

POLITECHNIKA WARSZAWSKA

WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY

Rozprawa doktorska

mgr inż. Piotr Kapler

Wykorzystanie potencjału adaptacyjnego indywidualnych odbiorców energii elektrycznej w interakcji z systemem elektroenergetycznym

Promotor

dr hab. inż. Stanisław Ziemianek

WARSZAWA 2018

Autor pragnie podziękować
Panu dr hab. inż. Stanisławowi Ziemińskowi, promotorowi rozprawy,
za cenne uwagi oraz poświęcony czas,
dzięki którym udało się przygotować tę pracę.

Streszczenie rozprawy doktorskiej

Tytuł: Wykorzystanie potencjału adaptacyjnego indywidualnych odbiorców energii elektrycznej w interakcji z systemem elektroenergetycznym

W rozprawie przedstawiono zagadnienie wykorzystania potencjału adaptacyjnego indywidualnych odbiorców energii elektrycznej w interakcji z systemem elektroenergetycznym. Zaprezentowana metoda badawcza oraz przeprowadzone badania dotyczą tylko domowych odbiorców (typu *residential*).

Rozdział 1 zawiera cel oraz tezę rozprawy. Ponadto zawarto w nim również przegląd literatury związanej z poruszonymi zagadnieniami. W rozdziale 2 dotyczącym przedstawienia problemu naukowego zwrócono uwagę na wpływ domowych odbiorców energii elektrycznej na pracę systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono także sposób realizacji badań i podano przyjęte założenia. Dodatkowo, opisano wykorzystane modele, algorytmy obliczeniowe oraz skonstruowane narzędzia informatyczne. Rozdział 3 rozprawy zawiera informacje na temat zmienności wartości cen węzłowych we wszystkich systemach testowych wykorzystanych w prezentowanych badaniach. Rozdział 4 prezentuje podstawowe informacje na temat typowych kształtów profili obciążeniowych domowych odbiorców energii elektrycznej. Ponadto zawiera *gęste*, jednominutowe profile obciążenia dla przykładowych dwóch lokali mieszkalnych znajdujących w dużym mieście. Profile te zostały podzielone na pory roku i typy dni (roboczy, weekendowy). Zwrócono również uwagę na silne zróżnicowanie poszczególnych profili obciążenia. Rozdział 5 przedstawia główne badania w ramach rozprawy. Zawarto w nim założenia oraz przykładowe wyniki trzech typów badań – *przesunięcia* poboru mocy w czasie przez określony procent odbiorców domowych, badania wpływu wyłączenia wybranych generatorów na wartości cen węzłowych w wybranych węzłach odbiorczych oraz badania wpływu naruszenia limitu przepustowości wybranych gałęzi na wartości cen węzłowych w węzłach odbiorczych. Rozdział 6 poświęcony jest wykorzystaniu transformaty falkowej do analizy profili obciążeń domowych odbiorców energii elektrycznej oraz przebiegu zmienności funkcji celu optymalnego rozplywu mocy. Umieszczono tam również graficzne wyniki analizy wybranych profili z Rozdziału 4. Rozdział 7 zawiera podsumowanie i wnioski. Załączniki zostały umieszczone w Rozdziale 8, a bibliografia w Rozdziale 9.

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, energia elektryczna, odbiorcy domowi, odbiorniki energii elektrycznej

Ph. D. Thesis abstract

Title: Utilization of the adaptive potential of individual power consumers in interaction with power system

This Ph. D. Thesis presents the problem of the use of individual power consumers adaptive potential in interaction with electrical power system. The presented method and the studies apply only to residential (domestic) consumers.

Chapter 1 contains the purpose and work thesis. In addition, it also contains a review of the literature related to the discussed issues. In Chapter 2, which concerns the presentation of the scientific problem, residential power consumers impact on electric power systems work was highlighted. The method of carrying out the research and assumptions is also presented. In addition, the used models, computational algorithms and IT tools have been described. Chapter 3 contains information on the volatility of nodal prices across all test systems used in the present study. Chapter 4 presents basic information about the typical load profile shapes of residential power consumers. It also contains a dense, one-minute load profiles for the two example dwellings from a large city. These profiles were divided into year seasons and types of day (working days and weekends). Attention was also drawn to the strong differentiation of individual load profiles. Chapter 5 presents the main study which was devoted to this Thesis. It includes examples of assumptions and results of the three types of research – power shifting in time by a specified percentage of households, impact studies of selected generators outage at nodal prices in selected nodes and impact violation on bandwidth limit on selected branches at nodal prices in selected nodes. Chapter 6 is devoted to the use of wavelet transform to analyze the load profiles of residential power consumers and the variation of optimal power flow objective function. Also the graphic results of analysis of selected load profiles from Chapter 4 was included. Chapter 7 contains a summary and conclusions. Attachments were placed in Chapter 8 and bibliography in Chapter 9.

Key words: electric power system, electrical energy, residential consumers, electric receivers

Spis treści

1. Wstęp.....	11
1.1. Teza pracy.....	12
1.2. Cel pracy.....	13
1.3. Przegląd literatury związanej z tematem badań	13
1.4. Zawartość pracy.....	18
2. Przedstawienie problemu naukowego	21
2.1. Wprowadzenie	21
2.2. Techniczno–ekonomiczne aspekty przesyłu energii elektrycznej	25
2.2.1. Funkcje ekonomiczne generatorów	26
2.2.2. Strona wytwórcza.....	26
2.2.3. Strona odbiorcza	27
2.3. Cena węzłowa i koszty krańcowe.....	28
2.4. Sposób realizacji badań i przyjęte założenia	31
2.4.1. Urządzenie EnergyLogger	31
2.4.2. Wykorzystane oprogramowanie komputerowe	32
2.4.3. Modelowanie udziału i wybranych zachowań domowych odbiorców energii elektrycznej	33
2.4.4. Koncepcja zasobnika dobra	34
2.5. Modele	34
2.5.1. Modele systemów testowych	35
2.5.3. Modelowanie zachowań odbiorców za pomocą logiki rozmytej.....	39
2.5.4. Przyszłościowe spojrzenie na sposób korzystania z energii elektrycznej.....	40
2.6. Algorytmy do rozwiązania problemu	41
2.6.1. Zadanie rozdziału obciążeń na elektrownie (optymalnego rozptywu mocy)	41
2.6.2. Transformata falkowa	50
2.6.3. Charakterystyka metodyki badań.....	53
2.7. Konstrukcja narzędzi informatycznych	55
2.7.1. Przystosowanie modeli systemów testowych	55
2.7.2. Rozmyte systemy wnioskujące	55
3. Badanie zmienności cen w systemach testowych	69
3.1. System testowy 1	69
3.2. System testowy 2	70

3.3. System testowy 3	70
4. Profile obciążeniowe domowych odbiorców energii elektrycznej.....	71
4.1. Cechy charakterystyczne profili obciążeniowych domowych odbiorców energii elektrycznej.....	71
4.2. Profile obciążeniowe Mieszkania 1	74
4.2.1. Wiosna	75
4.2.2. Lato	76
4.2.3. Jesień.....	77
4.2.4. Zima	78
4.3. Analiza profili obciążeniowych Mieszkania 1	79
4.4. Profile obciążeniowe Mieszkania 2	80
4.4.1. Wiosna	81
4.4.2. Lato	82
4.4.3. Jesień.....	83
4.4.4. Zima	84
4.5. Analiza profili obciążeniowych Mieszkania 2	85
4.6. Zmiany w strukturze wyposażenia gospodarstw domowych w odbiorniki energii elektrycznej.....	85
5. Badania potencjału adaptacyjnego indywidualnych domowych odbiorców energii elektrycznej	87
5.1. System testowy 1	87
5.1.1. Zima, typowy dzień roboczy.....	92
5.1.2. Zima, typowy dzień weekendowy	94
5.1.3. Jesień, typowy dzień roboczy	97
5.1.4. Jesień, typowy dzień weekendowy	99
5.1.5. Lato, typowy dzień roboczy.....	102
5.1.6. Lato, typowy dzień weekendowy	104
5.1.7. Wiosna, typowy dzień roboczy.....	106
5.1.8. Wiosna, typowy dzień weekendowy.....	108
5.1.9. Podsumowanie – system testowy 1.....	110
5.2. System testowy 2	116
5.3. System testowy 3	127
5.4. Ocena zaproponowanego rozwiązania	133

6. Wykorzystanie transformaty falkowej do analizy profili obciążeń domowych odbiorców energii elektrycznej oraz ich wpływu na pracę SEE	137
6.1 Analiza profili obciążeń wybranych odbiorców indywidualnych	137
6.2 Analiza wpływu odbiorców domowych na pracę SEE	143
7. Podsumowanie i wnioski.....	147
8. Załączniki	155
8.1. Załącznik 1 – Zmienności mocy czynnej zapotrzebowanej w systemie testowym 1 ..	155
8.2. Załącznik 2 – Przykładowe wartości cen węzłowych w systemie testowym 1	159
8.3. Załącznik 3 – Zmienność mocy czynnej zapotrzebowanej w systemie testowym 2 ...	160
8.4. Załącznik 4 – Zmienność mocy czynnej zapotrzebowanej w systemie testowym 3 ...	160
8.5. Załącznik 5 – Parametry funkcji kosztów operacyjnych generatorów	161
9. Bibliografia.....	163

1. Wstęp

System elektroenergetyczny (SEE) stanowi zbiór połączonych ze sobą elementów służących do wytwarzania, przesyłania, rozdziału i użytkowania energii elektrycznej. Jego końcowymi składowymi są odbiorniki używane przez indywidualnych odbiorców. Pomimo tego, że moce znamionowe poszczególnych odbiorników nie są duże a liczba indywidualnych domowych odbiorców energii elektrycznej z reguły wynosi około 20–30% wszystkich odbiorców, w skali makroskopowej można rozpatrywać ich wpływ jako nieobojętny na pracę całego systemu.

SEE podlega ciągłym zmianom. Są to nie tylko zmiany stanów pracy ale również i zmiany podyktowane postępem technologicznym oraz wpływem czynników prawnych, społecznych i politycznych. Zmiany te można zaobserwować we wszystkich sektorach systemu. W sektorze wytwórczym stare i wyeksploatowane tradycyjne jednostki ciepłe są zastępowane nowymi. Pojawia się coraz więcej odnawialnych źródeł energii elektrycznej. W sektorze przesyłowo-rozdzielczym zmiany będą dotyczyły m. in. wprowadzenia idei inteligentnych sieci elektroenergetycznych *Smart Grids*. Natomiast w sektorze odbiorczym coraz więcej gospodarstw domowych posiadać będzie nowe cyfrowe *inteligentne* liczniki energii elektrycznej umożliwiające dostęp do dotychczas nie spotykanych funkcji takich jak informacje o cenie czy wyświetlanie profilu obciążenia.

Jednocześnie z powyższymi zmianami nadal pozostaną tradycyjne problemy związane z ochroną środowiska, potrzebą dalszych modernizacji oraz wciąż wzrastającą konsumpcją energii elektrycznej. W tej sytuacji zachodzi potrzeba bliższego zainteresowania się możliwością interakcji pomiędzy SEE a poszczególnym indywidualnym odbiorcą energii. Jest to sposób dwustronnej komunikacji, który dotychczas zazwyczaj nie był wykorzystywany przy planowaniu rozwoju i prowadzeniu bieżącej eksploatacji systemu lecz odpowiednio zastosowany może przynieść korzyści finansowe dostawcom i odbiorcom. Rozwój tej formy komunikacji przyspieszy dzięki wprowadzeniu mechanizmów zarządzania popytem DSM (ang. *Demand Side Management*). Dodatkowo, należy uwzględnić fakt dość częstego odwoływania się w elektroenergetyce do modelu tzw. *miedzianej płyty*, który to jest niedostosowany do relacji rzeczywiście panujących pomiędzy domeną zagadnień elektrotechnicznych (ze stanem pracy SEE wyznaczanym przez klasyczne rozprędy mocy) a domeną zagadnień ekonomicznych (z implikacjami prawa popytu i podaży). Cechuje go brak odniesienia do ograniczeń panujących w sieciach elektroenergetycznych. Konsekwencją stosowania tego modelu jest jednakowa cena rozliczeniowa w całym SEE,

której wartość zależy w każdej godzinie w każdym przyjętym okresie rozliczeniowym tylko od ceny wytwórcy krańcowego. Ponadto nie uwzględnia się kosztów, jakie powodują straty przesyłowe (lub jedynie uwzględnia się je zbiorczo).

Zachowania indywidualnych odbiorców energii elektrycznej są przedmiotem badań naukowych od wielu lat. W ostatnim czasie można zauważyć wzrost zainteresowania tą tematyką co przekłada się na większą liczbę prac naukowych oraz jest podyktowane coraz to nowszymi rozwiązaniami technicznymi, jak również wzrostem świadomości samych użytkowników energii. Poruszana tematyka stanowi interesujące spojrzenie na SEE jako na całość złożoną z wielu oddziałujących na siebie członów. Jednocześnie zwraca ona uwagę iż pozornie mało zauważalny styl życia odbiorców jak również i sposób korzystania z domowych odbiorników może wpływać na pracę całego systemu.

Zakres przeprowadzonych w rozprawie badań został ograniczony tylko do indywidualnych odbiorców domowych.

1.1. Teza pracy

Wobec przedstawionych we wstępie zagadnień zachodzi potrzeba zbadania interakcji pomiędzy systemem elektroenergetycznym a indywidualnymi (domowymi) odbiorcami energii elektrycznej. W tym celu autor postawił niniejszą tezę:

Wykorzystanie sprzężenia zwrotnego od systemu elektroenergetycznego w postaci sygnału cenowego może umożliwić bardziej świadome i efektywne wykorzystanie energii elektrycznej przez indywidualnego odbiorcę domowego, który będzie miał możliwość, z własnej woli, zmieniać profil poboru mocy w funkcji czasu. Beneficjentami takich działań mogą być zarówno system elektroenergetyczny jak i odbiorcy.

Teza wynika z założenia, iż można określić istnienie tzw. potencjału adaptacyjnego indywidualnych domowych odbiorców energii. Pojęcie to bywa również określane mianem *flexibility* i oznacza zdolność do zmiany czasu użycia lub rodzaju konsumpcji przez użytkownika energii elektrycznej. Zmiana ta może zachodzić w sposób automatyczny lub też być inicjowana bezpośrednio przez odbiorcę domowego [19]. Wykorzystanie cen węzłowych oraz *inteligentnych* liczników energii może przyczynić się do ujawnienia obecnie niewykorzystywanego (lub mocno marginalizowanego) potencjału adaptacyjnego wspomnianej grupy.

1.2. Cel pracy

W celu potwierdzenia znaczenia przedstawionej tezy cel pracy można sformułować następująco:

Celem pracy jest zbadanie potencjału adaptacyjnego indywidualnych domowych odbiorców energii elektrycznej w oparciu o wykorzystanie cen węzłowych jako sygnałów zwrotnych z systemu elektroenergetycznego. Analizowane będą rozmaite przypadki odbiorców (od osób oszczędnych aż po marnotrawiących energię) z wykorzystaniem modeli systemu dla badań optymalnych stanów pracy.

Aby osiągnąć zadany cel, zgromadzono obszerny materiał obejmujący profile obciążenia u wybranych odbiorców domowych energii elektrycznej. Stanowią one podstawowy materiał badawczy. Jako metody analiz i modele matematyczne służące do wnioskowania wybrano rozmyte systemy wnioskowania (które posłużyły do symulowania ludzkiego zachowania) oraz odpowiednio dostosowane oprogramowanie do wyznaczania optymalnych stanów pracy SEE (które posłużyły do otrzymania poziomów cen węzłowych).

1.3. Przegląd literatury związanej z tematem badań

Badania nad wpływem indywidualnych odbiorców domowych na system elektroenergetyczny są bardzo zróżnicowane z punktu widzenia rozłożenia akcentów. O ich różnorodności merytorycznej i znacznej dynamice świadczy fakt, iż pojawiają się one głównie w źródłach literaturowych czasopiśmienniczych. Znacznie rzadziej występują w literaturze zwartej. Z uwagi na bardzo dużą liczbę prac z tego zakresu autor rozprawy postanowił przedstawić jedynie te źródła, które jego zdaniem mają największą wartość naukową i są ściślej związane tematycznie z głównymi myślami przewodnimi niniejszej dysertacji.

Jedną z najstarszych prac dotyczących badań wpływu zachowań indywidualnych odbiorców na profile obciążenia jest publikacja [125] z 1985 roku. W przedstawionym modelu uwzględniono psychologiczne uwarunkowania, które wpływają na sposób korzystania z energii elektrycznej. Kolejną pracą dotyczącą modelowania odbiorców domowych energii elektrycznej w powiązaniu z mechanizmem DSM jest artykuł [20] z roku 1994. W pracy tej autorzy przedstawili podejście typu *bottom-up* do modelowania obciążeń tej grupy (metoda ta została przybliżona w podrozdziale 2.4.3 rozprawy). Zwrócili uwagę na silne powiązania profilu obciążenia danego domostwa ze stylem życia jego mieszkańców.

Metoda *bottom-up* została również użyta przez autorów publikacji [124]. Wykorzystano w niej współczynniki prawdopodobieństwa użycia danego odbiornika i wyboru chwili jego włączenia. Budowę modelu zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych z wykorzystaniem techniki *bottom-up* i gęstych 1 minutowych profili przedstawił również autor pracy [109]. Z kolei w pracy [24] autorzy wykorzystali jeszcze większą rozdzielczość, równą 30 sekund. Praca [118] przedstawia wykorzystanie podejścia *bottom-up* do przyszłościowego zamodelowania mechanizmu DSM w roku 2050 w Belgii. W pracy [139] dokonano interesującego podziału domowych odbiorców energii na 8 kategorii będących odzwierciedleniem podejścia ludzi do sposobu korzystania z energii elektrycznej. Autorzy pracy [103] wykorzystali urządzenie *energy logger* do zbudowania gęstych profili obciążeniowych typowych domowych odbiorników energii oraz określili ich potencjał w ramach mechanizmu DSR (ang. *Demand Side Response*). Istnieją również prace dotyczące interakcji odbiorców energii elektrycznej z systemem elektroenergetycznym. Przykładem może być źródło [15], które zawiera interesującą koncepcję interakcji pomiędzy SEE a indywidualnym odbiorcą w oparciu o wykorzystanie sygnałów cenowych. Według niej cena za energię może bezpośrednio wpływać na odpowiedź strony popytowej, która jest zależna od preferencji odbiorcy w użytkowaniu tejże energii. Działanie to będzie bezpośrednio przekładało się na popyt i dzięki dostępnym pomiarom w SEE *powróci do niego* w formie sprzężenia zwrotnego, na nowo kształtując cenę. Autorzy pracy [135] zaproponowali pętlę sprzężenia zwrotnego w celu maksymalizacji dobrobytu (tzw. *social welfare*) w zakresie korzystania z energii elektrycznej.

W wielu źródłach można znaleźć informacje na temat zużycia energii elektrycznej w różnych sektorach, w tym m. in. w gospodarstwach domowych. Przykładem może być publikacja [58]. Źródło [119] przedstawia procentowy udział indywidualnych odbiorców energii elektrycznej na tle wszystkich odbiorców w danym kraju. W krajach europejskich takich jak Szwecja, Włochy lub Wielka Brytania udział ten kształtuje się na poziomie odpowiednio 19, 17 i 32%. W warunkach polskich udział ten wynosi 19% [121]. Artykuł [102] zawiera opis koncepcji tworzenia profili obciążenia w oparciu o zachowania poszczególnych mieszkańców danego domostwa. Według jego autora każda osoba wybiera zawsze takie działanie, które najlepiej zaspakaja jej potrzeby. Każde *pragnienie* zostaje opisane matematycznym modelem zbiornika z cieczą. W ten sposób chęć rozpoczęcia danej akcji wzrasta wraz z czasem co powoduje, że musi ona się nieuchronnie rozpocząć. Podobnie autorzy publikacji [92] zawarli w proponowanym przez siebie algorytmie uwzględnienie *pragnienia* włączenia danego odbiornika przez odbiorcę domowego. Kolejnym przykładem

pracy dotyczącej zachowania się domowych odbiorców energii elektrycznej jest pozycja [122]. Autor zauważa w niej dużą różnorodność zużycia wśród odbiorców korzystających z grupy taryfowej G: G11 i G12 w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

W dyskusjach na temat zastosowania mechanizmu DSR (ang. *Demand Side Response*) z reguły pojawiają się pozytywne jego oceny oraz potencjalne korzyści wynikające z jego wdrożenia [106]. Nie brak jednak też i głosów negatywnych o czym świadczy praca [85]. Autor zwraca uwagę na niekorzystność tego przedsięwzięcia. W pracy [74] przedstawiono z kolei wyniki badań stwierdzające zawyżenie pomiarów pochodzących z *inteligentnych* liczników. Autorzy [16] zauważają, iż korzyści finansowe dla odbiorców domowych z tytułu *przesunięcia* poboru mocy mogą być bardzo niskie. W publikacji [65] zawarto przypuszczalne wytłumaczenie słabej reakcji odbiorców domowych na zmienność cen. Jako jeden z powodów podano, że część odbiorców nie będzie zainteresowana jakąkolwiek zmianą nawet jeśli zastosowane zostaną techniczne środki do komunikacji z nimi. Ponadto zauważono iż *przesunięcie* poboru może być zrealizowane pod warunkiem możliwości przetrzymania pośrednich produktów – na przykład ubrań wymagających uprania (w przypadku użycia pralki automatycznej). Dodatkowym wytłumaczeniem takiej postawy może być fakt zakorzenienia w ludzkiej świadomości przekonania o ogólnej dostępności i niskiej cenie dobra, jakim jest energia elektryczna. Według źródła [80] pełne korzyści z wdrożenia mechanizmu DSR w warunkach krajowych mogą być osiągnięte jedynie dzięki lokalizacyjnej wycenie towarów i usług z uwzględnieniem panujących ograniczeń. Jak zauważają autorzy [3] sterowanie popytem u odbiorców musi być poprzedzone wprowadzeniem odpowiedniego opomiarowania i kanałów komunikacji. W pracach [130,133] przedstawiono związki pomiędzy zadaniem optymalnego rozplywu mocy a elastycznością cenową odbiorców.

W pracy [110] przedstawiono wpływ *przesunięcia* poboru mocy (odpowiadającego na sygnał cenowy) na naruszenie limitów przepustowości sieci i poziomy ceny węzłowej. Autorzy w badaniach użyli jako systemów testowych m. in. systemu IEEE 30 bus oraz IEEE 118 bus. Źródło [132] ukazuje wyniki badań nad wpływem odpowiedzi popytowej na m. in. ceny węzłowe przy uwzględnieniu problemu optymalizacyjnego, znanego jako dobór składu zespołów wytwórczych. Jako model systemu testowego wykorzystano m. in. zmodyfikowaną sieć IEEE 118. Wiele prac prezentuje wyniki praktycznego wdrożenia mechanizmu DSR. Jedną z nich jest publikacja [79]. W pracy tej podano, że już prawie wszyscy odbiorcy energii elektrycznej w Ontario zostali wyposażeni w *inteligentne* liczniki energii elektrycznej oraz korzystają z rozliczeń w formie *Time Of Use* (TOU). Autor tej publikacji zwraca uwagę

na znaczącą różnicę w cenie za energię elektryczną w szczycie i poza szczytem obciążenia – energia w okresie poza szczytem jest o 44% tańsza niż ta w szczycie. W pracy [14] autorzy ukazali znaczny udział klimatyzatorów (używanych przez odbiorców domowych oraz komercyjnych) w wielkości zapotrzebowaniu na moc w Kalifornii. Ponadto zwrócili uwagę, iż odbiorcy domowi mogą zostać wyposażeni w automatyczny system kontroli, który automatycznie zmniejszałby pobór mocy w czasie występowania wysokich cen.

Istnieje również szereg prac poświęconych analizie wyposażenia gospodarstw domowych w odbiorniki energii elektrycznej. Dla polskich odbiorców są to m. in. prace [36,126] oraz broszura [81]. Są również prace skupiające się na przyszłościowym spojrzeniu na konsumpcję energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, np. [25] w której autorzy przewidują zmniejszenie zużycia energii przez poszczególne odbiorniki. Analizie profili obciążenia odbiorców komunalnych również poświęcono wiele uwagi w ostatnich latach. Podobne do zawartych w rozprawie profile obciążeniowe (z interwałem 1 minuty) otrzymali autorzy prac [56,110]. Krajowe prace dotyczące profili obciążeń odbiorców indywidualnych to m. in [30]. Wyróżnić można także krajowe prace dotyczące cech charakterystycznych domowych odbiorników jak np. [71,72].

Rodzaje zachowań odbiorców energii elektrycznej wraz ze zwróceniem uwagi na czynniki socjologiczne były przedmiotem wielu badań w ciągu ostatnich lat. Przykładem mogą być prace: [136] (autorzy zwrócili uwagę jak na zużycie energii elektrycznej w części Irlandii wpłynął m. in wiek, dochód i powierzchnia domostwa), [42] (autorzy podają, że w Europie średnio 29% energii zużywają domostwa, przemysł 37%, usługi – 29%, transport – 2% i rolnictwo – 2%, zwracają również uwagę na podział gospodarstw domowych pod względem m. in. wielkości, zatrudnienia, przychodów), [59] (autorzy zwracają uwagę na różne wagi jakie w napotkanej literaturze przypisano czynnikom wpływającym na zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych), [84] (autorzy dowiedli, iż takie odbiorniki jak zmywarka do naczyń, suszarka czy piekarnik miały większy wpływ na zużycie energii niż jedno z najbardziej podstawowych urządzeń, jakim jest pralka automatyczna). Uwzględnienie czynnika psychologicznego postulowane jest również przez polskich autorów czego przykładem może być publikacja [12]. Broszura [19] zwraca uwagę na zjawisko elastyczności potencjału odbiorcy energii elektrycznej (*consumers' flexibility potential*), które będzie zależało przede wszystkim od rodzaju posiadanych odbiorników, stylu życia i indywidualnych preferencji w obsłudze. Potencjał ten będzie zróżnicowany terytorialnie i czasowo. Z kolei praca [112] wiąże ów potencjał z konkretnym urządzeniem w gospodarstwie domowym, które jest zdolne do pracy w zakresie czasowym

nie naruszającym komfortu użytkownika. Odniesienie do elastyczności zostało również przedstawione w dokumencie Komisji Europejskiej [28], w którym zwrócono uwagę m. in. na potencjalne oszczędności finansowe.

Transformata falkowa została po raz pierwszy użyta w analizie systemów elektroenergetycznych w 1993 roku. W następnych latach pojawiały się nowe prace wykorzystujące to przekształcenie m. in. w badaniach nad jakością energii elektrycznej, stanami nieustalonymi w tym analizą zwarciovą, np. praca [32] oraz pracą odnawialnych źródeł energii. Powstały również prace poświęcone analizie profili obciążenia z wykorzystaniem różnych transformat. Praca [10] stanowi przykład wykorzystania analizy harmonicznej do badań nad zmiennością obciążenia KSE. Zastosowaniom analizy falkowej do danych pochodzących z *inteligentnych* liczników energii poświęcone zostały prace [26] oraz [27]. Ich autor skupia się głównie na zagadnieniach ochrony prywatności odbiorców. Wykorzystanie falek do analizy obciążeń w systemie elektroenergetycznym jest tematem pracy [4]. Z kolei autorzy pracy [140] ukazali wykorzystanie falek do budowy modeli obciążenia oraz klasyfikacji odbiorców na podstawie dużej liczby danych z liczników AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*). W pracy [83] przedstawiono użycie transformaty falkowej w przypadku analizy pracy mikrosieci. Praca [5] przedstawia m. in. wykorzystanie podobieństwa falek (ang. *wavelet coherence*) do analizy obciążenia systemu elektroenergetycznego z czynnikami zewnętrznymi, takimi jak temperatura i zużycie energii.

Bardzo dużo prac poświęcono również wykorzystaniu logiki rozmytej w problemach modelowania z obszaru elektroenergetyki. Autorzy publikacji [137] wykorzystali logikę zbiorów rozmytych do określenia lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w SEE. W publikacji [44] autorzy zbadali możliwą reakcję odbiorcy domowego na zachęty w celu wykorzystania mechanizmu DSR. Dodatkowo przy modelowaniu procesu decyzyjnego uwzględnili czynniki społeczne i ekonomiczne danego domostwa. Kolejnym przykładem może być praca [1] w której autorzy użyli logiki rozmytej jako narzędzia do budowy typowych profili obciążenia odbiorców domowych w Brazylii. W procesie modelowania uwzględniona została aktywność mieszkańców w ciągu doby oraz czas przebywania w pracy. W źródle [114] przedstawiono użycie logiki rozmytej do sterowania pracą bojlera i klimatyzatora zgodnie z preferencjami użytkownika. W ten sposób zwrócono uwagę, iż te dwa odbiorniki mogą w przyszłości być brane pod uwagę w procesie praktycznego stosowania mechanizmu DSM przez odbiorców domowych. Podobną pracą jest publikacja [64] w której autorzy wykazali m. in. zmniejszenie konsumpcji energii elektrycznej (w skali miesiąca) dla wybranego odbiorcy typu *residential* przy użyciu logiki rozmytej. W pracy

[146] autorzy wykorzystali rozmyty system wnioskujący do zamodelowania ludzkiego zachowania w zakresie używania domowych odbiorników energii elektrycznej oraz – w szczególności – oświetlenia. Zwrócili również uwagę na potencjał odbiorców domowych w zakresie możliwości wpływania na kształt obciążenia systemu elektroenergetycznego. Podobnie autorzy [95] użyli logiki rozmytej do zamodelowania wpływu nawyków w użytkowaniu odbiorników energii elektrycznej na efektywność energetyczną.

Z analizy przeglądu źródeł literaturowych wynika, że tematyka badań nad zachowaniem się domowych (lub szerzej – indywidualnych) odbiorców energii elektrycznej jest obecna od ponad 30 lat w naukowych rozważaniach na temat elektroenergetyki. Razem z coraz to większą liczbą nowych prac badawczych jak i rozwojem obiecujących narzędzi analitycznych (na przykład transformaty falkowej) lokuje to poruszany problem w czołówce wyzwań, jakim będą musiały sprostać współczesne systemy elektroenergetyczne. Ponadto poruszane zagadnienia występują również w pracach skupiających się na aspektach ekonomicznych wykorzystania energii elektrycznej, problemach optymalizacyjnych oraz rozważań na temat formy inteligentnych sieci elektroenergetycznych *Smart Grids*. Równolegle postępuje szeroko rozumiany rozwój technologiczny wpływający na kolejne sprzężenia w procesie ewolucji SEE.

Analizując przedstawione źródła literaturowe można zauważyć, iż dotychczas nie zbadano dokładniej wpływu wartości cen węzłowych na ewentualną partycypację odbiorców domowych w mechanizmie DSR. Nie określono również, jak zachowania tej grupy odbiorców mogą wpłynąć na stan pracy systemu elektroenergetycznego reprezentowany przez wartość funkcji celu w zagadnieniu optymalnego rozplywu mocy. W wielu pracach odnoszono się często do uśrednionych lub symulowanych profili obciążeń wybranych grup domowych odbiorników.

1.4. Zawartość pracy

Na zawartość niniejszej rozprawy doktorskiej składa się z 9 rozdziałów. Rozdział 1 stanowi wstęp. Streszczono w nim tematykę rozprawy oraz zaprezentowano tezę i cel pracy. Zawarto również przegląd literatury.

Rozdział 2 przedstawia problem naukowy, któremu rozprawa została poświęcona. Omówiono w nim techniczno-ekonomiczne aspekty przesyłu energii elektrycznej oraz koncepcję ceny węzłowej. Ponadto wyjaśniono sposób realizacji poszczególnych badań i przedstawiono przyjęte założenia. Opisano rejestrator *energy logger*, wykorzystane oprogramowanie komputerowe, oraz użyte trzy systemy testowe. Zawarto również opis

zagadnienia wyznaczania optymalnego rozptywu mocy OPF (ang. *Optimal Power Flow*). W końcowej części rozdziału opisano wykorzystanie transformaty falkowej oraz użycie rozmytych systemów wnioskujących do badań nad modelowaniem zachowania domowych odbiorców energii.

W rozdziale 3 przedstawiono badanie zmienności cen węzłowych w wykorzystanych systemach testowych.

Rozdział 4 zawiera opis profili obciążenia odbiorców domowych na przykładzie danych obejmujących wybrane mieszkania. Ukazano w nim szczegółowe, jednodominutowe, przebiegi zmienności pobieranej mocy czynnej. Określono również typowe charakterystyczne kształty (szablony) występujące w każdym profilu obciążenia u odbiorcy domowego. Dodatkowo, opisano zmiany w strukturze wyposażenia gospodarstw domowych w odbiorniki energii elektrycznej.

Rozdział 5 poświęcony został – w najszerszym stopniu – właściwym badaniom wynikającym z tezy i celu pracy. Przedstawiono w nim założenia oraz wyniki dla każdego z trzech systemów testowych. Dla systemu testowego 1 wykonano badanie potencjału adaptacyjnego indywidualnych (domowych) odbiorców energii w przypadku *przesunięcia* pory użycia podstawowych odbiorników w wielu wariantach (procentu odbiorców domowych biorących udział w *przesunięciu*, pory roku, typu dni). Ukazano wpływ odbiorców na pracę SEE poprzez zmiany wartości funkcji celu w zadaniu rozptywu OPF. Dla systemu testowego 2 i systemu testowego 3 przedstawiono badania wpływu wyłączenia wybranych generatorów oraz naruszenia limitów przepustowości wybranych gałęzi sieci na wartości cen węzłowych w wybranych węzłach odbiorczych. Podsumowaniem rozdziału 5 jest ocena zaproponowanego w rozprawie rozwiązania problemu naukowego.

Rozdział 6 poświęcony został wykorzystaniu ciągłej transformaty falkowej do analizy wybranych profili obciążenia domowych odbiorców energii elektrycznej oraz analizy wpływu odbiorców domowych na pracę systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono również wyniki zastosowania falek Meyera i Morleta dla zebranych profili obciążeniowych.

W rozdziale 7 zawarto podsumowanie i wnioski.

Rozdział 8 zawiera załączniki (w postaci wykresów i tabel) przedstawiające krzywe obciążenia w systemach testowych, wybrane wartości uzyskanych cen węzłowych oraz parametry funkcji ofert cenowych zespołów wytwórczych wykorzystane w badaniach.

Rozdział 9 (ostatni) obejmuje bibliografię.

2. Przedstawienie problemu naukowego

Przedstawienie problemu zachowań domowych odbiorców energii elektrycznej wymaga analizy tej grupy odbiorców zarówno pod kątem technicznym jak również i społecznym. W szerszym wymiarze ekonomiczno–społecznym może to stanowić podstawę do dalszych badań.

2.1. Wprowadzenie

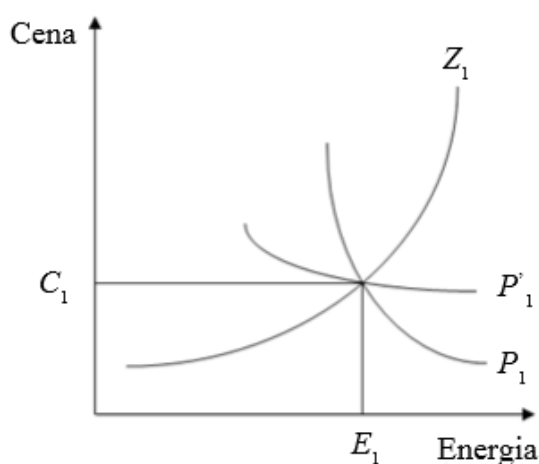
Energia elektryczna jest szczególnym rodzajem dobra. Podlega ona wielu ograniczeniom, które muszą być zachowane dla prawidłowego funkcjonowania rynku energii. W przeciwieństwie do innych produktów, nie można jej łatwo magazynować, zaś zapotrzebowanie na nią jest bardzo mocno zmienne w czasie [14] i w dużej mierze zależy od potrzeb odbiorców. Indywidualni odbiorcy domowi stanowią około 20–30% wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej. Zależność ta utrzymuje się na podobnym poziomie w wielu krajach europejskich. W Stanach Zjednoczonych Ameryki (według danych Midcontinent Independent System Operator) odbiorcy typu *residential* to 34% [47]. W Polsce (według danych z 2012 roku) gospodarstwa domowe stanowią 85,7% całkowitej liczby odbiorców, zaś ich udział na rynku energii to 19,7% [121]. Czyni to z nich grupę, która może mieć zauważalny wpływ na pracę całego systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie stanowią oni bardzo niejednorodny zbiór, ponieważ ich wyposażenie w odbiorniki oraz sposób korzystania z nich silnie zależy od wielu czynników nietechnicznych spośród których wyróżnić można między innymi: społeczne (wiek, pozycja na rynku pracy, posiadanie potomstwa), ekonomiczne (zarobki, możliwości finansowe) oraz psychologiczne (nastawienie proekologiczne do dobra jakim jest energia elektryczna, zainteresowania nowinkami technicznymi).

Klasycznie wpływ odbiorców domowych był pomijany lub mocno marginalizowany w wielu procesach decyzyjnych zachodzących w elektroenergetyce [112]. Należy jednak stwierdzić, iż posiadają oni pewien potencjał adaptacyjny, który może być zdefiniowany jako zdolność do zmiany sposobu korzystania z energii elektrycznej pod wpływem czynników technicznych i ekonomicznych. W tym zakresie jako wsparcie może posłużyć szereg działań takich jak wprowadzenie *inteligentnych* liczników energii elektrycznej na dużą skalę, wzrost świadomości w użytkowaniu energii, użycie mechanizmów zarządzania popytem oraz odejście od modelu *miedzianej płyty* na rzecz modelu z cenami węzłowymi.

Jakkolwiek duży by nie był powyższy potencjał trzeba mieć świadomość, iż nie każdy indywidualny domowy odbiorca będzie chętny do zmiany swoich preferencji w zakresie użytkowania energii elektrycznej. Z uwagi jednak na wciąż wzrastające ceny energii oraz chęć uzyskania wymiernych korzyści finansowych, grupa osób chętnych do wykorzystania swojego potencjału adaptacyjnego może z czasem wzrastać. W praktyce większość indywidualnych domowych odbiorców nie ma wiedzy z zakresu elektrotechniki. Wiedza ta nie jest im potrzebna do korzystania z energii elektrycznej, aczkolwiek jej brak może uniemożliwić pełne wykorzystanie posiadanego potencjału adaptacyjnego, a w konsekwencji dwustronna komunikacja z SEE może nie być przydatna. Dla większości osób rachunki za energię elektryczną są nieczytelne zaś sposoby naliczania opłat – niejasne. Sytuację tą można poprawić poprzez wprowadzenie szeregu rozwiązań natury społecznej, technicznej i ekonomicznej. W pierwszej kolejności należałoby zwiększyć świadomość odbiorców w sposobie korzystania z energii elektrycznej. Następnie konieczne byłoby wprowadzenie *inteligentnych* liczników energii [100,101], dzięki którym byłyby dla odbiorców źródłem informacji na temat aktualnej ceny i własnego profilu obciążenia. W ten sposób każdy odbiorca mógłby posiadać informacje, w których godzinach zużywa najwięcej energii oraz kiedy występują największe i najmniejsze ceny (zakładając odejście od stałej ceny w ciągu doby na rzecz cen zmiennych w czasie). Następnie, zgodnie z własnymi preferencjami, odbiorca mógłby podjąć decyzję dotyczącą takiego wyboru czasu włączenia danego odbiornika, który w danej sytuacji odpowiadałby mu najbardziej i jednocześnie zaspokajał jego potrzeby. Poznanie własnego profilu obciążenia i wprowadzenie dynamicznych cen za energię elektryczną ma szansę na potencjalne zmniejszenie presji finansowej związanej z modernizacją sektora elektroenergetycznego. W najbliższych latach należy spodziewać się rozwoju możliwości komunikacji pomiędzy indywidualnymi odbiorcami energii elektrycznej a SEE, głównie za sprawą wdrożenia technologii *Smart Grids* [63]. Do odbiorców mogą być wysyłane sygnały zwrotne pochodzące z centrów kontroli, sterowania sieci. Realizacja idei *Smart Grids* jest jednym z elementów uzyskania niskoemisyjnych sieci elektroenergetycznych [91].

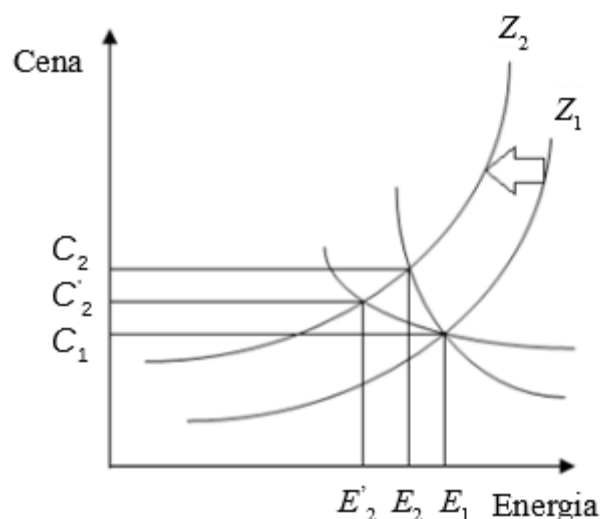
Na świecie od ponad 20–30 lat, rozważa się wprowadzenie w praktyce mechanizmu działań dążących do wywarcia wpływu na sposób wykorzystania energii elektrycznej oraz poziomu jej zużycia czyli DSM (ang. *Demand Side Management*). Idea ta ma dwa zasadnicze cele: pierwszym jest wzrost efektywności wykorzystania dobra jakim jest energia elektryczna, drugim zaś wpływ na kształt krzywej obciążenia DSR (ang. *Demand Side Response*). DSM jest w stanie poszerzyć zasięg procesów planistycznych w elektroenergetyce dokonując przy

tym zespolenia potrzeb odbiorców energii z celami przedsiębiorstw energetycznych [96]. Potencjał tych działań będzie tym większy im więcej odbiorców będzie chciało aktywnie uczestniczyć w proponowanych zmianach oraz im więcej odbiorców będzie mogło podlegać *przesunięciu* [87]. Potencjał DSM może stanowić wynik reakcji na sygnały cenowe pochodzące z rynku typu *spot* [97]. Na energię elektryczną można spojrzeć jak na dobro konsumpcyjne podlegające prawom ekonomii. Wzrost cen za energię będzie powodował spadek zapotrzebowania na nią. Na rys. 2.1 przedstawiono krzywą zasilania Z_1 oraz dwie krzywe poboru mocy P_1 i P'_1 .



Rys. 2.1. Zależność pomiędzy ceną a energią w przypadku dwóch różnych krzywych poboru. Energia o ustalonym poziomie mocy w przedziale czasu. Opracowano na podstawie [13].

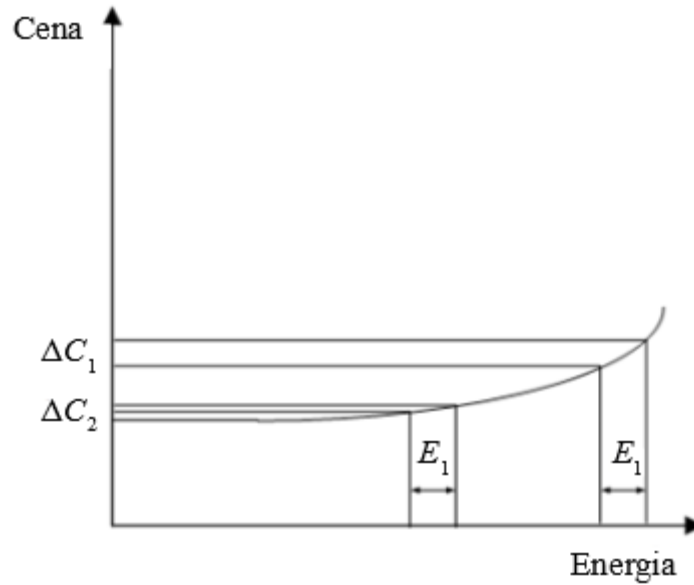
Krzywa P_1 obrazuje słabo elastyczny pobór mocy, natomiast P'_1 bardziej elastyczny. Punkt przecięcia się obu tych krzywych z krzywą Z_1 stanowi punkt równowagi. W punkcie tym E_1 jednostek energii trzeba *pokryć* z ceną C_1 . W przypadku wystąpienia na przykład wzrostu kosztów paliwa koniecznego do wytworzenia energii elektrycznej, krzywa zasilania Z_1 przyjmie nową pozycję Z_2 i jednocześnie uwidoczni się różnica pomiędzy elastycznością poborów P_1 i P'_1 . Przedstawiono to na rys. 2.2. W tej sytuacji nieelastyczny pobór mocy P_1 przetnie się z krzywą zasilania Z_2 w punkcie (E_2, C_2) . Oznacza to niewielki spadek zużytej energii, gdyż E_2 jest mniejsze od E_1 przy jednocześnie większej cenie – C_2 jest większe od C_1 . Dla elastycznego poboru z kolei E'_2 jest mniejsze od E_2 przy nowej cenie C'_2 , która jest jednocześnie większa od poprzedniej, ale mniejsza od C_2 .



Rys. 2.2. Wpływ przesunięcia krzywej zasilania. Energia o ustalonym poziomie mocy w przedziale czasu. Opracowano na podstawie [13].

Sytuacja, w której występuje nieelastyczny popyt w połączeniu ze sztywną krzywą zasilania może prowadzić do wystąpienia bardzo dużych cen na rynku typu *spot* [21]. Zwiększenie elastyczności popytu jest konieczne, aby system elektroenergetyczny mógł niezawodnie pracować przy mniejszej rezerwie. Jednakże obecnie przy braku sygnałów dla odbiorców końcowych trudno jest oczekiwać znaczącej elastyczności. Warto nadmienić, iż wpływanie na bardziej gładki kształt krzywej poboru jest nie tylko korzystne w interesie odbiorcy, ale również i dostawcy. Dzięki temu będzie on mógł względnie obniżyć ceny energii poprawiając swoją konkurencyjność na rynku [82]. Na rys. 2.3 przedstawiono możliwe różnice w cenie węzłowej w przypadku *przeniesienia* tego samego zapotrzebowania na energię z okresu szczytu obciążenia do okresu doliny obciążenia. Jest to również graficzne zobrazowanie potencjalnych korzyści *przesuwania* użycia odbiorników w innym czasie.

Zakłada się, że *przesunięciu* w czasie będzie podlegała ilość E_1 energii elektrycznej. Wobec tego, zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną w dolinie obciążenia o E_1 będzie skutkowało niewielkim wzrostem ceny węzłowej o ΔC_2 . Natomiast redukcja o E_1 energii zapotrzebowanej w szczycie obciążenia będzie oznaczała spadek ceny węzłowej o ΔC_1 . Z uwagi na większą wypukłość w dół krzywej kosztów generatora można stwierdzić, że ΔC_1 jest większe od ΔC_2 .



Rys. 2.3. Różnica w cenie węzłowej przy *przeniesieniu* tego samego zapotrzebowania na energię elektryczną ze szczytu obciążenia do doliny obciążenia. Energia o ustalonym poziomie mocy w przedziale czasu. Opracowanie własne.

2.2. Techniczno–ekonomiczne aspekty przesyłu energii elektrycznej

Z poruszonymi w rozprawie zagadnieniami związane są również koszty zmienne oraz koszty krańcowe (zwane też marginalnymi). Poprzez koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej rozumie się koszty, które bardzo mocno są zależne od wielkości produkcji natomiast koszty krańcowe związane są ze zmianą kosztów całkowitych w wyniku zmian produkcji o jednostkę. Krańcową jednostką wytwórczą jest jednostka produkująca najdrożej, która musiała być uwzględniona w celu pokrycia zapotrzebowania. Narzędziem służącym do ustalenia kosztów krańcowych mogą być aukcje. Wyróżnia się zasadniczo dwa typy aukcji: typu *uniform* (jednolita cena rozliczeniowa ustalona zostaje na podstawie ostatniej oferty niezbędnej do pokrycia zapotrzebowania, lub pierwszej odrzuconej) oraz *pay-as-bid* (nabywcy pokrywają jednolitą cenę stanowiącą średnią ważoną cen z wykorzystanych ofert) [138] lub stosowany jest system np. kilkuturowy. Modele matematyczne do wyznaczania cen energii elektrycznej w podejściu aukcyjnym można podzielić na modele dotyczące strony wytwórczej (podażowej) oraz strony odbiorczej (popytowej) [142].

2.2.1. Funkcje ekonomiczne generatorów

Koszty występujące w trakcie pracy generatorów w SEE mogą być przedstawione w postaci czterech krzywych: kosztów paliwa, ciepłych, wejścia/wyjścia i kosztów przyrostowych [145]. Z uwagi iż krzywe reprezentujące koszty nie są gładkie, używa się zastępczo funkcji kwadratowych lub funkcji przedziałami liniowej (obie metody są możliwe do realizacji np. w pakiecie Matpower) [144]. W rozprawie użyto modelu kosztów wyrażonych w postaci wielomianowej (2.1):

$$f(P) = c_n P^n + \dots + c_j P + c_0 \quad (2.1)$$

gdzie: $f(P)$ – koszt operacyjny danego generatora (wyrażony w \$/h), c_n , c_j , c_0 – współczynniki (wyrażone tak, aby $f(P)$ było w \$/h), n – stopień wielomianu (użyto $n=2$ dla każdego przypadku), P – moc czynna generowana przez jednostkę (np. netto) (MW)

Wielomian (2.1) stanowi aproksymację charakterystyki kosztów godzinowych wytwarzania danego źródła, powinien mieć również nałożone ograniczenia generatora ze względu na minimalną i maksymalną moc czynną.

Kiedy charakterystyki kosztów godzinowych dane są wzorem (2.1) to ograniczając się do $n=2$ można przyjąć, że zgłoszenia cenowe c_{gi} elektrowni będą w przybliżeniu równe (2.2):

$$c_{gi} \approx e_{gi} = 2c_{2i}P + c_{1i} \quad (2.2)$$

gdzie: e_{gi} – pochodna kosztów godzinowych względem mocy

Sumaryczny koszt wytwarzania mocy w danym systemie testowym jest równy sumie kosztów godzinowych poszczególnych źródeł.

2.2.2. Strona wytwórcza

W przypadku aukcyjnej formy rynku energii, kiedy występują sztywne moce zapotrzebowane oraz powiązanie zgłoszeń cenowych wytwórców z kosztami godzinowymi elektrowni jest w postaci $K_{gi}(P_{gi})$ można przyjąć iż pochodne kosztów godzinowych względem mocy czynnej (wzór 2.3) stanowią przyrost względny e_{gi} .

$$e_{gi} = \frac{dK_{gi}}{dP_{gi}} \quad (2.3)$$

Dodatkowo zdefiniować można również tzw. koszt jednostkowy ε_{gi}^p (czasem zwany również kosztem przeciętnym), który opisuje wzór (2.4):

$$\varepsilon_{gi}^p = \frac{K_{gi}}{P_{gi}} \quad (2.4)$$

Przyrost względny (2.3) i koszt jednostkowy (2.4) są wyrażone w $\frac{A}{MWh}$, gdzie A – umowna jednostka monetarna. W rozprawie przyjęto \$ (dolar) jako jednostkę monetarną (była domyślna w programie Matpower). Często zgłoszenie cenowe elektrowni, wyrażone w postaci $c_{gi}(P_{gi})$, jest podobne do (2.3) zaś przyrost względny oraz koszt jednostkowy przecinają się, przy czym punkt ich przecięcia znajduje się typowo wewnątrz dopuszczalnego obszaru generowanej mocy czynnej [142]. Z reguły punkt przecięcia się przyrostu względnego z kosztem jednostkowym jest tożsamy z mocą jaka zostanie wyznaczona przez styczną do charakterystyki $K_{gi}(P_{gi})$. Dzięki temu możliwe jest zgłoszenie przez elektrownię charakterystyki cenowej podobnej do (2.3) a w konsekwencji uzyskanie przychodów za sprzedaną energię elektryczną związanych z kosztami jednostkowymi bloku. Operatorzy elektrowni znają zależności występujące pomiędzy kosztem godzinowym a kosztem jednostkowym [141].

2.2.3. Strona odbiorcza

W najprostszym przypadku zakłada się sztywność popytu po stronie odbiorczej oraz uwzględnia moce pochodzące z prognoz typowego zapotrzebowania. Podejście to jest stosowane gdy ceny energii nie są wyraźnie zmienne [143]. Przy większej zmienności cen, wykorzystując krzywą elastyczności popytu, uzależnia się moce czynne zapotrzebowane od tych cen. Do tego celu wykorzystuje się zwykle funkcje hiperboliczne. Poznanie charakterystyki elastyczności cenowej mocy czynnej pobieranej jest zadaniem trudnym. Rozwiązaniem tego problemu może być wprowadzenie zlokalizowanej ceny chwilowej za energię elektryczną LMP (ang. *Locational Marginal Price*), dzięki czemu ułatwione będzie bieżące poznanie tej charakterystyki. Dodatkowo, większego znaczenia mogą nabrać preferencje indywidualnych odbiorców energii, czynniki losowe oraz czas.

2.3. Cena węzłowa i koszty krańcowe

Odbiorcy domowi, którzy są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, objęci są tradycyjnie jednakową ceną (w ramach obszaru) za dostarczenie im energii elektrycznej. W sieciach przesyłowych natomiast istnieje możliwość wyznaczenia ceny LMP (ang. *Locational Marginal Price*) pełniącą rolę ceny węzłowej [65], zwanej też krótkookresową ceną węzłową lub czasem również chwilową ceną węzłową (*spot*) [11]. Jest ona związana z OPF. Związek ten wykazał Schweppe w 1982 roku. Cena węzłowa LMP jest opisywana za pomocą wzoru (2.5):

$$LMP_i = \frac{\partial K(\mathbf{P}_{Gi})}{\partial P_{di}} \quad (2.5)$$

gdzie: LMP_i – cena węzłowa w węźle i , $\mathbf{P}_{Gi}$ – wektor mocy czynnych generowanych pokrywających zapotrzebowanie P_{di} , $K(\mathbf{P}_{Gi})$ – koszt energii elektrycznej, P_{di} – moc czynna pobierana w węźle i

Cena węzłowa LMP bywa też oznaczana symbolem λ_p [144]. Cena węzłowa w danym i – tym węźle wyznacza się ze wzoru (2.6) [76]:

$$\lambda_i = \lambda_{ref} - L_i \times \lambda_{ref} - \sum_j (\mu_j \times SF_{ji}) \quad (2.6)$$

gdzie: λ_i – cena węzłowa w i -tym węźle, λ_{ref} – cena węzłowa w węźle odniesienia, L_i – współczynnik strat marginalnych, μ_j – cena ukryta (ang. *shadow price*) j – tego ograniczenia, SF_{ji} – współczynnik związany z poborem mocy w i -tym węźle przy j – tym ograniczeniu

Można również przedstawić równanie (2.6) jako sumę składników, które wyznaczają, jaka jest wartość ceny węzłowej w i -tym węźle (2.7):

$$\lambda_i = \lambda_{ref} + \lambda_{loss} + \lambda_{cong} \quad (2.7)$$

gdzie: λ_{ref} – składnik związany z kosztem marginalnym w węźle odniesienia, λ_{loss} – składnik odpowiedzialny za marginalny koszt strat od węzła odniesienia do i – tego węzła, λ_{cong} – składnik odpowiedzialny za marginalny koszt zatłoczenia przesyłu od węzła odniesienia do i – tego węzła.

Do wyznaczenia wartości cen LMP niezbędne m. in. są dane na temat ograniczeń mocy generatorów, ograniczeń przepustowości gałęzi oraz konfiguracji sieci. Sama idea ceny typu *spot* została po raz pierwszy wprowadzona w 1979 roku [107]. Ceny te są wyznaczane dla

każdego z węzłów sieci elektroenergetycznej, stanowiących fizyczną lokalizację miejsca generacji i/lub odbioru energii elektrycznej [75]. Różnice w cenach pomiędzy węzłami są związane z kosztami dostarczenia energii. Ceny LMP można zaliczyć do grupy cen *Real Time* [43]. Ich wartości (zwykle w każdej z godzin doby) są teoretycznie nieprzewidywalne [23]. Z uwagi iż ceny węzłowe są również miarą kosztu marginalnego, mogą być one również traktowane jako współczynniki opłat za energię [88]. Na poziom ceny LMP silnie wpływa wartość zapotrzebowania na moc w danym węźle [69]. Ceny węzłowe mogą być wyznaczone zarówno dla mocy czynnej jak i biernej. W rozprawie skupiono się jedynie na cenach związanych z mocą czynną, stosowanie tych cen za moc bierną nie jest upowszechnione [111].

