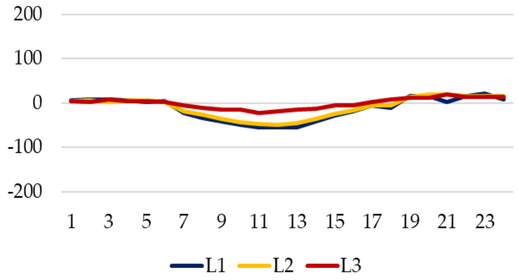


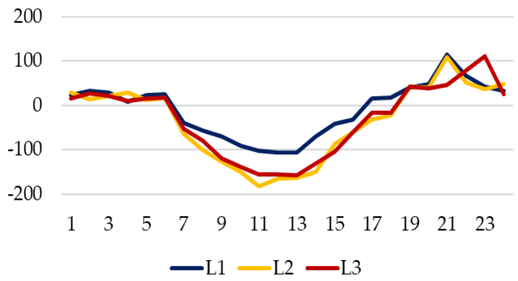


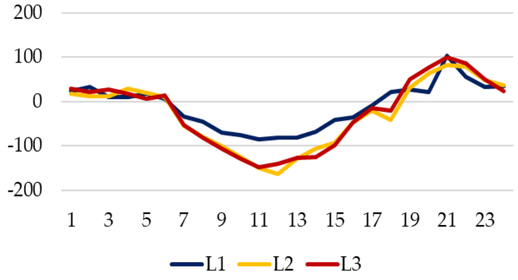


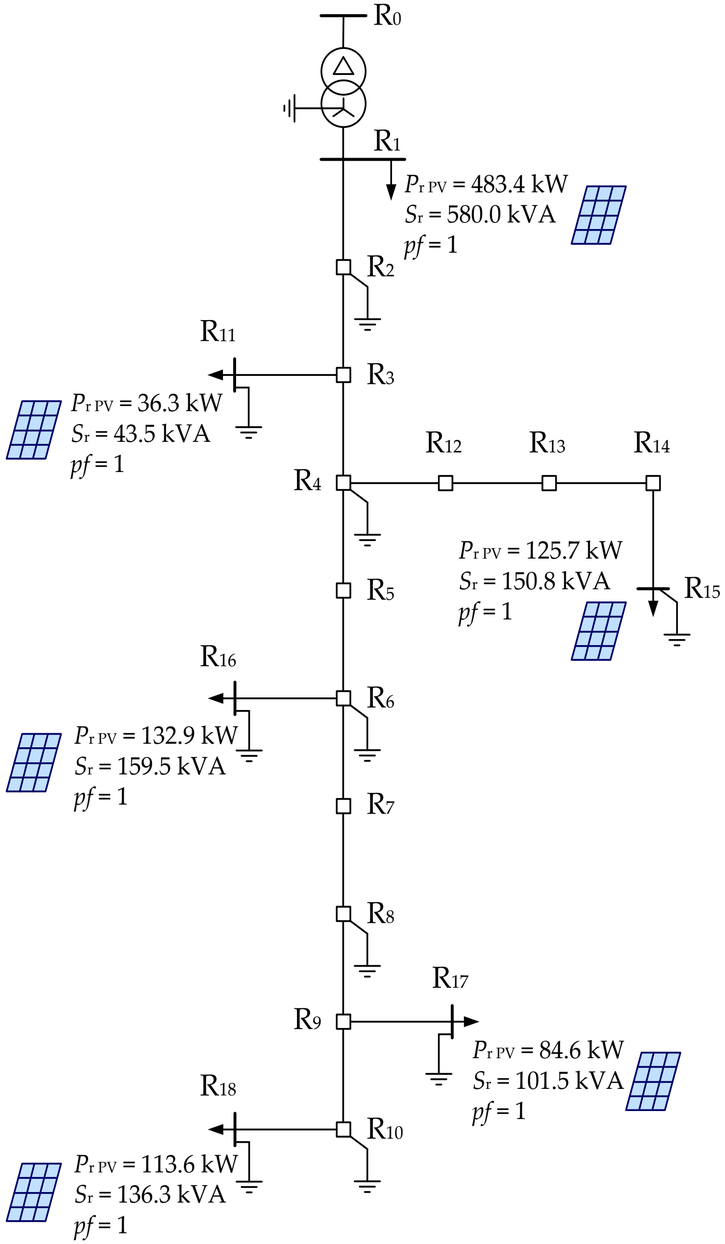
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

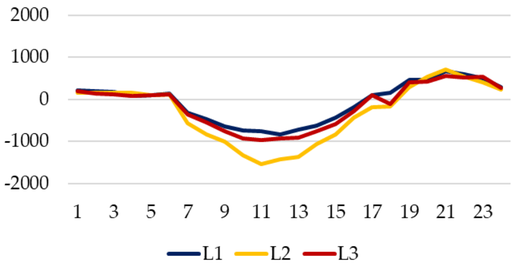
Wariant V10:
- obciążenie niesymetryczne
- podział mocy znamionowej PV – niesymetryczne
- α = 50%

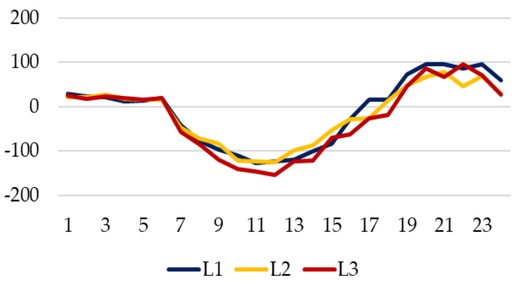


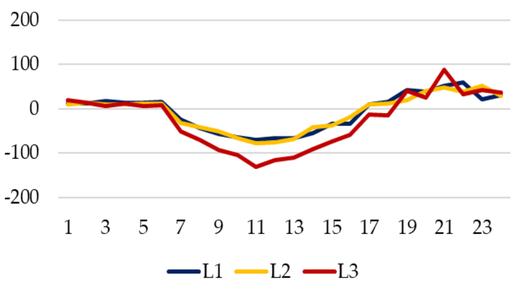




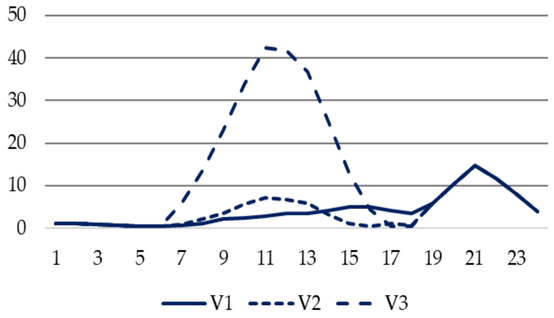


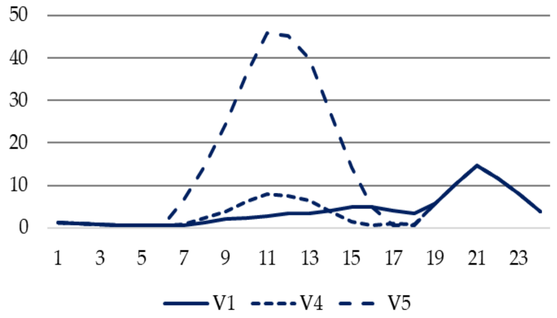


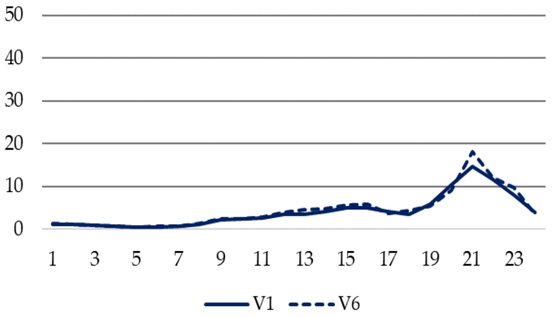


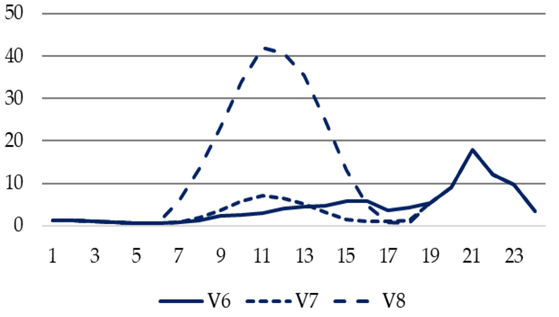


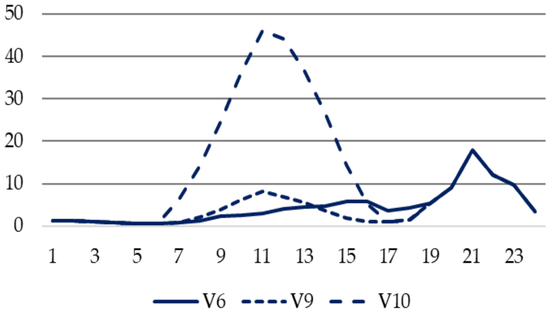
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie strat energii









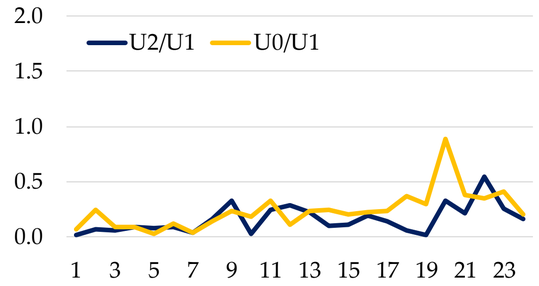


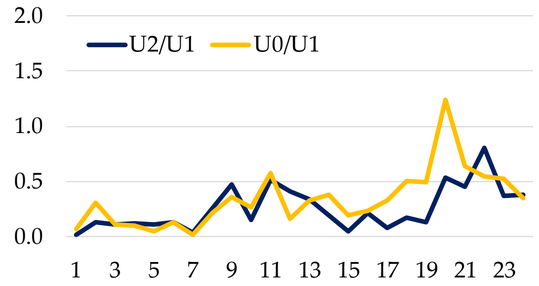
Obciążenie	Źródła PV		straty energii [kWh]	obciążenie symetryczy vs niesymetryczne bez źródeł PV	porówanie z siecią bez źródeł PV	PV50% vs PV25% bez zmiany obciążenia	zmiana obciążąnie przy α = const.
	% udział [α]	podział mocy znaminowej					
symetryczne	0	-	96,92	109,5%	-	-	-
symetryczne	25	symetryczne	97,78		100,9%	307,0%	95,1%
symetryczne	50	symetryczne	300,24		309,8%		99,3%
symetryczne	25	niesymetryczne	102,67		105,9%	311,3%	96,0%
symetryczne	50	niesymetryczne	319,64		329,8%		99,7%
niesymetryczne	0	-	106,17		-	-	-
niesymetryczne	25	symetryczne	102,84		106,1%	294,1%	105,2%
niesymetryczne	50	symetryczne	302,43		312,0%		100,7%
niesymetryczne	25	niesymetryczne	106,97		110,4%	299,6%	104,2%
niesymetryczne	50	niesymetryczne	320,49		330,7%		100,3%

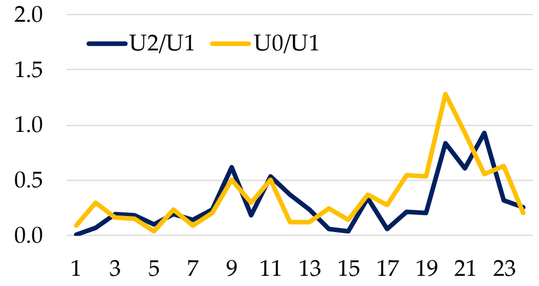
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

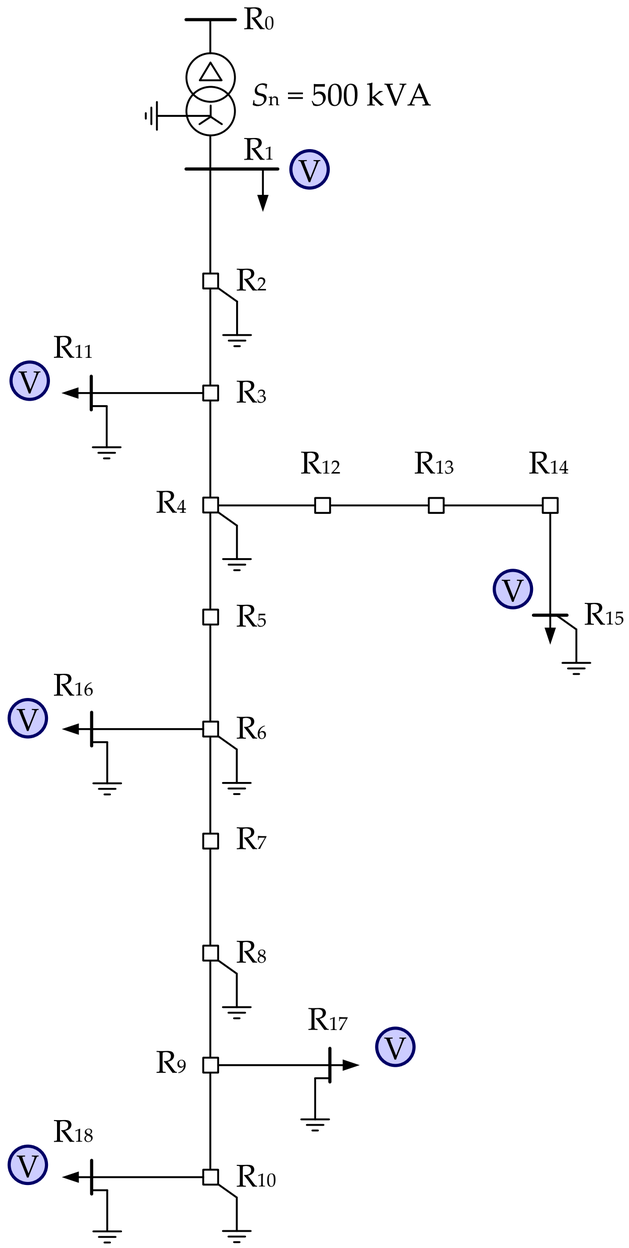
$$\alpha_{u2} = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$$

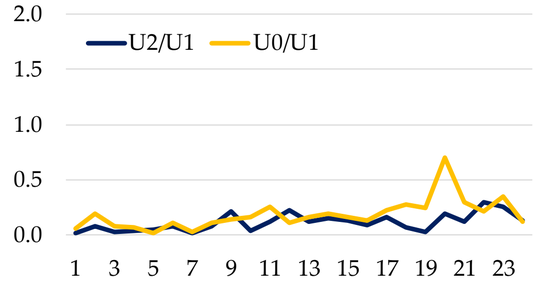
$$\alpha_{u0} = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100\%$$

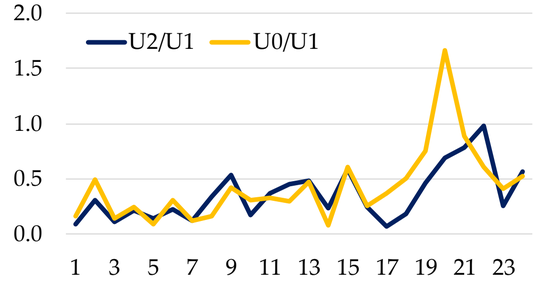


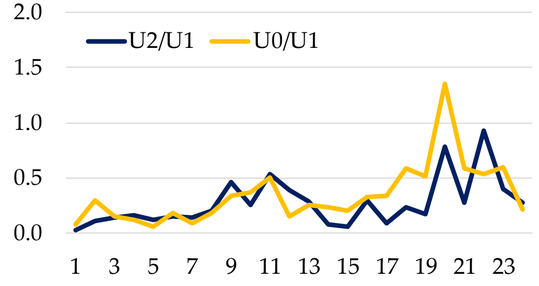




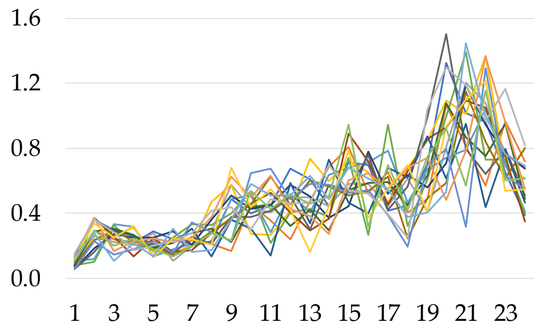




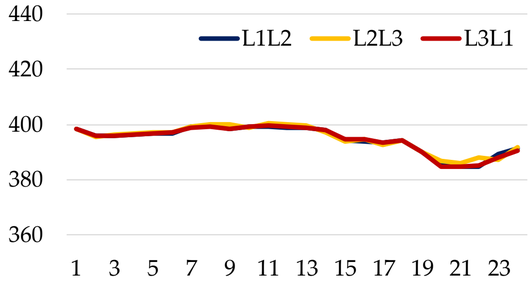


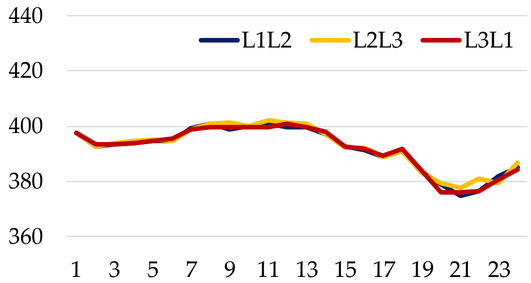


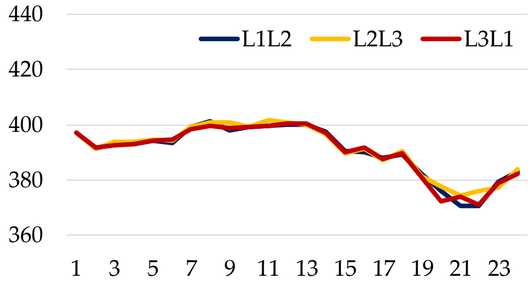
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

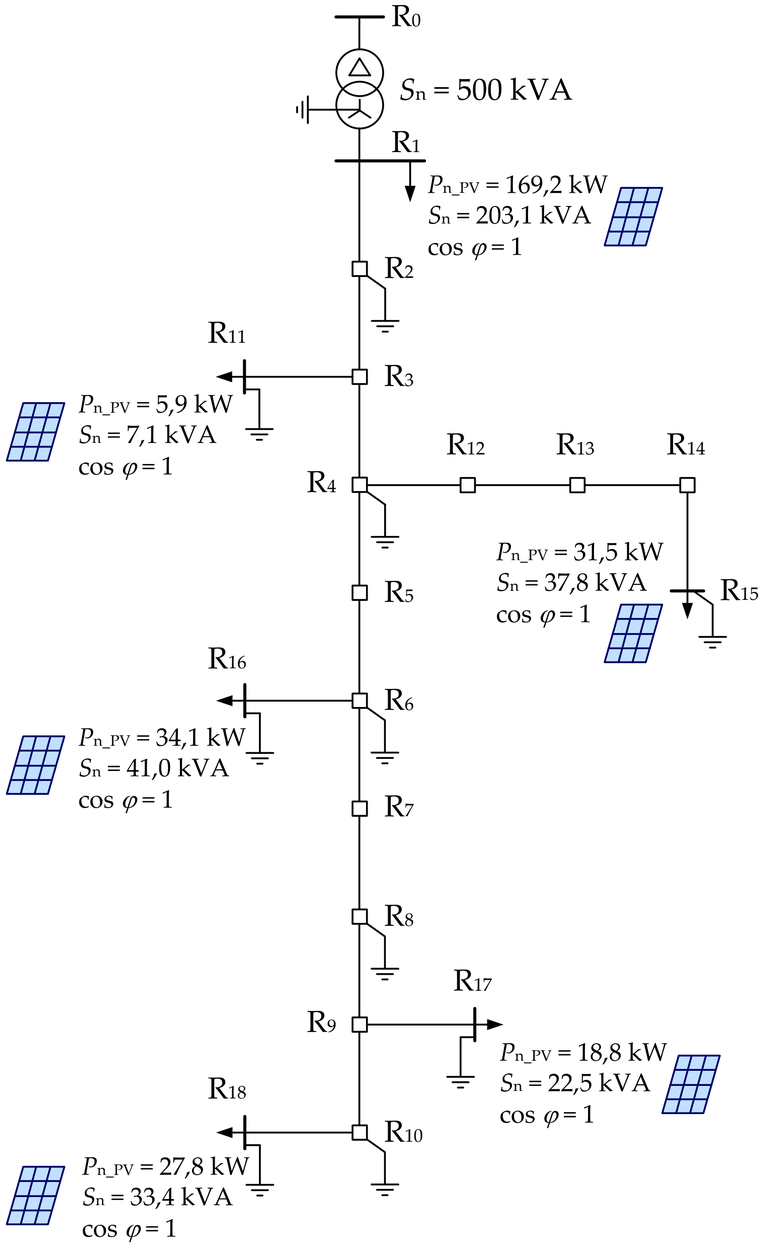


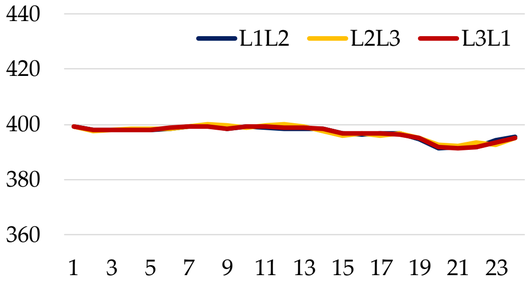
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

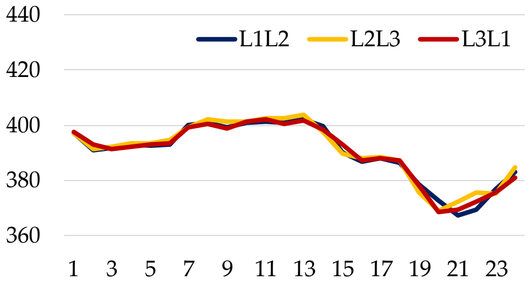


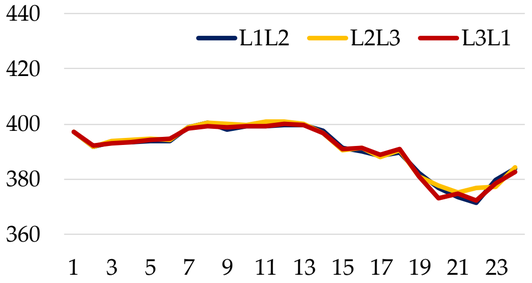




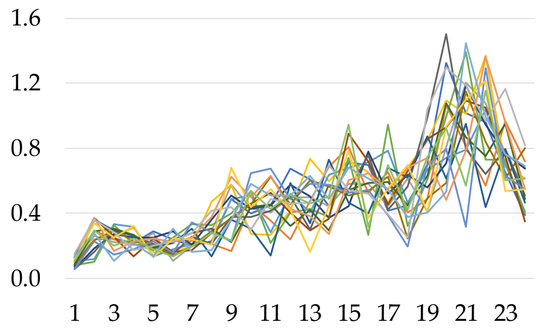




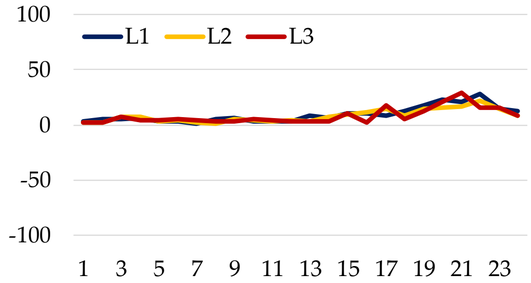


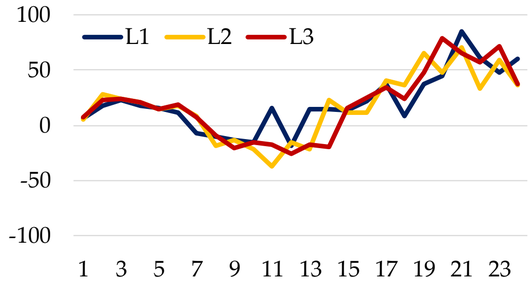


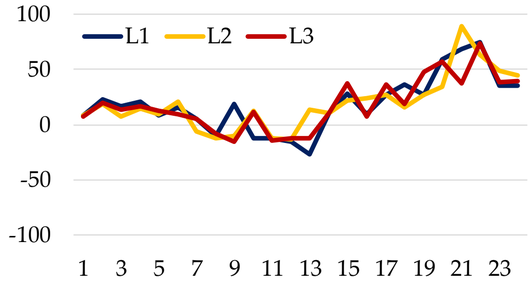
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

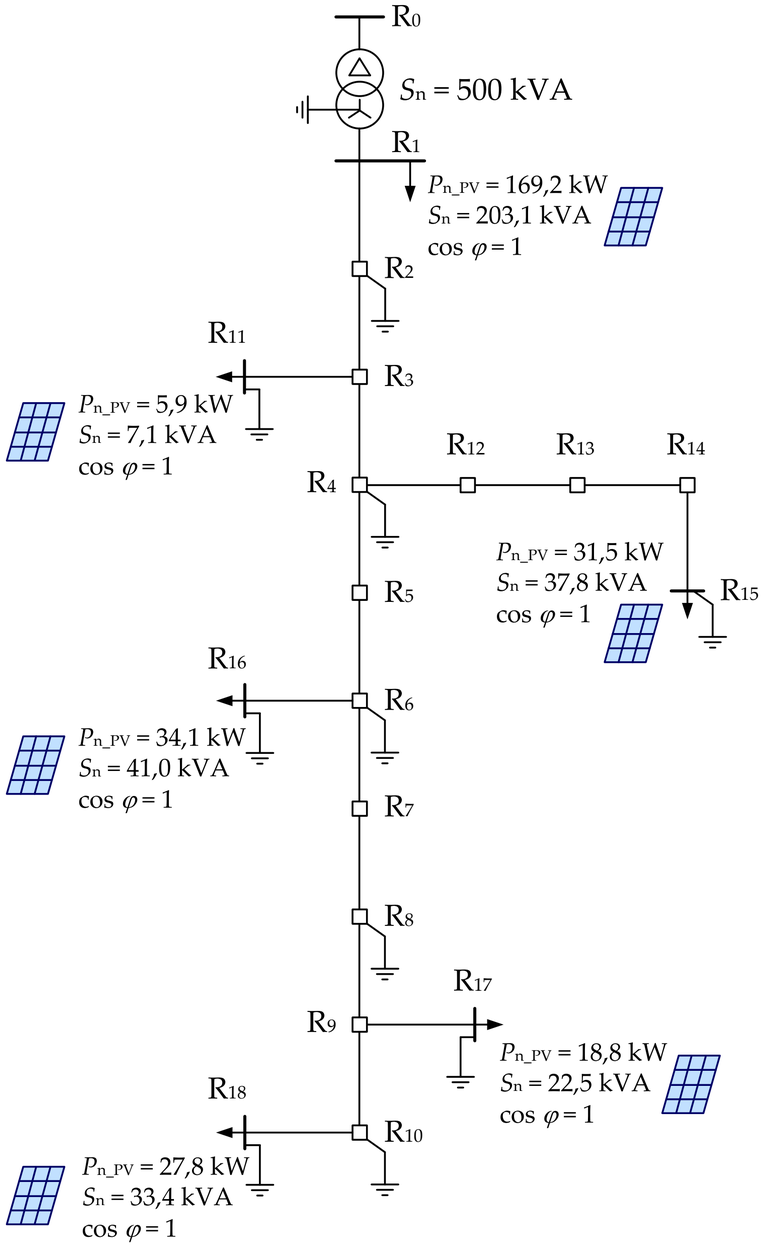


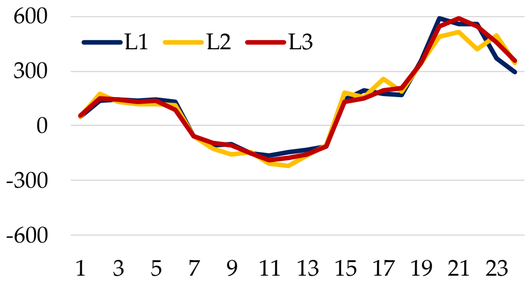
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

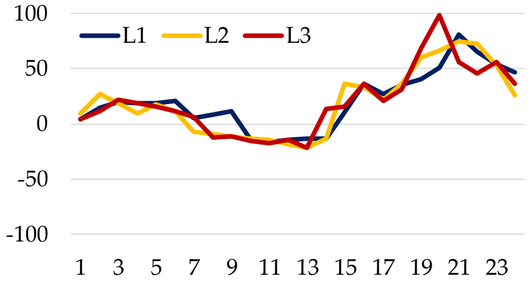


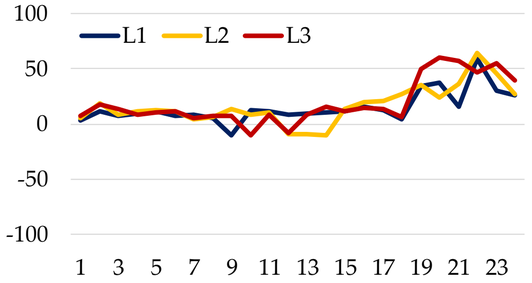




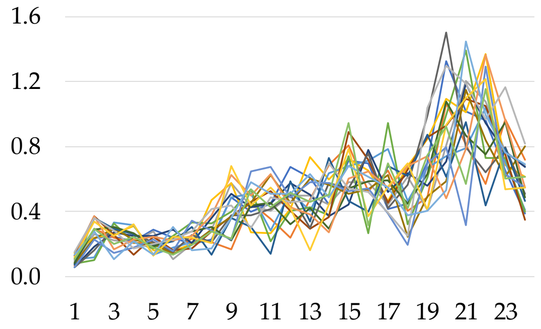




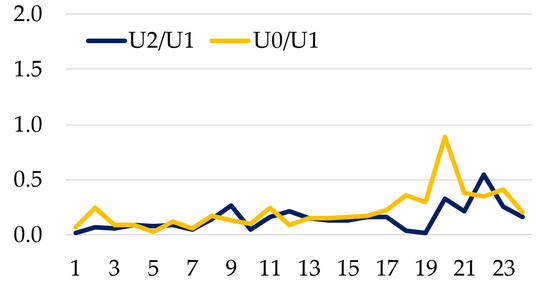


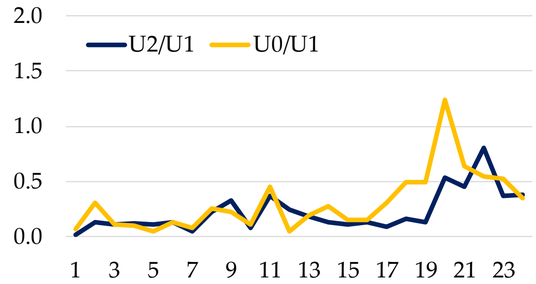


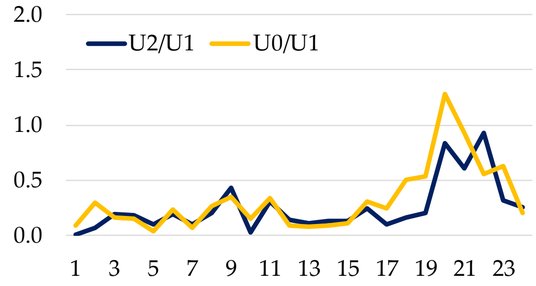
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

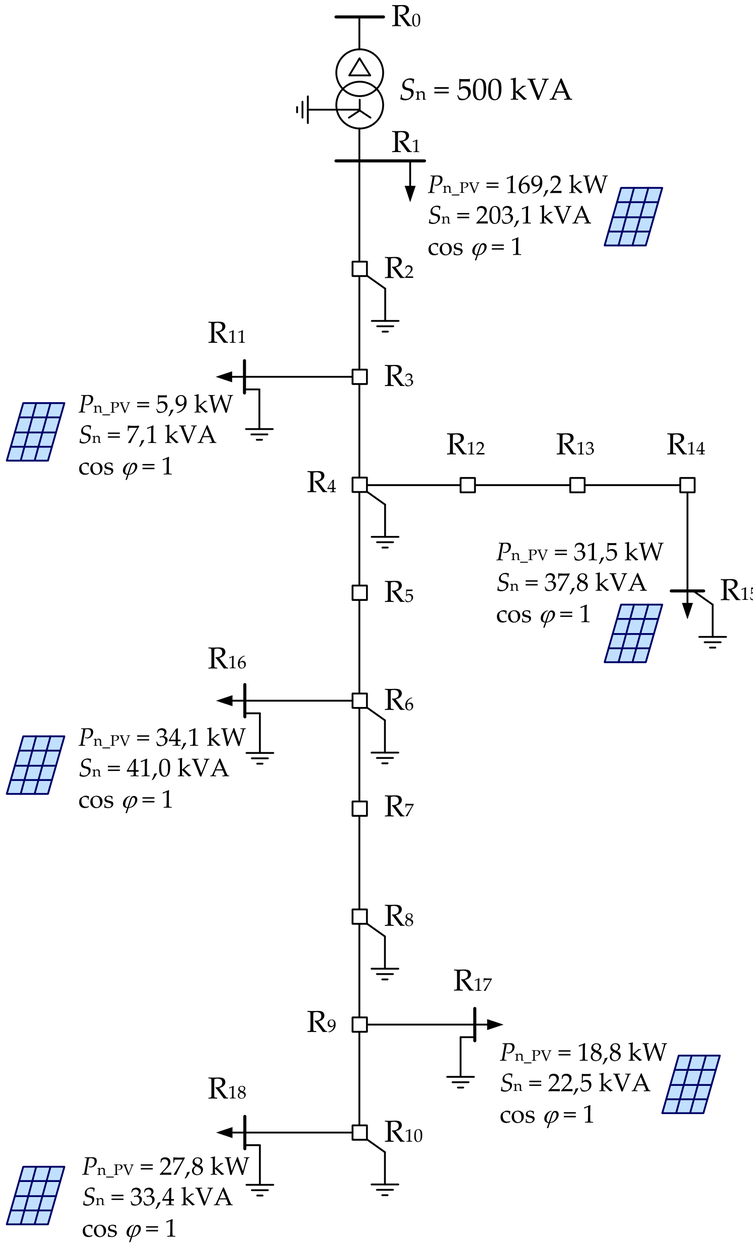


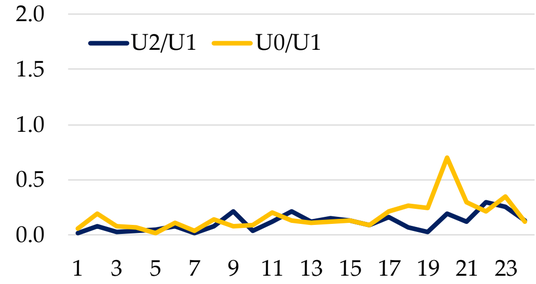
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 25\%$$

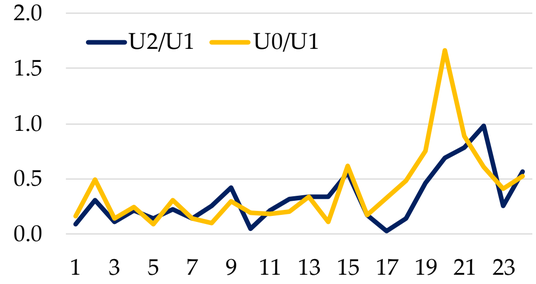


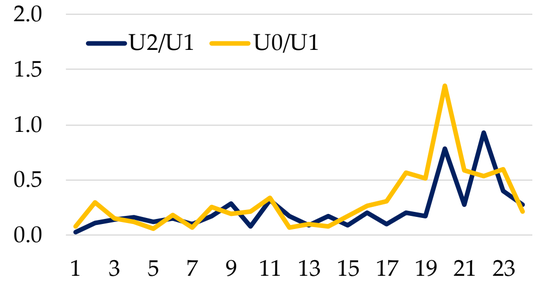




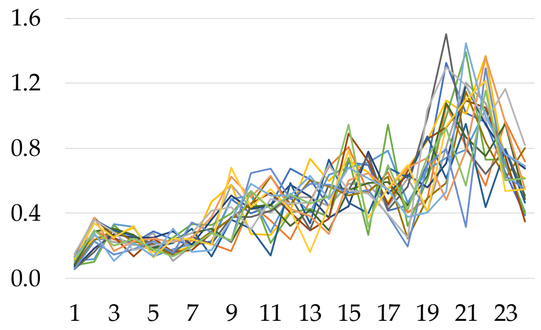




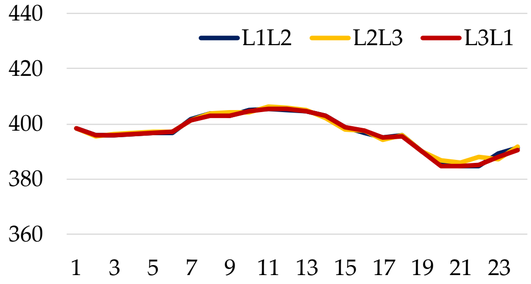


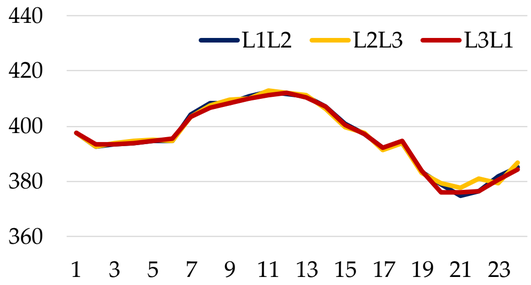


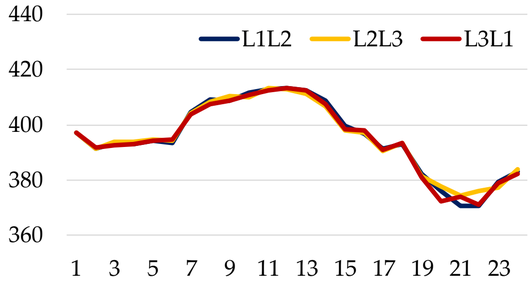
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – napięcia (w V)

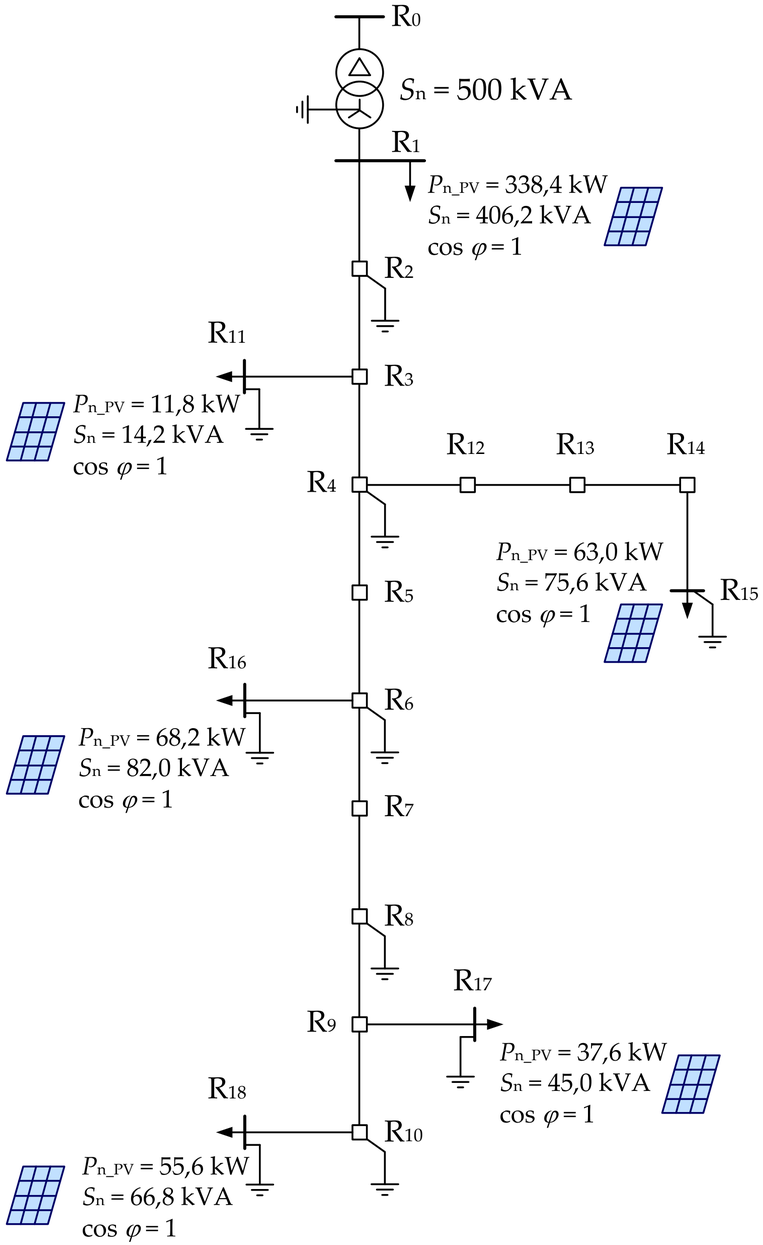


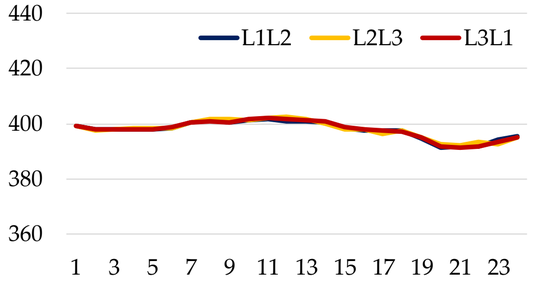
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

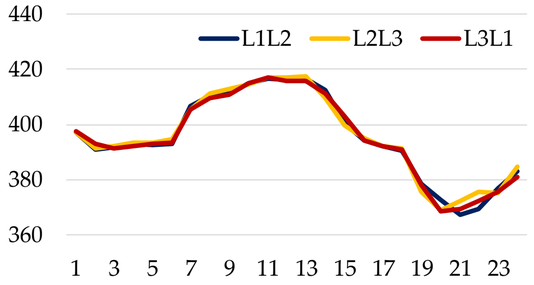


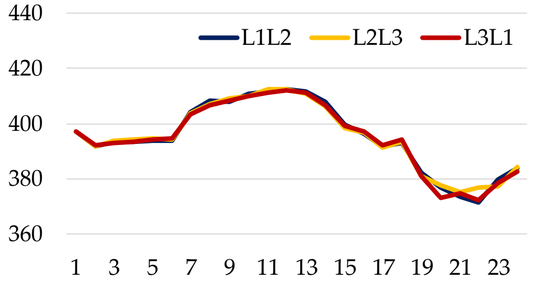




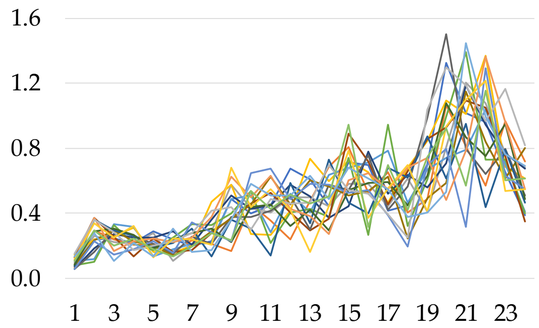




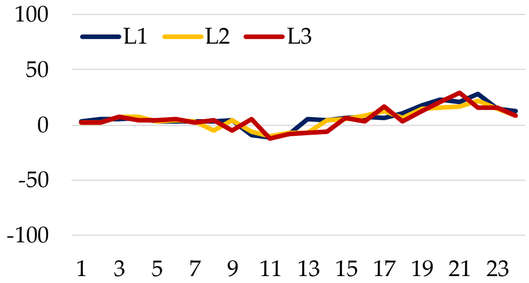


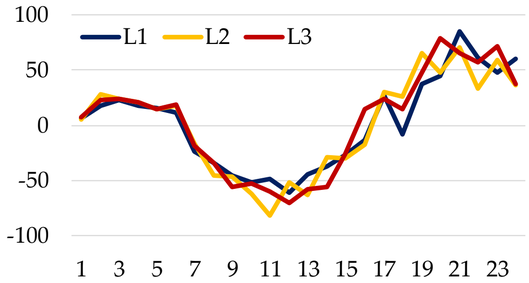


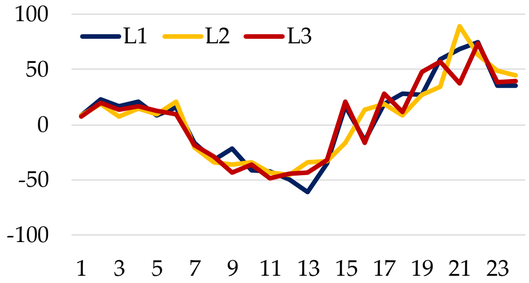
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – prądy (w A)

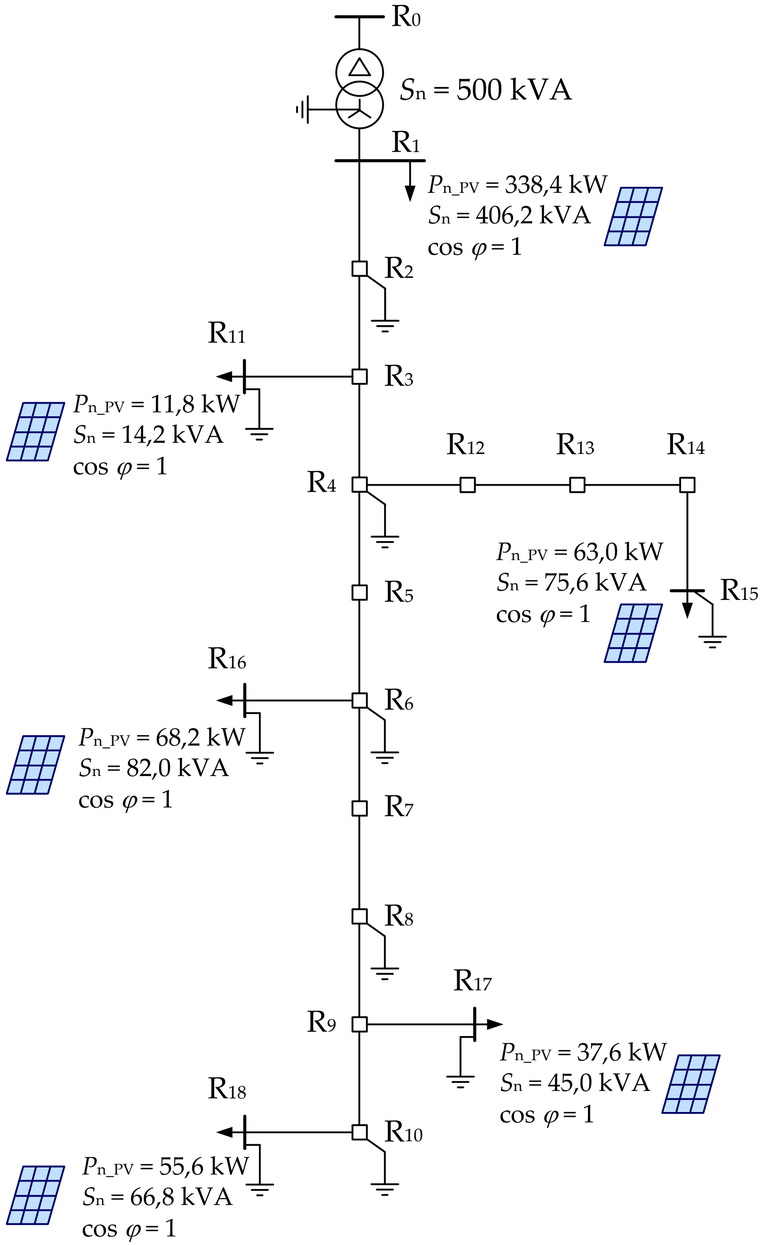


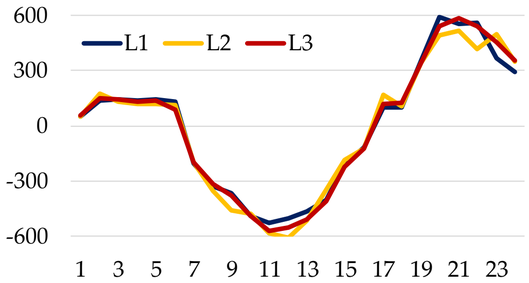
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

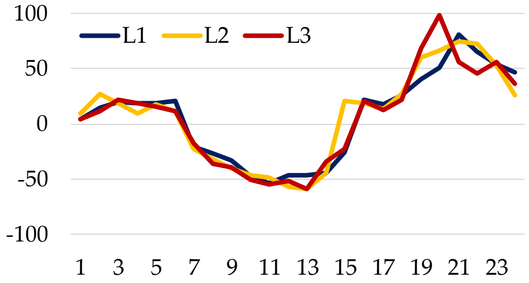


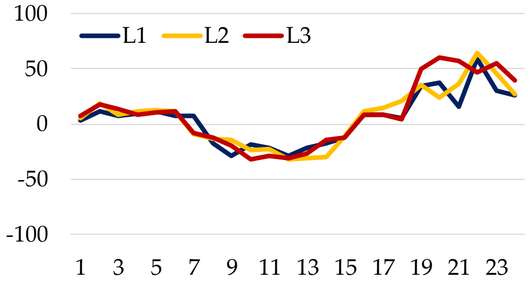




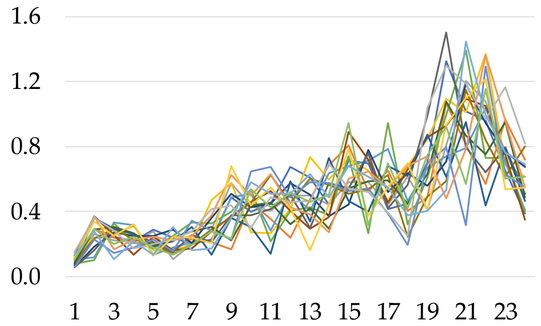




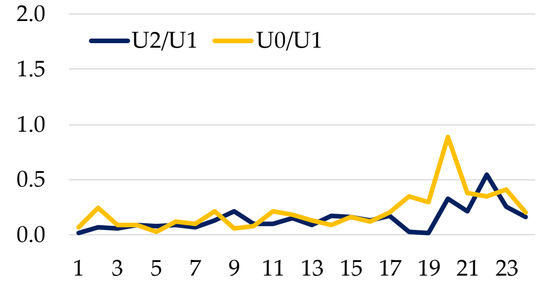


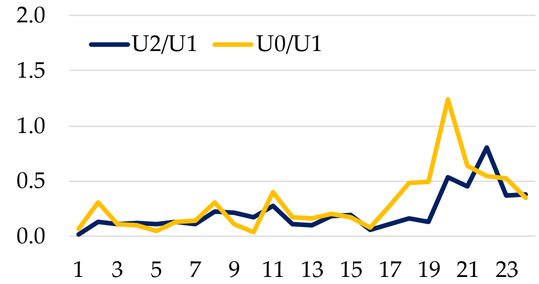


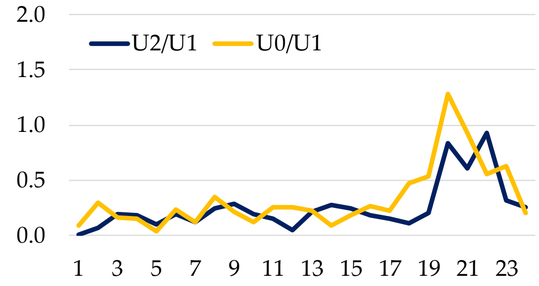
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – niesymetria napięcia (w %)

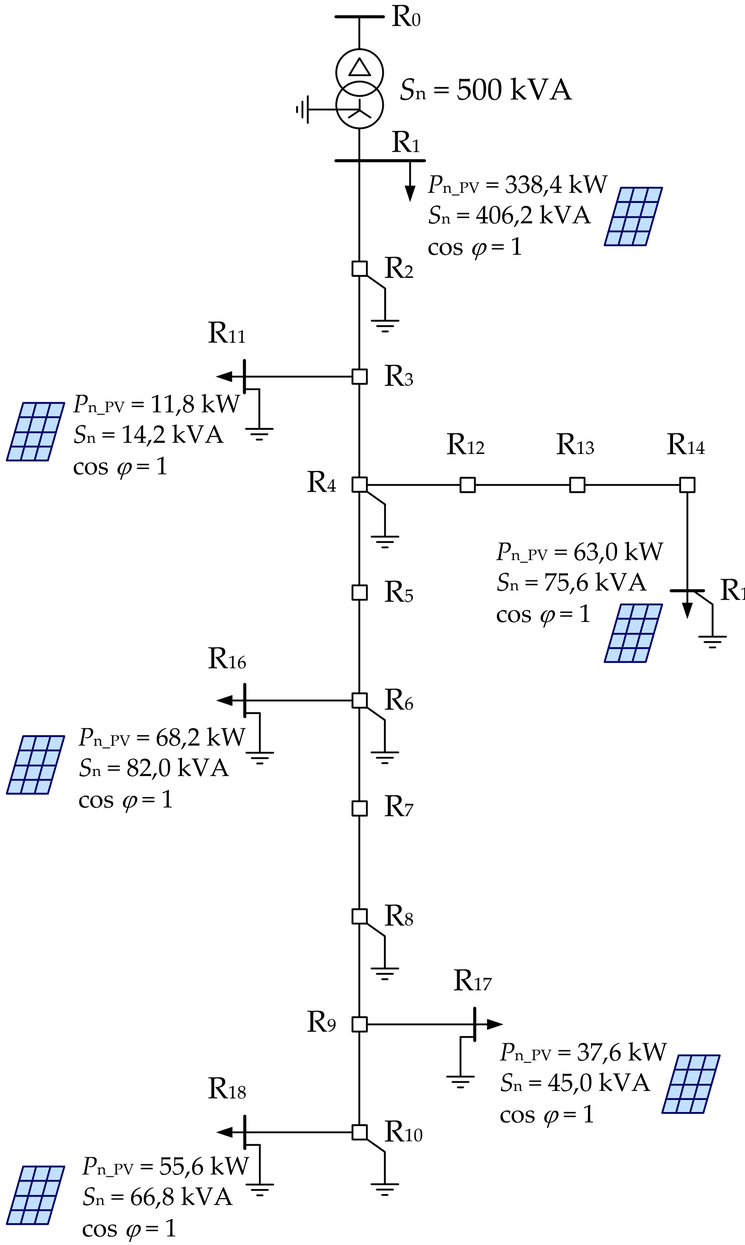


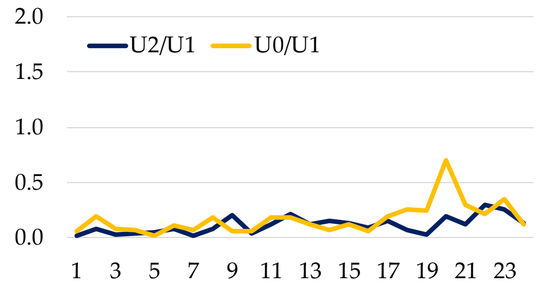
$$\alpha = \frac{E_{r_PV}}{E_r} = 50\%$$

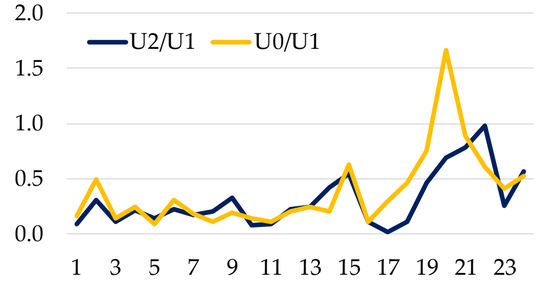


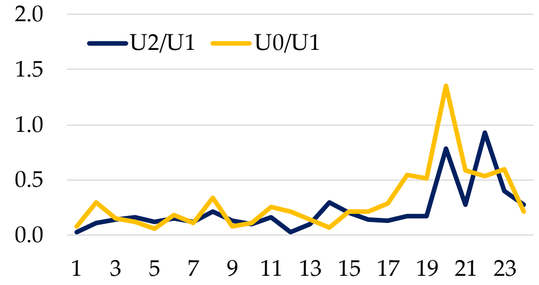










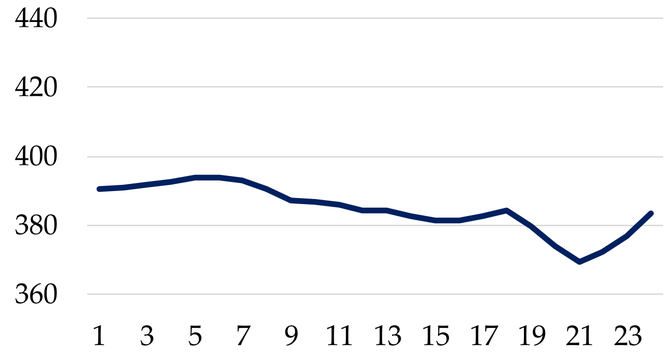


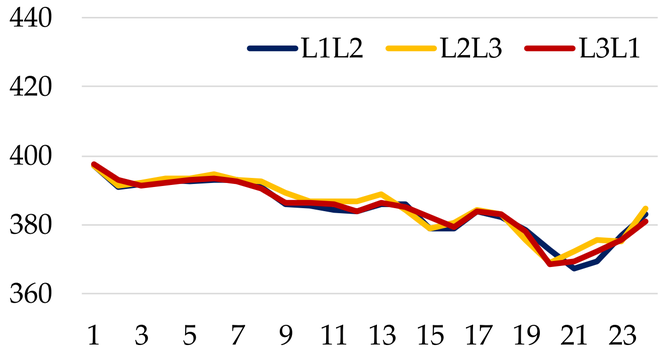
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie napięć w węźle R15 (napięcia w V)

Symetria obciążeń

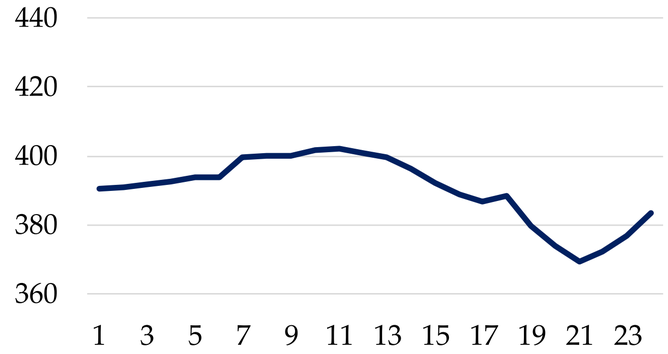
Niesymetria obciążeń

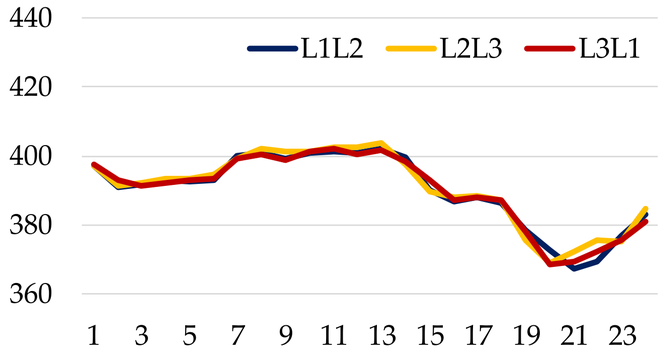
$\alpha = 0\%$



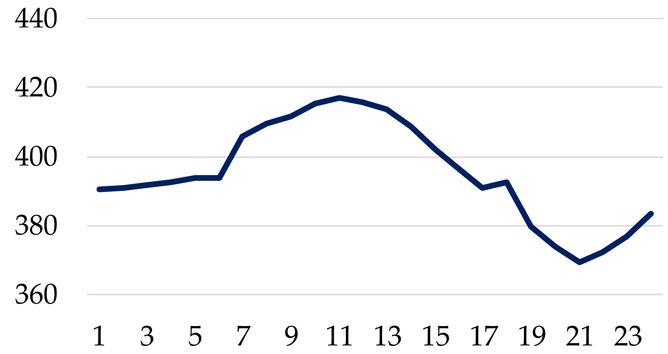


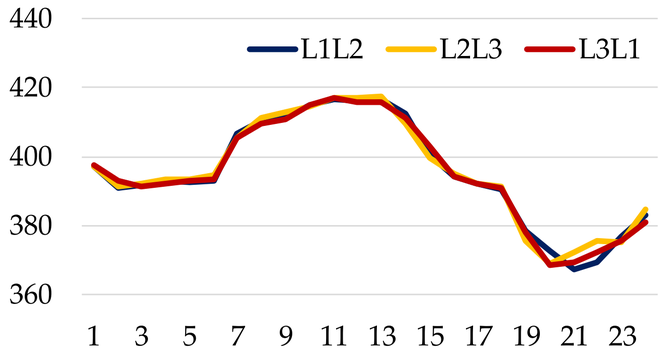
$\alpha = 25\%$





$\alpha = 50\%$



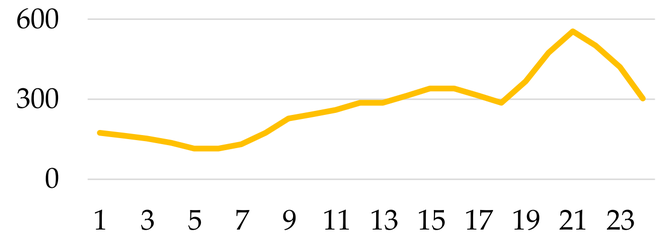


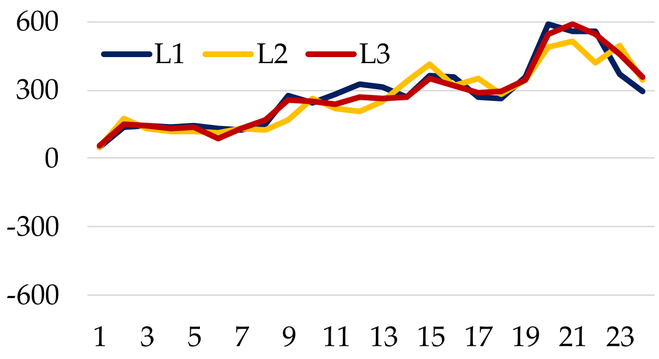
Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie prądów po stronie nN transformatora (prądy w A)

Symetria obciążeń

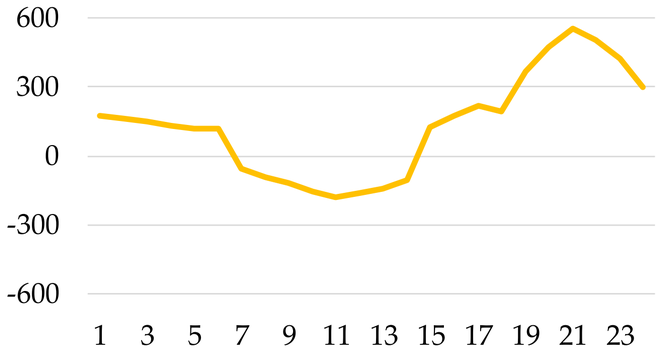
Niesymetria obciążeń

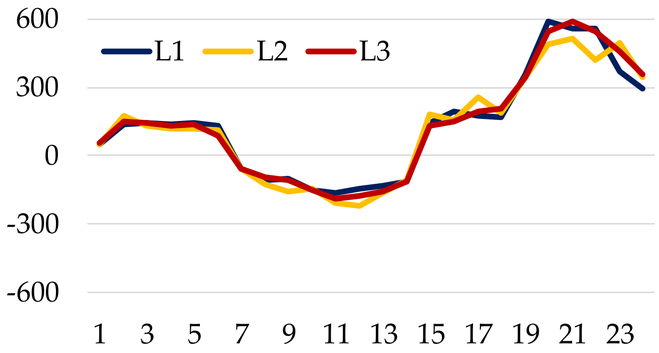
$\alpha = 0\%$



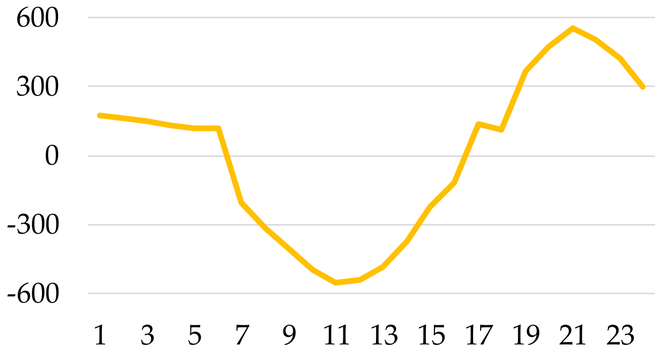


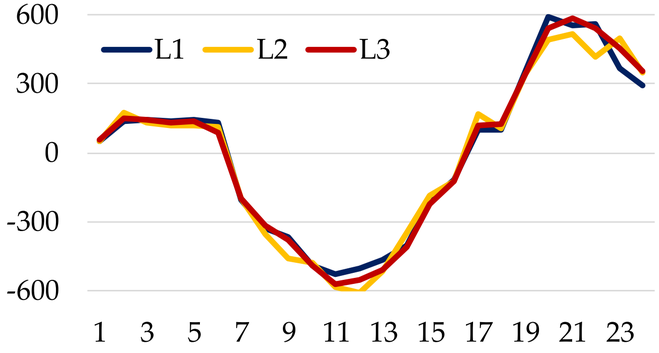
$\alpha = 25\%$



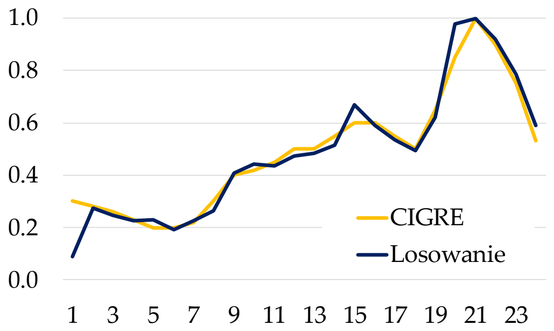


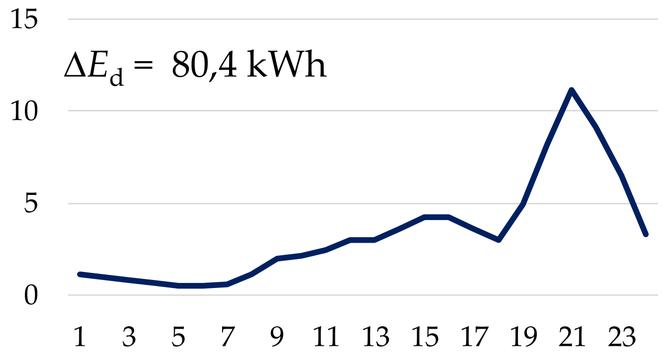
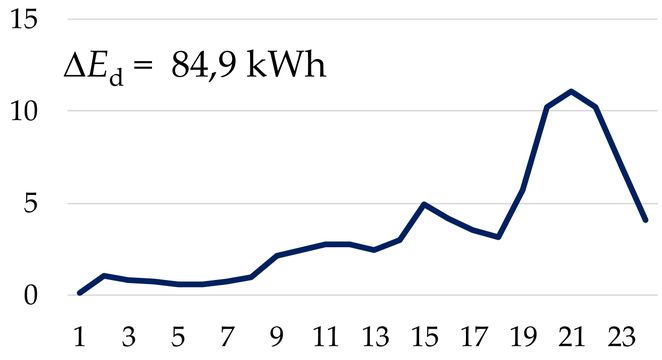
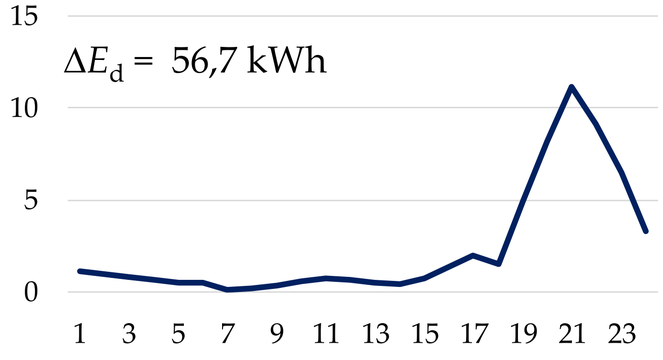
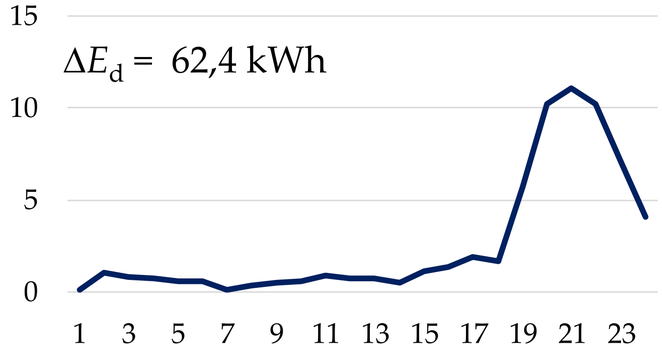
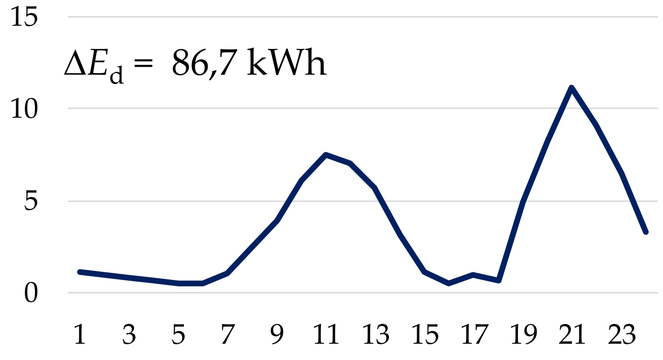
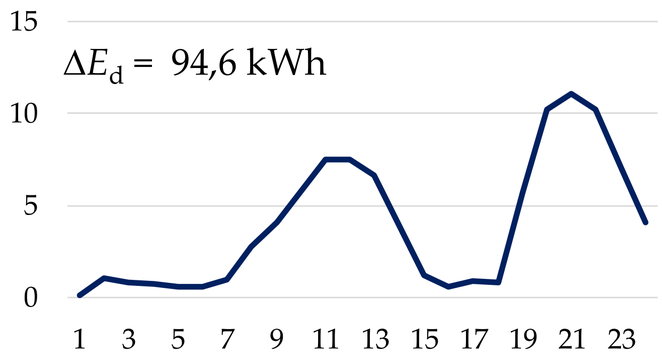
$\alpha = 50\%$





Dobowa symulacja pracy sieci CIGRE – porównanie strat energii (straty w kWh)



	Symetria obciążeń	Niesymetria obciążeń
$\alpha = 0\%$		
$\alpha = 25\%$		
$\alpha = 50\%$		

DZIĘKUJE
ZA UWAGĘ

Phone
+48 123 456 789
+48 987 654 321

E-mail
info@polsl.pl
marketing@polsl.pl

Follow us:
facebook.com/polsl
twitter.com/polsl

WPŁYW PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NISKIEGO NAPIĘCIA

Roman KORAB Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów PŚ
Marcin SMOŁKA Szkoła Doktorów PŚ, TAURON PE
we współpracy z:
Marcin POŁOMSKI Katedra Algorytmiki i Oprogramowania PŚ
Tomasz NACZYŃSKI Szkoła Doktorów PŚ, AIUT

WPŁYW PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NISKIEGO NAPIĘCIA

Plan wystąpienia

KONFERENCJA
„PRZESYŁ, DYSTRYBUCJA I UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W HORYZONCIE 2050 ROKU”
18 KWIETNIA 2023 R.
GMACH SENATU RP
WARSZAWA

01 Charakterystyka sieci terenowych niskiego napięcia (nN) w Polsce

02 Praca sieci nN bez przyłączonych mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV)

03 Rozwój prosumenckich mikroinstalacji PV w Polsce

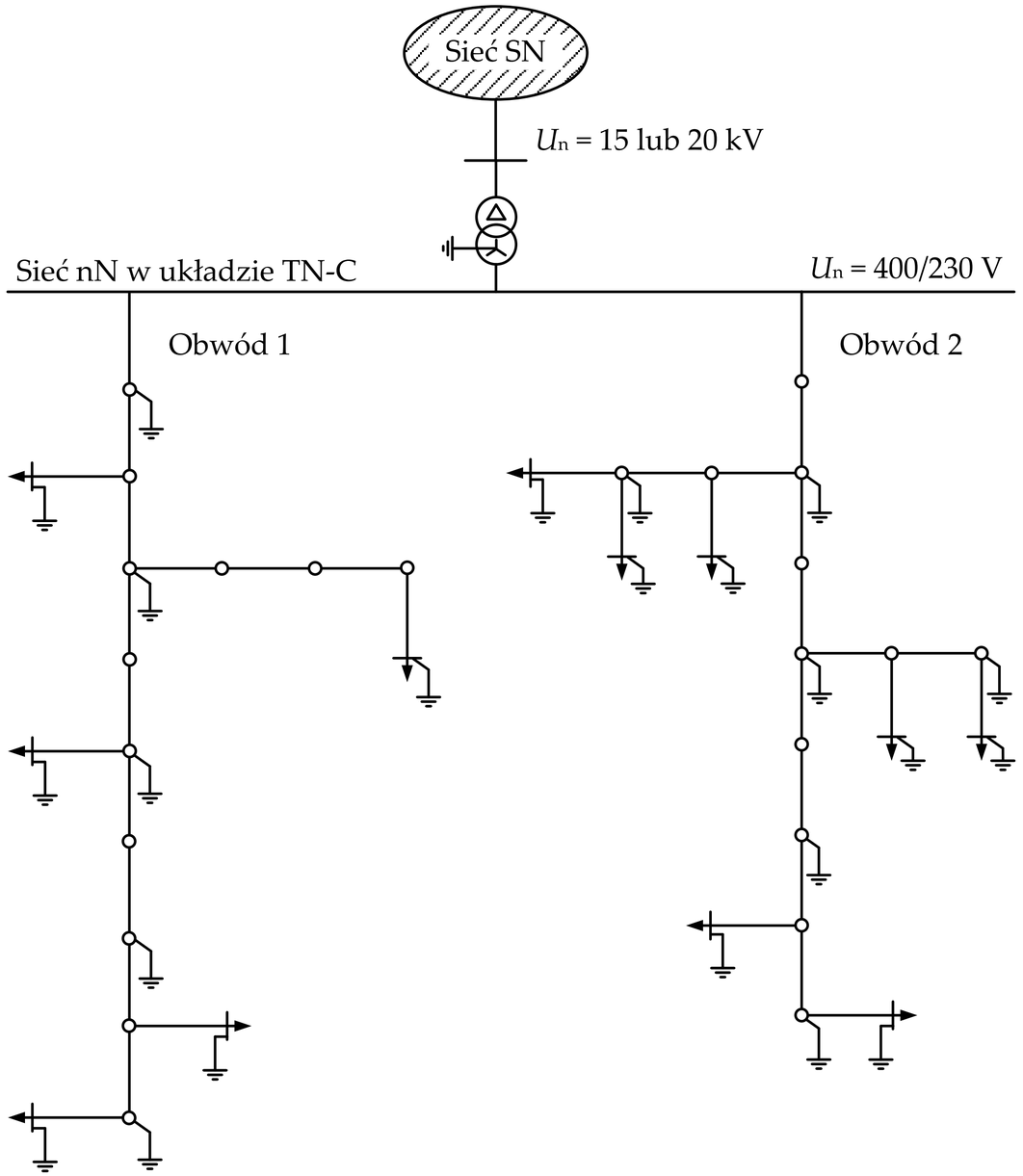
04 Wpływ mikroinstalacji PV na pracę sieci terenowej nN

05 Co jest przyczyną pojawiających się problemów i jak można je rozwiązać?

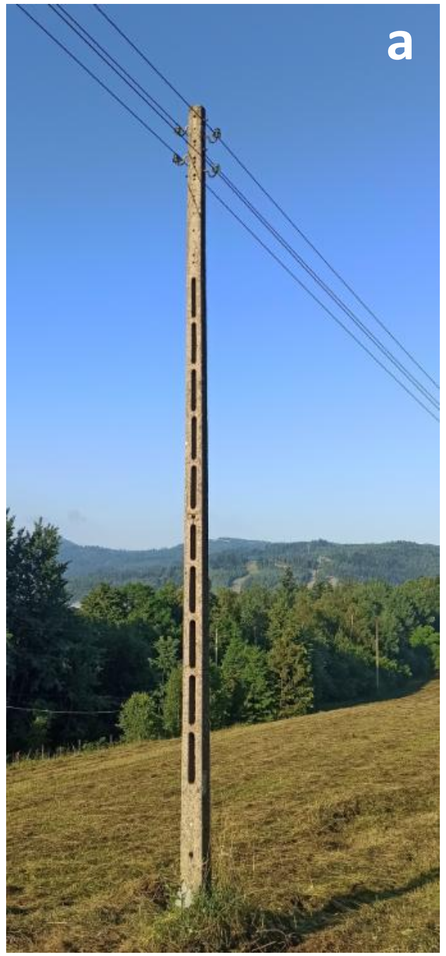
Typowa struktura sieci terenowej nN w Polsce

Typowa sieć terenowa nN w Polsce:

➢ średnia moc transformatora SN/nN	150 kVA
➢ liczba obwodów wychodzących ze stacji	2 – 4
➢ średnia długość linii napowietrznych	1890 m
➢ średnia długość linii kablowych	440 m
➢ średnia długość przyłączy	1560 m
➢ średnia liczba zasilanych odbiorców	186



Typowe rozwiązania techniczne stosowane w sieciach terenowych w Polsce – linie napowietrzne nN







Linie napowietrzne z przewodami gołymi (zdjęcie a – układ czworokąta, zdjęcie b – układ płaski):

- **słup żelbetowy**
- **izolatory (szklane lub porcelanowe)**
- **przewody aluminiowe wielodrutowe (AL)**
- **typowe przekroje przewodów: 16, 25, 35, 50, 70 mm^2**

Linie napowietrzne z przewodami izolowanymi (zdjęcie c):

- **słup strunobetonowy wirowany**
- **przewody aluminiowe wielodrutowe w izolacji z polietylenu usieciowanego (AsXS lub AsXSn)**
- **typowe przekroje przewodów: 16, 25, 35, 50, 70 mm^2**

Typowe rozwiązania techniczne stosowane w sieciach terenowych w Polsce – linie kablowe nN





Linie kablowe:

- **powłoka polwinitowa**
- **izolacja polwinitowa (YAKY (NAY2Y) – zdjęcie a) lub z polietylenu usieciowanego (YAKXS (NA2XY) – zdjęcie b)**
- **żyły robocze aluminiowe (jednodrutowe lub wielodrutowe, okrągłe lub sektorowe)**
- **typowe przekroje żył roboczych: 25, 35, 70, 120, 240 mm^2**

Zdjęcia pochodzą z https://www.energetyka.plus/kable-energetyczne-nn-stosowane-w-polsce/

Typowe rozwiązania techniczne stosowane w sieciach terenowych w Polsce – stacje napowietrzne SN/nN







Stacje napowietrzne SN/nN na słupach żelbetowych (zdjęcie a) lub drewnianych (zdjęcie b):

- **maksymalna moc transformatora SN/nN: 250 kVA**

Stacje napowietrzne SN/nN na słupach strunobetonowych (zdjęcie c):

- **maksymalna moc transformatora SN/nN: 630 kVA**

Analizowana sieć terenowa nN

Charakterystyka sieci:

- moc transformatora SN/nN: 400 kVA
- cztery obwody nN wychodzące ze stacji
- linie napowietrzne z przewodami izolowanymi AsXS i AsXSn o przekrojach: 25 mm^2 (1557 m), 35 mm^2 (773 m), 50 mm^2 (574 m), 70 mm^2 (2816 m)
- całkowita długość linii napowietrznych (z przyłączami) 5720 m,
- linie kablowe YAKY, YAKXS (NA2XY) o przekrojach 25 mm^2 (203 m), 35 mm^2 (1413 m), 120 mm^2 (806 m)
- całkowita długość linii kablowych (z przyłączami) 2422 m
- liczba odbiorców - 144



Środowisko symulacyjne Program OpenDSS



EPRI
ELECTRIC POWER
RESEARCH INSTITUTE

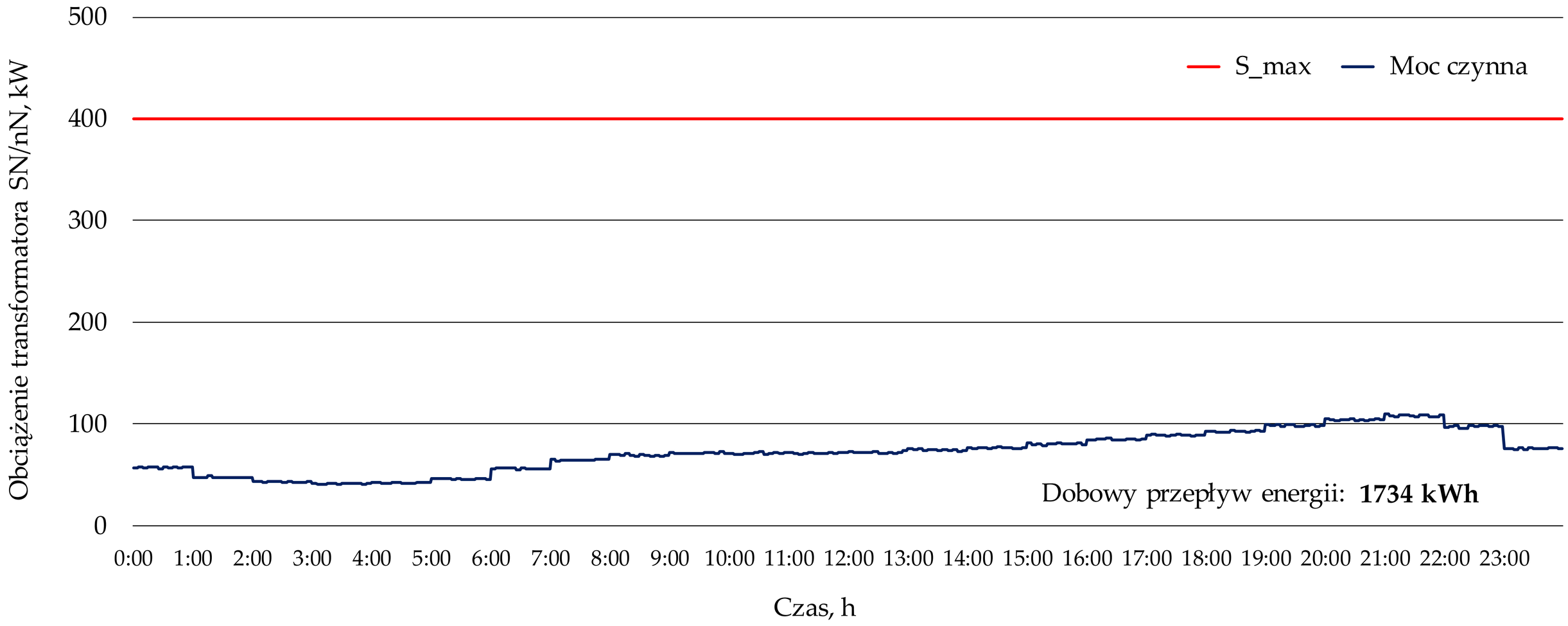
OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR

Obliczenia rozpływu mocy (prądów) w wielofazowej sieci elektroenergetycznej, również przy niesymetrycznym obciążeniu

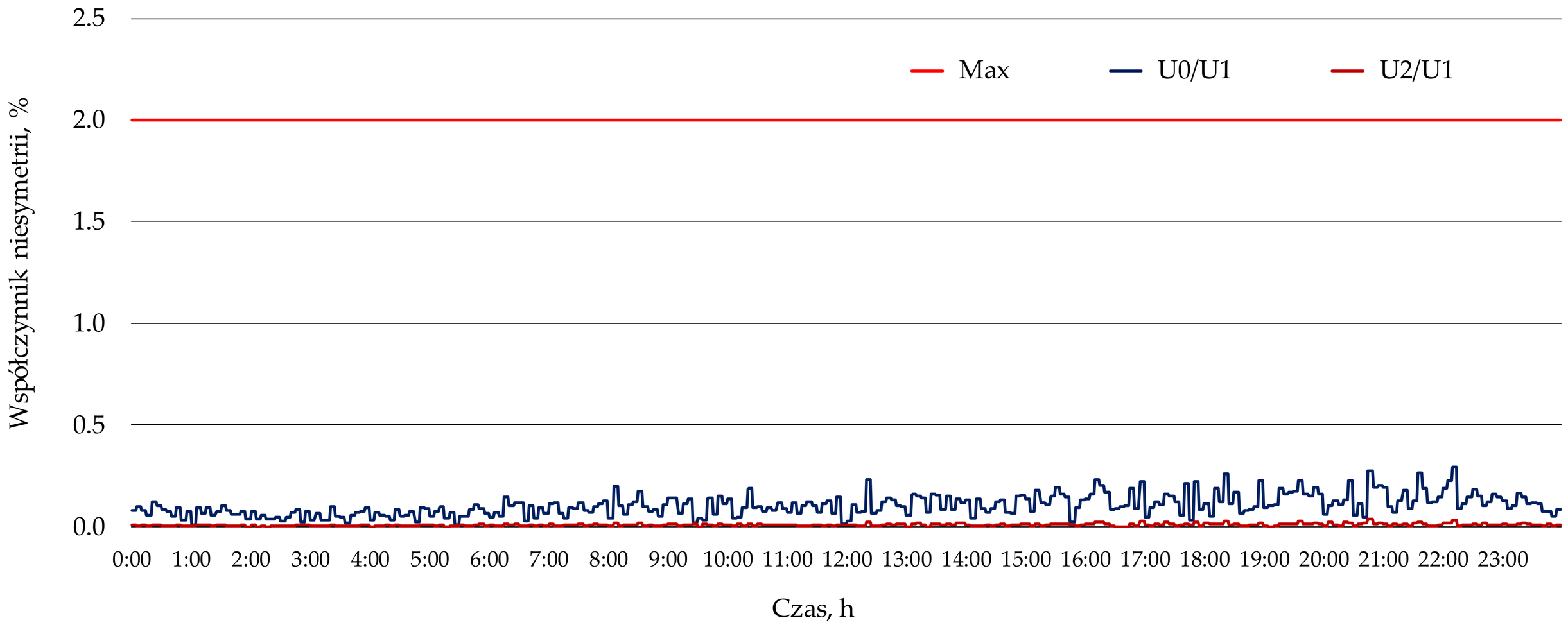
Modele elementów sieci:

- zastępcze źródło napięcia
- generatory
- linie napowietrzne i kablowe
- transformatory
- baterie kondensatorów
- odbiory
- systemy fotowoltaiczne
- mikroelektrownie wiatrowe
- zasobniki energii elektrycznej