W celu zmiany zachowania odbiorcy końcowego w kwestii korzystania z energii elektrycznej (a w konsekwencji i zapotrzebowanie na moc) konieczne jest wprowadzenie odpowiedniego sygnału cenowego, który stymulowałby go do podjęcia takich działań. Według [120] bodziec ekonomiczny zachęcający do działań racjonalnych powinien odzwierciedlać rzeczywiste składniki kosztów wytwarzania energii oraz jej przesyłu. Sygnałem (bodźcem) tym może być właśnie cena LMP [62]. Cena LMP jest zdefiniowana jako minimalna zmiana kosztu bilansowania zapotrzebowania w SEE, która wywołana została zmianą mocy odbieranej w danym węźle [68]. Poziom ceny LMP odzwierciedla różne czynniki wpływające na koszt dostarczenia energii: położenie odbiorcy względem źródła (elektrowni), godzina doby, straty sieciowe oraz naruszenie limitów związanych z przekrojami przesyłowymi. Największy wpływ na zróżnicowanie LMP ma naruszenie limitów przepustowości sieci [110], który przejawia się wysokimi wartościami LMP w węzłach odbiorczych przy jednocześnie niskich wartościach LMP w węzłach generatorowych. Oprócz czynników technicznych i ekonomicznych warto zauważyć czynniki społeczne – cena *spot* może być zwiększona w okresie trwania dni świątecznych oraz w czasie występowania nieprzyjemnej dla człowieka temperatury, zarówno niskiej (presja na zwiększenie ogrzewania) jak i wysokiej (coraz większy udział klimatyzatorów). Wobec tego może stanowić ona ważny ekonomiczny sygnał mogący posłużyć do zarządzania siecią elektroenergetyczną. Możliwość wyboru własnego sposobu korzystania z energii elektrycznej jest jednym z postulatów idei *Smart Grids*. Można stwierdzić, że wprowadzenie dynamicznych cen za energię elektryczną pozwoliłoby ujawnić potencjał tkwiący w odpowiedzi popytowej odbiorców. Stosowanie stałych cen za każdą skonsumowaną przez odbiorców domowych kilowatogodzinę sprawia iż obecnie popyt na energię elektryczną jest zależny wyłącznie od ich aktywności w korzystaniu z odbiorników. Odejście od stałych cen

na rzecz cen chwilowych może dodatkowo wprowadzić dla indywidualnych odbiorców widoczne zmiany w sposobie dotychczasowych rozliczeń. Odbiorca musi bowiem być świadomy zmienności cen a w konsekwencji być przygotowany na zmienne wydatki miesięczne za energię elektryczną.

Ponadto, użycie cen węzłowych może sprzyjać gromadzeniu zasobów finansowych na długofalowe inwestycje, które w końcu musi ponieść sektor elektroenergetyczny aby nie doprowadzić do drastycznego wzrostu cen energii spowodowanego wyeksploatowaniem się starych elementów systemu. Wobec powyższych faktów można stwierdzić, iż zastosowanie cen LMP w systemie elektroenergetycznym jest odzwierciedleniem powszechnych praw ekonomii, z których wynika różnorodność cen produkcji wobec lokalizacji. Używanie cen krótkookresowych w planowaniu rozwoju SEE powinno uwzględniać fakt, iż są to sygnały retrospektywne i krótkotrwałe zaś decyzje inwestycyjne będą związane z długotrwałymi skutkami [41]. Historycznie, po raz pierwszy ceny węzłowe zostały wprowadzone w 1997 roku w Nowej Zelandii, w następnych latach zaś w niektórych rynkach w Stanach Zjednoczonych [75].

Istnieje również odmiana ceny LMP dla sieci dystrybucyjnych zwana D-LMP (ang. *Distribution LMP*) [113]. Wykorzystanie cen węzłowych dla odbiorców domowych będzie powodowało zróżnicowanie poziomów tych cen z uwagi m. in. na zwiększoną odległość od źródeł. Stosowanie cen węzłowych wiąże się zarówno z pewnymi zaletami jak również i wadami. Do ich zalet należą m. in.: łatwość uzasadnienia wartości ceny, możliwość wykorzystania w planowaniu rozwoju SEE (planowanie rozwoju sieci). Wadami cen węzłowych natomiast mogą być: sprzeciw odbiorców podłączonych do tzw. *wąskich gardeł* sieci i znajdujących się daleko od elektrowni, trudności techniczne w wyznaczaniu co godzinę (co pół godziny, co kwadrans) nowych wartości ceny dla rozległych sieci posiadających dużą liczbę węzłów.

Do celów niniejszej rozprawy założono, że odbiorcy domowi są uczestnikami rynku typu *spot* (*spot market*) wykorzystującego ceny LMP. Przedstawiony wcześniej mechanizm DSR może być zrealizowany na podstawie zachęt lub odpowiednich cen, w tym również LMP. Ceny LMP mogą być wynikiem zastosowania zarówno stałoprądowego jak i zmiennoprądowego rozptywu mocy OPF (DC-OPF lub AC-OPF). W rozprawie zdecydowano się na użycie rozptyłów typu AC-OPF, gdyż w odróżnieniu od DC-OPF są one dokładniejsze z uwagi m. in. na uwzględnienie ograniczeń napięciowych [70]. Dokładność wyznaczonych cen węzłowych jest szczególnie ważna, gdyż jeżeli mają one stanowić sygnał cenowy dla odbiorcy powinny w jak najlepszy sposób informować

o aktualnych warunkach panujących w SEE. Jednakże należy pamiętać, że sama przejrzystość cen stanowi jedynie krótkotrwałą zachętę do zmiany sposobu używania odbiorników. W dłuższej perspektywie odbiorcy typu *residential* muszą dostrzegać m. in. korzyści finansowe takiego postępowania [93]. Ponadto, korzyści powinny być stałe aby utrzymać pożądaną zmianę. Zanik korzyści może spowodować, iż wprowadzone zmiany w zachowaniu odbiorców okażą się jedynie tymczasowe [22]. Wybór właściwego zachowania natomiast może być ulepszany poprzez dostarczanie odbiorcom nowej informacji na dany temat [31].

Według pracy [33] poważną pozycją w wydatkach gospodarstw domowych (której udział ciągle wzrasta) stanowiły wydatki na nośniki energii. Wobec tego warto zastanowić się jak można osiągnąć oszczędności finansowe nie doprowadzając jednocześnie do pogorszenia komfortu w korzystaniu z odbiorników energii elektrycznej. Przykład analizy ukazującej, że jest to możliwe (dla odbiorcy domowego) znajduje się m. in. w pracy [57].

Należy również zaznaczyć, że otrzymane wartości cen węzłowych obowiązują – przede wszystkim – w sieci przesyłowej. Wobec tego, wartość ceny dla domowego odbiorcy przyłączonego do sieci rozdzielczej jest nieco większa od tej uzyskanej z obliczeń optymalnego rozplywu mocy dla sieci przesyłowej (pozostawiając – jako nieuwzględnione – koszty wykorzystania infrastruktury).

2.4. Sposób realizacji badań i przyjęte założenia

W tym podrozdziale przedstawiono sposób realizacji badań przewidzianych w rozprawie. Opisano narzędzia oraz metody wykorzystane do otrzymania wyników z zamierzonego celu pracy. Do celów badawczych najpierw zebrano *gęste*, nieuśrednione profile obciążeniowe z wybranych lokali mieszkalnych w dużej miejscowości. Następnie wybrano odpowiednie oprogramowanie komputerowe do modelowania i symulacji założonych badań.

2.4.1. Urządzenie EnergyLogger

Na początku zbudowano *gęste* profile obciążeniowe na przykładzie dwóch wybranych mieszkań. Dane pomiarowe konieczne do zbudowania tych profili zostały uzyskane poprzez pomiary urządzeniem typu *Energy Logger 4000F* firmy VoltSoft. Jest to przyrząd pomiarowy, który spełnia zasadniczo dwie funkcje: przedstawia aktualne pomiary elektryczne oraz zapisuje je w swojej pamięci wewnętrznej. Istnieje też możliwość eksportu pomiarów na kartę pamięci SD w celu dalszej ich obróbki. Urządzenie oferuje zapis z interwałem 1 minuty.

Sama idea wykorzystania *Energy Loggerów* do pomiarów profili obciążenia nie jest nowa. Podobne badania były już przeprowadzane w latach 80. (przykładem jest praca [123]).

Istnieje też kilka firm specjalizujących się w wykorzystywaniu loggerów do pomiarów – na przykład Onset [48], PhoenixContact [51] czy Dent Instruments [46]. Z reguły dane pochodzące z takich urządzeń zawierają już zsumowane moce czynne wszystkich odbiorników w danym obiekcie. Dlatego też autor postanowił potraktować każdy odbiornik indywidualnie używając prostego *Energy Logger*, a następnie utworzyć jeden wykres. Dzięki temu można było łatwo zidentyfikować urządzenia związane z poszczególnymi kształtami profili. Dodatkowo, zaletą tego rozwiązania było spostrzeżenie, że w przypadku takich domowych odbiorników jak lodówki lub pralki automatyczne, ich przebiegi zapotrzebowanej mocy były bardzo mocno zróżnicowane. Analizując uzyskane pomiary zauważyć można było również, że w wielu przypadkach moc czynna oraz pozorna nie są w stałym związku przez cały czas pracy odbiornika (co często zakłada się przy uproszczonych kalkulacjach wydatków ponoszonych na energię elektryczną). Uzyskane wyniki zostały zaprezentowane i omówione w rozdziale 4 rozprawy.

2.4.2. Wykorzystane oprogramowanie komputerowe

Po zgromadzeniu wiedzy na temat konsumpcji energii elektrycznej w typowych lokalach mieszkalnych wybrano oprogramowanie komputerowe służące do wyznaczania optymalnych rozpliwów mocy. W opinii autora rozprawy najlepszym wyborem był program Matpower [50] działający w środowisku Matlab lub Octave, którego głównym autorem jest Ray Zimmermann. Program ten wykorzystywany jest od lat do badań m. in. optymalnych rozpliwów mocy zarówno za granicą [144] jak i w Polsce [66]. Za jego wyborem przemawiały: dostępność modeli systemów testowych, łatwość edycji danych modeli (pomimo braku graficznego interfejsu użytkownika), szybkość działania, popularność w środowisku naukowym na całym świecie, licencja typu GNU (do wersji 5.0), możliwość uruchomienia w środowisku Octave, sprawdzone algorytmy wyznaczania rozpliwów mocy oraz praca z systemami o dużej liczbie węzłów. Za wyborem programu Matlab jako narzędzia przemawiała prostota obsługi, szybkość i pewność działania oraz duże uznanie w środowisku naukowym. Oprócz samego pakietu w realizacji rozprawy użyto również modułu Simulink służącego do symulacji układów dynamicznych. Dodatek Fuzzy Logic Toolbox został użyty do zbudowania autorskiego rozmytego systemu wnioskującego, imitującego ludzki sposób podejmowania decyzji co do użycia – lub nie – danego odbiornika energii elektrycznej.

2.4.3. Modelowanie udziału i wybranych zachowań domowych odbiorców energii elektrycznej

Modelowanie rytmu poboru mocy odbiorców domowych wykonano wykorzystując technikę *bottom-up*. Modele takie buduje się poprzez zebranie danych z kilku gospodarstw domowych, które są reprezentatywne. Następnie wyniki jednostkowe zostają *rozciągnięte* na cały obszar [38]. W celu wykorzystania techniki *bottom-up* konieczne jest zebranie takich informacji jak: indywidualne zużycie energii przez każdy odbiornik, właściwości technicznych tych odbiorników oraz ludzkie zachowania. Jest to metoda, w której modelowanie uwzględnia informacje *od szczegółu do ogółu*. Oprócz danych dotyczących przebiegów mocy poszczególnych urządzeń konieczne było wykorzystanie informacji o wyposażeniu w poszczególne odbiorniki gospodarstw domowych. Wykorzystano ogólnodostępne informacje pochodzące z Rocznika Statystycznego RP [37]. Podziału domowych odbiorców energii elektrycznej na poszczególne grupy (względem poziomu zużycia) dokonano korzystając z danych zawartych w pracy [121]. W sumie w rozprawie wyróżnionych zostało 6 grup, wśród których odbiorcy z grupy 3 i 5 korzystali z taryf dwustrefowych. Podział ten został przedstawiony w tab. 2.2.

Tab. 2.2 Podział domowych odbiorców energii elektrycznej na poszczególne grupy w zależności od zużycia kWh/rok. Opracowano na podstawie [121].

Grupa odbiorców domowych energii elektrycznej	Zużycie energii kWh/rok
1	poniżej 500
2	501–1 200
3	poniżej 4 000
4	powyżej 4 000
5	powyżej 4 000
6	1 201 – 4 000

Jak wspomniano wcześniej na początku rozprawy, udział gospodarstw domowych w obciążeniu systemu elektroenergetycznego to – w kraju – około 20%. Dotyczy to jednak tylko czasu trwania szczytu popołudniowo-wieczornego. W pozostałym czasie udział ten – w kraju – jest już nieco mniejszy.

2.4.4. Koncepcja zasobnika dobra

Idea *przesuwania* czasu użycia odbiorników domowych na inną niż zwykle godzinę ma na celu zmniejszenie szczytów i wypełnienie dolin w przebiegach zapotrzebowania na moc czynną w SEE. W ten sposób nakłania się również odbiorców do korzystania z energii elektrycznej w porach kiedy jej cena jest mniejsza. Nie wszyscy odbiorcy jednak będą chętni do zmiany swoich dotychczasowych zachowań. Ponadto nie wszystkie odbiorniki będzie można użyć o innej niż zwykle porze. Czynniki te mogą znacząco pogorszyć oczekiwany efekt odpowiedzi konsumentów na zachęty w postaci czynników ekonomicznych (niższa cena). Z punktu widzenia ekonomii, konsument jest osobą, która korzysta z dóbr lub usług w celu zaspokojenia swoich potrzeb [115]. Zdaniem autora rozprawy można przyjąć, że odbiornik taki jak pralka automatyczna lub zmywarka (czyli podlegający teoretycznie *przesunięciu*) jest możliwy do zastąpienia przez tzw. zasobnik dobra. Pod tym pojęciem rozumie się, iż każde jego użycie (na przykład przeprowadzenie prania) powoduje uzyskanie jakiegoś dobra (w tym przypadku upranych ubrań) i jednocześnie naładowanie zasobnika (w tym przypadku zaspokojenie potrzeb użytkownika). Z czasem jednak stan zasobnika zacznie się zmniejszać i zajdzie konieczność jego ponownego użycia, czyli naładowania. Wtedy jednak odbiorca będzie mógł podjąć decyzję, czy chce ponownie napełnić dany zasobnik o danej porze i za określoną cenę czy też woli poczekać później, aż cena ta się zmniejszy, co w efekcie (w skali miesiąca lub roku) może przynieść mu zmniejszenie opłat za energię. Zasobnik dobra można porównać do koncepcji przedstawionej w [65] według której odbiorca akceptując użycie odbiornika o innej niż zwykle porze musi mieć możliwość przetrzymania pośrednich produktów (na przykład nieupranych ubrań) do czasu następnego uruchomienia. Wobec tego autor rozprawy przyjął iż można zastosować tzw. imperatyw włączenia danego odbiornika w celu naładowania zasobnika wybranego dobra.

2.5. Modele

Do badań sformułowanych w celu rozprawy konieczne było wykorzystanie modeli odwzorowujących pracę systemu elektroenergetycznego oraz zachowania domowych odbiorców energii elektrycznej.

2.5.1. Modele systemów testowych

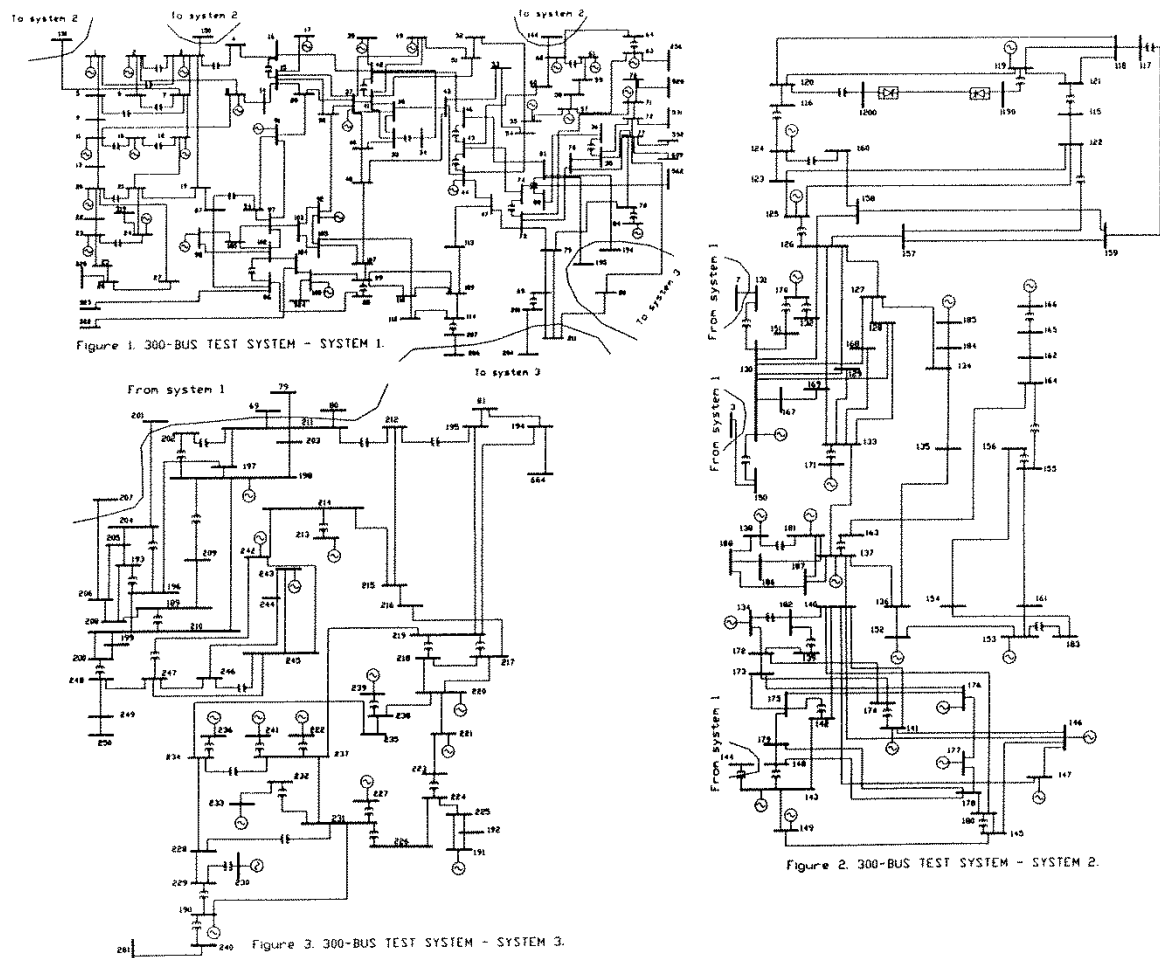
Do celów badawczych autor rozprawy wybrał trzy różne modele testowych systemów elektroenergetycznych o zróżnicowanych wielkościach i parametrach. Posłużyły one do dalszego modelowania wpływu odbiorców na pracę SEE. Wszystkie one zostały pozyskane z ogólnodostępnych źródeł takich jak [50,105] i tam znajdują się szczegółowe informacje na ich temat (m. in. parametry linii, moce odbierane itp.). Użyte systemy testowe (2 i 3) zostały zaktualizowane pod względem funkcji ekonomicznych generatorów. Według autora taka modyfikacja może sprzyjać uzyskaniu dokładniejszych wyników cen węzłowych. W systemie testowym 2 i 3 zastosowano te same wartości współczynników c_2 oraz c_1 równe odpowiednio $c_2=0,01$ oraz $c_1=40,00$ (poza kilkoma wyjątkami w systemie 3). Natomiast wartości współczynników c_0 wyznaczono w zależności od wartości mocy maksymalnej danego generatora oraz wartości c_n . Wyznaczone wartości współczynników funkcji kosztów generatorów dla każdego z systemów zostały umieszczone w załączniku 5 rozprawy. Oferty cenowe elektrowni obejmują często charakterystyki cenowe powiązane z kosztami godzinowymi.

Każdy z systemów testowych miał postać odpowiedniego m-pliku (format pakietu Matlab), który zawierał podstawowe dane, które go opisują. Należą do nich: dane na temat węzłów, generatorów, gałęzi oraz dane konieczne do rozwiązania zadania optymalnych rozptyłów mocy (m. in. funkcja kosztów wytwarzania generatora).

System testowy 1 znany jest w literaturze jako IEEE 24 Bus Reliability Test System. Jego model zawierał wszystkie niezbędne dane dla przeprowadzenia badań przy użyciu rozptyłów OPF. W stanie podstawowym moc czynna odbierana wynosi 2 850 MW, zaś generowana – 3 405 MW. Schemat systemu przedstawiono na rys. 2.4. System ten posłużył do podstawowych badań wpływu potencjału adaptacyjnego indywidualnych odbiorców. Wyniki tych badań zostały przedstawione w rozdziale 5 rozprawy. Przebiegi zmienności mocy czynnej zapotrzebowanej oraz przykładowe wartości cen węzłowych tego systemu zostały ukazane na rys. 8.1-8.8 w załączniku 1 oraz na rys. 8.9-8.10 w załączniku 2 rozprawy.

This is a detailed map of the New York State Thruway system, showing major highways and their interconnections. The map includes labels for various locations such as Albany, Binghamton, Elmira, and Syracuse, and features a network of numbered routes and connecting roads. The map is oriented with North at the top. Major highways are shown as thick lines, and smaller roads are shown as thinner lines. The map is divided into sections by major highways, with each section labeled with a number. The map is a black and white line drawing.

37



Rys. 2.6. Schemat systemu testowego 3 znanego jako IEEE 300 Bus. Zaczerpnięto z [54].

Tab. 2.1. Wybrane parametry wykorzystanych systemów testowych. Opracowanie własne.

System testowy	Liczba węzłów	Liczba generatorów	Liczba gałęzi	Liczba transformatorów	Liczba węzłów z odbiorami
1	24	33	38	5	17
2	118	54	186	9	99
3	300	69	411	107	201

Wybór znanych systemów testowych zdaniem autora rozprawy pozwala na łatwe porównanie otrzymanych wyników i dyskusje dotyczącą proponowanych rozwiązań. Z tego powodu też są one chętnie stosowane przez badaczy.

2.5.3. Modelowanie zachowań odbiorców za pomocą logiki rozmytej

Stworzenie modelu ludzkiego zachowania jest zadaniem bardzo trudnym z uwagi na dużą różnorodność zachowań człowieka. Na te same warunki (takie jak stan naładowania danego zasobnika lub aktualna cena) indywidualny odbiorca może zareagować inaczej. Zachodzi więc potrzeba zastosowania specjalnego narzędzia, które byłoby w dużej mierze zbliżone do ludzkiego systemu podejmowania decyzji. W rozprawie autor zdecydował się na wykorzystanie do tego celu logiki rozmytej. Jest to narzędzie od lat stosowane z powodzeniem również w elektrotechnice. Użyty został dodatek Fuzzy Logic Toolbox dla środowiska Matlab, który pozwolił na zbudowanie rozmytych systemów wnioskujących FIS (ang. *Fuzzy Inference System*). Przesłanki do wykorzystania logiki rozmytej były następujące: sprawdzenie się tego narzędzia w praktyce w innych zagadnieniach technicznych (również dla skomplikowanych procesów, które trudno było zamodelować w inny sposób), możliwość skorzystania z prostych reguł zbudowanych za pomocą terminów lingwistycznych (reguła IF – THEN wyrażona wzorem 2.8).

$$\text{Jeśli } x \text{ jest } A \text{ to } y \text{ jest } B \quad (2.8)$$

Przy tworzeniu tych reguł posłużono się schematem: IF (stan zasobu is ...) AND (LMP is...) AND (czas-pracy is...) AND (czas-akt is...) THEN (chec-włączenia is...). W ten sposób autor zbudował złożone modele symulujące chęć włączenia danego odbiornika w zależności od takich warunków jak: stan zasobu (pusty / średni / pełny), poziom ceny LMP (niski / średni / wysoki), czas pracy danego odbiornika (krótki / średni / długi) oraz czas aktualny (godzina doby). Chęć włączenia została określona jedną z czterech możliwości:

- niska (bardzo mała możliwość włączenia danego odbiornika, np. odbiorca jest w danej godzinie w pracy),
- raczej niska (mała możliwość włączenia, np. zasobnik nie jest jeszcze pusty),
- raczej wysoka (duża możliwość włączenia, np. w celu ponownego włączenia krótkiego programu prania),
- wysoka (bardzo duża możliwość włączenia, np. zasobnik jest już pusty).

Wadą wykorzystania modeli opartych na logice rozmytej, w opinii autora, jest ich znaczna komplikacja w przypadku analizy złożonych obiektów. W przypadku modelowania ludzkiego zachowania w odniesieniu do chęci (lub jej braku) skorzystania z danego odbiornika energii elektrycznej logika rozmyta pozwala rozwiązać problem niezgodności zastosowania matematyki konwencjonalnej ze sposobem postępowania człowieka.

Teorię zbiorów rozmytych wprowadził w 1965 roku Lotfi A. Zadeh. W następnych latach przedstawił ogólne podejście do analizy z wykorzystaniem logiki rozmytej. Elementami podstawowymi były: zmienne lingwistyczne, rozmyte zdania warunkowe i złożeniowa reguła wnioskowania. Połączenie tych elementów w jeden układ sterowania zaproponował Mamdani [60]. W procesie tworzenia rozmytego systemu wnioskującego można wyróżnić dwa zasadnicze etapy. Pierwszym z nich jest określenie danych wejściowych i wyjściowych. Są to wartości ostre (nierozmyte) na podstawie których przyporządkowuje się im odpowiednie funkcje przynależności. W drugim etapie tworzy się bazę reguł, która służy do podjęcia odpowiedniej decyzji. Istnieje wiele rodzajów funkcji przynależności i metod *wyostrzania*. Zastosowanie każdej z nich dość często daje odmienne wyniki końcowe przy tych samych danych wejściowych.

2.5.4. Przyszłościowe spojrzenie na sposób korzystania z energii elektrycznej

Postępujący rozwój techniki w przyszłości może pozwolić na łatwiejsze gromadzenie wielu cennych informacji, takich jak *gęste* profile obciążeniowe poszczególnych grup odbiorców energii elektrycznej. Dane te razem z nowymi narzędziami do ich analizy (np. transformata falkowa) mają szansę stać się nowym źródłem wiedzy o procesach zachodzących w ciągle ewoluującym SEE, a przede wszystkim pomóc w wyjaśnianiu tych procesów [108]. Jak sugerują autorzy pracy [116] wgląd w ludzki sposób korzystania z energii elektrycznej jest kluczem do lepszego zrozumienia przyszłych trendów w zakresie jej zużycia. Badania nad zachowaniem się odbiorców energii pod wpływem cen zmieniających się w ciągu dnia lub sezonu były przeprowadzane już na przełomie lat 70. i 80. XX wieku [29]. Należy również pamiętać o tym, że wprowadzenie nowych liczników energii elektrycznej może napotkać na opór społeczny wynikający z troski o prywatność konsumenta. Wobec tego zapewnienie bezpieczeństwa przesyłanych i gromadzonych danych (poprzez szyfrowanie) oraz poszanowanie prywatności powinny stać się kluczowymi elementami koniecznymi dla społecznej akceptacji idei *Smart Grids* i *Smart Metering*.

Powyższe zagadnienia wpisują się w nurt problemów optymalizacji w elektroenergetyce. Potencjał adaptacyjny indywidualnych odbiorców energii razem z interakcyjnością SEE może przysłużyć się do poprawy zarówno przebiegu procesów eksploatacyjnych jak również i tych związanych z planowaniem przyszłego rozwoju systemu.

2.6. Algorytmy do rozwiązania problemu

Niniejszy podrozdział zawiera opis algorytmów, które zostały użyte do rozwiązania problemu poruszanego w rozprawie. Przedstawiono opis zadania optymalnego rozptywu mocy (wraz z odniesieniem się do szczegółowych rozwiązań zaadaptowanych w programie Matpower) oraz podstawy teoretyczne transformaty falkowej.

2.6.1. Zadanie rozdziału obciążeń na elektrownie (optymalnego rozptywu mocy)

Zadanie optymalnego rozptywu mocy OPF (ang. *Optimal Power Flow*) zostało zdefiniowane w 1962 roku przez J. Carpentiera. Przez następne lata podlegało ono licznym modyfikacjom. Należy ono do grupy dużych, nieliniowych problemów optymalizacyjnych i polega na wyznaczeniu stanu pracy SEE dla minimalnej wartości funkcji celu $f(\mathbf{x})$ (rozpatrywanej najczęściej jako całkowity koszt wytwarzania – koszt paliwa koniecznego do zużycia) oraz przy spełnieniu technicznych ograniczeń. Wynikiem obliczeń OPF jest m. in. cena węzłowa LMP dla każdego węzła w danej sieci. W rozprawie wykorzystano do obliczeń rozptywowych program Matpower, który ceny wyraża w \$/MWh lub \$/Mvarh (odpowiednio dla mocy czynnej i biernej). Prezentowane w rozprawie poziomy cen są odniesione do warunków krajowych lecz przeliczone w \$ (dolarach). Rozptyw mocy OPF jest obliczony dla każdej godziny osobno [147] dzięki czemu można przyjąć, że cena węzłowa związana z mocą czynną jest równa cenie energii czynnej z uwagi na stałość mocy odbieranej w danym węźle w przedziale rozliczeń. Przy zadanym zapotrzebowaniu na moc czynną i bierną należy dokonać minimalizacji funkcji celu:

$$\min f(\mathbf{x}) \quad (2.9)$$

przy ograniczeniach równościowych:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (2.10)$$

i nierównościowych:

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) \geq \mathbf{0} \quad (2.11)$$

oraz warunku

$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max} \quad (2.12)$$

gdzie: $f(\mathbf{x})$ – funkcja celu, $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ – wektor ograniczeń równościowych, $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ – wektor ograniczeń nierównościowych, $\mathbf{x}$ – wektor zmiennych sterujących, $\mathbf{x}_{\min}$, $\mathbf{x}_{\max}$ – odpowiednio minimalne i maksymalne dopuszczalne wartości zmiennych $\mathbf{x}$

Funkcja $f(\mathbf{x})$ podlegająca minimalizacji przyjmuje postać (2.13) i jest sumą kosztów wytwarzania energii elektrycznej w danym systemie (dla każdego z generatorów):

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i \in G} K_{Gi}(P_{Gi}) = \sum_{i \in G} (c_{0i} + c_{1i}P_{Gi} + c_{2i}P_{Gi}^2) \quad (2.13)$$

Natomiast ograniczenia równościowe stanowią równania niezbilansowań węzłowych mocy czynnych i biernych i mogą być zapisane jako odpowiednio (2.14) i (2.15):

$$P_{gi} - P_{di} - |U_i|^2 g_{ii} - |U_i| \sum_{j \in N_i} |U_j| (g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) = 0 \quad \bigwedge_{i \in N} \quad (2.14)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} + |U_i|^2 b_{ii} - |U_i| \sum_{j \in N_i} |U_j| (g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) = 0 \quad \bigwedge_{i \in N} \quad (2.15)$$

gdzie: P_{gi} , P_{di} – odpowiednio moc czynna generowana, odbierana w węźle i i j , $|U_i|$, $|U_j|$ – odpowiednio napięcie węzłowe (moduł) w węźle i i j , g, b – odpowiednio część rzeczywista i urojona admitancji, $\delta_i - \delta_j$ – różnica argumentów napięć między węzłami i i j , Q_{gi} , Q_{di} – odpowiednio moc bierna generowana i odbierana w węźle i i j , N – zbiór i liczba węzłów liczba

Ograniczenia nierównościowe wynikają z występujących ograniczeń technicznych przesyłu mocy. Wektor $\mathbf{x}$ (2.16) w zadaniu OPF jest wektorem zmiennych stanu, który najczęściej zawiera w sobie wektory: argumentów napięć $\boldsymbol{\delta}$ (bez węzła odniesienia) i modułów napięć $\mathbf{V}$ (oba o wymiarach $N \times 1$, gdzie N – liczba węzłów systemu) oraz wektory: mocy czynnych $\mathbf{P}_g$ i mocy biernych $\mathbf{Q}_g$ (oba o wymiarach $n_g \times 1$, gdzie n_g – liczba węzłów elektrownianych w systemie).

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\delta} \\ \mathbf{V} \\ \mathbf{P}_g \\ \mathbf{Q}_g \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Zdefiniowany problem stanowi zadanie programowania nieliniowego z ograniczeniami równościowymi i nierównościowymi [104]. W większości metod optymalizacyjnych zakłada się, że krzywe wytwarzania są wypukłe w dół. Wobec tego można zastosować metodę

wywodzącą się z twierdzenia Karusha–Kuhna–Tuckera (KKT) zgodnie z którą minimum funkcji (w obszarze ograniczeń) znajduje się w tym samym punkcie co punkt siodłowy funkcji Lagrange'a [8,73]. Możliwe jest zbudowanie Lagrangian'u wyrażonego wzorem (2.17):

$$\mathbf{L}(\mathbf{z}) = \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \lambda^T \mathbf{g} + \mu^{iT} \mathbf{h}' \quad (2.17)$$

gdzie: $\mathbf{z} = [\mathbf{x}^T \lambda^T \mu^T]^T$, $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ – funkcja celu, λ – współczynniki Lagrange'a związane z ograniczeniami równościowymi, $\mathbf{g}$ – lewe strony równań typu $\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$, μ^{iT} – współczynniki Karusha-Kuhna-Tuckera związane z aktywnymi ograniczeniami nierównościowymi, $\mathbf{h}'$ – lewe strony aktywnych (w punkcie rozwiązania) nierówności typu $\mathbf{h}(\mathbf{x}) \geq \mathbf{0}$

Współczynniki, λ oraz μ^T , reprezentują odpowiednie gradienty funkcji KKT. Wektor współczynników λ stanowi koszt marginalny dla danego węzła sieci (interpretacja jako ceny węzłowe za energię czynną i bierną) zaś wektor współczynników μ^T wskazuje na tzw. ceny ukryte (ang. *shadow prices*), które odnoszą się do aktywowanych ograniczeń technicznych. Efektem pojawienia się cen ukrytych jest podwyższenie wartości cen LMP w bieżących rozliczeniach [144].

Związek między Lagrangian'em (2.11) oraz ceną węzłową LMP wyraża się równaniem (2.18):

$$\frac{\partial \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial P_{di}} = \lambda_i = LMP_i \quad (2.18)$$

gdzie: P_{di} – moc czynna odbierana w węźle i , λ_i – mnożnik Lagrange'a zależny od ograniczenia równościowego bilansu mocy w węźle i , LMP_i – cena w węźle i .

Dla Lagrangian'u (2.17) można zapisać odpowiednio gradient oraz hesjan wyrażone wzorami (2.18) i (2.19):

$$\nabla \mathbf{L}(\mathbf{z}) = \left[\frac{\partial \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial z_i} \right] \quad (2.18)$$

$$\nabla^2 \mathbf{L}(\mathbf{z}) = \left[\frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial z_i \partial z_j} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial x_i \partial x_j} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial x_i \partial \lambda_j} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial x_i \partial \mu_j} \\ \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \lambda_i \partial x_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mu_i \partial x_j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

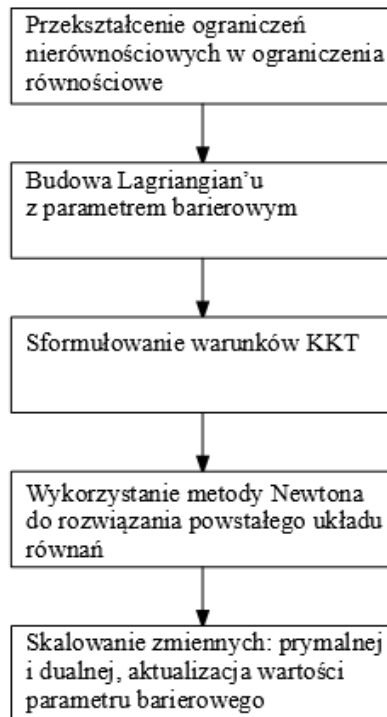
Poszukiwane minimum globalnego, przez warunki sformułowane przez Karusha–Kuhna–Tuckera, wyraża układ równań (2.20):

$$\left. \begin{aligned} \nabla_x \mathbf{L}(\mathbf{z}) &= \frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} + \frac{\partial \mathbf{g}^T(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \boldsymbol{\lambda} + \frac{\partial \mathbf{h}^{iT}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \boldsymbol{\mu} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\lambda} \mathbf{L}(\mathbf{z}) &= \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ \nabla_{\mu} \mathbf{L}(\mathbf{z}) &= \mathbf{h}^i(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) &\geq \mathbf{0} \\ \boldsymbol{\mu}' &\leq \mathbf{0} \end{aligned} \right\} \quad (2.20)$$

Warunkiem ukończenia obliczeń jest spełnienie jednocześnie nierówności (2.11) oraz zależności $\boldsymbol{\mu}' \leq \mathbf{0}$.

Metoda punktu wewnętrznego (ang. *Interior Point*) została zaproponowana przez N. K. Karmarkara w 1984 roku. Początkowo służyła do rozwiązywania problemów programowania liniowego. Z czasem jednak została udoskonalona i zaczęto ją wykorzystywać do problemów nieliniowych (w tym również do zagadnień związanych z optymalnym rozpiływem mocy). Ogólnie zasada tej metody polega na poszukiwaniu rozwiązania wewnątrz dopuszczalnego obszaru. Obliczenia rozpoczynają się od punktu wewnętrznego, od którego wyznaczana jest ścieżka prowadząca do rozwiązania właściwego po wykonaniu odpowiedniej liczby iteracji zależnej od rozmiaru zadania.

Przy domyślnych ustawieniach, do rozwiązania zadania optymalnego rozpiływu mocy, Matpower wykorzystuje prymalno–dualną metodę punktu wewnętrznego PDIPM (ang. *Primal–dual Interior Point Method*), aczkolwiek możliwe jest użycie również i innych modułów typu solver np. pochodzących z pakietów zewnętrznych [144]. Metoda ta, wraz z różnymi jej modyfikacjami, jest szeroko wykorzystywana od wielu lat [129]. Ogólnie działanie tej metody przedstawia schemat z rys. 2.7.



Rys. 2.7. Ogólny schemat działania algorytmu optymalnego rozptywu mocy z wykorzystaniem prymalno-dualnej metody punktu wewnętrznego. Opracowanie własne.

Domyślnym modulem typu solver jest w Matpower pakiet MIPS (ang. *Matlab Interior Point Solver*), który zadanie OPF i metody PDIMP opisuje jako:

$$\min f(\mathbf{X}) \quad (2.21)$$

gdzie: $f(\mathbf{X})$ – funkcja celu w zadaniu PDIMP

przy ograniczeniach:

$$\mathbf{G}(\mathbf{X}) = \mathbf{0} \quad (2.22)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{X}) \leq \mathbf{0} \quad (2.23)$$

gdzie: $\mathbf{G}(\mathbf{X})$ oraz $\mathbf{H}(\mathbf{X})$ – odpowiednio ograniczenia równościowe i nierównościowe w zadaniu PDIMP.

Liczba ograniczeń (2.22) i (2.23) jest powiększona w stosunku do liczby ograniczeń (2.10) i (2.11). Zaproponowane podejście powoduje zmianę ograniczeń nierównościowych w ograniczenia równościowe z użyciem parametru barierowego γ oraz nieujemnego wektora zmiennych dopełniających $\mathbf{Z}_m$ [144]. Jest to konieczne w celu przystosowania metody

Interior Point do problemu programowania nieliniowego [104]. Wobec tego, w odniesieniu do problemu opisanego przez równania (2.9), (2.10) oraz (2.11), należy zdefiniować tzw. problem zastępczy, który zadanie OPF opisuje w następującej postaci (2.24):

$$\min \left[f(\mathbf{X}) - \gamma \sum_{m=1}^{n_i} \ln(\mathbf{Z}_m) \right] \quad (2.24)$$

gdzie: γ – parametr barierowy, n_i – liczba ograniczeń nierównościowych przekształconych na ograniczenia równościowe przez wprowadzenie zmiennych dopełniających $\mathbf{Z}_m$

przy ograniczeniach:

$$\mathbf{G}(\mathbf{X}) = \mathbf{0} \quad (2.25)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{X}) + \mathbf{Z} = \mathbf{0} \quad (2.26)$$

$$\mathbf{Z} > \mathbf{0} \quad (2.27)$$

W ten sposób, dzięki wykorzystaniu dodatkowych zmiennych dopełniających (czasem zwanych też swobodnymi) (ang. *slack variables*), można przejść z ograniczeń w postaci nierówności do ograniczeń w postaci równań [141].

Idea zastosowania parametru barierowego została zaproponowana przez Fiacco i McCormicka w 1968 roku. Im wartość parametru barierowego γ (przy czym $\gamma > 0$) jest bliższa zeru, tym rozwiązanie problemu zastępczego (2.24) jest bardziej zbliżone do rozwiązania problemu pierwotnego (2.9). Wykorzystanie parametru γ warunkuje pozostanie poszukiwanego rozwiązania wewnątrz obszaru dopuszczalnego. Można zatem zbudować nowy Lagrangian (uwzględniający γ) wyrażony wzorem (2.28) [144]:

$$L'(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = f(\mathbf{X}) + \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{G}(\mathbf{X}) + \boldsymbol{\mu}^T (\mathbf{H}(\mathbf{X}) + \mathbf{Z}) - \gamma \sum_{m=1}^{n_i} \ln(\mathbf{Z}_m) \quad (2.28)$$

Dla Lagrangian'u danego równaniem (2.28) w prymalno–dualnej metodzie punktu wewnętrznego, warunki przedstawia się w następujący sposób (2.29):

$$\left. \begin{aligned} \nabla_x L^\gamma(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \lambda, \mu) &= \frac{\partial f(\mathbf{X})}{\partial \mathbf{X}} + \frac{\partial \mathbf{G}(\mathbf{X})}{\partial \mathbf{X}} \lambda + \frac{\partial \mathbf{H}(\mathbf{X})}{\partial \mathbf{X}} \mu = \mathbf{0} \\ \nabla_Z L^\gamma(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \lambda, \mu) &= [\mu_i] \mathbf{Z} - \gamma \mathbf{e} = \mathbf{0} \\ \nabla_\lambda L^\gamma(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \lambda, \mu) &= \mathbf{G}(\mathbf{X}) = \mathbf{0} \\ \nabla_\mu L^\gamma(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \lambda, \mu) &= \mathbf{H}(\mathbf{X}) + \mathbf{Z} = \mathbf{0} \\ \mathbf{Z} &> \mathbf{0} \\ \mu &> \mathbf{0} \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

gdzie: $[\mu_i]$ – macierz zawierająca na diagonalu wartości μ , $[\mu_i] = \text{diag}(\mu_1, \dots, \mu_{n_i})$, $\mathbf{e}$ – wektor jednostkowy

Następnie, korzystając z metody Newtona, rozwiązuje się w każdej iteracji układ równań wyrażony w postaci ogólnej jako (2.30). Postać szczegółowa równania (2.30) została przedstawiona w równaniu (2.31).

$$\mathbf{H}_s(\mathbf{z}_{ip}) \Delta \mathbf{z}_{ip} = [-\nabla L(\mathbf{z}_{ip})] \quad (2.30)$$

gdzie: $\mathbf{H}_s(\mathbf{z}_{ip})$ – hesjan dla Lagrangian'u w metodzie punktu wewnętrznego, $\Delta \mathbf{z}_{ip}$ – wektor zmiennych w metodzie punktu wewnętrznego, $\nabla L(\mathbf{z}_{ip})$ – gradient Lagrangian'u w metodzie punktu wewnętrznego.

$$\begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 L^\gamma(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \lambda, \mu) & \mathbf{0} & \nabla \mathbf{G}(\mathbf{X}) & \nabla \mathbf{H}(\mathbf{X}) \\ \mathbf{0} & [\frac{\mu}{Z}] & \mathbf{0} & \mathbf{I} \\ \nabla \mathbf{G}(\mathbf{X})^T & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \nabla \mathbf{H}(\mathbf{X})^T & \mathbf{I} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{X} \\ \Delta \mathbf{Z} \\ \Delta \lambda \\ \Delta \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla_x L^\gamma(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \lambda, \mu) \\ -(\mu - \gamma[\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e}]) \\ -\mathbf{G}(\mathbf{X}) \\ -\mathbf{H}(\mathbf{X}) - \mathbf{Z} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

gdzie: $\mathbf{I}$ – macierz jednostkowa

Inna nazwa wektora $\Delta \mathbf{z}_{ip}$ w (2.30) to wektor kierunku poszukiwań. Stosowane są w praktyce metody upraszczające (opisane szczegółowo np. w [144]), pozwalające na zredukowanie równania (2.31) do równania z macierzami z dwoma wierszami i w efekcie przyspieszenie obliczeń. W tym celu można skorzystać z podstawienia opisanego wzorami (2.32) i (2.33) [128]:

$$\Delta \mu = -\mu + [\mathbf{Z}]^{-1}(\gamma \mathbf{e} - [\mu] \Delta \mathbf{Z}) \quad (2.32)$$

$$\Delta \mathbf{Z} = -\mathbf{H}(\mathbf{X}) - \mathbf{Z} - \nabla \mathbf{H}(\mathbf{X})^T \Delta \mathbf{X} \quad (2.33)$$

Równania (2.32) oraz (2.33) powstały poprzez rozwiązanie drugiego wiersza (2.31) względem $\Delta\boldsymbol{\mu}$ (w odniesieniu do $\Delta\mathbf{Z}$) oraz czwartego wiersza (2.31) względem $\Delta\mathbf{Z}$ (w odniesieniu do $\Delta\mathbf{X}$). Aby uprościć układ równań (2.31) wprowadza się poniższe oznaczenia [128]:

$$\mathbf{M} = \nabla_{\mathbf{X}\mathbf{X}}^2 L^{\gamma}(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) + \nabla\mathbf{H}(\mathbf{X})[\mathbf{Z}]^{-1}[\boldsymbol{\mu}]\nabla\mathbf{H}(\mathbf{X})^T \quad (2.34)$$

$$\mathbf{N} = \nabla_{\mathbf{X}} L^{\gamma}(\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) + \nabla\mathbf{H}(\mathbf{X})[\mathbf{Z}]^{-1}([\boldsymbol{\mu}]\mathbf{H}(\mathbf{X}) + \boldsymbol{\gamma}\mathbf{e}) \quad (2.35)$$

gdzie: $\mathbf{M}$, $\mathbf{N}$ – podmacierze równania (2.36)

Ostatecznie więc otrzymuje się zredukowany układ równań (2.36):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{M} & \nabla\mathbf{G}(\mathbf{X}) \\ \nabla\mathbf{G}(\mathbf{X})^T & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{X} \\ \Delta\boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\mathbf{N} \\ -\mathbf{G}(\mathbf{X}) \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

W trakcie obliczeń zmienna prymalna (Z_m) oraz zmienna dualna (μ) podlegają skalowaniu, a ich współczynniki skalujące α_p (2.37) i α_d (2.38) służą do uzyskania nowych wartości zmiennych $\mathbf{X}, \mathbf{Z}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}$ wyrażonych wzorami (2.39–2.42).

$$\alpha_p = \min(\zeta \min_{\Delta Z_m < 0} (-\frac{Z_m}{\Delta Z_m}), 1) \quad (2.37)$$

$$\alpha_d = \min(\zeta \min_{\Delta \mu_m < 0} (-\frac{\mu_m}{\Delta \mu_m}), 1) \quad (2.38)$$

gdzie: ζ – współczynnik bezpieczeństwa, którego wartości należą do przedziału (0,1)

$$\mathbf{X} = \mathbf{X} + \alpha_p \Delta\mathbf{X} \quad (2.39)$$

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z} + \alpha_p \Delta\mathbf{Z} \quad (2.40)$$

$$\boldsymbol{\lambda} = \boldsymbol{\lambda} + \alpha_d \Delta\boldsymbol{\lambda} \quad (2.41)$$

$$\boldsymbol{\mu} = \boldsymbol{\mu} + \alpha_d \Delta\boldsymbol{\mu} \quad (2.42)$$

gdzie: α_p , α_d – współczynniki skalujące odpowiednio dla zmiennej prymalnej i dualnej

Obecność współczynnika bezpieczeństwa ξ zapewnia nieujemność zmiennych swobodnych. Jego wartość z reguły jest niewiele mniejsza od 1. W module solver MIPS parametr ξ ma stałą wartość równą 0,99995 [144]. Według źródła [131] ξ można wyznaczyć za pomocą wzoru (2.43):

$$\xi = 1 - \frac{1}{9\sqrt{m}} \quad (2.43)$$

gdzie: m – liczba ograniczeń w rozpatrywanym zadaniu

Występujące w równaniach (2.39) i (2.41) parametry $\Delta \mathbf{X}$ oraz $\Delta \lambda$ pochodzą z rozwiązania układu (2.36), natomiast ΔZ i $\Delta \mu$ odpowiednio z zależności (2.40) i (2.42). Wartość parametru barierowego γ musi dążyć do zera i jest ona uaktualniania według wzoru (2.44). We wzorze tym stała σ określa trajektorię dla rozwiązania optymalnego.

$$\gamma = \sigma \frac{\mathbf{Z}^T \boldsymbol{\mu}}{n_i} \quad (2.44)$$

gdzie: σ – stała (zmienna o wartości pomiędzy od 0 do 1).

Wartość parametru barierowego γ ma duży wpływ na zbieżność algorytmu [134]. Z reguły jest ona wyznaczana na podstawie przewidywanego spadku odstęp dualności, który stanowi różnicę pomiędzy prymalną a dualną funkcją celu w danym punkcie. Każdy krok, wynikający z zastosowania metody Newtona, zmniejsza odstęp dualności. Koniec działania algorytmu następuje jeżeli w danej iteracji spełnione są warunki zakończenia zdefiniowane dla funkcji celu, zmiennej prymalnej oraz zmiennej dualnej. Oznacza to spełnienie warunków KKT dla założonej tolerancji. Metoda punktu wewnętrznego może być użyta do innych zadań np. optymalizacji rozptywu mocy biernej lub minimalizacji strat mocy [78].

Omaawiana funkcja celu rozptywu OPF stanowi całkowity koszt godzinowy wytwarzania energii w danym systemie, wobec tego można stwierdzić, że zmiana dotychczasowego zachowania odbiorców indywidualnych (np. poprzez przeniesienie poboru mocy na inny czas) może przyczynić się do jej zmniejszenia. W efekcie odbiorcy ci mają szansę przyczynić się do zredukowania kosztów koniecznych do prawidłowej pracy SEE [40].

2.6.2. Transformata falkowa

Falkę (ang. *Wavelet*) można przedstawić jako funkcję matematyczną, która posiada szereg cech sprzyjających analizie sygnałów, zarówno w dziedzinie czasu jak i w dziedzinie częstotliwości. Cechy falek to: skończona moc sygnału, wartość średnia równa zero i skończone pasmo przenoszenia. Istnieje kilka rodzajów falek, z których najpopularniejsze to falki: Haara, Morleta, Meyera, Daubechies oraz Mexican Hat (druga pochodna falki Gaussa). Falki stanowią odpowiedniki funkcji trygonometrycznych sinus i cosinus, lecz w przeciwieństwie do nich są one nieregularne. Nazwa tych funkcji nawiązuje do ich *oscylacji*, które są podobne do prawdziwych fal w przyrodzie. Stosując transformatę falkową można analizować dany sygnał szukając jego podobieństwa do przesuniętych i przeskalowanych wersji pierwotnej falki zwanej *falką matką*. Dynamiczne zmiany w poborze mocy mogą być lepiej analizowane z użyciem odpowiednio dobranej falki, niż regularnych funkcji typu sinus.

Przeprowadzone badania dotyczyły możliwości modelowania *gęstych* wykresów poboru mocy czynnej stosując transformatę falkową. Autor wykorzystał ciągłą transformatę falkową CWT (ang. *Continous Wavelet Transform*). CWT dla szeregu czasowego z jednakowymi interwałami może być wyrażona za pomocą wzoru (2.45). Równanie to stanowi splot badanego szeregu czasowego z przeskalowaną i przesuniętą funkcją falkową [6]:

$$W_m(s) = \frac{\sigma_t}{\sqrt{s}} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \varphi * \left[\frac{(n-m)\sigma_t}{s} \right] \quad (2.45)$$

gdzie: σ_t – jednakowy interwał pomiędzy próbkami, s – współczynnik skali, N – liczba próbek szeregu czasowego, x_n – n -ty element szeregu czasowego (gdzie $n=1,2,3..N$), φ – funkcja falkowa, m – współczynnik przesunięcia, $*$ – sprzężenie liczby zespolonej

Pomimo, że jest to transformata falkowa ciągła, wyznaczana jest na podstawie danych dyskretnych (wygodnych w obliczeniach komputerowych). Nie zawsze konieczne jest użycie CWT, aczkolwiek z uwagi na charakterystyczny nadmiar informacji przy jej stosowaniu może dojść do uwidocznienia cech sygnału, które byłyby trudno dostrzegalne po zastosowaniu dyskretniej transformaty. Cechami odróżniającymi ciągłą transformatę falkową od dyskretniej są: możliwość obliczeń dla każdej wartości skali oraz ciągłość względem przesunięcia [9]. W celu wykonania transformacji falkowej autor użył pakietu Matlab Wavelet Analysis Toolbox.

Jako *falki matki* wybrano falki Meyera i Morleta gdyż ich kształty mogą łatwo *dopasować się* do badanego sygnału jakim jest profil obciążenia zawierający *poszarpane szczyty*.

Falka Meyera jest opisana wzorem (2.46):

$$\Psi(\omega) := \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \sin\left(\frac{\pi}{2} \nu\left(\frac{3|\omega|}{2\pi} - 1\right)\right) e^{j\omega/2} & \text{dla } 2\pi/3 < |\omega| < 4\pi/3 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cos\left(\frac{\pi}{2} \nu\left(\frac{3|\omega|}{2\pi} - 1\right)\right) e^{j\omega/2} & \text{dla } 4\pi/3 < |\omega| < 8\pi/3 \\ 0 & \text{przeciwnie} \end{cases} \quad (2.46)$$

gdzie: ν – funkcja pomocnicza wyrażona wzorem (2.47):

$$\nu(x) = \begin{cases} 0 & \text{dla } x < 0 \\ x & \text{dla } 0 < x < 1 \\ 1 & \text{dla } x > 1 \end{cases} \quad (2.47)$$

Funkcja ta może przyjąć różne warianty falki Meyera.

Falkę Morleta można przedstawić jako (2.48):

$$\psi_{\sigma}(t) = c_{\sigma} \pi^{-\frac{1}{4}} e^{-\frac{1}{2}t^2} \left(e^{i\sigma t} - \kappa_{\sigma} \right) \quad (2.48)$$

gdzie: κ_{σ} – kryterium dopuszczalności wyrażone wzorem $\kappa_{\sigma} = e^{-\frac{1}{2}\sigma^2}$, σ - współczynnik związany z rozdzielczością, c_{σ} – współczynnik normalizacji wyrażony wzorem (2.49)

$$c_{\sigma} = \left(1 + e^{-\sigma^2} - 2e^{-\frac{3}{4}\sigma^2} \right)^{-\frac{1}{2}} \quad (2.49)$$

W celu zbadania potencjalnych wzajemnych zależności pomiędzy dwoma sygnałami autor wykorzystał koherentność falkową (ang. *wavelet coherence*). Jest to przekształcenie powstałe na podstawie CWT i może ono wykryć te obszary (w dziedzinie czas–częstotliwość) w których oba badane sygnały wykazują między sobą wspólne zmiany. Zgodnie z [39] koherentność falkową dwóch przebiegów opisuje wzór (2.50):

$$R_n^2(s) = \frac{\left| S(s^{-1}W_n^{XY}(s)) \right|^2}{S(s^{-1}|W_n^X(s)|^2) \cdot S(s^{-1}|W_n^Y(s)|^2)} \quad (2.50)$$

gdzie: $R_n^2(s)$ – współczynnik koherentności, S – operator wygładzający (ang. *smooth operator*), s – współczynnik skali, W_n^X, W_n^Y – ciągłe transformaty falkowe sygnałów X, Y wyrażone jako splot n – tej próbki sygnału x_n z przeskalowaną i znormalizowaną falką, $W_n^{XY} = W_n^X W_n^{Y*}$ – transformata typu *cross wavelet transform* próbek x_n oraz y_n

Współczynnik koherentności $R_n^2(s)$ może przybierać wartości od 0 do 1, przy czym im jego wartość jest bliższa 1 tym oba badane sygnały są bardziej ze sobą skorelowane, jeżeli jest bliska 0 – koherencja jest bardzo słaba. Graficznie można to zobrazować za pomocą kolorów – kolory ciepłe (żółty, czerwony) symbolizują silną koherencję, zaś kolory zimne (np. niebieski) słabą koherencję. Możliwe jest wyznaczenie fazy koherencji (wzór 2.51), która informuje o wzajemnych relacjach fazowych pomiędzy oscylacjami obu sygnałów w funkcji częstotliwości.

$$\phi_{x,y} = \tan^{-1} \left(\frac{\text{Im}(W_n^{XY})}{\text{Re}(W_n^{XY})} \right) \quad (2.51)$$

gdzie: $\phi_{x,y}$ – faza koherencji zawarta w przedziale $[-\pi, \pi]$, Re, Im – odpowiednio część rzeczywista i część urojona wyrażenia W_n^{XY} .