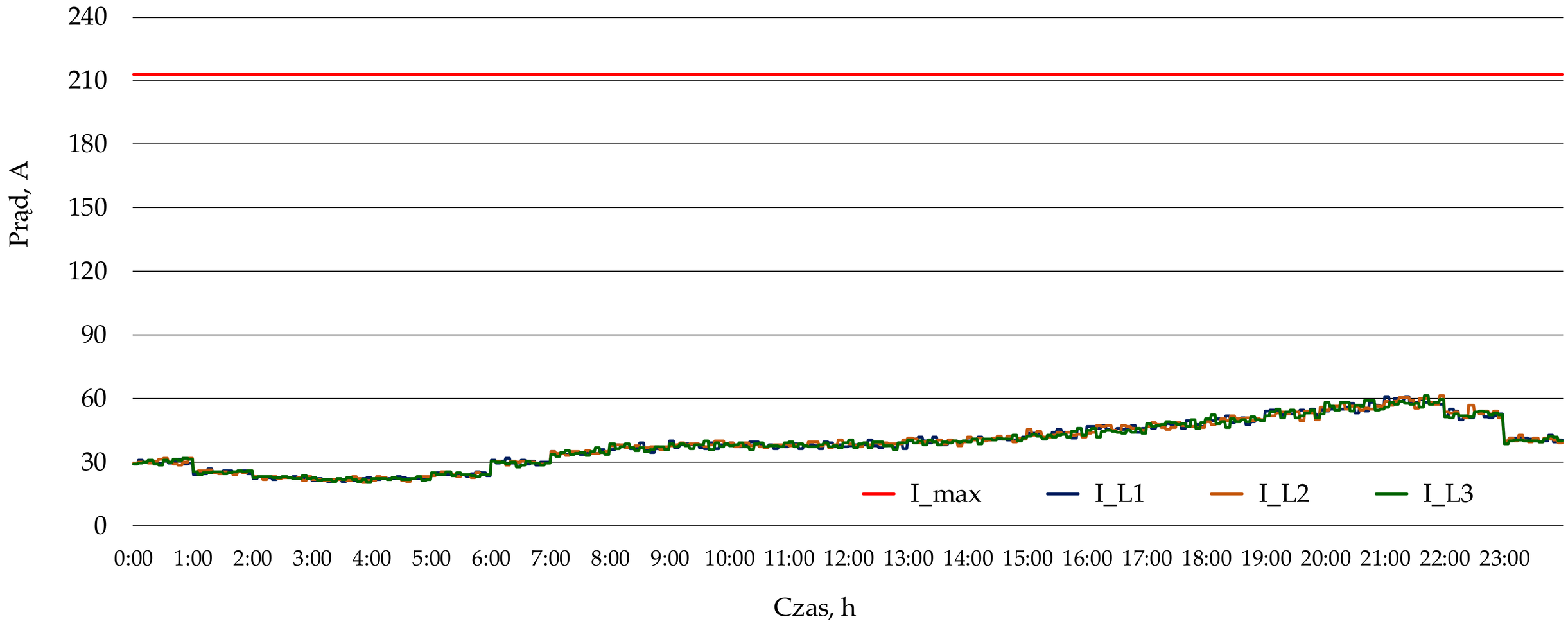
Przepływ mocy czynnej przez transformator SN/nN



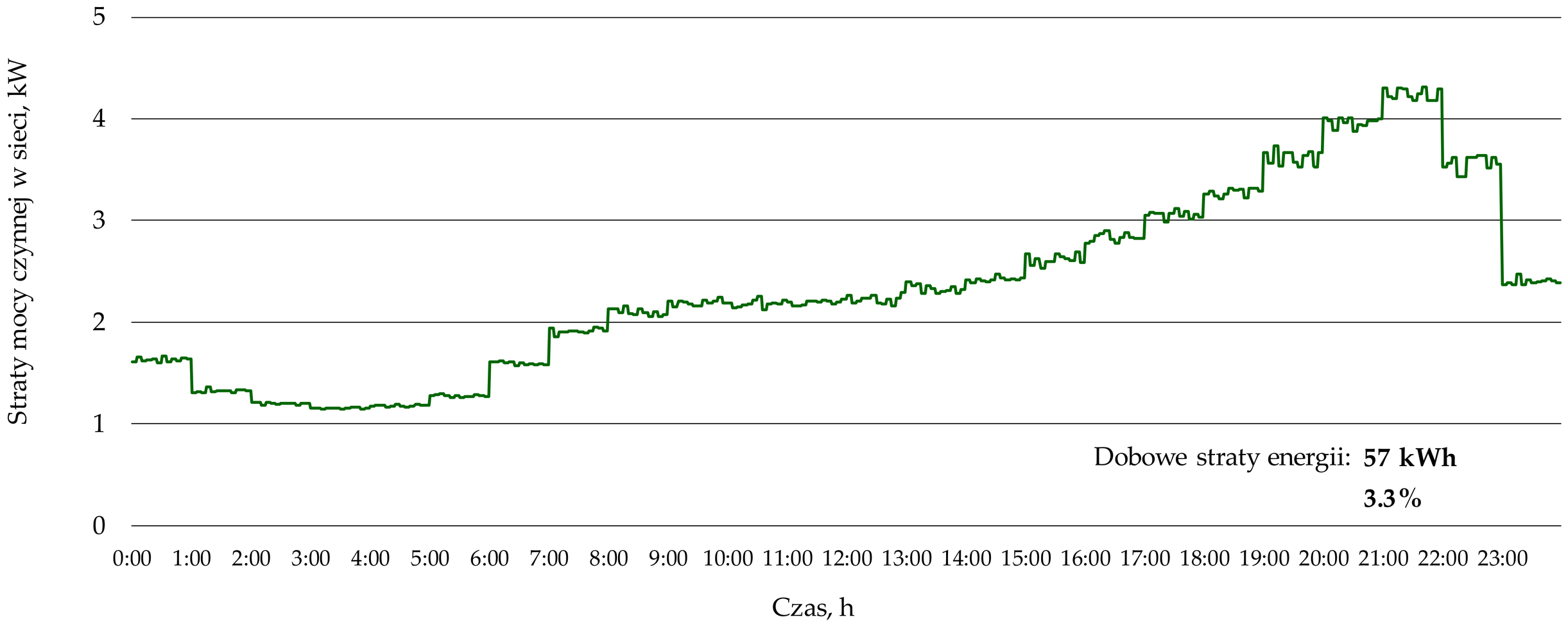
Niesymetria napięć na szynach nN stacji zasilającej



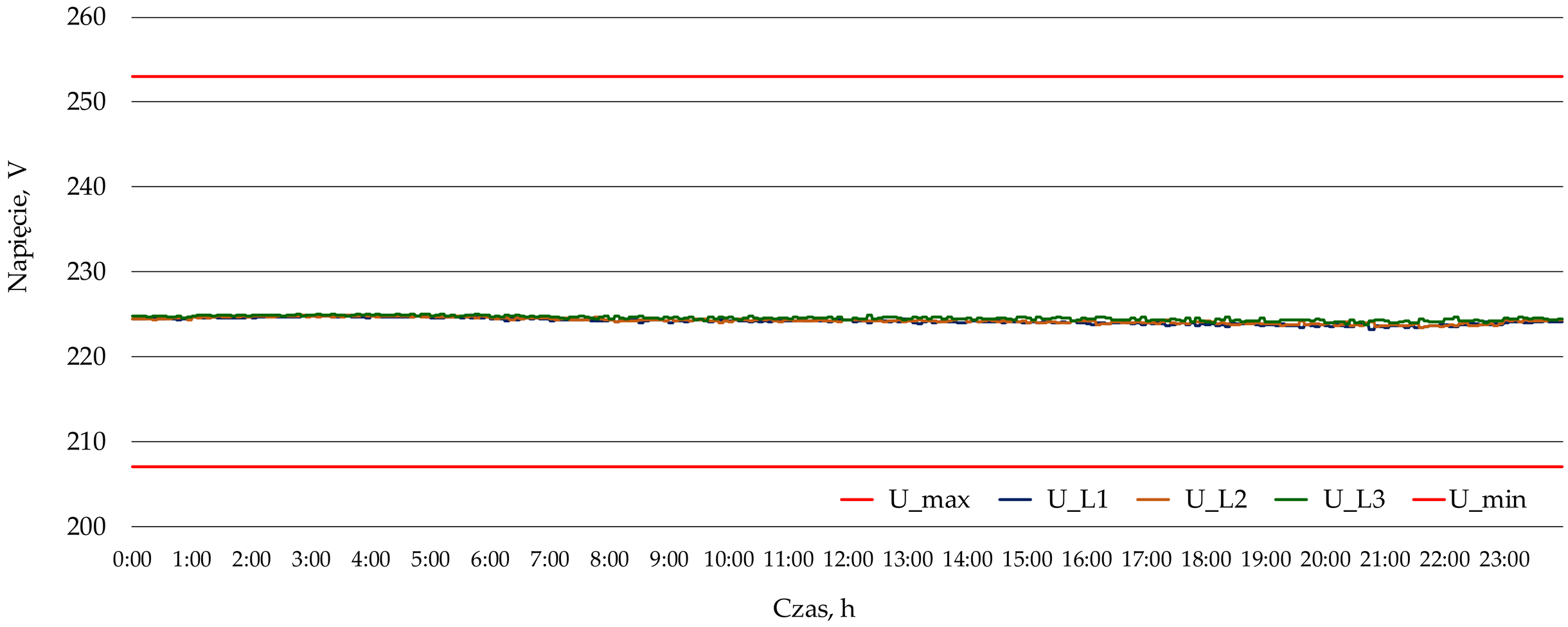
Przepływ prądu w najbardziej obciążonym odcinku linii nN



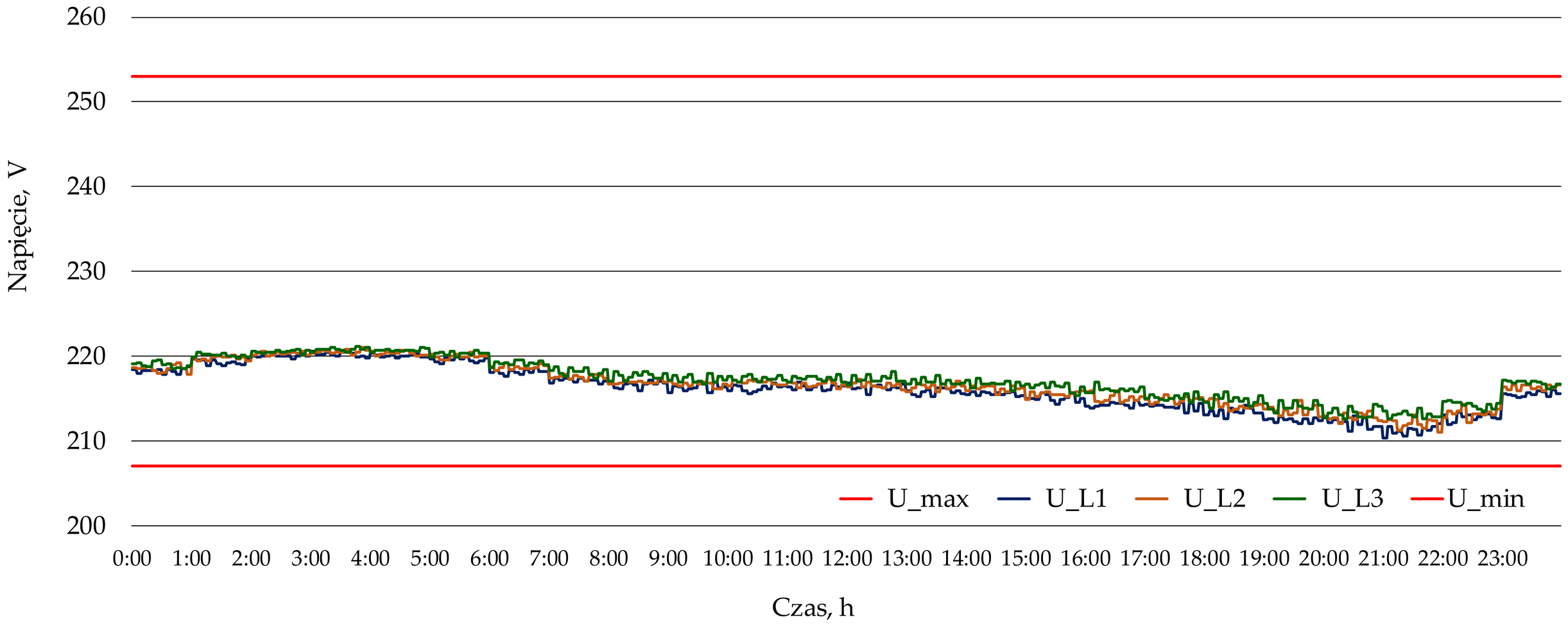
Straty mocy czynnej w sieci



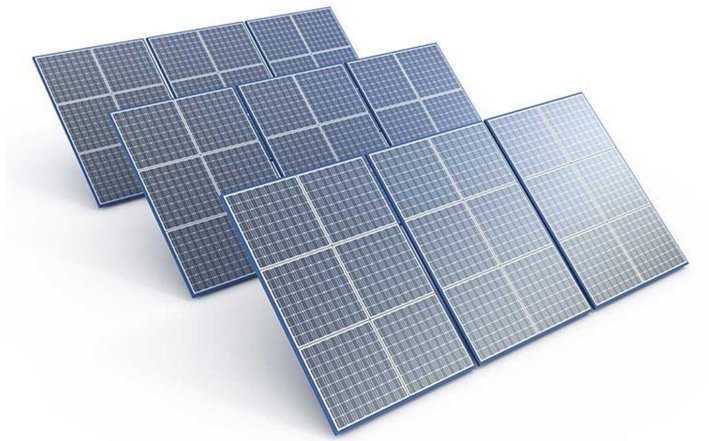
Najwyższe napięcie w sieci – szyny nN stacji zasilającej



Najniższe napięcie w sieci – odbiorca na końcu obwodu



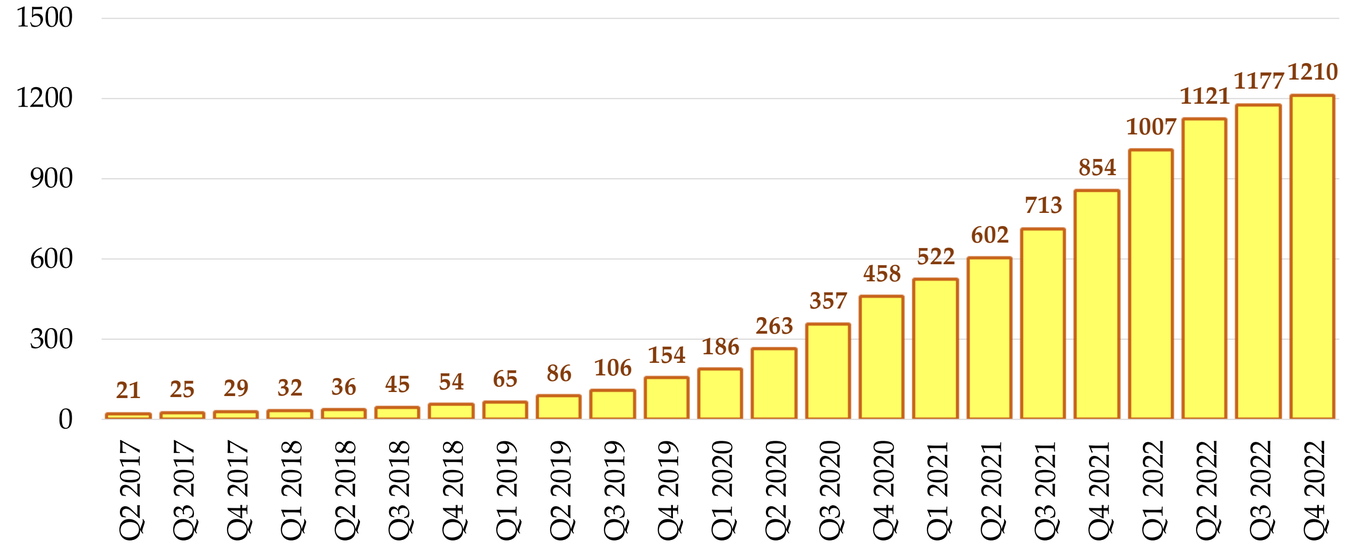
Rozwój prosumenckich mikroinstalacji PV w Polsce



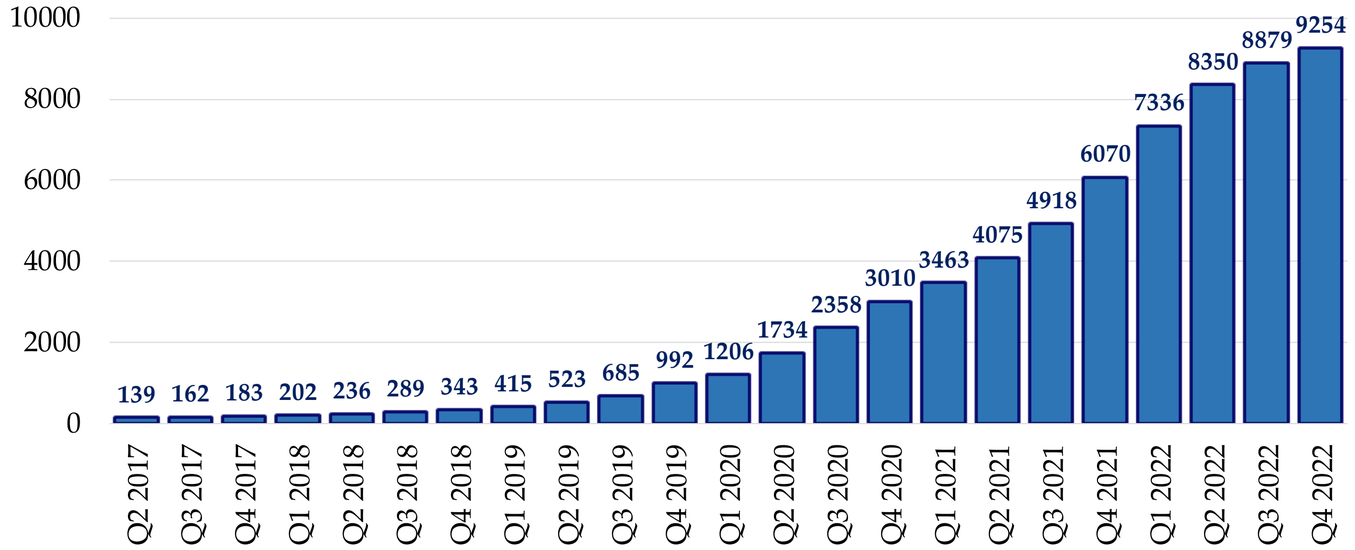
Średnia moc pojedynczej mikroinstalacji PV:

7,6 kW

Łączna liczba mikroinstalacji PV w Polsce, w tys. szt.



Łączna moc zainstalowana mikroinstalacji PV w Polsce, w MW



Moc prosumenckich mikroinstalacji PV vs. roczne zużycie energii elektrycznej

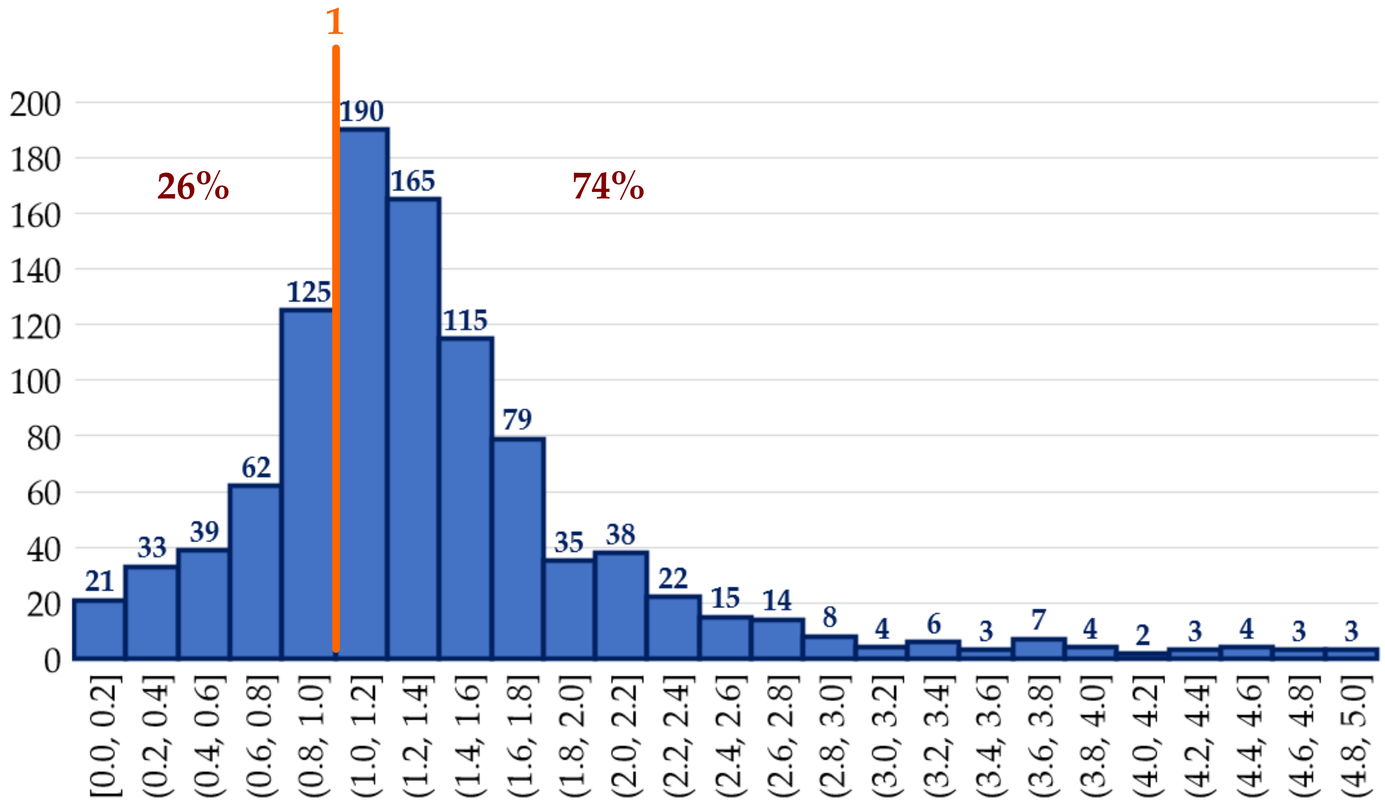
Jak powinno się dobierać moc źródła PV?

Roczna generacja PV = Roczne zużycie energii

$$\frac{\text{Moc PV (w kW)} * 1000\ \text{h}}{\text{Roczne zużycie energii (w kWh)}} = 1$$



Jak w rzeczywistości prosumenci dobrali moc źródeł PV?



Analiza dla losowo wybranej grupy 1000 prosumentów przyłączonych do sieci nN (162 prosumentów z grupy C i 838 prosumentów z grupy G)

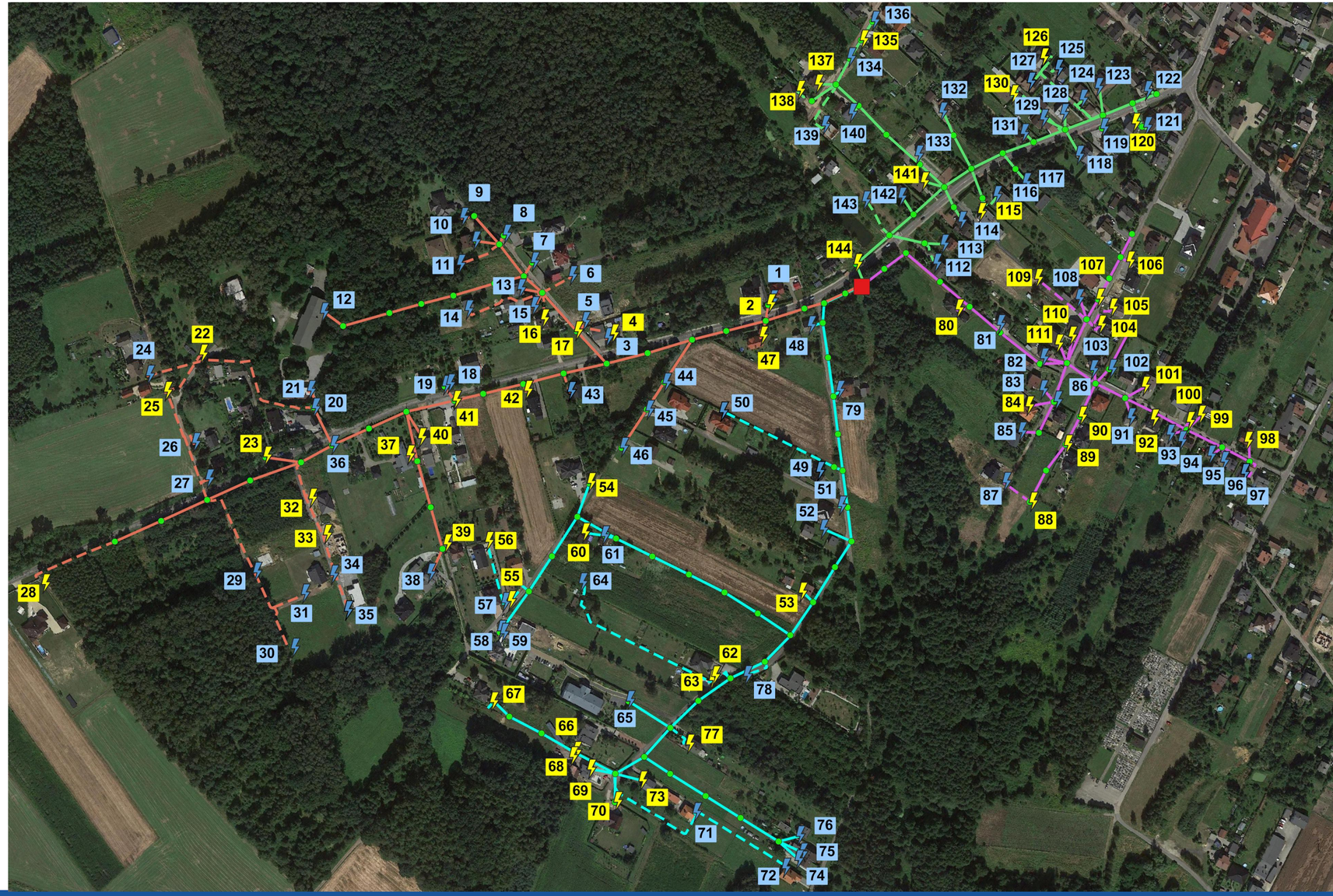
Analizowana sieć terenowa nN – mikroinstalacje PV

Liczba i moc źródeł PV:

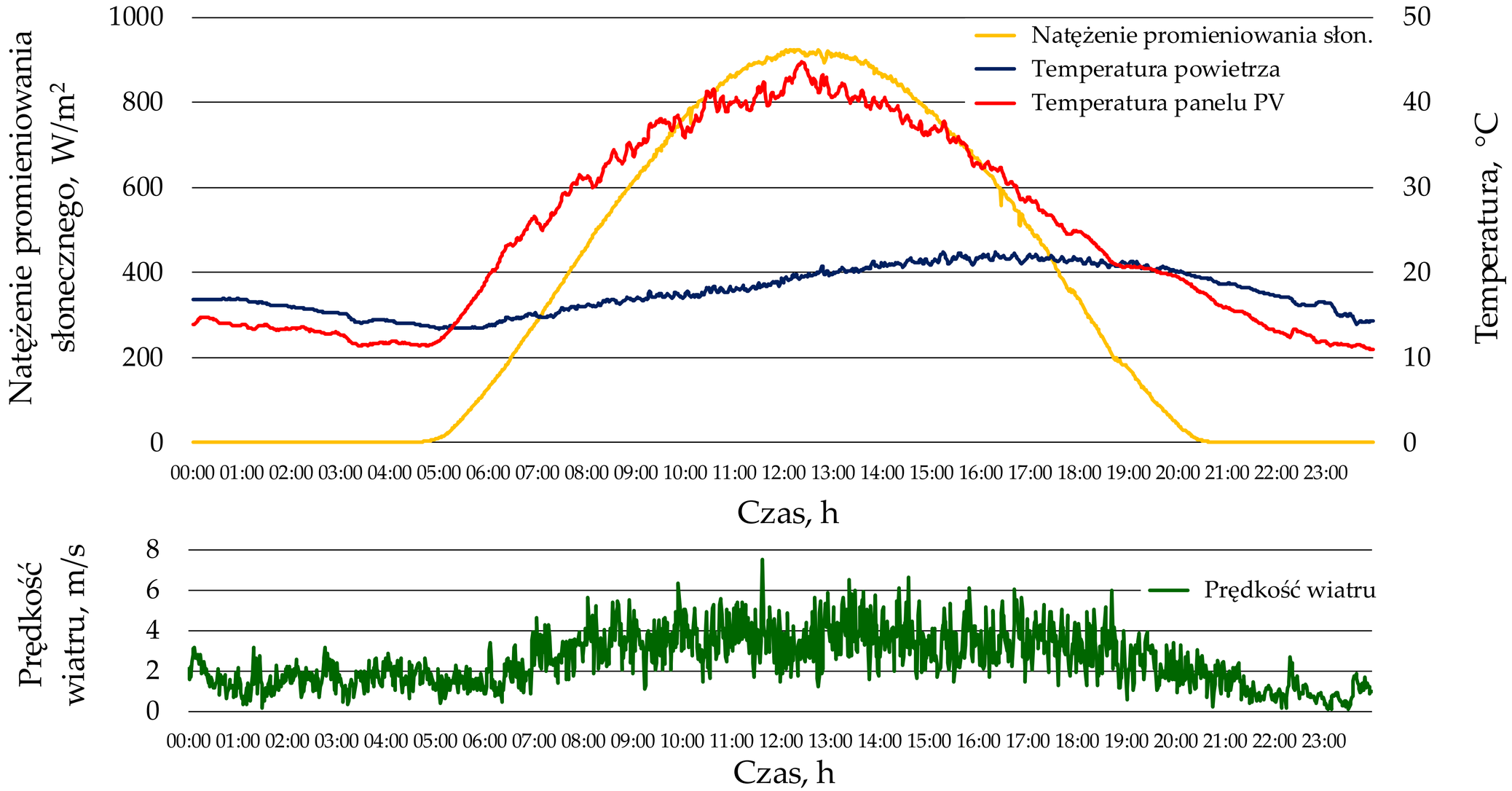
- **obwód „pomarańczowy”:**
  16 szt. (34%) 188,5 kW
- **obwód „turkusowy”:**
  14 szt. (44%) 170,4 kW
- **obwód „fioletowy”:**
  17 szt. (53%) 158,8 kW
- **obwód „zielony”:**
  9 szt. (27%) 63,9 kW
- **cała sieć:**
  56 szt. 581,6 kW

Średnia moc PV = 10,4 kW

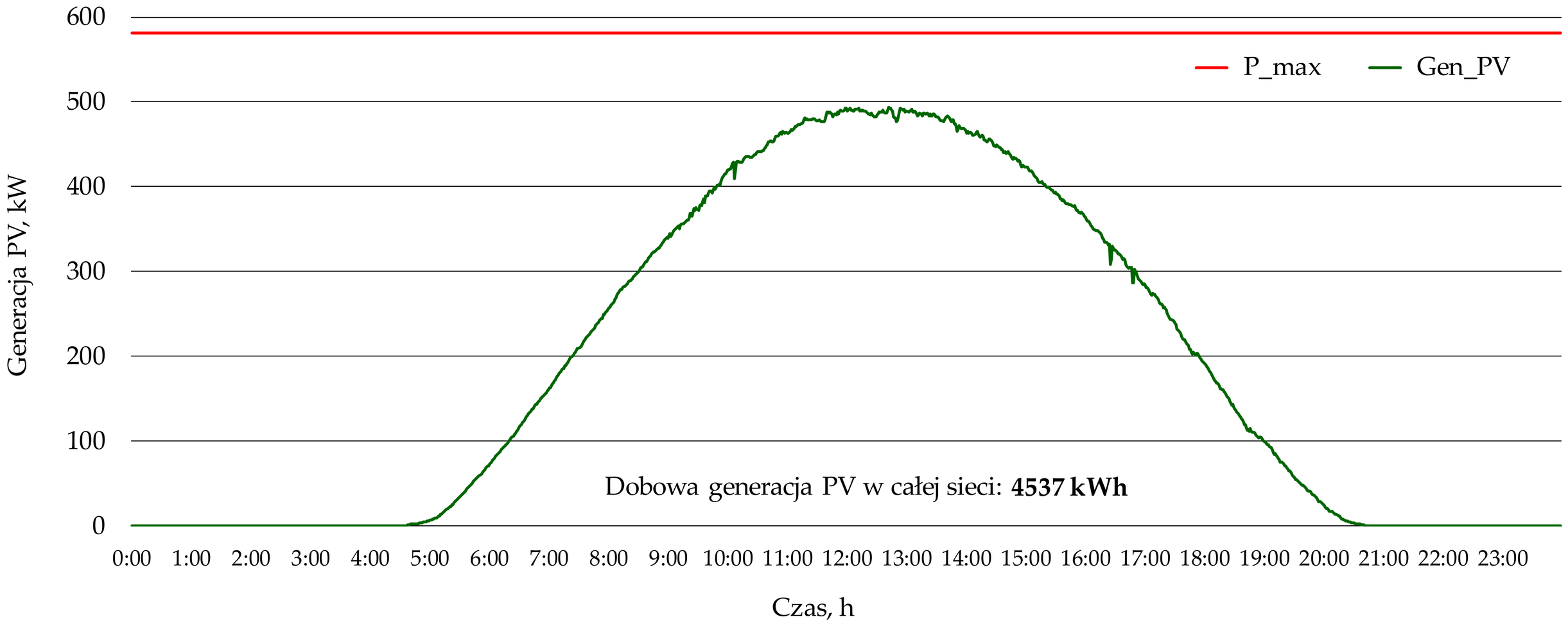
Prosumenci / Odbiorcy = 56 / 144 = 40%



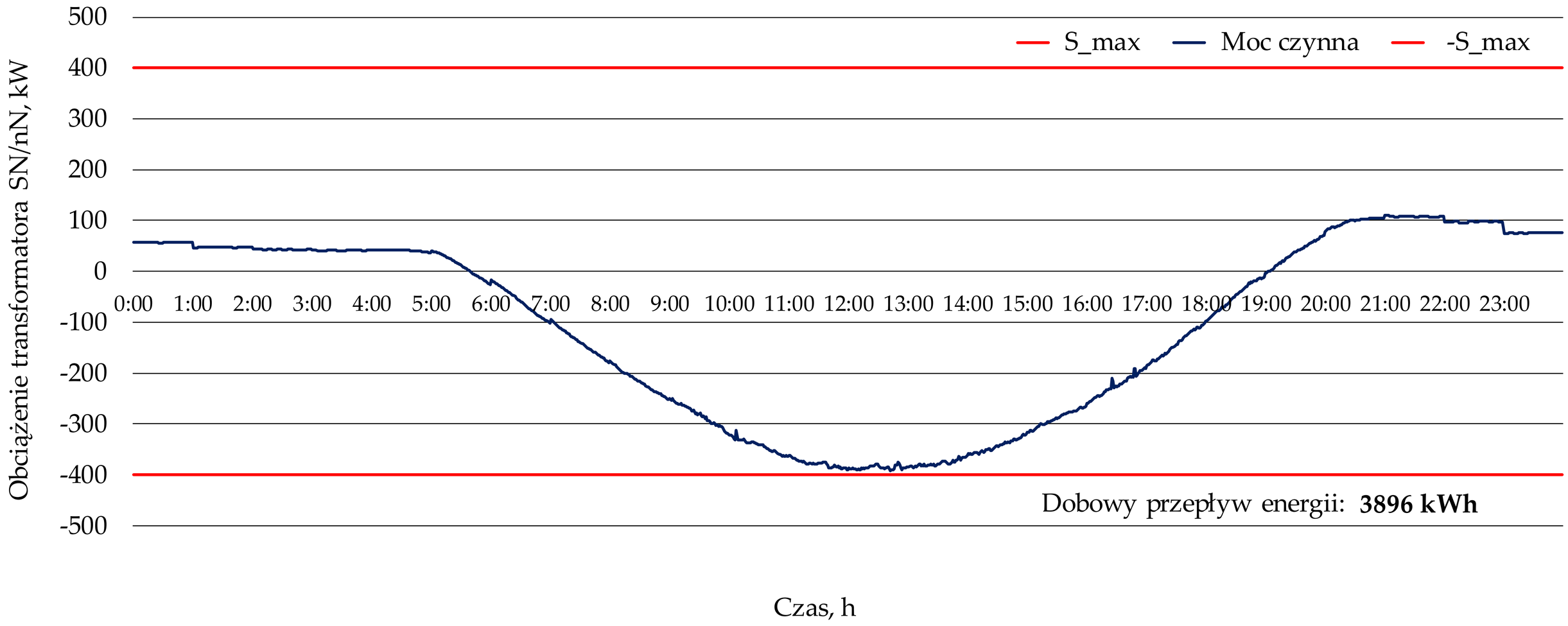
Warunki pogodowe w dniu wybranym do analizy – 1 czerwca



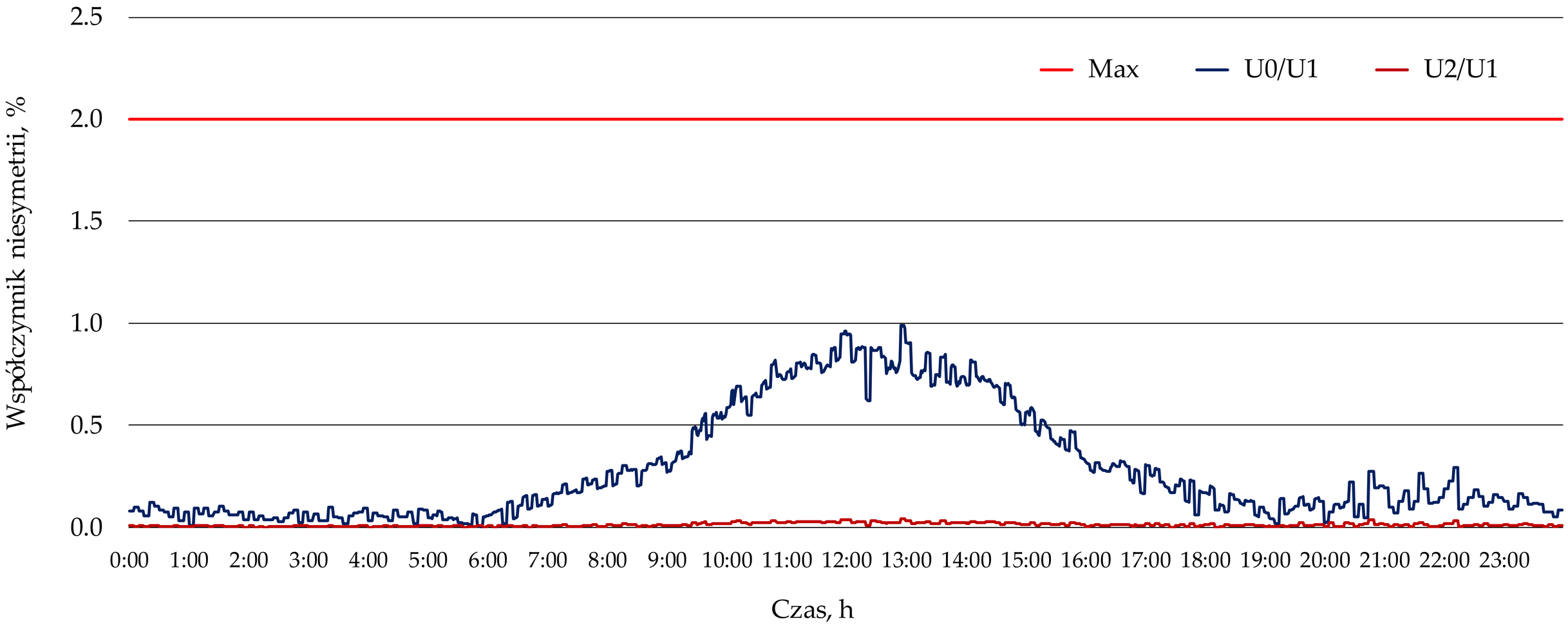
Łączna generacja źródeł PV



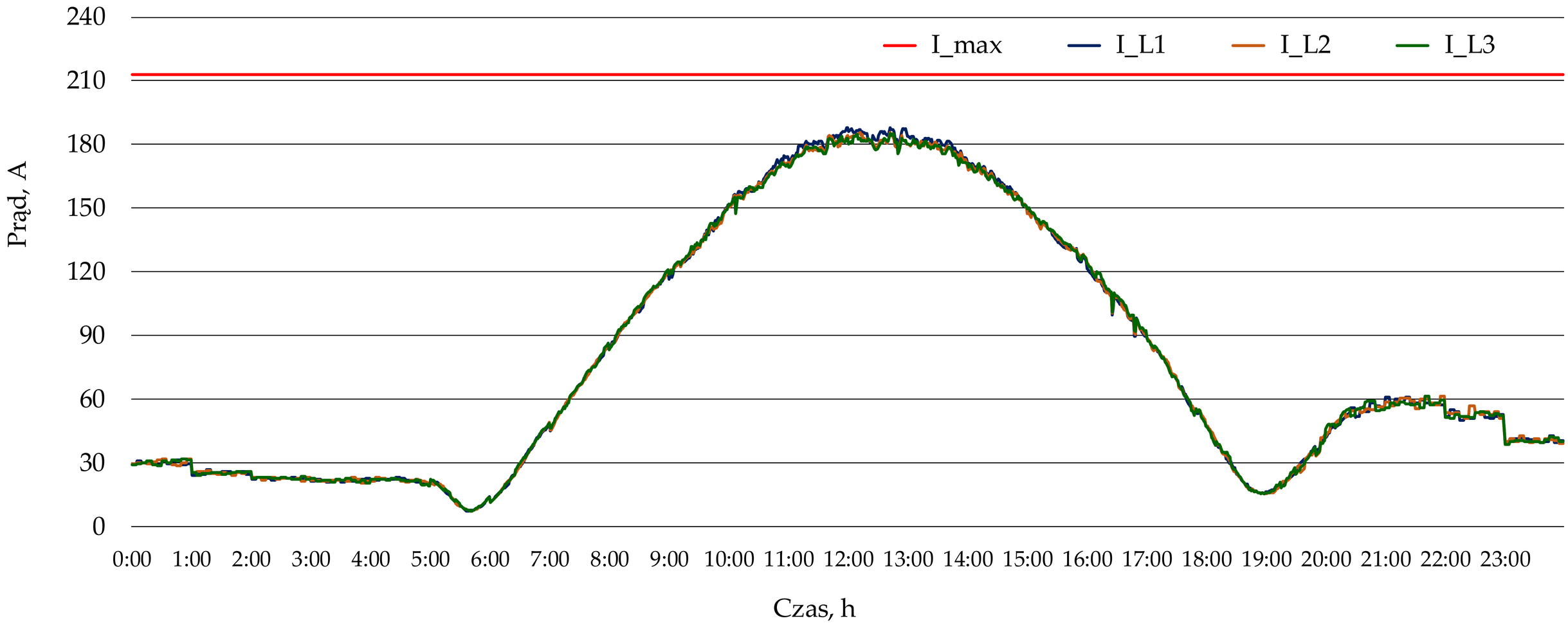
Przepływ mocy czynnej przez transformator SN/nN