Wartości $\phi_{x,y}$ są przedstawiane graficznie w formie strzałek, które wskazują na sposób wzajemnych oscylacji obu sygnałów dla określonej częstotliwości. Strzałki skierowane w prawą stronę oznaczają, że sygnały są ze sobą w fazie, w lewą zaś – w przeciwfazie. Kierunek na dół oznacza, że sygnał x_n wyprzedza y_n o 90° , kierunek do góry – y_n wyprzedza x_n o 90° . W pakiecie Matlab Wavelet Analysis do obliczeń koherentności używana jest tzw. analityczna transformata falkowa z wykorzystaniem falki Morleta. Jest to odmiana transformaty, która dostarcza informacji na temat zarówno modułu oraz fazy sygnału w dziedzinie czas–skala lub czas–częstotliwość [55]. Celem obliczeń koherentności przez autora było zbadanie zlokalizowanych w czasie wspólnych oscylacji zebranych niestacjonarnych przebiegów (profilu obciążeń oraz zmienności cen LMP).

W opinii autora rozprawy analogicznie do zjawisk przyrodniczych można potraktować zmienność poboru mocy czynnej przez wybranych odbiorców energii elektrycznej i dalej badać jej związek z innymi sygnałami np. pochodzącymi z SEE (np. ceny węzłowe, funkcja celu rozprawy OPF) za pomocą transformaty falkowej. Taki rodzaj analizy mógłby okazać się przydatny operatorom sieci elektroenergetycznych, którzy dysponowaliby *gęstymi* pomiarami poboru mocy czynnej przez poszczególnych odbiorców indywidualnych skupionych wokół jednego miejsca np. węzła sieci lub wybranego obszaru (np. dzielnica, gmina).

2.6.3. Charakterystyka metodyki badań

Podstawowy wariant badań, zrealizowany w systemie testowym 1, polegał na *przesunięciu* poboru mocy przez odbiorców domowych na podstawie sygnału jakim była cena LMP. Sposób tych badań był następujący:

1. Dla modelu systemu testowego 1 określono węzły odbiorcze, do których są przyłączeni indywidualni odbiorcy energii elektrycznej (domowi). Założono zmienność zapotrzebowania mocy czynnej zgodnie z danymi zawartymi w załączniku 1 do rozprawy,
2. Wydzielenie z każdego z powyższych węzłów mocy P_{Res} , które po zsumowaniu równe są około 20% obciążenia systemu testowego w czasie trwania szczytu zimowego,
3. Podział odbiorców indywidualnych na 6 grup z uwagi na ich roczne zużycie energii w kWh (wg danych zawartych w [121]),
4. Określenie liczby odbiorców indywidualnych w każdym z wybranych węzłów w systemie testowym 1,
5. Określenie liczby typowych odbiorników energii elektrycznej w każdym z branych pod uwagę węzłów (na podstawie danych z publikacji [121]),
6. Określenie liczby typowych odbiorników w każdej z wydzielonych grup odbiorców (na podstawie danych z publikacji [36]),
7. Przyjęcie możliwych wariantów *przesunięcia* poboru mocy przed indywidualnych odbiorców o $5\% \cdot k$, gdzie $k = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7$ (k – krotność podstawowego wariantu równego 5%),
8. Określenie dla każdego wariantu $5\% \cdot k$ liczby gospodarstw domowych biorących udział w *przesunięciu* poboru mocy,
9. Określenie, na podstawie danych z publikacji [121]) liczby gospodarstw w danej grupie biorących udział w *przesunięciu* poboru mocy,

10. Podział mieszkańców gospodarstw biorących udział w *przesunięciu* na pracujących i niepracujących. Jako osoby pracujące uznano osoby pełnoletnie i będące w wieku produkcyjnym. Ich udział określono na 0,7 wszystkich odbiorców. Jako osoby niepracujące zarobkowo uznano osoby w wieku poprodukcyjnym oraz bezrobotnych. Ich udział określono na 0,3 wszystkich odbiorców.
11. Wykorzystanie logiki rozmytej do symulowania ludzkiego zachowania w zakresie użycia typowych odbiorników energii elektrycznej (podlegających *przesunięciu*) pod wpływem bodźca jakim jest cena LMP. Wynik – chęć (imperatyw) włączenia odbiornika o danej godzinie doby,
12. *Przesunięcie* wybranych odbiorników w czasie (na inne godziny) na podstawie rezultatów otrzymanych przez zastosowanie logiki rozmytej. Wykorzystanie zebranych *gęstych* profili oraz zadanych obciążeń węzłowych do określenia nowego sumarycznego zapotrzebowania na moc w wybranych węzłach z odbiorcami indywidualnymi.
13. Wyznaczenie optymalnego rozplywu mocy osobno dla każdej minuty z rozpatrywanej godziny doby. Wyznaczenie nowych wartości cen LMP będących odpowiedzią systemu dla danego wariantu $5\% \cdot k$ *przesunięcia* (dla 5 dni roboczych i 2 dni weekendowych). Analiza nie uwzględnia dni wolnych świątecznych.

Kolejne warianty badań (dla systemów testowych 2 i 3) polegały na sprawdzeniu, jak na wartości cen węzłowych wpływać będą takie zdarzenia w SEE jak wyłączenie jednego, lub kilku generatorów, oraz naruszenie limitów przepustowości gałęzi zasilających odbiorców domowych.

Pierwsze badanie:

1. Dla każdego z systemów testowych (2 i 3) uzyskanie zmienności zapotrzebowania na moc czynną w ciągu każdej pory roku (moce w godzinach doby). Przyjęto taką samą zmienność jak dla systemu testowego 1,
2. Obliczenie typowych wartości cen węzłowych dla każdej pory roku i typowego dnia roboczego oraz weekendowego,
3. Wytypowanie generatorów do odstawienia oraz węzłów odbiorczych do których podłączeni są indywidualni odbiorcy domowi (węzły do obserwacji),

4. Uzyskanie wartości cen węzłowych w obserwowanych węzłach oraz sprawdzenie za pomocą logiki rozmytej ewentualnej zmiany chęci użycia odbiorników w innym czasie

Drugie badanie zostało zrealizowane w następujący sposób:

1. Wytypowanie wybranych gałęzi zasilających odbiorców domowych w danym systemie testowym,
2. Wprowadzenie naruszenia limitu przepustowości tych gałęzi poprzez zmniejszenie dopuszczalnej obciążalności.

2.7. Konstrukcja narzędzi informatycznych

Niniejszy podrozdział zawiera informacje na temat narzędzi informatycznych, które zostały przystosowane lub stworzone w celu przeprowadzania badań przedstawionych w rozprawie. Zaprezentowano rozmyte systemy wnioskujące, które posłużyły do modelowania ludzkiego zachowania w zakresie wykorzystania energii elektrycznej.

2.7.1. Przystosowanie modeli systemów testowych

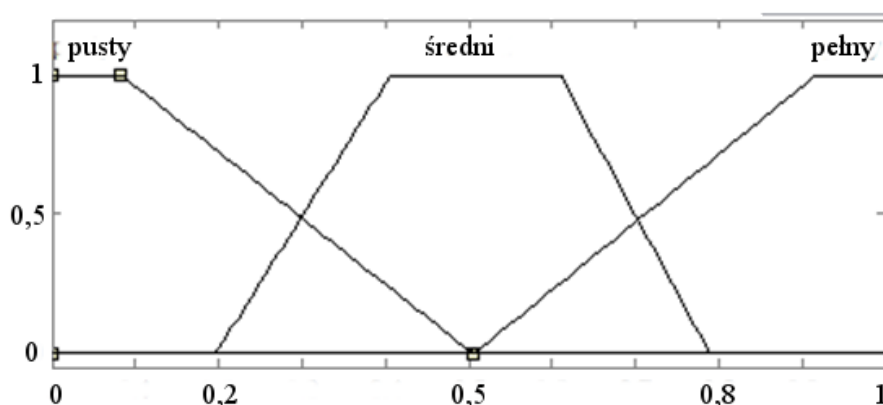
Dla każdego z wykorzystanych systemów testowych dostępne były wbudowane wartości funkcji kosztów generacji, jednakże autor zdecydował się na ich ponowne wyznaczenie gdyż bieżące wartości były zadane jako domyślne. W ten sposób uzyskano współczynniki, które zależne są od dostępnych mocy czynnych generatorów. Należy również podkreślić, że systemy te nie były w sposób ciągły wykorzystywane do celów wyznaczania optymalnych rozpliwów mocy wobec tego brakowało w nich niektórych danych, które zostały przez autora uzupełnione.

2.7.2. Rozmyte systemy wnioskujące

Nie wszyscy domowi odbiorcy energii elektrycznej będą chętni *przesunąć* w czasie uruchomienie niektórych odbiorników. Do celów niniejszej rozprawy autor przyjął, że jedynie 2 grupy odbiorców będą potencjalnie zainteresowane mechanizmem DSR. Pierwszą grupą są osoby pracujące – dla zamodelowania ich zachowania wykonano dwa osobne systemy FIS, jeden opisujący typowy dzień roboczy, drugi zaś – typowy dzień w ciągu weekendu (sobota, niedziela). W modelach tych autor uwzględnił, iż odbiorniki w ciągu dni roboczych mogą być uruchamiane albo rano (przed wyjściem do pracy, szkoły) albo po pracy (po południu lub wieczorem). Drugą grupą są osoby niepracujące, stale

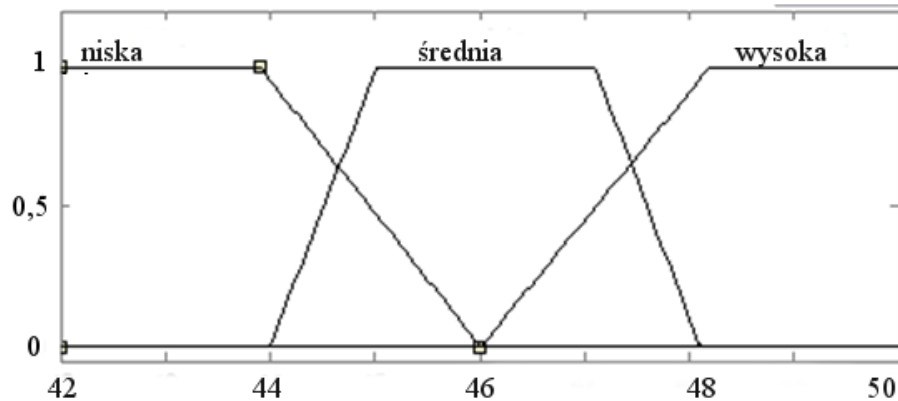
przebywające w swoich domostwach (emeryci, renciści, bezrobotni, przedstawiciele wolnych zawodów). Dla tej grupy autor utworzył jeden model. Jako typ rozmytego systemu wnioskującego wybrano model systemu fuzzy logic zaproponowany przez Mamdaniego. Za jego wyborem przemawiają następujące przesłanki: jest on zgodny z intuicją, posiada szeroką akceptację w środowisku oraz dobrze jest dopasowany do ludzkiego systemu wnioskowania [117]. Można stwierdzić, że model Mamdaniego w dużym stopniu odpowiada człowiekowi będącemu regulatorem sterującym danym obiektem [98]. Przebiegi zastosowanych funkcji przynależności zaprezentowano na rys. 2.7–2.11. Dla każdego z 3 modeli struktura jest taka sama: 4 wejścia i 1 wyjście. Jako wejścia wybrano następujące dane:

- stan zasobu – opis stanu naładowania danego zasobnika dobra, zakres od 0 do 1, gdzie 1 oznacza zasób w pełni naładowany, 0 zasób pusty, bez jednostki.



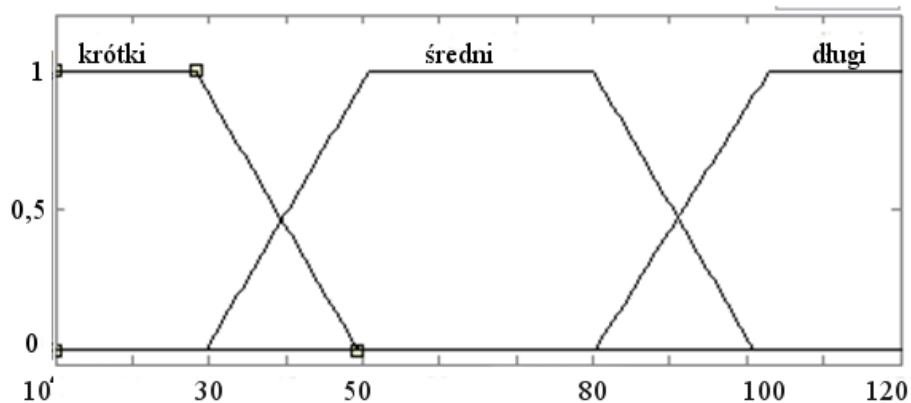
Rys. 2.7. Przebieg zastosowanych funkcji przynależności do opisu stanu zasobu. Opracowanie własne.

- LMP – wartość ceny węzłowej LMP za moc czynną (energię) w danym systemie testowym, zakres zmienności od 42 do 50, cena wyrażona w \$/MWh



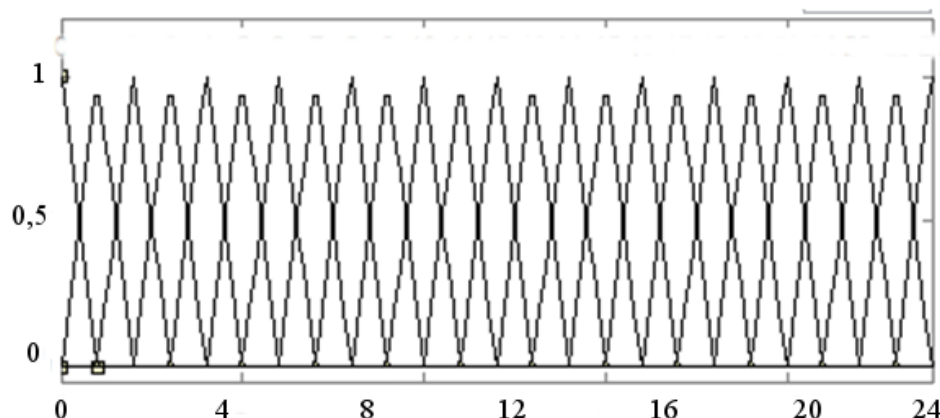
Rys. 2.8. Przebieg zastosowanych funkcji przynależności do opisu wartości ceny LMP. Opracowanie własne.

- czas pracy – wyrażony w minutach czas pracy (ładowania) danego zasobnika dobra, zakres zmienności od 10 do 120, co odpowiada zarówno krótkim jak i długim programom pracy.



Rys. 2.9. Przebieg zastosowanych funkcji przynależności do opisu czasu pracy odbiornika. Opracowanie własne.

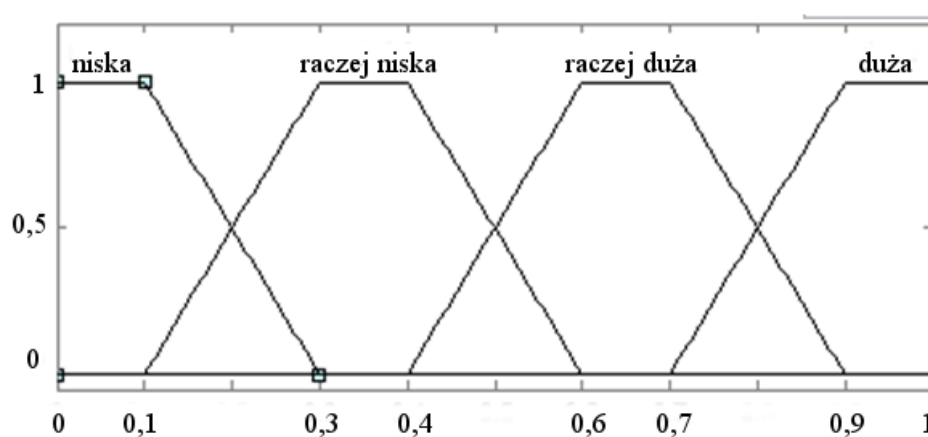
- czas aktualny – wyrażony w godzinach aktualny czas w ciągu doby, zakres zmienności od 0 do 24.



Rys. 2.10. Przebieg zastosowanych funkcji przynależności do opisu czasu aktualnego. Opracowanie własne.

Jako wyjście wybrano:

- chęć włączenia – wyrażoną w zakresie od 0 do 1 chęć włączenia (naładowania) danego zasobnika dobra, przy czym 1 oznacza bardzo dużą chęć, zaś 0 – jej brak (bez jednostek). Stanowi ona imperatyw włączenia odbiornika.



Rys. 2.11. Przebieg zastosowanych funkcji przynależności do opisu chęci włączenia odbiornika. Opracowanie własne.

Jako funkcje przynależności $\nu(x)$ dla stanu zasobu, LMP, czasu pracy i chęci włączenia autor wybrał funkcje trapezoidalne $\nu(x)_{\text{trap}}$. Natomiast dla czasu aktualnego – funkcje trójkątne $\nu(x)_{\text{troj}}$. Trapezoidalna funkcja przynależności opisana jest wzorem (2.52):

$$\nu(x)_{\text{trap}} = \left\{ \begin{array}{ll} 0 & \text{dla } x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a} & \text{dla } a \leq x \leq b \\ 1 & \text{dla } b \leq x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c} & \text{dla } c \leq x \leq d \\ 0 & \text{dla } d \leq x \end{array} \right\} \quad (2.52)$$

Trójkątna funkcja przynależności opisana jest wzorem (2.53):

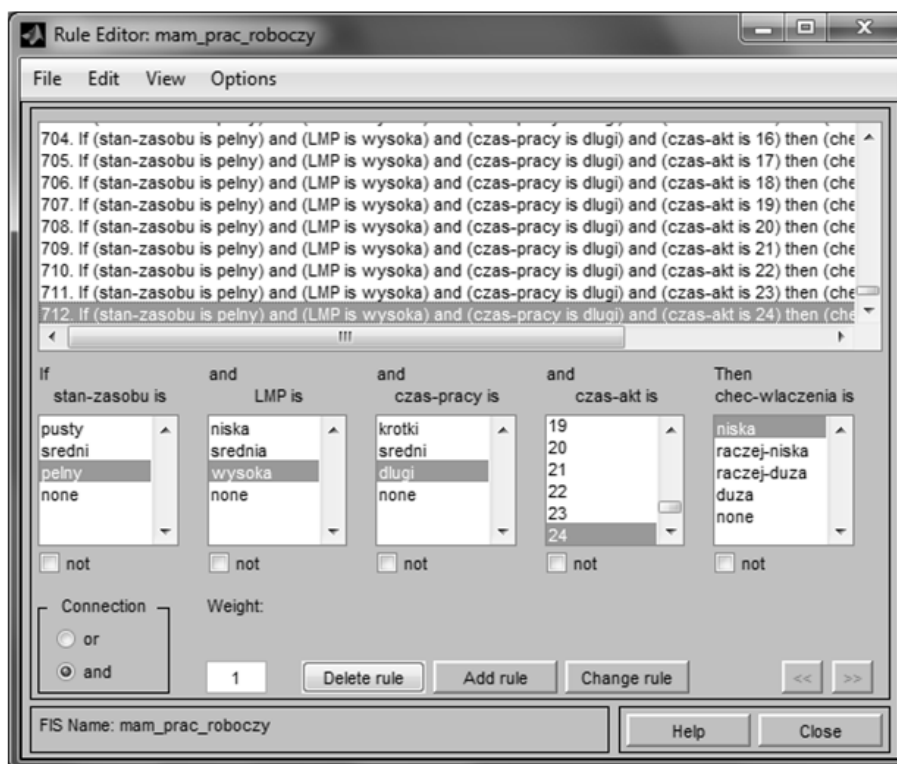
$$\nu(x)_{\text{troj}} = \left\{ \begin{array}{ll} 0 & \text{dla } x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a} & \text{dla } a \leq x \leq b \\ \frac{c-x}{c-b} & \text{dla } b \leq x \leq c \\ 0 & \text{dla } c \leq x \end{array} \right\} \quad (2.53)$$

System wnioskowania oparty na logice rozmytej zbudowany jest z 4 głównych elementów: bazy reguł, bloku rozmywania, bloku wnioskowania i bloku wyostrzania. Głównym składnikiem takiego modelu jest baza reguł. W przypadku modelu dla pracującego odbiorcy składała się ona z 712 reguł (model dla dnia roboczego) i 653 reguł (model dla dnia typu weekend). Baza dla każdego modelu jest kompletna – dla dowolnego stanu wejść x^* przyporządkowuje pewien stan wyjścia y^* . Zaleca się, aby w modelu typu Mamdaniego do realizacji operacji And (I) używać t-normy (na przykład "min"), zaś do operacji Or (Lub) s-normy (na przykład "max"). W tab. 2.3 przedstawiono wykorzystane operatory w rozmytym systemie wnioskującym.

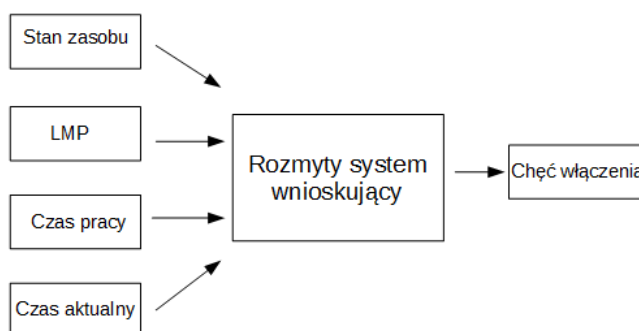
Tab. 2.3 Operatory wykorzystane w rozmytym systemie wnioskującym. Opracowanie własne.

Działanie	Operator
And	min
Or	max
Implikacja	min
Agregacja	max

Na rys. 2.12 przedstawiono widok edytora reguł IF-THEN z pakietu Fuzzy Logic Toolbox, zaś na rys. 2.13 ogólny schemat rozmytego systemu wnioskującego użytego w rozprawie.



Rys. 2.12. Widok edytora reguł z FuzzyLogic Toolbox w środowisku Matlab. Zaznaczona ostatnia, 712 reguła IF–THEN rozmytego systemu wnioskującego dla odbiorcy pracującego, w dniu roboczym. Opracowanie własne.

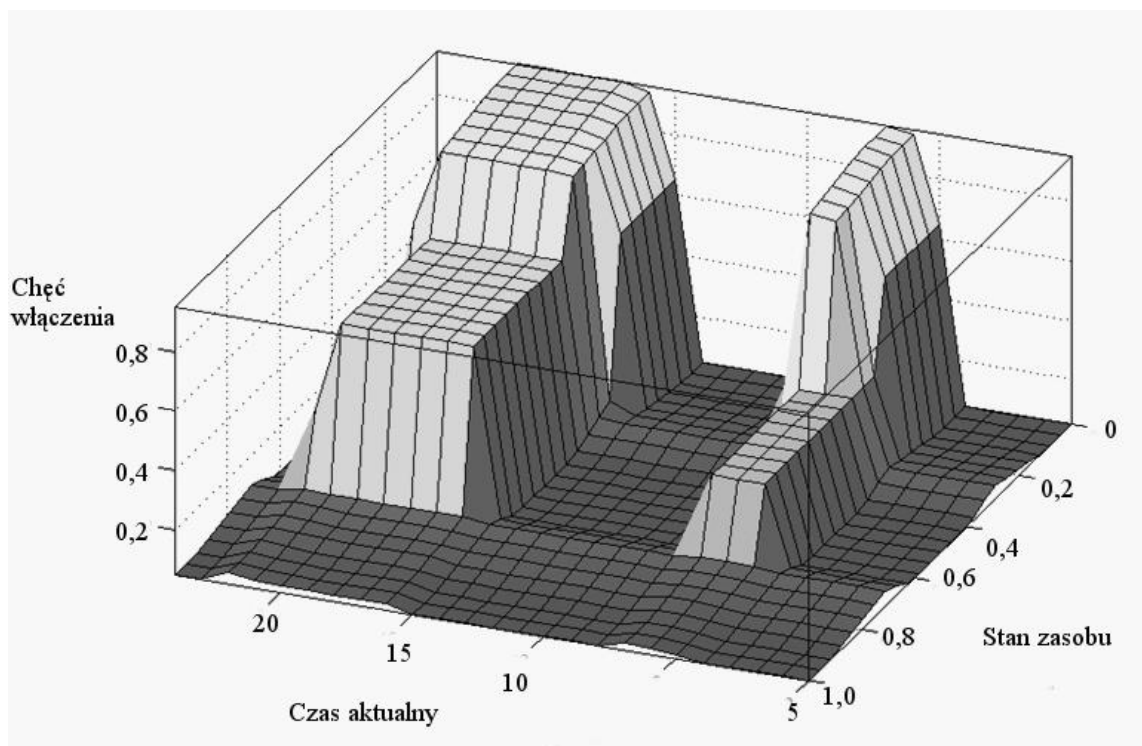


Rys. 2.13. Ogólny schemat autorskiego systemu rozmytego wnioskującego przedstawiający wejścia i wyjścia. Opracowanie własne.

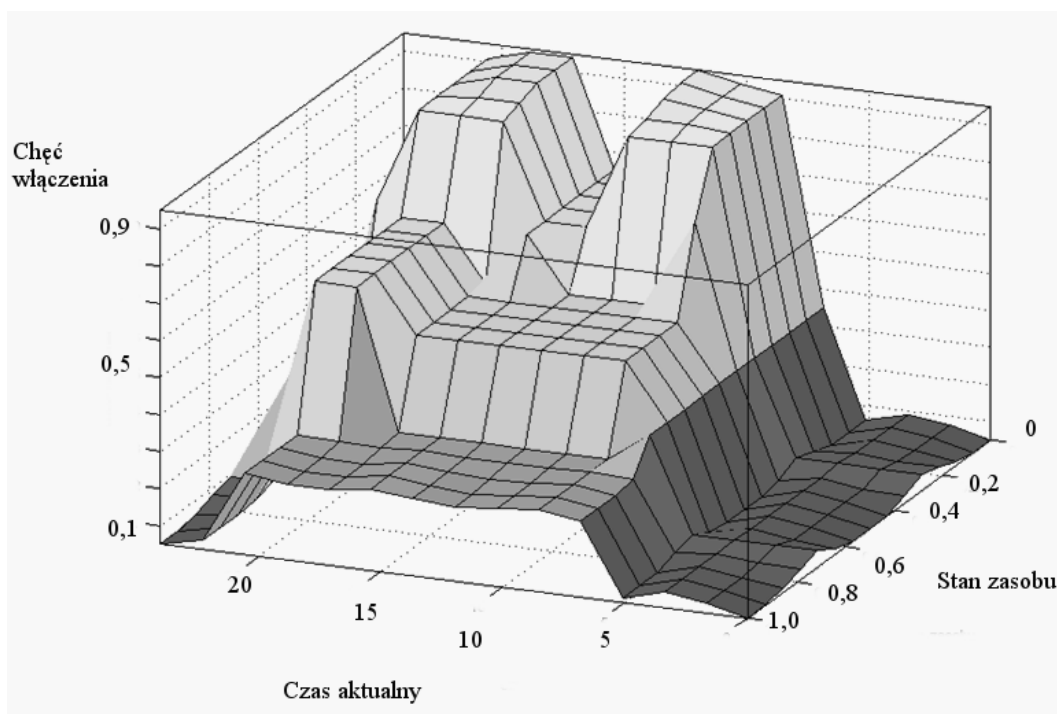
W każdym z modeli jako metodę defuzyfikacji wykorzystano środek maksimum (MOM – ang. *Middle of Maximum*). Zaletą jej stosowania jest znaczna prostota obliczeniowa, wadą zaś wpływ tylko najbardziej zaktywizowanego zbioru rozmytego na wynik wyostrzania [98]. Cechą charakterystyczną tej metody jest obliczanie średniej arytmetycznej z największej i najmniejszej wartości y o największym stopniu przynależności μ_{wy} [7]. Przykładowe płaszczyzny decyzyjne pokazano na rys. 2.14 oraz rys. 2.15. Analizując te rysunki można

dostrzec jak logika rozmyta *symuluje* zachowanie się człowieka w przypadku chęci skorzystania z danego odbiornika. Na rys. 2.14. przedstawiono sytuację w dniu roboczym. Począwszy od godziny 00:00 (początek danej doby) do godziny 05:00 rano niezależnie od stanu naładowania zasobu chęć jego ponownego naładowania jest bardzo niska. Oznacza to, iż zwykle w tym przedziale czasu odbiorca nie jest zainteresowany tą czynnością. Następnie pomiędzy godziną 05:00 a 07:00 (przy stałej cenie LMP równej 43,91 \$/MWh) odbiorca jest bardzo skłonny (kolor jaśniejszy) uruchomić ładowanie zasobnika trwające około 111 minut, lecz jedynie wtedy, gdy stan jego naładowania znajduje się w przedziale od 0 do 0,3. Jeżeli zaś zasobnik jest naładowany w przedziale od 0,4 do 0,7 – chęć jego ponownego użycia jest prawie dwukrotnie niższa (kolor ciemniejszy). Pomiedzy godziną 07:00 a 15:00 niezależnie od ceny i czasu ładowania chęć uruchomienia jest prawie równa 0, co jest równoważne jest z faktem, iż odbiorca jest np. poza gospodarstwem domowym i nie ma możliwości włączenia danego odbiornika. Pomija się możliwość zdalnego uruchomienia np. poprzez system GSM, gdyż większość sprzętu AGD nie dopuszcza się do pracy bez obecności użytkownika. Sytuacja ta zmienia się pomiędzy godziną 16:00 a 20:00. W tym czasie (przy tym samym czasie trwania ładowania i tej samej cenie) chęć włączenia jest raczej większa dla stanu zasobnika równego na przykład 0,5 niż miało to miejsce w godzinach rannych (kolor jaśniejszy). Wynika to z faktu, iż zasobnik ten coraz bardziej wymaga naładowania. Największa chęć naładowania występuje w godzinach popołudniowo-wieczornych, między 16:00 a 20:00 czyli w szczycie popołudniowym (kolor jasny). Ponadto zauważyć można, że później chęć ta szybko maleje. Związane jest to z czasem trwania ładowania zasobnika – w tym przypadku 111 minut to prawie dwie godziny, więc najkorzystniej byłoby włączyć odbiornik najpóźniej o 20.00.

Nieco odmienna sytuacja (dla tych samych danych wejściowych) występuje w modelu dla dni weekendowych. Analizując wykresy z rysunku 2.15 można dostrzec, iż chęć naładowania tego zasobnika jest największa od godziny 07:00 do 10:00 oraz od godziny 15:00 do 20:00. Dotyczy to jednak tylko przypadku kiedy stan naładowania jest niski (od 0 do 0,3). W tym przypadku możliwe jest również uruchomienie odbiornika w godzinach południowych. Ponadto jeżeli zasobnik jest pełny lub prawie pełny to w godzinach 06:00–20:00 istnieje chęć włączenia w zakresie od 0,2 do 0,3 co może być odzwierciedleniem chęci kilkukrotnego użycia danego zasobu, nawet niedługo po jego pełnym naładowaniu (na przykład sekwencje kilku uruchomień pralki automatycznej).

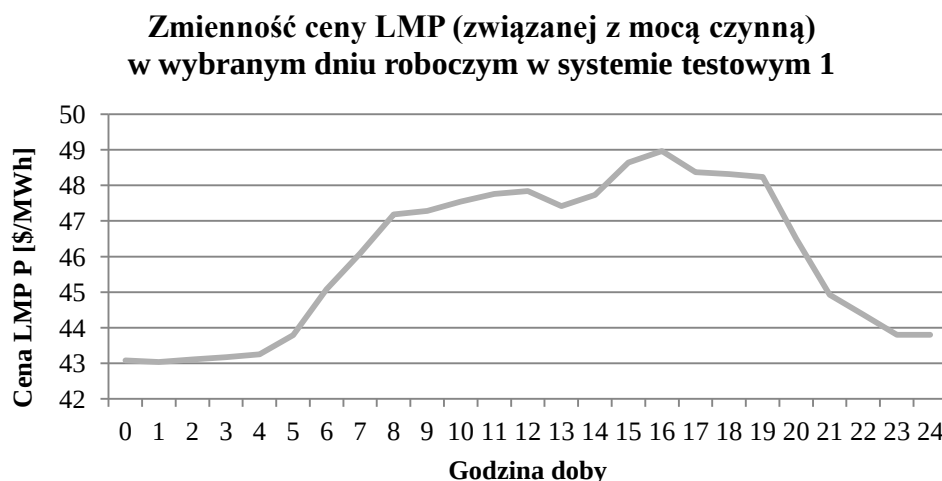


Rys. 2.14. Płaszczyzna decyzyjna dla modelu odbiorcy pracującego, dzień roboczy. Na wejściu 2 zmienne: "czas aktualny" i "stan zasobu". Na wyjściu wartość "chęć włączenia" przy cenie LMP 43,91 \$/MWh i czasie pracy 111 minut. Opracowanie własne.



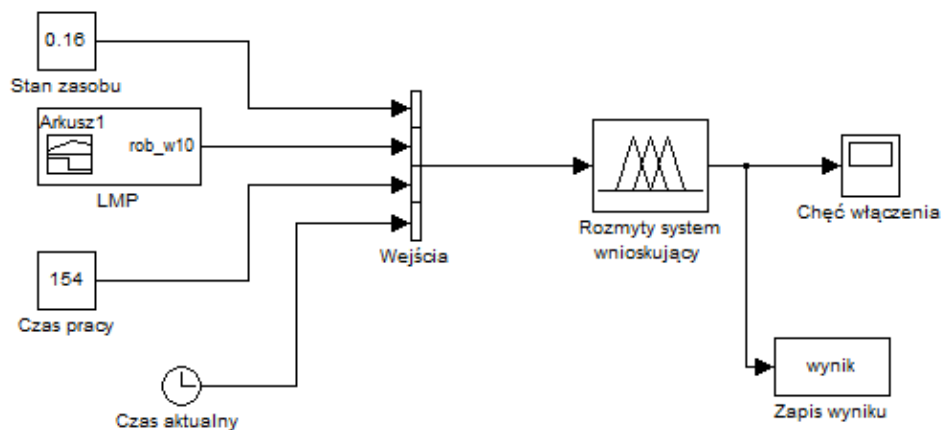
Rys. 2.15. Płaszczyzna decyzyjna dla modelu odbiorcy pracującego, weekend. Na wejściu 2 zmienne: "czas aktualny" i "stan zasobu". Na wyjściu wartość "chęć włączenia" przy cenie LMP 43,91 \$/MWh i czasie pracy 111 minut. Opracowanie własne.

Opisane przypadki dotyczyły sytuacji kiedy cena węzłowa LMP była stała w całym rozpatrywanym okresie (np. doby). Aby zachęcić odbiorcę do użycia danego odbiornika w innej niż zwykle porze należy dopuścić zmienną cenę, która będzie inna w każdej godzinie. Na rys. 2.16 przedstawiono przykładową zmienność ceny za moc czynną w poszczególnych godzinach doby w węźle odbiorczym w systemie testowym 1.



Rys. 2.16. Zmienność ceny LMP (związanej z mocą czynną) w wybranym węźle odbiorczym w kolejnych godzinach, w dniu roboczym, system testowy 1. Opracowanie własne.

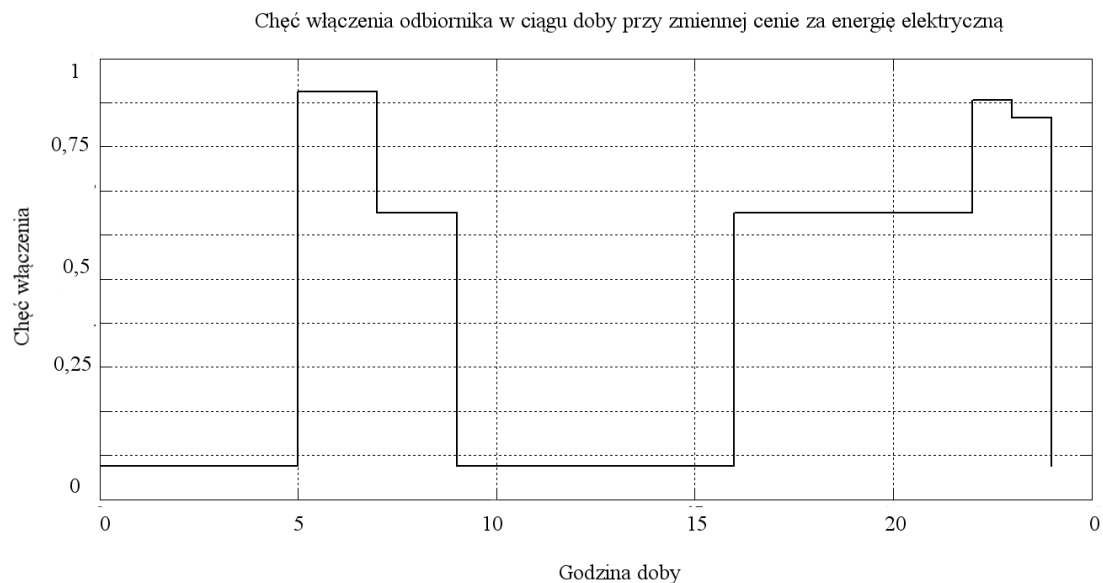
Analizując rys. 2.16 można zauważyć, iż w danym węźle odbiorczym (z którego korzysta badany użytkownik) cena LMP była najniższa w godzinach od 00:00 do 04:00. Następnie narastała w godzinach od 05:00 do 08:00, nieznacznie malała pomiędzy 12:00 a 14:00. Największą wartość przyjmuje o godzinie 16:00, zaś w kolejnych godzinach sukcesywnie maleje. Mając dostęp do informacji na temat zmienności tej ceny, dany odbiorca może podjąć decyzję o włączeniu (lub nie) wybranego urządzenia. W celu zbadania przy użyciu rozmytych systemów wnioskujących zmienności chęci włączenia danego odbiornika w funkcji m. in. ceny zmieniającej się w ciągu doby autor wykorzystał pakiet Simulink. Korzystając z bloku Signal Builder zadano zmieniającą się co godzinę cenę węzłową. Czas symulacji został wyskalowany na 24 godziny. Dzięki temu uzyskano zmianę wartości wyjściowej (chęci włączenia) danego rozmytego systemu wnioskującego w funkcji godziny doby. Na rys. 2.17 przedstawiono schemat modelu. Na wejściu podano 4 wartości, z czego 2 były stałe w czasie (stan zasobu, czas pracy), zaś pozostałe 2 zmienne (LMP, czas aktualny). Uzyskane z modelu chęci włączenia posłużyły następnie do opracowania modelu uruchomienia odbiorników w wybranych godzinach doby w każdej z podgrup odbiorców z tab. 2.2.



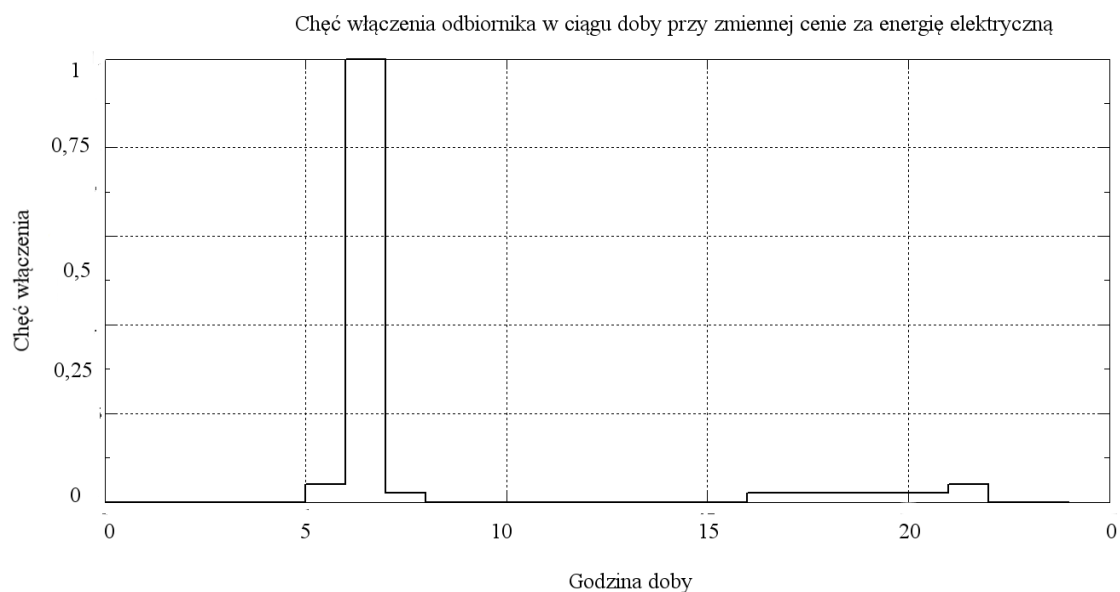
Rys. 2.17. Autorski model wykonany w programie Simulink model służący do zbadania odpowiedzi rozmytego systemu wnioskującego na bodziec w postaci sygnału ceny LMP. Opracowanie własne.

Na rys. 2.18 przedstawiono zmianę chęci włączenia danego odbiornika w funkcji godziny doby. Przypadek dotyczył zasobnika naładowanego w zakresie 0,2 i o czasie pracy równym 30 minut. Z rysunku tego wynika, że największa chęć włączenia (przy zmiennej cenie) ma miejsce rano pomiędzy godziną 05:00 a 06:00 (ponad 0,9) i wieczorem o godzinie 22:00 (również ponad 0,9). Zgodnie z przebiegiem zmienności ceny LMP od godziny 06:00 do 07:00 jej wartość wzrasta, wobec tego maleje chęć włączenia (do 0,65) – założono, że jest to odbiorca zorientowany na osiągnięcie potencjalnych korzyści finansowych z tytułu *przesunięcia* poboru mocy na inny okres. Wobec tego, chętniej uruchomi on ładowanie zasobnika trwające 30 minut około godziny 05:00 lub 06:00 rano niż później przed wyjściem do pracy. Pomiędzy godziną 08:00 a 14:00 niezależnie od aktualnej ceny chęć uruchomienia będzie bardzo niska (0,075). W godzinach popołudniowych chęć ta wzrasta do wartości 0,65, a następnie do 0,905 gdy o godzinie 22:00 cena jest znacznie mniejsza niż w szczycie popołudniowym, a czas ładowania zasobnika będzie na tyle krótki, że warto go będzie uruchomić przed udaniem się na spoczynek.

Na rys 2.19 przedstawiono zmianę chęci włączenia odbiornika w funkcji godziny doby dla dnia roboczego i stanu naładowania zasobnika równego 0,7. Założono, że czas jego pracy będzie równy 111 minut. Wobec tego w godzinach rannych chęć jego naładowania będzie niska (0,35) – wynika to z faktu, iż nie jest jeszcze na tyle pusty, żeby wymagał szybkiego ponownego uzupełnienia. Z uwagi jednak na długi czas ładowania oraz fakt, iż cena w czasie szczytu popołudniowego jest większa niż rano (przed "*pójściem do pracy*") raczej nie będzie on uruchomiony o godzinie 22:00 (chęć uruchomienia jedynie 0,11).

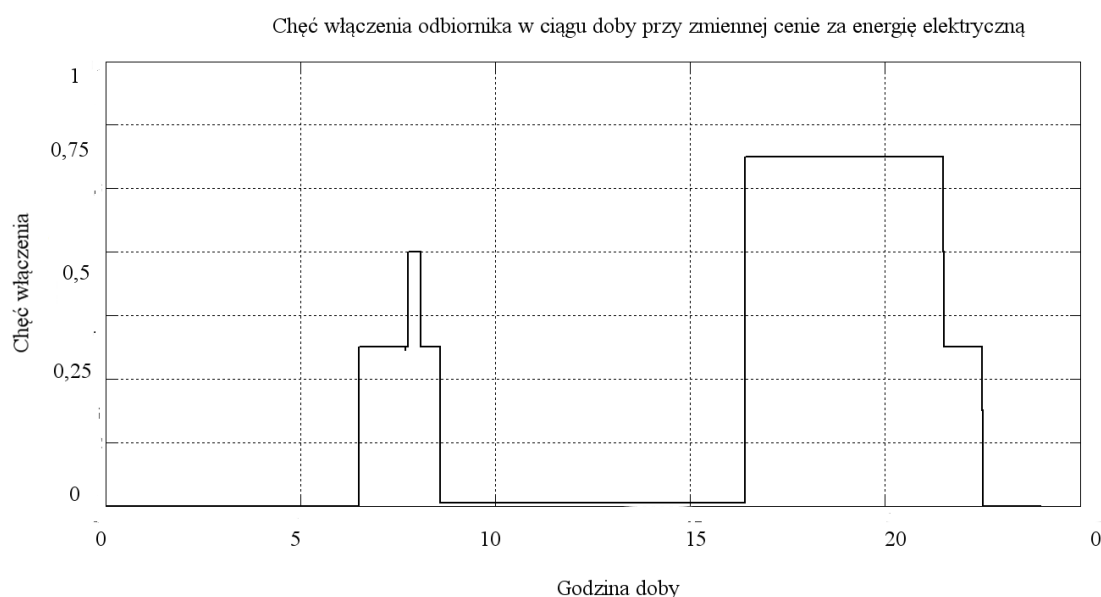


Rys. 2.18. Zmiana chęci włączenia danego odbiornika w funkcji godziny doby w dniu roboczym (zależnie od aktualnej ceny LMP) dla przypadku stanu naładowania 0,2 i czasu pracy 30 minut. Opracowanie własne.



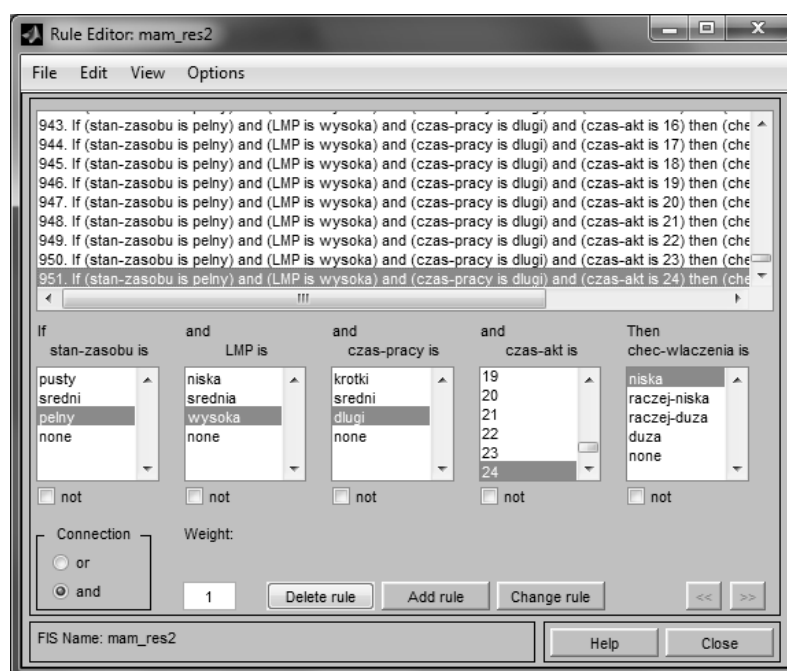
Rys. 2.19. Zmiana chęci włączenia danego odbiornika w funkcji godziny doby w dniu roboczym (zależnie od aktualnej ceny LMP) dla przypadku stanu naładowania 0,7 i czasu pracy 111 minut. Opracowanie własne.

Przedstawiona sytuacja będzie odmienna w przypadku jeżeli rozpatrujemy dzień weekendu zamiast dnia roboczego. Odbiornik ten może być włączony rano, pomiędzy godziną 06:00 i 07:00. Jest to późniejsza pora niż w typowym dniu roboczym. Ze względu na typowy czas cyklu pracy korzystne może być włączenie odbiornika o godzinie 07:00 aby zakończył on swoją pracę zanim cena wzrośnie. W czasie południa uruchomienie nie jest zbyt korzystne (wartość chęci uruchomienia nieco ponad 0,1). Pomimo, iż stan naładowania odbiornika to 0,7 (i wciąż maleje) warto rozpatrzyć jego ponowne uruchomienie po godzinie 17:00 kiedy cena zacznie maleć. Zobrazowano to na rys. 2.20.

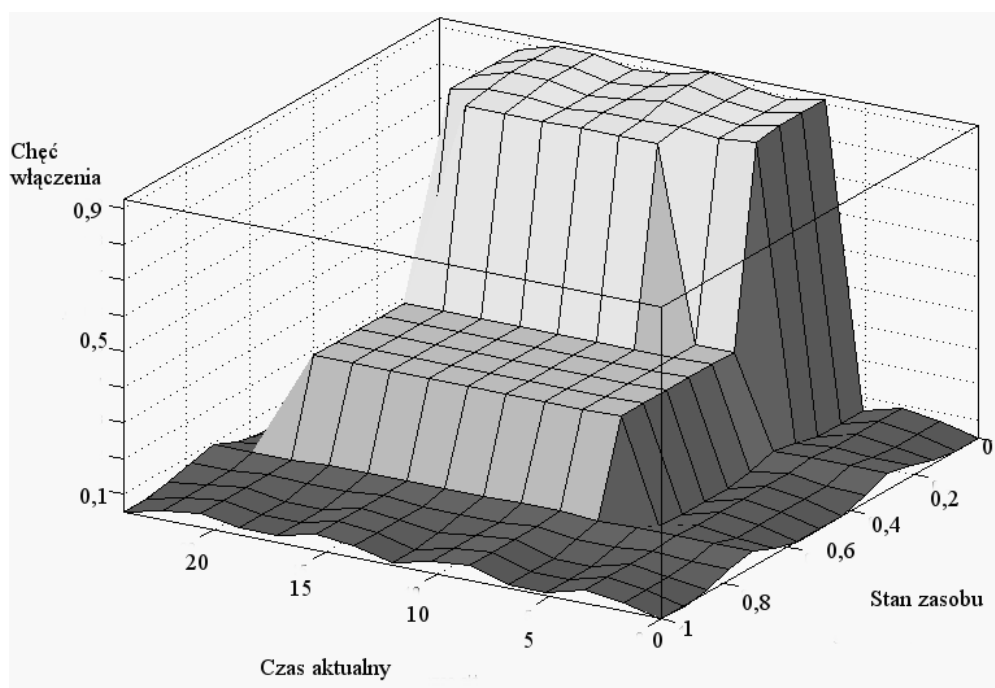


Rys. 2.20. Zmiana chęci włączenia danego odbiornika w funkcji godziny doby w dniu weekendu (zależnie od aktualnej ceny LMP) dla stanu zasobnika. Opracowanie własne.

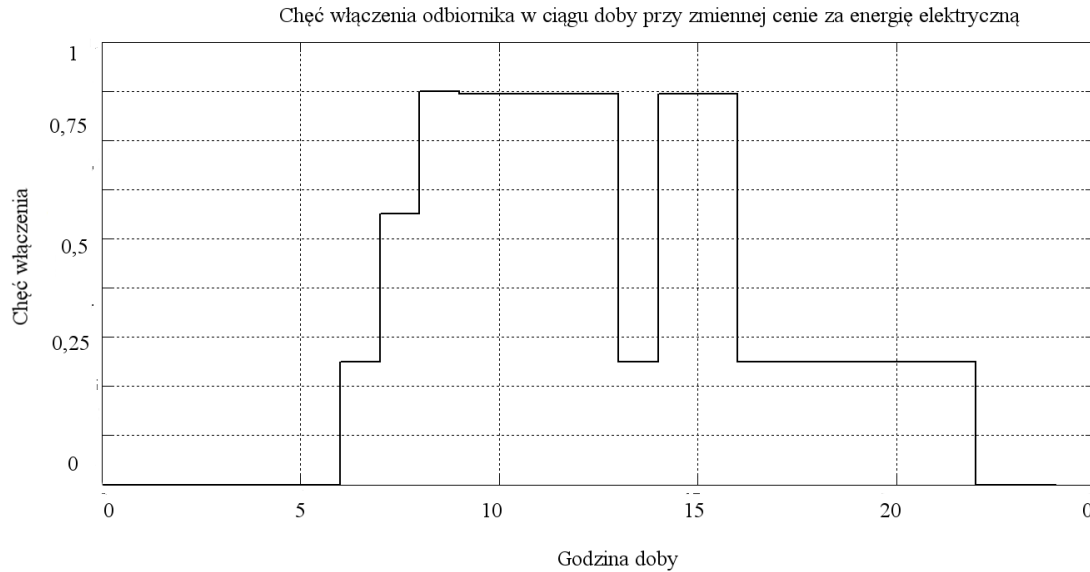
Trzeci model obrazuje odbiorcę domowego, który nie pracuje. Może on więc uruchamiać swoje odbiorniki również i w godzinach południowych. Baza zawiera 951 reguł. Przedstawiono to na rys. 2.21. Natomiast rys. 2.22 obrazuje płaszczyznę decyzyjną dla modelu odbiorcy niepracującego. Podobnie jak i dla dwóch powyższych modeli uzyskano zmienność parametru *chęć włączenia* w czasie przy zmieniającej się w ciągu doby cenie LMP. Przedstawiono to na rys. 2.23. Analizując ten rysunek można zauważyć, iż w przeciwieństwie do odbiorców pracujących, odbiorca niepracujący może uruchamiać dany odbiornik w ciągu dnia na przykład w godzinach południowych. Dla opisanego przypadku najkorzystniejszy jest czas włączenia pomiędzy godziną 09:00 a 13:00 oraz około godziny 15:00. W późniejszych godzinach cena będzie już wyższa, co spowoduje zmniejszenie chęci włączenia z 0,9 do 0,35.



Rys. 2.21. Widok edytora reguł z FuzzyToolbox w systemie Matlab. Zaznaczona ostatnia, 951 reguła IF–THEN rozmytego systemu wnioskującego dla odbiorcy niepracującego. Opracowanie własne.



Rys. 2.22. Płaszczyzna decyzyjna dla modelu odbiorcy niepracującego. Na wejściu dwie zmienne "czas-aktualny" i "stan zasobu", na wyjściu wartość "chęć włączenia" przy cenie LMP równej 46 \$/MWh i "czasie pracy" 65 minut. Opracowanie własne.



Rys. 2.23. Zmiana chęci włączenia danego odbiornika w funkcji godziny doby w dniu roboczym (zależenie od aktualnej ceny LMP) dla przypadku stanu naładowania 0,3 i czasie pracy równym 30 minut. Opracowanie własne.

W każdym z opisanych modeli wnioskowania rozmytego przy tworzeniu poszczególnych reguł skorzystano autor rozprawy przyjął, że zarówno odbiorcy pracujący jak i niepracujący mogą w dużej mierze być chętni do skorzystania z mechanizmu DSR. Dla obu grup dostateczną motywacją jest chęć zmniejszenia opłat za energię elektryczną. Odbiorcy pracujący dostosowując się do nowych warunków (inna niż zwykle pora uruchomienia) mają szansę dalej zaspokajać swoje potrzeby bez konieczności ingerowania w swój harmonogram dnia uwzględniający czas poza gospodarstwem domowym. Należy mieć również świadomość tego, że wynik uzyskany z modeli rozmytych nie musi zawsze odpowiadać rzeczywistemu zachowaniu człowieka na skutek istnienia potencjalnych losowych czynników zakłócających, które mogą go odwieść od realizacji zamierzonej wczesnej decyzji.

3. Badanie zmienności cen w systemach testowych

Dla każdego z trzech systemów testowych przeprowadzone zostały badania zmienności cen węzłowych przy zmianach zapotrzebowania na moc czynną. przyjęto, że badane poziomy cen węzłowych będą odniesione do warunków krajowych, jednak wyrażone w \$. W tym celu najpierw, na podstawie ogólnodostępnych danych z [49], ustalono jak w wybranych reprezentatywnych tygodniach dla czterech pór roku zmieniało się zapotrzebowanie na moc czynną w krajowym SEE. Następnie informacje o tej zmienności zostały zaadaptowane do modeli systemów testowych. W pierwszej fazie badań uzyskano odpowiedzi systemu w postaci cen węzłowych LMP dla każdego typowego tygodnia, bez uwzględniania jakiegokolwiek *przesunięcia* w czasie poboru mocy. Uzyskane zakresy zmienności wartości cen LMP wykorzystane zostały do budowy rozmytych modeli wnioskujących.