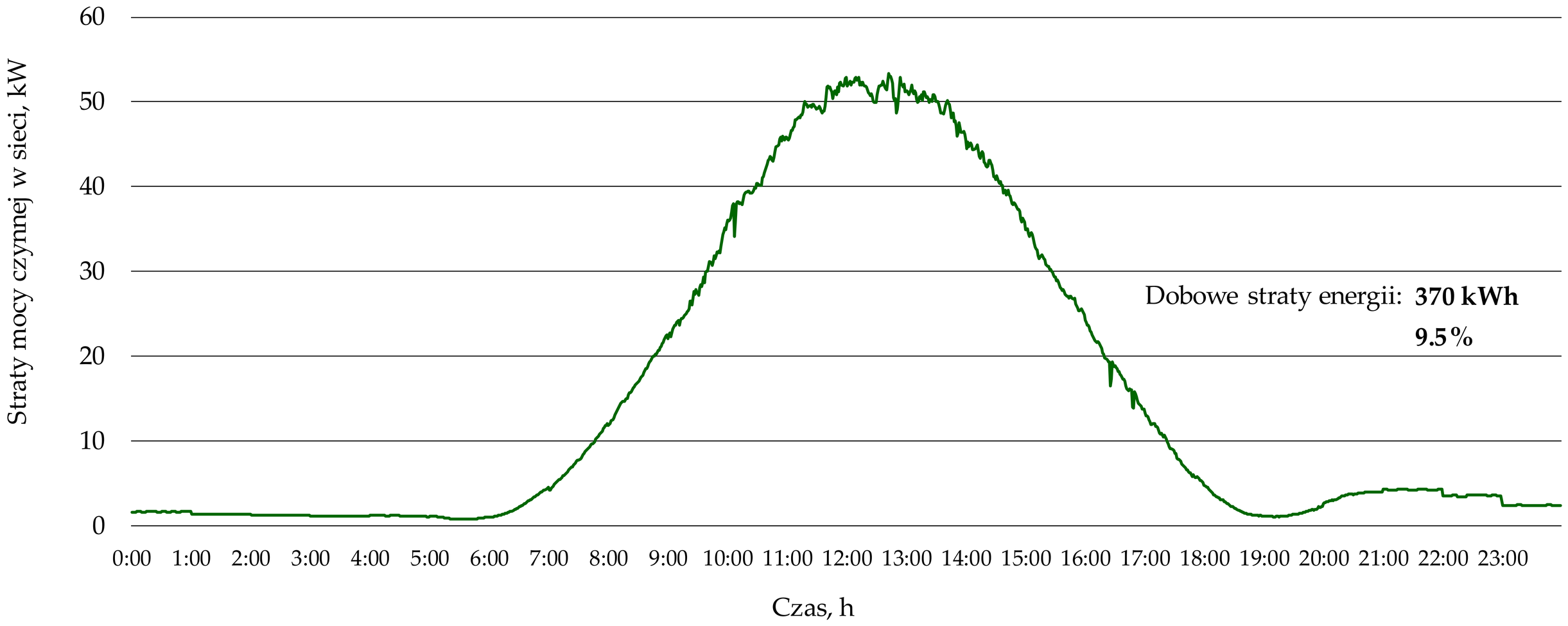
Niesymetria napięć na szynach nN stacji zasilającej



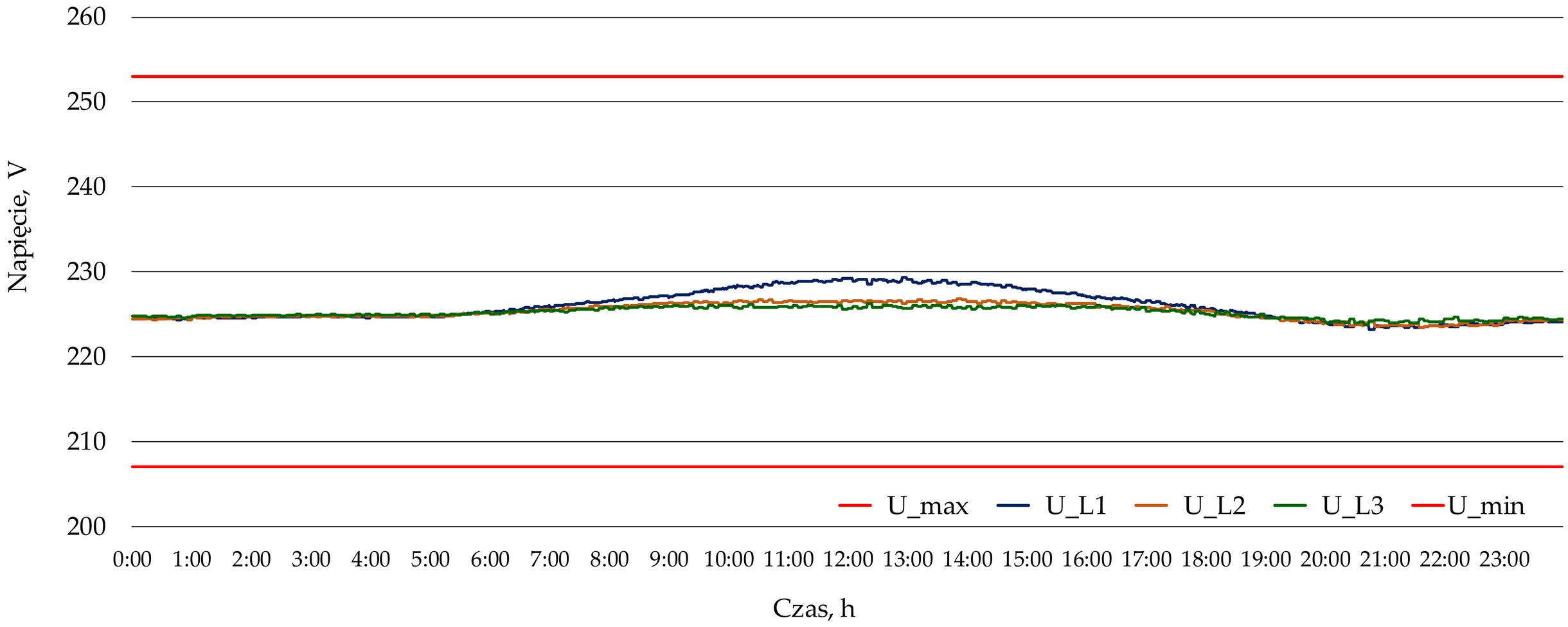
Przepływ prądu w najbardziej obciążonym odcinku linii nN



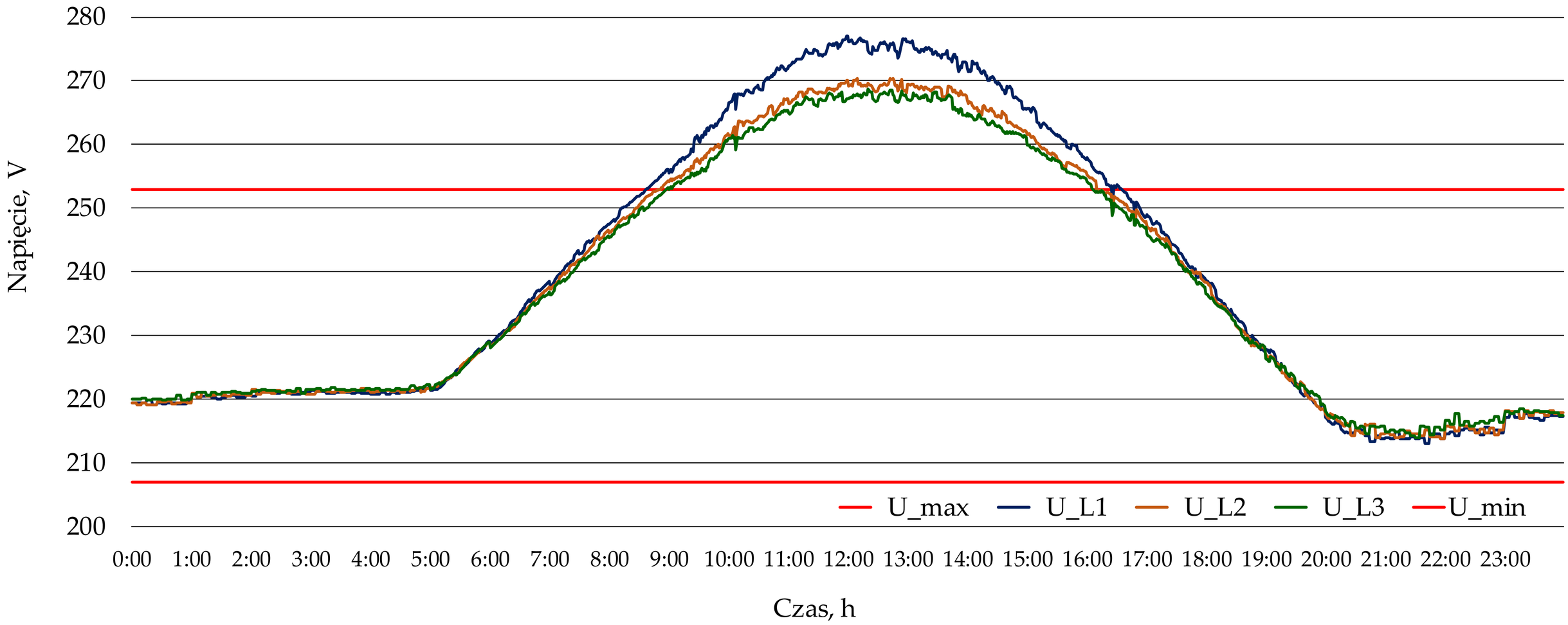
Straty mocy czynnej w sieci



Najniższe napięcie w sieci – szyny nN stacji zasilającej



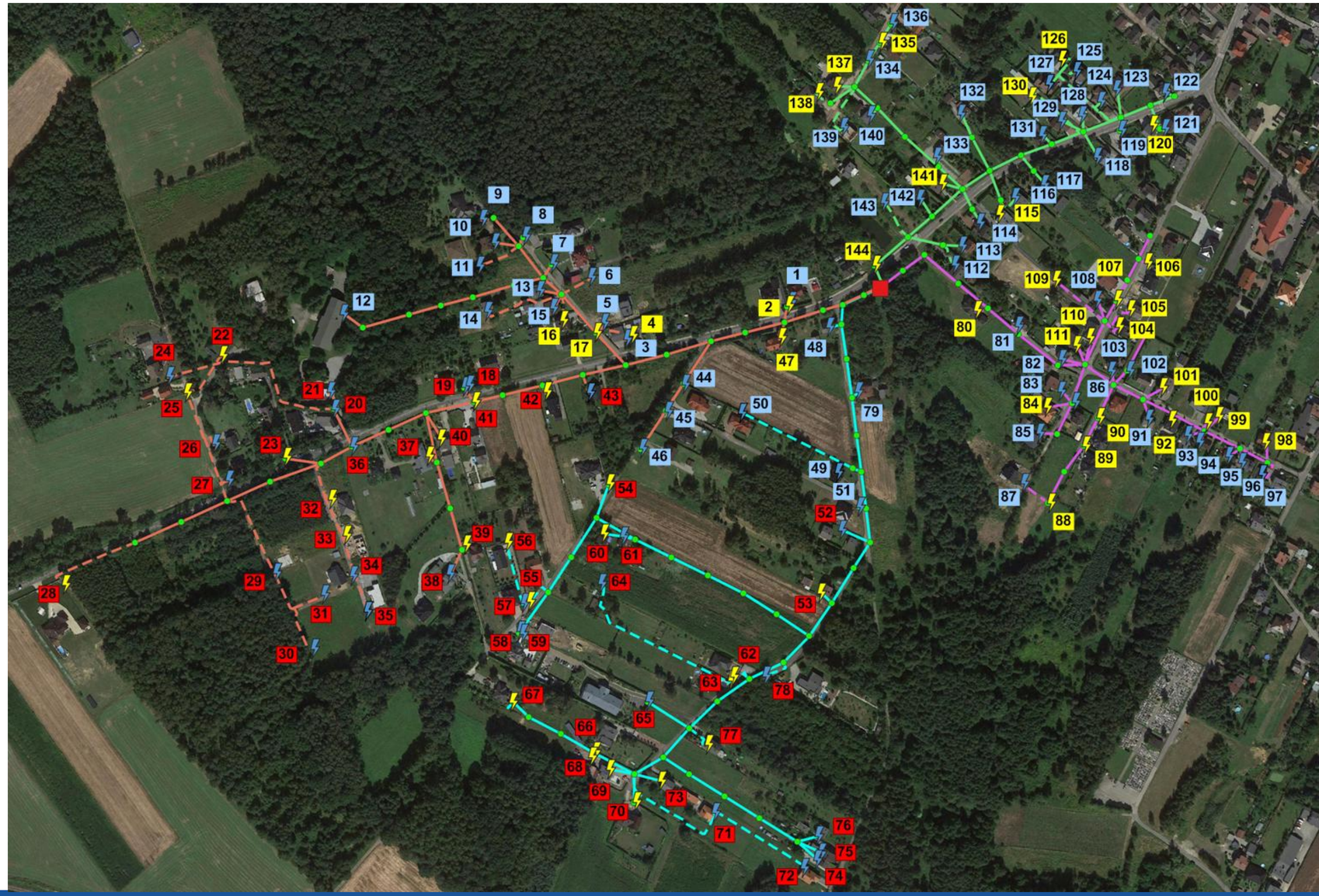
Najwyższe napięcie w sieci – prosument na końcu obwodu



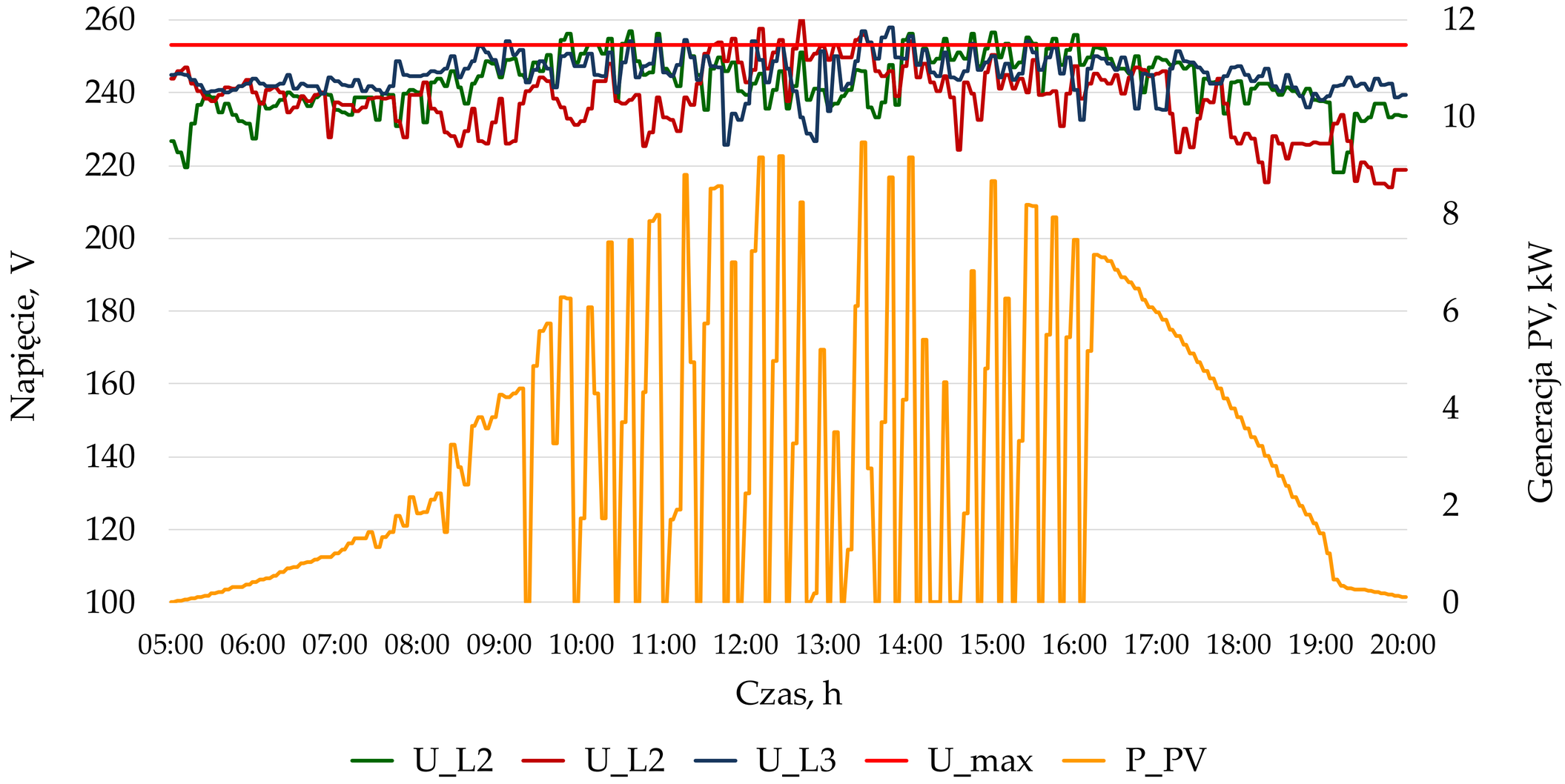
Przekroczenia maksymalnej wartości napięcia

Liczba odbiorców z napięciem wyższym niż dopuszczalne (253 V):

- **obwód „pomarańczowy”:**
  26 (55%) 47
- **obwód „turkusowy”:**
  27 (84%) 32
- **obwód „fioletowy”:**
  0 (0%) 32
- **obwód „zielony”:**
  0 (0%) 33
- **cała sieć:**
  53 (37%) 144



Praca przykładowej mikroinstalacji PV w słoneczny dzień



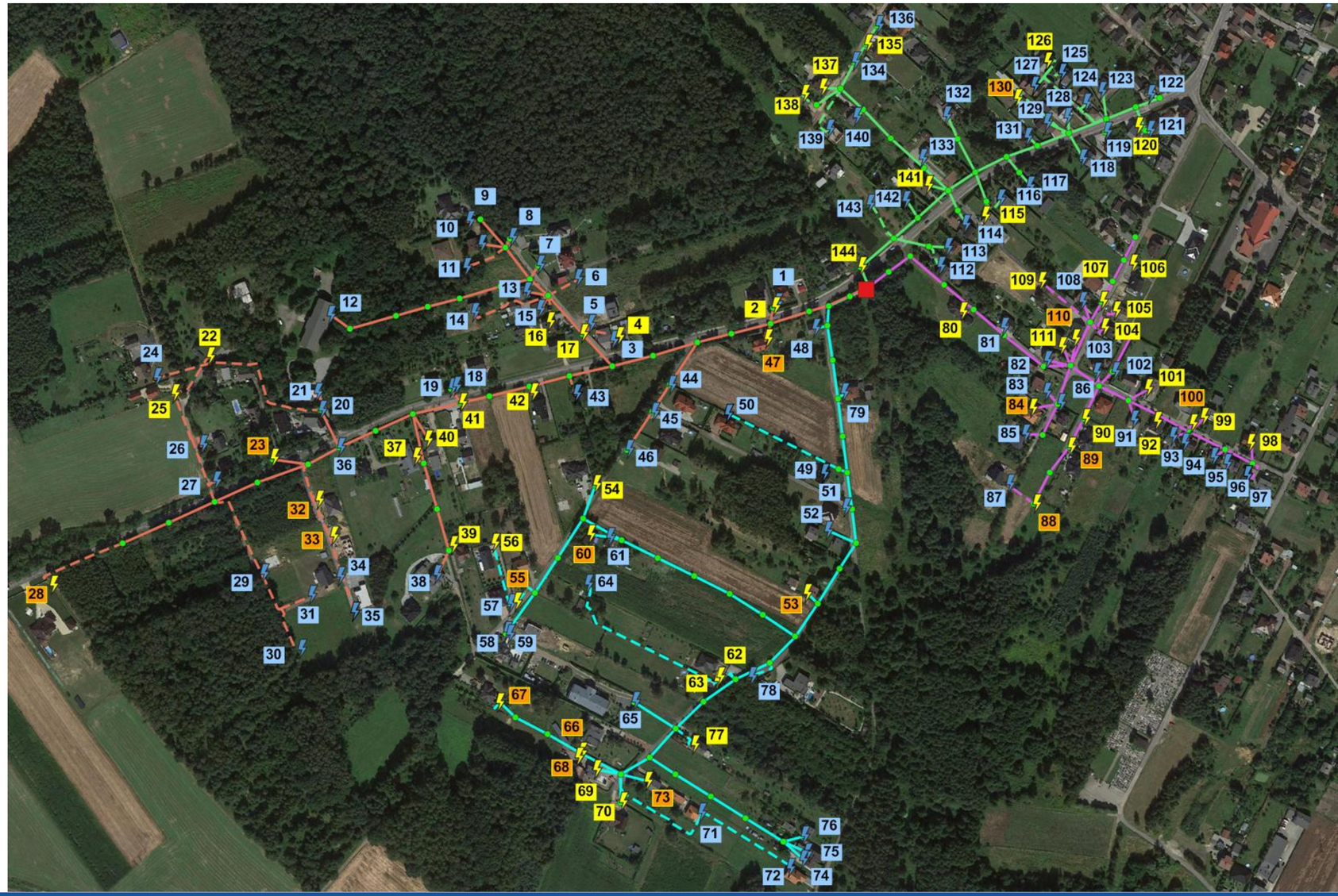
Z czego wynikają problemy w pracy sieci nN o dużym nasyceniu źródłami PV?

	Stosowany dotychczas sposób projektowania sieci nN	Nowy czynnik wpływający na pracę sieci nN
Użytkownicy sieci	Odbiorcy	Źródła PV
Liczba (w analizowanej sieci)	144	56
Sumaryczna moc szczytowa	754 kW	582 kW
Współczynnik jednoczesności	0,2	1
Szczytowe obciążenie sieci	151 kW	582 kW
Występowanie szczytu obciążenia	jesień/zima	wiosna/lato

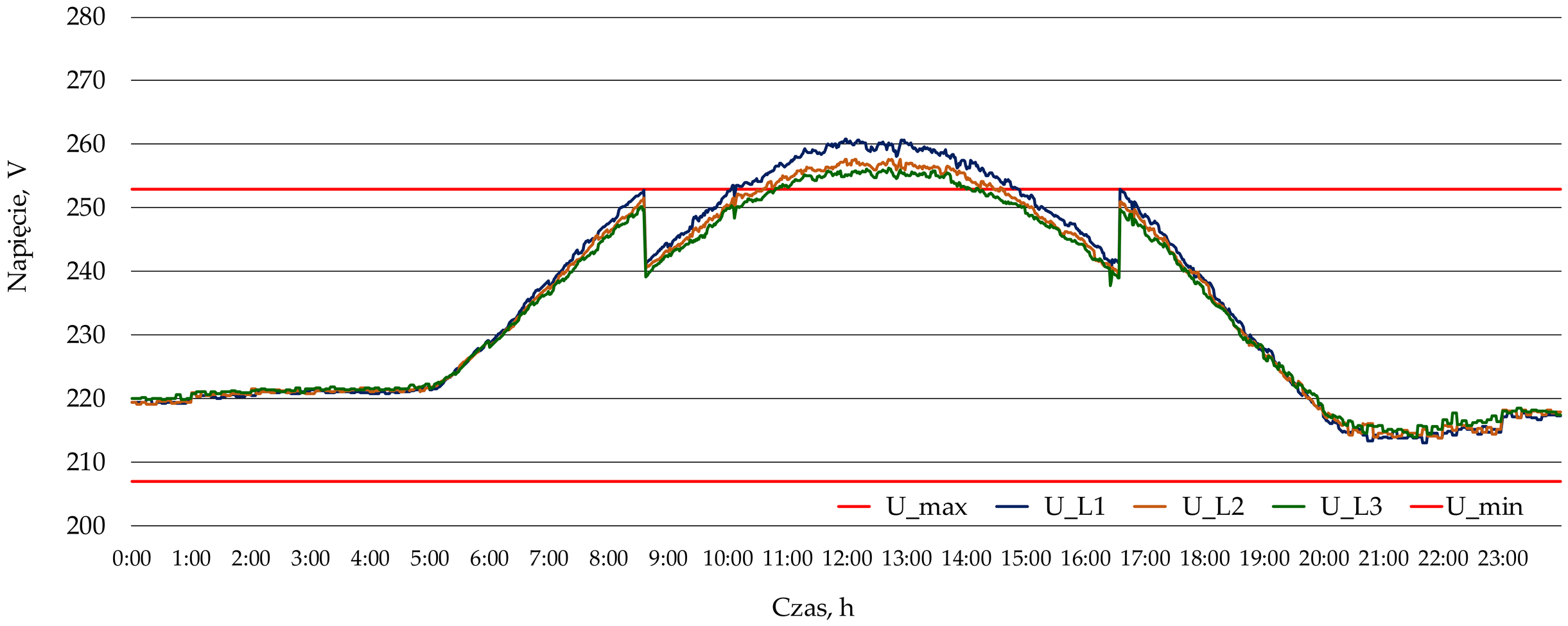
Prosumenci wyposażeni w magazyn energii (każdy 5 kW)

Liczba prosumentów wyposażonych w magazyny o mocy 5 kW:

- **obwód „pomarańczowy”:**
  5 szt.
- **obwód „turkusowy”:**
  7 szt.
- **obwód „fioletowy”:**
  5 szt.
- **obwód „zielony”:**
  1 szt.
- **cała sieć:**
  18 szt.



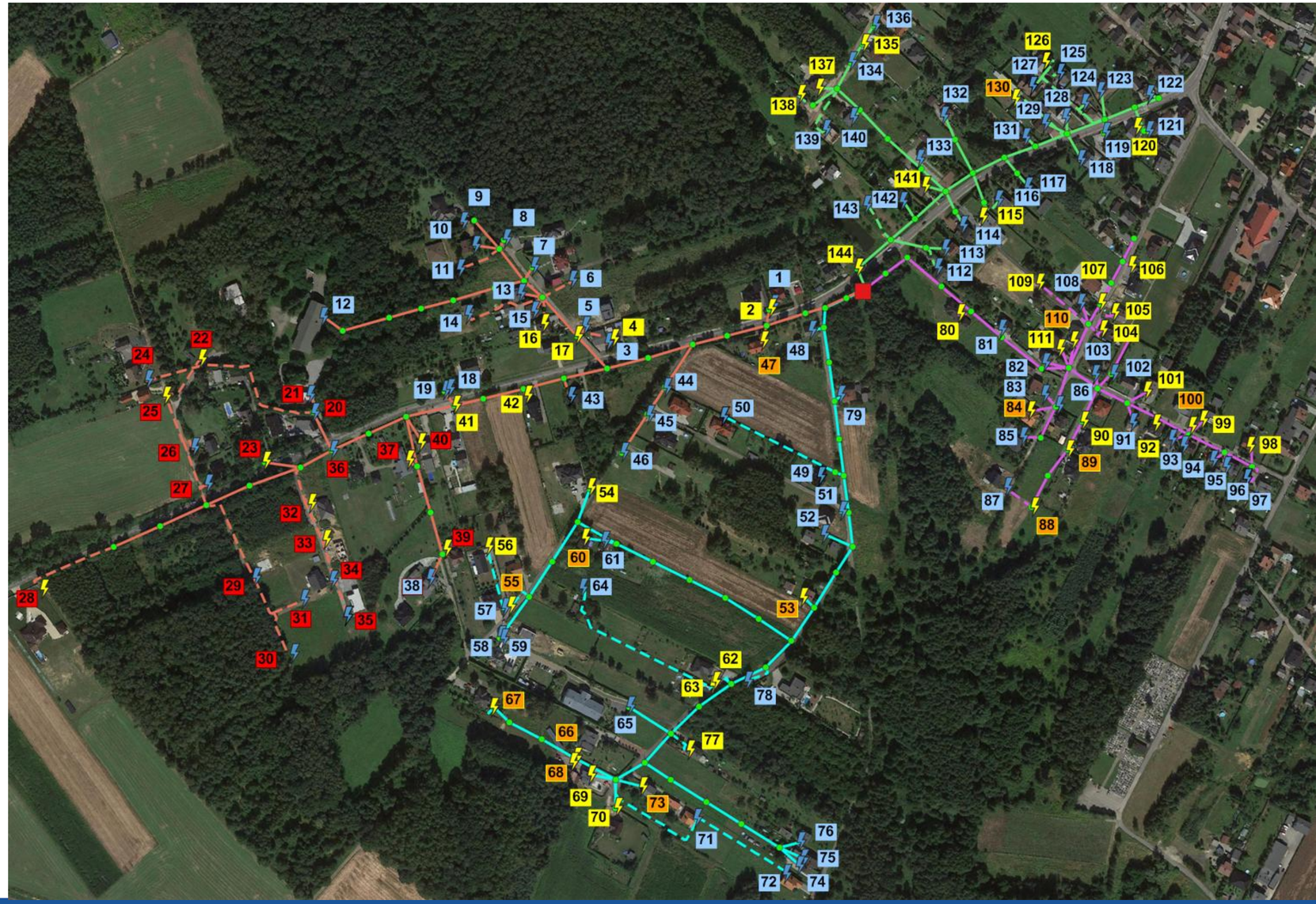
Najwyższe napięcie w sieci – prosument na końcu obwodu



Przekroczenia maksymalnej wartości napięcia

Liczba odbiorców z napięciem wyższym niż dopuszczalne (253 V):

- **obwód „pomarańczowy”:**
  jest 20 było 26
- **obwód „turkusowy”:**
  jest 0 było 27
- **obwód „fioletowy”:**
  jest 0 było 0
- **obwód „zielony”:**
  jest 0 było 0
- **cała sieć:**
  jest 20 było 53



Główne wnioski

1. Rozwój prosumenckich źródeł PV zmienia warunki pracy sieci rozdzielczej nN. Przy dużej koncentracji tych źródeł okresowo dochodzi do przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia, pojawienia się przepływów mocy z sieci niskiego do sieci średniego napięcia, wzrostu asymetrii napięć, zwiększonego obciążenia niektórych elementów sieci oraz wzrostu strat sieciowych.
2. Standardowym sposobem poprawy warunków pracy sieci nN z przyłączonymi mikroinstalacjami PV jest jej modernizacja, obejmująca m.in. zwiększenie mocy transformatorów i przekroju przewodów roboczych linii oraz skracanie obwodów nN. Jest to jednak sposób kosztowny i wymagający długiego czasu na realizację inwestycji. Nie gwarantuje on również trwałości uzyskanych efektów w przypadku przyłączenia kolejnych źródeł PV.
3. Alternatywnym rozwiązaniem, które pozwoli na przyłączanie większej liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych, bez jednoczesnej konieczności głębokiej rozbudowy sieci, jest zwiększenie zużycia energii w miejscu jej wytworzenia, w tym samym czasie, w którym to wytwarzanie następuje (autokonsumpcja).
4. Zwiększenie autokonsumpcji można uzyskać przez:
   - odpowiednie sterowanie wybranymi odbiornikami posiadanymi przez prosumenta,
   - wykorzystanie zasobnika energii elektrycznej, przyłączonego w układzie zasilania prosumenta.

Prowadzone projekty

1. **Optymalizacja pracy sieci rozdzielczej o dużym udziale instalacji prosumenckich**

   Doktorat wdrożeniowy 2020 – 2024
   doktorant: Marcin Smołka (PŚ, TAURON PE)
   promotor: Roman Korab (PŚ)
   promotor pomocniczy: Marcin Połomski (PŚ)

2. **Analiza i optymalizacja pracy układu zasilania odbiorcy indywidualnego wyposażonego w źródło PV**

   Doktorat wdrożeniowy 2021 – 2025
   doktorant: Tomasz Naczyński (PŚ, AIUT)
   promotor: Roman Korab (PŚ)
   promotor pomocniczy: Marcin Połomski (PŚ)

WPŁYW PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NISKIEGO NAPIĘCIA

Roman KORAB
Marcin POŁOMSKI
Marcin SMOŁKA
Tomasz NACZYŃSKI

Phone
+48 32 237 1481
+48 32 237 1605

E-mail
roman.korab@polsl.pl

Follow us:
facebook.com/polsl
twitter.com/polsl

WPŁYW PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NISKIEGO NAPIĘCIA

Roman KORAB Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów PŚ
Marcin SMOŁKA Szkoła Doktorów PŚ, TAURON PE
we współpracy z:
Marcin POŁOMSKI Katedra Algorytmiki i Oprogramowania PŚ
Tomasz NACZYŃSKI Szkoła Doktorów PŚ, AIUT

WPŁYW PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NISKIEGO NAPIĘCIA

Plan wystąpienia

XX JUBILEUSZOWA KONFERENCJA APE'23
AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE
21-22 CZERWCA 2023 R.
POLITECHNIKA GDAŃSKA

01 **Charakterystyka sieci terenowych niskiego napięcia (nN) w Polsce**

02 **Praca sieci nN bez przyłączonych mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV)**

03 **Rozwój prosumenckich mikroinstalacji PV w Polsce**

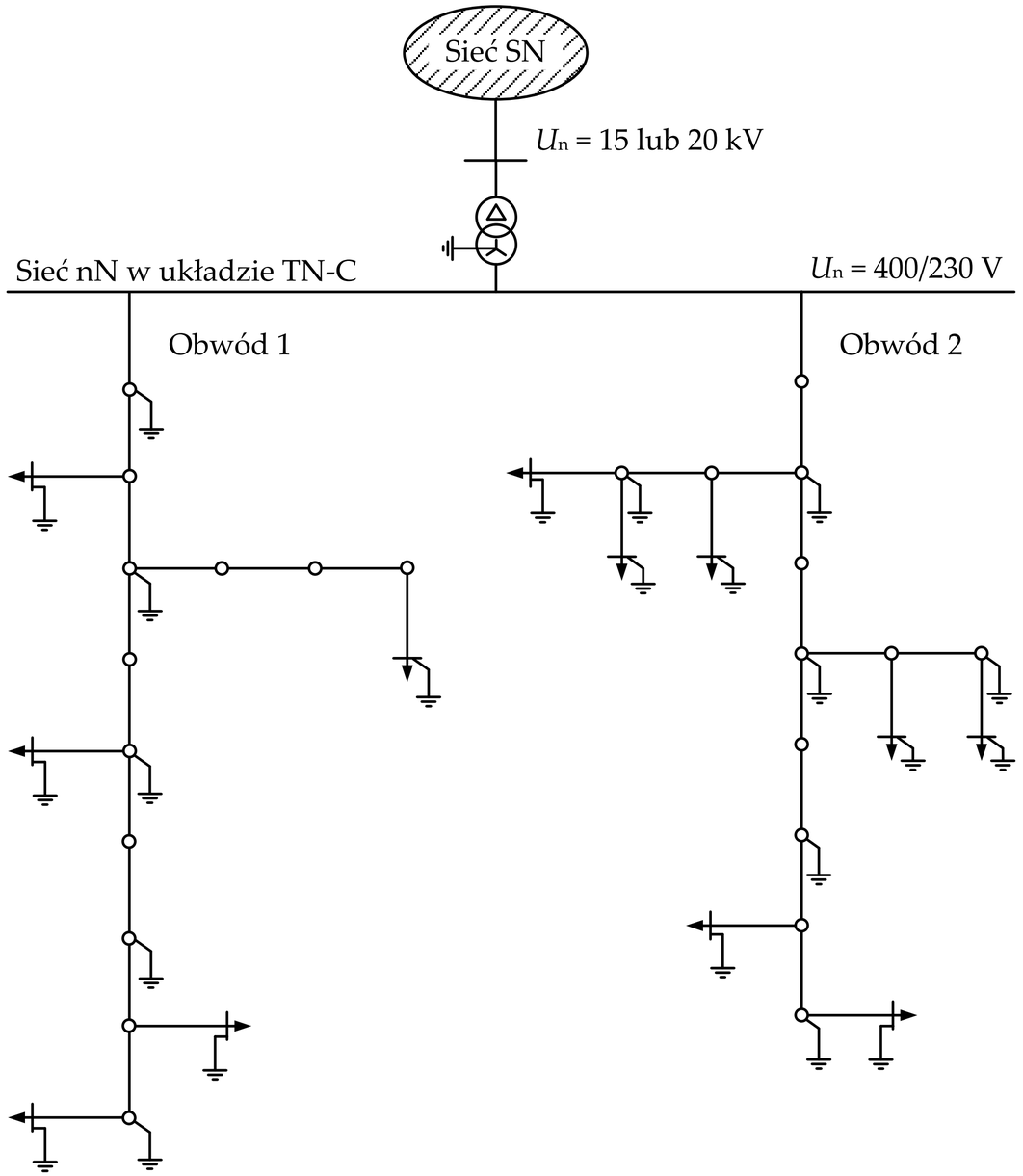
04 **Wpływ mikroinstalacji PV na pracę sieci terenowej nN**

05 **Co jest przyczyną pojawiających się problemów i jak można je rozwiązać?**

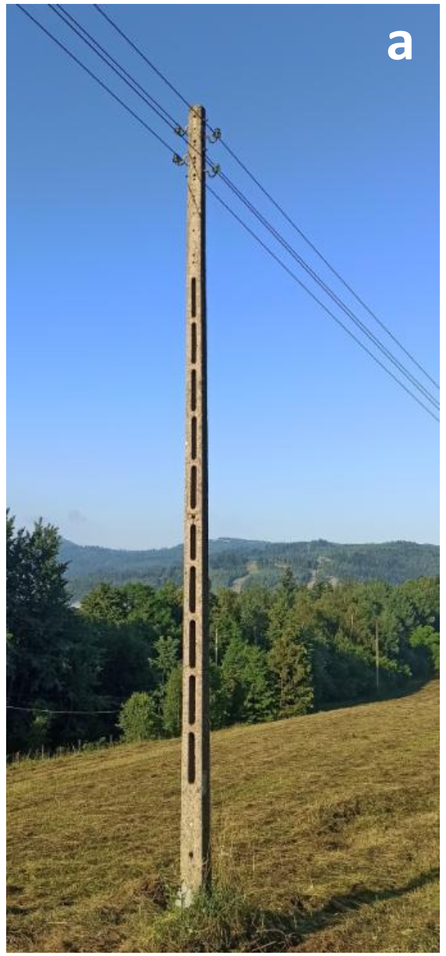
Typowa struktura sieci terenowej nN w Polsce

Typowa sieć terenowa nN w Polsce:

➢ średnia moc transformatora SN/nN	150 kVA
➢ liczba obwodów wychodzących ze stacji	2 – 4
➢ średnia długość linii napowietrznych	1890 m
➢ średnia długość linii kablowych	440 m
➢ średnia długość przyłączy	1560 m
➢ średnia liczba zasilanych odbiorców	186



Typowe rozwiązania techniczne stosowane w sieciach terenowych w Polsce – linie napowietrzne nN







Linie napowietrzne z przewodami gołymi (zdjęcie a – układ czworokąta, zdjęcie b – układ płaski):

- **słup żelbetowy**
- **izolatory (szklane lub porcelanowe)**
- **przewody aluminiowe wielodrutowe (AL)**
- **typowe przekroje przewodów: 16, 25, 35, 50, 70 mm^2**

Linie napowietrzne z przewodami izolowanymi (zdjęcie c):

- **słup strunobetonowy wirowany**
- **przewody aluminiowe wielodrutowe w izolacji z polietylenu usieciowanego (AsXS lub AsXSn)**
- **typowe przekroje przewodów: 16, 25, 35, 50, 70 mm^2**

Typowe rozwiązania techniczne stosowane w sieciach terenowych w Polsce – linie kablowe nN





Linie kablowe:

- **powłoka polwinitowa**
- **izolacja polwinitowa (YAKY (NAY2Y) – zdjęcie a) lub z polietylenu usieciowanego (YAKXS (NA2XY) – zdjęcie b)**
- **żyły robocze aluminiowe (jednodrutowe lub wielodrutowe, okrągłe lub sektorowe)**
- **typowe przekroje żył roboczych: 25, 35, 70, 120, 240 mm^2**

Zdjęcia pochodzą z https://www.energetyka.plus/kable-energetyczne-nn-stosowane-w-polsce/

Typowe rozwiązania techniczne stosowane w sieciach terenowych w Polsce – stacje napowietrzne SN/nN







Stacje napowietrzne SN/nN na słupach żelbetowych (zdjęcie a) lub drewnianych (zdjęcie b):

- **maksymalna moc transformatora SN/nN: 250 kVA**

Stacje napowietrzne SN/nN na słupach strunobetonowych (zdjęcie c):

- **maksymalna moc transformatora SN/nN: 630 kVA**

Analizowana sieć terenowa nN

Charakterystyka sieci:

- moc transformatora SN/nN: 400 kVA
- cztery obwody nN wychodzące ze stacji
- linie napowietrzne z przewodami izolowanymi AsXS i AsXSn o przekrojach: 25 mm^2 (1557 m), 35 mm^2 (773 m), 50 mm^2 (574 m), 70 mm^2 (2816 m)
- całkowita długość linii napowietrznych (z przyłączami) 5720 m,
- linie kablowe YAKY, YAKXS (NA2XY) o przekrojach 25 mm^2 (203 m), 35 mm^2 (1413 m), 120 mm^2 (806 m)
- całkowita długość linii kablowych (z przyłączami) 2422 m
- liczba odbiorców - 144



Środowisko symulacyjne Program OpenDSS



EPRI
ELECTRIC POWER
RESEARCH INSTITUTE

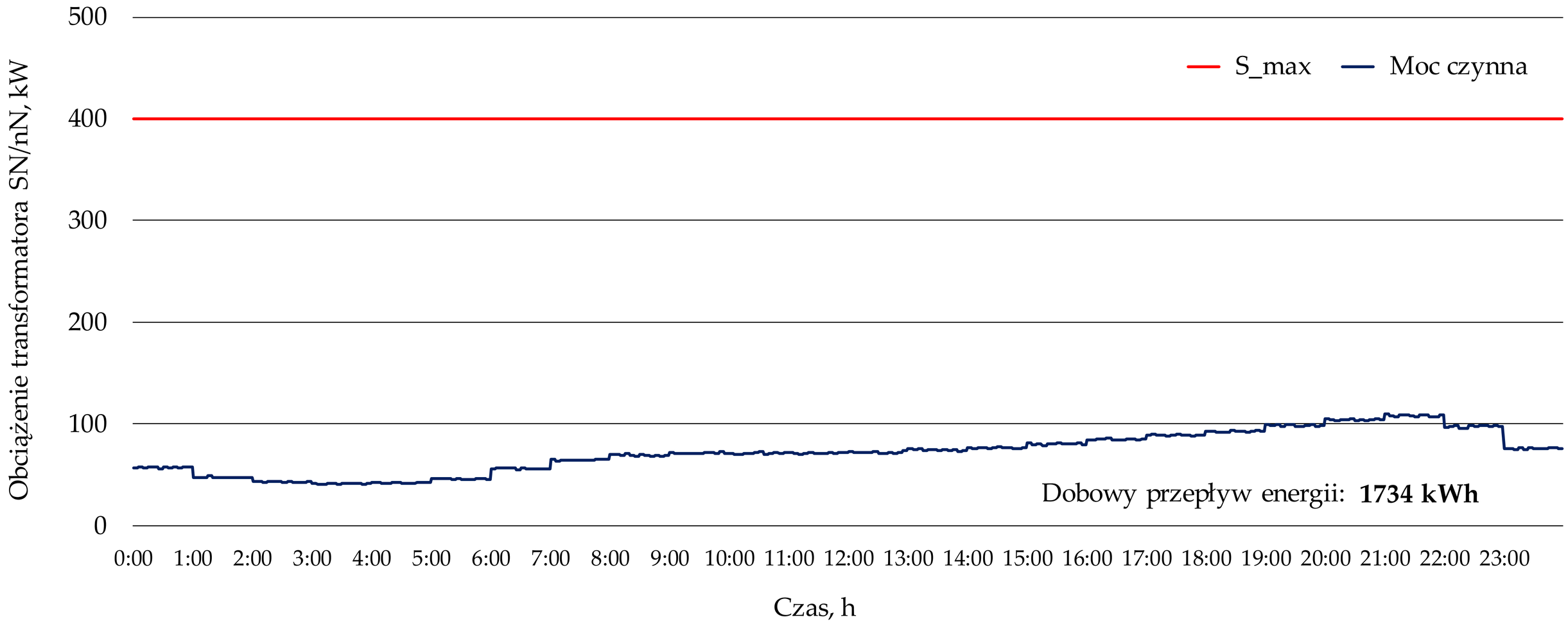
OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR

Obliczenia rozpływu mocy (prądów) w wielofazowej sieci elektroenergetycznej, również przy niesymetrycznym obciążeniu