3.1. System testowy 1

System testowy 1 składał się z 24 węzłów. Węzły o numerach 3,4,5,6,8,9,10 były typu PQ (zadane wartości mocy czynnej i biernej) [127]. Założono, że to do nich są podłączeni odbiorcy domowi. Na podstawie danych o zmienności mocy zapotrzebowanych uzyskanych z [49] przeprowadzono symulację zmian cen węzłowych dla każdej z pór roku i dla każdego dnia w tygodniu. Stanowiły one odpowiedzi systemu na zmieniające się zapotrzebowanie na moc czynną i bierną. Ze względu na bardzo dużą liczbę danych przedstawiono jedynie pełne wyniki dla wybranego dnia z pory zimowej i letniej, gdy występuje największa rozbieżność w wielkości mocy zapotrzebowanej. Poziomy cen węzłowych zostały zawarte w załączniku 2 na rys. 8.9 i rys. 8.10. W przypadku zimy, jako przykładowy dzień roboczy został wybrany poniedziałek. Największe zapotrzebowanie na moc wystąpiło o godzinie 17:00. W tym czasie w systemie 1 generacja wyniosła 3 202,7 MW i 539,4 Mvar, zaś moc czynna odbierana – 3 163,5 MW, moc bierna odbierana – 643,8 Mvar. Dla porównania w czasie weekendu (sobota) szczyt zapotrzebowania zaczął się znacznie wcześniej, już o godzinie 12:00. W sobotę o godzinie 17:00 generacja wyniosła 2 882,2 MW oraz 378,6 Mvar, zaś moc czynna odbierana – 2 852 MW, moc bierna odbierana – 580,4 Mvar. W niedzielę zaś o godzinie 17:00 generacja wyniosła 2 622 MW i 276,4 Mvar, natomiast moc czynna odbierana – 2 596,3 MW, moc bierna odbierana – 528,4 Mvar.

Szczegółowe przebiegi zmienności zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1 zostały przedstawione w załączniku 1 na rys. 8.1–8.8.

3.2. System testowy 2

System ten był bardziej złożony niż system testowy 1, wobec czego posłużył do innych wariantów badań. Zawierał 118 węzłów. Założono, że odbiorcy domowi byli podłączeni do 54 węzłów. Najmniejsze zapotrzebowanie na moc czynną wyniosło 3 418,24 MW (lato), największe zaś 7 013,98 MW (zima). W okresie najmniejszego zapotrzebowania na moc czynną najniższa cena węzłowa wyniosła 40,548 \$/MWh, zaś w okresie największego zapotrzebowania – 56,149 \$/MWh. Minimalne i maksymalne zapotrzebowanie na moc czynną w systemie testowym 2 przedstawiono w załączniku 3 na rys. 8.11.

3.3. System testowy 3

System testowy 3 zawiera 300 węzłów. Podobnie jak system testowy 2, w tym również założono, że odbiorcy domowi są przyłączeni do 54 różnych węzłów. Najmniejsza moc czynna zapotrzebowana wyniosła 11 912 MW (lato) zaś największa – 23 757 MW (zima). Najniższa cena węzłowa jaka wystąpiła w badaniach była równa 40,84 \$/MWh, najwyższa zaś 62,69 \$/MWh. Minimalne i maksymalne zapotrzebowanie na moc czynną w systemie testowym 3 przedstawiono w załączniku 4 na rys. 8.12.

Analizując otrzymane wyniki można zauważyć silną zależność ceny LMP P od aktualnego zapotrzebowania na moc czynną w danym miejscu sieci (węźle) i w danym czasie (godzina). Oznacza to, iż zapotrzebowanie na energię elektryczną stanowi główny czynnik wpływający na cenę i dodatkowo na skład zespołów wytwórczych. Wystąpienie awarii systemowej może spowodować zaburzenie tej relacji [86]. Podobnie jak zmienność mocy czynnej zapotrzebowanej, tak i cena LMP P (cena z moc czynną) była najmniejsza w godzinach nocnych a największa w czasie szczytu popołudniowo-wieczornego. W czasie weekendu (sobota, niedziela) ceny były nieco mniejsze.

4. Profile obciążeniowe domowych odbiorców energii elektrycznej

W rozdziale 4 przedstawiono podstawowe informacje na temat profili obciążenia domowych odbiorców energii elektrycznej. Zaprezentowano także przykładowe profile zebrane przez autora z dwóch różnych mieszkań.

4.1. Cechy charakterystyczne profili obciążeniowych domowych odbiorców energii elektrycznej

Profile obciążenia odbiorców domowych – jak wspomniano – są bardzo silnie uzależnione od wielu czynników. Do najważniejszych z nich należą:

- sytuacja personalna mieszkańców – na zużycie energii elektrycznej wpływają takie czynniki jak: liczba osób zamieszkujących dane domostwo, ich wiek, status zawodowy: osoby pracujące lub osoby niepracujące (renciści, emeryci, bezrobotni, osoby wolnych zawodów), liczba dzieci,
- wyposażenie w odbiorniki energii elektrycznej – im większy metraż domostwa lokalu tym z reguły większe nasycenie odbiornikami energii i większy pobór mocy,
- miesięczne dochody – będą warunkować zdolność do pokrycia rachunków za energię elektryczną, możliwość zakupu nowych odbiorników lub ewentualną wymianę już posiadanych na inne modele, im większe dochody tym także więcej odbiorników, które z reguły nie występują w domostwach o mniejszych dochodach,
- sposób użytkowania energii elektrycznej – odbiorców można podzielić na różne grupy: od osób oszczędnych, przez typowych konsumentów aż po marnotrawiących energię. Dodatkowo wyróżnić można też osoby o zmiennym podejściu do sposobu korzystania z energii elektrycznej.

Niezależnie od przedstawionych czynników, w profilu obciążenia każdego domowego odbiorcy można wyróżnić pewne charakterystyczne przebiegi i określić wpływ mieszkańców na ich pojawianie się. Przedstawiono to w tab. 4.1. Analizując typowe przebiegi w profilach mocy przedstawione w tab. 4.1 można zauważyć, iż możliwości *przesunięcia* poboru mocy w czasie będą wpływały częściowo na przebiegi tymczasowe (z wykluczeniem oświetlenia) oraz na *poszarpane* szczyty. Udział poszczególnych odbiorników został zaprezentowany w tab. 4.2.

Tab. 4.1 Typowe przebiegi w profilach obciążenia domowych odbiorców energii elektrycznej.

Opracowano na podstawie [90].

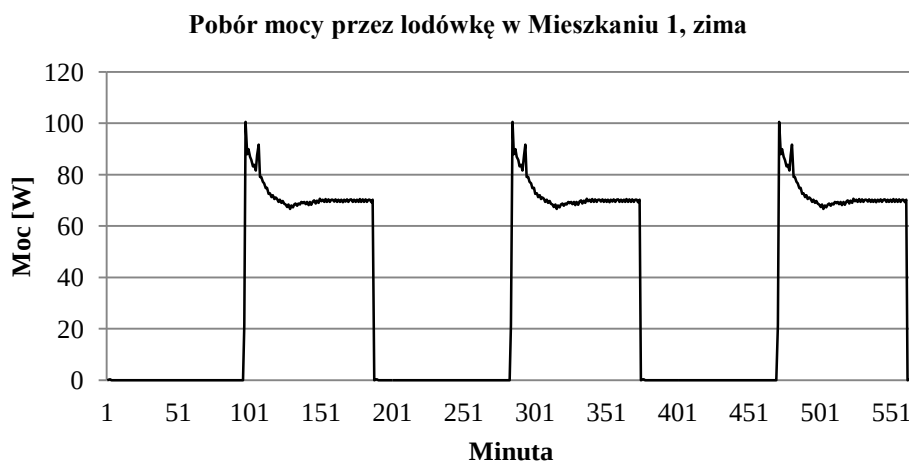
Lp	Typowy przebieg	Urządzenie powodujące dany przebieg	Wpływ odbiorcy na przebieg
1	Podstawowy	Odbiorniki pracujące w trybie <i>stand-by</i> , włączone do sieci cały czas, zwykle pobierające małą moc. Przykłady: urządzenia RTV, routery.	Bardzo słaby
2	Regularne oscylacje	Lodówki, zamrażarki, podgrzewacze wody. Kształty krzywych poboru mocy są silnie zależne od producenta, modelu, klasy energetycznej. Mniej zależne natomiast od pory roku, częstości korzystania.	Bardzo słaby lub słaby
3	Tymczasowy	Sprzęt RTV i AGD. Pojawiają się zwykle o podobnej porze w ciągu doby, bardzo często w czasie największego zapotrzebowania na moc.	Silny lub bardzo silny
4	Szczyty poszarpane	Odbiorniki o znacznym zapotrzebowaniu na moc (w tym również sprzęt AGD). Z reguły ich praca nie jest długa (od kilku minut do godziny). Przykłady: czajnik elektryczny, kuchenka mikrofalowa, piekarnik elektryczny, odkurzacz. Czas ich występowania jest z reguły zmienny.	Silny lub bardzo silny

Tab. 4.2 Podstawowe wybrane wyposażenie krajowych gospodarstw domowych w odbiorniki energii elektrycznej. Opracowano na podstawie [35,37].

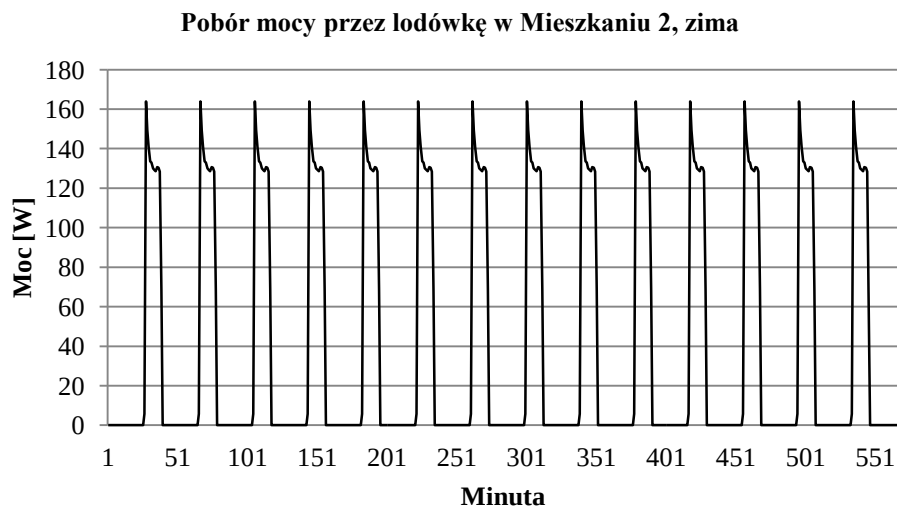
Lp	Nazwa odbiornika	% występowania w krajowych gospodarstwach domowych (w roku 2013)
1	Chłodziarka	98,1
2	Telewizor	97,1
3	Pralka automatyczna	93,2
4	Komputer PC	71,5
5	Kuchenka mikrofalowa	56,2
6	Wieża Hi-Fi	32,8
7	Zmywarka	22,3
8	Bojler	23,5

Głównym problemem w modelowaniu zużycia energii odbiorców domowych jest bardzo duża różnorodność ich wyposażenia w odbiorniki energii elektrycznej. Mnogość producentów i modeli a także nawyków w obsłudze (np. stosowaniu różnych programów pracy) implikuje bardzo mocne zróżnicowanie kształtów profili obciążeniowych. Poniżej zamieszczone zostały typowe przebiegi zmienności mocy dla lodówki i pralki automatycznej (odpowiednio w Mieszkaniu 1 oraz Mieszkaniu 2) przy identycznych warunkach ich pracy. Analizując poniższe rys. 4.1 – 4.4 można zauważyć jak odmienne są przebiegi mocy pobieranej przez urządzenia tego samego rodzaju.

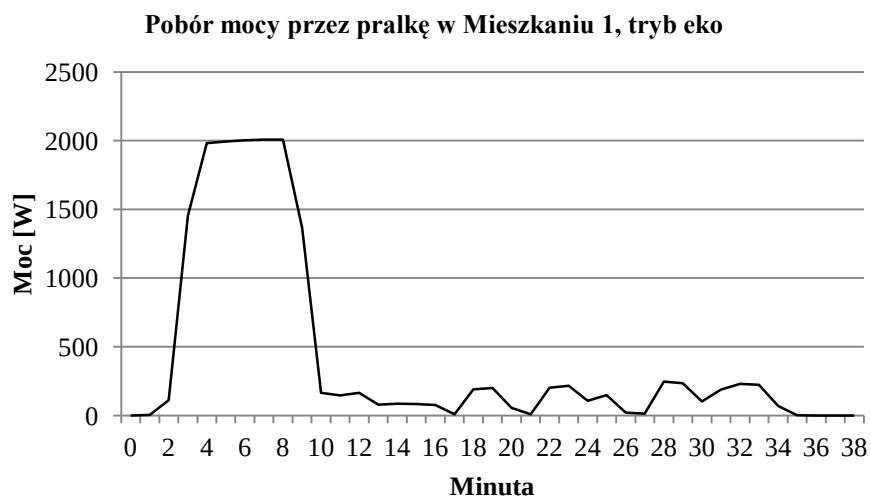
Dwie pralki (różnych producentów) pracujące w trybie ekonomicznym charakteryzują się zupełnie odmiennymi profilami obciążenia. Szczególną uwagę należy zwrócić na duże różnice w maksymalnych wartościach pobieranej mocy [89].



Rys. 4.1. Fragment przebiegu poboru mocy przez lodówkę w Mieszkaniu 1, dzień zimowy. Pomiary własne.



Rys. 4.2. Fragment przebiegu poboru mocy przez lodówkę w Mieszkaniu 2, dzień zimowy. Pomiary własne.



Rys. 4.3. Fragment przebiegu poboru mocy przez pralkę w Mieszkaniu 1, tryb eko. Pomiary własne.

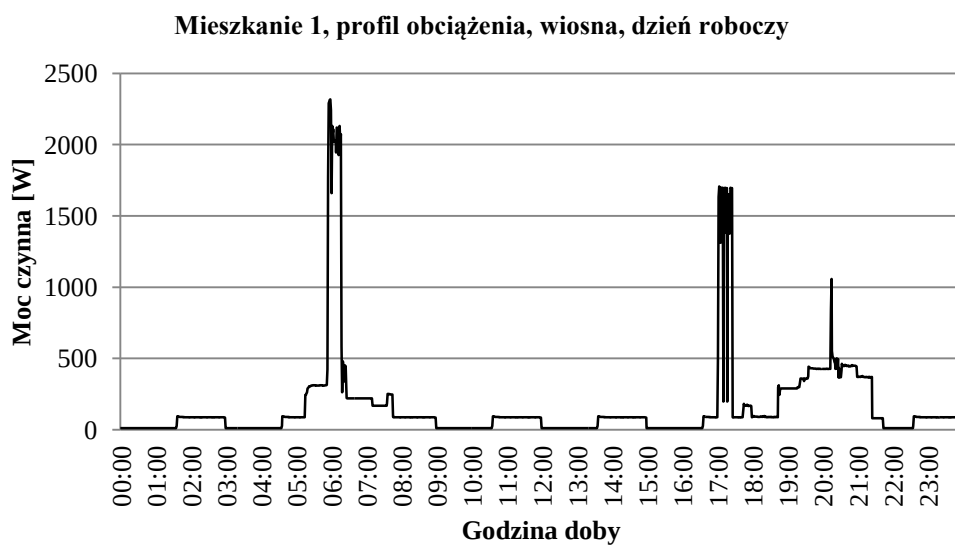


Rys. 4.4. Fragment przebiegu poboru mocy przez pralkę w Mieszkaniu 2, tryb eko. Pomiary własne.

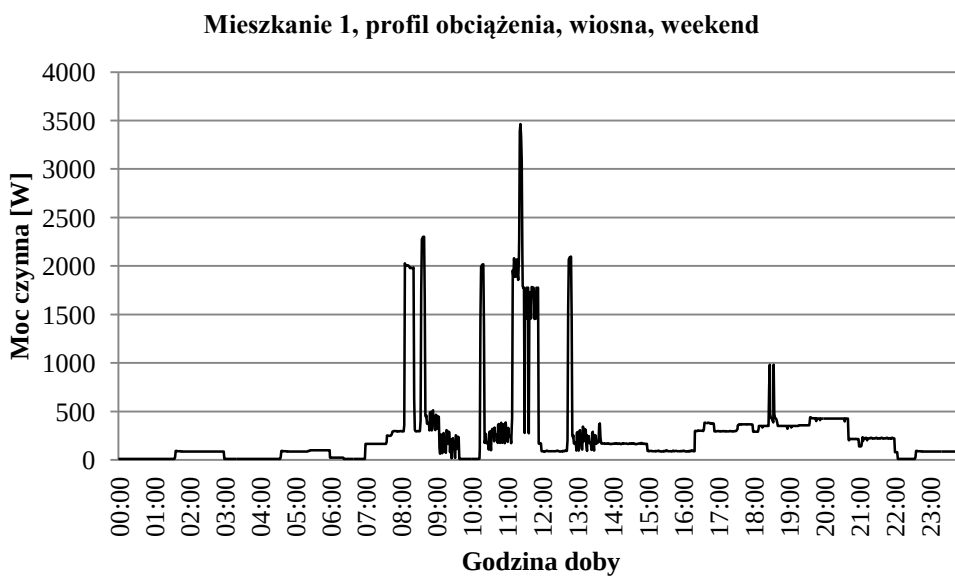
4.2. Profile obciążeniowe Mieszkania 1

Pierwszym analizowanym lokalem pod kątem profili obciążenia było Mieszkanie 1. Znajdowało się ono w budynku wielorodzinnym, w dużym mieście. Na rys. 4.5–4.12 przedstawiono *gęste* (z interwałem 1 minuty) profile obciążenia dla każdej z pór roku wraz z podziałem na dzień roboczy oraz weekend.

4.2.1. Wiosna

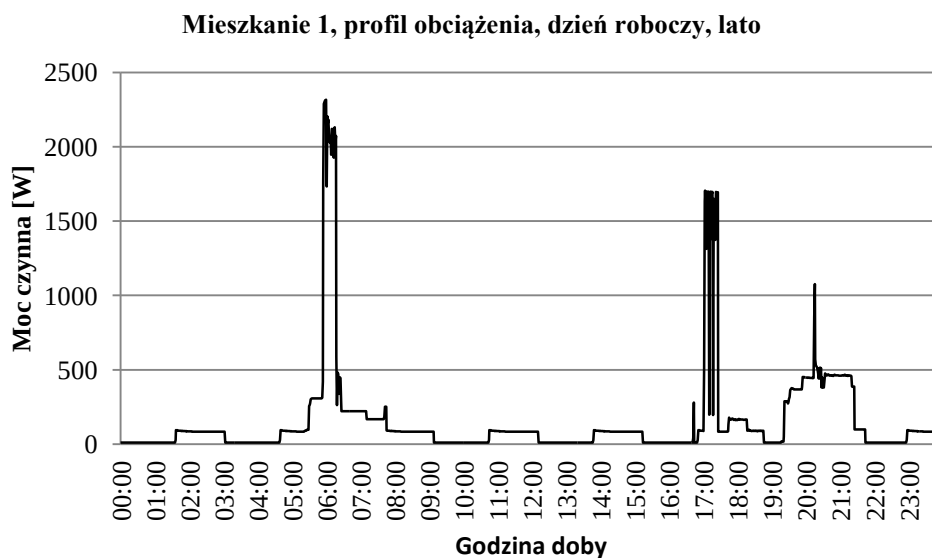


Rys. 4.5. Profil obciążenia dla mieszkania 1, dzień roboczy, wiosna. Pomiary własne.

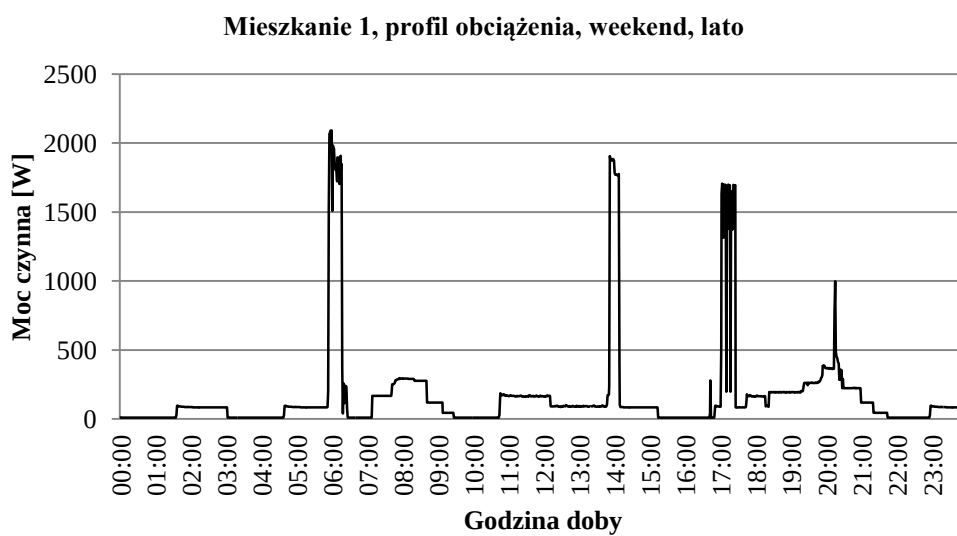


Rys. 4.6. Profil obciążenia dla mieszkania 1, weekend, wiosna. Pomiary własne.

4.2.2. Lato

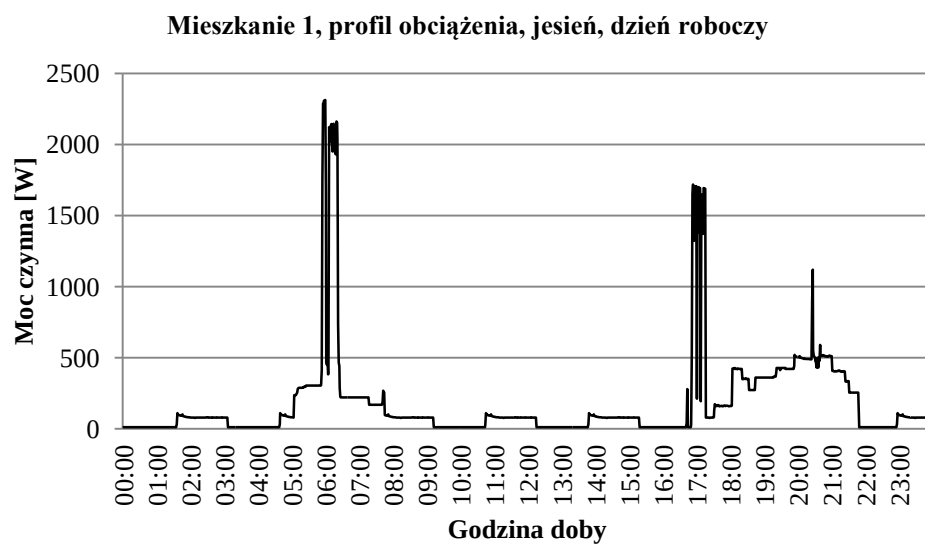


Rys. 4.7. Profil obciążenia dla mieszkania 1, dzień roboczy, lato. Pomiary własne.

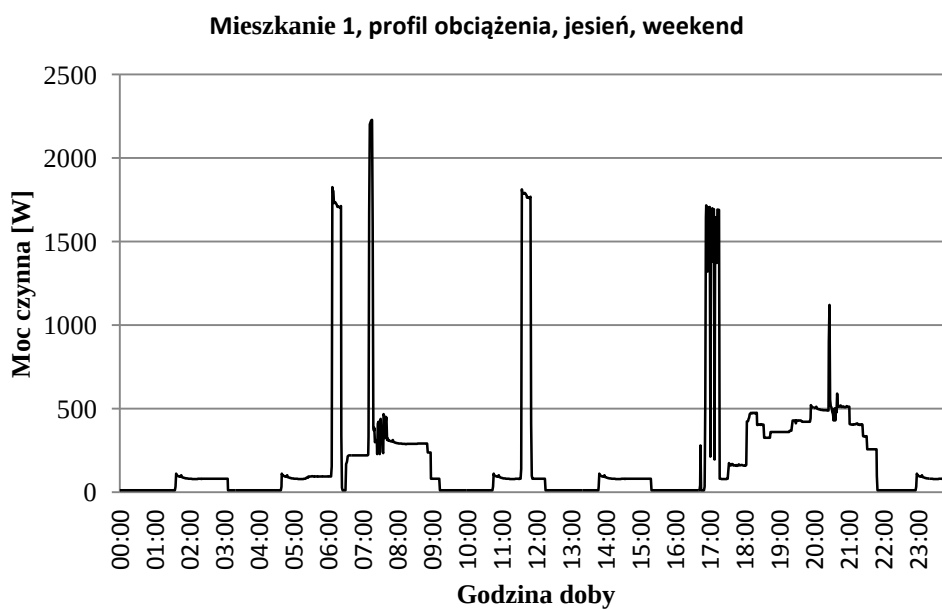


Rys. 4.8. Profil obciążenia dla mieszkania 1, weekend, lato. Pomiary własne.

4.2.3. Jesień

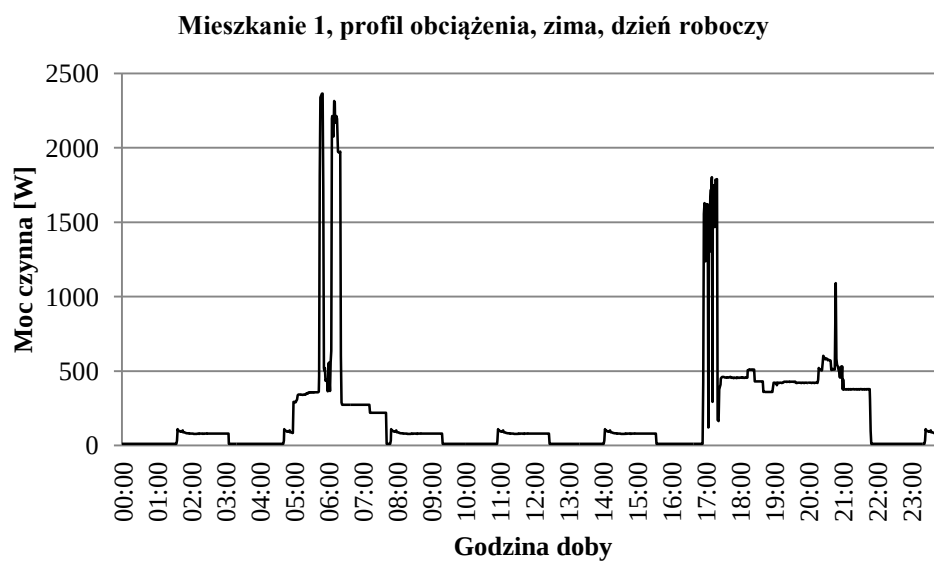


Rys.4.9. Profil obciążenia dla mieszkania 1, dzień roboczy, jesień. Pomiary własne.

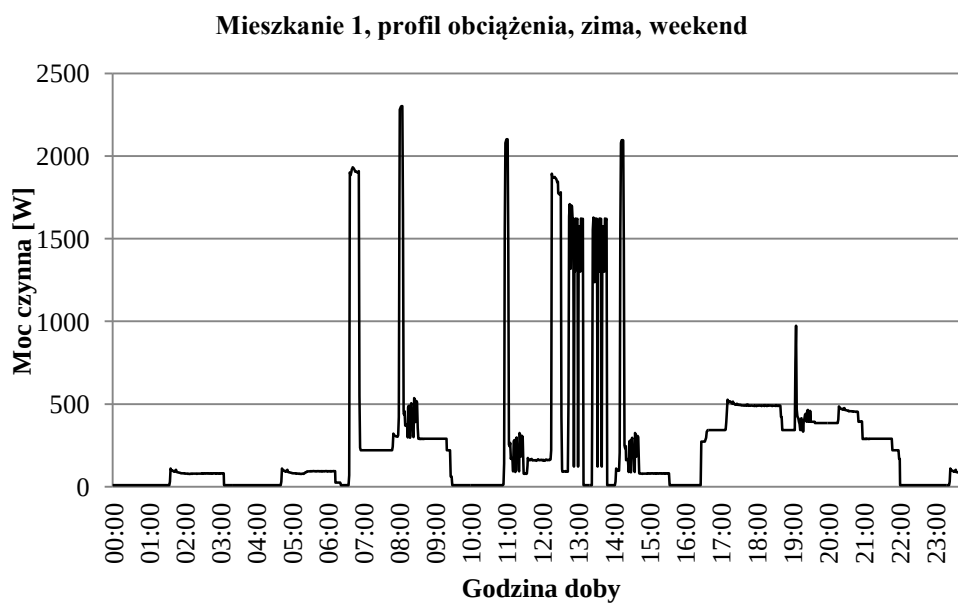


Rys. 4.10. Profil obciążenia dla mieszkania 1, weekend, jesień. Pomiary własne.

4.2.4. Zima



Rys. 4.11. Profil obciążenia dla mieszkania 1, dzień roboczy, zima. Pomiary własne.



Rys. 4.12. Profil obciążenia dla mieszkania 1, weekend, zima. Pomiary własne.

4.3. Analiza profili obciążeniowych Mieszkania 1

Dokonując analizy zaprezentowanych w podrozdziale 4.2 profili obciążeniowych można zauważyć charakterystyczną powtarzalność w poborze mocy czynnej w przypadku dni roboczych i weekendowych. Poszczególne przebiegi ujawniają wiele cech dotyczących zachowania się mieszkańców badanego domostwa jak również i wyposażenia w odbiorniki energii elektrycznej. Z profili dla typowych dni roboczych wynika, że osoby tam zamieszkujące są pracujące. Objawia się to brakiem jakiegokolwiek poboru mocy, innego niż lodówka czy urządzenia w trybie *stand-by*, od około godziny 08:00 do około godziny 16:00. Często podawanym argumentem przez przeciwników idei sieci *Smart Grids* jest fakt, iż właśnie na podstawie profilu obciążenia można wywnioskować kiedy lokatorzy są nieobecni w danym domostwie.

Podstawowym przebiegiem jest powtarzający się kształt zbliżony do prostokątnego, za który odpowiedzialny jest agregat lodówki. Kształt ten jest w niewielkiej mierze zależny od pory roku. Zwykle około godziny 05:00 zostają włączone pierwsze odbiorniki energii elektrycznej – w tym przypadku były to źródła światła (żarówki tradycyjne i halogenowe, świetlówki kompaktowe, źródła LED) oraz pralka automatyczna. Od około godziny 08:00 aż do około godziny 16:00 żadne inne czynności nie były wykonywane. Dopiero krótko po 16:00 zostają użyte inne odbiorniki, takie jak odkurzacz, komputer, telewizor czy żelazko. Aktywność w korzystaniu z energii elektrycznej kończy się około godziny 22:00. Profile dla dni weekendowych (sobota, niedziela) różnią się od profili dla roboczych późniejszym użyciem odbiorników oraz szczególnie dużą aktywnością w godzinach południowych i popołudniowych. Pobór mocy był dodatkowo zwiększony poprzez użycie piekarnika elektrycznego (który nie był wykorzystywany w dni robocze).

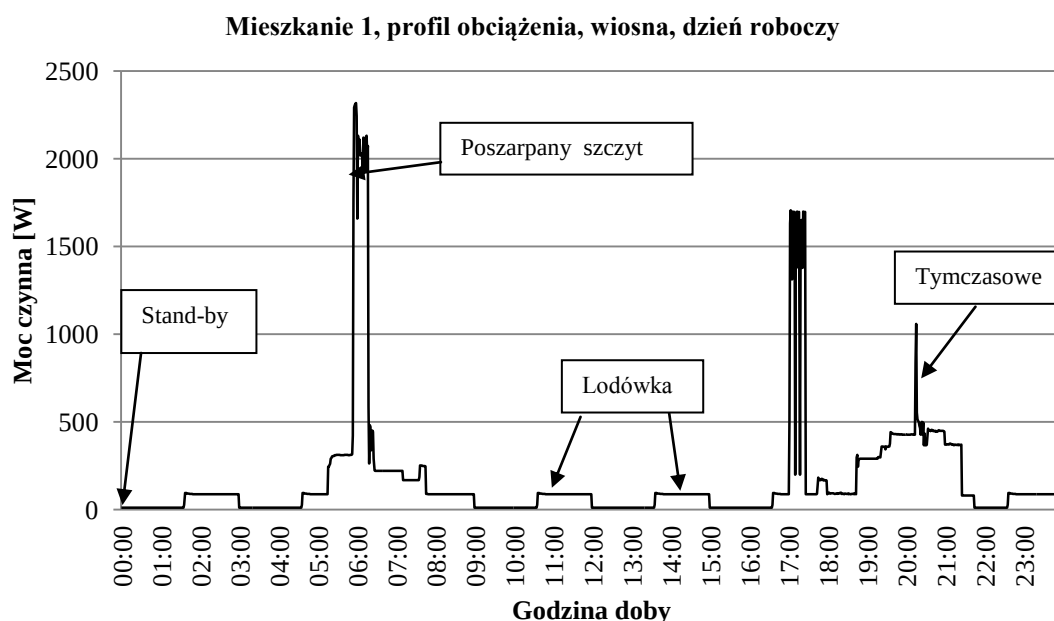
W typowym profilu dla Mieszkania 1 można rozpoznać charakterystyczne przebiegi sklasyfikowane w tab 4.1. Są to:

- przebiegi podstawowe – występujące o każdej porze, wywołane przez urządzenia w trybie *stand-by* (wieża Hi-Fi, stacja bazowa do telefonu stacjonarnego, router). Mieszkańcy mają na nie bardzo mały wpływ. Pobór mocy urządzeń pracujących w trybie *stand-by* nie zależał od pory roku.
- regularne oscylacje – występowały w każdym rozpatrywanym okresie, wywołane były przez lodówkę. Pobór mocy przez lodówkę był w niewielkim stopniu zależny od aktywności mieszkańców i od zewnętrznej temperatury (urządzenie było ustawione

blisko okna w kuchni). W okresie letnim pobór mocy lodówki był o około 5 W większy niż w okresie jesiennym.

- *poszarpane* szczyty – wywołane przez pralkę automatyczną, odkurzacza, żelazko. Mieszkańcy mieli bardzo duży wpływ moment ich wystąpienia oraz nie miały wpływu na wartość maksymalną mocy pobieranej przez dane urządzenie, co związane było z preferencjami w korzystaniu (na przykład tryb pracy: program prania, temperatura prasowania).
- przebiegi tymczasowe – w przypadku badanego mieszkania były one powodowane przez oświetlenie, telewizor i komputer. Ich kształty nie zmieniały się tak dynamicznie jak *poszarpane* szczyty.

Typowe kształty spotkane w profilach obciążeniowych Mieszkania 1 zostały przedstawione na rys 4.13.

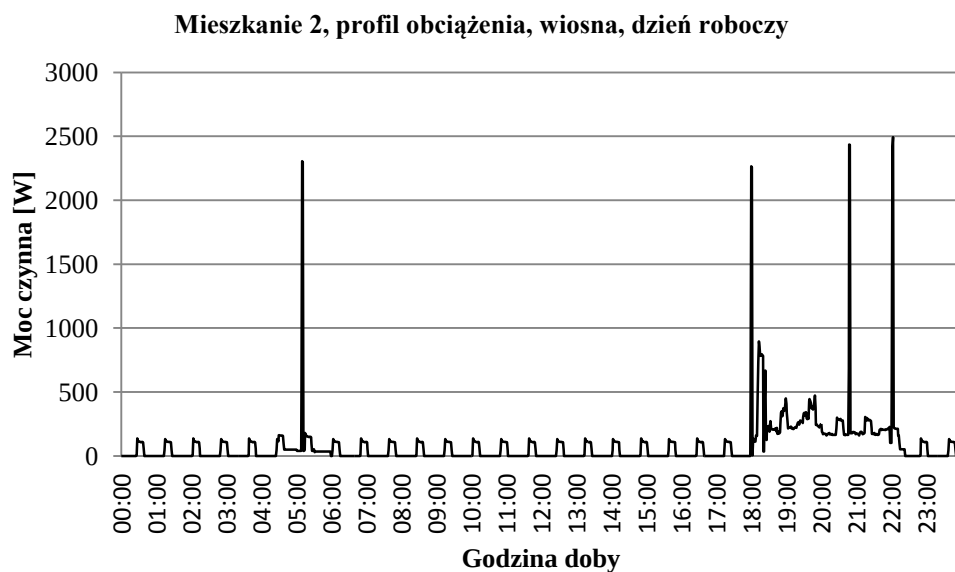


Rys. 4.13. Oznaczenie typowych kształtów w profilu obciążenia na przykładzie Mieszkania 1, dzień roboczy, wiosna. Pomiary własne.

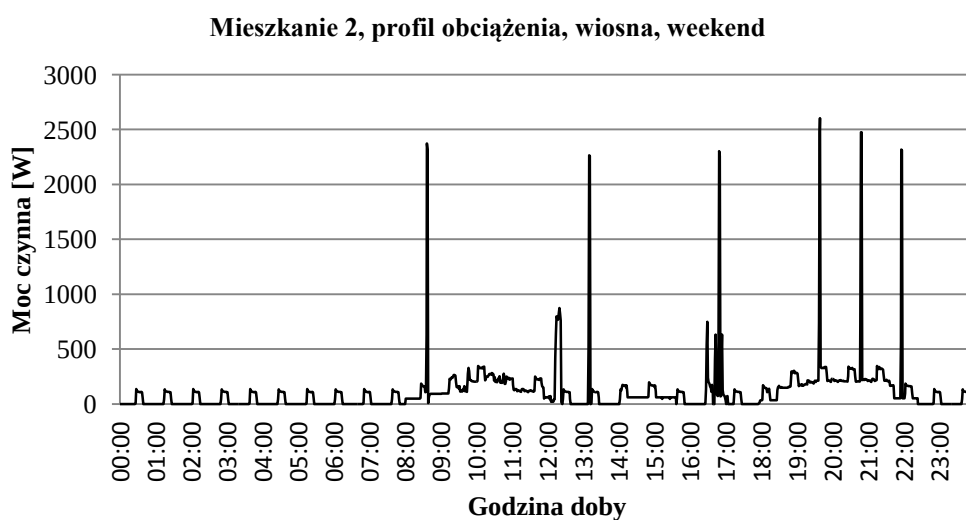
4.4. Profile obciążeniowe Mieszkania 2

Drugim badanym lokalem mieszkalnym było Mieszkanie 2. Znajdowało się ono również w budynku wielorodzinnym w dużym mieście. W porównaniu do Mieszkania 1, w tym lokalu mieszkały tylko 2 osoby, posiadały zupełnie inne odbiorniki energii elektrycznej. Ponadto mieszkanie to było mniejsze o około 20 m² od poprzedniego. Profile zostały przedstawione na rys. 4.14–4.21.

4.4.1. Wiosna

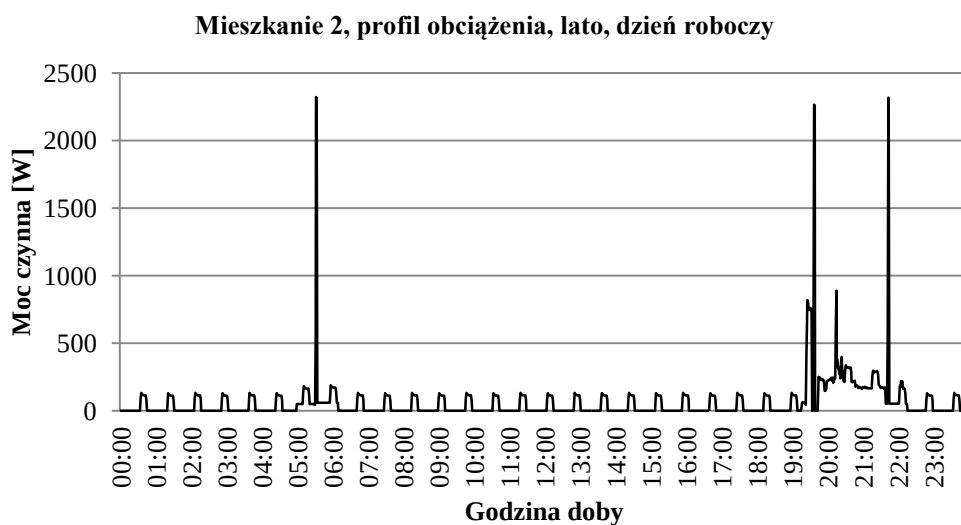


Rys. 4.14. Profil obciążenia dla Mieszkania 2, dzień roboczy, wiosna. Pomiary własne.

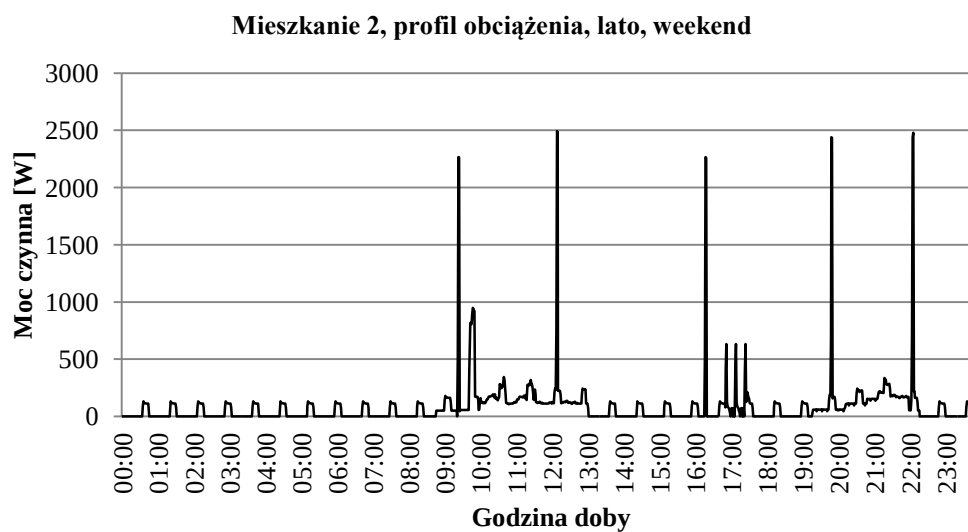


Rys. 4.15. Profil obciążenia dla Mieszkania 2, weekend, wiosna. Pomiary własne.

4.4.2. Lato

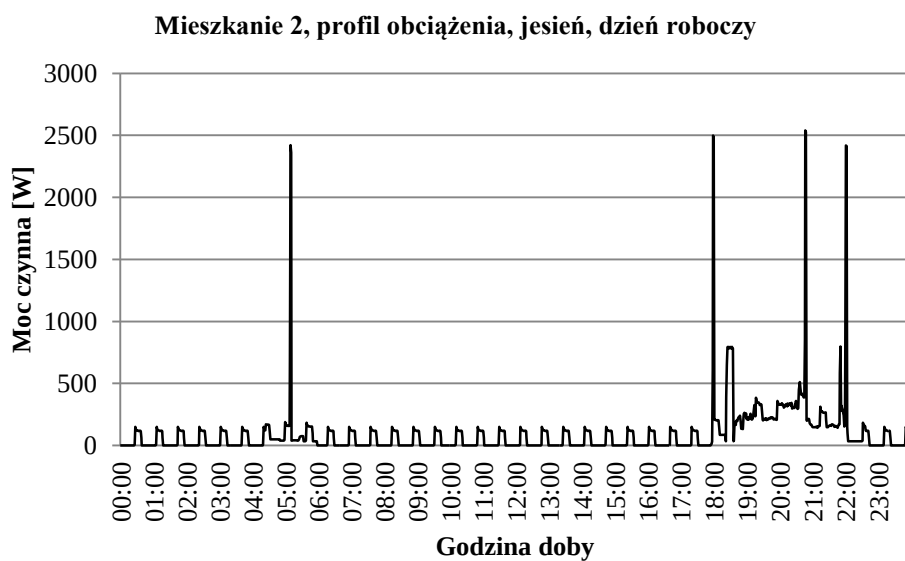


Rys. 4.16. Profil obciążenia dla Mieszkania 2, dzień roboczy, lato. Pomiary własne.

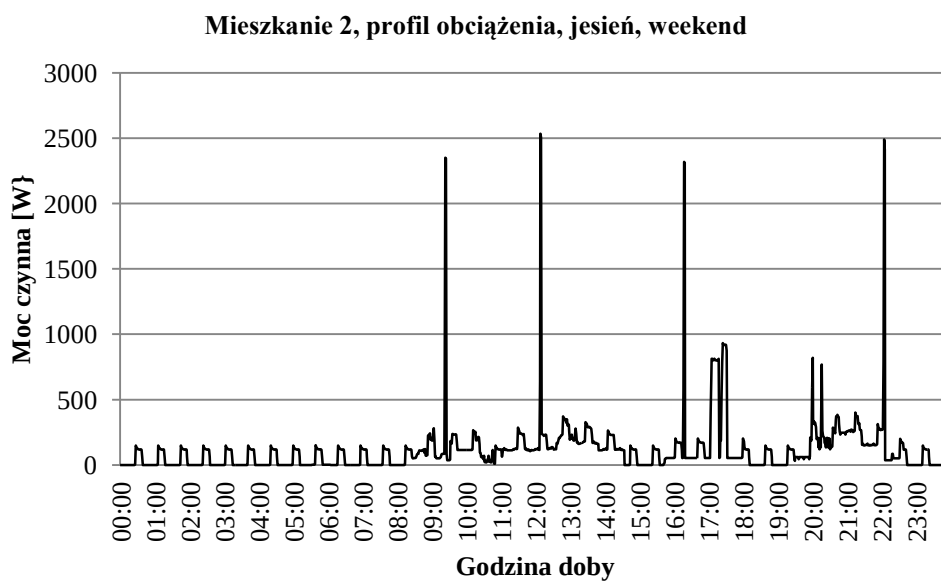


Rys. 4.17. Profil obciążenia dla Mieszkania 2, weekend, lato. Pomiary własne.

4.4.3. Jesień

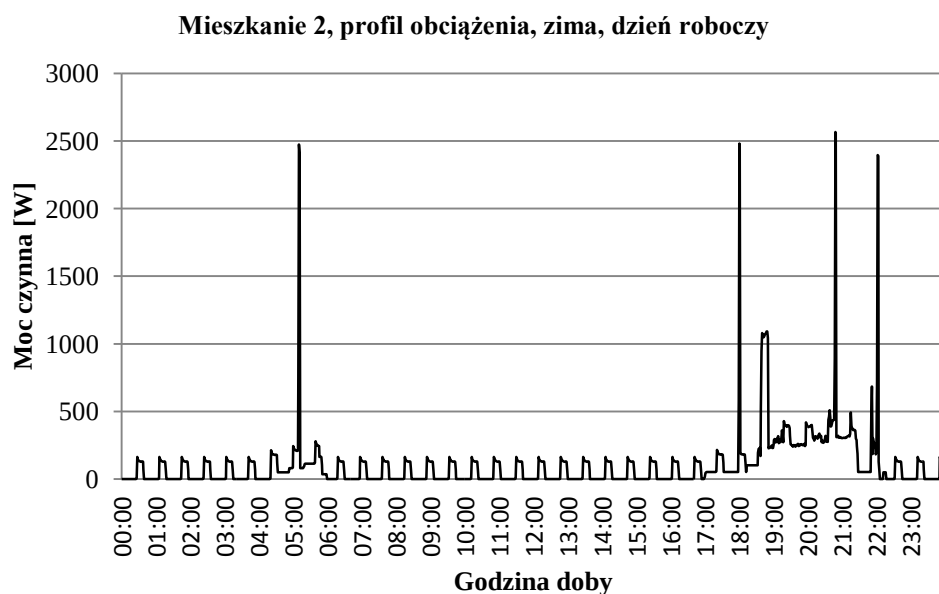


Rys. 4.18. Profil obciążenia dla Mieszkania 2, dzień roboczy, jesień. Pomiary własne.

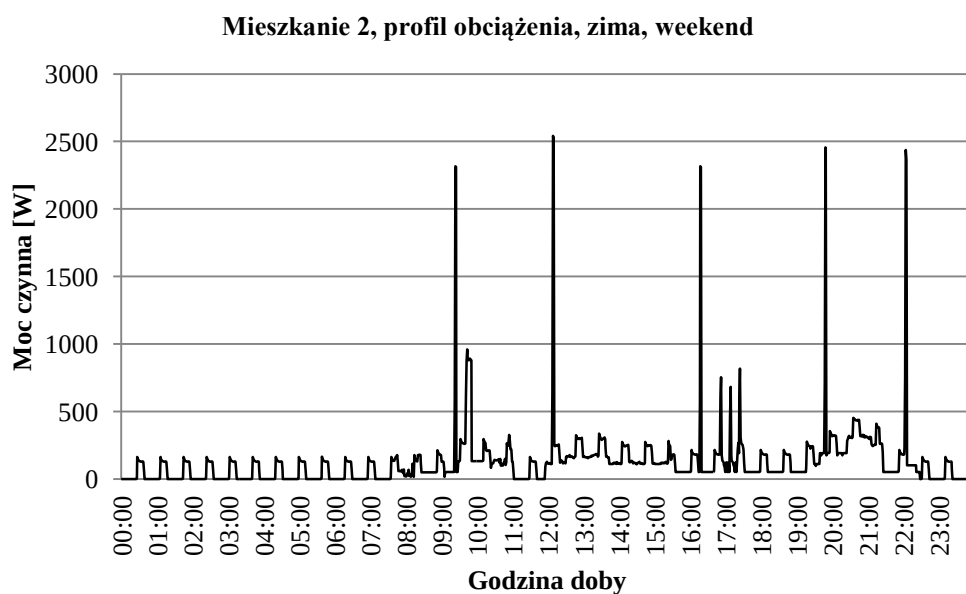


Rys. 4.19. Profil obciążenia dla Mieszkania 2, weekend, jesień. Pomiary własne.

4.4.4. Zima



Rys. 4.20. Profil obciążenia dla Mieszkania 2, dzień roboczy, zima. Pomiary własne.



Rys. 4.21. Profil obciążenia dla Mieszkania 2, weekend, zima. Pomiary własne.

4.5. Analiza profili obciążeniowych Mieszkania 2

Mieszkanie 2 było zamieszkiwane przez dwie pracujące osoby. Zaliczało się do pierwszej grupy z tab. 2.2, gdyż jego roczne zużycie energii elektrycznej było mniejsze od 500 kWh. Aktywność mieszkańców w dni robocze zaczynała się od około godziny 05:00, kiedy to włączane były pierwsze odbiorniki – żarowe źródła światła oraz czajnik elektryczny (powodujący charakterystyczne, krótkie przebiegi o znacznej amplitudzie). Następnie do około godziny 18:00 pracowała jedynie lodówka (powodująca zupełnie inne przebiegi niż ta w Mieszkaniu 1) oraz odbiorniki *stand-by*. Następnie włączane były źródła światła, pralka automatyczna, komputer. W dni weekendowe aktywność mieszkańców zaczynała się około godziny 09:00. Dodatkowo używany był odkurzacz, powodujący powstanie tymczasowych przebiegów. Warto zwrócić uwagę na powtarzające się piłokształtne przebiegi lodówki. W odróżnieniu od przebiegów z Mieszkania 1 ich amplituda jest mniejsza, zaś częstotliwość występowania – większa. Jest to dowód na ogromne zróżnicowanie w przebiegach mocy pobieranej spowodowane różnorodnością wyposażenia.

4.6. Zmiany w strukturze wyposażenia gospodarstw domowych w odbiorniki energii elektrycznej

Wyposażenie gospodarstw domowych w odbiorniki energii elektrycznej prawdopodobnie będzie się zmieniało w przyszłości. Niektórych często używanych odbiorników może z czasem ubywać. Przykładem może być elektryczny podgrzewacz wody. Według danych zawartych w [34] 24,56% gospodarstw domowych korzystało z tego urządzenia w 2009 roku. Trzy lata później udział ten zmniejszył się do 23,51% [35]. Jak podaje źródło [33] przybywa takich odbiorników jak zmywarka, komputer czy klimatyzacja. Jednocześnie zmniejszają się moce znamionowe np. odkurzaczy. Istnieją też typy odbiorników, które mogą być przydatne w przypadku wprowadzenia dynamicznych cen za energię elektryczną np. piece akumulacyjne z rozładowaniem dynamicznym. Mogłyby one gromadzić ciepło w nocy, kiedy występuje najmniejsza cena węglowa, zaś oddawać je w ciągu dnia w czasie występowania dużej ceny. W pracach nad badaniem DSR pojawia się również idea wykorzystania w przyszłości samochodów elektrycznych jako ważnych odbiorników energii [94]. Ładowanie takiego pojazdu może być przeprowadzone w nocy przy najniższych obowiązujących cenach. Jednocześnie samochód jest odbiornikiem, którego użycie (rozumiane jako ładowanie przez sieć) może być *przesunięte* w czasie.

5. Badania potencjału adaptacyjnego indywidualnych domowych odbiorców energii elektrycznej

Na podstawie zgromadzonych informacji, które zostały przedstawione w poprzednich rozdziałach rozprawy przystąpiono do badań wytyczonych przez cel pracy. W tym celu wykorzystano trzy systemy testowe. System testowy 1 posłużył do zbadania jak zachowania domowych odbiorców energii elektrycznej mogą wpływać na SEE poprzez przenoszenie użycia części odbiorników na inną niż zwykle porę doby. Systemy testowe 2 i 3 posłużyły do innych wariantów badań, na które składały się: wyłączenie jednego lub kilku źródeł wytwórczych (zbadanie wpływu zmiany składu jednostek wytwórczych na poziom cen węzłowych) oraz naruszenie limitu przepustowości linii zasilających odbiorców domowych (zbadanie konieczności importu energii z innej części SEE i wpływ tego zjawiska na poziomy cen węzłowych).

5.1. System testowy 1

Założono, że pod pojęciem indywidualnych odbiorców energii elektrycznej rozumie się w rozprawie tylko gospodarstwa domowe. Przyjęto również, że ich udział w obciążeniu systemu testowego wyniósł – bazowo – 20% (podczas szczytu zimowego, w dni robocze). W dniu o największym obciążeniu dla tego okresu moc czynna zapotrzebowana w systemie wynosiła $P_{SYS} = 3\,157,8$ MW. Na tej podstawie obliczono, że moc czynna zapotrzebowana przez odbiorców domowych wynosi $P_{RES} = 631,56$ MW. Założono, że odbiorcy domowi są podłączeni do węzłów o numerach 3, 4, 5, 6, 8, 9 i 10 (rys 2.1). Całkowita moc czynna pobierana w tych węzłach była równa $P = 1\,110,22$ MW i zawierała w sobie zarówno obciążenia badanych odbiorców jak i resztę obciążeń (przemysł, oświetlenie ulic, usługi, obiekty użyteczności publicznej). Wydzieloną moc na obciążenia gospodarstw domowych przedstawiono w tab. 5.1

Tab. 5.1 Informacje dotyczące obciążeń mocą czynną węzłów do których przyłączone są gospodarstwa domowe. Opracowanie własne.

Numer węzła	Moc czynna odbierana w węźle P_{WEZ} (MW)	Moc czynna odbierana przez gospodarstwa domowe P_{RES} (MW)	Moc czynna odbierana przez pozostałe odbiory P_{RESZT} (MW)
3	199,44	96,00	103,44
4	81,99	50,00	31,99
5	78,67	50,00	28,67
6	150,69	96,00	54,69
8	189,47	96,00	93,47
9	193,9	96,00	97,9
10	216,06	146,00	70,06
SUMA	1 110,22	630,00	480,22

Założono, że w całym systemie testowym liczba gospodarstw domowych wynosi 630 000. Podział węzłów pod względem liczby gospodarstw został przedstawiony w tab. 5.2.

Tab. 5.2 Liczba gospodarstw domowych w każdym z węzłów systemu testowego 1. Opracowanie własne.

Numer węzła	Liczba gospodarstw domowych
3	96 000
4	50 000
5	50 000
6	96 000
8	96 000
9	96 000
10	146 000
SUMA	630 000

Znając liczbę wszystkich odbiorców domowych w danym węźle przystąpiono do podziału ich na 6 podgrup względem rocznego zużycia kWh. Podział ten wykonany został na podstawie danych pochodzących ze źródła [121]. Tab. 5.3 zawiera podział na przykładzie węzła 3. Oznaczenia podgrup odbiorców domowych zostały przedstawione w rozdziale 2 w tab. 2.2

Tab. 5.3 Podział gospodarstw domowych w węźle 3 na 6 podgrup względem rocznego zużycia kWh. Opracowano z wykorzystaniem danych ze źródła [121]

Podgrupa	Liczba odbiorców w danej podgrupie
1	20 736
2	28 992
3	9 216
4	4 128
5	3 936
6	28 992
SUMA	96 000

Na podstawie danych uzyskanych m.in. ze źródła [36] określono liczbę typowych domowych odbiorników energii elektrycznej, które są używane przez odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do poszczególnych węzłów systemu testowego 1. Zestawienie takie, na przykładzie węzła 3, przedstawiono w tab. 5.4.

Tab. 5.4 Określenie liczby typowych odbiorników, jakie posiadają gospodarstwa domowe w węźle o numerze 3 w systemie testowym 1. Opracowano na podstawie [36].

Lp	Odbiornik	Nasycenie	Liczba odbiorników w węźle 3
1	Lodówka	0,98	94 080
2	Pralka	0,93	89 280
3	Zmywarka	0,22	21 120
4	Kuchenka mikrofalowa	0,56	53 760
5	Telewizor	0,97	93 120
6	Komputer	0,71	68 160
7	Oświetlenie	1	96 000
8	Odkurzacz	0,93	89 280
9	Płyta indukcyjna	0,15	14 400
10	Czajnik elektryczny	0,5	48 000
11	Bojler	0,24	23 040
12	Klimatyzacja	0,0017	163
13	Piec akumulacyjny z rozładowaniem dynamicznym	0,0002	19

Dla wariantu podstawowego badań założono, że *przesunięciu* będą podlegać wyłącznie pralki automatyczne i zmywarki do naczyń. Są to bowiem podstawowe odbiorniki z tab. 5.4, których użycie o innej niż zwykle porze doby nie powinno wprowadzać znacznego dyskomfortu dla odbiorców domowych. Należy zwrócić uwagę na częstość korzystania z nich – nawiązując do danych zawartych w [18] pralka automatyczna jest używana średnio 4,7 razy w tygodniu zaś według [17] zmywarka jest średnio używana 18 razy miesięcznie. Ponadto, ich występowanie w profilach obciążenia jest zbieżne z czasem trwania szczytu obciążenia SEE. W celu wyznaczenia chęci włączenia (imperatywu) danego odbiornika skorzystano z systemu wnioskowania rozmytego przedstawionego w rozdziale 2 rozprawy. Jako dane wejściowe podano stany naładowania zasobnika, czasy pracy danego odbiornika oraz przebieg zmienności ceny LMP w węźle (będący odpowiedzią systemu testowego 1 w stanie bazowym). Liczba urządzeń podlegających *przesunięciu* w czasie (na przykładzie wariantu k=1) została przedstawiona w tab. 5.5.

Tab. 5.5 Liczba urządzeń podlegających przesunięciu dla wariantu k=1. Opracowanie własne.

Węzeł	Liczba pralek automatycznych	Liczba zmywarek do naczyń
3	4 464	1 056
4	2 325	550
5	2 325	550
6	4 464	1 056
8	4 464	1 056
9	4 464	1 056
10	6 789	1 606
SUMA	29 295	6 930

Dodatkowo, aby odzwierciedlić różny stan naładowania poszczególnych zasobników dobra założono, iż każdej podgrupie odbiorców (z tab. 6.3) przyporządkowany został stan pełny, średni i pusty. Odbiorcy z pełnymi zasobnikami raczej nie będą chcieli ich ponownie napełniać, aczkolwiek przyjęto, że 10% z nich może tak postąpić. Takie podejście pozwala zamodelować na przykład ponowne włączenie danego odbiornika. Założono również, że odbiorcy w poszczególnych podgrupach 1–6 korzystają z różnych programów pracy swoich odbiorników, kształtując tym odpowiednio swoje zużycie energii. Wartości stanu naładowania zasobników oraz czasy pracy urządzeń w poszczególnych grupach zostały wygenerowane za pomocą generatora pseudolosowego.

Pomimo założenia, że w wariancie $k=1$ będzie brało udział 31 500 gospodarstw domowych nie oznacza to, że wszyscy jednocześnie będą *przesuwać* w czasie użycie wybranych odbiorników, ponieważ w niektórych gospodarstwach zasobniki będą miały pełny stan naładowania w danym dniu. Sytuacja taka jest odzwierciedleniem na przykład sposobu korzystania ze zmywarki do naczyń, którą można uruchamiać dopiero po jakimś czasie (raz lub kilka razy w tygodniu a nie codziennie).

Badania autora dotyczyły *przesunięcia* pracy pralek i zmywarek na godzinny poranne (między 05:00 a 8:00, dolina) zamiast użycia ich w szczycie popołudniowo-wieczornym (między 17:00 a 20:00, szczyt). Szczegółowe godziny dla każdej z pór roku zestawiono w tab. 5.6.

Tab. 5.6 Godziny przesunięć wybranych odbiorników. Opracowanie własne.

Pora roku	<i>Przesunięcie</i> wybranych odbiorników			
	Dzień roboczy		Dzień weekendowy	
	z godzin	na godziny	z godzin	na godziny
Wiosna	17:00–20:00	05:00–08:00	17:00–20:00	13:00–16:00
Lato	17:00–20:00	05:00–08:00	10:00–14:00	17:00–21:00
Jesień	17:00–20:00	05:00–08:00	17:00–20:00	13:00–16:00
Zima	17:00–20:00	05:00–08:00	16:00–20:00	09:00–13:00

Podsumowanie *przesunięć* pralek i zmywarek dla typowego dnia roboczego, na przykładzie zimy, zestawiono w tab. 5.7.

Tab. 5.7 Liczba użytych wybranych odbiorników w systemie testowym 1 dla różnych wariantów k, zima, typowy dzień roboczy. Opracowanie własne.

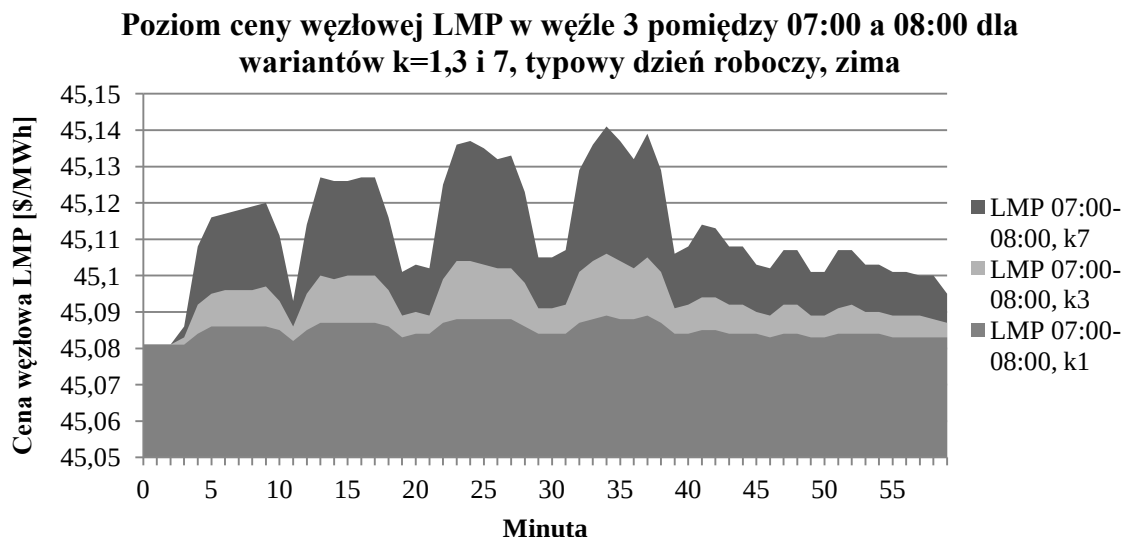
Wariant	Liczba odbiorców biorących udział w przesunięciu poboru mocy	Wszystkie pralki teoretycznie podlegające przesunięciu	Wszystkie zmywarki teoretycznie podlegające przesunięciu	Godzina startu	Liczba użytych pralek (prac.)	Liczba użytych pralek (nprac.)	Liczba użytych zmywarek (prac.)	Liczba użytych zmywarek (nprac.)
k=1	31 500	29 295	6 930	05:00	3 463	16	477	3
				06:00	5 024	655	1 452	61
				07:00	1 707	1 427	205	241
k=2	63 000	58 590	13 860	05:00	6 926	18	954	6
				06:00	10 048	1 172	2 904	122
				07:00	3 414	2 854	410	482
k=3	94 500	87 885	20 790	05:00	10 389	27	1 431	9
				06:00	15 072	1 757	4 356	183
				07:00	5 121	4 281	615	723
k=4	126 000	117 180	27 720	05:00	13 852	36	1 908	12
				06:00	20 096	2 344	5 808	244
				07:00	6 828	5 708	820	964
k=5	157 500	146 475	34 650	05:00	17 315	45	2 385	15
				06:00	25 120	2 929	6 089	305
				07:00	8 911	7 438	1 088	1 253
k=6	189 000	175 770	41 580	05:00	20 778	54	2 862	18
				06:00	30 144	3 514	8 712	366
				07:00	10 661	8 925	1 305	1 503
k=7	220 500	205 065	48 510	05:00	24 241	63	3 339	21
				06:00	35 168	4 099	10 164	427
				07:00	12 435	10 412	1 522	1 753

Preferowany czas uruchomienia odbiornika otrzymano z wyników działania autorskiego rozmytego systemu wnioskującego. Dane na temat profilów obciążeń pralek automatycznych pochodziły z pomiarów własnych, natomiast dane dotyczące zmywarek zostały zaczerpnięte z ogólnodostępnych źródeł internetowych [45,52]. Przykładowe wartości chęci włączenia danego odbiornika dla typowych dni roboczych w zimie w systemie testowym 1 zostały przedstawione w rozdziale 2 rozprawy.

Zadaniem głównym w rozdziale 5 było przedstawienie opracowanej metodyki badań i jej weryfikacja.

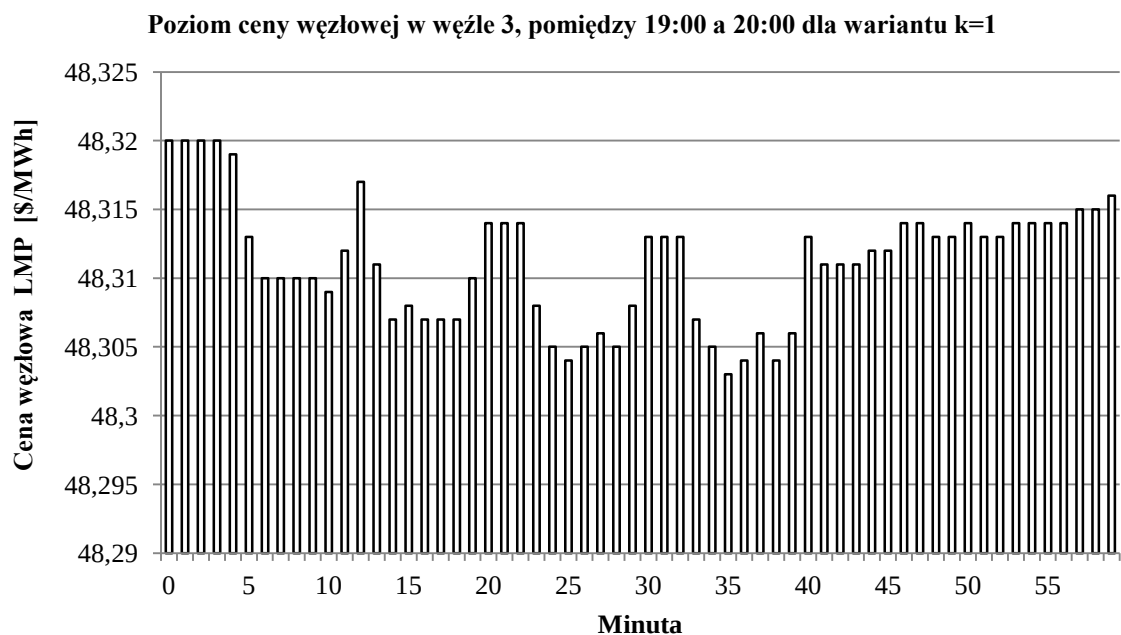
5.1.1. Zima, typowy dzień roboczy

Na rys. 5.1 przedstawiono porównanie uzyskanych poziomów cen węzłowych dla wybranego węzła (węzeł 3 w systemie testowym 1) pomiędzy godziną 07:00 a 08:00. Dla zwiększenia czytelności wykresu przedstawiono jedynie wyniki dla wariantów $k=1,3$ i 7 czyli dla dwóch skrajnych i środkowego.

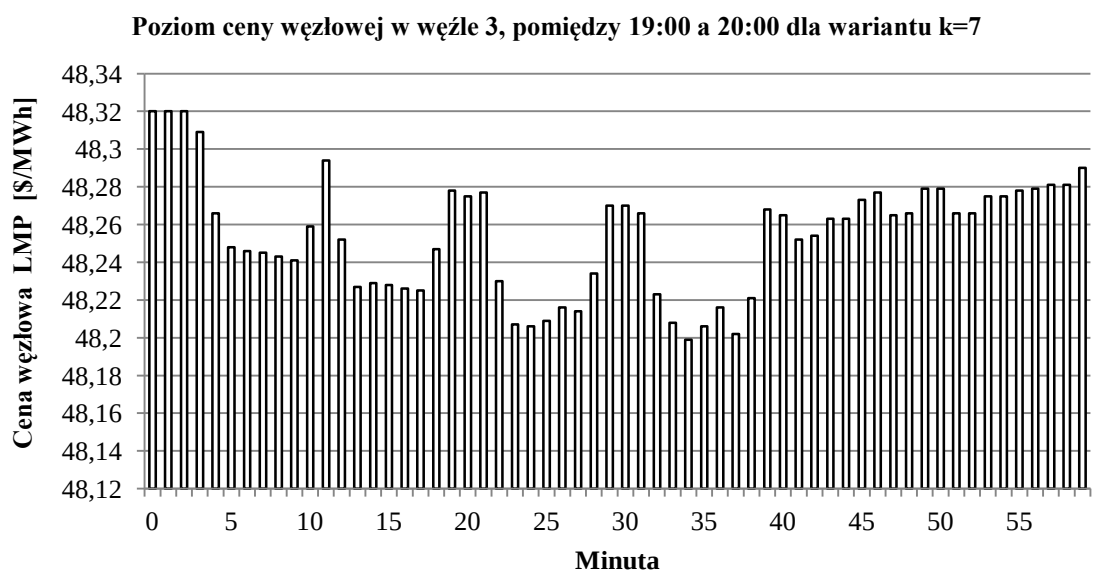


Rys. 5.1. Poziom ceny węzłowej LMP w węźle 3 pomiędzy 07:00–08:00 dla wariantów $k=1,3$ i 7 , typowy dzień roboczy, zima. Opracowanie własne.

Na rys. 5.2 oraz 5.3 przedstawiono otrzymane poziome ceny węzłowych w węźle 3 pomiędzy godziną 19:00 a 20:00 dla dwóch skrajnych wariantów $k=1$ i $k=7$. Z analizy przebadanych wariantów wynika, iż przeniesienie coraz to większej liczby odbiorników ze szczytu popołudniowo–wieczornego na godzinny poranne spowoduje wzrost poziomu ceny węzłowej rano. Dla wariantu $k=1$ w węźle 3 średni poziom ceny węzłowej pomiędzy godziną 07:00 a 08:00 wyniósł $45,085 \$/MWh$ zaś dla wariantu $k=7$ już $45,112 \$/MWh$. Średnia poziom ceny przy braku zwiększenia poboru mocy był równy $45,081 \$/MWh$. Zmniejszenie poboru mocy w szczycie popołudniowo–wieczornym o moc *przeniesioną* na godzinny poranne spowoduje spadek poziomu ceny węzłowej. Dla wariantu $k=1$ w tym samym węźle pomiędzy godziną 19:00 a 20:00 średni poziom ceny wyniósł $48,311 \$/MWh$ zaś dla $k=7$ – $48,254 \$/MWh$. Średni poziom cen *bez przesunięcia* poboru mocy był równy $48,320 \$/MWh$.



Rys. 5.2. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 19:00 a 20:00, wariant k=1, typowy dzień roboczy, zima. Opracowanie własne.



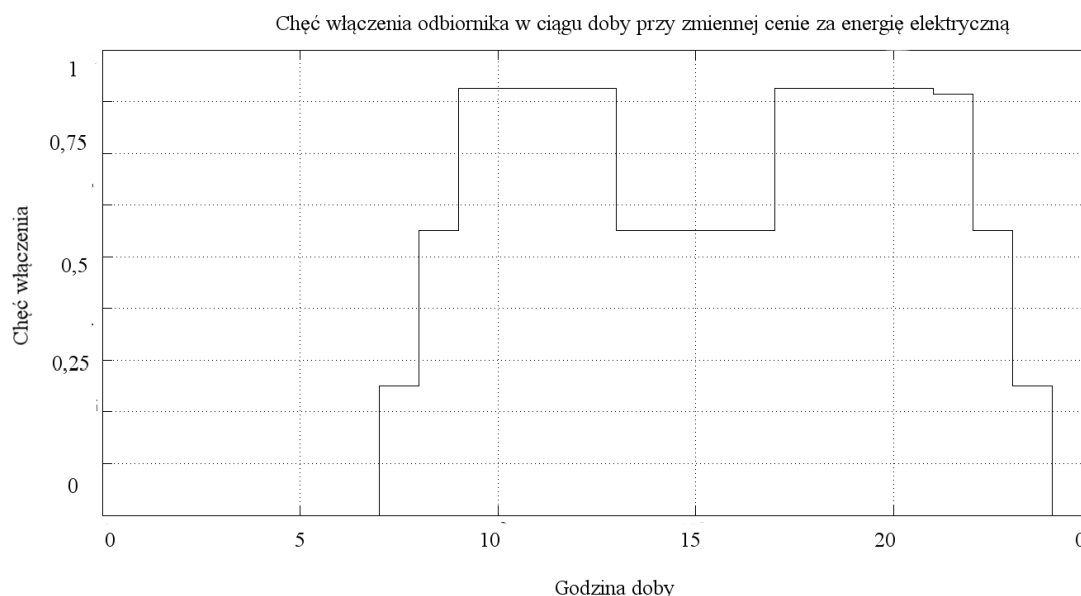
Rys. 5.3. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 19:00 a 20:00, wariant k=7, typowy dzień roboczy, zima. Opracowanie własne.

5.1.2. Zima, typowy dzień weekendowy

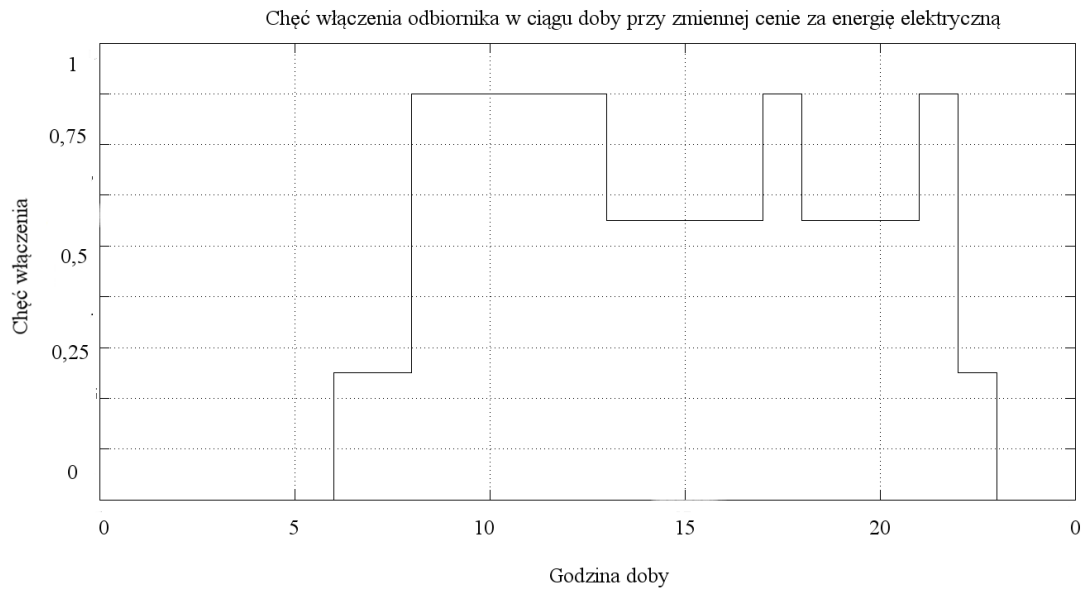
Zrealizowane badania zostały podzielone na 2 dni weekendowe: sobotę i niedzielę. Podział ten wynikał z faktu, iż z reguły w niedzielę zapotrzebowanie na moc w systemie elektroenergetycznym jest mniejsze niż w sobotę a w konsekwencji występują niższe ceny węzłowe. Założono, że w czasie zimy dla dni weekendowych odbiorcy będą dokonywali *przesunięcia* poboru mocy z godzin 16:00–20:00 na godziny 09:00–13:00. Popołudniowo-wieczorny szczyt obciążenia przypadał na okres pomiędzy godziną 16:00 a 19:00.

Na rys. 5.4 oraz 5.5 przedstawiono przykładowe chęci włączenia danego odbiornika osobno dla soboty oraz niedzieli. Na rys. 5.6 zaś ukazano, na przykładzie soboty, typowe poziomy cen węzłowych pomiędzy godziną 10:00 a 11:00. Otrzymane przykładowe poziomy cen węzłowych dla zimy zostały przedstawione na rys. 5.7–5.9.

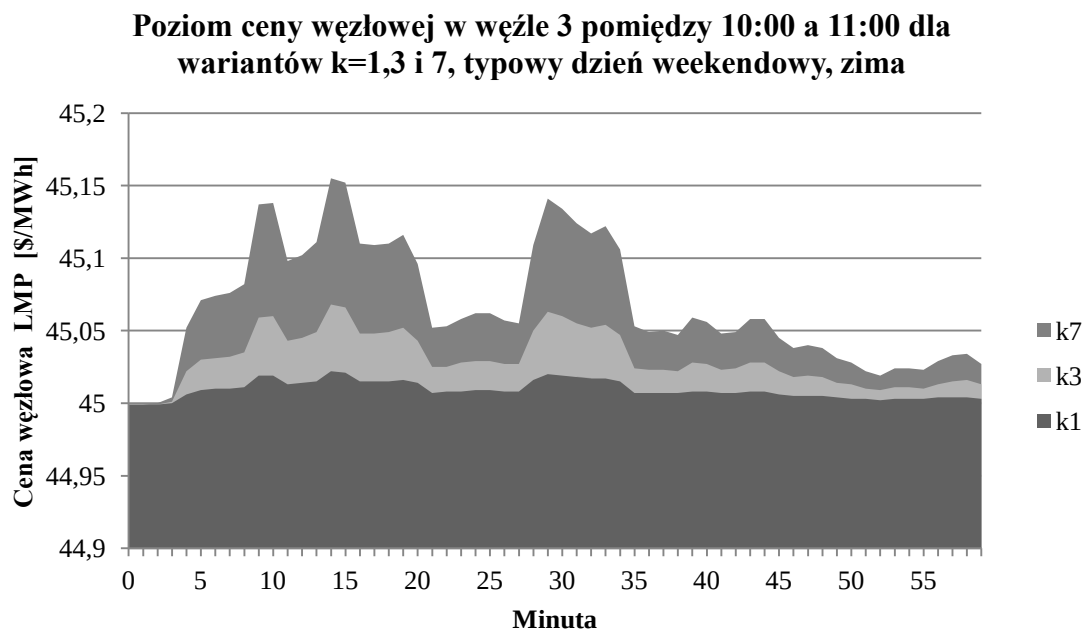
Średni poziom cen LMP dla węzła 3 *bez przesunięcia* poboru mocy wyniósł: pomiędzy godziną 10:00 a 11:00 – 44,999 \$/MWh, zaś pomiędzy 17:00 a 18:00 – 46,102 \$/MWh. Poniżej, dla porównania z wynikami z soboty, przedstawiono poziomy ceny węzłowej w węźle 3 w typową niedzielę pomiędzy 17:00 a 18:00. Z uwagi na dużą liczbę uzyskanych wyników zamieszczono jedynie wartości ceny dla wariantu $k=7$, czyli najbardziej skrajnego z najmniejszymi cenami.



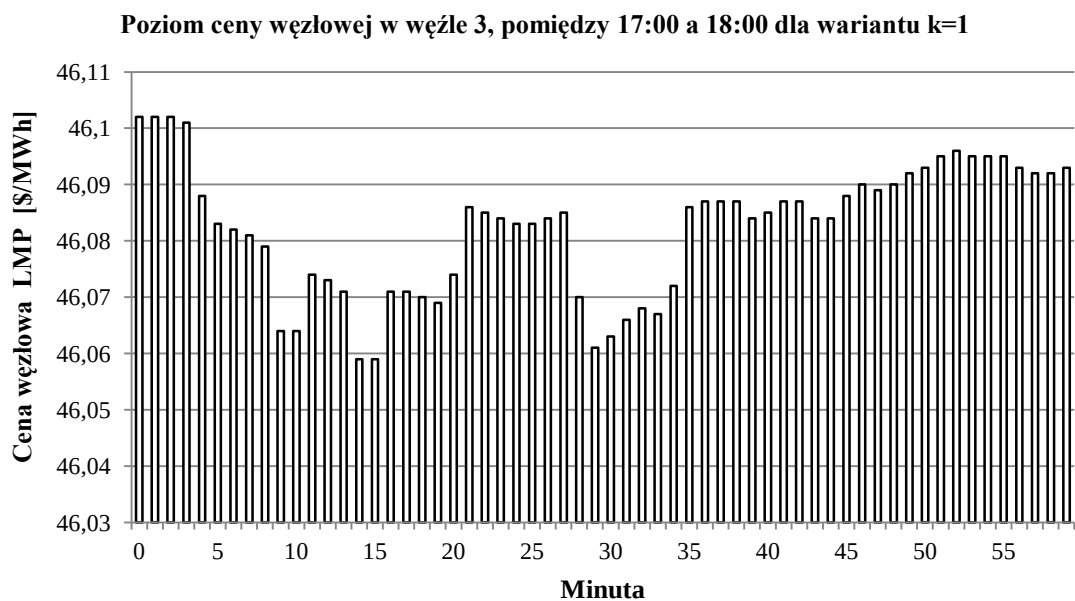
Rys. 5.4. Chęć włączenia odbiornika w ciągu doby przy zmiennej cenie za energię elektryczną. Przypadek dla zasobnika o stanie naładowania 0,2 i czasie pracy 111 minut. Ceny węzłowe dla soboty, zima, węzeł 3. Opracowanie własne.



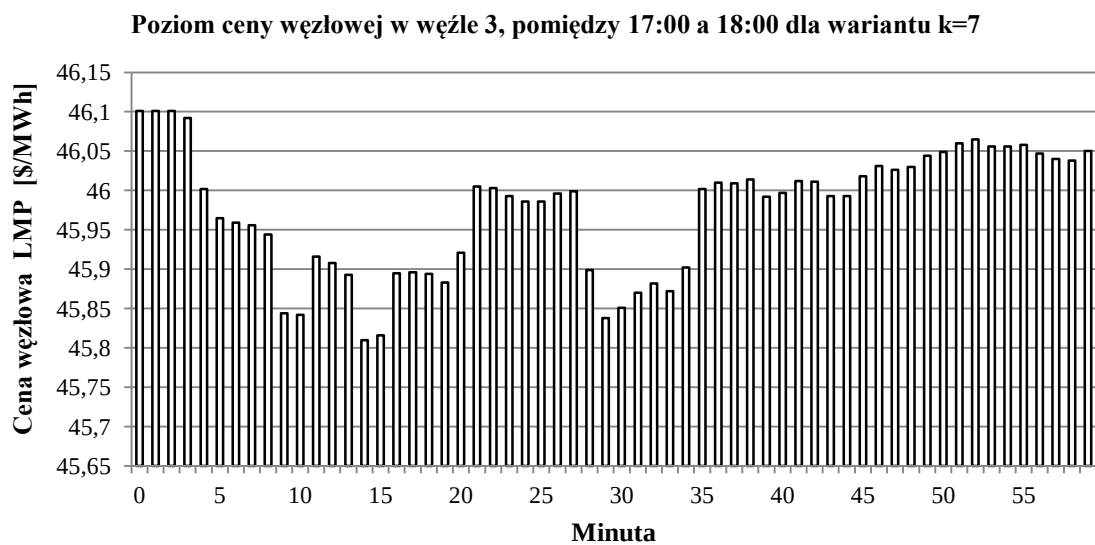
Rys. 5.5. Chęć włączenia odbiornika w ciągu doby przy zmiennej cenie za energię elektryczną. Przypadek dla zasobnika o stanie naładowania 0,3 i czasie pracy 75 minut. Ceny węzłowe dla niedzieli, zima, węzeł 3. Opracowanie własne.



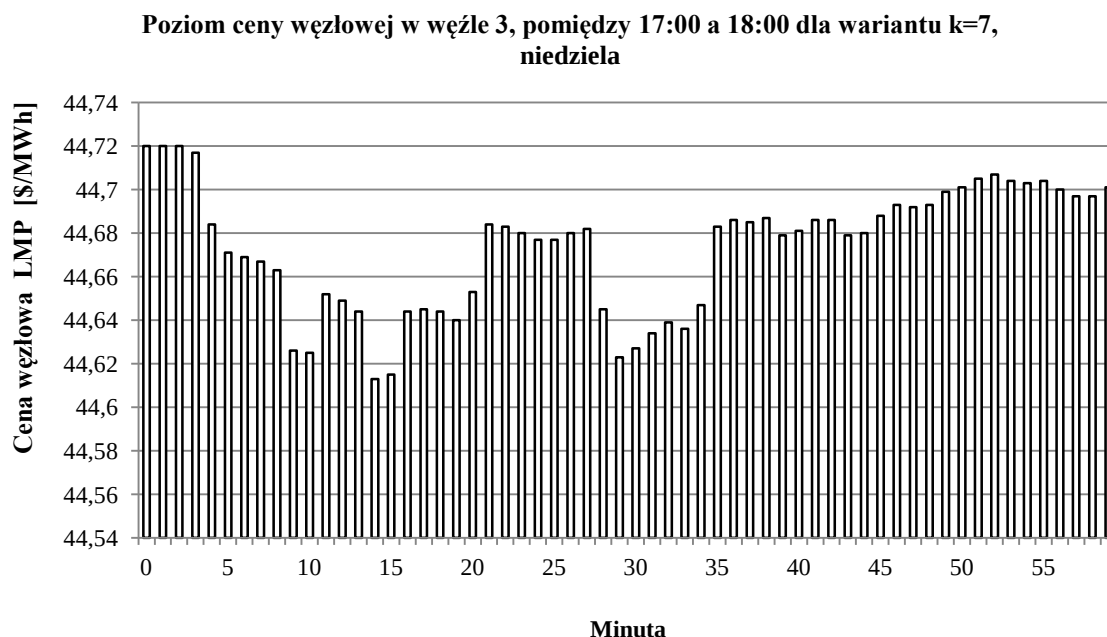
Rys. 5.6. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 10:00 a 11:00 dla wariantów $k=1,3$ i 7, typowy dzień weekendowy, sobota, zima. Opracowanie własne.



Rys. 5.7. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 17:00 a 18:00 dla wariantu k=1, sobota, zima. Opracowanie własne.



Rys 5.8. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 17:00 a 18:00 dla wariantu k=7, sobota, zima. Opracowanie własne.

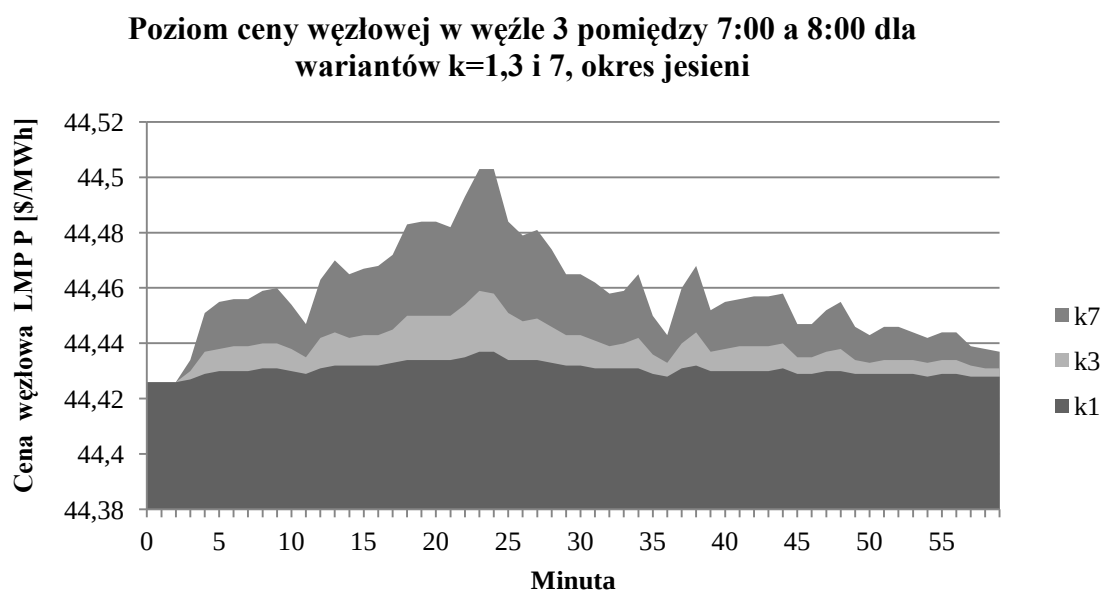


Rys. 5.9. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 17:00 a 18:00 dla wariantu k=7, niedziela, zima. Opracowanie własne.

W niedzielę pomiędzy 17:00 a 18:00 dla wariantu k=7 maksymalny poziom ceny węzłowej w węźle 3 wyniósł 44,72 \$/MWh (i był o 1,381 mniejszy niż dla soboty o tej samej porze) zaś minimalny – 44,613 \$/MWh (o 1,197 mniejszy niż w sobotę). Poziom ceny węzłowej w tym samym czasie bez jakichkolwiek *przesunięć* mocy był równy 44,721 \$/MWh (dla węzła 3).

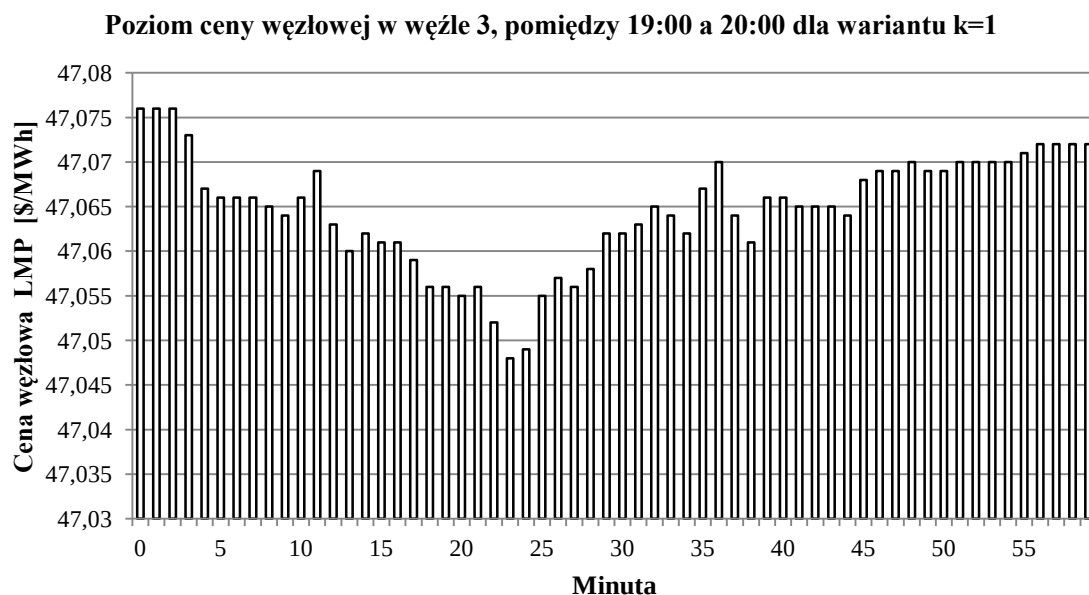
5.1.3. Jesień, typowy dzień roboczy

W porze jesiennej przyjęto, że w przypadku typowego dnia roboczego *przesunięcie* wybranych odbiorników będzie odbywało się z godzin 17:00–20:00 na godziny 05:00–08:00 (tak samo jak dla zimy). Na rys. 5.10 ukazano poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 07:00 a 8:00 dla trzech wariantów k=1,3 i 7.

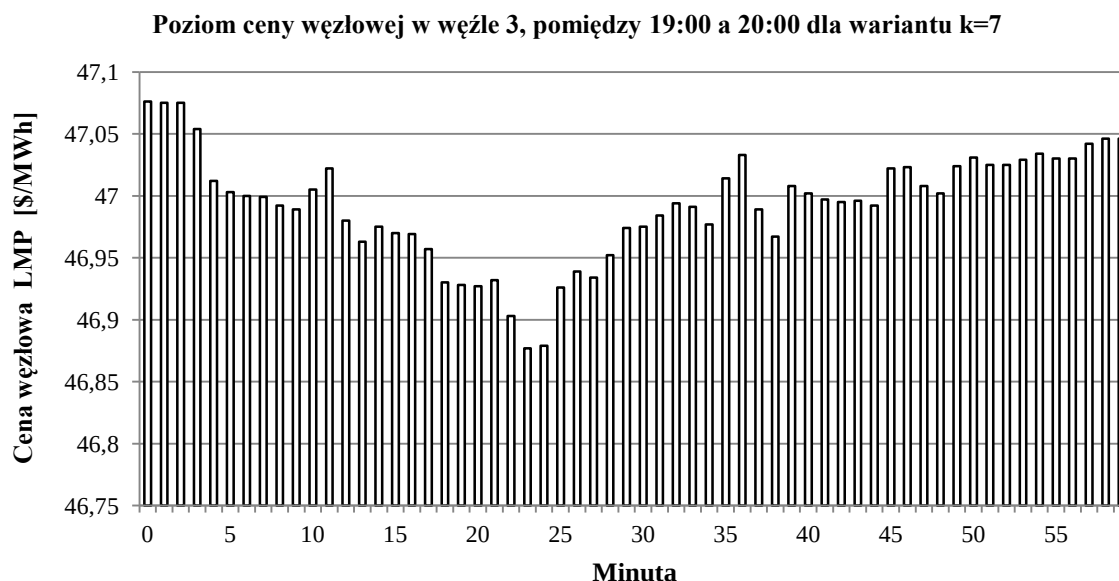


Rys. 5.10. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 7:00 a 8:00 dla wariantów k=1,3 i 7, typowy dzień roboczy, jesień. Opracowanie własne.

Pierwotnie, w tym czasie w węźle 3 średni poziom cen LMP wyniósł 44,426 \$/MWh. W celu ukazania jak zmniejszy się poziom ten w węźle 3 w godzinach szczytowych 19:00–20:00 przedstawiono dwa rys.: 5.11 oraz 5.12. Przedstawiono na nich dwa skrajne przypadki wariantów *przesunąć* (k=1 i k=7).



Rys. 5.11. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 19:00 a 20:00, wariant k=1, typowy dzień roboczy, jesień. Opracowanie własne.

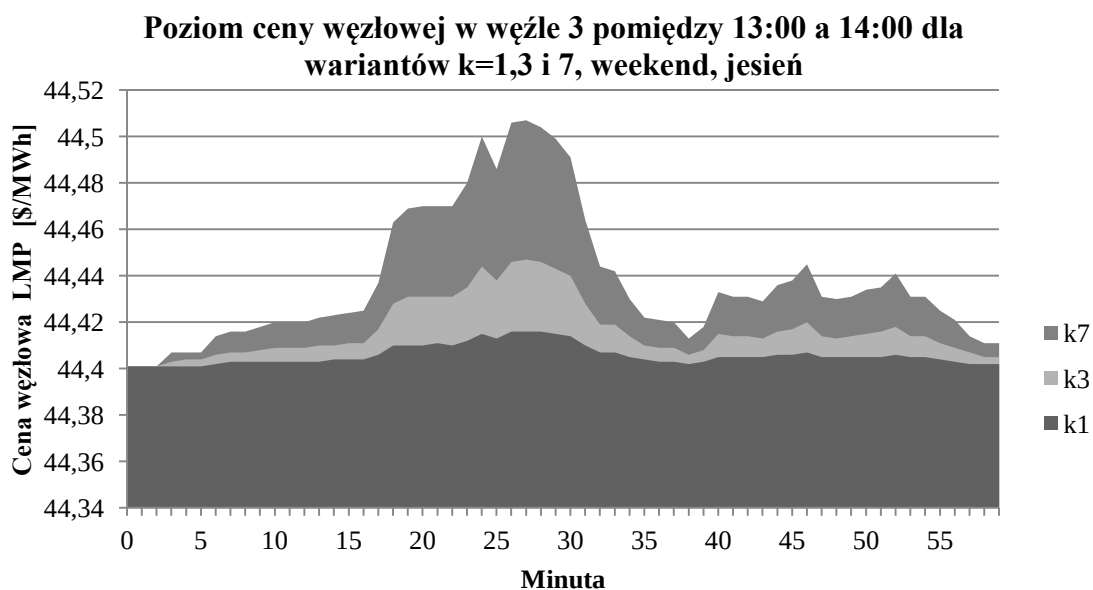


Rys. 5.12. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 19:00 a 20:00, wariant k=7, typowy dzień roboczy, jesień. Opracowanie własne.

Dla porównania, *bez przesunięcia* mocy średni poziom cen wyniósł 47,076 \$/MWh (między 19:00 a 20:00, w węźle 3).

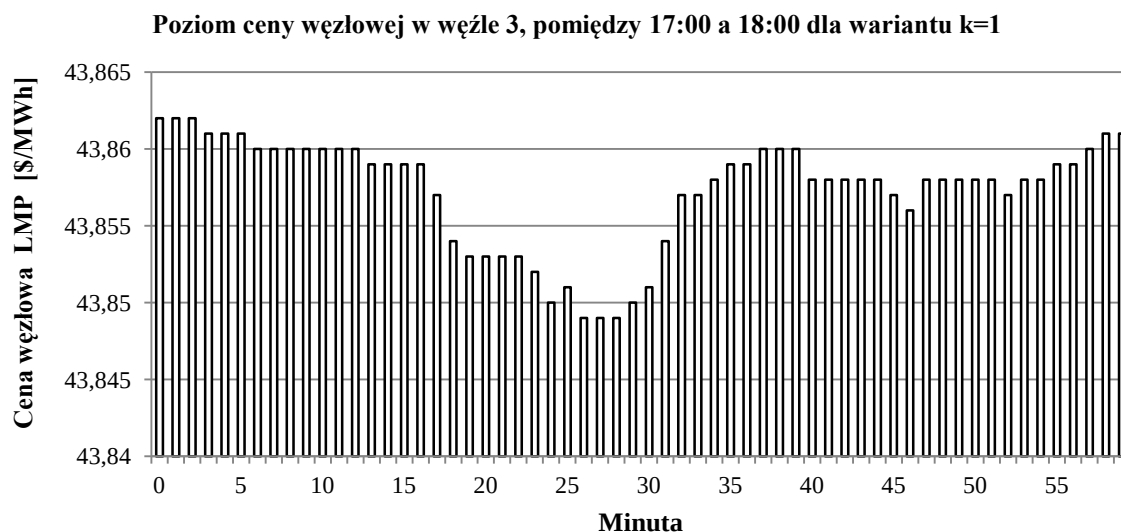
5.1.4. Jesień, typowy dzień weekendowy

W tym podrozdziale przedstawiono wyniki dla typowego jesiennego dnia weekendowego, podobnie jak w przypadku zimy, z rozróżnieniem soboty i niedzieli. Założono *przesunięcie* poboru mocy z godzin 17:00–20:00 na godziny 13:00–16:00. Na rys. 5.13 przedstawiono poziomy ceny węzłowej pomiędzy 13:00 a 14:00 dla trzech wariantów k=1,3 i 7.

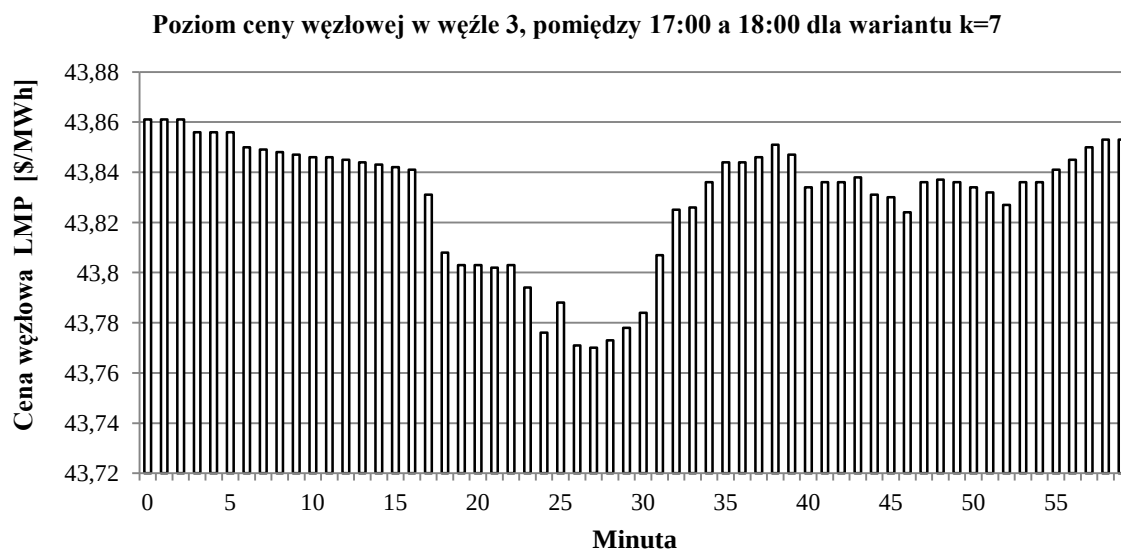


Rys. 5.13. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 13:00 a 14:00 dla wariantów k=1,3 i 7, sobota, jesień. Opracowanie własne.

Dla porównania średni poziom ceny w tym okresie bez *przesunięć* był równy 44,401 \$/MWh. Na rys. 5.14 oraz 5.15 przedstawiono wyniki poziomów cen LMP dla dwóch skrajnych wariantów (k=1 i k=7) w sobotę między 17:00–18:00.

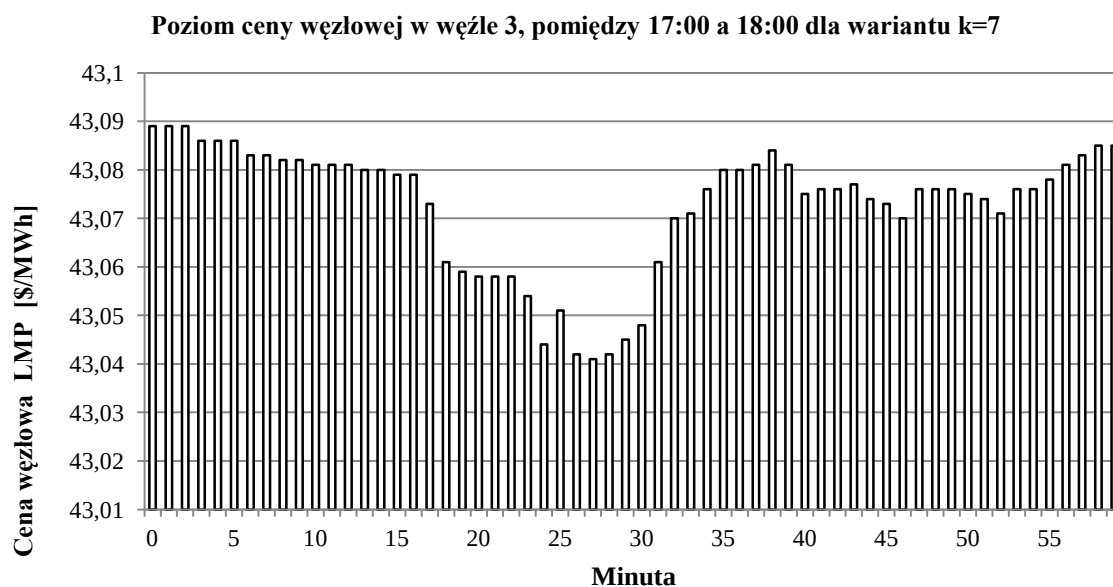


Rys. 5.14. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 17:00 a 18:00, wariant k=1, sobota, jesień. Opracowanie własne.



Rys. 5.15. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 17:00 a 18:00, wariant k=7, sobota, jesień. Opracowanie własne.

Średni poziom cen w tym okresie bez *przesunięć* był równy 43,862 \$/MWh. Na rys. 6.16 przedstawiono wyniki dla niedzieli, wariant k=7.

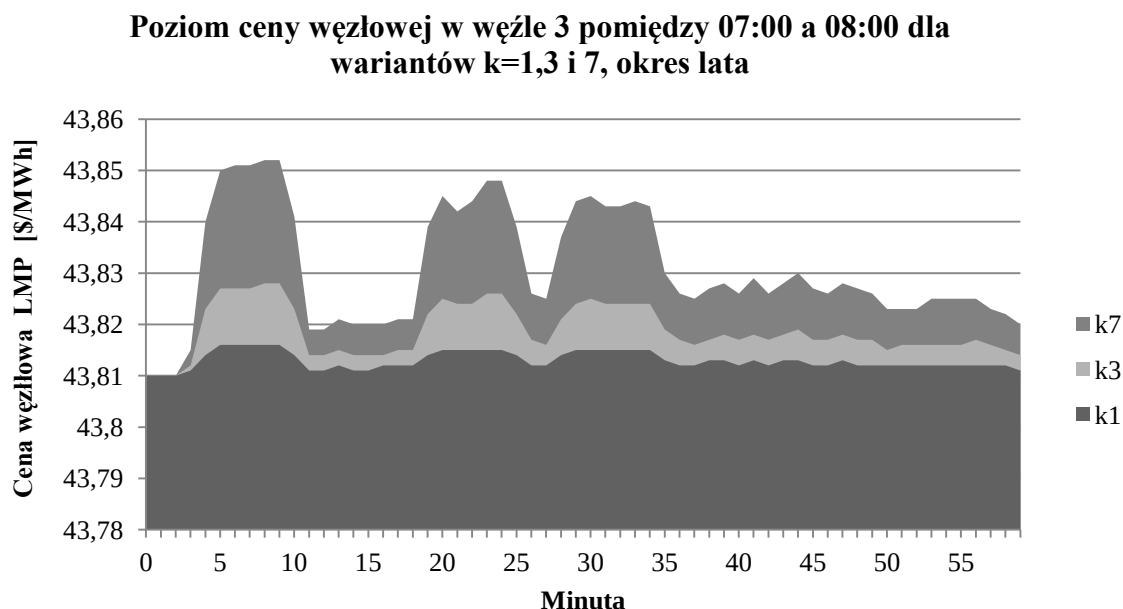


Rys. 5.16. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 17:00 a 18:00, wariant k=7, niedziela, jesień. Opracowanie własne.

Dla porównania średni poziom ceny bez *przesunięcia* w tym czasie wyniósł 43,089 \$/MWh.

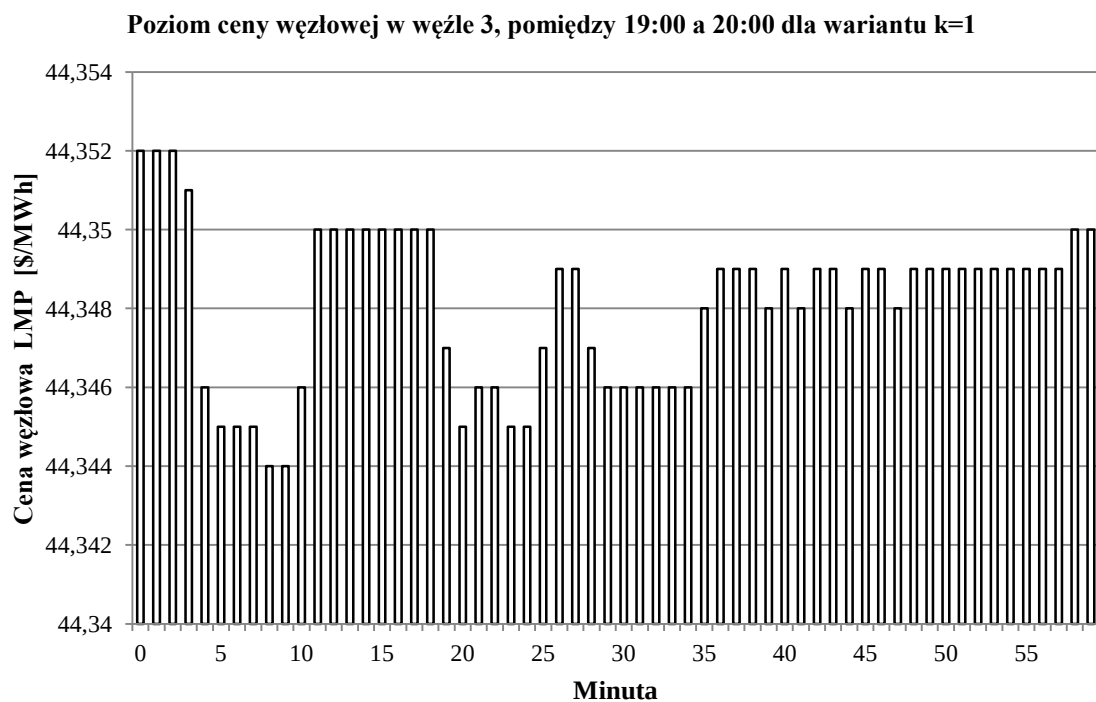
5.1.5. Lato, typowy dzień roboczy

Okres lata cechował się najmniejszym zapotrzebowaniem na moc czynną w badanym systemie testowym 1. Założono, że odbiorcy domowi będą dokonywali *przesunięcia* poboru mocy z godzin 17:00–20:00 na godziny 05:00–08:00. Na rys. 5.17 przedstawiono poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 07:00 a 08:00 dla wariantów $k=1,3$ i 7.

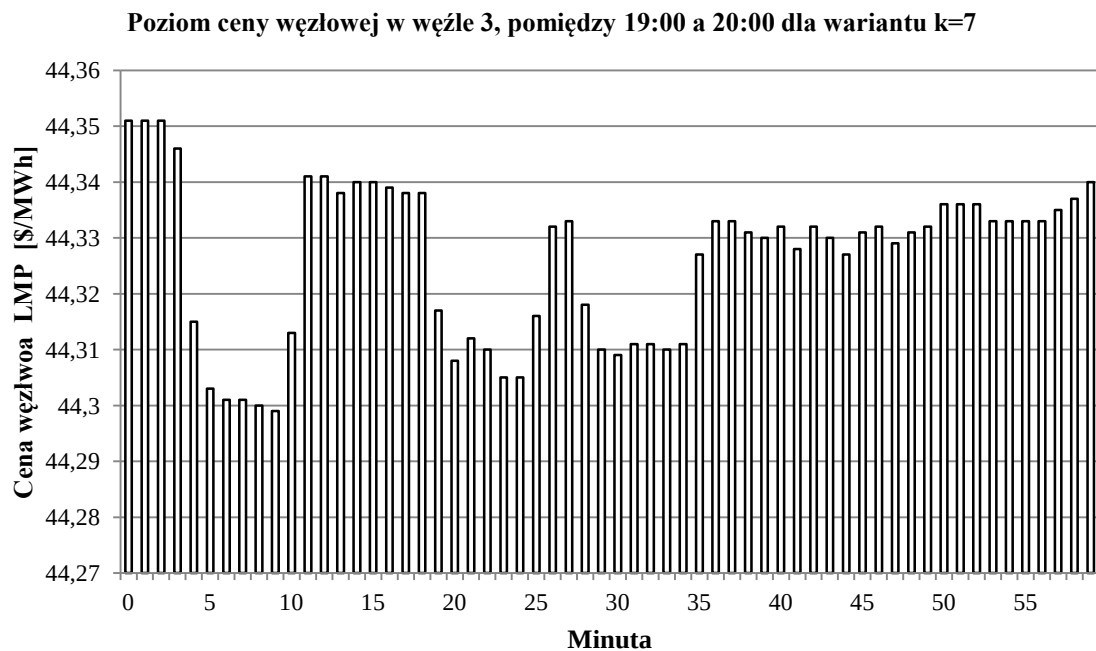


Rys. 5.17. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 07:00 a 08:00 dla wariantów $k=1,3$ i 7, dzień roboczy, lato. Opracowanie własne.

Dla porównania, średni poziom ceny węzłowej bez *przesunięć* dla węzła 3 wyniósł 43,810 \$/MWh. Na rys. 5.18 oraz 5.19 przedstawiono wartości ceny węzłowej dla dwóch skrajnych wariantów $k=1$ i $k=7$ między 19:00 a 20:00. Dla porównania, średni poziom ceny węzłowej bez *przesunięć* byłby w tym okresie równy 44,352 \$/MWh.