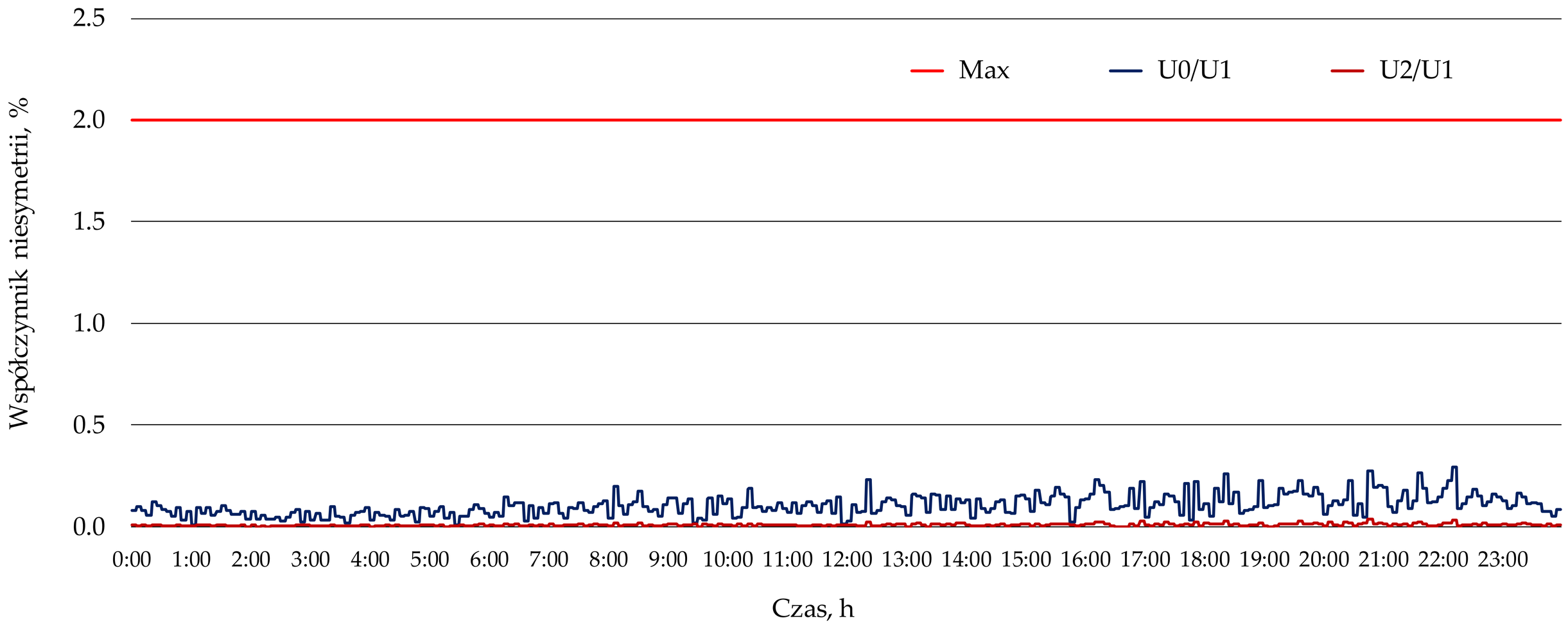
Modele elementów sieci:

- zastępcze źródło napięcia
- generatory
- linie napowietrzne i kablowe
- transformatory
- baterie kondensatorów
- odbiory
- systemy fotowoltaiczne
- mikroelektrownie wiatrowe
- zasobniki energii elektrycznej

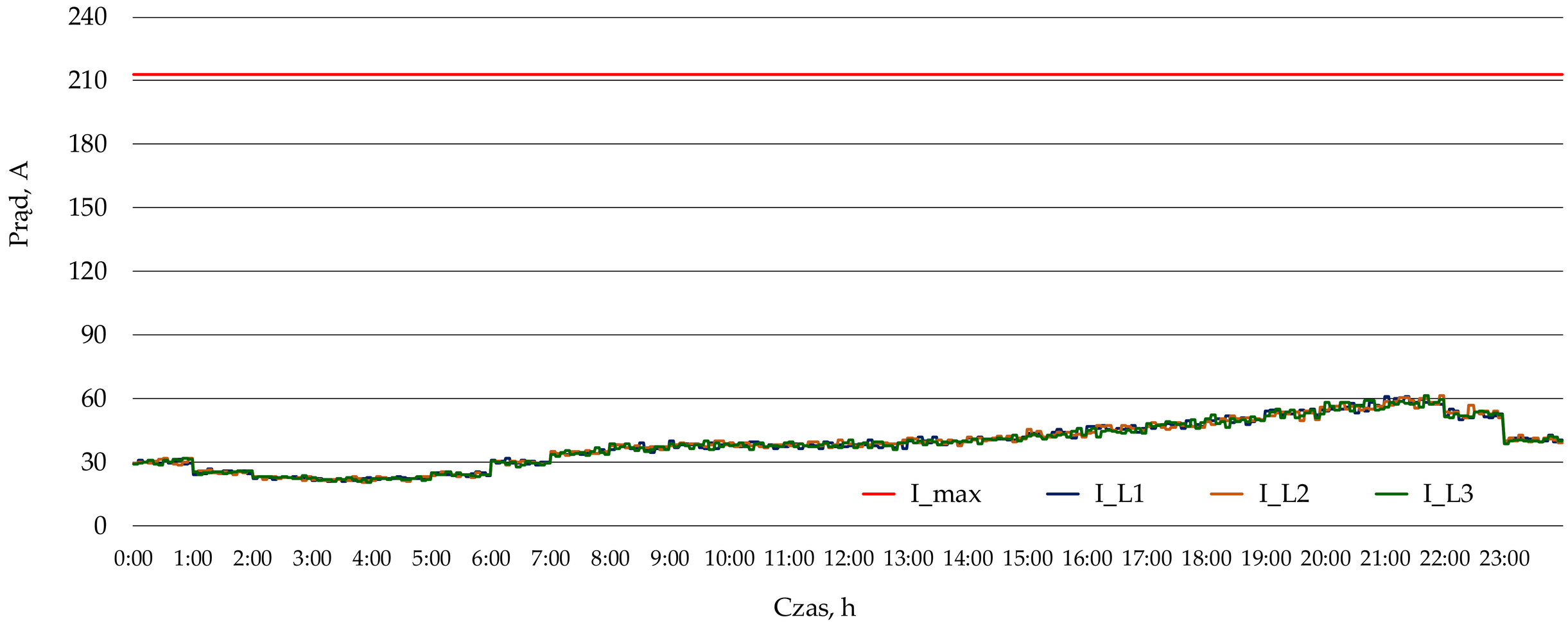
Przepływ mocy czynnej przez transformator SN/nN



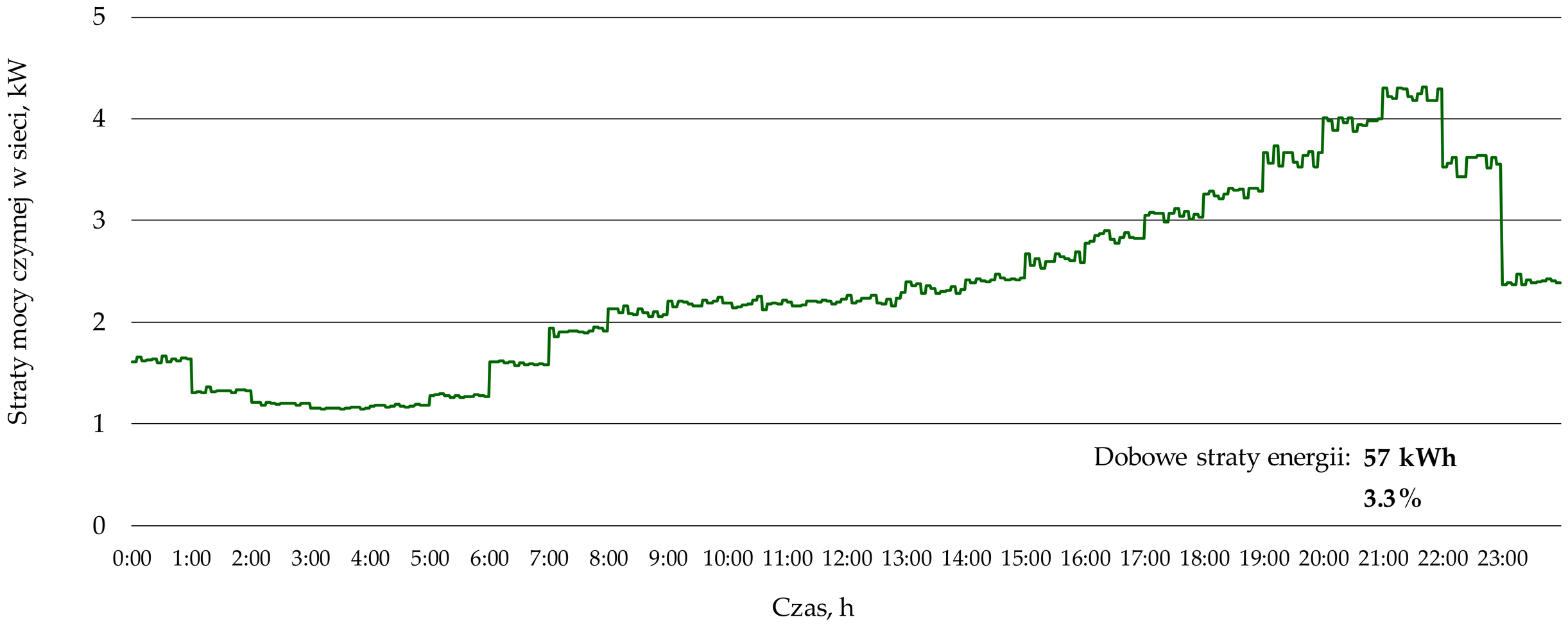
Niesymetria napięć na szynach nN stacji zasilającej



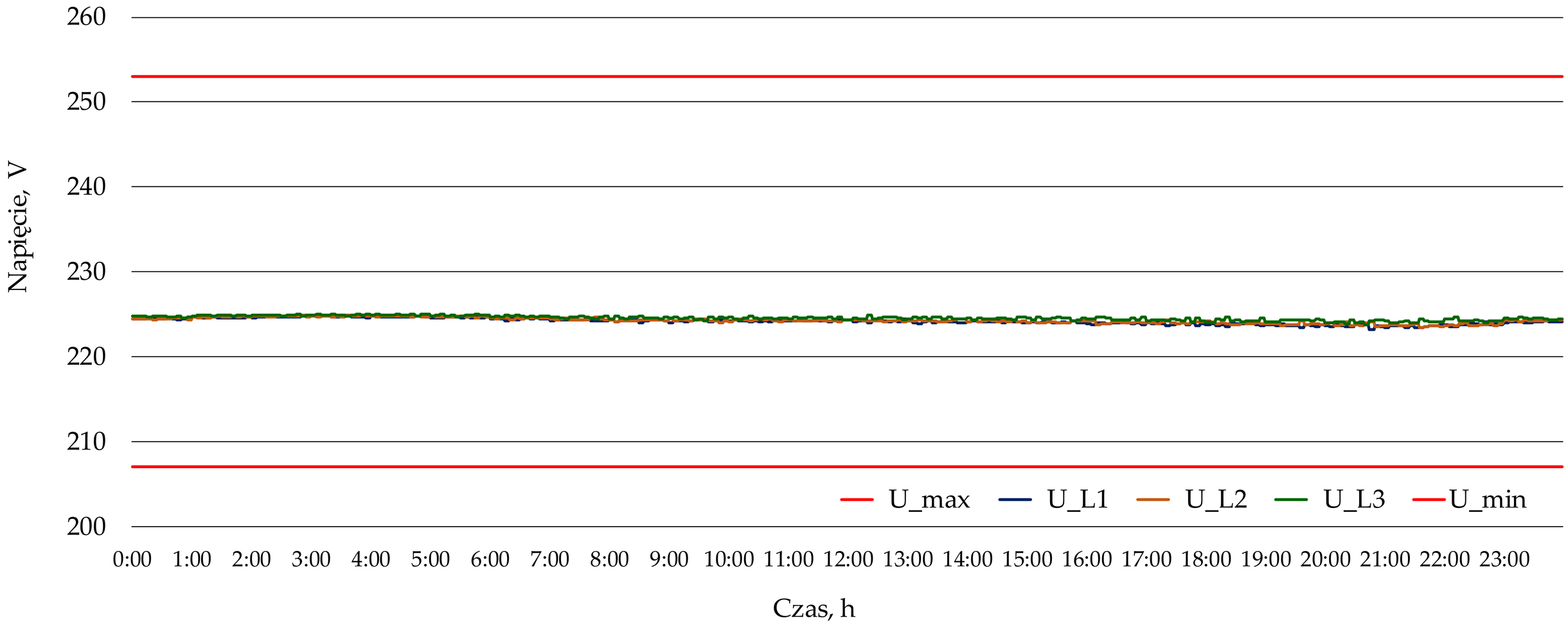
Przepływ prądu w najbardziej obciążonym odcinku linii nN



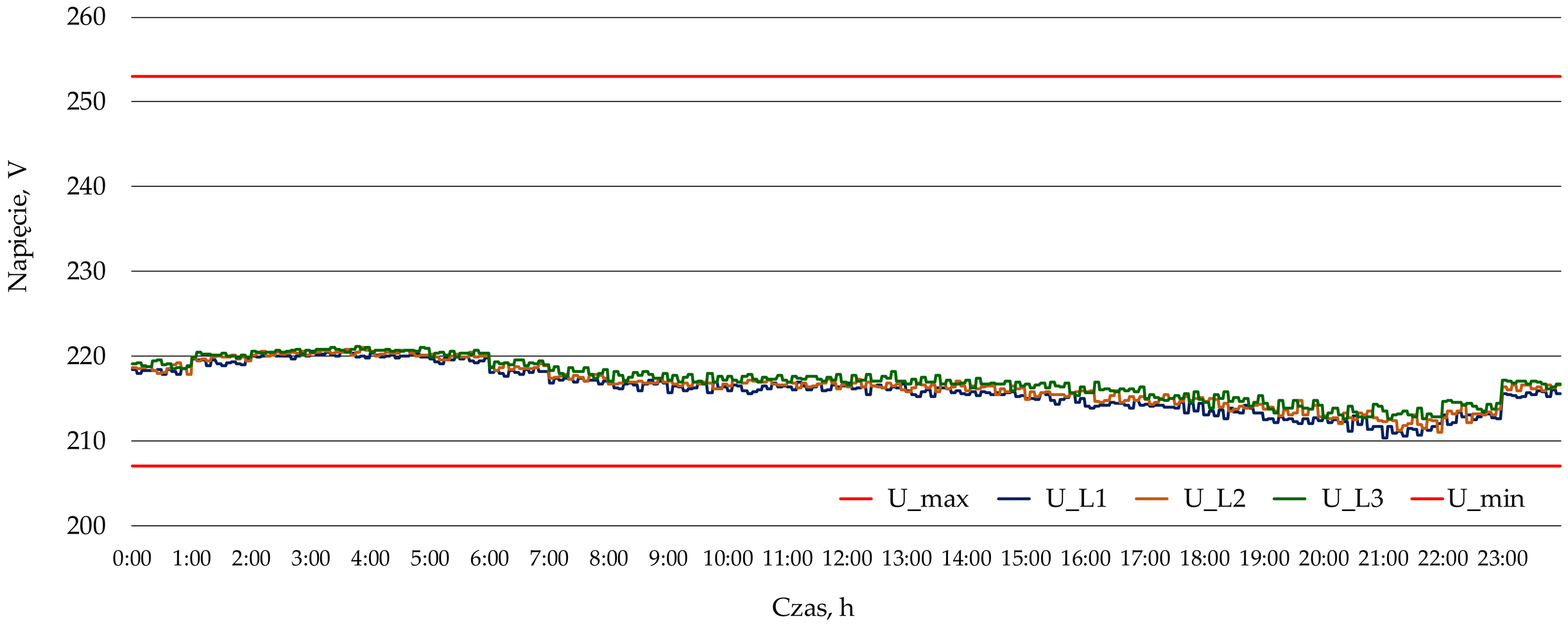
Straty mocy czynnej w sieci



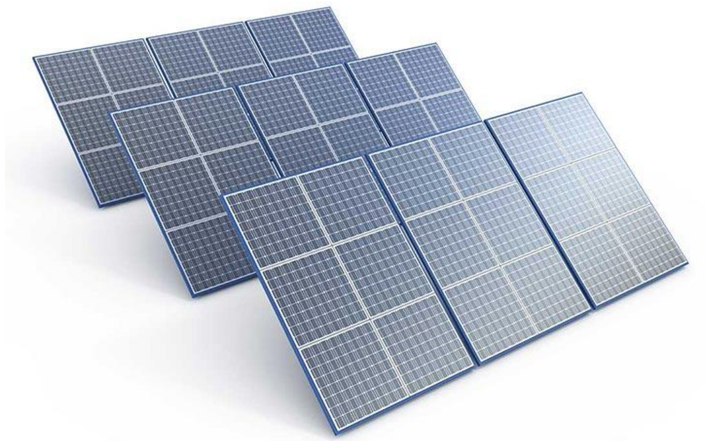
Najwyższe napięcie w sieci – szyny nN stacji zasilającej



Najniższe napięcie w sieci – odbiorca na końcu obwodu



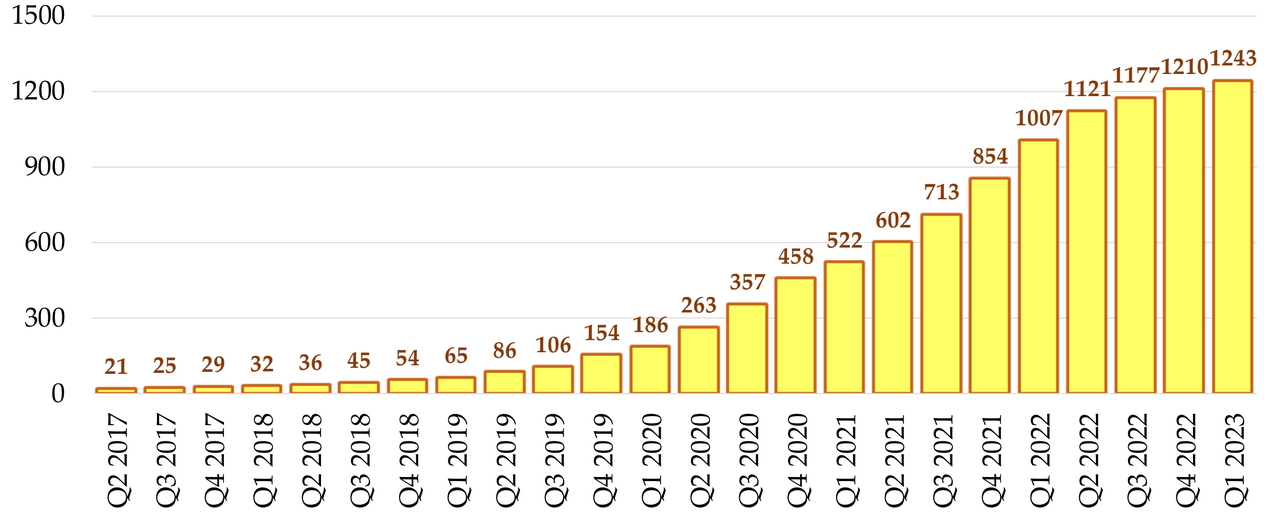
Rozwój prosumenckich mikroinstalacji PV w Polsce



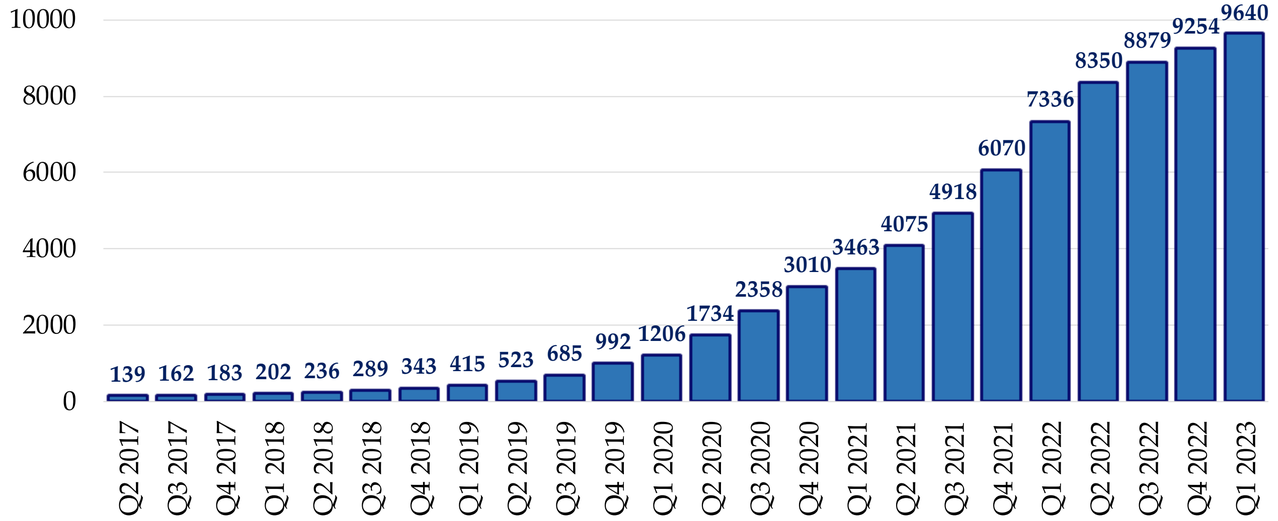
Średnia moc pojedynczej mikroinstalacji PV:

7,7 kW

Łączna liczba mikroinstalacji PV w Polsce, w tys. szt.



Łączna moc zainstalowana mikroinstalacji PV w Polsce, w MW



http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce

Moc prosumenckich mikroinstalacji PV vs. roczne zużycie energii elektrycznej

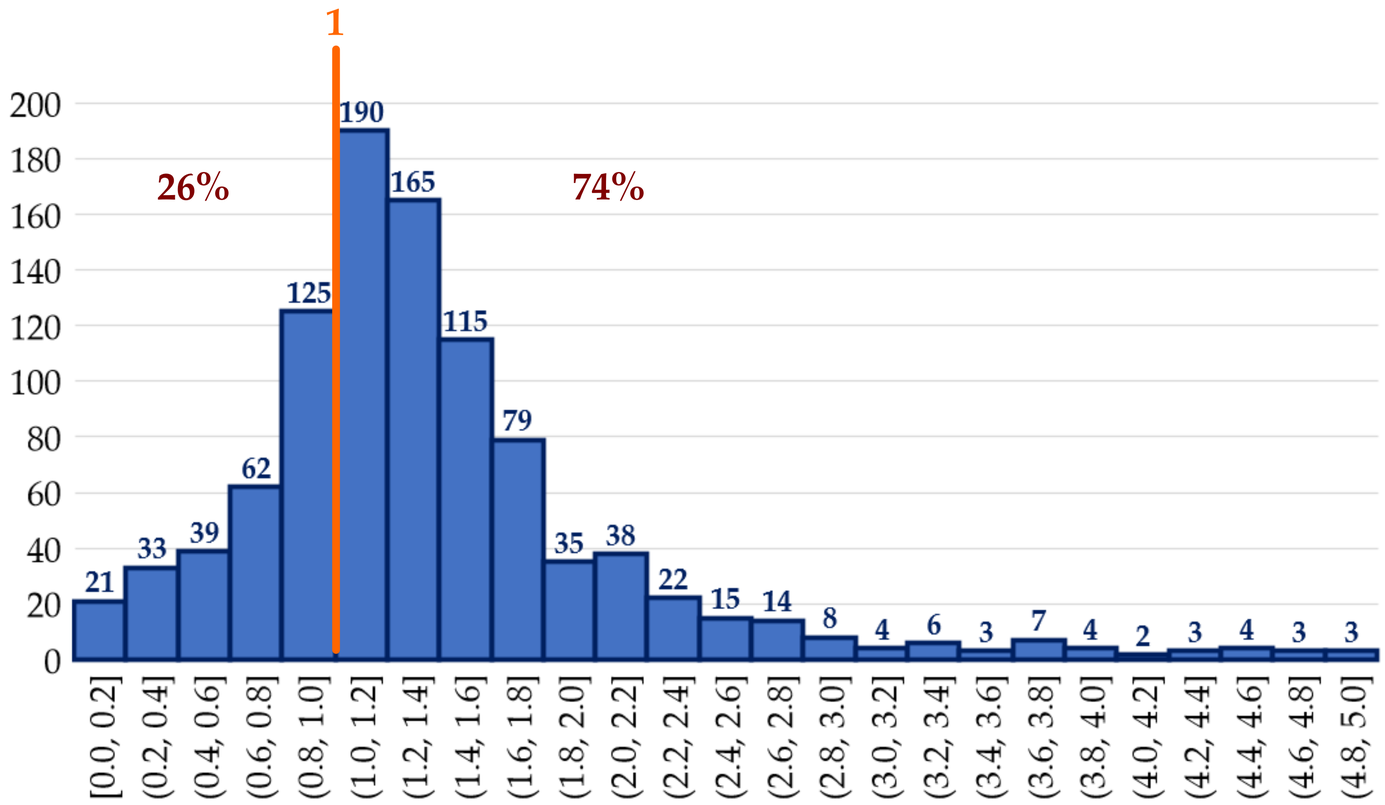
Jak powinno się dobierać moc źródła PV?

$$\text{Roczna generacja PV} = \text{Roczne zużycie energii}$$

$$\frac{\text{Moc PV (w kW)} * 1000\ \text{h}}{\text{Roczne zużycie energii (w kWh)}} = 1$$



Jak w rzeczywistości prosumenci dobrali moc źródeł PV?



Analiza dla losowo wybranej grupy 1000 prosumentów przyłączonych do sieci nN (162 prosumentów z grupy C i 838 prosumentów z grupy G)

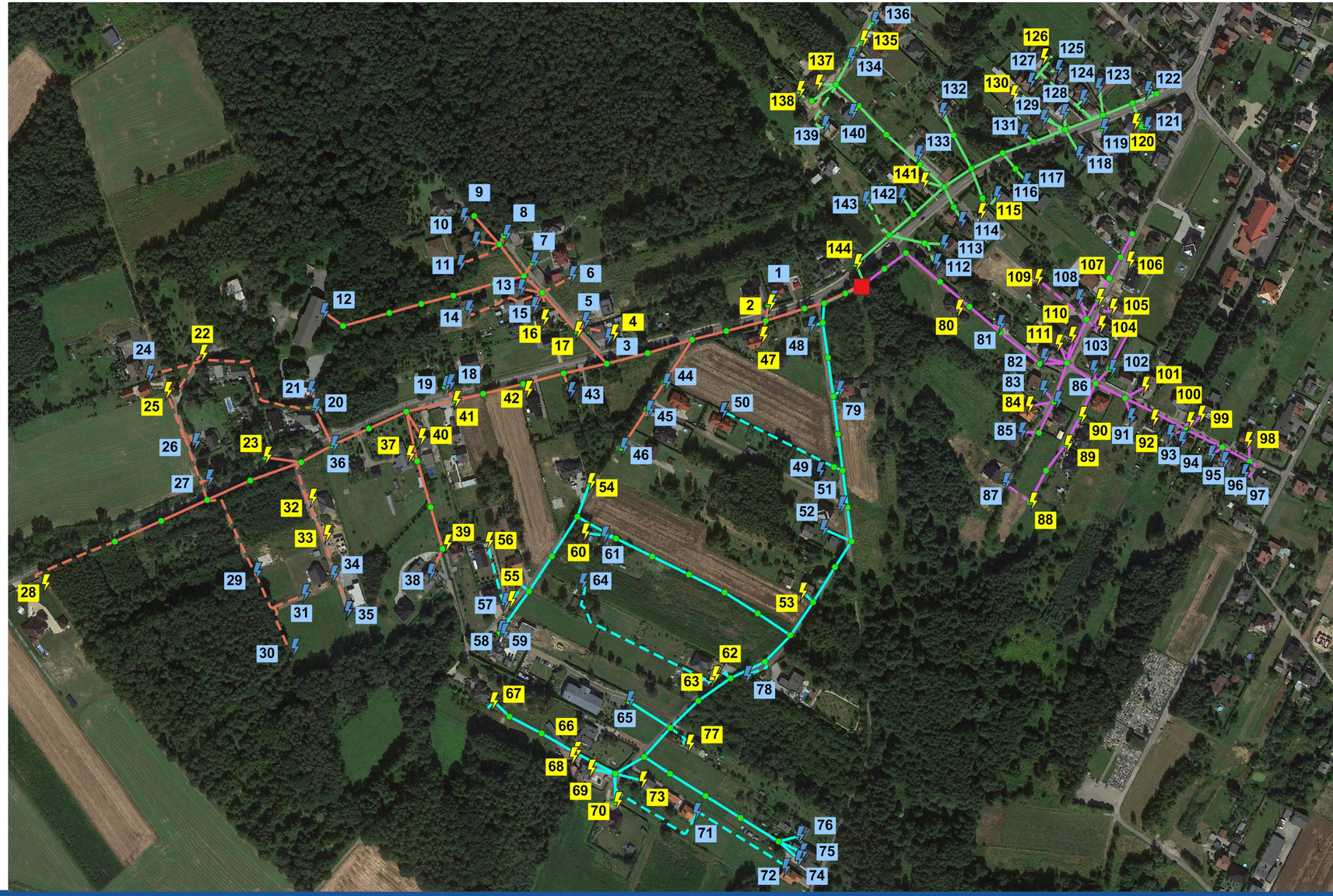
Analizowana sieć terenowa nN – mikroinstalacje PV

Liczba i moc źródeł PV:

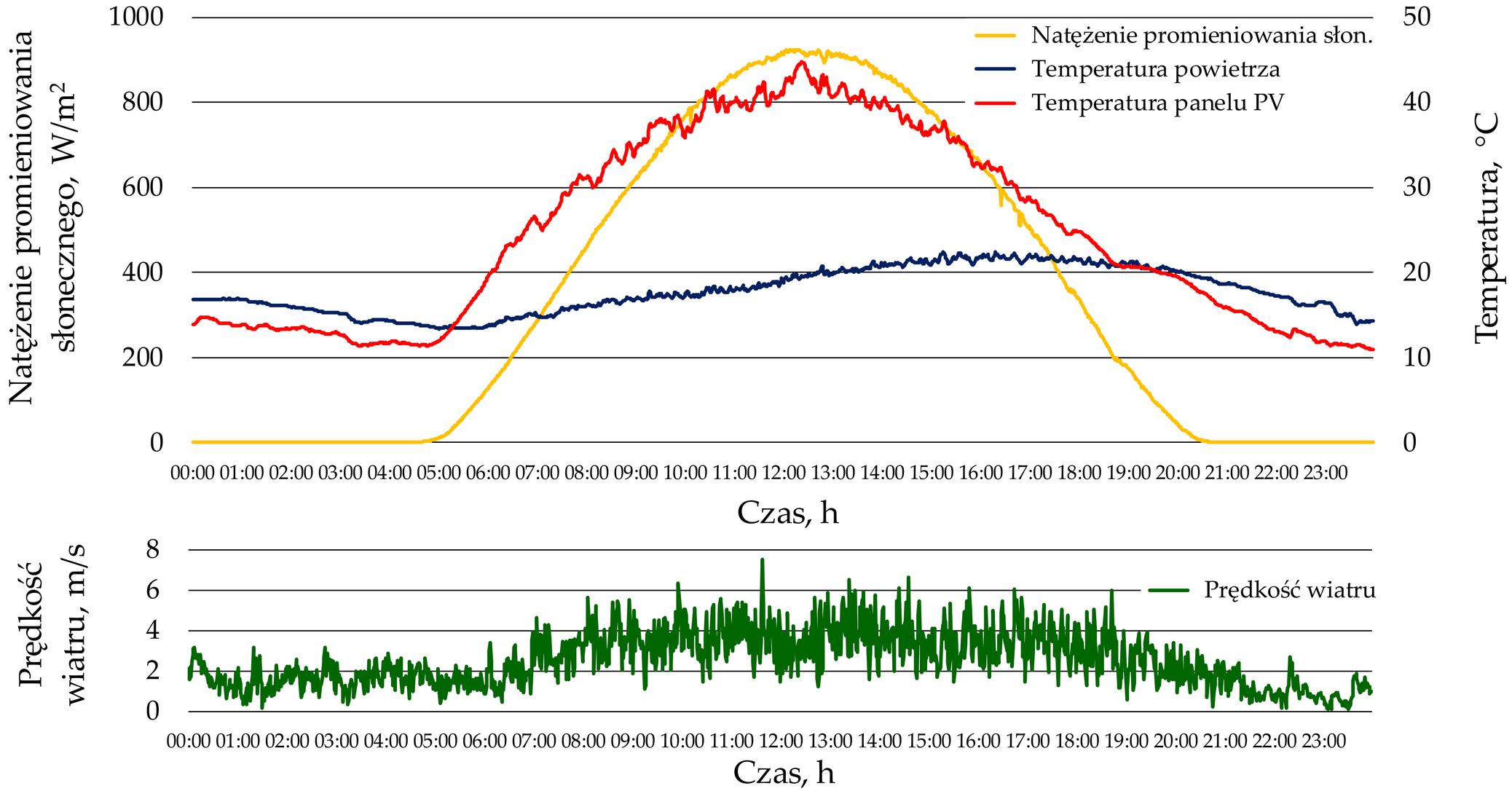
- **obwód „pomarańczowy”:**
  16 szt. (34%) 188,5 kW
- **obwód „turkusowy”:**
  14 szt. (44%) 170,4 kW
- **obwód „fioletowy”:**
  17 szt. (53%) 158,8 kW
- **obwód „zielony”:**
  9 szt. (27%) 63,9 kW
- **cała sieć:**
  56 szt. 581,6 kW

Średnia moc PV = 10,4 kW

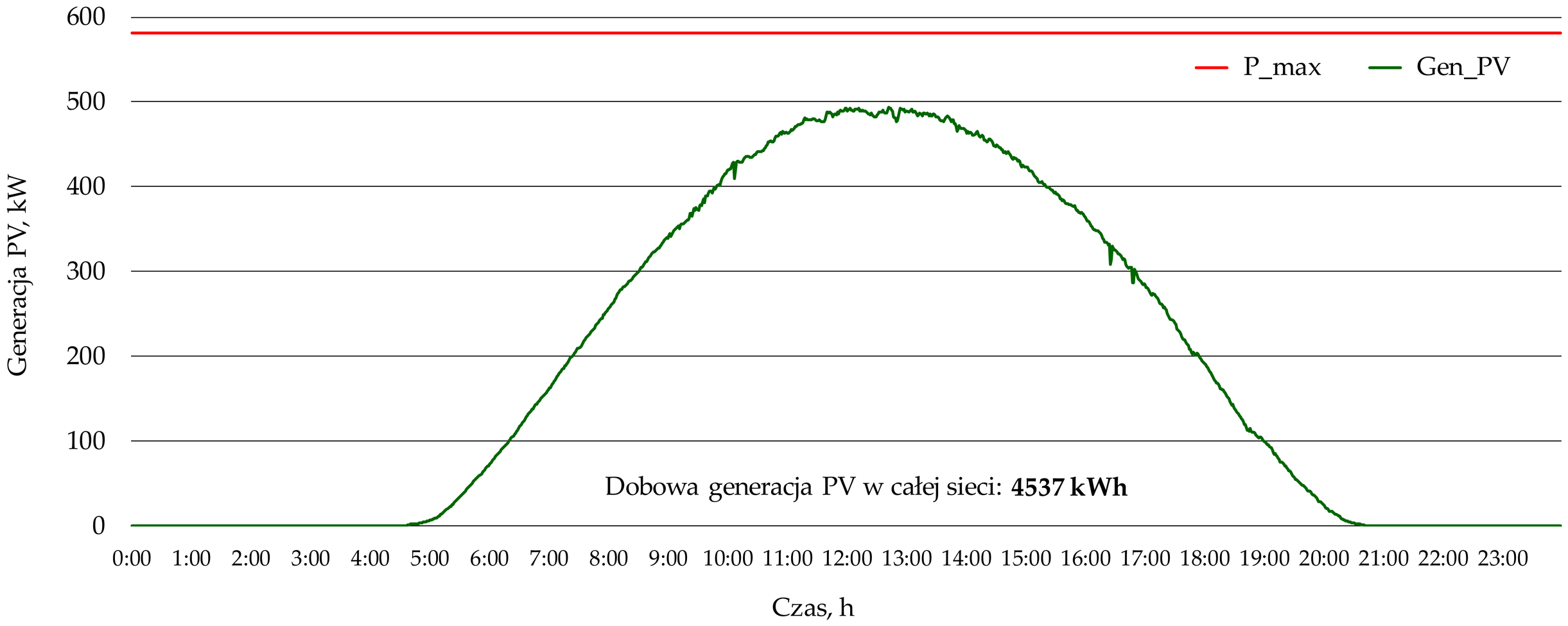
Prosumenci / Odbiorcy = 56 / 144 = 40%



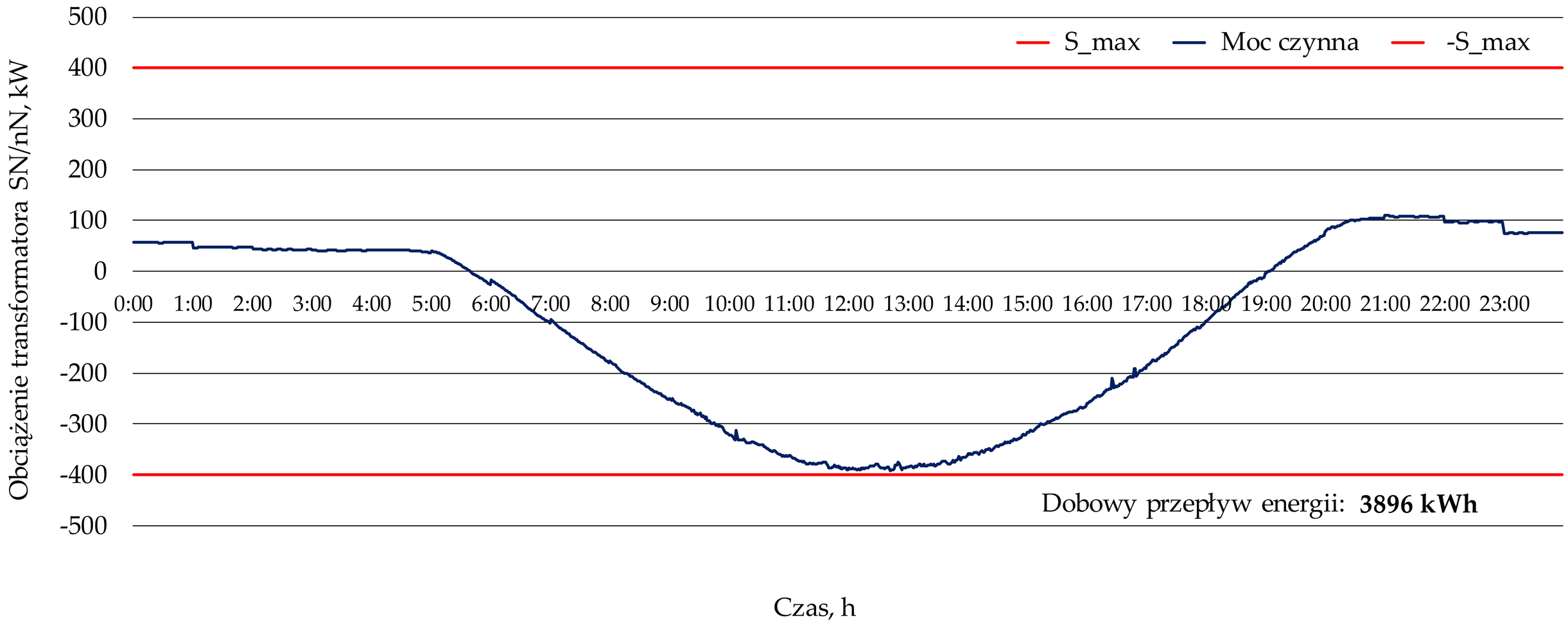
Warunki pogodowe w dniu wybranym do analizy – 1 czerwca



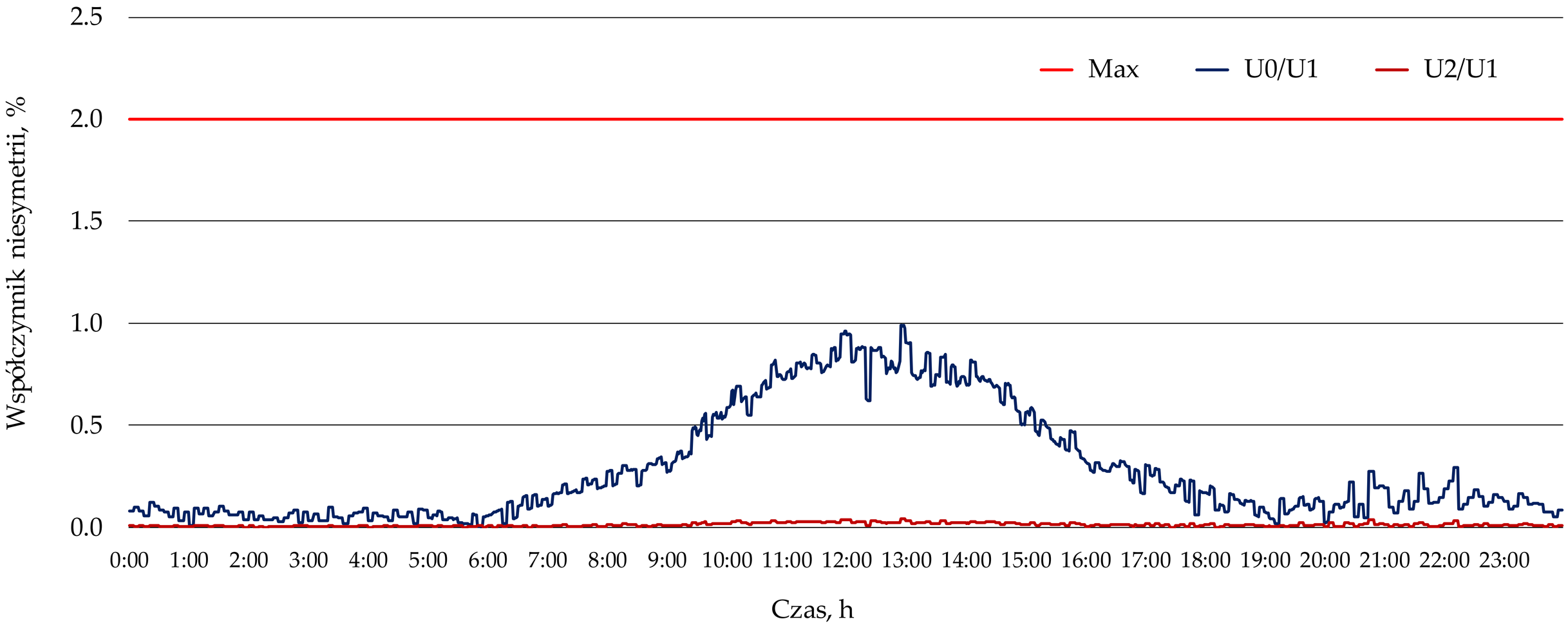
Łączna generacja źródeł PV



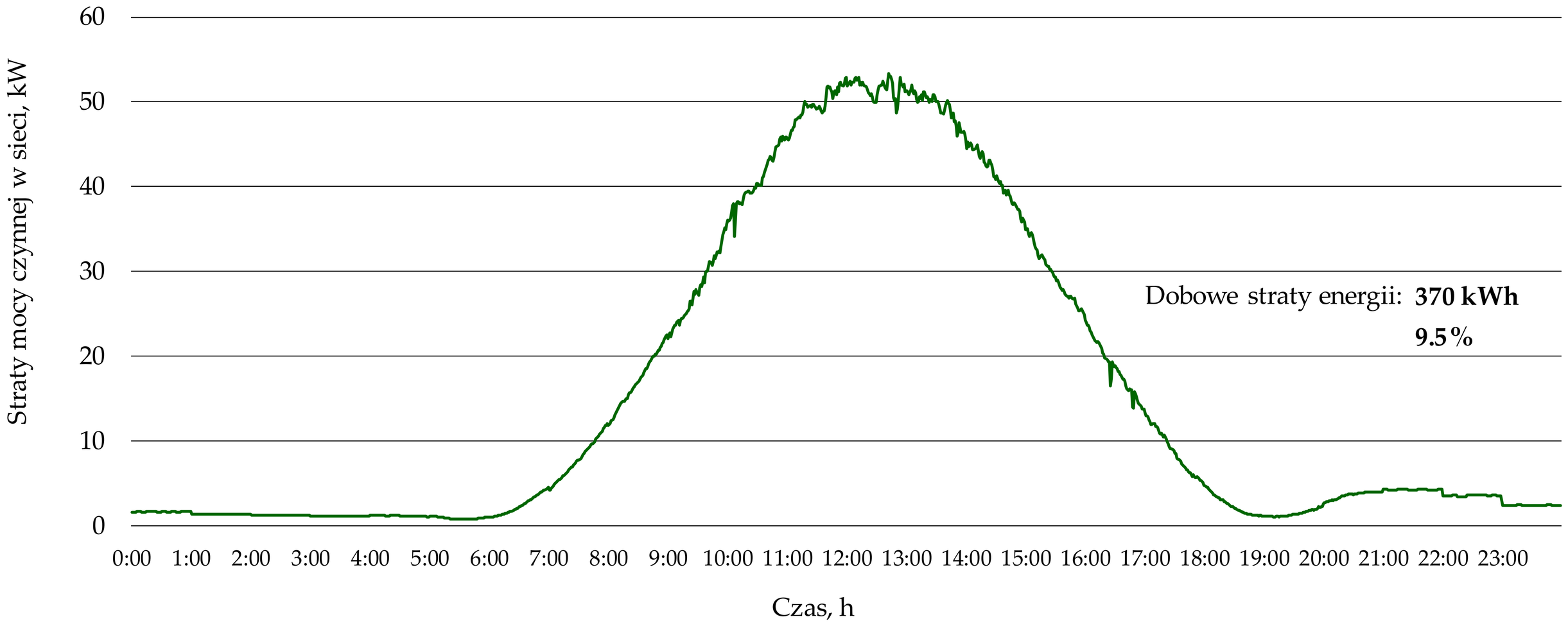
Przepływ mocy czynnej przez transformator SN/nN