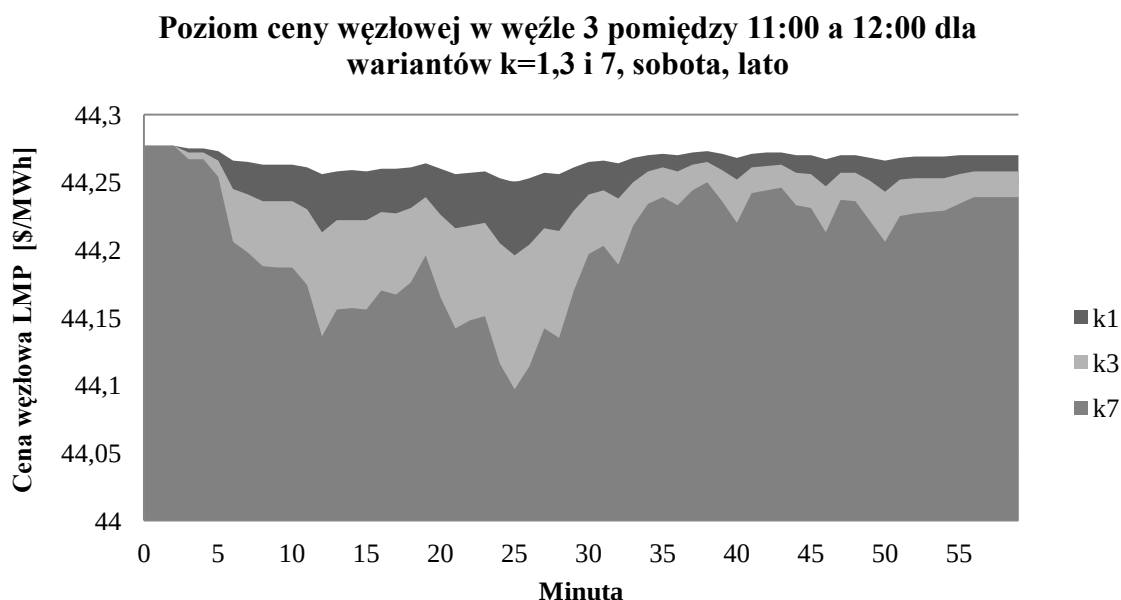
Rys 5.18. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 19:00 a 20:00, wariant k=1, typowy dzień roboczy, lato. Opracowanie własne.



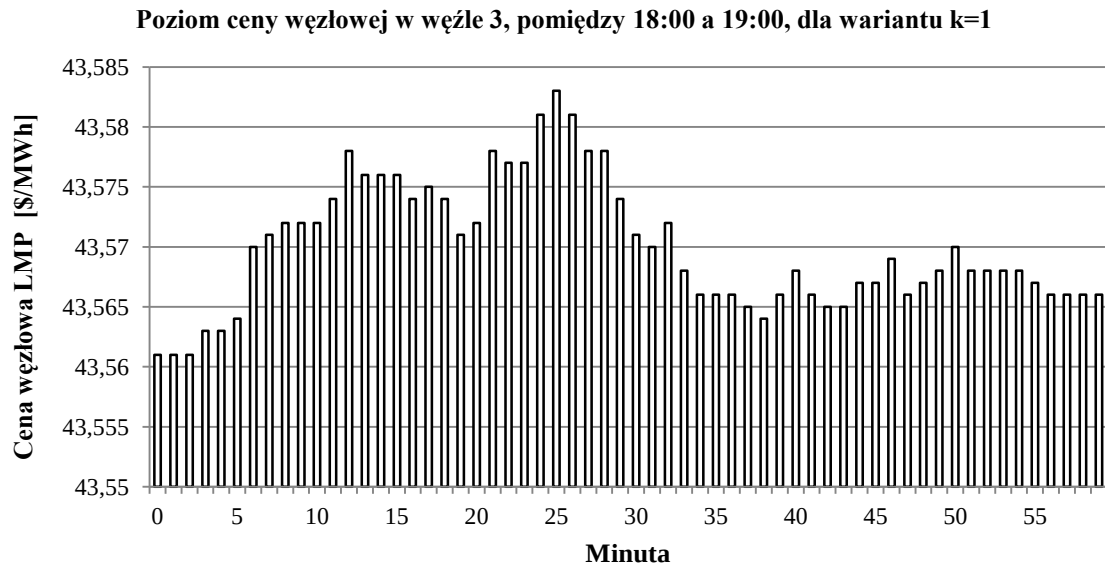
Rys. 5.19. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 19:00 a 20:00, wariant k=7, typowy dzień roboczy, lato. Opracowanie własne.

5.1.6. Lato, typowy dzień weekendowy

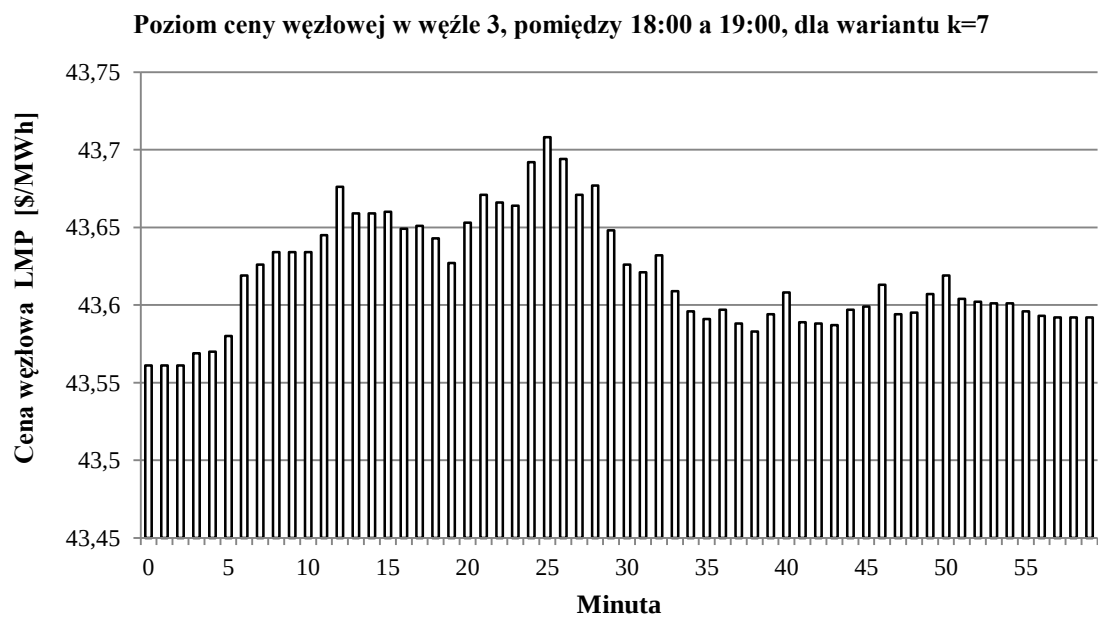
W przypadku dni typu weekend założono, że domowi odbiorcy będą *przesuwać* pobór mocy z godzin 10:00–14:00 na godziny 17:00–21:00. Wynikało z faktu, iż dla pory letniej w dni weekendowe, w porównaniu np. do zimy, nie było wyraźnego szczytu popołudniowego. Na rys. 5.21 przedstawiono poziomy ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 11:00 a 12:00, przypadek dla soboty. W tym samym czasie, gdyby nie było *przesunięcia* poboru mocy, średni poziom ceny węzłowej w węźle 3 byłby równy 44,277 \$/MWh. Rys. 5.22 oraz 5.23 ukazują, na przykładzie soboty, poziomy ceny węzłowej dla tego samego węzła pomiędzy godziną 18:00 a 19:00 dla dwóch skrajnych przypadków $k=1$ oraz $k=7$. Rys. 5.24 natomiast ukazuje poziomy ceny węzłowej dla tej samej godziny, ale dla przypadku niedzieli i skrajnego wariantu $k=7$.



Rys. 5.21. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 11:00 a 12:00 dla wariantów $k=1,3$ i 7, typowy dzień weekendowy, sobota, lato. Opracowanie własne.

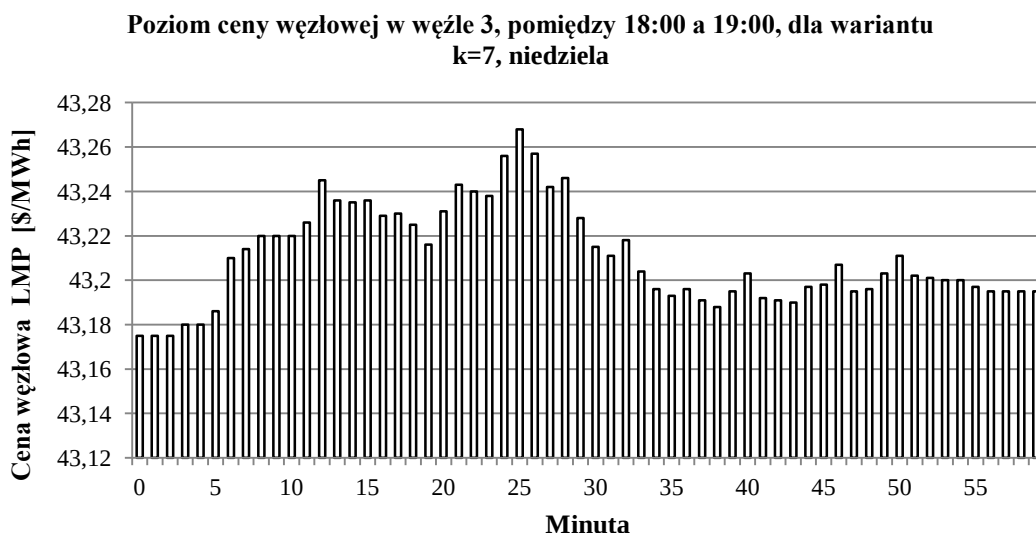


Rys. 5.22. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 18:00–19:00 dla wariantu k=1, sobota, lato.
Opracowanie własne.



Rys. 5.23. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 18:00–19:00 dla wariantu k=7, sobota, lato.
Opracowanie własne.

Dla porównania, w tym samym czasie bez jakichkolwiek *przesunięć*, średnia wartość ceny węzłowej była równa 43,561 \$/MWh.

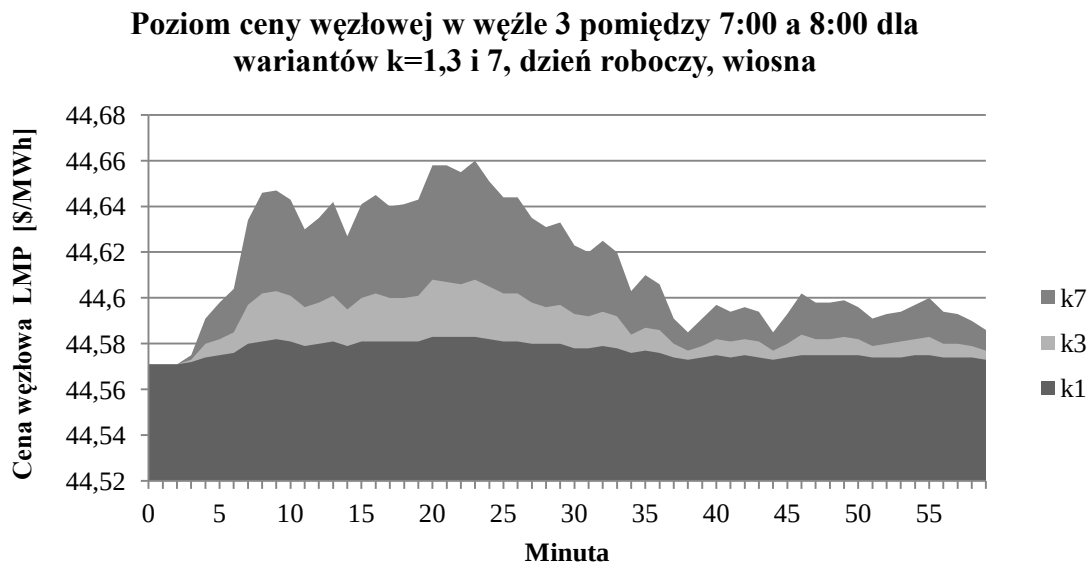


Rys. 5.24. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 18:00–19:00 dla wariantu k=7, niedziela, lato. Opracowanie własne.

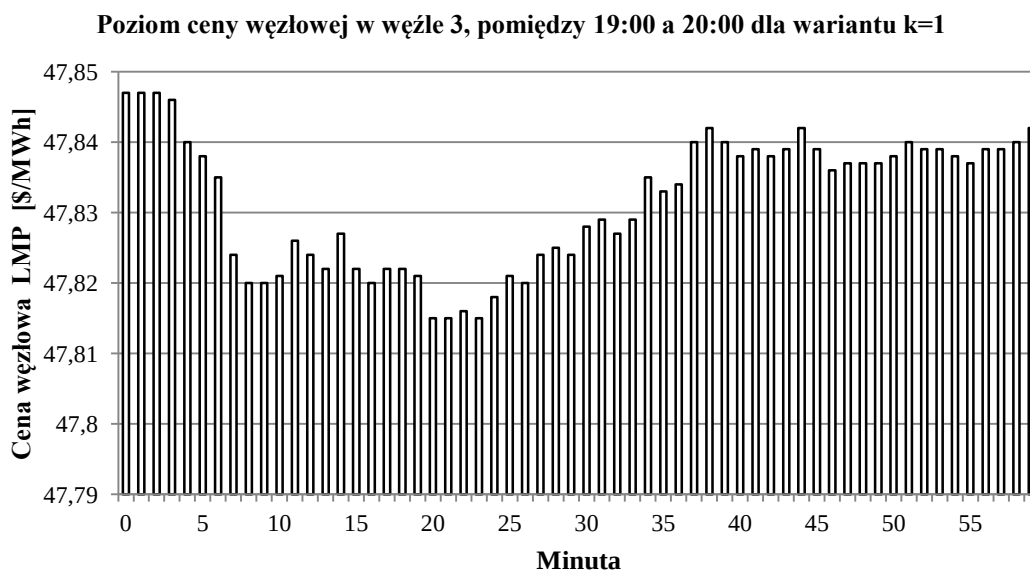
W przypadku braku *przesunięcia* poziom ceny dla niedzieli i tej samej godziny był równy 43,175 \$/MWh.

5.1.7. Wiosna, typowy dzień roboczy

Dla okresu wiosny założono, że *przesunięcie* mocy w dniach roboczych będzie odbywać się z godzin 17:00–20:00 na godziny 05:00–08:00. Na rys. 5.25 przedstawiono poziomy ceny węzłowej dla węzła 3 pomiędzy godziną 07:00 a 08:00 dla wariantów k=1,3 oraz 7. Dla porównania, średni poziom ceny węzłowej dla tego okresu bez jakichkolwiek *przesunięć* poboru mocy był równy 44,571 \$/MWh. Na rys. 5.26 i 5.27 przedstawiono poziomy ceny węzłowej pomiędzy godziną 19:00 a 20:00 dla dwóch skrajnych przypadków k=1 i k=7. Dla porównania, średni poziom ceny LMP w tym czasie bez *przesunięć* był równy 47,847 \$/MWh.

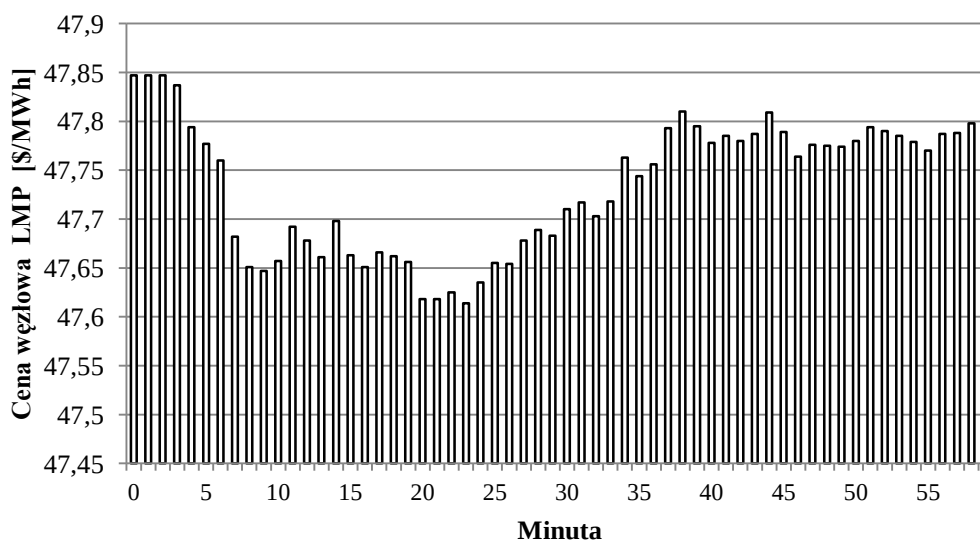


Rys. 5.25. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 7:00 a 8:00 dla wariantów k=1,3 i 7, typowy dzień roboczy, wiosna. Opracowanie własne.



Rys. 5.26. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 19:00 a 20:00, wariant k=1, dzień roboczy, wiosna. Opracowanie własne.

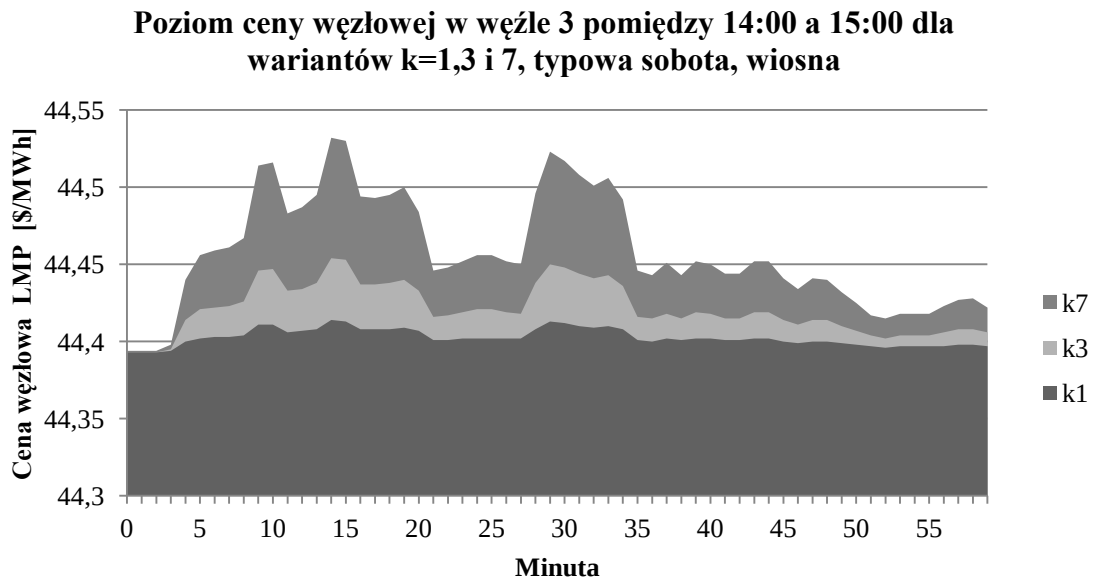
Poziom ceny węzłowej w węźle 3, pomiędzy 19:00 a 20:00 dla wariantu $k=7$



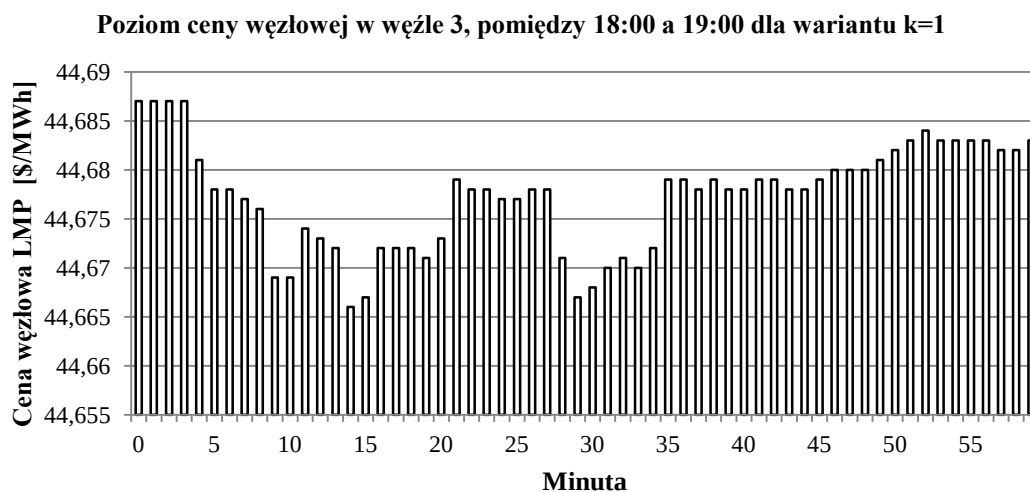
Rys. 5.27. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy 19:00 a 20:00, wariant $k=7$, dzień roboczy, wiosna. Opracowanie własne.

5.1.8. Wiosna, typowy dzień weekendowy

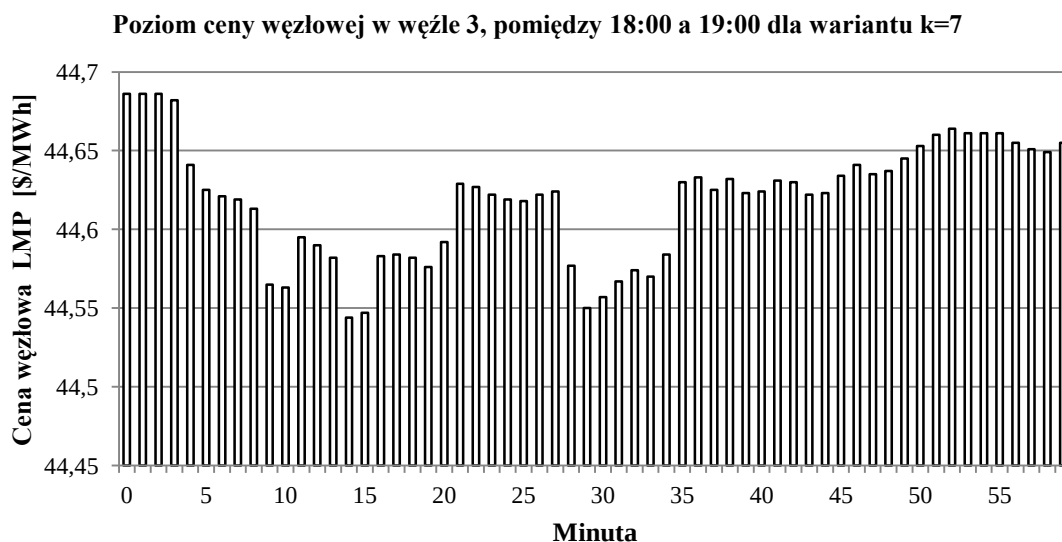
W czasie weekendu dla okresu wiosny założono *przesunięcie* poboru mocy z godzin 17:00–20:00 na godziny 13:00–16:00. Na rys. 5.28 przedstawiono poziomy ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 14:00 a 15:00 dla typowej soboty i wariantów $k=1,3$ i 7. Dla porównania, średni poziom ceny LMP w tym okresie bez *przesunięcia* była równa 44,393 \$/MWh. Na kolejnych rys. 5.29 oraz 5.30 przedstawiono poziomy ceny węzłowej w tym samym węźle pomiędzy godziną 18:00 i 19:00 dla dwóch skrajnych wariantów $k=1$ oraz $k=7$. Średni poziom ceny LMP bez *przesunięć* w tym czasie był równy 44,687 \$/MWh. Natomiast na rys. 5.31 zaprezentowano skrajny wariant $k=7$ dla tego samego czasu, ale przypadku niedzieli. Średni poziom ceny LMP bez *przesunięć* w niedzielę między 18:00 a 19:00 był równy 43,846 \$/MWh.



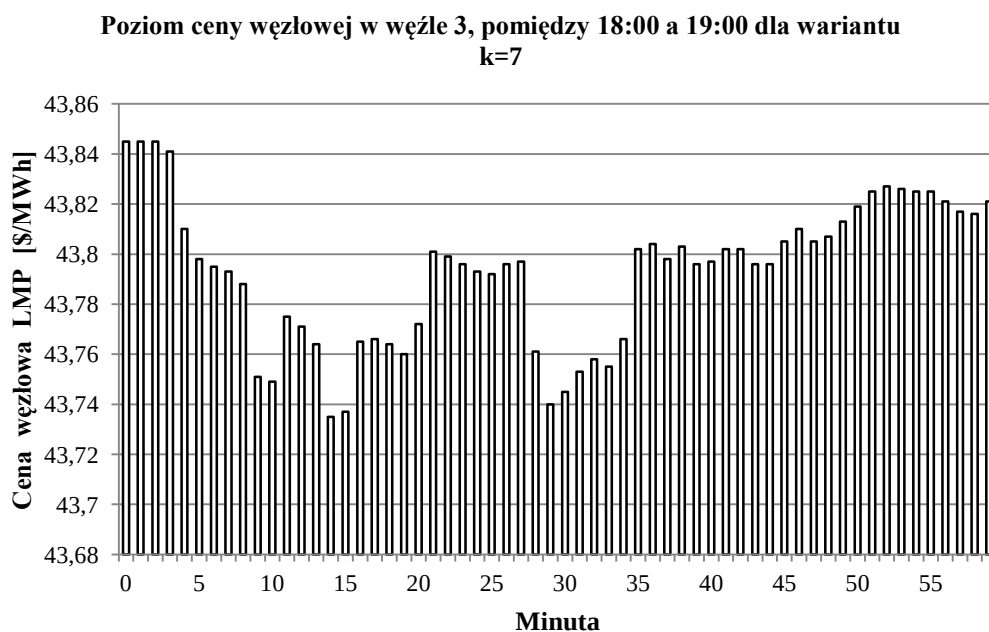
Rys. 5.28. Poziom ceny węzłowej w węźle 3 pomiędzy godziną 14:00 a 15:00, dla wariantów k=1,3 i 7, sobota, wiosna. Opracowanie własne.



Rys. 5.29. Poziom ceny węzłowej w węźle 3, pomiędzy 18:00 a 19:00, wariant k=1, sobota. Opracowanie własne.



Rys. 5.30. Poziom ceny węzłowej w węźle 3, pomiędzy 18:00 a 19:00, wariant k=7, sobota.
Opracowanie własne.



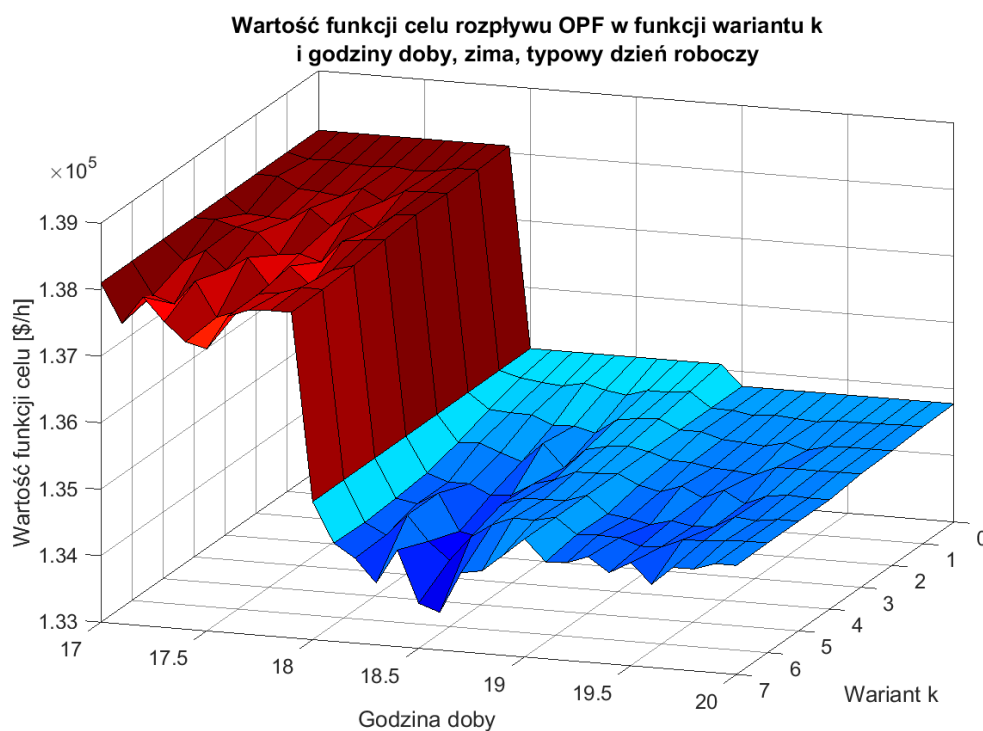
Rys. 5.31. Poziom ceny węzłowej w węźle 3, pomiędzy 18:00 a 19:00, wariant k=7, niedziela.
Opracowanie własne.

5.1.9. Podsumowanie – system testowy 1

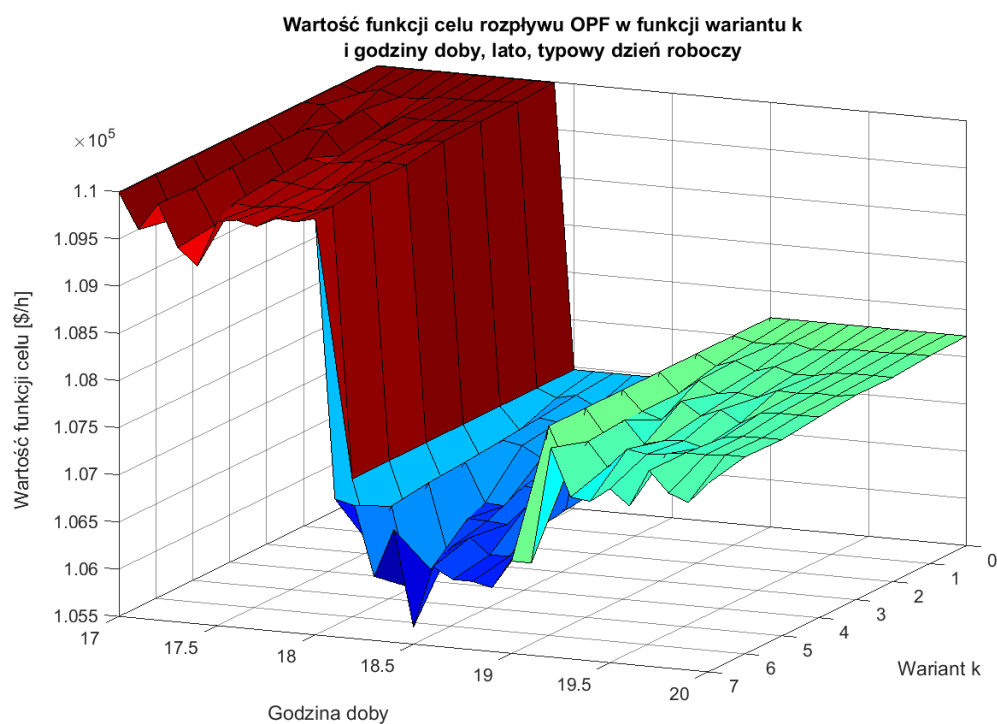
Po przeanalizowaniu wyników otrzymanych dla systemu testowego 1 należy stwierdzić, iż największe różnice w wartościach cen węzłowych dla węzłów, do których są podłączeni odbiorcy gotowi do ewentualnego *przesunięcia* poboru mocy – występowały w porze zimowej i w porze letniej. Wynikało to, iż były to dwie skrajne pory roku gdy

zapotrzebowanie na moc czynną było odpowiednio największe i najmniejsze w rozpatrywanym systemie testowym.

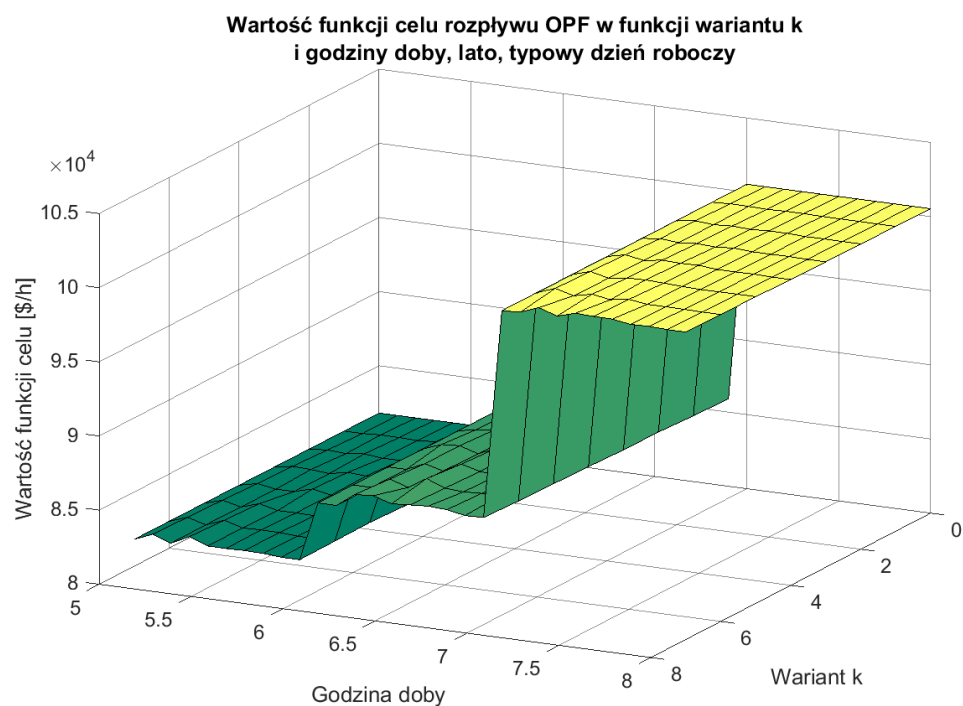
Z uwagi na bardzo dużą liczbę otrzymanych danych przedstawiono graficznie i tabelarycznie jedynie wyniki cen węzłowych dla węzła o numerze 3. We wstępie do rozprawy wspomniano, że hipotetycznie w skali makroskopowej wpływ odbiorców domowych na pracę całego systemu można rozpatrywać jako nieobojętny. Do weryfikacji tej hipotezy użyto funkcji celu z zadania optymalnego rozptywu mocy. Odbiorcy domowi, na podstawie własnych chęci oraz informacji zwrotnej z SEE w postaci ceny węzłowej, mogą podejmować działania mające na celu zmniejszenie obciążenia systemu zwłaszcza w porach występowania szczytu obciążenia SEE. Na rys. 5.32 i 5.33 przedstawiono wartości funkcji celu OPF w funkcji wariantu k i wybranych godzin doby (17:00–20:00) dla typowych dni roboczych w zimie i w lecie. Na rys. 5.34 i 5.35 przedstawiono wartości funkcji celu OPF w funkcji wariantu k i wybranych godzin doby (05:00–08:00) dla typowych dni roboczych w zimie i w lecie.



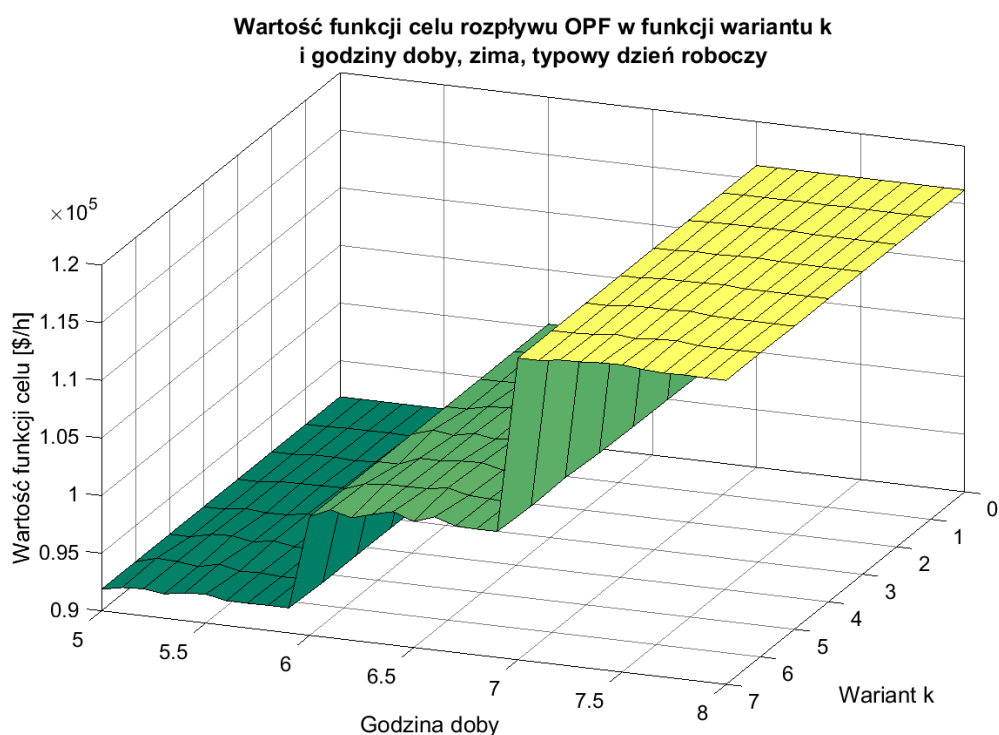
Rys. 5.32. Wartości funkcji celu rozptywu OPF w funkcji wariantu k i wybranych godzin doby, zima, typowy dzień roboczy. Źródło: badania własne.



Rys. 5.33. Wartości funkcji celu rozptywu OPF w funkcji wariantu k i wybranych godzin doby, lato, typowy dzień roboczy. Źródło: badania własne.



Rys. 5.34. Wartości funkcji celu rozplywu OPF w funkcji wariantu k i wybranych godzin doby, lato, typowy dzien roboczy. Źródło: badania własne.



Rys. 5.35. Wartości funkcji celu rozplywu OPF w funkcji wariantu k i wybranych godzin doby, zima, typowy dzien roboczy. Źródło: badania własne.

W tab. 5.8 przedstawione zostały przykładowe wartości funkcji celu $f(x)$ dla dni roboczych w systemie testowym 1. Wyniki zostały przedstawione dla wariantu bez *przesunięcia* jak również i dla $k=1$, $k=3$ oraz $k=7$. Jako rozpatrywany czas wybrano godziny 17:00, 18:00 i 19:00. W każdym z powyższych przypadków, wzrost udziału odbiorców domowych w zredukowaniu obciążenia w tym okresie przyczynił się do zmniejszenia wartości funkcji celu. Dla wiosny i jesieni można było zaobserwować wzrost wartości rozpatrywanej funkcji celu o godzinie 19:00 względem poprzednich godzin (18:00 i 17:00). W przypadku pory letniej zaś wzrost ten również występował ale nie był aż tak znaczący. Wyjątek stanowiła pora zimy i warianty bez *przesunięcia*, $k=1$ oraz $k=3$ – dla tych przypadków koszt wytwarzania w każdej następnej z rozpatrywanych godzin był mniejszy od poprzedniego. Jedynie w wariancie $k=7$ sytuacja była odwrotna – koszt wzrastał dla następnych godzin (godzina 19:00 względem godziny 18:00).

W tab. 5.9 przedstawiono zaś przykładowe wartości ceny węzłowej w węźle 3 dla każdej z pór roku i przedziału godzin 05:00–08:00. Można zaobserwować jak zmieniały się wartości cen węzłowych w zależności od wariantu *przesunięcia* ($k=1,3$ i 7) oraz pory roku. Dla każdej z pory roku (oprócz lata) cena wzrastała wraz z coraz to większym udziałem odbiorców domowych *przesuwających* pobór mocy z godzin popołudniowych na poranne.

Tab. 5.8 Przykładowe wartości funkcji celu $f(x)$ rozplywu OPF dla dni roboczych. Opracowanie własne.

Przykładowe wartości funkcji celu – $f(x)$ ($\$ \cdot 10^3/h$)				
Szczyt popołudniowy	Pora roku			
	Wiosna	Lato	Jesień	Zima
Bez przesunięcia				
Godzina 17:00	120,59	109,99	114,55	138,10
Godzina 18:00	126,54	106,97	119,31	135,08
Godzina 19:00	132,39	107,71	128,49	134,77
$k=1$				
Godzina 17:00	120,52	109,95	114,49	138,03
Godzina 18:00	126,39	106,87	119,19	134,95
Godzina 19:00	132,33	107,68	128,43	134,73
$k=3$				
Godzina 17:00	120,36	109,86	114,38	137,92
Godzina 18:00	126,05	106,68	118,95	134,70
Godzina 19:00	132,17	107,61	128,33	134,65
$k=7$				
Godzina 17:00	120,06	109,74	114,14	137,65
Godzina 18:00	125,46	106,30	118,48	134,19
Godzina 19:00	131,88	107,44	128,11	134,48

Tab. 5.9 Przykładowe wartości ceny węzłowej w węźle 3 w zależności od pory roku oraz wariantu przesunięcia poboru mocy. Opracowanie własne.

Przykładowe wartości ceny węzłowej za moc czynną w węźle 3 – dzień roboczy (\$/MWh)				
Godziny poranne	Pora roku			
	Wiosna	Lato	Jesień	Zima
Bez przesunięcia				
Godzina 05:00–06:00	43,355	42,831	43,052	43,256
Godzina 06:00–07:00	43,474	43,008	43,363	43,794
Godzina 07:00–08:00	44,571	43,810	44,426	45,081
k=1				
Godzina 05:00–06:00	43,361	42,833	43,054	43,259
Godzina 06:00–07:00	43,486	43,012	43,371	43,802
Godzina 07:00–08:00	44,577	43,812	44,430	45,085
k=3				
Godzina 05:00–06:00	43,368	42,836	43,059	43,266
Godzina 06:00–07:00	43,508	43,021	43,390	43,820
Godzina 07:00–08:00	44,588	43,818	44,439	45,094
k=7				
Godzina 05:00–06:00	43,387	42,840	43,069	43,276
Godzina 06:00–07:00	43,555	43,040	43,427	43,856
Godzina 07:00–08:00	44,613	43,830	44,458	45,112

Zdaniem autora uaktywnienie potencjału adaptacyjnego indywidualnych (domowych) odbiorców energii elektrycznej pod wpływem zmian ceny węzłowej (sygnału z SEE) ma szansę przynieść im korzyści finansowe. Przeprowadzając badania założono, że odbiorcy będą dokonywali *przesunięć* użycia w czasie swoich odbiorników dla 3 godzin w ciągu doby (na przykład z godzin 17:00–20:00 na godziny 05:00–08:00). W rzeczywistości czas trwania rozpatrywanego *przesunięcia* może jednak być niższy (na przykład tylko 1 godzina). Wobec tego, przyjmując 1 godzinę jako najmniejszy możliwy czas trwania *przesunięcia* mocy w ciągu rozpatrywanej doby, odbiorcy domowi z systemu testowego 1 mogą w skali roku zaoszczędzić średnio od około 2,191 \$/MWh (dla wariantu k=1) do około 11,772 \$/MWh (dla wariantu k=7). W każdym z badanych wariantów najmniejsze oszczędności wynikające z *przesunięcia* odbiorników w czasie wystąpiły dla pory letniej (0,169 \$/MWh i 0,832 \$/MWh odpowiednio dla k=1 i k=7) co było zgodne z sytuacją teoretyczną przedstawioną na rys. 2.3 w rozdziale 2.

5.2. System testowy 2

Dla systemu testowego 2 założono podobną zmienność mocy czynnej zapotrzebowanej jak dla systemu testowego 1. Największa i najmniejsza moc czynna zapotrzebowana została przedstawiona na rys. 8.11 w załączniku 3. Pierwszy etap badań obejmował sprawdzenie wpływu wyłączenia wybranych generatorów na wartości cen węzłowych w wybranych węzłach odbiorczych. Założono, że odbiorcy w postaci gospodarstw domowych są podłączeni do 54 różnych węzłów. Wytypowane do wyłączenia generatory oraz węzły odbiorcze do obserwacji przedstawiono w tab. 5.10.

Tab. 5.10 Wytypowane generatory do wyłączenia oraz węzły do obserwacji. Opracowanie własne.

Numer węzła generacyjnego	Numer generatora do wyłączenia	Numery węzłów odbiorczych do obserwacji
12	6	2, 3, 7, 11, 14, 16, 117
49	21	45, 47, 48, 50, 51
80	37	79, 96, 97, 98

Z uwagi na bardzo dużą liczbę otrzymanych wyników przedstawiono jedynie różnice w cenie (przed i po wyłączeniu danego generatora) dla dwóch skrajnych pór roku (zimy i lata) oraz w każdej z nich dla typowego dnia roboczego (na przykładzie czwartku) i weekendowego (na przykładzie soboty). Wyniki zostały przedstawione w tab. 5.11 – 5.14. Dla dni roboczych podano wartości LMP w godzinach 06:00 (szczyt poranny) oraz 17:00 i 20:00 (szczyt popołudniowo-wieczorny) zaś dla dni weekendowych dla godzin 11:00 i 18:00. Poniższe wyniki ograniczają się jedynie dla wybranych węzłów z tab 5. 10.

Tab. 5.11 Różnice w cenach w wybranych węzłach w przypadku wyłączenia generatora, zima, roboczy, czwartek. Opracowanie własne.

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
12	2	06:00	45,075	48,528	3,453
		17:00	51,453	68,968	17,515
		20:00	47,815	54,512	6,697
	11	06:00	45,176	48,294	3,118
		17:00	51,356	68,147	16,791
		20:00	47,816	54,005	6,189
	117	06:00	45,562	49,341	3,779
		17:00	52,028	70,333	18,305
		20:00	48,327	55,526	7,199
49	45	06:00	46,937	48,919	1,982
		17:00	55,003	63,490	8,487
		20:00	51,126	53,726	2,6

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
	48	06:00	45,260	47,503	2,243
		17:00	52,216	60,571	8,355
		20:00	48,843	51,646	2,803
	51	06:00	45,908	47,784	1,876
		17:00	53,810	61,927	8,117
		20:00	50,042	52,515	2,473
80	79	06:00	45,664	47,116	1,452
		17:00	51,565	68,952	17,387
		20:00	48,617	50,820	2,203
	96	06:00	45,492	46,593	1,101
		17:00	51,151	73,316	22,165
		20:00	48,168	49,863	1,695
	98	06:00	44,737	45,898	1,161
		17:00	49,402	59,011	9,609
		20:00	47,096	48,792	1,696

Tab. 5.12 Różnice w cenach w wybranych węzłach w przypadku wyłączenia generatora, zima, weekend, sobota. Opracowanie własne.

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
12	2	11:00	45,527	49,426	3,899
		18:00	46,998	52,819	5,821
	11	11:00	45,616	49,141	3,525
		18:00	47,038	52,383	5,345
	117	11:00	46,010	50,274	4,264
		18:00	47,490	53,778	6,288
49	45	11:00	47,691	49,812	2,121
		18:00	50,059	52,506	2,447
	48	11:00	45,893	48,282	2,389
		18:00	47,932	50,610	2,678
	51	11:00	46,614	48,683	2,069
		18:00	48,987	51,342	2,355
80	79	11:00	46,174	47,874	1,700
		18:00	47,830	49,934	2,104
	96	11:00	45,943	47,263	1,320
		18:00	47,459	49,090	1,631
	98	11:00	45,136	46,493	1,357
		18:00	46,465	48,109	1,644

Tab. 5.13 Różnice w cenach w wybranych węzłach w przypadku wyłączenia generatora, lato, roboczy, czwartek. Opracowanie własne.

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
12	2	06:00	42,484	44,702	2,218
		17:00	44,961	48,315	3,354
		20:00	44,830	48,076	3,246
	11	06:00	42,635	44,710	2,075
		17:00	45,066	48,095	3,029
		20:00	44,939	47,871	2,932
	117	06:00	42,995	45,363	2,368
		17:00	45,449	49,120	3,671
		20:00	45,319	48,871	3,552
49	45	06:00	43,988	44,927	0,939
		17:00	46,785	48,681	1,896
		20:00	46,610	48,409	1,799
	48	06:00	43,105	44,185	1,080
		17:00	45,146	47,295	2,149
		20:00	45,015	47,057	2,042
	51	06:00	43,650	44,398	0,748
		17:00	45,783	47,545	1,762
		20:00	45,639	47,271	1,632
80	79	06:00	43,406	44,147	0,741
		17:00	45,544	46,923	1,379
		20:00	45,405	46,715	1,310
	96	06:00	43,445	44,017	0,572
		17:00	45,382	46,431	1,049
		20:00	45,256	46,255	0,999
	98	06:00	42,983	43,601	0,618
		17:00	44,642	45,749	1,107
		20:00	44,532	45,587	1,055

Tab. 5.14 Różnice w cenach w wybranych węzłach w przypadku wyłączenia generatora, lato, weekend, sobota. Opracowanie własne.

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
12	2	11:00	44,585	47,646	3,061
		18:00	43,697	46,189	2,492
	11	11:00	44,701	47,469	2,768
		18:00	43,839	46,106	2,267
	117	11:00	45,075	48,423	3,348
		18:00	44,193	46,908	2,715
49	45	11:00	46,282	47,901	1,619
		18:00	45,202	46,416	1,214
	48	11:00	44,769	46,611	1,842
		18:00	43,981	45,373	1,392
	51	11:00	45,372	46,757	1,385
		18:00	44,538	45,507	0,969

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
80	79	11:00	45,146	46,366	1,220
		18:00	44,323	45,239	0,916
	96	11:00	45,020	45,952	0,932
		18:00	44,271	44,966	0,695
	98	11:00	44,326	45,314	0,988
		18:00	43,692	44,433	0,741

Na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że niezależnie od pory roku i typu dnia (a w konsekwencji od mocy czynnej zapotrzebowanej w systemie testowym 2) wyłączenie generatora będzie zawsze powodowało wzrost ceny węzłowej dla odbiorców znajdujących się w pobliżu danego węzła generacyjnego (zakłada się niezmiennosc charakterystyk cenowych źródeł). W przypadku dni weekendowych, niezależnie od pory roku, różnice w cenach nie były aż tak duże aby wpłynąć na decyzję o zmianie dotychczasowej pory uruchomienia danego odbiornika. Największe różnice w cenie można było zaobserwować w typowym dniu roboczym w zimie. W trakcie trwania szczytu popołudniowo-wieczornego wyłączenie jednego z generatorów spowodowało wzrost ceny LMP o około 20 \$/MWh w stosunku do ceny pierwotnej. Druga część badań w systemie testowym 2 obejmowała wpływ naruszenia limitu przepustowości wybranych elementów sieci na wartości cen węzłowych w wybranych węzłach odbiorczych. W tab. 5.15 przedstawiono węzły oraz elementy uczestniczące w naruszeniu limitów przepustowości.

Tab. 5.15 Wybrane węzły do obserwacji oraz elementy sieci z naruszonym limitem przepustowości.
Opracowanie własne.

Węzeł do obserwacji	Element w pobliżu limitu przepustowości	Połączenia elementu	Dopuszczalna obciążalność [MVA]
Węzeł 33	Transformator – gałąź 51	Od węzła 38 do węzła 37	500
Węzeł 94	Linia – gałąź 155	Od węzła 94 do węzła 100	175

Podobnie jak i dla poprzednich badań wyniki przedstawiono jedynie dla dwóch skrajnych pór roku. Zostały one zestawione w tab. 5.16–5.21.

Tab. 5.16 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 33 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 51 w systemie testowym 2, zima, przykładowy dzień roboczy (czwartek). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
06:00	500	46,239	46,239	0
	450	46,239	46,239	0
	400	46,239	46,239	0
	350	46,239	46,239	0
	300	46,239	46,239	0
	250	46,239	46,239	0
	200	46,239	46,239	0
	150	46,239	84,790	38,551
	140	84,790	215,737	130,947
17:00	500	53,187	53,187	0
	450	53,187	53,187	0
	400	53,187	53,187	0
	350	53,187	53,187	0
	300	53,187	53,187	0
	250	53,187	115,425	62,238
20:00	500	49,599	49,599	0
	450	49,599	49,599	0
	400	49,599	49,599	0
	350	49,599	49,599	0
	300	49,599	49,599	0
	250	49,599	49,599	0
	200	49,599	202,679	153,08

Tab. 5.17 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 33 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 51 w systemie testowym 2, zima, przykładowy dzień weekendowy (sobota). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	500	46,842	46,842	0
	400	46,842	46,842	0
	300	46,842	46,842	0
	200	46,842	46,842	0
	170	46,842	61,156	14,314
	150	61,156	311,964	250,808
18:00	500	48,712	48,712	0
	450	48,712	48,712	0
	400	48,712	48,712	0
	350	48,712	48,712	0
	250	48,712	48,712	0
	200	48,712	92,419	43,707

Tab. 5.18 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 33 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 51 w systemie testowym 2, zima, przykładowy dzień weekendowy (niedziela). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	500	45,019	45,019	0
	400	45,019	45,019	0
	350	45,019	45,019	0
	300	45,019	45,019	0
	250	45,019	45,019	0
	200	45,019	45,019	0
	150	45,019	45,776	0,757
	130	45,776	50,104	4,328
	120	50,104	80,426	30,322
18:00	500	47,218	47,218	0
	300	47,218	47,218	0
	250	47,218	47,218	0
	200	47,218	47,775	0,557
	180	47,775	58,489	10,714
	170	58,489	93,281	34,792

Tab. 5.19 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 33 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 51 w systemie testowym 2, lato, przykładowy dzień roboczy (czwartek). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
06:00	500	43,194	43,194	0
	450	43,194	43,194	0
	400	43,194	43,194	0
	350	43,194	43,194	0
	300	43,194	43,194	0
	250	43,194	43,194	0
	200	43,194	43,194	0
	150	43,194	43,194	0
	140	43,194	43,194	0
17:00	500	46,094	46,094	0
	450	46,094	46,094	0
	400	46,094	46,094	0
	350	46,094	46,094	0
	300	46,094	46,094	0
	250	46,094	46,094	0
20:00	500	45,927	45,927	0
	450	45,927	45,927	0
	400	45,927	45,927	0
	350	45,927	45,927	0
	300	45,927	45,927	0
	250	45,927	45,927	0
	200	45,927	45,927	0

Tab. 5.20 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 33 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 51 w systemie testowym 2, lato, przykładowy dzień weekendowy (sobota). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	500	45,615	45,615	0
	400	45,615	45,615	0
	300	45,615	45,615	0
	200	45,615	45,615	0
	170	45,615	45,755	0,140
	150	45,755	48,453	2,698
18:00	500	44,548	44,548	0
	450	44,548	44,548	0
	400	44,548	44,548	0
	350	44,548	44,548	0
	250	44,548	44,548	0
	200	44,548	44,548	0

Tab. 5.21 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 33 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 51 w systemie testowym 2, lato, przykładowy dzień weekendowy (niedziela). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	500	44,024	44,024	0
	400	44,024	44,024	0
	350	44,024	44,024	0
	300	44,024	44,024	0
	250	44,024	44,024	0
	200	44,024	44,024	0
	150	44,024	44,024	0
	130	44,024	44,654	0,63
	120	44,654	45,424	0,77
18:00	500	43,707	43,707	0
	300	43,707	43,707	0
	250	43,707	43,707	0
	200	43,707	43,707	0
	180	43,707	43,707	0
	170	43,707	43,707	0

Na podstawie danych zgromadzonych w powyższych tabelach można stwierdzić, że w systemie testowym 2 największy wzrost cen węzłowych wystąpił w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości transformatora w okresie zimowym. Obrazują to wyniki z tab. 5.16 i 5.17. Stopniowe zmniejszanie dopuszczalnej obciążalności gałęzi 155 początkowo nie powodowało żadnej różnicy w cenie. Jednakże dalsze zmniejszenie

obciążalności spowodowało bardzo duży wzrost ceny węzłowej, która w skrajnym przypadku może nawet kilkukrotnie przewyższać typowy poziom cen. W przypadku pory letniej naruszenie limitów przepustowości tej samej gałęzi nie wpływa w większości przypadków na wartość ceny węzłowej. Obrazują to tab. 5.19–5.21. Wyniki dla węzła 94 zostały przedstawione w tab. 5.22–5.27.