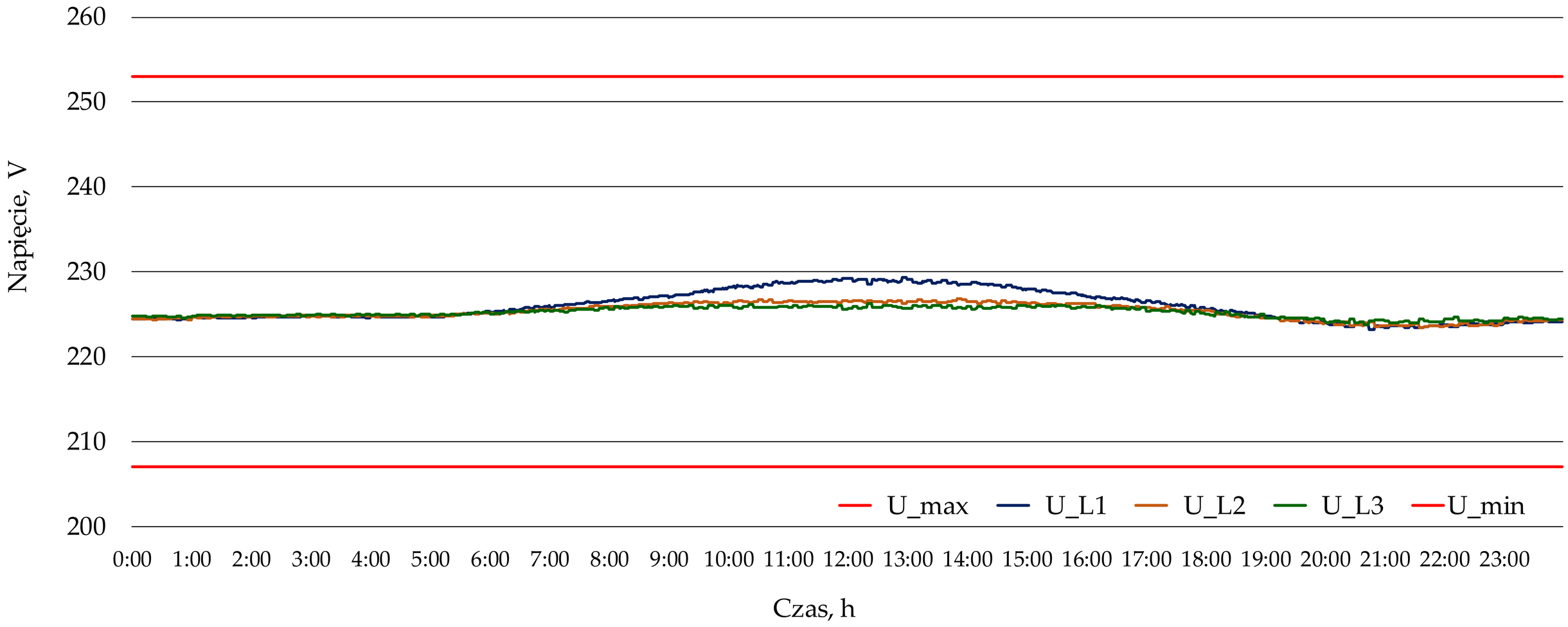
Niesymetria napięć na szynach nN stacji zasilającej



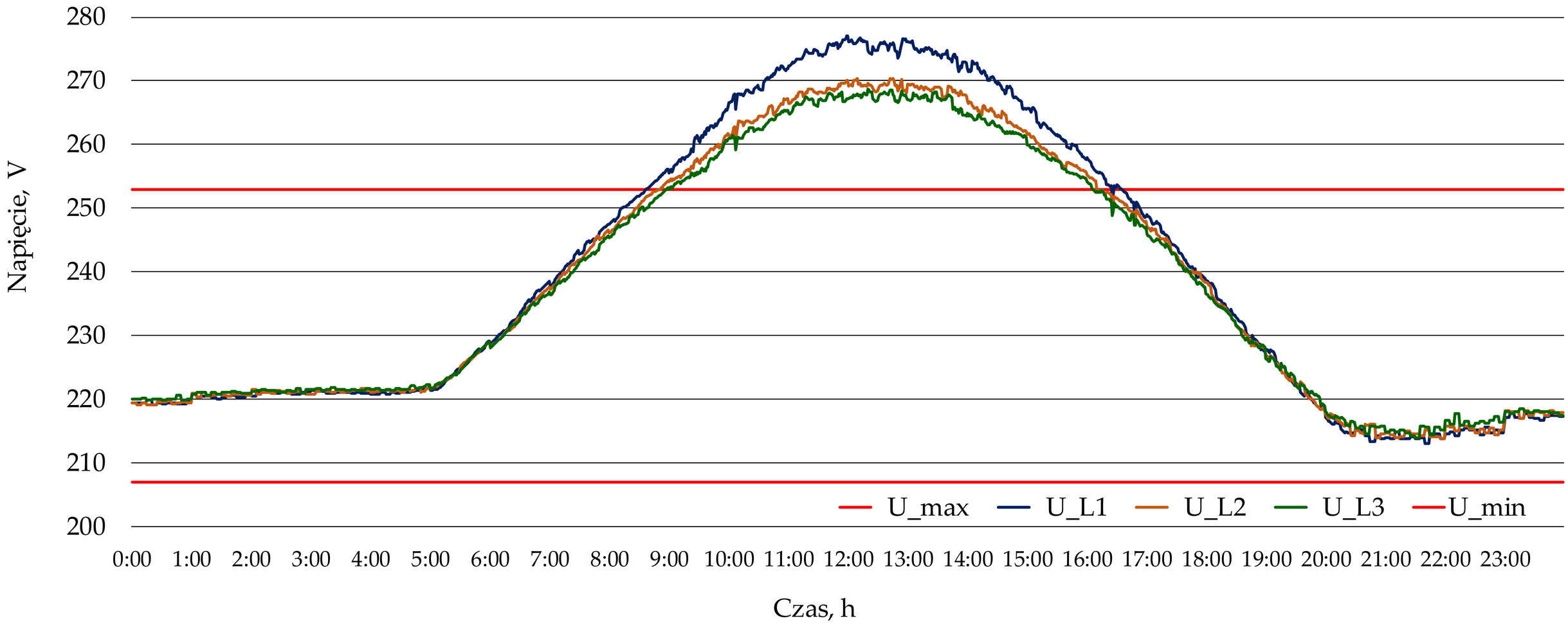
Straty mocy czynnej w sieci



Najniższe napięcie w sieci – szyny nN stacji zasilającej



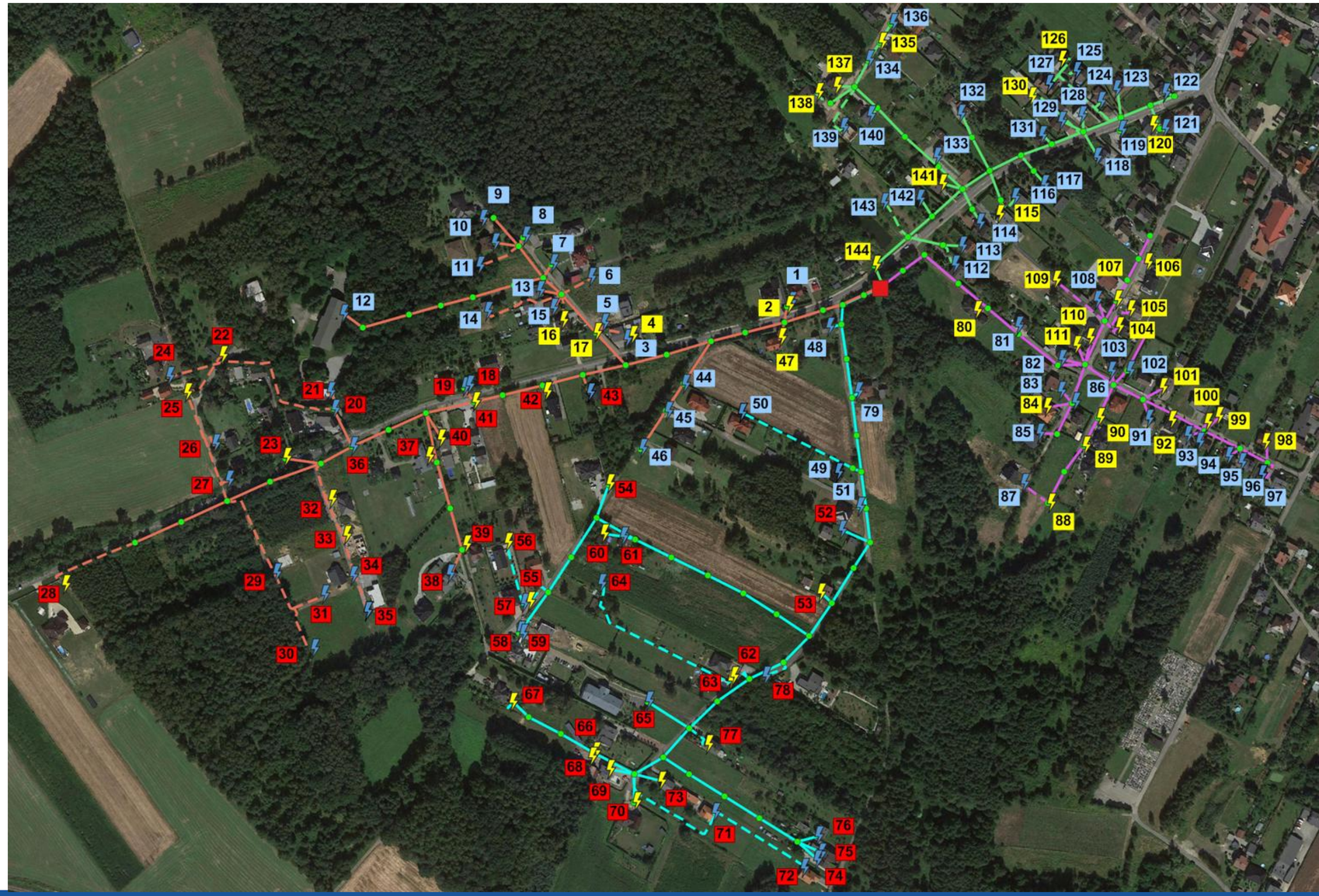
Najwyższe napięcie w sieci – prosument na końcu obwodu



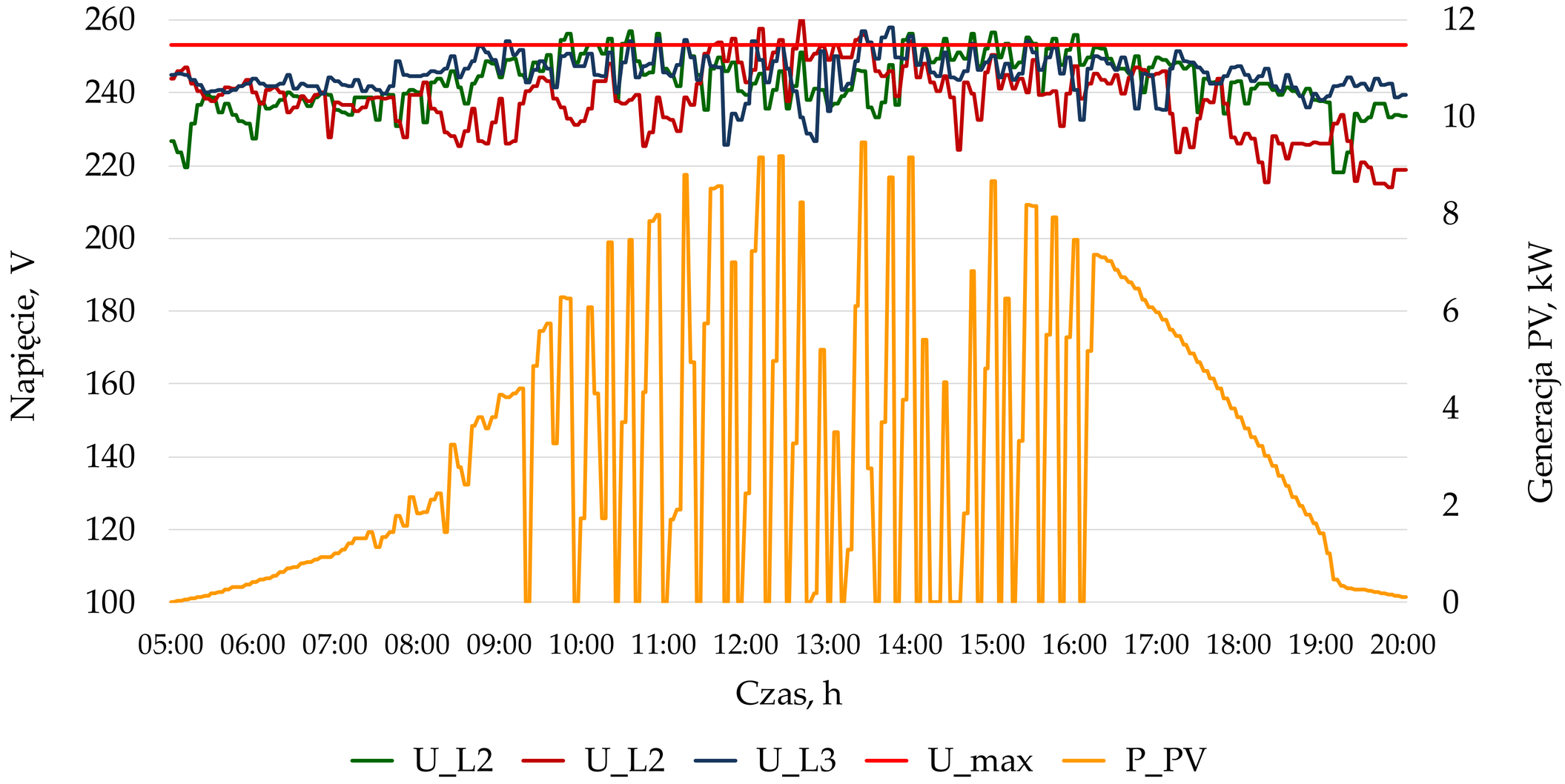
Przekroczenia maksymalnej wartości napięcia

Liczba odbiorców z napięciem wyższym niż dopuszczalne (253 V):

- **obwód „pomarańczowy”:**
  26 (55%) 47
- **obwód „turkusowy”:**
  27 (84%) 32
- **obwód „fioletowy”:**
  0 (0%) 32
- **obwód „zielony”:**
  0 (0%) 33
- **cała sieć:**
  53 (37%) 144



Praca przykładowej mikroinstalacji PV w słoneczny dzień



Z czego wynikają problemy w pracy sieci nN o dużym nasyceniu źródłami PV?

	Stosowany dotychczas sposób projektowania sieci nN	Nowy czynnik wpływający na pracę sieci nN
Użytkownicy sieci	Odbiorcy	Źródła PV
Liczba (w analizowanej sieci)	144	56
Sumaryczna moc szczytowa	754 kW	582 kW
Współczynnik jednoczesności	0,2	1
Szczytowe obciążenie sieci	151 kW	582 kW
Występowanie szczytu obciążenia	jesień/zima	wiosna/lato

Zastosowanie transformatora SN/nN z regulacją napięcia pod obciążeniem

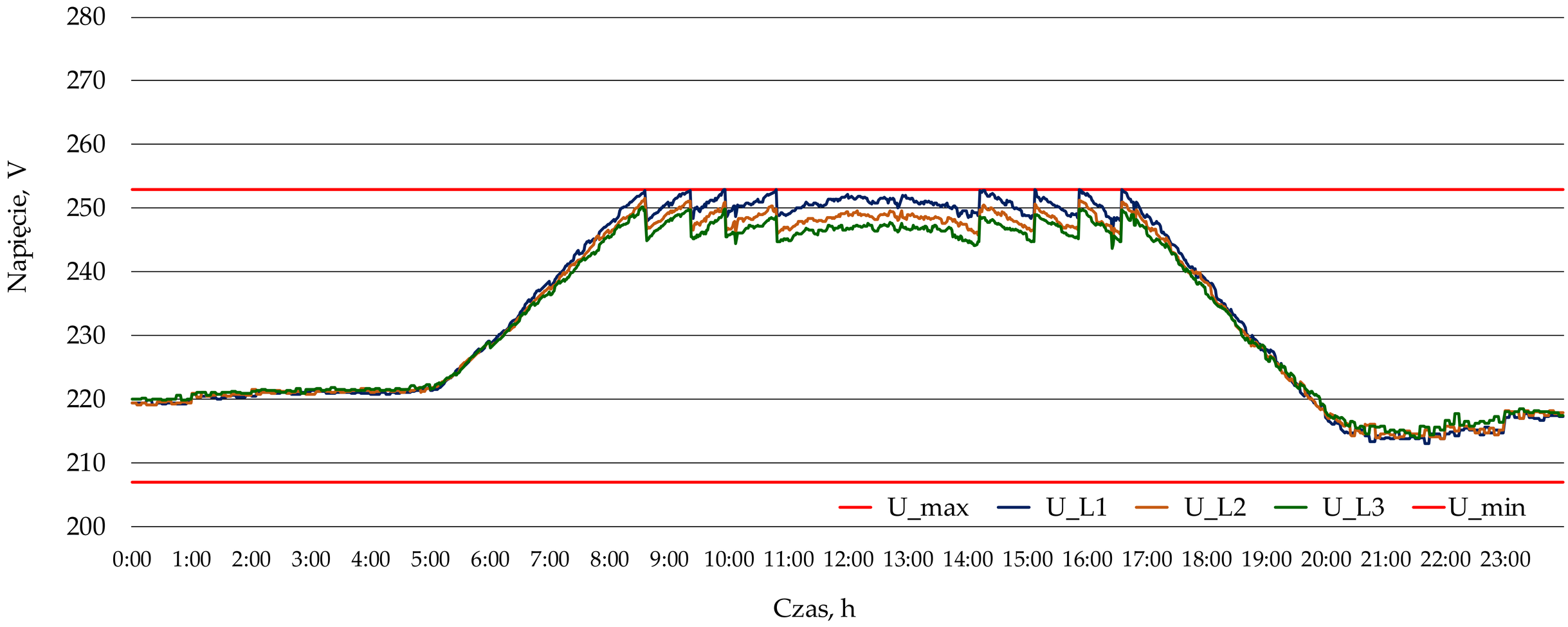
Transformator z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów:

- **moc znamionowa: od 250 do 4000 kVA**
- **napięcie znamionowe strony GN: do 36 kV**
- **bezobsługowy podobciążeniowy przełącznik zaczepów**
- **do 500 000 przełączeń w całym czasie życia urządzenia**
- **zakres regulacji ±4 × 2.5%**

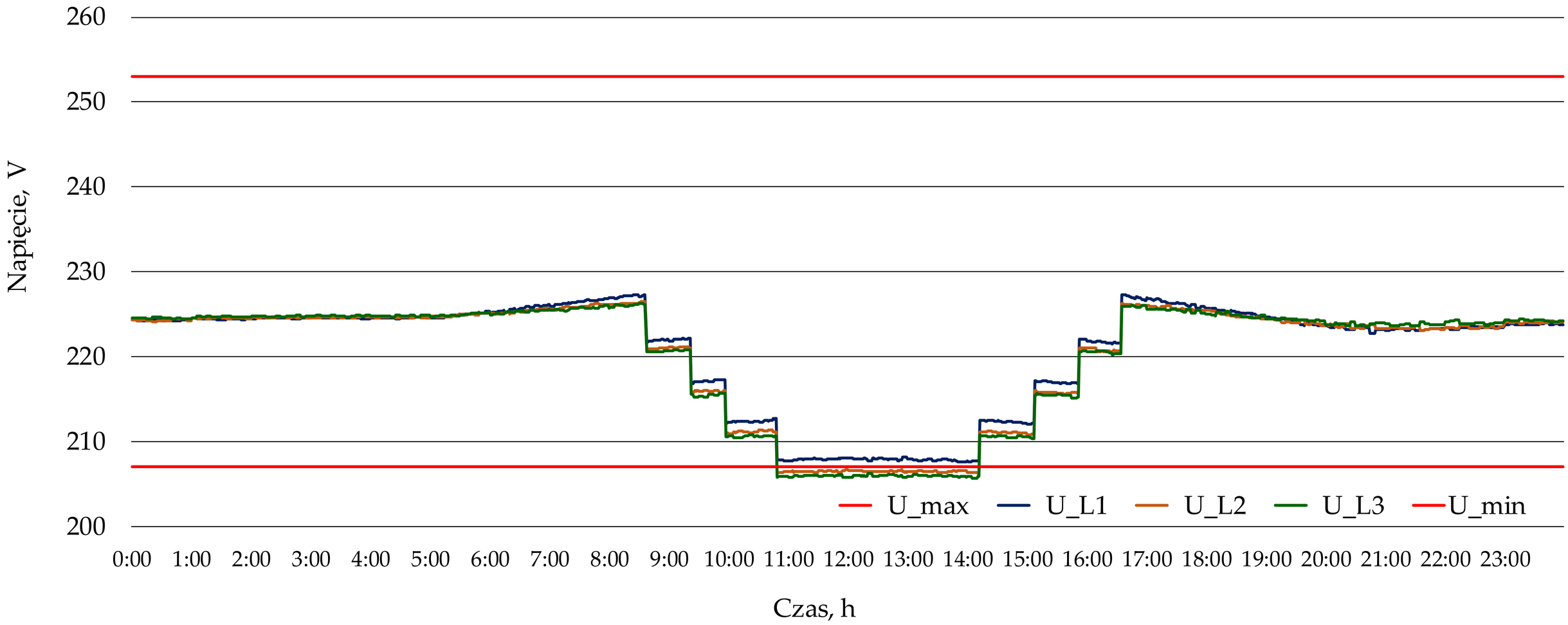


Zdjęcie pochodzi z https://www.sgb-smit.pl/transformator-automatyczna-regulacja-napiecia/

Najwyższe napięcie w sieci – prosument na końcu obwodu



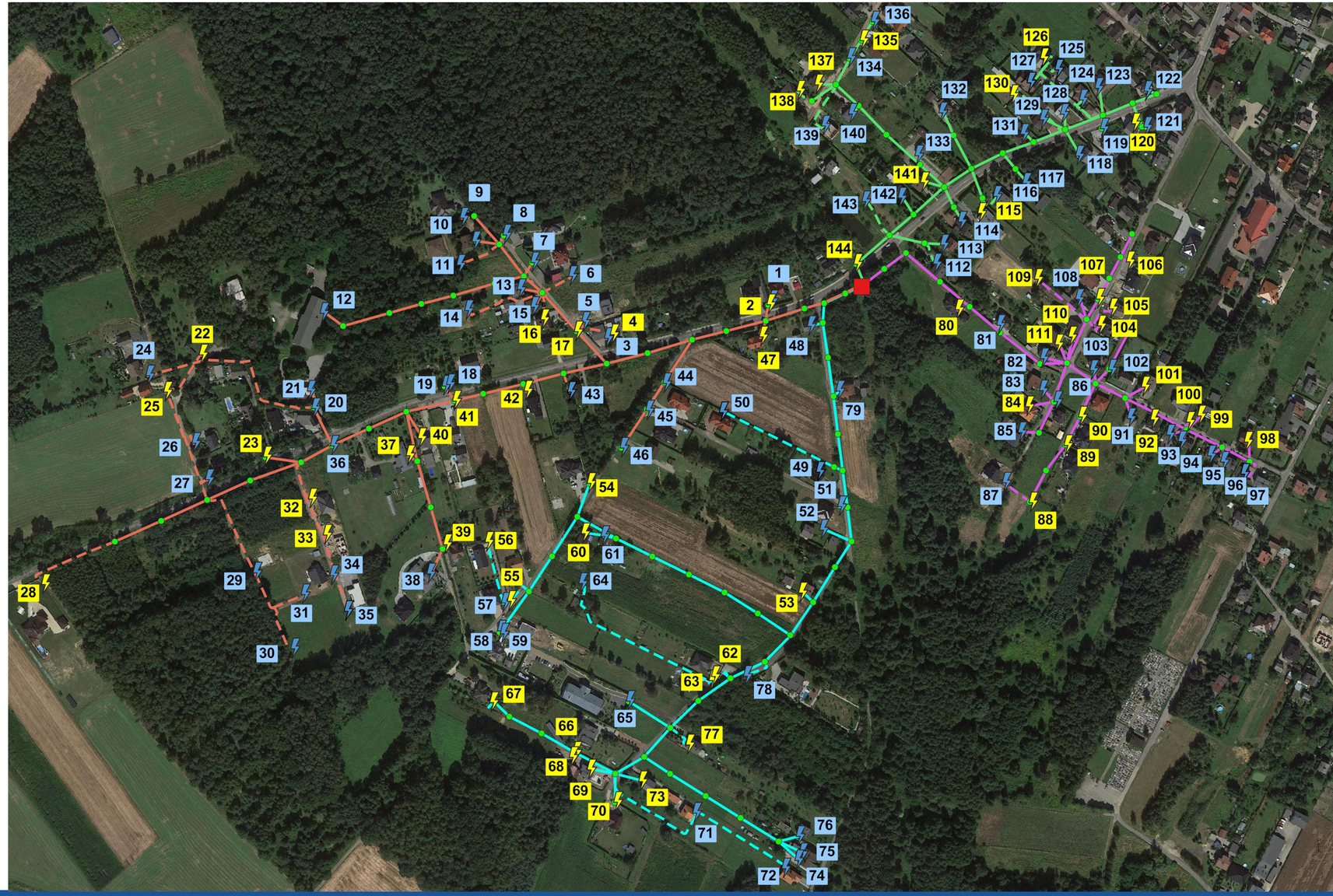
Najniższe napięcie w sieci – prosument na początku obwodu



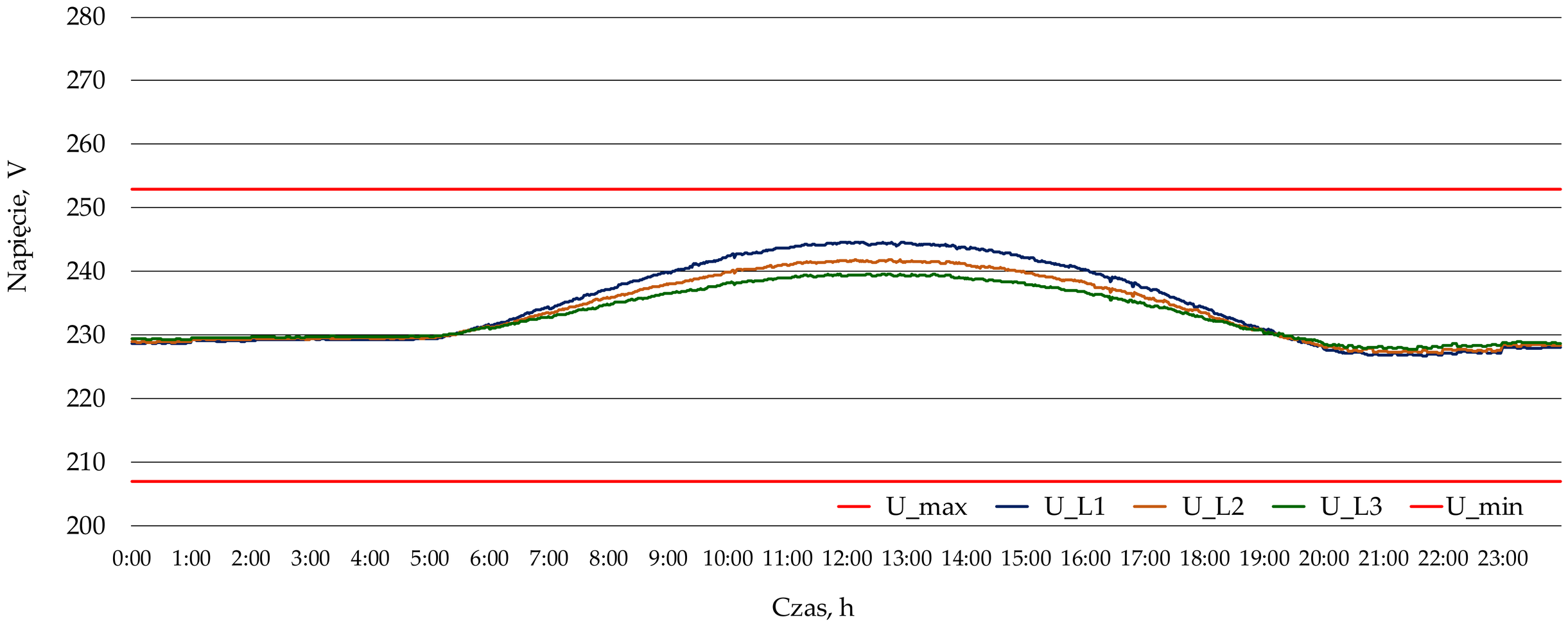
Przebudowa analizowanej sieci – wariant maksymalny

Charakterystyka sieci:

- moc transformatora SN/nN: **630 kVA**
- cztery obwody nN wychodzące ze stacji
- cała sieć (również przyłącza) wykonana z wykorzystaniem kabli YAKXS o przekrojach **240 mm²**
- całkowita długość linii kablowych (z przyłączami) 8142 m
- liczba odbiorców – 144 (w tym liczba prosumentów – 56)
- łączna moc zainstalowanych źródeł PV – 581,6 kW



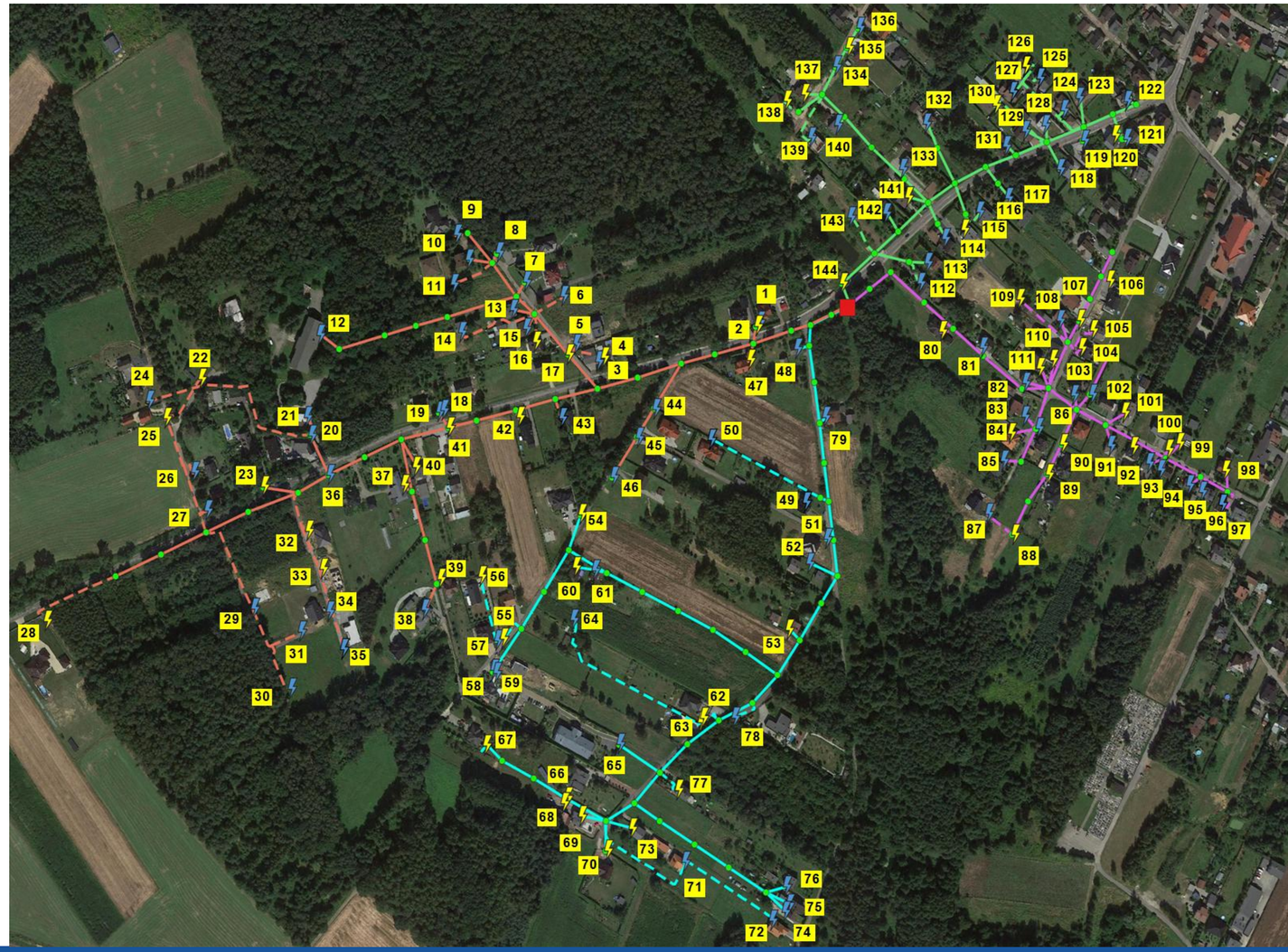
Najwyższe napięcie w sieci – prosument na końcu obwodu



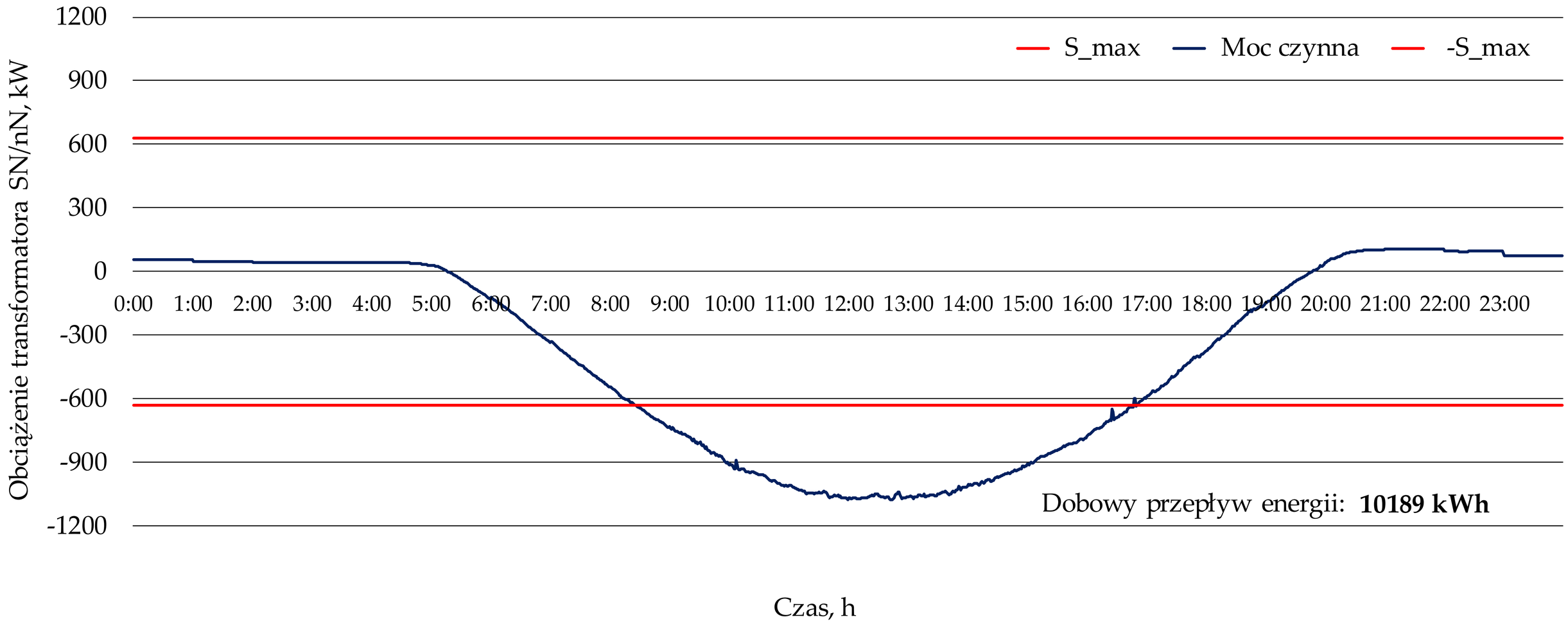
Przebudowa analizowanej sieci – wariant maksymalny z maksymalnym rozwojem źródeł PV

Charakterystyka sieci:

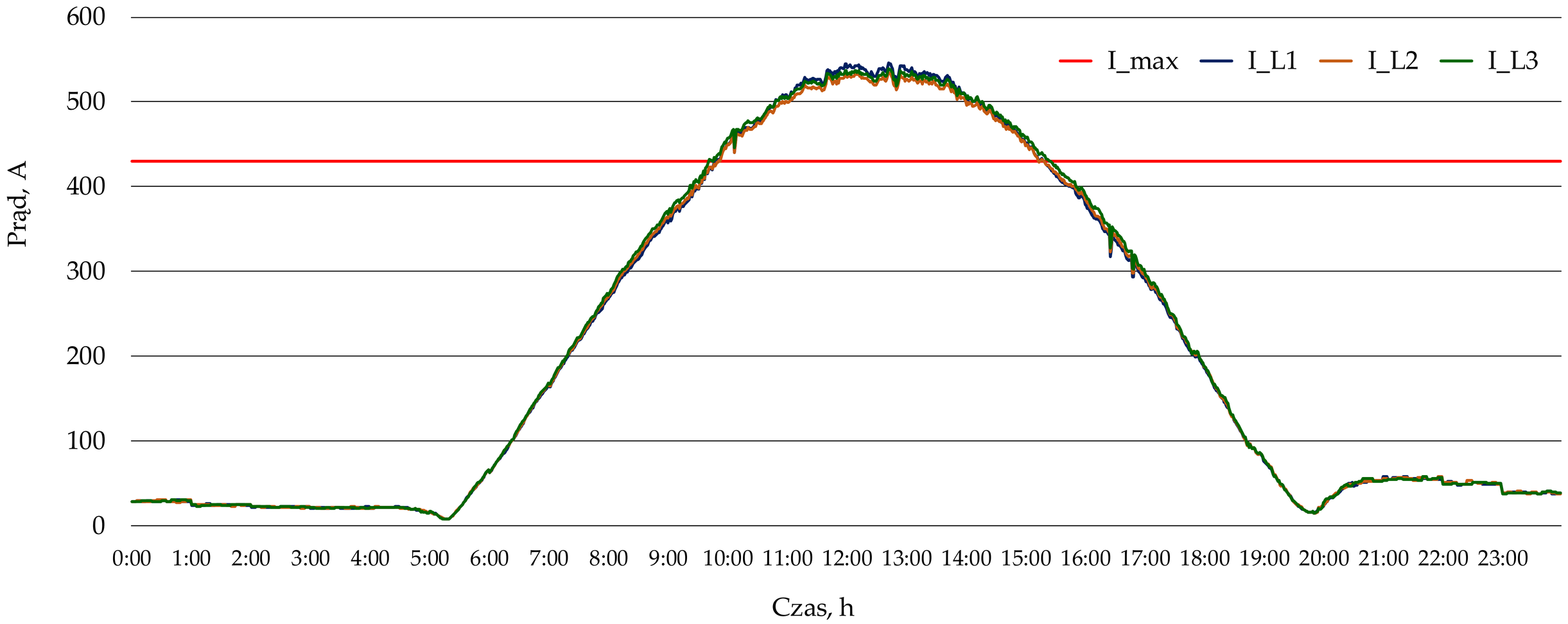
- **moc transformatora SN/nN: 630 kVA**
- **cztery obwody nN wychodzące ze stacji**
- **cała sieć (również przyłącza) wykonana z wykorzystaniem kabli YAKXS o przekrojach 240 mm^2**
- **całkowita długość linii kablowych (z przyłączami) 8142 m**
- **liczba odbiorców – 144 (w tym liczba prosumentów – 144)**
- **łączna moc zainstalowanych źródeł PV – 1461,6 kW** (założono, że nowi prosumenci zainstalowali źródła PV o mocy **10 kW**, czyli tyle ile w tej chwili wynosi średnia moc źródła PV w tej sieci)



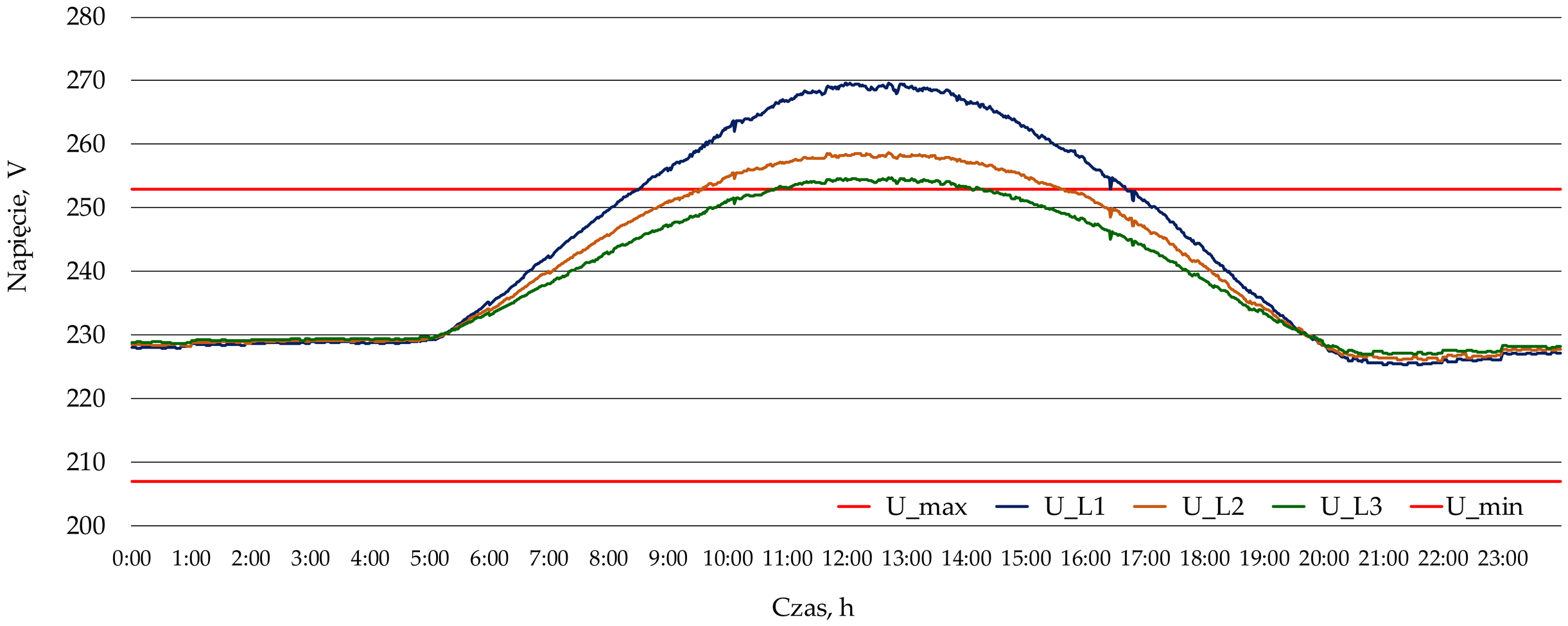
Przepływ mocy czynnej przez transformator SN/nN