Tab. 5.22 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 94 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 155 w systemie testowym 2, zima, przykładowy dzień roboczy (czwartek). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
06:00	175	44,591	44,591	0
	105	44,591	44,773	0,182
	100	44,773	45,075	0,302
	95	45,075	45,366	0,291
	90	45,366	45,660	0,294
	80	45,660	46,214	0,554
	70	46,214	46,803	0,589
	60	46,803	47,387	0,584
17:00	175	49,527	49,527	0
	160	49,527	52,696	3,169
	150	52,696	55,564	2,868
	140	55,564	56,515	0,951
	130	56,515	58,560	2,045
	120	58,560	60,689	2,129
	100	60,689	65,146	4,457
	90	65,146	67,437	2,291
20:00	175	46,758	46,758	0
	160	46,758	46,758	0
	150	46,758	46,758	0
	140	46,758	47,077	0,319
	130	47,077	47,906	0,829
	120	47,906	48,616	0,710
	100	48,616	50,777	2,161
	90	50,777	52,052	1,275

Tab. 5.23 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 94 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 155 w systemie testowym 2, zima, przykładowy dzień weekendowy (sobota). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	175	44,950	44,950	0
	160	44,950	44,950	0
	140	44,950	44,950	0
	130	44,950	44,950	0
	120	44,950	44,950	0
	110	44,950	45,208	0,258
	100	45,208	45,869	0,661
	90	45,869	46,552	0,683
	80	46,552	47,193	0,641
	70	47,193	47,827	0,634
18:00	175	46,192	46,192	0
	160	46,192	46,192	0
	140	46,192	46,192	0
	130	46,192	46,561	0,369
	120	46,561	47,353	0,792
	110	47,353	48,058	0,705
	100	48,058	48,781	0,723
	90	48,781	49,520	0,739
	80	49,520	50,469	0,949
	70	50,469	51,668	1,199

Tab. 5.24 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 94 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 155 w systemie testowym 2, zima, przykładowy dzień weekendowy (niedziela). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	175	43,849	43,849	0
	160	43,849	43,849	0
	140	43,849	43,849	0
	130	43,849	43,849	0
	110	43,849	43,849	0
	100	43,849	43,849	0
	90	43,849	44,089	0,24
	80	44,089	44,622	0,533
	70	44,622	45,148	0,526
18:00	175	45,189	45,189	0
	160	45,189	45,189	0
	140	45,189	45,189	0
	130	45,189	45,189	0
	120	45,189	45,189	0
	110	45,189	45,791	0,602

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
	100	45,791	46,449	0,658
	90	46,449	47,112	0,663
	80	47,112	47,789	0,677
	70	47,789	48,440	0,651

Tab. 5.25 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 94 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 155 w systemie testowym 2, lato, przykładowy dzień roboczy (czwartek). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
06:00	175	42,936	42,936	0
	105	42,936	42,936	0
	100	42,936	42,936	0
	95	42,936	42,936	0
	90	42,936	42,936	0
	80	42,936	42,936	0
	70	42,936	43,158	0,222
	60	43,158	43,808	0,650
17:00	175	44,501	44,501	0
	160	44,501	44,501	0
	140	44,501	44,501	0
	130	44,501	44,501	0
	120	44,501	44,501	0
	100	44,501	44,896	0,395
	90	44,896	45,482	0,586
20:00	175	44,398	44,398	0
	160	44,398	44,398	0
	150	44,398	44,398	0
	140	44,398	44,398	0
	130	44,398	44,398	0
	120	44,398	44,398	0
	100	44,398	44,691	0,293
	90	44,691	45,268	0,577

Tab. 5.26 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 94 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 155 w systemie testowym 2, lato, przykładowy dzień weekendowy (sobota). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	175	44,204	44,204	0
	160	44,204	44,204	0
	140	44,204	44,204	0
	130	44,204	44,204	0
	120	44,204	44,204	0

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
	110	44,204	44,204	0
	100	44,204	44,296	0,092
	90	44,296	44,863	0,567
	80	44,863	45,412	0,549
	70	45,412	45,940	0,528
18:00	175	43,601	43,601	0
	160	43,601	43,601	0
	140	43,601	43,601	0
	130	43,601	43,601	0
	120	43,601	43,601	0
	110	43,601	43,601	0
	100	43,601	43,601	0
	90	43,601	43,601	0
	80	43,601	44,038	0,437
	70	44,038	44,567	0,529

Tab. 5.27 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 94 w przypadku osiągnięcia limitu przepustowości gałęzi 155 w systemie testowym 2, lato, przykładowy dzień weekendowy (niedziela). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	175	43,338	43,338	0
	160	43,338	43,338	0
	140	43,338	43,338	0
	130	43,338	43,338	0
	120	43,338	43,338	0
	110	43,338	43,338	0
	100	43,338	43,338	0
	90	43,338	43,338	0
	80	43,338	43,419	0,081
	70	43,419	43,959	0,54
18:00	175	43,194	43,194	0
	160	43,194	43,194	0
	140	43,194	43,194	0
	130	43,194	43,194	0
	120	43,194	43,194	0
	110	43,194	43,194	0
	100	43,194	43,194	0
	90	43,194	43,194	0
	80	43,194	43,194	0
	70	43,194	43,665	0,471

Na podstawie przedstawionych tabel można stwierdzić, że osiągnięcia limitu przepustowości linii przesyłowych powoduje znacznie mniejszy wpływ na wartość ceny węzłowej niż osiągnięcie limitu przepustowości niektórych transformatorów (wynika to z większej liczby alternatywnych dróg przesyłu energii elektrycznej liniami niż transformatorami). Niezależnie od pory roku i typu dnia w żadnym z przypadków wzrost ceny nie był większy od 4,5 \$/MWh.

5.3. System testowy 3

Dla tego systemu testowego założono podobną zmienność mocy czynnej zapotrzebowanej jak dla dwóch poprzednich systemów. Największą i najmniejszą moc czynną zapotrzebowaną przedstawiono w załączniku 4 na rys. 8.12. Podobnie jak dla poprzedniego systemu wykonano badania wpływu wyłączenia wybranych generatorów i naruszenia limitów przepustowości wybranych elementów sieci na wartości cen węzłowych w węzłach odbiorczych. Założono, że odbiorcy domowi są przyłączeni do 55 węzłów. Wytypowane do wyłączenia generatory oraz węzły do obserwacji przedstawiono w tabeli 5.28. Wyniki badań wpływu wyłączenia wybranych generatorów na wartości cen węzłowych zostały przedstawione w tabelach 5.29–5.32. Z uwagi na dużą liczbę otrzymanych wyników przedstawiono jedynie te dla dwóch skrajnych pór roku – zimy i lata – kiedy zapotrzebowanie na moc czynną w systemie testowym 3 jest najbardziej zróżnicowane.

Tab. 5.28 Wytypowane generatory do wyłączenia oraz węzły do obserwacji. Opracowanie własne.

Numer węzła generacyjnego	Numer generatora	Numery węzłów odbiorczych do obserwacji
141	15	139,175,179
238	41	235

Tab. 5.29 Różnice w cenach w wybranych węzłach w przypadku wyłączenia generatora, lato, przykładowy dzień roboczy, czwartek. Opracowanie własne.

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
141	139	06:00	46,454	46,927	0,473
		17:00	48,925	49,641	0,716
		20:00	48,771	49,471	0,700
	175	06:00	45,468	45,826	0,358
		17:00	47,521	48,065	0,544
		20:00	47,392	47,923	0,531
	179	06:00	45,981	46,257	0,276
		17:00	48,294	48,705	0,411

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
		20:00	48,146	48,548	0,402
238	235	06:00	45,375	45,930	0,555
		17:00	47,084	47,874	0,790
		20:00	46,971	47,752	0,781

Tab. 5.30 Różnice w cenach w wybranych węzłach w przypadku wyłączenia generatora, lato, przykładowy dzień weekendowy, sobota. Opracowanie własne.

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
141	139	11:00	48,481	49,152	0,671
		18:00	47,477	48,045	0,568
	175	11:00	47,150	47,659	0,509
		18:00	46,313	46,744	0,431
	179	11:00	47,871	48,257	0,386
		18:00	46,927	47,256	0,329
238	235	11:00	46,767	47,523	0,756
		18:00	46,089	46,729	0,640

Tab. 5.31 Różnice w cenach w wybranych węzłach w przypadku wyłączenia generatora, zima, przykładowy dzień roboczy, czwartek. Opracowanie własne.

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
141	139	06:00	48,156	48,794	0,638
		17:00	52,246	54,740	2,494
		20:00	51,424	52,594	1,170
	175	06:00	46,879	47,363	0,484
		17:00	50,382	53,429	3,047
		20:00	49,656	50,550	0,894
	179	06:00	47,564	47,932	0,368
		17:00	51,583	52,678	1,095
		20:00	50,786	51,459	0,673
238	235	06:00	46,549	47,263	0,714
		17:00	49,404	50,295	0,891
		20:00	48,883	49,740	0,857

Tab. 5.32 Różnice w cenach w wybranych węzłach w przypadku wyłączenia generatora, zima, przykładowy dzień weekendowy, sobota. Opracowanie własne.

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
141	139	11:00	49,552	50,350	0,798
		18:00	49,909	50,806	0,897
	175	11:00	48,056	48,674	0,618
		18:00	48,362	49,051	0,689

Wyłączony generator	Numer węzła do obserwacji	Godzina	LMP w węźle przed wyłączeniem (\$/MWh)	LMP w węźle po wyłączeniu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
	179	11:00	48,907	49,382	0,475
		18:00	49,270	49,794	0,524
238	235	11:00	47,564	48,362	0,798
		18:00	47,829	48,638	0,809

Na podstawie wyników zawartych w tabelach 5.29-5.32 należy stwierdzić, że jedynie w okresie dni roboczych w zimie wyłączenie danego generatora może spowodować widoczny wzrost ceny węzłowej dla odbiorców znajdujących w pobliżu rozpatrywanego węzła generacyjnego. W znacznej większości przypadków jednak zmiany wartości cen były niewielkie i nie powodowały zmiany w chęci użycia danego odbiornika.

Druga część badań polegała na naruszeniu limitów przepustowości wybranych gałęzi w systemie testowym 3 i zbadania wpływu tego zjawiska na wartości cen węzłowych w wybranych węzłach odbiorczych. W tab. 5.33 przedstawiono wytypowane do obserwacji węzły oraz elementy z naruszonym limitem przepustowości. Wyniki różnic w poziomach cen węzłowych na przykładzie węzła 223 zawarto w tab. 5.34–5.41.

Tab. 5.33 Wybrane węzły do obserwacji oraz elementy sieci z naruszonymi limitami przepustowości. Opracowanie własne.

Węzeł do obserwacji	Element w pobliżu limitu przepustowości	Połączenia elementu	Dopuszczalna obciążalność [MVA]
232	Linia 316	Od węzła 231 do węzła 232	1000
223	Linia 305	Od węzła 221 do węzła 223	1000

Tab. 5.34 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 232 w przypadku naruszenia limitu przepustowości gałęzi 316 w systemie testowym 3, zima, przykładowy dzień roboczy (czwartek). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
06:00	800	46,708	46,708	0
	600	46,708	46,708	0
	400	46,708	46,708	0
	350	46,708	46,708	0
	300	46,708	47,022	0,314
	250	47,022	47,990	0,968
17:00	800	49,575	49,575	0
	600	49,575	49,575	0
	400	49,575	49,659	0,084

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
	350	49,659	69,096	19,437
20:00	800	49,051	49,051	0
	600	49,051	49,051	0
	400	49,051	49,061	0,01
	350	49,061	49,695	0,634

Tab. 5.35 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 232 w przypadku naruszenia limitu przepustowości gałęzi 316 w systemie testowym 3, zima, przykładowy dzień weekendowy (sobota). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	800	47,734	47,734	0
	600	47,734	47,734	0
	400	47,734	47,734	0
	350	47,734	47,878	0,144
	300	47,878	47,878	0
	250	47,878	49,886	2,008
18:00	800	47,998	47,998	0
	600	47,998	47,998	0
	400	47,998	47,998	0
	350	47,998	48,208	0,21
	300	48,208	49,120	0,912
	250	49,120	50,370	1,25

Tab. 5.36 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 232 w przypadku naruszenia limitu przepustowości gałęzi 316 w systemie testowym 3, lato, przykładowy dzień roboczy (czwartek). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
06:00	800	45,496	45,496	0
	600	45,496	45,496	0
	400	45,496	45,496	0
	350	45,496	45,496	0
	300	45,496	45,496	0
	250	45,496	45,812	0,316
17:00	800	47,257	47,257	0
	600	47,257	47,257	0
	400	47,257	47,257	0
	350	47,257	47,304	0,047
20:00	800	47,143	47,143	0
	600	47,143	47,143	0
	400	47,143	47,143	0
	350	47,143	47,166	0,023

Tab. 5.37 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 232 w przypadku naruszenia limitu przepustowości gałęzi 316 w systemie testowym 3, lato, przykładowy dzień weekendowy (sobota). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	800	46,933	46,933	0
	600	46,933	46,933	0
	400	46,933	46,933	0
	350	46,933	46,933	0
	300	46,933	47,361	0,428
	250	47,361	48,437	1,076
18:00	800	46,232	46,232	0
	600	46,232	46,232	0
	400	46,232	46,232	0
	350	46,232	46,232	0
	300	46,232	46,356	0,124
	250	46,356	47,117	0,761

Tab. 5.38 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 223 w przypadku naruszenia limitu przepustowości gałęzi 305 w systemie testowym 3, zima, przykładowy dzień roboczy (czwartek). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
06:00	800	47,333	47,333	0
	600	47,333	47,855	0,522
	400	47,855	51,836	3,981
	350	51,836	53,461	1,625
	300	53,461	55,153	1,692
	250	55,153	57,350	2,197
17:00	800	50,555	50,555	0
	600	50,555	54,393	3,838
	400	54,393	61,819	7,426
	350	61,819	64,282	2,463
20:00	800	49,968	49,968	0
	600	49,968	53,077	3,109
	400	53,077	59,716	6,639
	350	59,716	61,811	2,095

Tab. 5.39 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 223 w przypadku naruszenia limitu przepustowości gałęzi 305 w systemie testowym 3, zima, przykładowy dzień weekendowy (sobota). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	800	48,479	48,479	0
	600	48,479	50,004	1,525
	400	50,004	50,111	0,107
	350	50,111	56,861	6,750
	300	56,861	58,631	1,770
	250	58,631	62,041	3,410
18:00	800	48,777	48,777	0
	600	48,777	50,591	1,814
	400	50,591	56,001	5,410
	350	56,001	57,777	1,776
	300	57,777	59,612	1,835
	250	59,612	63,341	3,729

Tab. 5.40 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 223 w przypadku naruszenia limitu przepustowości gałęzi 305 w systemie testowym 3, lato, przykładowy dzień roboczy (czwartek). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
06:00	800	45,996	45,996	0
	600	45,996	45,996	0
	400	45,996	47,804	1,808
	350	47,804	49,171	1,367
	300	49,171	50,864	1,693
	250	50,864	52,527	1,693
17:00	800	47,940	47,940	0
	600	47,940	49,996	2,056
	400	49,996	53,632	3,636
	350	53,632	55,293	1,661
20:00	800	47,813	47,813	0
	600	47,813	48,757	0,944
	400	48,757	53,273	4,516
	350	53,273	54,927	1,654

Tab. 5.41 Różnice w cenach węzłowych dla węzła 223 w przypadku naruszenia limitu przepustowości gałęzi 305 w systemie testowym 3, lato, przykładowy dzień weekendowy (sobota). Opracowanie własne.

Godzina	Dopuszczalna obciążalność [MVA]	LMP w węźle przed naruszeniem limitu (\$/MWh)	LMP w węźle po naruszeniu limitu (\$/MWh)	Różnica w cenie (\$/MWh)
11:00	800	47,580	47,580	0
	600	47,580	48,323	0,743
	400	48,323	52,599	4,276
	350	52,599	54,242	1,643
	300	54,242	55,942	1,700
	250	55,942	58,385	2,443
18:00	800	46,798	46,798	0
	600	46,798	46,798	0
	400	46,798	50,224	3,426
	350	50,224	51,791	1,567
	300	51,791	53,487	1,696
	250	53,487	55,161	1,674

Na podstawie przeprowadzonych badań należy stwierdzić, że naruszenie limitów przepustowości wybranych gałęzi w systemie testowym 3 może spowodować największy wzrost cen węzłowych w dzień roboczy zimowy podczas szczytu popołudniowo-wieczornego, obrazuje to tab. 5.34, w której cena była większa od pierwotnej od 19,437 \$/MWh. W pozostałych przypadkach wzrosty cen nie były aż tak wysokie.

Reasumując, wykorzystanie cen węzłowych oraz cen ukrytych może posłużyć do wskazania węzłów w SEE szczególnie wrażliwych na przekroczenie dopuszczalnych limitów przesyłowych lub awarie generatorów. W ten sposób indywidualni odbiorcy, którzy przywiązują większą wagę do wzrastającego poziomu cen, mogą przyczynić się zmniejszenia zagrożenia pracy SEE przy istotnym przeciążeniu gałęzi.

5.4. Ocena zaproponowanego rozwiązania

Przedstawiony problem naukowy został rozwiązany przez autora z wykorzystaniem narzędzi opisanych w rozdziale 2. Największe znaczenie – z użytecznego punktu widzenia – miał dobór oprogramowania komputerowego, które pozwoliło na wygodne manipulowanie danymi wejściowymi oraz przeprowadzenie niezbędnych obliczeń. W porównaniu do podobnych badań, relacjonowanych w literaturze (zawierających często znaczne uproszczenia) np. [1], [30], [84], [110], [124], [136], [139] w rozprawie autor wykorzystał rzeczywiste przebiegi zmienności mocy typowych domowych odbiorników energii elektrycznej, realne proporcje w strukturze wyposażenia gospodarstw domowych

w te odbiorniki oraz realny podział odbiorców na podgrupy względem ich udziału w obciążeniu SEE (z nastawieniem na warunki krajowe). Warto zaznaczyć, iż zadanie OPF może podlegać dalszym modyfikacjom, np. uwzględnieniu modelowania elastyczności cenowej, jak ukazano to w pracy [133]. Wobec tego istnieje możliwość jego rozbudowania w przyszłości na przykład o poznane szczegółowych charakterystyk funkcji zapotrzebowania na moc poszczególnych grup odbiorców indywidualnych.

Jednakże, proponowane przez autora rozwiązanie problemu badawczego posiada kilka istotnych ograniczeń. Po pierwsze, występuje bardzo duże zróżnicowanie w wyposażeniu odbiorców domowych w odbiorniki energii. Praktycznie można przyjąć, że w każdym gospodarstwie domowym ten sam typ urządzenia jest wykorzystywany nieco inaczej (występuje inny producent / model, program pracy, czas użycia). W związku z tym bardzo trudne byłoby zestawienie ze sobą silnie zróżnicowanych danych i istnieje potrzeba zastosowania kompromisowych wariantów (np. założenia, że wykorzystywane jest jedynie kilka takich samych odbiorników energii elektrycznej).

Drugim ograniczeniem jest charakter sygnału cenowego jaki stanowi cena węzłowa. Jest ona ze swojej natury zmienna i silnie zależy od aktualnie panujących warunków w SEE. Domowy odbiorca energii używający ceny węzłowej jako sygnału do ewentualnej zmiany sposobu użycia odbiornika miałby problem z przewidzeniem jej wartości w przypadku zdarzeń losowych takich jak na przykład naruszenie limitów przepustowości elementów sieci lub wypadnięcie z ruchu niektórych źródeł. W opinii autora konieczna byłaby *zacieśniona współpraca* pomiędzy odbiorcą a dostawcą energii elektrycznej tak, aby odbiorca był w odpowiednim czasie informowany o powstałych awariach w SEE i na tej podstawie podejmował swoje decyzje. Ponadto należy mieć na uwadze fakt, że pomiędzy pojawieniem się informacji z SEE na temat ceny węzłowych a podjęciem działania przez odbiorcę występować może pewien, trudny do ustalenia, przedział czasu.

Trzecim ograniczeniem jest nieznana w pełni liczba niepracujących zarobkowo odbiorców energii. Nie można wobec tego w pełni oszacować ich ewentualnego potencjału adaptacyjnego.

Czwartym ograniczeniem jest – od strony narzędzi obliczeniowych – wybór odpowiedniego narzędzia typu *solver* do takich badań jak zaprezentowane w rozprawie. Metoda prymalno–dualnego punktu wewnętrznego jest z powodzeniem stosowana w wielu programach do analizy stanów pracy SEE. Jej zaletą jest szybkość działania. Wadami zaś są: duży wymiar zadania obliczeniowego, występujący hesjan w postaci macierzy rzadkiej oraz niekiedy długi czas obliczeń wynikający z wielu iteracji (dotyczy sieci o dużej liczbie

węzłów). Domyślnie wykorzystywany może być moduł *solver* MIPS (ang. *Matlab Interior Point Solver*). Niestety *solver* ten nie zawsze potrafił rozwiązać poprawnie zadanie OPF dla systemu testowego 3 – działo się tak np. dla obliczeń w szczycie zimowym. Jako środek zaradczy posłużył moduł FMINCON pochodzący z pakietu Optimization Toolbox (zewnętrzny płatny pakiet). Alternatywnym rozwiązaniem może też być użycie innych *solverów*, niekomercyjnych, polecanych na stronie *domowej* Matpower.

Swoistym, piątym ograniczeniem były same modele systemów testowych, które to mogą prowadzić do otrzymania innych wyników niż w modele realnych, współczesnych systemów.

Zakres stosowalności zaprezentowanego rozwiązania jest bardzo duży. Wynika to faktu, iż na narzędzia numeryczne składają się: OPF w Matpower, Fuzzy Logic Toolbox w Matlab – są one powszechnie uznane i szeroko stosowane. Przedstawione badania można powtarzać dla znacznie większej liczby danych (na przykład większe systemy testowe, większy udział gospodarstw domowych w obciążeniu SEE) i uzyskiwać pożądane rezultaty w postaci poziomów cen węzłowych. Proponowane rozwiązanie wiąże się według autora z kilkoma korzyściami. Po pierwsze, ujawnia nieobojętny wpływ indywidualnych odbiorców energii elektrycznej na pracę SEE. Badania ograniczono tylko do odbiorców domowych, ale można je rozszerzyć na innych odbiorców na przykład przemysłowych lub usługowych (oczywiście pod warunkiem dostosowania sposobu wykorzystania ich odbiorników energii do charakteru świadczonych usług lub procesów produkcyjnych). Po drugie – odejście od modelu *miedzianej płyty* na rzecz cen węzłowych udowadnia, – jak można się było spodziewać – że istnieje silne powiązanie pomiędzy prawami elektrotechniki a prawami ekonomii. Wobec tego cena za energię będzie zależała od pory roku (dnia) i lokalizacji odbiorcy względem źródła. Jeżeli zaś cena jest zmienna to zmienne może być także zachowanie odbiorców, jako reakcja dostosowania się do panującej sytuacji i odwzorowanie sygnałów zwrotnych na tej drodze.

6. Wykorzystanie transformaty falkowej do analizy profili obciążeń domowych odbiorców energii elektrycznej oraz ich wpływu na pracę SEE

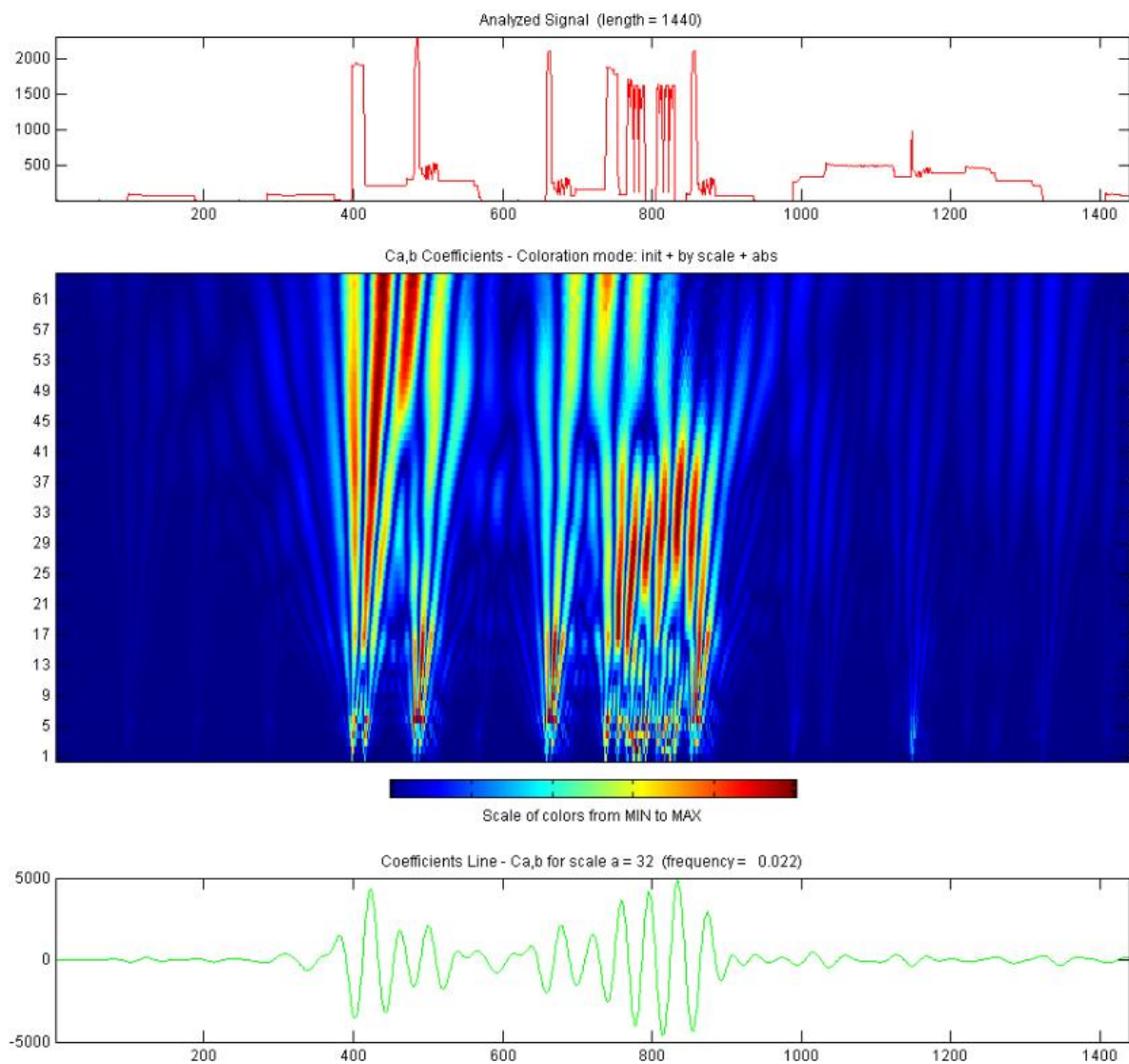
W rozdziale tym – nawiązując do podrozdziału 2.6.2 – przedstawiono możliwość wykorzystania transformaty falkowej do analizy *gęstych* profili obciążeń odbiorców domowych oraz do zbadania koherencji pomiędzy profilami obciążeń wybranych odbiorców energii elektrycznej, wartością funkcji celu rozptywu OPF a wartością sumy mocy *przesuwanych* odbiorników.

6.1 Analiza profili obciążeń wybranych odbiorców indywidualnych

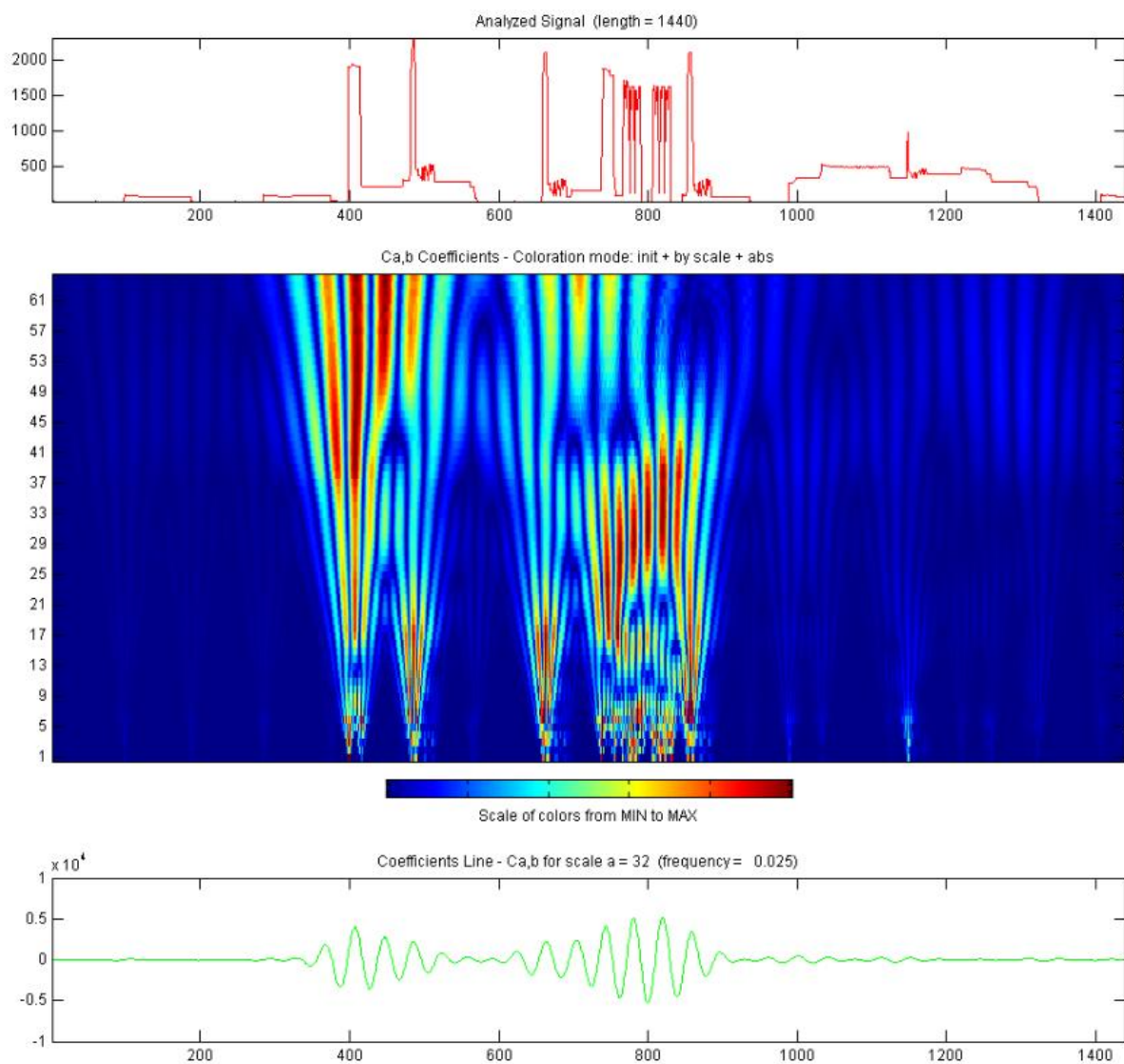
Przeważnie profile obciążenia gospodarstw domowych przedstawia się w literaturze jako uśrednione w czasie, zwykle do 15 minut lub 1 godziny. Takie podejście sprzyja *splaszczeniu* oraz *wygładzeniu* charakterystycznych przebiegów zmienności mocy. Szczególnie zniekształca te przebiegi, które można sklasyfikować jako *poszarpane szczyty* [61]. Mając do dyspozycji dokładne i *gęste* profile pomiarowe wybranych gospodarstw można bardziej precyzyjnie podejść do ich dalszej analizy oraz obróbki. Niestety nie jest to łatwe zadanie, ponieważ cechą typową takich profili jest silna zmienność pobieranej mocy czynnej w ciągu doby (co – jak wspomniano – jest konsekwencją korzystania z niektórych odbiorników energii elektrycznej). Analizując przedstawione profile obciążeniowe (rozdział 4) można zauważyć, iż występują w nich zarówno przebiegi wolnozmiennne (na przykład kształty wywołane przez agregat lodówki) jak i szybkozmiennne (wywołane przez włączenie czajnika elektrycznego lub odkurzacza). Jedną z możliwych metod analizy sygnałów jest wykorzystanie transformaty Fouriera. Korzystanie z różnych wariantów transformaty Fouriera (na przykład z krótkoczasowej transformaty Fouriera – STFT, ang. *Short Time Fourier Transform*) ukazuje jednak pewne niedoskonałości tego przekształcenia w analizie takich sygnałów jak gęste profile obciążeniowe. Główną wadą jest stałość *okna czasowego*.

Można stwierdzić, że zebrane profile obciążeniowe stanowią sygnały odznaczające się niestacjonarnością – występuje w nich bowiem brak stałej cykliczności. Spowodowane jest to dużą losowością w korzystaniu z odbiorników energii elektrycznej. Dodatkowo ich analizę utrudnia fakt występowania bardzo silnego zróżnicowania poborów mocy przez poszczególne urządzenia. Często też pojawiają się w nich impulsy. Obiecującym narzędziem do analizy tego typu przebiegów w opinii autora może okazać się transformata falkowa.

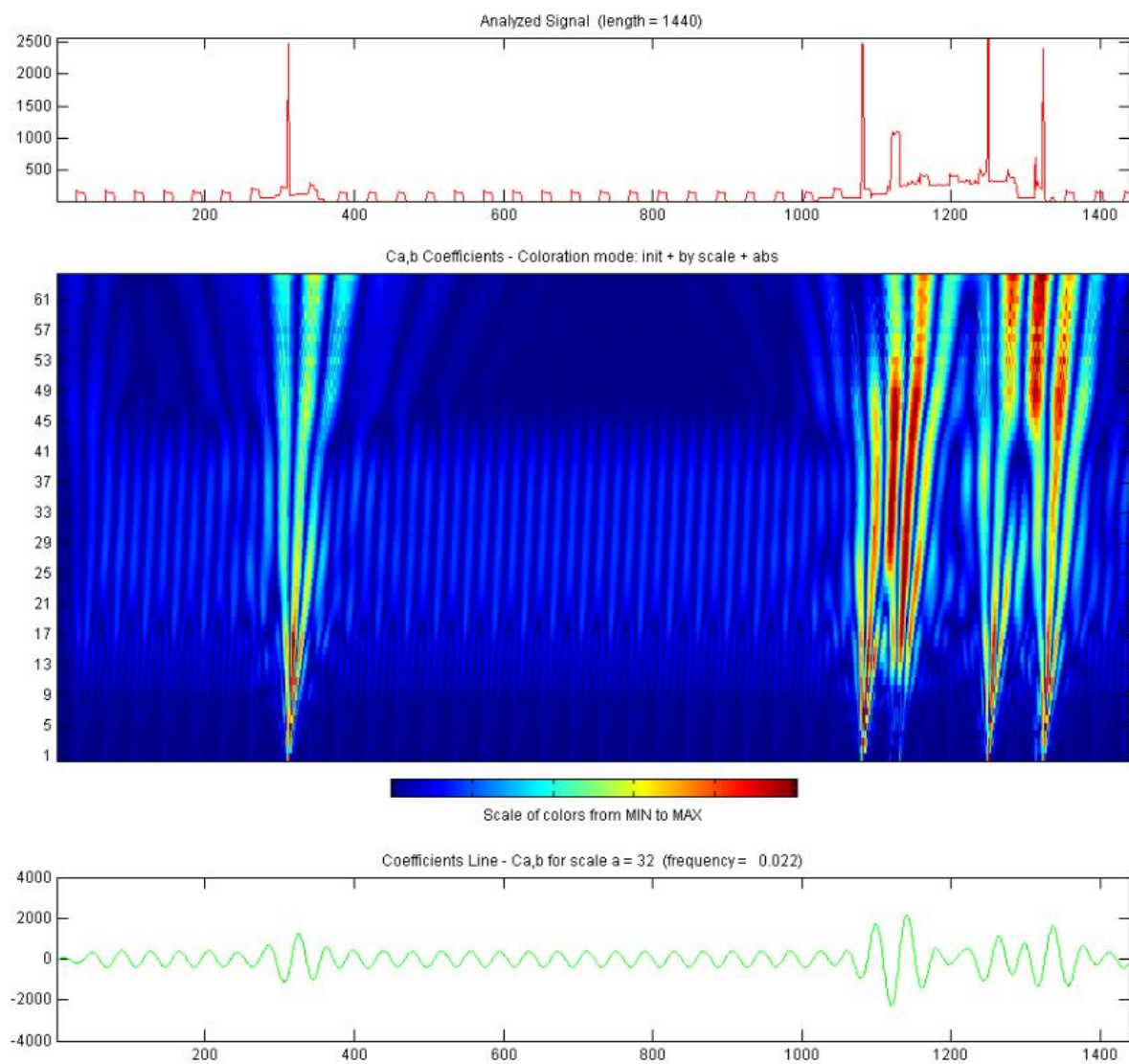
Pierwszym badaniem było wykorzystanie ciągłej transformaty falkowej do analizy profili Mieszkania 1 oraz Mieszkania 2. Wyniki przedstawione zostały na rys. 6.1–6.4.



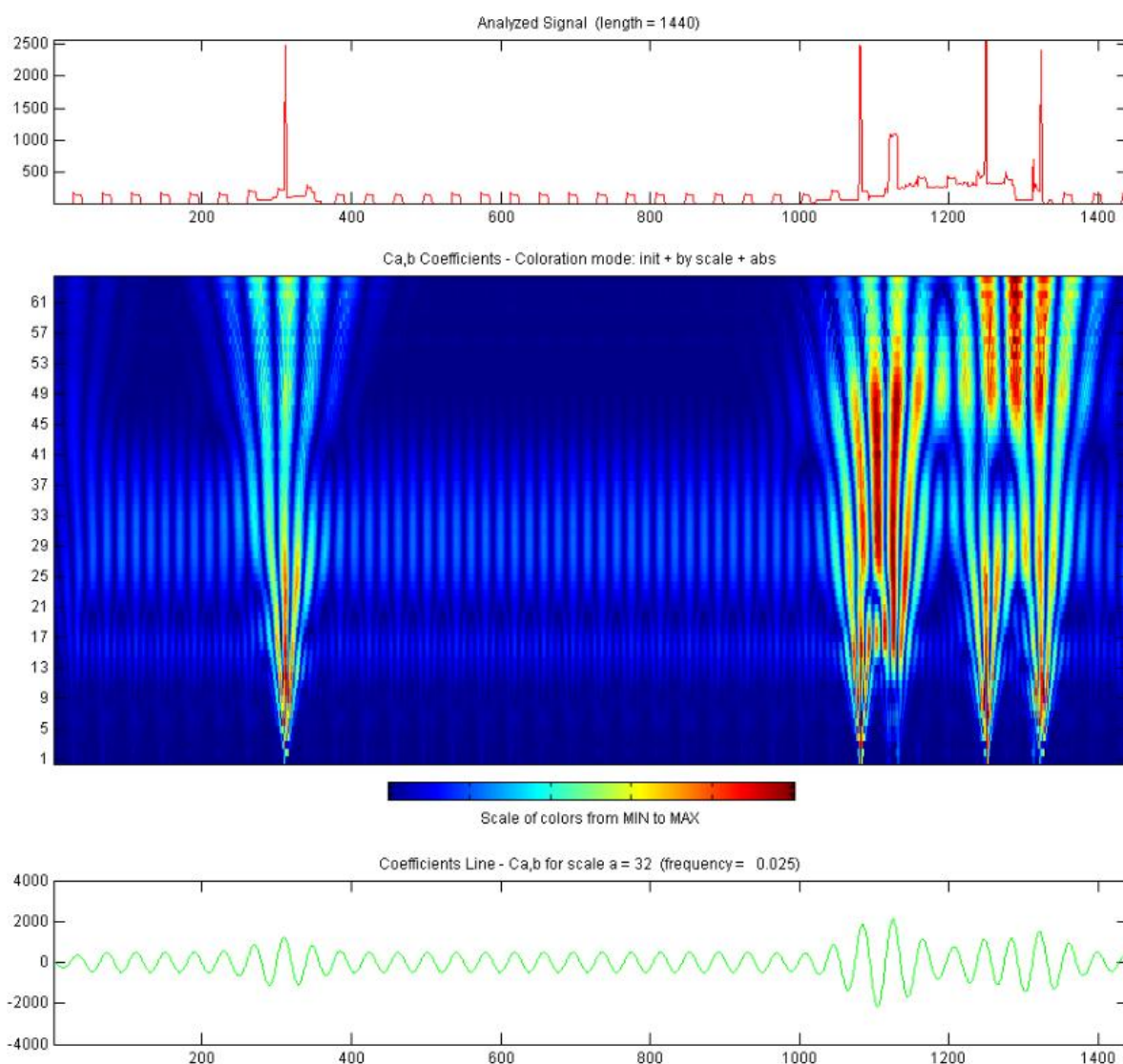
Rys. 6.1. Wyniki analizy falkowej dla profilu obciążenia Mieszkania 1 (zima, weekend). *Falka matka* – Meyer. Źródło: badania własne.



Rys. 6.2. Wyniki analizy falkowej dla profilu obciążenia Mieszkania 1 (zima, weekend). *Falka Matka* – Morlet. Źródło: badania własne.



Rys. 6.3. Wyniki analizy falkowej dla profilu obciążenia Mieszkania 2 (zima, roboczy). *Falka Matka* – Meyer. Źródło: badania własne.



Rys. 6.4. Wyniki analizy falkowej dla profilu obciążenia Mieszkania 2 (zima, roboczy). *Falka Matka – Morlet*. Źródło: badania własne.

W górnej części każdego z rys. 6.1 – 6.4 przedstawiono profil obciążenia danego mieszkania, zaś w dolnej części – wartości współczynników w postaci kolorów (*Ca,b coefficients*) oraz w postaci linii (*Coefficients line*). Kolory (zwłaszcza czerwony) obrazują skokowe zmiany w badanym sygnale. Dla każdego mieszkania otrzymane wyniki były różne, gdyż inne były dane źródłowe do transformaty CWT. W pierwszym przypadku przedstawione zostały efekty zastosowania transformaty CWT dla typowego profilu Mieszkania 1, w zimę, w dniu weekendowym. Do tego samego sygnału użyto falki Meyera oraz Morleta. Analizując rys. 6.2 oraz 6.4 można zauważyć, że falka Morleta nieco lepiej nadaje się do badań nad profilami niż falka Meyera. Wynika to z cech charakterystycznych – a głównie – kształtu

każdej z falek. Kształt falki Morleta potrafi lepiej się *dopasować* do kształtu profili obciążenia gospodarstw domowych.

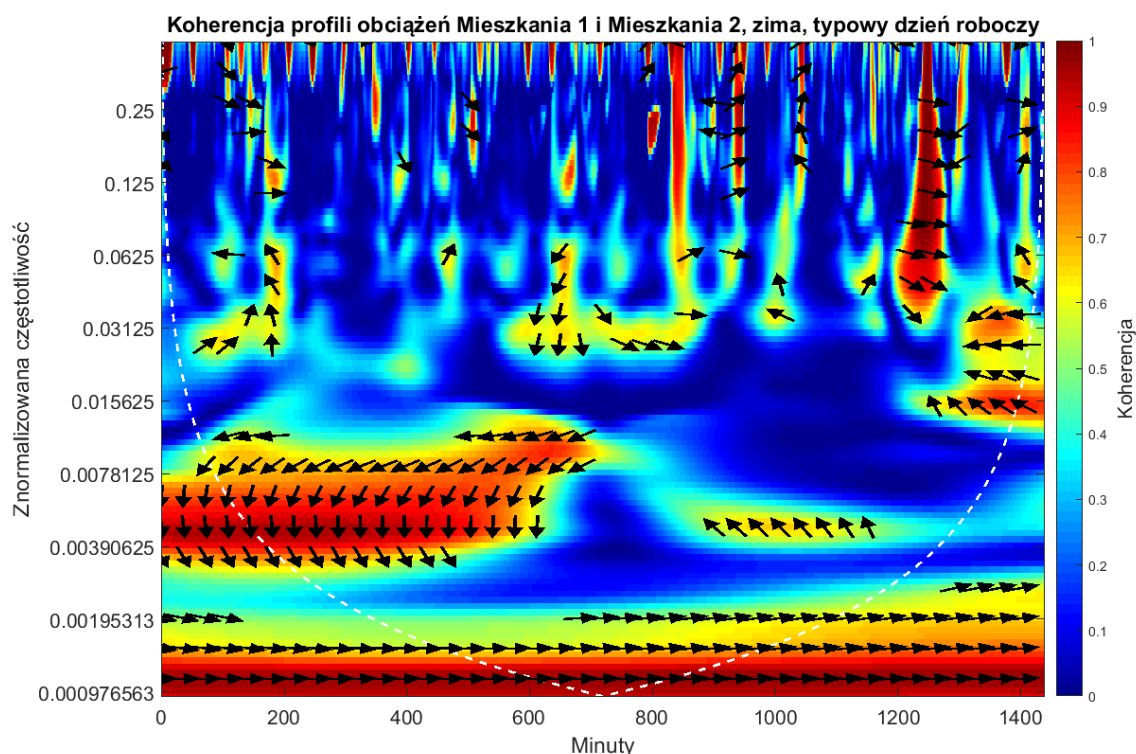
Analiza falkowa przedstawionych profili obciążenia pozwala zauważyć, iż w Mieszkaniu 1 występował oscylacyjny, regularny niezbyt duży pobór mocy (efekt pracy lodówki). Uwidocznił się on w postaci lekko rozjaśnionych niebieskich prążków. Wyraźnie zostały zaznaczone (na czerwono) momenty zwiększonego poboru mocy – użycie odbiorników AGD (pralka, odkurzacz) co w krótkim czasie znacznie zwiększa konsumpcję mocy czynnej w stosunku do mocy przykładowych urządzeń (lodówka, odbiory w trybie *stand-by*). Falka Morleta szczególnie dobrze nadaje się do analizy *poszarpanych szczytów* w profilu Mieszkania 1. Falka ta jest również wrażliwa na bardzo krótkie występowanie takich przebiegów (na przykład w okolicach 1150 minuty doby) co uwidocznia się przez lekko rozjaśniony niebieski prążek. Drugi przypadek dotyczy typowego profilu dla Mieszkania 2, w zimie, w dniu roboczym. Obie falki uwidoczniają, że w tym lokalu występował regularny, oscylacyjny pobór mocy (efekt pracy lodówki – był to zupełnie inny producent lodówki i model niż w Mieszkaniu 1). W porównaniu do Mieszkania 1 oscylacje te były częstsze, co obrazują regularnie rozjaśniające się prążki na rys. 6.3 i 6.4.

Z uwagi na fakt, że analiza falkowa cechuje się innym podejściem niż metody oparte na analizie Fouriera, w opinii autora pozwala to dostrzec interesujące aspekty badanego sygnału. Jednym z nich są bardzo małe wartości współczynników pomiędzy 400 a 900 minutą w długim okresie w profilu Mieszkania 2 (rys. 6.3 i 6.4). Analizując ten profil można domyślać się, iż w tym czasie mieszkanie to *jest puste*. Analiza falkowa natomiast (niezależnie od wyboru *falki matki*) wyraźnie fakt ten zaznacza poprzez mniejsze wartości współczynników. Na podstawie badań własnych wykazano, że ciągła transformata falkowa może być przydatna do wykrywania skokowych zmian w sygnale.

W przypadku obu analizowanych profili gospodarstw domowych można zauważyć, że wraz ze wzrostem parametru skali współczynniki skali były szersze, aczkolwiek dalej znajdowały się w pobliżu punktu, w którym wystąpiły. Nagłe zmiany sygnału zostały powiązane z każdymi parametrami skali.

6.2 Analiza wpływu odbiorców domowych na pracę SEE

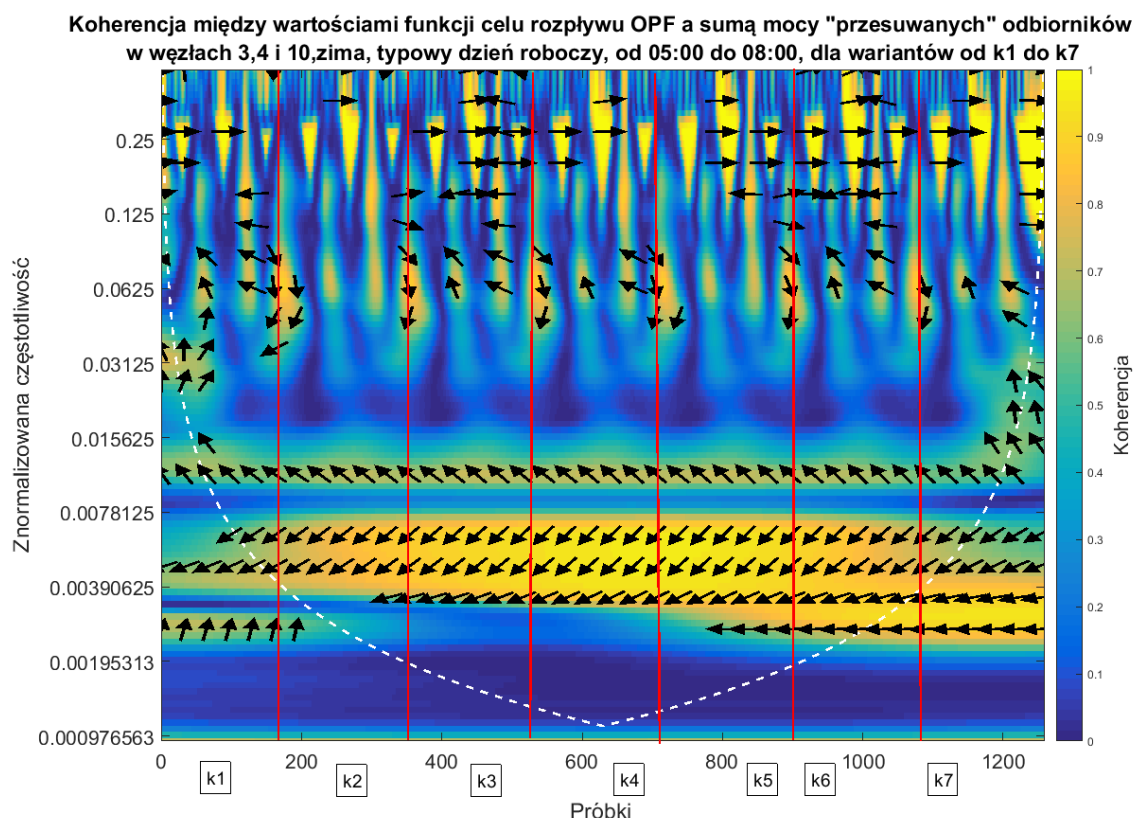
Profile obciążeń poszczególnych indywidualnych odbiorców energii elektrycznej mogą być bardzo zróżnicowane. Pomimo tego jednak, jak pokazano na rys. 6.5, posiadają one pewne cechy wspólne.



Rys. 6.5. Koherencja profili obciążeń Mieszkania 1 i Mieszkania 2 (zima, typowy dzień roboczy) uzyskana za pomocą zastosowania transformaty falkowej. Źródło: badania własne.

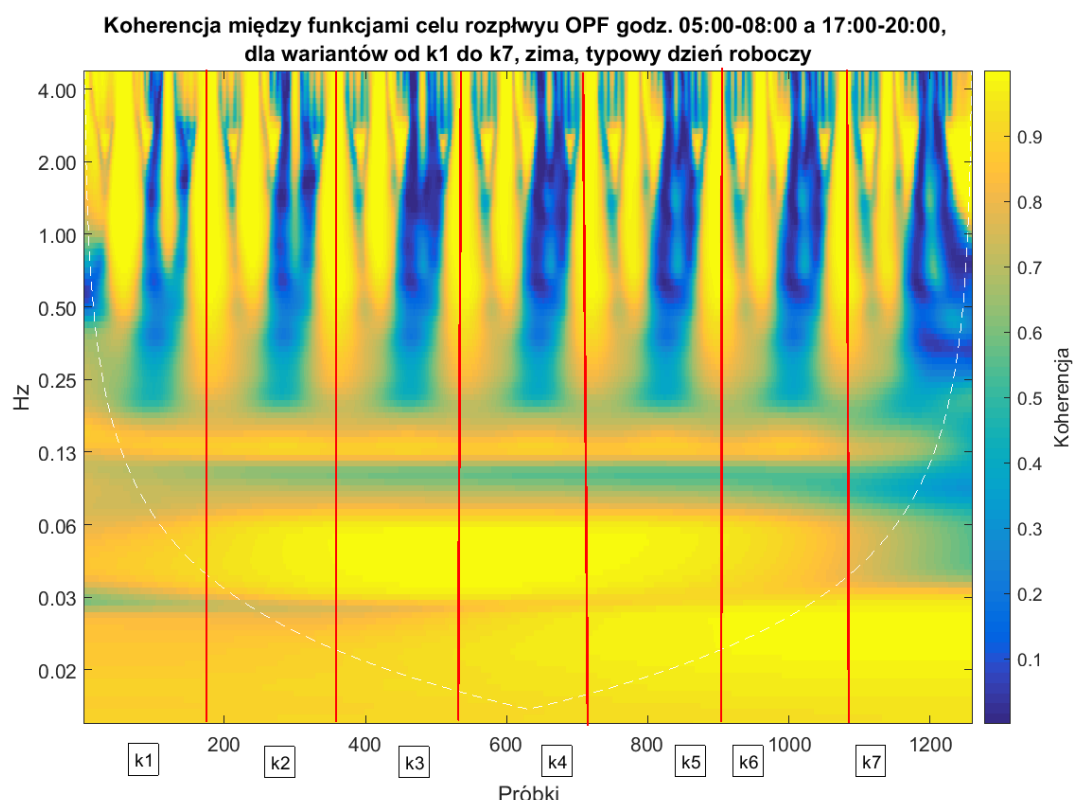
Rys. 6.5 przedstawia koherencję profili obciążeń Mieszkania 1 i Mieszkania 2 dla przypadku typowego dnia roboczego w zimie. Białe kontury obrazuje tzw. stożek wpływu COI (ang. *cone of influence*) czyli obszar, w którym efekty krawędziowe mogły zaburzyć finalny obraz. Pomijając wyniki dla tego obszaru można zauważyć, że profile obu lokali były silnie koherentne (kolor czerwony) w okolicach godziny 20:00 (około 1200 minut doby). Warto zwrócić uwagę, iż w okolicach tego momentu strzałki są skierowane w prawo, co oznacza iż oba przebiegi są ze sobą w fazie. W pozostałych przedziałach czasu (dla różnych znormalizowanych częstotliwości) koherencja była niska (kolor granatowy) co mogło być efektem silnego zróżnicowania profili obciążeniowych domowych urządzeń AGD (np. lodówki).

Na rys. 6.6 przedstawiono koherencję pomiędzy wartościami funkcji celu rozptywu OPF w godzinach 05:00–08:00 (zima, typowy dzień roboczy) dla wariantów od $k=1$ do $k=7$ a sumą mocy *przesuwanych* odbiorników w węzłach 3,4 i 10 systemu testowego 1. Dla każdego z wariantów od $k=1$ do $k=7$ można zaobserwować momenty silnej koherencji (kolor żółty) pomiędzy oboma badanymi przebiegami. Im więcej odbiorników zostaje *przesuniętych* na godzinny poranne, tym bardziej ich moce czynne (w skali globalnej) wpływają na wartość funkcji celu OPF. Zobrazowana sytuacja koresponduje według autora z rys. 2.3 (rozdział 2), z którego wynika, że *przeniesieniu* będzie towarzyszyć wzrost ceny o ΔC_2 a w efekcie również i wzrost wartości funkcji celu. Powodem wzrostu ceny będzie dodatkowe zapotrzebowanie na moc czynną wywołane coraz to większą liczbą uruchamianych o tej porze odbiorników. Dodatkowo, zauważyć można, że dla znormalizowanych częstotliwości w okolicach 0,25 strzałki są skierowane prosto i w prawo co oznacza (niezależnie od wariantu $k=1$ do $k=7$), że oba przebiegi są ze sobą w fazie.



Rys. 6.6. Koherencja między wartościami funkcji celu rozptywu OPF a sumą mocy odbiorników przesuwanych dla typowego dnia roboczego w zimie, pomiędzy godzinami 05:00–08:00, dla wariantów od $k=1$ do $k=7$. Źródło: badania własne.

Rys. 6.7 przedstawia koherencję pomiędzy funkcjami celu rozplywu OPF występującymi rano (godziny 05:00–08:00), a tymi, które występują w porze popołudniowo–wieczornej (godziny 17:00–20:00). Przypadek ten dotyczył wybranego dnia roboczego, w zimę, dla wariantów od $k=1$ do $k=7$. Jest to przykład koherencji bez uwzględnienia zależności fazowej obu sygnałów (brak strzałek). Analizując otrzymane wyniki należy stwierdzić, że im większy będzie udział domowych odbiorców aktywnie *przesuwających* swoje wybrane odbiorniki z godzin popołudniowo–wieczornych na godziny poranne tym koherencja pomiędzy funkcjami celu będzie coraz mniejsza (zwiększający się udział koloru zielonego i granatowego).



Rys. 6.7. Koherencja między wartościami funkcji celu rozplywu OPF, godz. 05:00-08:00 a 17:00-20:00, zima typowy dzień roboczy, warianty od $k=1$ do $k=7$. Źródło: badania własne.

Zastosowanie transformaty falkowej do analizy obciążeń w SEE może stanowić interesujące narzędzie do pogłębionych analiz zmienności poboru mocy (np. na podobieństwo) jak również będące zastępstwem stosowanych kiedyś *map gór* obciążeń systemu opisanych w pracy [67]. Przekształcenie to wydaje się być dużo bardziej obiecującym narzędziem do analizy przebiegów w SEE niż transformata Fouriera. Wynika to faktu, że falki są bardzo dobrym narzędziem do analizy sygnałów będących zapisem występujących w przyrodzie ruchów (np. ruchy wód morskich, wiatrów) i mogą ukazać różne

zależności między nimi a innymi wielkościami np. temperaturą. Znajdują zastosowanie m. in. w geologii i w ekonomii.