Przepływ prądu w najbardziej obciążonym odcinku linii nN



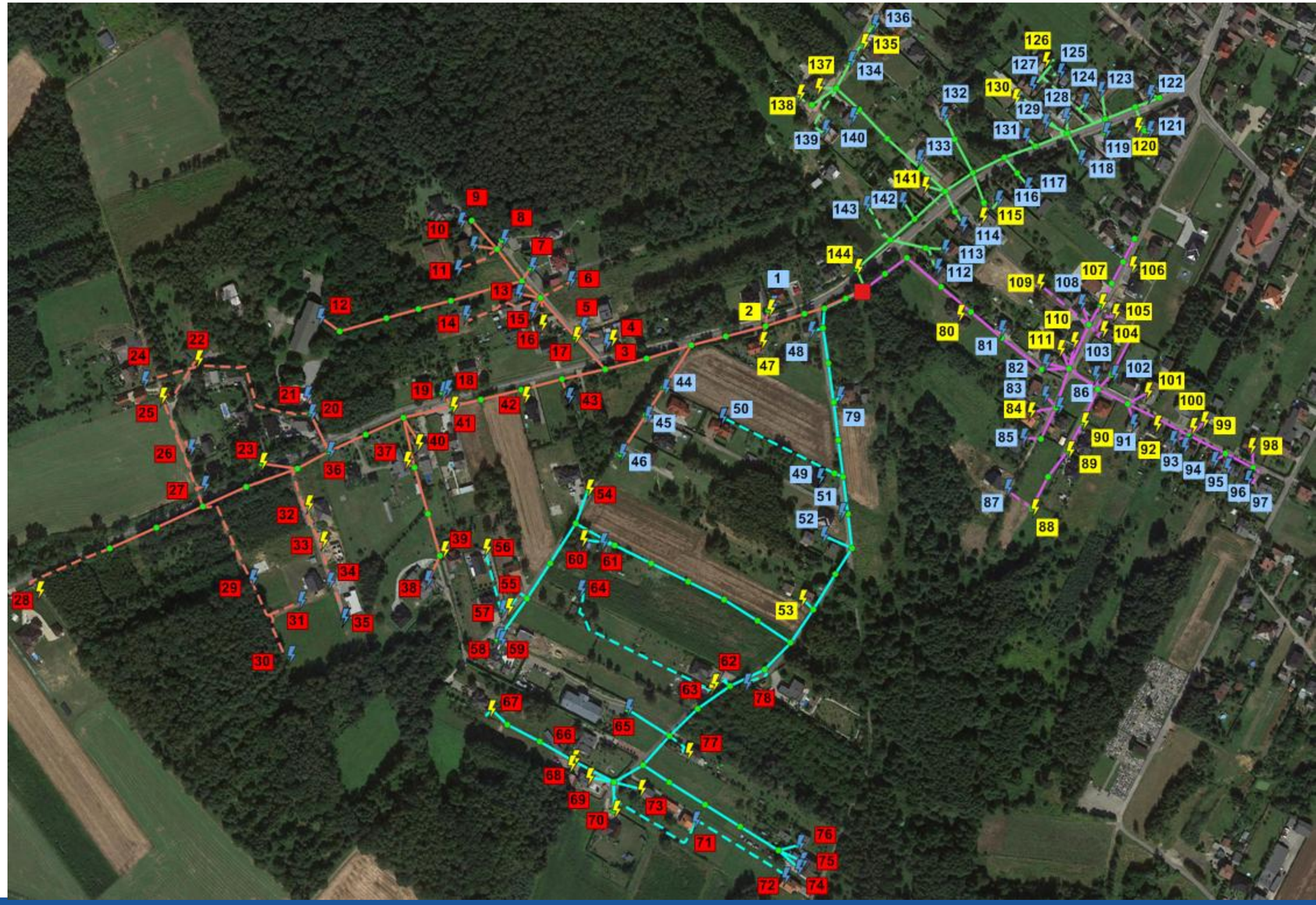
Najwyższe napięcie w sieci – prosument na końcu obwodu



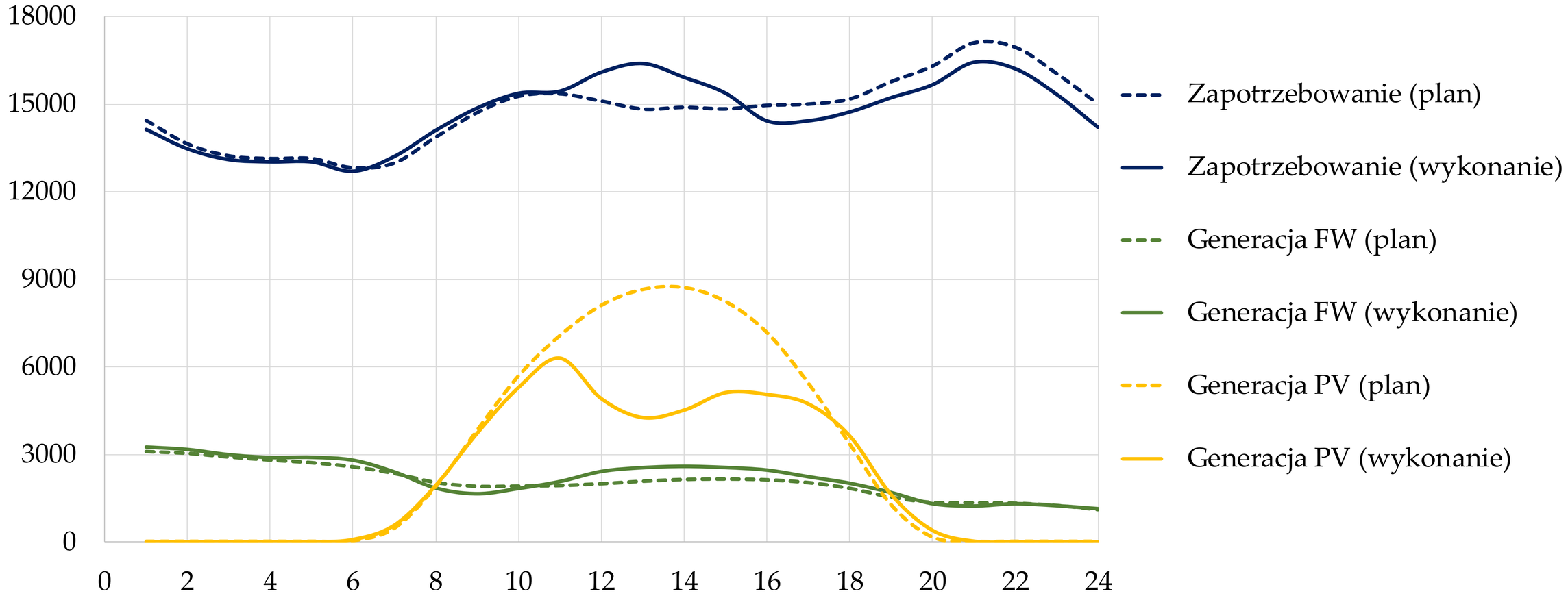
Przekroczenia maksymalnej wartości napięcia

Liczba odbiorców z napięciem wyższym niż dopuszczalne (253 V):

- **obwód „pomarańczowy”:**
  41 (87%) 47
- **obwód „turkusowy”:**
  25 (78%) 32
- **obwód „fioletowy”:**
  0 (0%) 32
- **obwód „zielony”:**
  0 (0%) 33
- **cała sieć:**
  66 (44%) 144



Zapotrzebowanie w KSE, generacja farm wiatrowych (FW) i źródeł fotowoltaicznych (PV) w dniu 30 kwietnia 2023 r. – plan PKD i wykonanie (wielkości w MW)



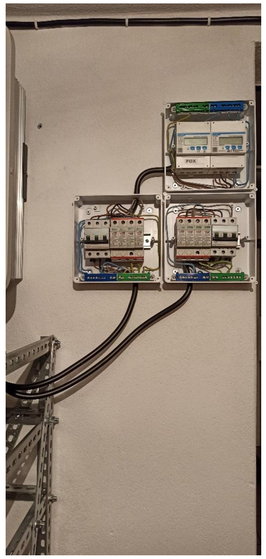
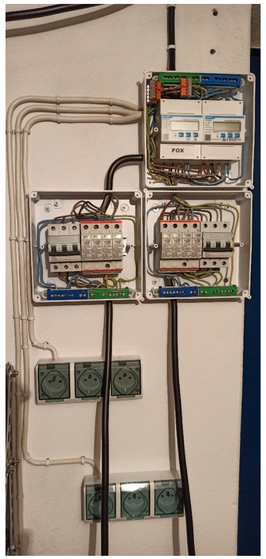
Prosumencki magazyn energii

Charakterystyka magazynu:

- **znamionowa moc ładowania: 10 kVA**
- **znamionowa moc rozładowania: 5 kVA**
- **napięcie znamionowe AC: 400/230 V**
- **współczynnik mocy: 0,8 poj – 0,8 ind**
- **pojemność: 4 × 2,6 kWh = 10,4 kWh (docelowo 8 × 2,6 kWh = 20,8 kWh)**
- **sprawność ładowania/rozładowania: 97,2%**
- **głębokość rozładowania: 90%**



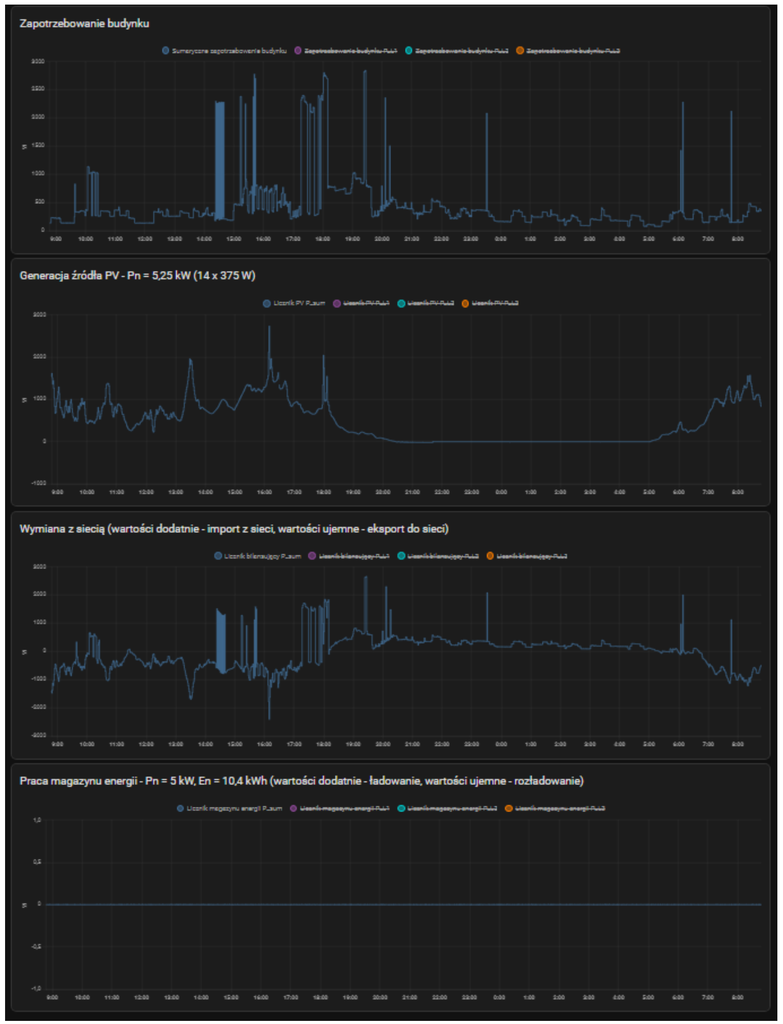


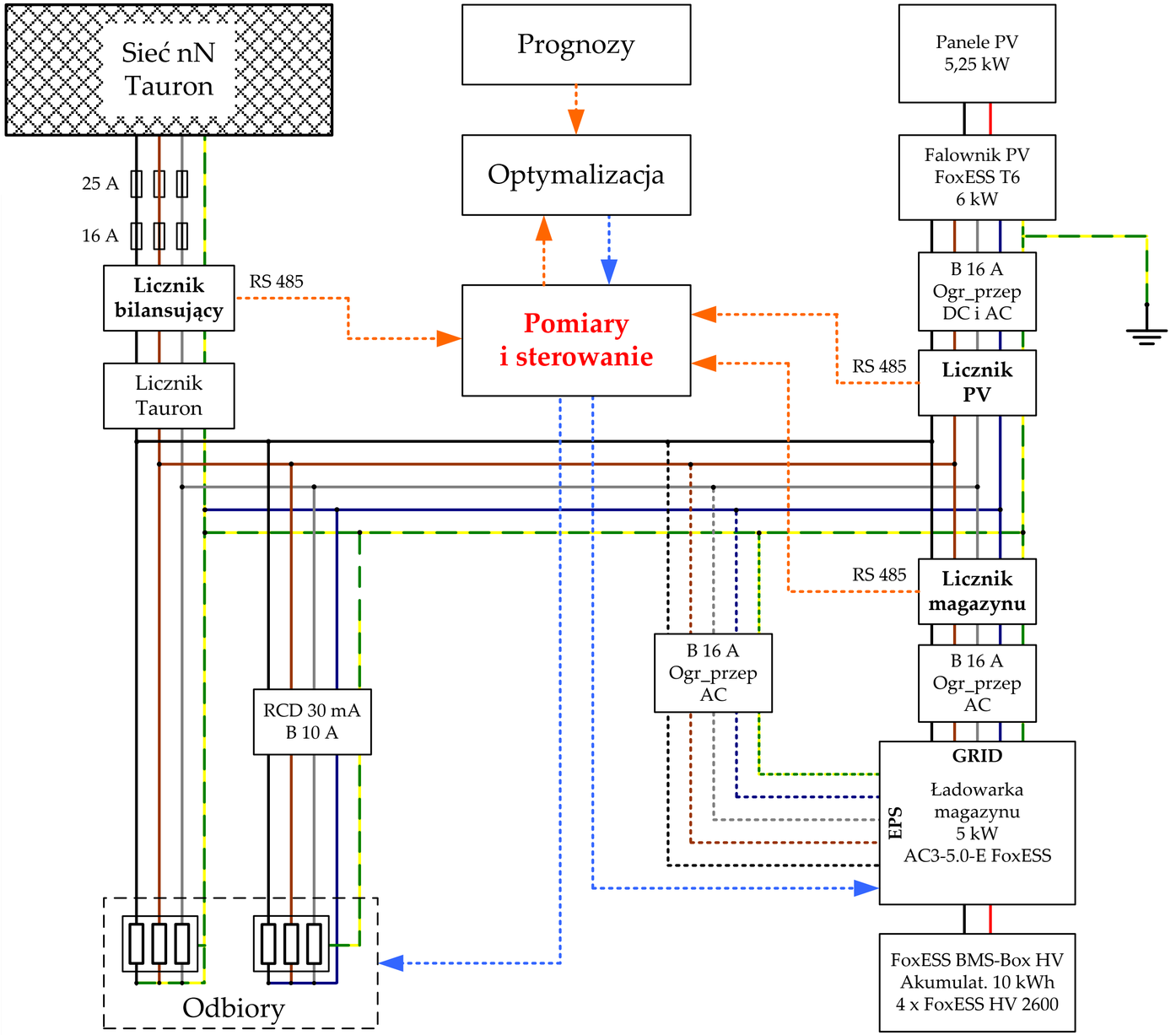





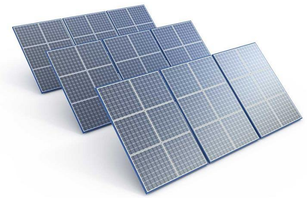


Magazyn energii w instalacji nN

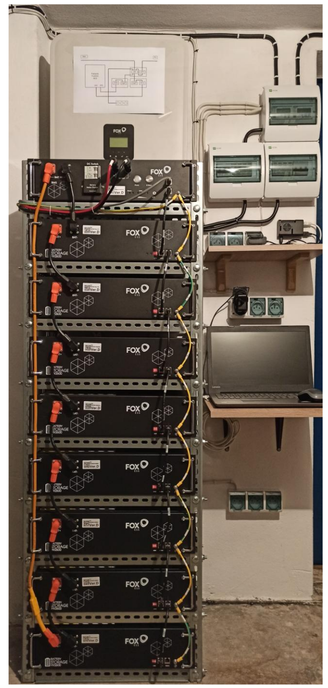




ŹRÓDŁO PV



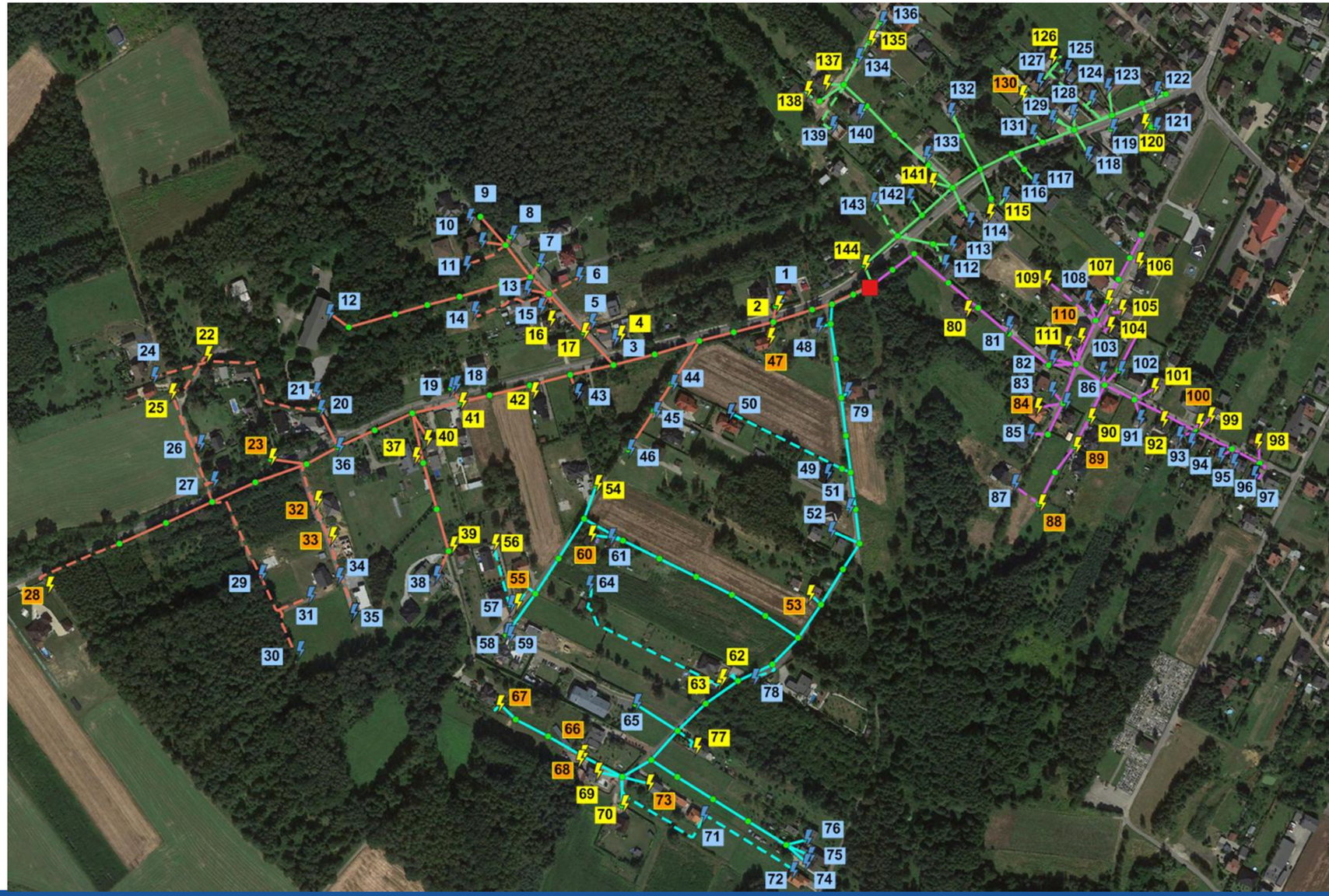
MAGAZYN ENERGII



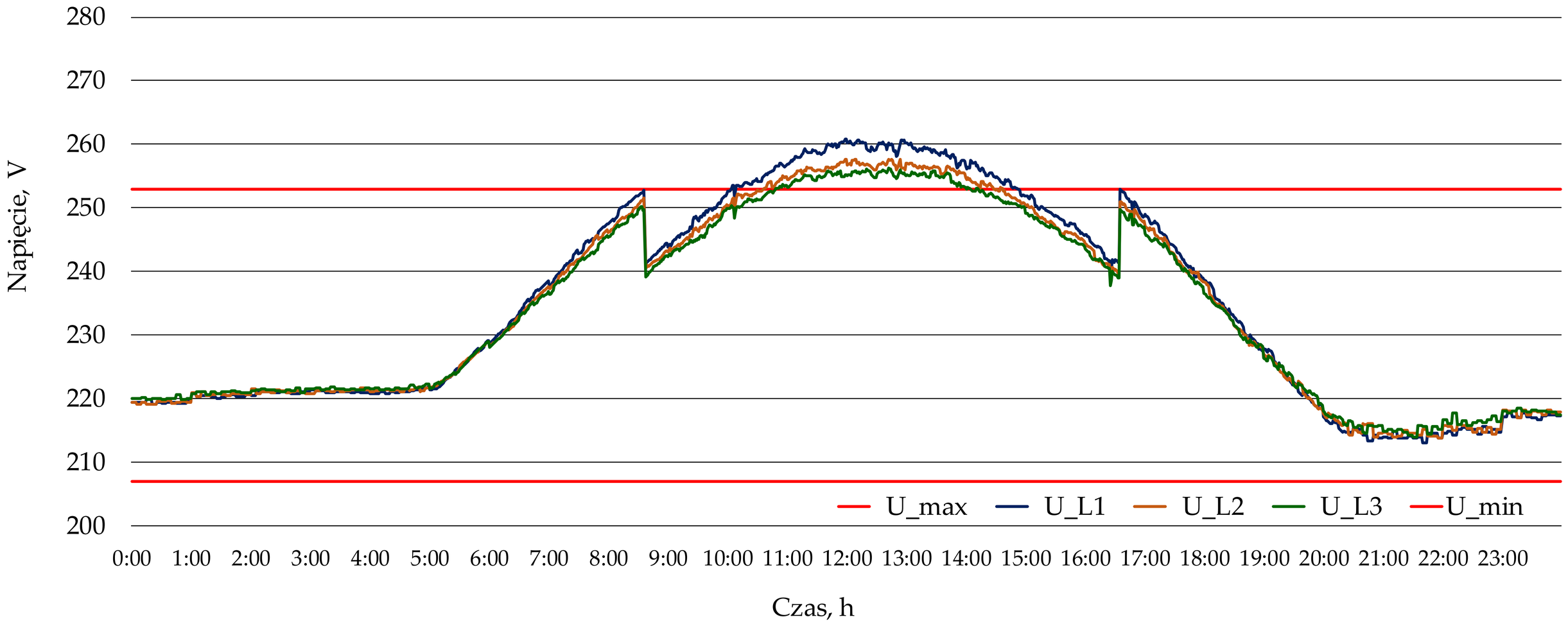
Prosumenci wyposażeni w magazyn energii (każdy 5 kW)

Liczba prosumentów wyposażonych w magazyny o mocy 5 kW:

- **obwód „pomarańczowy”:**
  5 szt.
- **obwód „turkusowy”:**
  7 szt.
- **obwód „fioletowy”:**
  5 szt.
- **obwód „zielony”:**
  1 szt.
- **cała sieć:**
  18 szt.



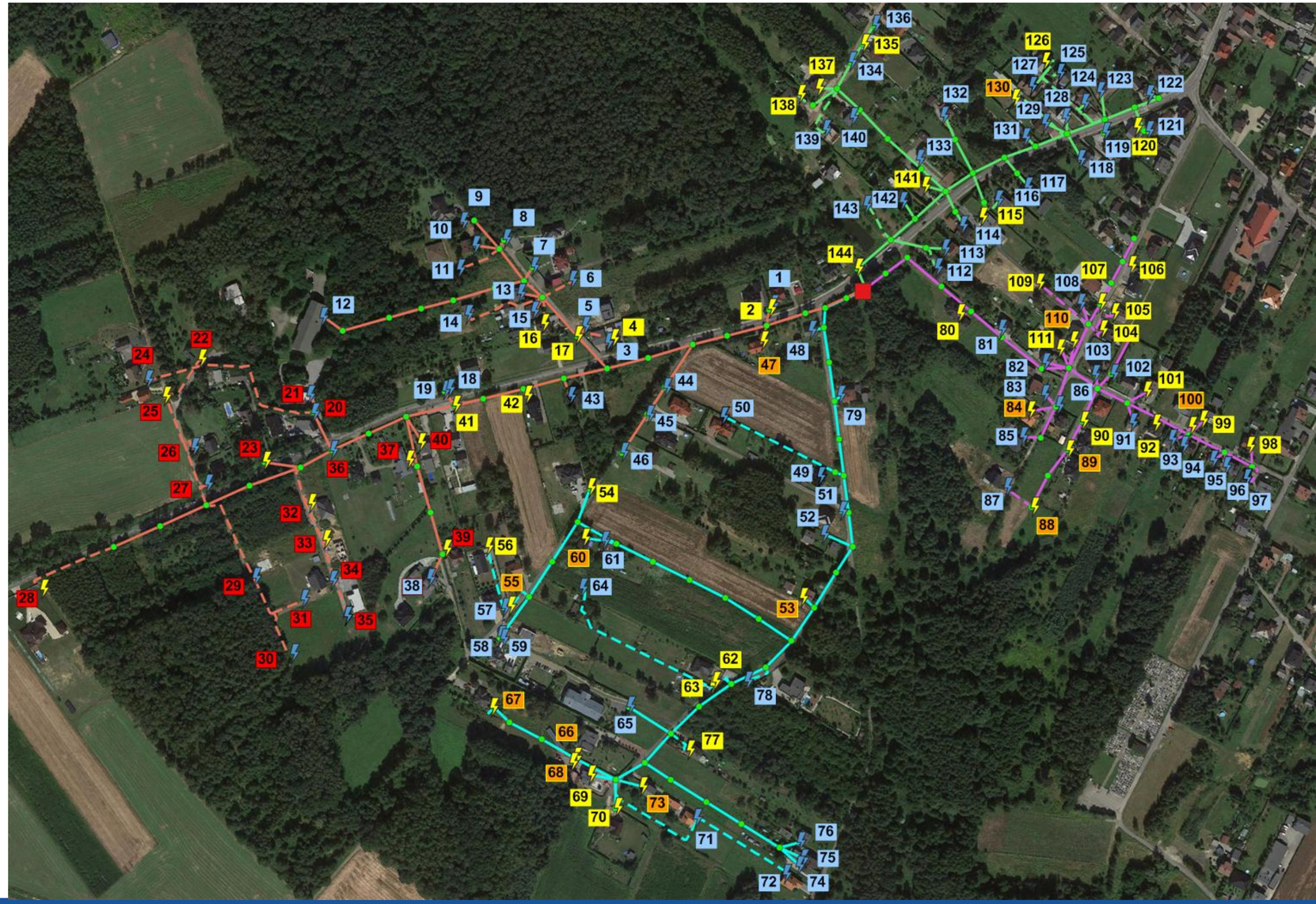
Najwyższe napięcie w sieci – prosument na końcu obwodu



Przekroczenia maksymalnej wartości napięcia

Liczba odbiorców z napięciem wyższym niż dopuszczalne (253 V):

- **obwód „pomarańczowy”:**
  jest 20 było 26
- **obwód „turkusowy”:**
  jest 0 było 27
- **obwód „fioletowy”:**
  jest 0 było 0
- **obwód „zielony”:**
  jest 0 było 0
- **cała sieć:**
  jest 20 było 53



Główne wnioski

1. Rozwój prosumenckich źródeł PV zmienia warunki pracy sieci rozdzielczej nN. Przy dużej koncentracji tych źródeł okresowo dochodzi do przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia, pojawienia się przepływów mocy z sieci niskiego do sieci średniego napięcia, wzrostu asymetrii napięć, zwiększonego obciążenia niektórych elementów sieci oraz wzrostu strat sieciowych.
2. Standardowym sposobem poprawy warunków pracy sieci nN z przyłączonymi mikroinstalacjami PV jest jej modernizacja, obejmująca m.in. zwiększenie mocy transformatorów i przekroju przewodów roboczych linii oraz skracanie obwodów nN. Jest to jednak sposób kosztowny i wymagający długiego czasu na realizację inwestycji. Nie gwarantuje on również trwałości uzyskanych efektów w przypadku przyłączenia kolejnych źródeł PV.
3. Alternatywnym rozwiązaniem, które pozwoli na przyłączanie większej liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych, bez jednoczesnej konieczności głębokiej rozbudowy sieci, jest zwiększenie zużycia energii w miejscu jej wytworzenia, w tym samym czasie, w którym to wytwarzanie następuje (autokonsumpcja).
4. Zwiększenie autokonsumpcji można uzyskać przez:
   - odpowiednie sterowanie wybranymi odbiornikami posiadanymi przez prosumenta,
   - wykorzystanie zasobnika energii elektrycznej, przyłączonego w układzie zasilania prosumenta.

ESP „Młoty” vs. rozproszone magazyny energii

	Elektrownia szczytowo-pompowa „Młoty”	Rozproszone magazyny energii elektrycznej (5 kW, 20 kWh, 50 000 PLN)
Liczba, w szt.	1	150 000
Moc, w MW	750	750
Pojemność, w MWh	4000	3000
Nakłady inwestycyjne, w mld PLN	4,0 *) ÷ 6,2 **) ↑	7,5 ↓
Wejście do pracy, rok	2030	2023 – 2024 – 2025
Wpływ na pracę sieci nN	nie	tak
Konieczność rozbudowy sieci NN	tak	nie

*) Zespół Ekspercki ds. budowy ESP: Rola elektrowni szczytowo-pompowych w KSE: uwarunkowania i kierunki rozwoju. www.gov.pl, Warszawa, 2022

**) Kulpa J., Kopacz M., Olczak P.: Analiza techniczno-ekonomiczna wznowienia projektu ESP Młoty. IGSMiE PAN, Szkoła Eksploatacji Podziemnej, Kraków, luty 2023

Prowadzone projekty

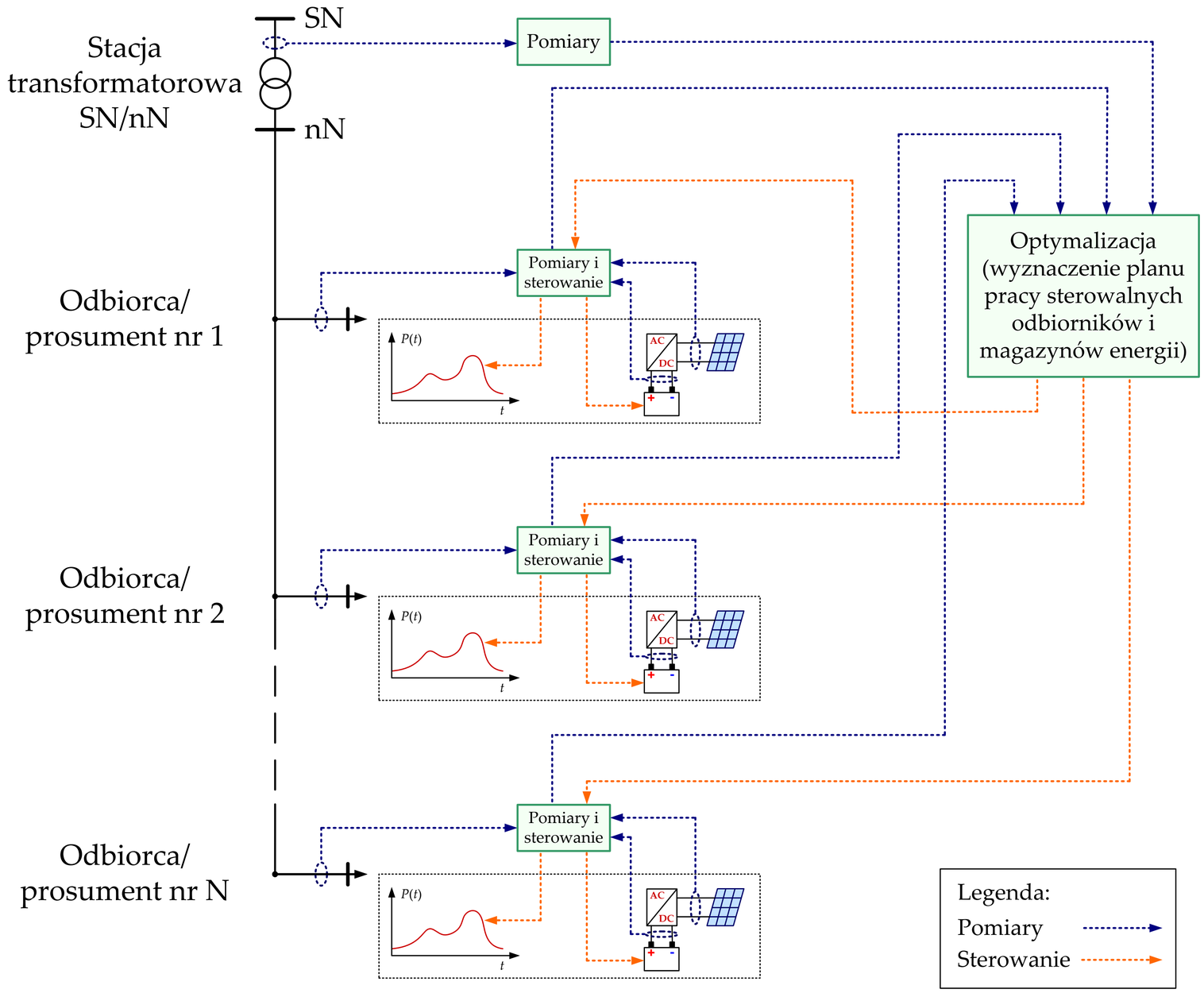
1. **Optymalizacja pracy sieci rozdzielczej o dużym udziale instalacji prosumenckich**

   Doktorat wdrożeniowy 2020 – 2024
   doktorant: Marcin Smołka (PŚ, TAURON PE)
   promotor: Roman Korab (PŚ)
   promotor pomocniczy: Marcin Połomski (PŚ)

2. **Analiza i optymalizacja pracy układu zasilania odbiorcy indywidualnego wyposażonego w źródło PV**

   Doktorat wdrożeniowy 2021 – 2025
   doktorant: Tomasz Naczyński (PŚ, AIUT)
   promotor: Roman Korab (PŚ)
   promotor pomocniczy: Marcin Połomski (PŚ)

Małoskalowa, niskonapięciowa elektrownia wirtualna, bazująca na prosumentach – koncepcja systemu



WPŁYW PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NISKIEGO NAPIĘCIA

Roman KORAB
Marcin SMOŁKA
we współpracy z:
Marcin POŁOMSKI
Tomasz NACZYŃSKI

Phone
+48 32 237 1481
+48 32 237 1605

E-mail
roman.korab@polsl.pl

Follow us:
facebook.com/polsl
twitter.com/polsl

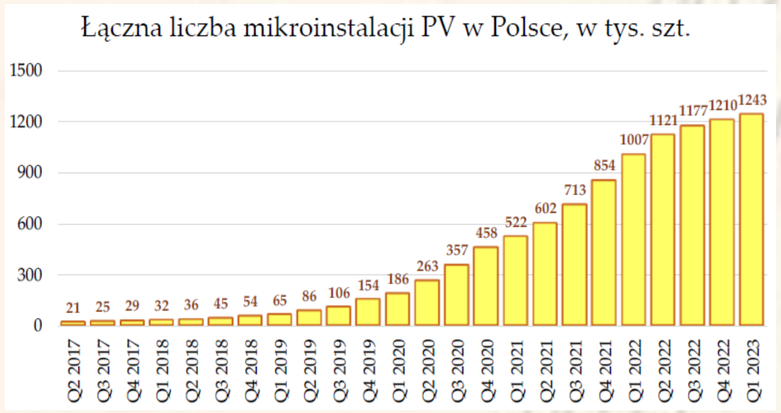
Symulacja pracy sieci dystrybucyjnej nN z dużym udziałem instalacji prosumenckich – ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci

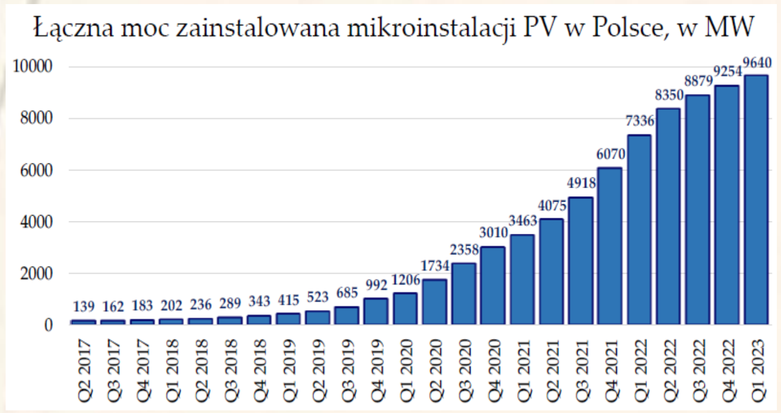
Marcin SMOŁKA
Politechnika Śląska,
TAURON Polska Energia

Roman KORAB
Politechnika Śląska

Marcin POŁOMSKI
Politechnika Śląska

ROZWÓJ PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJI PV W POLSCE





Prosumenci na potrzeby własne zużywają około 30% energii wygenerowanej w instalacji PV. Przekłada się to na występowanie w ciągu doby okresów, w których generacja przewyższa zapotrzebowanie. W pewnych okresach może dochodzić do sytuacji, w których sumaryczna moc generowana przez wszystkie instalacje PV jest na tyle duża, że powoduje zakłócenia w pracy sieci:

1. Przekroczenie napięcia powyżej wartości dopuszczalnej, tj. +10% Un,
2. Odwrotny przepływ mocy tzn. z sieci nN do sieci SN,
3. Przekroczenie prądu dopuszczalnego długotrwale dla danego elementu sieci,
4. Wzrost strat sieciowych w stosunku do pracy tej samej sieci bez źródeł PV,
5. Wzrost niesymetrii napięć (głównie składowej zerowej).

http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce

OBIEKT BADAŃ ORAZ ŚRODOWISKO SYMULACYJNE



Sieć dystrybucyjna zasilająca obszar wiejski zlokalizowana w południowej części Polski. Zasilana z napowietrznej stacji transformatorowej wyposażonej w transformator 21/0,4 kV o mocy 400 kVA. Ze stacji wyprowadzone są cztery obwody nN. Do sieci przyłączonych jest łącznie 144 odbiorców w tym 56 wyposażonych w mikroinstalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy 581,6 kW. Całkowita długość linii napowietrznych (z przyłączami) 5720 m. Całkowita długość linii kablowych (z przyłączami) 2422 m. Liczba odbiorców, w podziale na odwody przedstawia się następująco:

- obwód nr 1 „zielony" – 33 odbiorców w tym 9 prosumentów o mocy zainstalowanej 63,9 kW,
- obwód nr 2 „fioletowy" – 32 odbiorców w tym 17 prosumentów o łącznej mocy zainstalowanej 158,8 kW,
- obwód nr 3 „turkusowy" – 32 odbiorców w tym 14 prosumentów o łącznej mocy zainstalowanej 170,4 kW,
- obwód nr 4 „pomarańczowy" – 47 odbiorców w tym 16 prosumentów o łącznej mocy zainstalowanej 188,5 kW.

Średnia moc pojedynczej mikroinstalacji wynosi 10,4 kW. Stosunek liczby prosumentów do liczby odbiorców wynosi 40%. Moc transformatora jest o około 40% niższa niż całkowita moc zainstalowana wszystkich źródeł PV.

EPRI 3420 Hillview Avenue, Palo Alto, California 94304 | 800-313-3774
© Electric Power Research Institute, Inc. 2001-2023. All Rights Reserved
TOGETHER...SHAPING THE FUTURE OF ENERGY®

Symulacje pracy sieci zostały wykonane w programie OpenDSS (Distribution System Simulator), opracowanym przez Electric Power Research Institute (EPRI). Narzędzie symulacyjne stosowane do obliczeń elektrycznych systemów dystrybucyjnych z wykorzystaniem konfigurowalnych modeli elementów składowych sieci elektroenergetycznych. Oprogramowanie umożliwia:

1. Analizę wielofazowych obwodów prądu przemiennego, również przy niesymetrycznym obciążeniu,
2. Analizę sieci z przyłączonymi źródłami generacji rozproszonej,
3. Symulacje dla dobowego i rocznego przebiegu obciążenia i generacji,
4. Modelowanie instalacji fotowoltaicznych i magazynów energii.

RYZYKO PRZEKROCZENIA NORMALNYCH WARUNKÓW PRACY

$$R_{Si} = \frac{N_{Si>0}}{N} \cdot 100\%$$

i – wielkość, dla której wystąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy ($i = U_{max}, U_{min}, U_2/U_1, I_n, R, \Delta E$),
$N_{Si>0}$ – liczba godzin w ciągu roku, dla których nastąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy,
N – liczba godzin w ciągu roku, równa 8760.

SYMULACJA PRACY SIECI

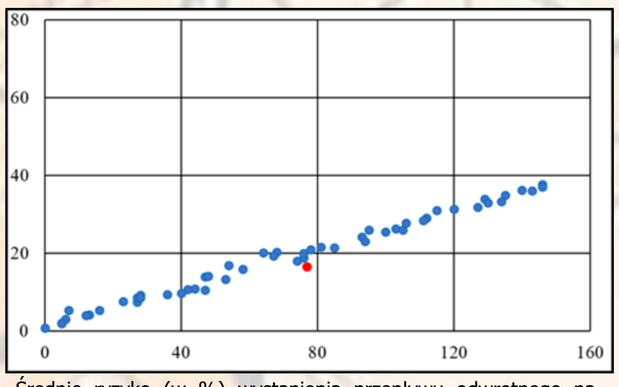
1. Wariant W1 - sieć bez źródeł PV – jako punkt odniesienia do dalszych analiz.
2. Wariant W2 - istniejący układ sieci – wyznaczenie ryzyka dla aktualnej liczby i rozmieszczenia prosumentów.
3. Wariant W3 - rozwój sieci nN – sprawdzenie wpływu działań inwestycyjnych w analizowanej sieci nN na poziom ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy, przy aktualnej liczbie i rozmieszczeniu prosumentów.
   3.1 Wariant W3.1 - zmiana przewodów sieci na kabel o przekroju 240mm^2 wraz z wymianą transformatora na jednostkę o mocy 630kVA.
   3.2 Wariant W3.2 - budowa nowej stacji SN/nN z transformatorem o mocy 400 kVA; wyprowadzenie czterech nowych obwodów do istniejącej sieci oraz wprowadzenie nowych punktów podziału.
4. Wariant W4 - losowa lokalizacja prosumentów oraz mocy źródeł PV – sprawdzenie wpływu liczby instalacji PV, ich mocy oraz rozmieszczenia na występowanie ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, dla istniejącego układu sieci i parametrów urządzeń ją tworzących,

Wariant W1, W2, W3

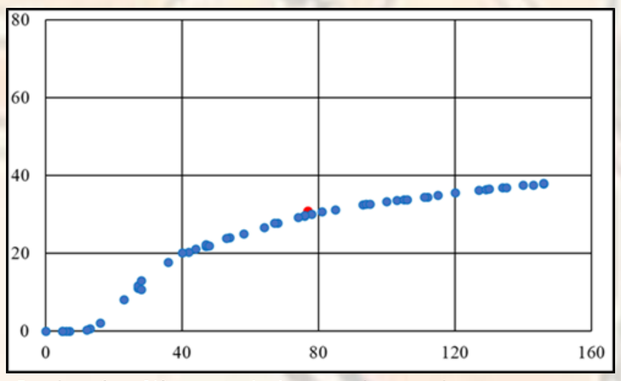
R_{Si}	W1	W2	W3.1	W3.2
R_{SUmax}[%]	-	1,5	-	-
R_{SInTr} [%]	-	0,4	-	-
R_{SRTr} [%]	-	30,8	30,8	28,0
$R_{S\Delta E}$ [%]	-	65,3	13,9	11,4
ΔE_{PV} /ΔE	-	167,7	65,3	104,0

R_SU_{max} - roczne średnie ryzyko przekroczenia maksymalnej wartości napięcia wszystkich odbiorców
R_{SInTr} - roczne ryzyko przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej transformatora
R_{sRTr} - roczne ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator
$R_{s\Delta E}$ - roczne ryzyko wzrostu strat energii w całej sieci
ΔE_{PV} /ΔE - stosunek rocznych strat energii w sieci ze źródłami PV do rocznych strat energii w sieci bez źródeł PV

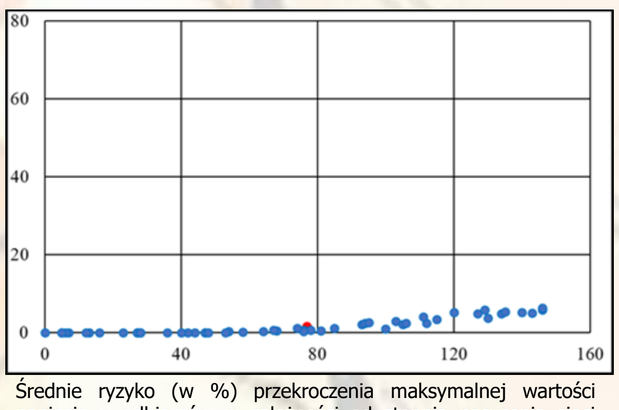
Wariant W4 - wpływ liczby prosumentów i mocy instalacji PV, wyrażony przez stopień nasycenia sieci generacją PV, na roczne ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Stopień nasycenia sieci generacją PV zdefiniowano jako procentowy stosunek ilości energii wygenerowanej w ciągu roku przez wszystkich prosumentów do ilości energii zużytej przez wszystkich odbiorców w tej sieci. Wpływ stopnia nasycenia sieci generacją PV przeanalizowano pod kątem wystąpienia ryzyka przepływu odwrotnego przez transformator, zwiększenia rocznych strat energii w sieci, a także wartości średniej ryzyka wystąpienia przepływu odwrotnego na przyłączach i przekroczenia maksymalnej wartości napięcia w miejscach przyłączenia odbiorców.



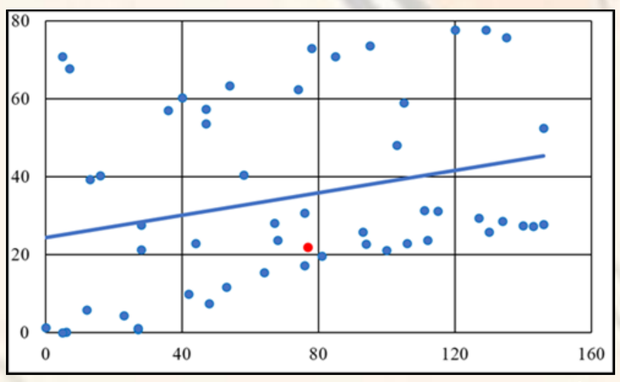
Średnie ryzyko (w %) wystąpienia przepływu odwrotnego na przyłączach odbiorców w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV (w %)



Ryzyko (w %) wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV (w %)



Średnie ryzyko (w %) przekroczenia maksymalnej wartości napięcia u odbiorców w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV (w %)



Ryzyko (w %) wzrostu rocznych strat energii w sieci w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV (w %)

PODSUMOWANIE

Rozwój prosumenckich źródeł PV zmienia warunki pracy sieci rozdzielczej nN. Pojawia się ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Dalszy wzrost liczby przyłączanych mikroinstalacji fotowoltaicznych bez wątpienia będzie zwiększał ich negatywy wpływ, powiększając wartości ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. W celu mitygacji ryzyka Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego (OSD) powinni rozważyć rozpoczęcie działań inwestycyjnych oraz organizacyjnych mających na celu wyeliminowanie lub minimalizację niekorzystnego wpływu związanego z przyłączaniem do sieci rozdzielczej nN dużej liczby mikroinstalacji. Jako przykłady można wymienić budowę nowych stacji transformatorowych wraz z wyprowadzeniem nowych obwodów do istniejącej sieci, połączone z nowymi podziałami sieci nN, zwiększenie przekroju przewodów, budowę magazynów energii, w tym również instalowanych bezpośrednio u prosumentów.

Alternatywą szczególnie wartą uwagi, która umożliwi współpracę większej liczby instalacji fotowoltaicznych z siecią nN bez konieczności znacznego jej rozwoju, jest zwiększenie poziomu autokonsumpcji przez odbiorców. Jako przykłady takiej możliwości wskazać można odpowiednie sterowanie wybranymi odbiornikami posiadanymi przez prosumenta oraz wykorzystanie magazynu energii elektrycznej, przyłączonego w układzie zasilania prosumenta i takim zaprogramowaniu jego pracy, aby nadwyżka generowanej energii służyła do jego ładowania w okresie niskiego zapotrzebowania.

Politechnika Śląska

UCZELNIA BADAWCZA
INICJATYWA DOSKONAŁOŚCI

WPŁYW PROSUMENCKICH INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PRACĘ SIECI ROZDZIELCZEJ NISKIEGO NAPIĘCIA

Marcin Smołka (Wspólna Szkoła Doktorów PŚ, TAURON Polska Energia S.A.)

Promotor dr hab. inż. Roman Korab Prof. PŚ
Promotor pomocniczy dr inż. Marcin Połomski

Plan wystąpienia

01 **Obiekt badań**

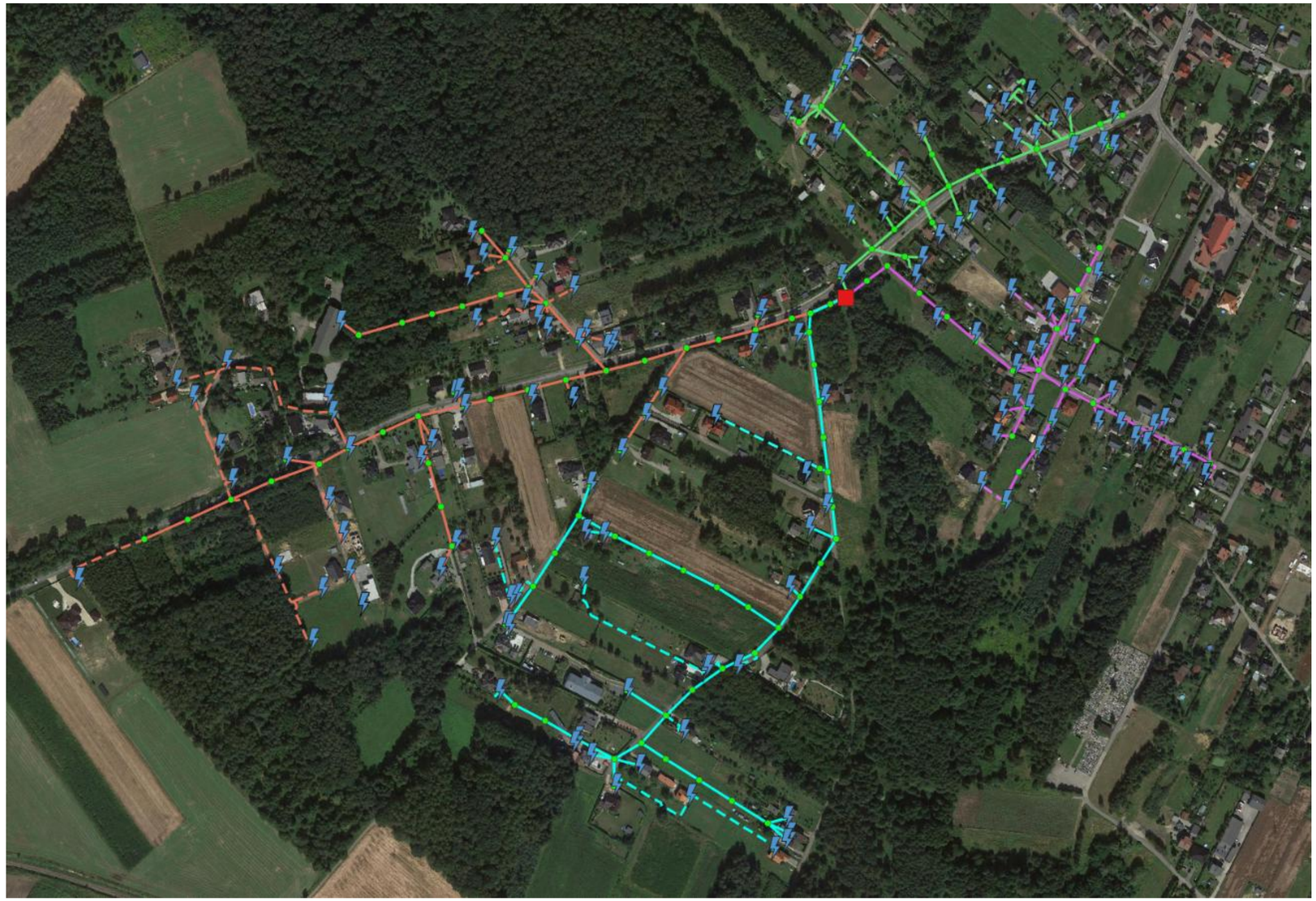
02 **Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci nN**

03 **Minimalizacja wpływu prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia**

Obiekt badań

Charakterystyka sieci:

- moc transformatora SN/nN: 400 kVA (21kV/0,4kV)
- cztery obwody nN wychodzące ze stacji
- linie napowietrzne z przewodami izolowanymi AsXS i AsXSn o przekrojach: 25 mm^2 (1557 m), 35 mm^2 (773 m), 50 mm^2 (574 m), 70 mm^2 (2816 m)
- całkowita długość linii napowietrznych (z przyłączami) 5720 m,
- linie kablowe YAKY, YAKXS (NA2XY) o przekrojach 25 mm^2 (203 m), 35 mm^2 (1413 m), 120 mm^2 (806 m)
- całkowita długość linii kablowych (z przyłączami) 2422 m
- liczba odbiorców - 144



Obiekt badań

Liczba i moc źródeł PV:

- obwód „pomarańczowy”:

  16 szt. (34%) 188,5 kW

- obwód „turkusowy”:

  14 szt. (44%) 170,4 kW

- obwód „fioletowy”:

  17 szt. (53%) 158,8 kW

- obwód „zielony”:

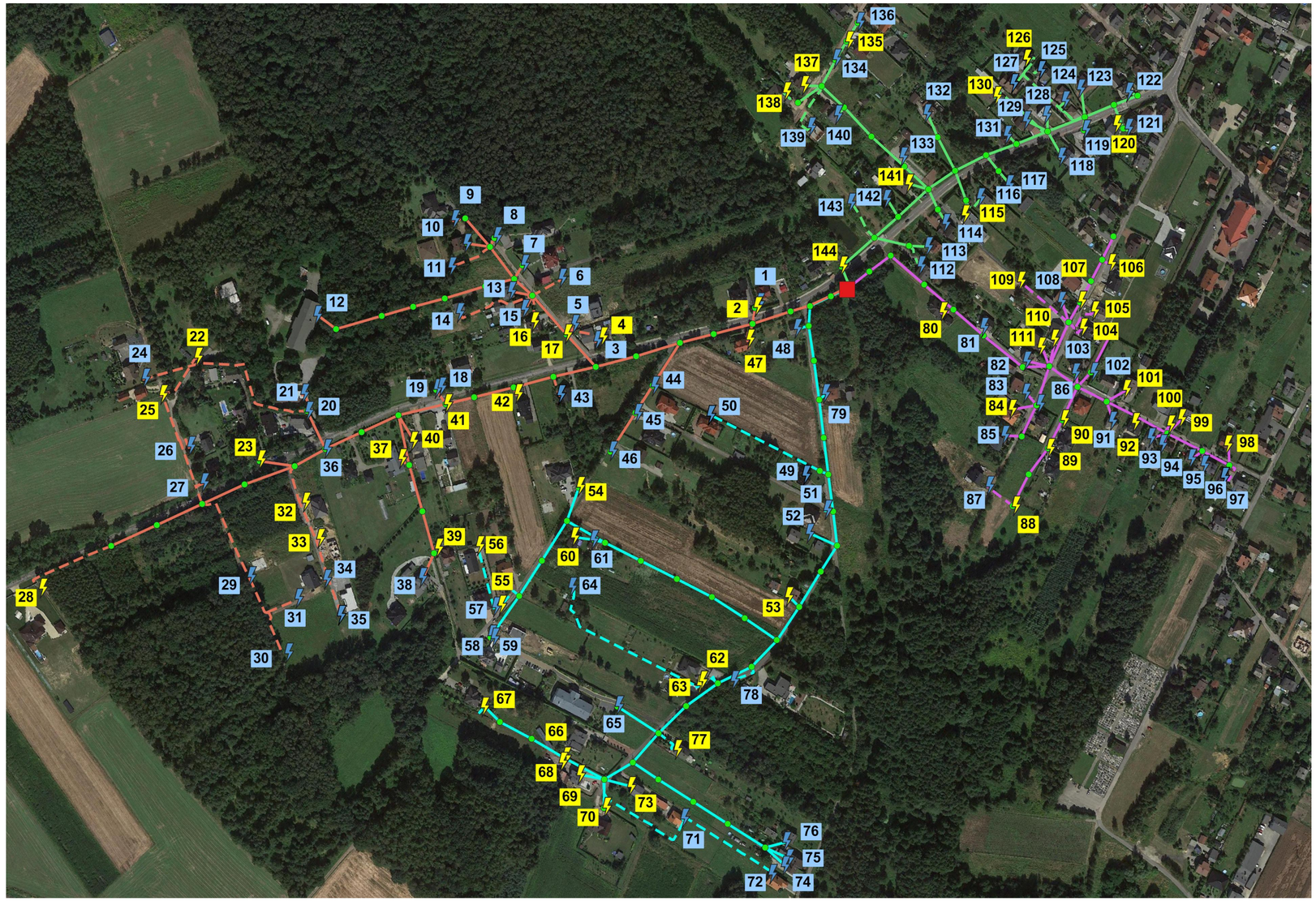
  9 szt. (27%) 63,9 kW

- cała sieć:

  56 szt. 581,6 kW

Średnia moc PV = 10,4 kW

Prosumenci / Odbiorcy = 56 / 144 = 40%



Symulacja pracy sieci

Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci nN

1. Sieć bez źródeł PV – jako punkt odniesienia
2. Istniejący układ sieci – wyznaczenie ryzyka dla aktualnej liczby i rozmieszczenia prosumentów
3. Losowa lokalizacja prosumentów oraz mocy źródeł PV – ocena wpływu liczby instalacji PV, ich mocy oraz rozmieszczenia na występowanie ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, dla istniejącego układu sieci i parametrów urządzeń ją tworzących – 100 symulacji



<u>RYZYKO PRZEKROCZENIA NORMALNYCH WARUNKÓW PRACY SIECI</u>
wyrażone w procentach, określa się jako stosunek liczby godzin w ciągu roku, w których wystąpiło przekroczenie wyżej zdefiniowanych warunków pracy do całkowitej liczby godzin roku,

$$R_{Si} = \frac{N_{Si>0}}{N} \cdot 100\%$$

gdzie:
i – wielkość, dla której wystąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy ($i = U_{max}, U_{min}, U_2/U_1, I_n, R, \Delta E$),
$N_{Si}>0$ – liczba godzin w ciągu roku, dla których nastąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy,
N – liczba godzin w ciągu roku, równa 8760.

Symulacja pracy sieci

Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci nN

1.Sieć bez źródeł PV – pracuje w prawidłowy sposób. Ryzyka przekroczenie normalnych warunków pracy sieci nie występują. Całkowite roczne straty energii w całej sieci wynoszą 25 013 kWh. Wartość ta stanowi punkt odniesienia do dalszych analiz.

1.Istniejący układ sieci – pojawiają się ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci:

a) roczne ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator R_{Tr} – 30,8%,

b) roczne ryzyko przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej transformatora I_{NTr} – 0,4%,

c) roczne ryzyko wzrostu strat energii w całej sieci ΔE – 65,3% (stosunek rocznych strat energii w sieci ze źródłami PV wynoszących 41 949 kWh do rocznych strat energii w sieci bez źródeł PV – 167,7%),

d) roczne ryzyko przekroczenia maksymalnej wartości napięcia wszystkich odbiorców (średnie) U_{max} – 1,5%.

e) najlepszym obwodem jest obwód nr 1 (zielony), najgorszym obwód nr 4 (pomarańczowy),

f) warunki napięciowe u każdego odbiorcy - wyznaczenia średniego rocznego ryzyka przekroczenia napięcia powyżej wartości dopuszczalnej dla całego obwodu oraz dla odbiorcy, u którego występuje ono najczęściej:

i. Obwód nr 1 „zielony” - ryzyko nie występuje.

ii. Obwód nr 2 „fioletowy” - średnie roczne ryzyko – 0,1%, ryzyko u najgorszego odbiorcy – 0,3%

iii. Obwód nr 3 „turkusowy” - średnie roczne ryzyko – 4%, ryzyko u najgorszego odbiorcy – 6,5%

iv. Obwód nr 4 „pomarańczowy”- średnie roczne ryzyko – 1,8%, ryzyko u najgorszego odbiorcy – 4%

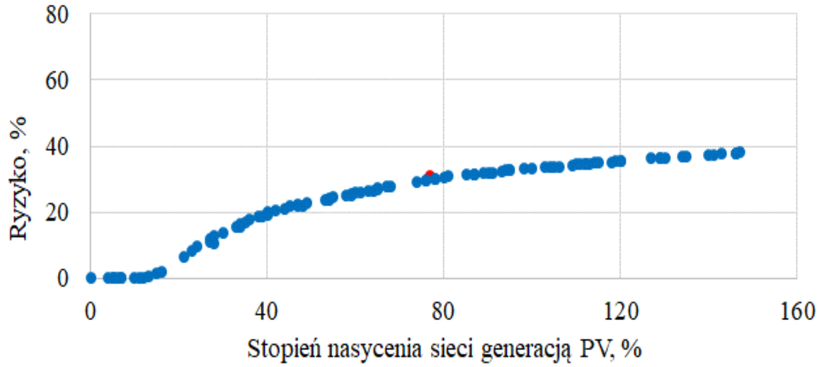
Symulacja pracy sieci

Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci nN

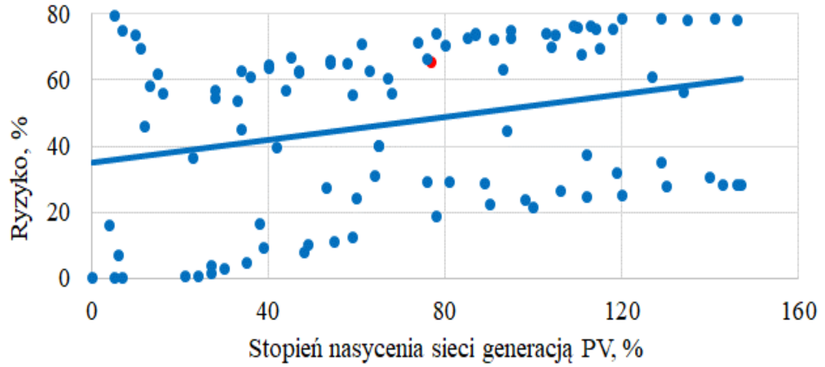
3.Losowa lokalizacja oraz moc źródeł PV - wpływ liczby prosumentów i mocy instalacji PV, wyrażony przez stopień nasycenia sieci generacją PV, na roczne ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Stopień nasycenia sieci generacją PV zdefiniowano jako procentowy stosunek ilości energii wygenerowanej w ciągu roku przez wszystkich prosumentów do ilości energii zużytej przez wszystkich odbiorców w tej sieci.

Metodologia losowania

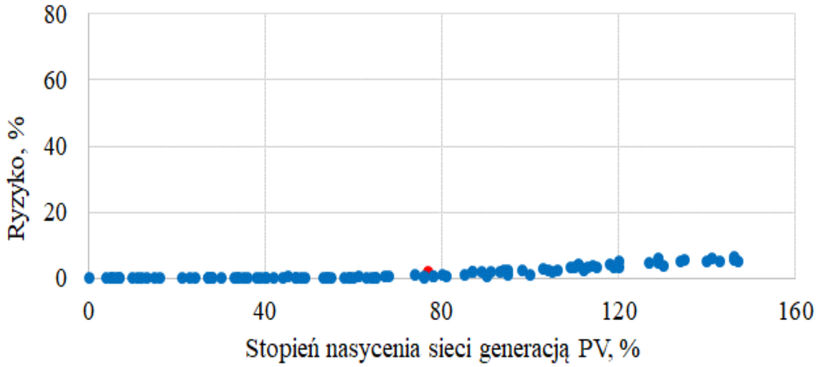
I. W pierwszej kolejności tworzono listę odbiorców w całej sieci, losując spośród nich tych, którzy byli jednocześnie prosumentami,
II. Następnie dla każdego z odbiorców losowano roczne zużycie energii elektrycznej, na podstawie którego, z wykorzystaniem standardowych profili obciążeń (taryfa G11) odbiorców, generowano roczne profile obciążeń każdego odbiorcy z rozdzielczością godzinową,
III. W kolejnym kroku losowano współczynnik określający stosunek rocznej generacji źródła PV i rocznego zużycia energii przez danego prosumenta. Na tej podstawie obliczano wymaganą moc znamionową źródła PV (P_{PV}), zakładając, że roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej wynosi 1000 h ze wzoru $P_{PV} = \frac{w_{gen}\, E_r}{1000}$, gdzie: E_r – roczne zużycie energii, w kWh, w_{gen} – stosunek rocznej generacji źródła PV i rocznego zużycia energii przez prosumenta (współczynnik przewymiarowania źródła PV).



Ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV



Ryzyko wzrostu rocznych strat energii w sieci w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV



Średnie ryzyko przekroczenia maksymalnej wartości napięcia u odbiorców w zależności od stopnia nasycenia sieci generacją PV

Symulacja pracy sieci

Minimalizacja wpływu prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia

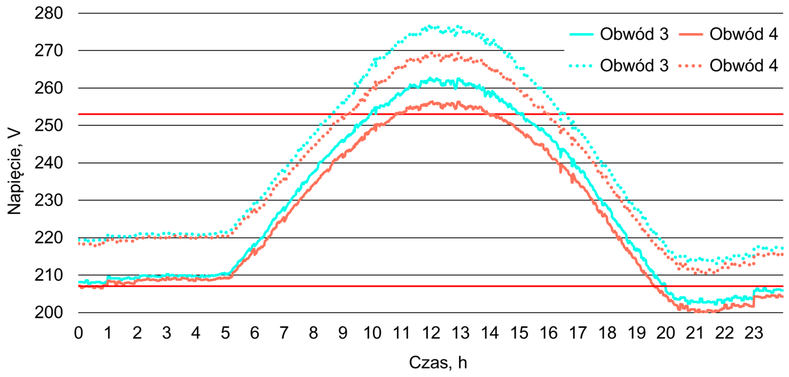
W ramach przeprowadzonych badań rozpatrzono następujące metody pozwalające na obniżenie napięcia u odbiorców podczas pracy mikroinstalacji PV:

1. Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego, wzmocnieniu sieci (ang. grid reinforcement) - wymiana transformatora na jednostkę o mocy 630 kVA oraz wybudowanie całej sieci od nowa z wykorzystaniem kabli o przekroju 240 mm^2
2. Zmiana przekroju przewodów roboczych linii - przewody o przekroju 50 mm^2 zostaną zastąpione przewodami o przekroju 70 mm^2, a przewody o przekroju 70 mm^2, przewodami 120 mm^2
3. Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)
4. Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów
5. Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora - poszukiwanie takiej nastawy, która zapewni najmniejsze przekroczenia wartości dopuszczalnych napięć w całej sieci w różnych stanach jej pracy
6. Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora - regulację prowadzono w taki sposób, że gdy napięcie u odbiorcy, u którego stwierdzono najgorsze warunki napięciowe (koniec obwodu 3) osiągnęło 253 V zmieniano zaczepy zmieniano kolejno od zaczepu 0 (U_n) do -3 (-7,5% U_n). W odwrotnej kolejności zmieniano zaczepy podczas zmniejszania się generacji PV.
7. Zmiana współczynnika mocy falowników PV - przyjęto współczynnik mocy falowników cosϕ = 0,8
8. Instalacja centralnego magazynu energii - instalacja magazynu centralnego przy stacji SN/nN o mocy 100 kW i nieograniczonej pojemności. Podczas symulacji magazyn pobrał 790 kWh energii w ciągu doby
9. Instalacja zbiorczych magazynów energii - budowę czterech zbiorczych jednostek o mocy 25 kW i nieograniczonej pojemności, zlokalizowanych w połowie długości każdego obwodu. W symulacjach w ciągu doby pobrały one łącznie 741 kWh, co daje 185 kWh na jeden magazyn.
10. Instalacja rozproszonych magazynów energii - instalacja dwudziestu magazynów o mocy 5 kW, losowo rozlokowanych u prosumentów o nieskończonej pojemności. Podczas symulacji magazyny łącznie pobrały 719 kWh energii w ciągu doby, co pozwala oszacować pojemność pojedynczego magazynu na poziomie 38 kWh

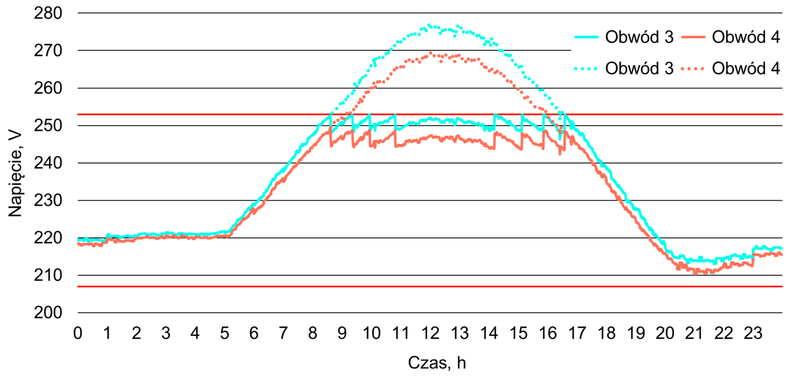
Symulacja pracy sieci

Minimalizacja wpływu prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięci

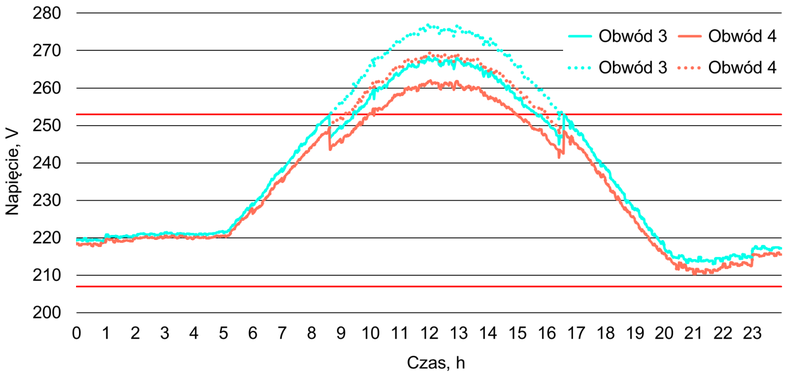
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora



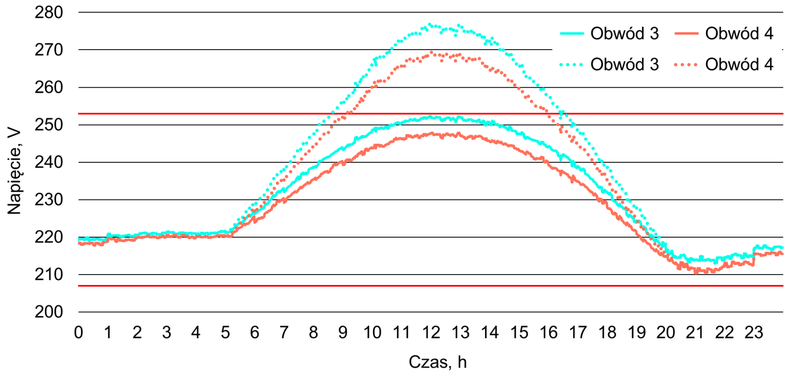
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora



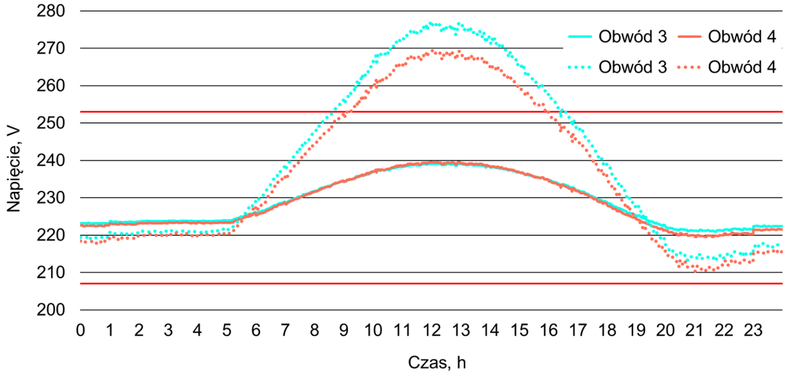
Zbiorcze magazyny energii



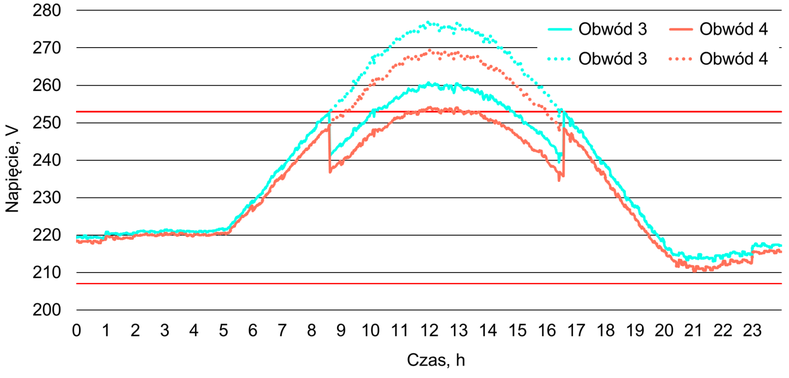
Zmiana współczynnika mocy falowników



Przebudowa sieci do wariantu max



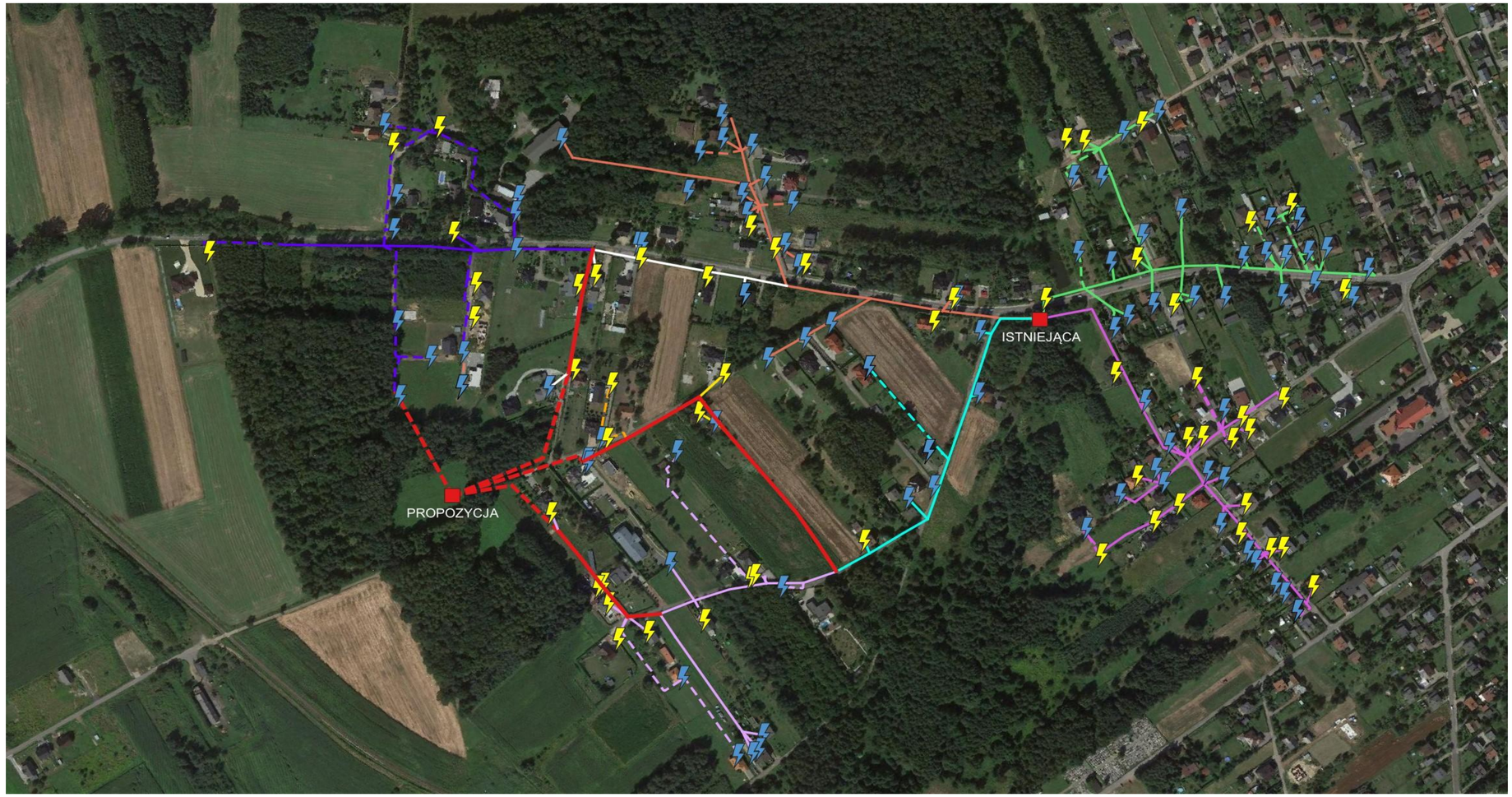
Rozproszone magazyny energii



Symulacja pracy sieci

Minimalizacja wpływu prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia

Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów,



Sieć zasilana z istniejącej stacji:

obwód nr 1 „zielony” – 24 odbiorców + 9 prosumentów,

obwód nr 2 „fioletowy” – 15 odbiorców + 17 prosumentów,

obwód nr 3 „turkusowy” – 6 odbiorców + 1 prosument,

obwód nr 4 „pomarańczowy” – 16 odbiorców + 5 prosumentów,

Sieć zasilana z nowej stacji:

obwód nr 1 „ciemnoniebieski” – 11 odbiorców + 6 prosumentów,

obwód nr 2 „biały” – 4 odbiorców + 5 prosumentów,

obwód nr 3 „żółty” – 4 odbiorców + 4 prosumentów,

obwód nr 4 „różowy” – 8 odbiorców + 9 prosumentów.

Symulacja pracy sieci

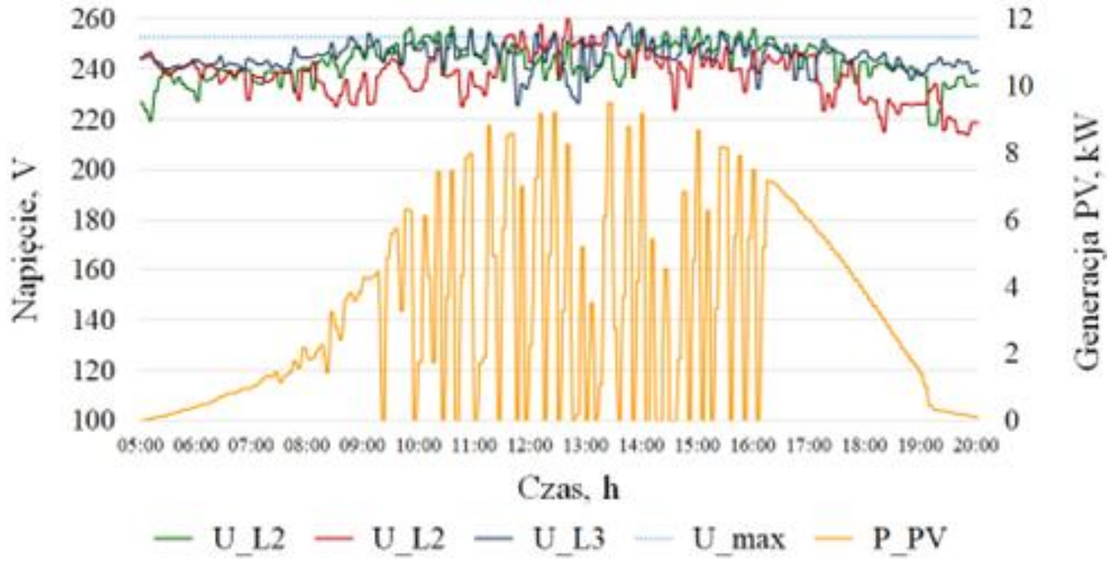
Minimalizacja wpływu prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia

Maksymalne (U_{max}) i minimalne (U_{min}) dobowe wartości napięć, w V, u odbiorców w poszczególnych obwodach analizowanej sieci

Obwód sieci:	1 - zielony		2 – fioletowy		3 - turkusowy		4 - pomarańczowy	
	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}	U_{max}	U_{min}
Odbiorca na początku obwodu								
Istniejący układ sieci	230	223	238	221	235	222	238	221
Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego	227	224	230	223	228	224	229	223
Zmiana przekroju przewodów roboczych linii	228	223	233	222	230	223	233	222
Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)	228	223	237	221	232	222	237	221
Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów	228	224	237	222	228	224	230	223
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora	217	212	228	210	223	211	226	209
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora	226	206	233	214	230	209	232	213
Zmiana współczynnika mocy falowników PV	225	217	226	221	225	218	225	220
Budowa centralnego magazynu energii	229	223	237	221	234	222	238	221
Budowa zbiorczych magazynów energii	228	223	235	221	232	222	235	221
Budowa rozproszonych magazynów energii	228	223	235	221	231	222	234	221
Odbiorca na końcu obwodu								
Istniejący układ sieci	235	220	250	218	277	214	269	210
Przebudowa sieci do wariantu maksymalnego	228	223	234	222	239	221	239	219
Zmiana przekroju przewodów roboczych linii	232	221	241	220	260	216	251	216
Wymiana transformatora (400 kVA na 630 kVA)	234	220	249	218	275	214	267	211
Budowa nowej stacji i skrócenie istniejących obwodów	233	221	249	219	232	223	233	221
Beznapięciowa regulacja przekładni transformatora	224	209	240	207	263	202	256	200
Podobciążeniowa regulacja przekładni transformatora	230	210	239	218	253	214	249	210
Zmiana współczynnika mocy falowników PV	224	219	236	218	252	214	248	210
Budowa centralnego magazynu energii	234	220	250	218	276	213	269	210
Budowa zbiorczych magazynów energii	231	220	245	218	268	214	262	210
Budowa rozproszonych magazynów energii	232	220	245	218	261	214	254	210

Wnioski

1. Rozwój prosumenckich źródeł PV zmienia warunki pracy sieci dystrybucyjnej nN.
2. Pojawia się ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, dotyczące głównie powstania odwrotnych przepływów mocy (transformator), wzrostu strat energii (wskaźnik różnicy bilansowe) oraz przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia, w szczególności u odbiorców zlokalizowanych w głębi sieci (obwód nr 3 oraz nr 4)
3. Wzrost stopnia nasycenia sieci źródłami PV zwiększa ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci.
4. Istnieją metody minimalizujące wpływ prosumenckich instalacji PV na pracę sieci
5. Dla badanej sieci najlepszy efekty przyniosły poniższe rozwiązania:
   a) instalację rozproszonych magazynów energii (u prosumenta) oraz
   b) zmniejszenie wartości impedancji sieci poprzez budowę nowej stacji SN/nN i skrócenie istniejących obwodów



Działalność wdrożeniowa

Zastosowanie opracowanej metody wyznaczania ryzyka przekroczenie normalnych warunków pracy sieci w wyniku pracy źródeł PV:

1. OSD - możliwość lepszego reagowania na zmieniające się warunki pracy sieci. Operator, zakładając pewną ścieżkę rozwoju mikroinstalacji PV, może oszacować przyszłe ryzyko i z wyprzedzeniem uwzględnić w swoich planach inwestycyjnych zadania poprawiające warunki pracy sieci, do których należą.
2. OSD - określenia maksymalnej zdolności przyłączeniowej sieci, tzw. hosting capacity, przy założonym rocznym poziomie ryzyka przekroczenia poszczególnych parametrów charakteryzujących jej pracę.
3. OSD - oszacowanie czasu trwania wyłączeń falowników, a co za tym idzie braku generacji energii, pomimo sprzyjających warunków pogodowych.
4. OSD - oceny efektywności różnych wariantów rozwojowych, pozwalając wybrać rozwiązanie optymalne pod względem techniczno-ekonomicznym.
5. Inwestor - lepsza kalkulacja czasu zwrotu nakładów poniesionych na budowę źródła PV w oparciu o szacowany czas trwania wyłączenie falowników.
6. Prosument - duża wartość ryzyka przekroczenia napięcia powinna skłaniać prosumentów do zwiększenia poziomu autokonsumpcji, m.in. przez wykorzystanie magazynów energii oraz odpowiednie sterowanie wybranymi odbiornikami = zmniejszenie wymiany energii elektrycznej z siecią OSD.

Efektem badań zrealizowanych w ramach współpracy wdrożeniowej z TAURON Dystrybucja S.A. jest uwzględnienie przez Spółkę w swoim planie inwestycyjnym zadania inwestycyjnego do realizacji dla analizowanej sieci, którego celem jest wybudowanie nowej stacji transformatorowej wraz z wyprowadzeniem nowych obwodów do istniejącej sieci oraz wprowadzeniem nowych podziałów sieci nN. Potwierdzeniem realizacji części wdrożeniowej doktoratu wniosek inwestycyjny TAURON Dystrybucja S.A.

DZIĘKUJE ZA UWAGĘ

Phone
+48 608 677 505

E-mail
info@polsl.pl
marketing@polsl.pl

Follow us:
facebook.com/polsl
twitter.com/polsl