Analizy falkowe profili, podobne do tych przedstawionych na rys. 6.1-6.4, mogłyby posłużyć do bliższego poznania przez operatora indywidualnych preferencji w zakresie korzystania z odbiorników energii elektrycznej w efekcie zaś do określenia najlepiej dopasowanej oferty cenowej za energię z uwzględnieniem potrzeb obu stron. Badania koherentności falkowej (podobne do tych z rys. 6.5-6.7) z kolei mają szansę dostarczyć operatorowi systemu elektroenergetycznego odpowiedzi na pytanie czy jedna z analizowanych wartości (np. pobór mocy czynnej) jest w jakikolwiek sposób zbieżna z drugą (np. temperaturą, ceną) i w jakim stopniu ta zbieżność jest wysoka lub nie.

7. Podsumowanie i wnioski

Celem rozprawy doktorskiej było zbadanie potencjału adaptacyjnego indywidualnych domowych odbiorców energii elektrycznej w oparciu o wykorzystanie cen węzłowych jako sygnałów zwrotnych z systemu elektroenergetycznego. Do jego realizacji autor użył m. in.: zadania optymalnego rozptywu mocy, rozmytych systemów wnioskujących oraz transformatę falkową.

Jako efekty autorskich badań należy wymienić:

- wybór i przystosowanie dostępnych modeli systemów testowych do obliczeń optymalnych rozptywów mocy (rozdziały 2.5.1 oraz 2.7.1),
- autorskie podejście do zamodelowania zachowań odbiorców domowych energii elektrycznej z wykorzystaniem koncepcji zasobnika dobra (rozdział 2.4.4) oraz rozmytych systemów wnioskujących (rozdziały 2.5.3 oraz 2.7.2),
- poznanie zmienności poziomów cen węzłowych w wykorzystanych systemach testowych (rozdział 3),
- stworzenie *gęstych*, 1-minutowych profili poboru mocy czynnej dla dwóch wybranych gospodarstw domowych (rozdziały 4.2-4.5) oraz ukazanie typowych kształtów obserwowalnych w takich przebiegach (rozdział 4.3) wraz ze zwróceniem uwagi dużą różnorodność otrzymanych profili obciążeń (rozdział 4.1),
- zbadanie potencjału adaptacyjnego indywidualnych domowych odbiorców energii elektrycznej w systemie testowym 1 z wykorzystaniem zadania optymalnego rozptywu mocy i rozbudowanych autorskich rozmytych systemów wnioskujących dla każdej z pór roku osobno wraz z uwzględnieniem dni roboczych i weekendowych przy założeniu 7 wariantów określających procent odbiorców domowych biorących udział w *przesunięciu* poboru mocy czynnej na inny okres doby (rozdział 5),
- zbadanie jak odstawienie wybranego generatora lub naruszenie limitów przepustowości wybranych gałęzi w systemach testowych 2 i 3 może wpłynąć poziomy cen węzłów w węzłach, do których są przyłączeni odbiorcy domowi energii elektrycznej (rozdziały 5.2 oraz 5.3),
- wykorzystanie transformaty falkowej do analizy wybranych profili obciążeń odbiorców domowych (rozdział 6.1) oraz koherencji falkowej do analizy wpływu odbiorców domowych na system elektroenergetyczny (rozdział 6.2).

Wnioski:

— Na podstawie przeprowadzonego przeglądu literatury można stwierdzić, że istnieje możliwość określenia tzw. potencjału adaptacyjnego (często nazywanego jako *demand flexibility*) odbiorców domowych energii elektrycznej. Potencjał ten dotychczas nie był rozpatrywany, lub był mocno marginalizowany przy analizach pracy i rozbudowy SEE. Coraz więcej źródeł literaturowych odnosi się wprost do niego, stosując czasem nieco inne definicje. Przykładem mogą być prace [19,28,95,109] zaś w warunkach polskich praca [2].

— W odróżnieniu od źródeł literaturowych przedstawionych w rozdziale 1.3, w rozprawie zbadano dokładnie jaki jest wpływ partycypacji części indywidualnych domowych odbiorców energii elektrycznej na stan pracy systemu elektroenergetycznego reprezentowany przez wartość funkcji celu w zadaniu optymalnego rozptywu mocy. Wykorzystane zostały autentyczne dane dotyczące podziału odbiorców domowych na podgrupy względem rocznego zużycia kWh oraz *gęste*, nieuśrednione profile obciążenia mocy czynnej.

— Teza rozprawy została udowodniona w rozdziałach 5 i 6. Otrzymane wyniki badań z rozdziału 5 ukazały, że informacja na temat sygnału cenowego (w postaci ceny LMP) może posłużyć odbiorcy indywidualnemu jako bodziec do zmiany poboru mocy w czasie. Dzięki przeprowadzonym badaniom udowodniono, że beneficjentem powziętych działań może być każdy odbiorca dołączony do danego węzła sieci i biorący aktywny udział w procesie *przenoszenia* poboru mocy. Korzyścią dla niego będzie zmniejszenie opłat za energię elektryczną w skali roku w stosunku do sytuacji przy braku jakiegokolwiek reakcji na sygnał cenowy. Przyjmując, że przykładowe roczne zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwo domowe (w warunkach krajowych) wynosi około 2000 kWh, oszczędności finansowe w skali rocznej mogą wynosić od około 4,38 \$ do około 23,54 \$ (odpowiednio dla wariantów $k=1$ i $k=7$). Drugim beneficjentem może być system elektroenergetyczny, który dzięki elastyczności odbiorców indywidualnych, może pracować przy nieco mniejszych kosztach wytwarzania energii elektrycznej objawiających się jako wartość funkcji celu optymalnego rozptywu mocy. Przykładowo, dla wariantu $k=7$ wartości funkcji celu o godzinie 18:00 mogą być dzięki interakcji odbiorców mniejsze o około od 0,62 do 0,85% (w zależności od pory roku). Nie jest to duża oszczędność, ale rozpatrywana w ciągu roku lub kilku lat może okazać się opłacalna dla operatora SEE. Nieobojętny wpływ zachowań domowych odbiorców energii elektrycznej na pracę SEE został również potwierdzony przez wykorzystanie transformaty falkowej w rozdziale 6.

— Cel pracy został osiągnięty w rozdziale 5. Do badań w nim zawartych wykorzystano informacje przedstawione w poprzednich rozdziałach (2,3 i 4). Na podstawie wybranych źródeł literaturowych określono, które odbiorniki występują najczęściej u indywidualnych (domowych) odbiorców energii elektrycznej i mogą być użyte o innej niż zwykle porze bez znacznego pogorszenia komfortu. Następnie wybrano cenę węzłową LMP jako sygnał stanowiący bodziec do zmiany dotychczasowego sposobu korzystania z tych odbiorników. Podzielono odbiorców na 6 podgrup, których roczne zużycie energii elektrycznej w kWh było konsekwencją ich sposobu poszanowania energii elektrycznej. Przystosowano ogólnodostępne systemy testowe do obliczeń optymalnego rozpięty mocy, którego funkcja celu (suma kosztów generacji) była kształtowana przez nowy sposób korzystania z posiadanych odbiorników.

— Otrzymane wyniki ukazały, że korzyści finansowe dla odbiorców, z tytułu wykorzystania ich potencjału adaptacyjnego, będą uzależnione od liczby odbiorców biorących udziału w *przesunięciu* poboru mocy oraz konsekwencji w stosowaniu się do zmienionego sposobu korzystania z energii elektrycznej. Porównanie otrzymanych oszczędności dla dwóch skrajnych wariantów $k=1$ i $k=7$, przedstawione w podrozdziale 5.1.9 (rozdział 5), ukazuje iż w przypadku małej partycypacji oszczędności mogą nie być znaczące, co może zniechęcić odbiorców do wchodzenia w przedmiotowe interakcje z systemem elektroenergetycznym. Środkiem zaradczym może okazać się zwiększona edukacja domowych odbiorców w zakresie ekonomicznych podstaw funkcjonowania SEE i programy zachęcające do wprowadzenia trwałych zmian w sposobie korzystania z energii elektrycznej.

— Uzyskane wyniki badań w rozdziale 5 stanowiące wartości funkcji celu OPF w zależności od współczynnika krotności $k\%$ odbiorców decydujących się na *przesunięcie* poboru mocy czynnej wskazują, że mały udział odbiorców domowych ($k=1,2,3$) może nie wpływać znacząco na pracę SEE (przykładowo, dla szczytu popołudniowo-wieczornego zmniejszenie wartości funkcji celu od około 0,02 do około 0,11% w zależności od pory roku). Można więc przyjąć, iż wykorzystanie mechanizmu DSM przez niewielką grupę odbiorców może nie przynieść wymiernych korzyści – w szczególności – dostawcom energii. W efekcie postawione w tezie pracy twierdzenie, że beneficjentami działania polegającego na przesunięciu poboru mocy czynnej przez indywidualnego odbiorcę mogą być SEE i odbiorca może okazać się niespełnione.

— Przeprowadzone eksperymenty wskazują, że cena węzłowa, pomimo pewnych niedogodności z nią związanych, może być użyta jako sygnał stanowiący bodziec do zmiany dotychczasowego sposobu korzystania z odbiorników energii elektrycznej. Zostało to zweryfikowane w rozdziałach 2 i 5. Jednostka ceny węzłowej za moc czynną pobraną w ciągu godziny $\$/MWh$ pozwoli odbiorcy w łatwy sposób powiązać wykorzystanie energii elektrycznej z poziomem finalnych obciążeń finansowych (w skali np. miesiąca) zaś zmienność tej ceny może wpłynąć na świadomość, iż wytworzenie i przesłanie energii elektrycznej – w ujęciu stereotypowym – nie może kosztować tyle samo w każdej godzinie doby i w każdym miejscu systemu elektroenergetycznego. Pełne wprowadzenie cen węzłowych w miejsce cen wynikających z modelu *miedzianej płyty* ma szansę stworzyć przejrzyste i zróżnicowane terytorialnie ceny za energię elektryczną. Należy nadmienić, że wzrost zapotrzebowania na moc może powodować wzrost ceny węzłowej, gdyż zajdzie konieczność wykorzystania jednostki krańcowej (marginalnej), która może charakteryzować się większymi kosztami wytworzenia energii elektrycznej.

— Wyniki badań z rozdziału 6 mogą prowadzić do lepszego zrozumienia interakcji pomiędzy indywidualnym domowym odbiorcą energii elektrycznej a SEE. Zastosowanie transformaty falkowej wskazuje, że jest ona narzędziem, które dobrze nadaje się do analizy przebiegów w postaci gęstych profili obciążeniowych mocą czynną. Szczególnie uwidocznia się to w przypadku występowania kształtów klasyfikujących się jako *poszarpane szczyty*. Zaprezentowane wyniki transformacji falkowej mogą służyć m.in. operatorowi SEE do lepszej reprezentacji graficznej okresów doby, w których zapotrzebowanie na moc czynną jest zwiększone u odbiorców domowych. Jest to niewątpliwie duża zaleta tego przekształcenia. Przykładowe wykresy przedstawione w rozdziale 6.1 mają szansę okazać się użyteczne w przyszłości w celu agregacji wybranych grup odbiorców przyłączonych do danego węzła i graficznego zobrazowania ich *gęstych* przebiegów poboru mocy czynnej. Wyniki takich prac mogą posłużyć do zaoferowania im np. oferty opłat za energię elektryczną, która byłaby lepiej dopasowana do ich indywidualnego sposobu korzystania z odbiorników. W konsekwencji zaś zacieśnieniu mogłaby ulec obustronna współpraca na rzecz zwiększenia elastyczności pracy SEE. Przedstawiona w rozdziale 6.2 koherencja falkowa wskazuje m.in., że pomimo wielu różnic w kształtach profili obciążeń mocy czynnej u odbiorców domowych (zaznaczonych w rozdziale 4) są takie okresy doby, kiedy koherentność jest bardzo wysoka. Oznacza to, że niezależnie od posiadanych typów i modeli wybranych odbiorników, domowi odbiorcy wykazują między sobą pewne podobieństwa

z punktu widzenia sposobów korzystania z energii elektrycznej a więc mogą razem działać na rzecz zmniejszenia finalnych opłat za energię.

– Wobec możliwości wystąpienia awarii w SEE polegającej na przykład na *wypadnięciu* z pracy jednego z generatorów lub naruszenia limitu przepustowości wybranego przekroju przesyłowego zachodzi konieczność zacieśnienia wymiany informacji między dostawcą (lub operatorem) a odbiorcą w celu przekazania informacji o tym fakcie a w konsekwencji podjęcia przez odbiorcę zmian w zaplanowanym sposobie korzystania z energii elektrycznej. Przedstawione w rozdziale 6 wyniki zmian cen LMP dotyczyły naruszenia ograniczeń przepustowości, które w stosunku do tych spotykanych w rzeczywistych modelach SEE – były odwzorowane jako niezbyt dotkliwe.

Ocena rozwiązania problemu naukowego:

— Zgodnie z wynikami przedstawionymi w rozdziale 4 rozprawy można stwierdzić, że modelowanie zachowań odbiorców indywidualnych (domowych) jest zadaniem trudnym ze względu na kilka aspektów. Pierwszym z nich jest bardzo duża liczba takich odbiorców w każdym systemie elektroenergetycznym. Drugim jest silne zróżnicowanie zarówno w wyposażeniu w poszczególne odbiorniki jak i możliwe sposoby korzystania z nich. Trzecim zaś – niejednolita sytuacja społeczna, wyrażająca się m.in. różnymi dochodami, których to poziom może wpływać na chęć ewentualnego uczestnictwa w mechanizmie DSR. Ponadto mogą pojawić się trudności z ustaleniem wyposażenia gospodarstw domowych w poszczególne odbiorniki energii elektrycznej. Dostępne opracowania (np. udostępnianie przez GUS [36]) nie uwzględniają niektórych odbiorników takich jak np. czajnik elektryczny lub płyta indukcyjna. Przewidzieć można jedynie, że ich udział w wyposażeniu będzie w następnych latach systematycznie wzrastał. Dodatkową trudność w modelowaniu stanowił sposób ustalenia liczby osób niepracujących zawodowo. Ograniczenia te spowodowały konieczność zastosowania rozwiązań kompromisowych takich jak założenie, że wszyscy odbiorcy domowi są wyposażeni w podobne odbiorniki oraz, że ich sposób korzystania z tych odbiorników może być symulowany za pomocą takich samych rozmytych systemów wnioskujących.

— Uzyskane w rozprawie wyniki zmian cen LMP na skutek *przesunięcia* poboru mocy w czasie dotyczą sytuacji, które autor testował na ogólnodostępnych systemach testowych. Systemy te stanowią uproszczenie rzeczywistych pierwowzorów. Należy spodziewać się, iż w rzeczywistych systemach elektroenergetycznych mogą pojawić się dużo większe rozbieżności w wynikach cen LMP dla węzłów odbiorczych (na przykład większe ceny

w obszarach o zagęszczonym poborze mocy jak duże miasta, zróżnicowanie użytego paliwa do generacji energii elektrycznej). Mała zmienność cen za energię elektryczną, w warunkach niezbyt ostrych ograniczeń w przepustowości elementów sieci, może nie być wystarczającym bodźcem do skłonienia odbiorców, aby *przesunęli* pobór mocy na inny, niż zwykle, okres doby. Wobec tego można stwierdzić, iż elastyczność indywidualnych odbiorców domowych jest cechą indywidualną każdego SEE i będzie zależała nie tylko od stanu technicznego, ale również i od warunków społecznych oraz gospodarczych kraju. Ponadto, na wspomnianą elastyczność odbiorców wpływać będą również czynniki typu: lokalizacja odbiorcy względem źródła lub miejscowe ograniczenia (np. przepustowości elementów sieci, ekonomiczne). Należy spodziewać się, że w rzeczywistych systemach elektroenergetycznych potencjał adaptacyjny indywidualnych odbiorców domowych będzie zróżnicowany w skali całego kraju (terytorium), a nie jednakowy, jak założono w rozprawie. W odniesieniu do badań wpływu naruszenia limitów przepustowości wybranych elementów przesyłowych sieci lub awarii wybranego generatora na wartości cen węzłowych należy stwierdzić, że wzrost cen może być jedynie tymczasowy i w dalszej perspektywie może nie wpłynąć na zmianę dotychczasowego sposobu korzystania z odbiorników energii elektrycznej. Wyjątek może stanowić jedynie fakt stałego naruszenia limitu przekrojów przesyłowych sieci w danym rejonie.

Za osiągnięcia własne autor uważa:

- Przeprowadzenie w rozdziale 1.3 analizy informacji na temat indywidualnych (domowych) odbiorców energii elektrycznej. Zakres tej analizy obejmował: wyposażenie w podstawowe odbiorniki energii elektrycznej, obserwację typowych kształtów profili obciążeń (gęstych, nieuśrednionych) oraz udział domowych odbiorców w sumarycznym obciążeniu systemu elektroenergetycznego wraz z podziałem względem rocznego zużycia kWh (rozdział 2.4.3).

- Opracowanie, na podstawie zebranych danych pomiarowych, *gęstych* jednominutowych profili obciążenia dla kilku wybranych lokali mieszkalnych (w zależności od rodzaju dnia tygodnia (dni robocze, dni weekendowe) i pory roku). Wykazanie faktu silnego zróżnicowania otrzymanych profili w zależności od rodzaju odbiorników, sposobu korzystania z nich oraz od wpływu czynników społecznych. Informacje te zostały zaprezentowane w rozdziale 4 rozprawy.

– Wybór i przystosowanie do obliczeń OPF kilku dostępnych systemów testowych wraz z wyznaczeniem dla każdego z nich współczynników funkcji kosztów operacyjnych zespołów wytwórczych (opisane w załączniku 5 rozprawy). Uzyskane współczynniki zastąpiły domyślnie występujące wartości i są oparte na danych zbliżonych do danych występujących w krajowym systemie elektroenergetycznym. Zmodyfikowane modele systemów testowych charakteryzują się lepszym przybliżeniem prawdziwego SEE. Były one niezbędne dla rozwiązania zadania OPF a w konsekwencji do uzyskania wartości cen węzłowych, które – z punktu widzenia celu rozprawy – są sygnałem zwrotnym z SEE, jako odpowiedź na zmianę zapotrzebowania na moc czynną.

– Autorskie opracowanie i wykonanie szczegółowych (rozbudowane struktury IF–THEN) rozmytych systemów wnioskujących służących do symulowania zachowania odbiorców energii elektrycznej w zakresie podejmowania decyzji o chwili startu danego odbiornika przy określonych warunkach zewnętrznych (czas pracy odbiornika, wartość ceny węzłowej, czas aktualny).

– Przeprowadzenie szeregu symulacji zachowania grup odbiorców zainteresowanych zmianą przyzwyczajęń związanych z korzystaniem z niektórych odbiorników energii elektrycznej w celu obniżenia należności za zużytą energię elektryczną.

– Wybór i wykorzystanie ciągłej transformaty falkowej do wykonania analizy uzyskanych *gęstych* profili obciążenia oraz wybranych koherencji. Przypuszczenie, że przekształcenie to może być w przyszłości (kiedy sieć elektroenergetyczna będzie silniej opomiarowana) użyte do dalszych analiz wpływu indywidualnych odbiorców energii elektrycznej na system elektroenergetyczny.

– Wykazanie, iż występujące w systemie elektroenergetycznym ceny węzłowe mogą stanowić sygnał będący bodźcem do ewentualnej zmiany zachowania rozumianej jako użycie wybranych odbiorników energii elektrycznej o innej, niż zwykle porze, w celu osiągnięcia korzyści finansowych w postaci oszczędności, które mogą dotyczyć odbiorcy i operatora.

Dodatkowe uwagi autora odnośnie badanej tematyki:

– Przedstawione w rozprawie w rozdziale 5 wyniki badań ukazują, że w SEE występują sygnały, których pomiar i analiza mogą dostarczyć wielu informacji. Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego takimi sygnałami (od odbiorców) mogą być opisane w rozdziale 4 i 5. przebiegi zmienności poboru mocy czynnej (profile obciążeniowe). Informują one nie tylko o typowej zmienności zapotrzebowaniu na moc, ale również o sposobach korzystania z odbiorników energii elektrycznej. Natomiast z punktu widzenia

odbiorców indywidualnych sygnałem (od SEE), na który warto zwrócić uwagę może być cena węzłowa opisana w rozdziale 2. Cena ta, przy odpowiednim nastawieniu odbiorcy, może być użyta jako bodziec stymulujący do zmiany w sposobie korzystania z energii elektrycznej.

– Otrzymane wyniki (rozdział 5) ukazały, że wpływ indywidualnych (domowych) odbiorców energii elektrycznej na pracę SEE – w badanych warunkach – jest niezbyt duży, zwłaszcza przy ich małym udziale. Można zatem stwierdzić, iż mechanizm DSR stanowi jedynie środek uzupełniający lub tymczasowy w procesie powstrzymywania się od realizacji nowych inwestycji w elementy SEE. Ponadto, jego praktyczne wykorzystanie, ma szansę pomóc w lepszym podejmowaniu długoterminowych w skutkach decyzji o nowych inwestycjach. Współczynniki Karusha-Kuhna-Tuckera mogą okazać się pomocne do typowania miejsc nowych inwestycji w elementy SEE.

– W systemach pracujących w pobliżu limitów generacji oraz w systemach z małą rezerwą mocy można spodziewać się wzrostu cen węzłowych, a wtedy interakcja odbiorców domowych będzie przybierać na sile w związku z większymi wzrostami cen przy wzroście poboru mocy. W takim przypadku potencjał adaptacyjny odbiorców może się powiększać a konsekwencji wpływać na zmianę kierunku rozwoju systemu.

– Szacować można, że wraz ze wzrostem zainteresowania ideą sieci *Smart Grids* większa uwaga zostanie skupiona na omawianym potencjale adaptacyjnym odbiorców jak również jego implikacjach. Domowi odbiorcy energii elektrycznej, którzy będą aktywnie i konsekwentnie uczestniczyć w procesie świadomego korzystania z odbiorników energii elektrycznej, mogą być również postrzegani jako prosumenci generujący (zamiast mocy) oczekiwaną przez SEE elastyczność (*flexibility*).

Kierunki dalszych badań:

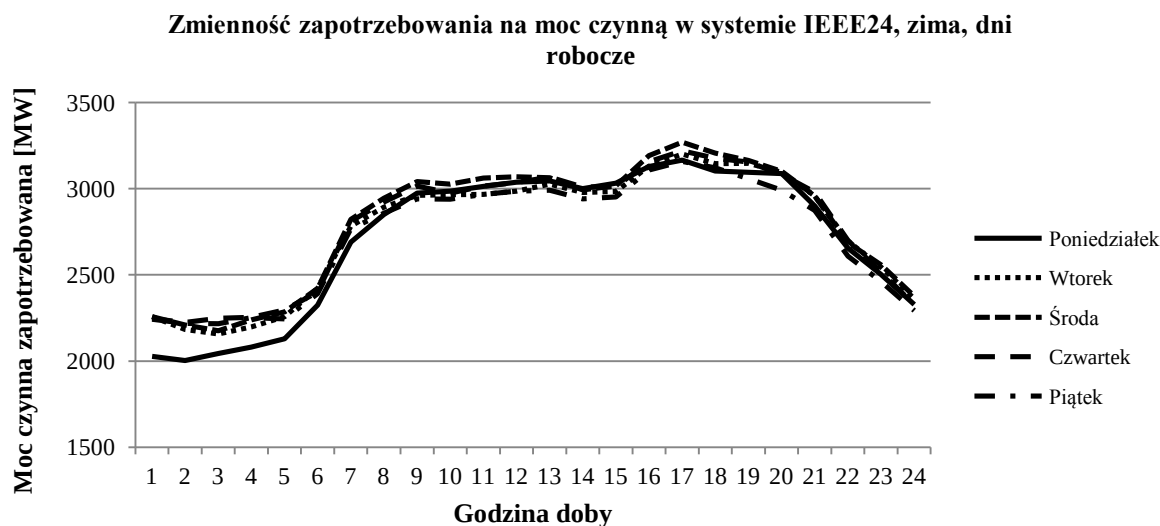
– Przeprowadzone w rozprawie badania wpisują się w nurt zadań optymalizacyjnych w elektroenergetyce. W toku dalszych prac mogą ulegać one modyfikacjom polegającym np. na dodaniu nowych danych lub budowie nowych modeli w celu jak najlepszego odwzorowania zjawisk zachodzących w prawdziwych SEE.

– Poza sferą analiz poczynione badania mogą być wykorzystane do przygotowania aplikacji, którą można użyć do analiz „responsywności zachowań odbiorców” w ujęciu obszarowym np. kilka osiedli, kilka sektorów sieci.

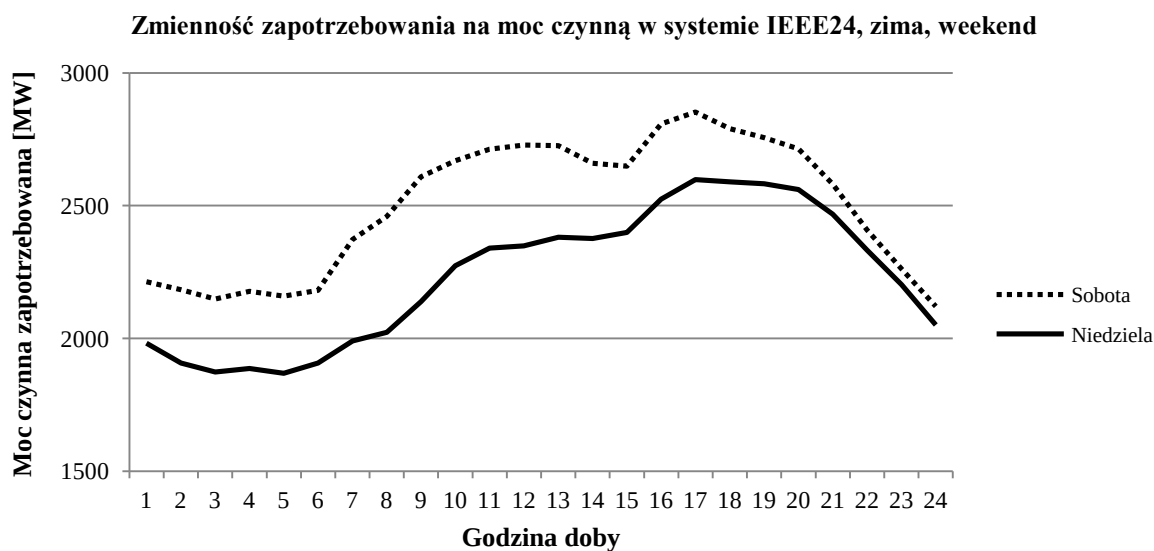
8. Załączniki

8.1. Załącznik 1 – Zmienności mocy czynnej zapotrzebowanej w systemie testowym 1

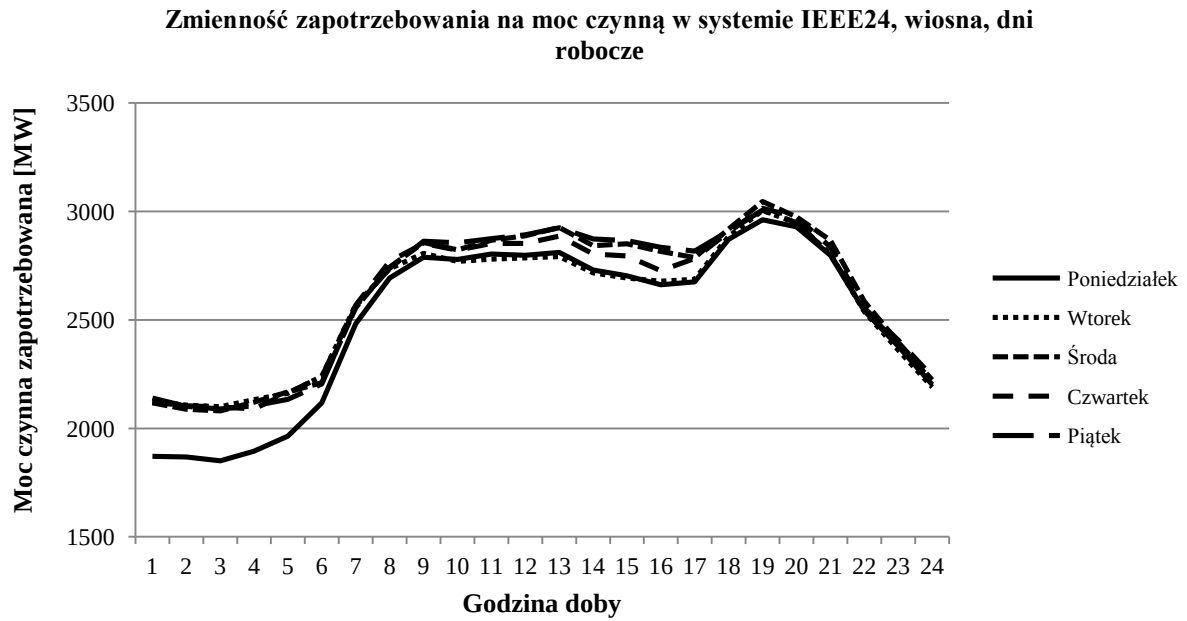
Poniżej przedstawione zostały rys. 8.1 – 8.8 obrazujące zmienność mocy czynnej zapotrzebowanej w systemie testowym 1 dla czterech pór roku oraz dni roboczych i weekendowych.



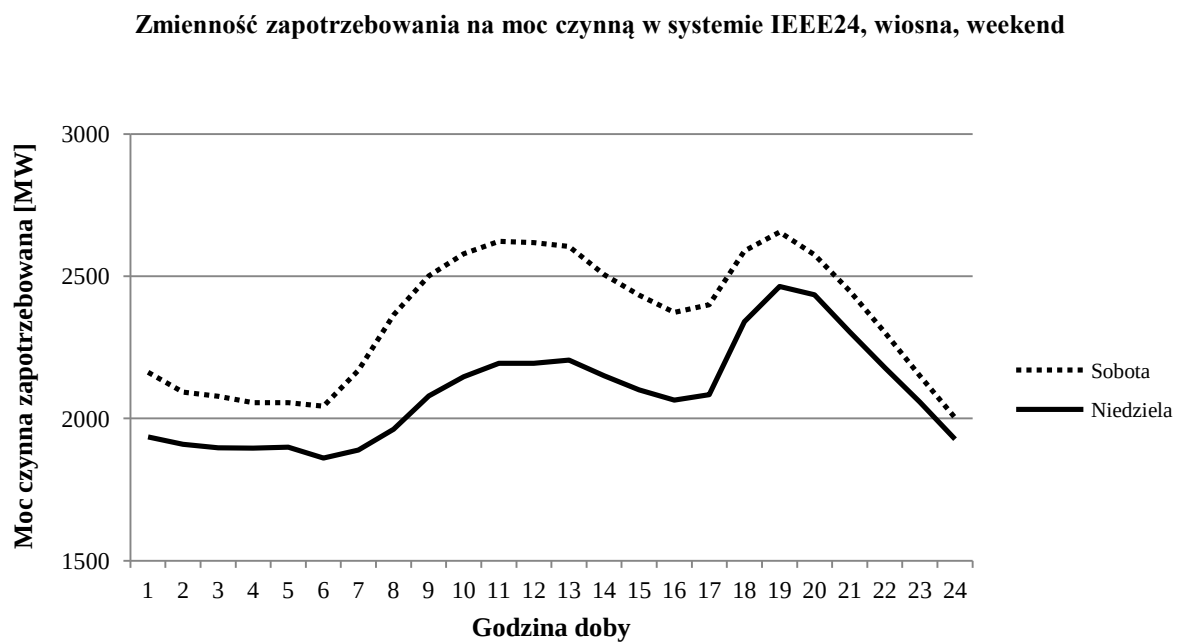
Rys. 8.1. Zmienność zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1, zima, dni robocze.
Źródło: badania własne.



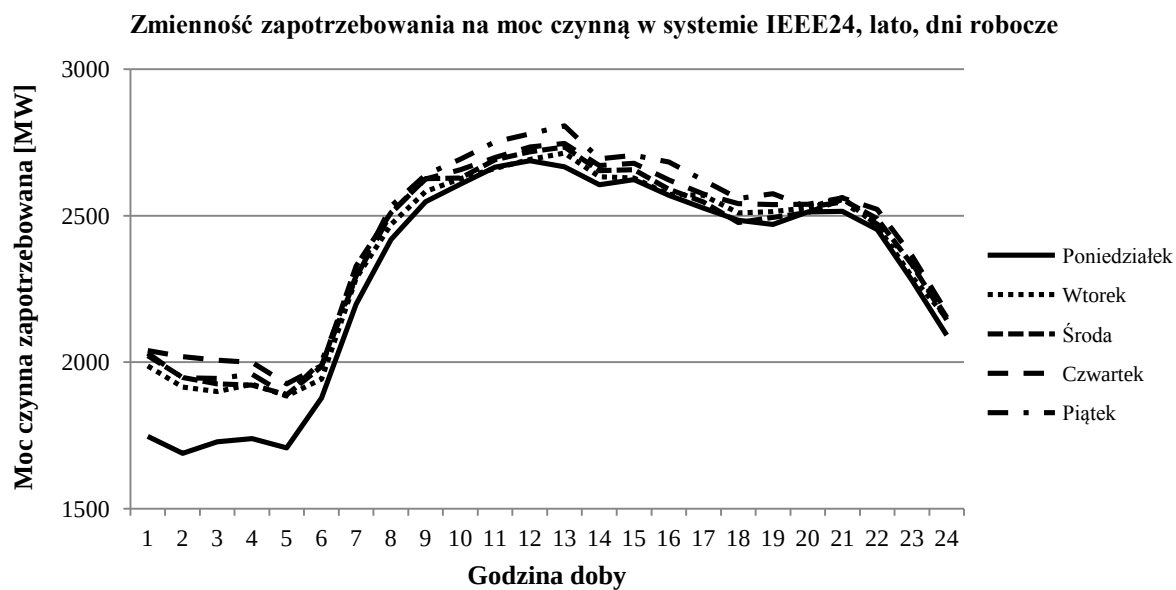
Rys. 8.2. Zmienność zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1, zima, weekend. Źródło: badania własne.



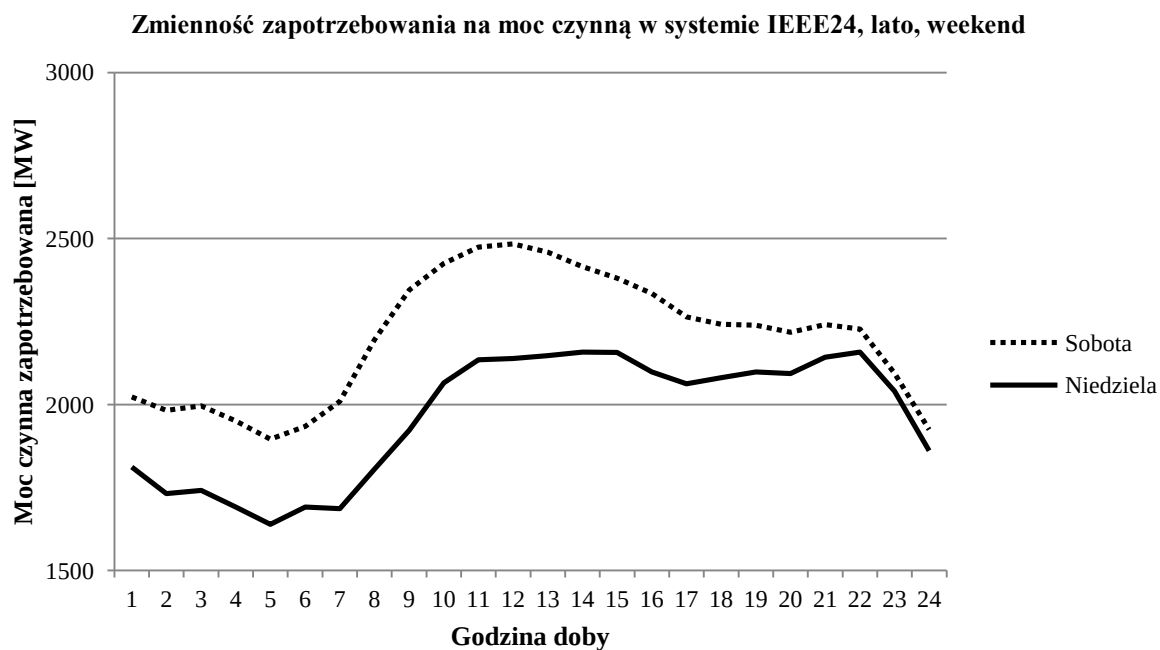
Rys. 8.3. Zmienność zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1, wiosna, dni robocze.
Źródło: badania własne.



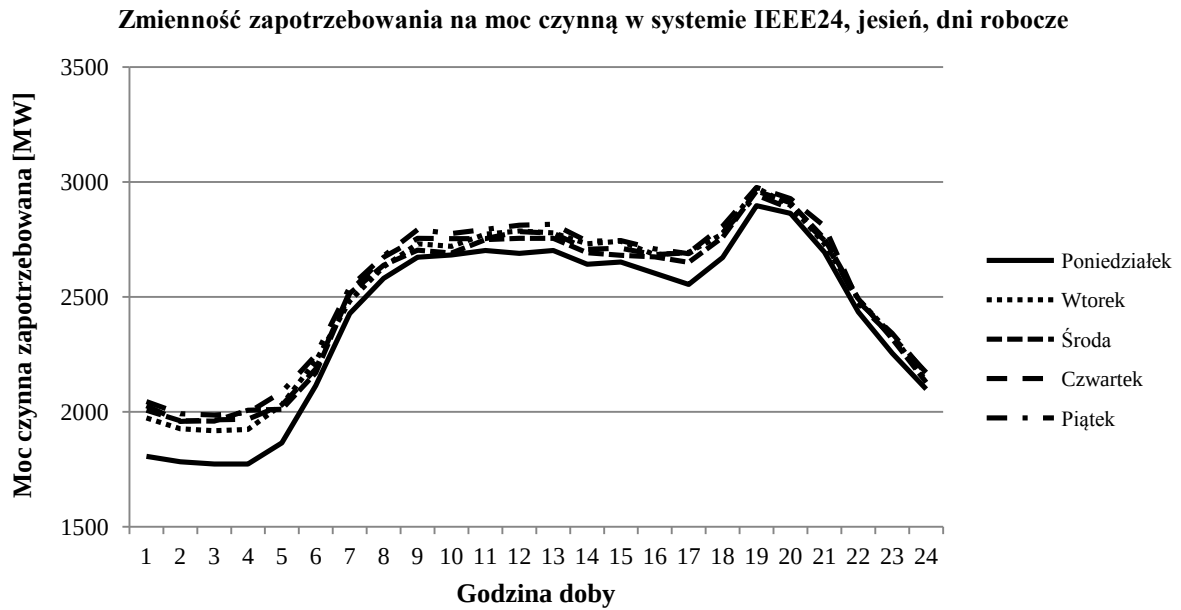
Rys. 8.4. Zmienność zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1, wiosna, weekend.
Źródło: badania własne.



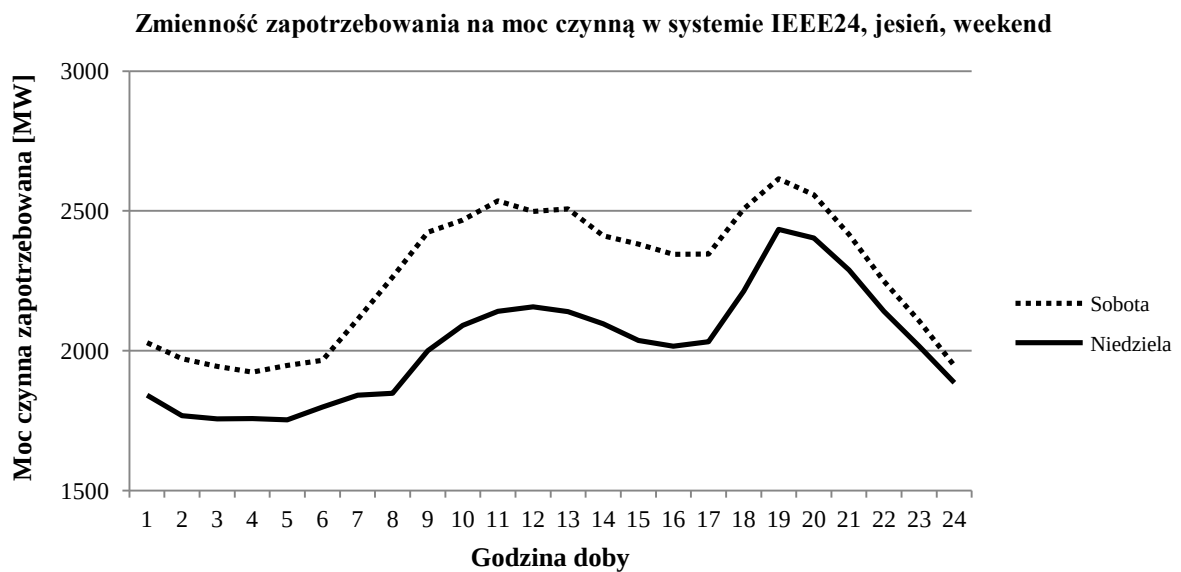
Rys. 8.5. Zmienność zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1, lato, dni robocze.
 Źródło: badania własne.



Rys. 8.6. Zmienność zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1, lato, weekend. Źródło: badania własne.

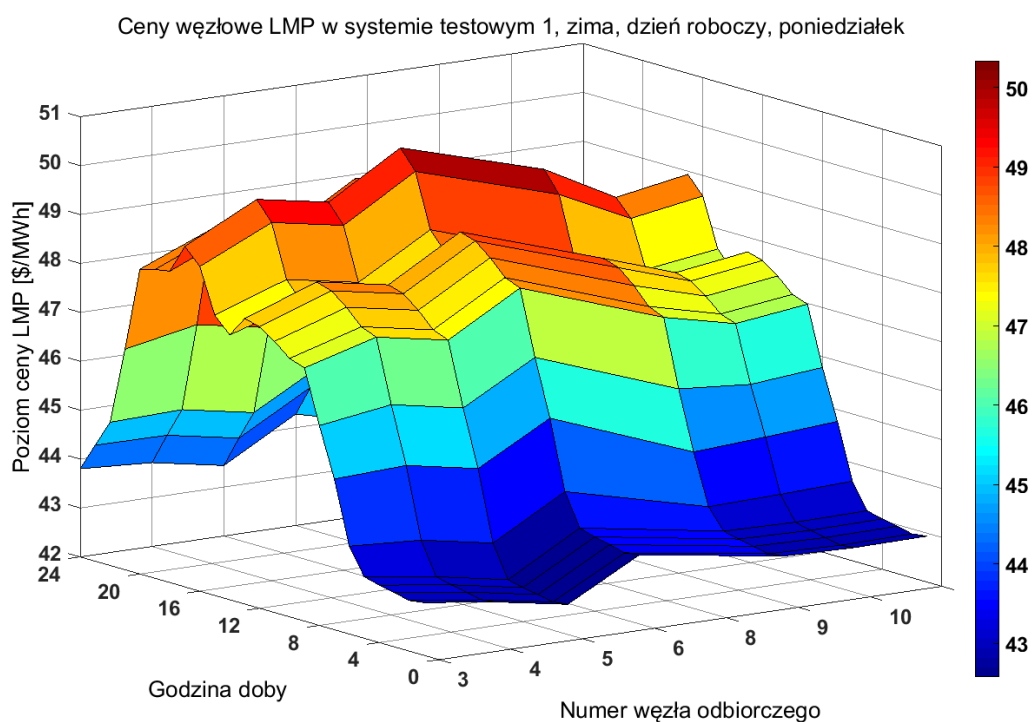


Rys. 8.7. Zmienność zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1, jesień, dni robocze.
Źródło: badania własne.

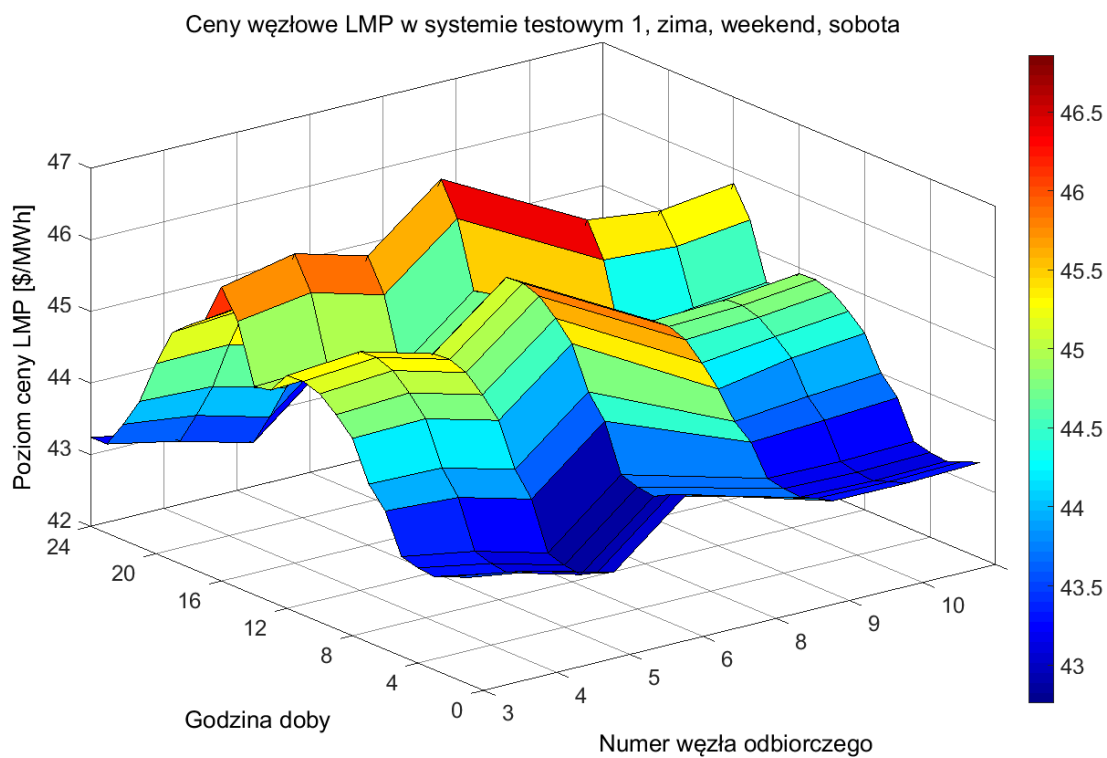


Rys. 8.8. Zmienność zapotrzebowania na moc czynną w systemie testowym 1, jesień, weekend.
Źródło: badania własne.

8.2. Załącznik 2 – Przykładowe wartości cen węzłowych w systemie testowym 1

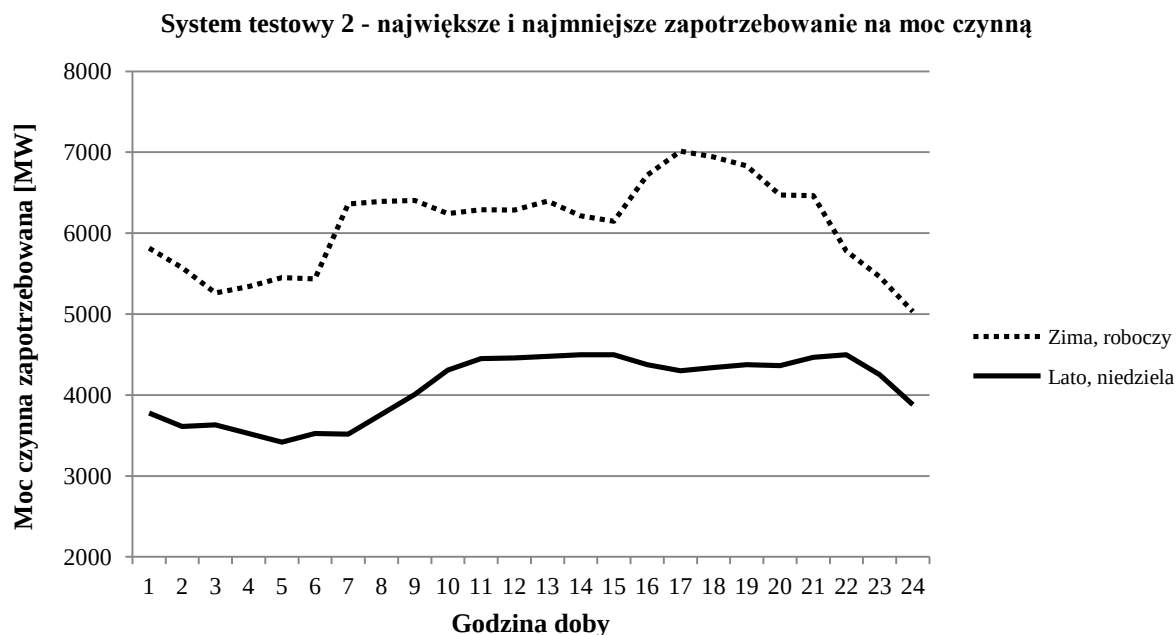


Rys. 8.9. Ceny węzłowe LMP w systemie testowym 1 dla zimy, dzień roboczy, poniedziałek.
Źródło: badania własne.



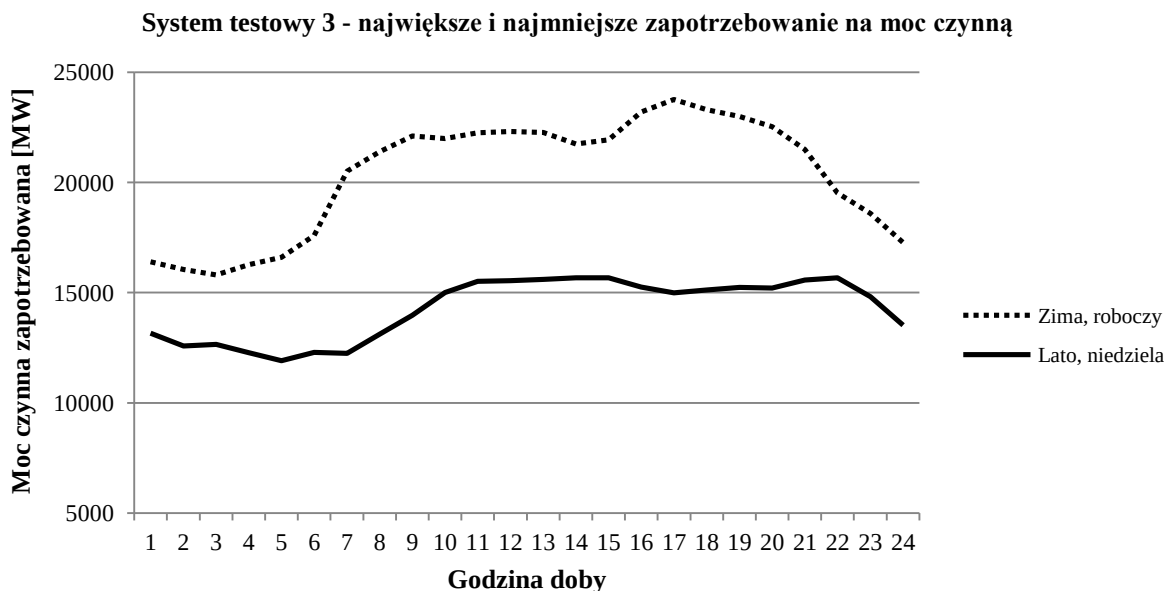
Rys. 8.10. Ceny węzłowe LMP w systemie testowym 1 dla zimy, weekend, sobota.
Źródło: badania własne.

8.3. Załącznik 3 – Zmienność mocy czynnej zapotrzebowanej w systemie testowym 2



Rys. 8.11. Największe i najmniejsze zapotrzebowanie na moc czynną w ciągu roku w Systemie testowym 2. Źródło: badania własne.

8.4. Załącznik 4 – Zmienność mocy czynnej zapotrzebowanej w systemie testowym 3



Rys. 8.12. Największe i najmniejsze zapotrzebowanie na moc czynną w ciągu roku w Systemie testowym 3. Źródło: badania własne.

8.5. Załącznik 5 – Parametry funkcji kosztów operacyjnych generatorów

W tab. 8.3–8.5 przedstawione zostały wyznaczone na nowo, w stosunku do danych domyślnych, parametry funkcji kosztów generatorów dla każdego z systemów testowych.

Tabela 8.3 Wyznaczone wartości współczynników funkcji kosztów operacyjnych generatorów w systemie testowym 1. Opracowanie własne.

Numer generatora	Wartości współczynników (\$/h)		
	c_2	c_1	c_0
1,2,5,6	0,01	40,00	2,25
3,4,7,8	0,01	40,00	32,49
9,10,11	0,01	40,00	56,25
12,13,14	0,01	40,00	218,30
15	0	0	0
16,17,18,19,20	0,01	40,00	0,81
21,22, 31,32	0,01	40,00	135,14
23,24	0,01	40,00	900,00
25,26,27,28,29,30	0,01	40,00	14,06
33	0,01	40,00	689,06

Tabela 8.4 Wyznaczone wartości współczynników funkcji kosztów operacyjnych generatorów w systemie testowym 2. Opracowanie własne.

Numer generatora	Wartości współczynników (\$/h)		
	c_2	c_1	c_0
1,8,15,17,20,23,24,35, 36,38,47,48,5,1,52,53	0,01	40,00	56,25
2,3,4,9,10,13,14,16,18, 19,32,33,39,	0,01	40,00	5,06
5,6,11,37,43,44,45,	0,01	40,00	506,25
12	0,01	40,00	689,06
21,22	0,01	40,00	351,56
25,26	0,01	40,00	225,00
28,29	0,01	40,00	992,25
30	0,01	40,00	3645,11
31	0,01	40,00	36,00
34,41,46,49	0,01	40,00	2,25
50,54	0,01	40,00	14,06

Tabela 8.5 Wyznaczone wartości współczynników funkcji kosztów operacyjnych generatorów w systemie testowym 3. Opracowanie własne.

Numer generatora	Wartości współczynników (\$/h)		
	c_2	c_1	c_0
1,2,3,4,5,22,24	0,01	40,00	264,87
6,20	0,01	40,00	1701,56
7	0,01	40,00	855,56
8,12,15,18,21,23,25,50	0,01	40,00	1253,16
9,17,44,45	0,01	40,00	410,06
10,19	0,01	40,00	778,41
11	0,01	40,00	23180,06
16	0,01	40,00	3564,09
26,58	0,01	40,00	395,01
27,36	0,01	40,00	913,55
28,29	0,01	40,00	9506,25
30,35,42,	0,01	40,00	2376,56
37	0,01	40,00	1406,25
38,39,53,	0,01	40,00	1463,06
40,63	0,01	40,00	3600,00
41,52	0,01	40,00	2756,25
43	0,01	40,00	2566,15
54,46,59,60	0,01	40,00	2025,00
47	0,01	40,00	2940,35
48	0,01	40,00	9653,06
49,51	0,01	40,00	1040,06
55	0,01	40,00	465,89
56	0,01	40,00	32373,00
57	0,01	40,00	118,26
61	0,01	40,00	262,44
62	0,01	40,00	10899,00
64	0,01	40,00	2395,55
65,66,67	0,01	40,00	0,00
68	0,20	20,00	0,00
69	1,25	20,00	0,00

9. Bibliografia

- [1] Abreu T., Alves U., Minussi C. R., Lotufo A. D. P, Lopes M. L. M., *Residential Electric Load Curve Profile Based on Fuzzy Systems*, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, 2015
- [2] Andruszkiewicz J., Lorenc J., Michalski A., Borowik W., *Opportunities of demand flexibility bidding in result of critical peak pricing implementation for low voltage customers in Polish power system*, 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2016
- [3] Andruszkiewicz J., Lorenc J., Michalski A., Borowiak W., *Możliwości tworzenia zasobów sterowania popytem na poziomie niskiego napięcia przy wykorzystaniu inteligentnego opomiarowania*, <http://www.cire.pl/> (dostęp 10.03.2017)
- [4] Avdakovic S., Nuhanovic A., Kusljugic M., Becirovic E., Turkovic E., *Wavelet multiscale analysis of a power system load variance*, Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, pages 1035-1043, 2013
- [5] Avdakovic S., Ademovic A., Nuhanovic A., *Insight into the Properties of the UK Power Consumption Using a Linear Regression and Wavelet Transform Approach*, Elektrotehniski vestnik/Electrotechnical review 79(5), 278-283, 2012
- [6] Avdakovic S., Ademovic A., Nuhanovic A., *Correlation between air temperature and electricity demand by linear regression and wavelet coherence approach: UK, Slovakia and Bosnia and Herzegovina case study*, Archives of Electrical Engineering, Vol. 62(4), pp. 512-532, 2013
- [7] Baczyński D., Bielecki S., Parol M., Piotrowski P., Wasilewski J., *Sztuczna inteligencja w praktyce*, Laboratorium. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2008.
- [8] Bernas S., Mińczuk A., Zdun Z., Ziemianek S., *Laboratorium optymalizacji pracy systemu elektroenergetycznego*, Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1986.
- [9] Białasiewicz J. T., *Falki i aproksymacje*, WNT Warszawa 2004
- [10] Bieliński W., *Ocena zmienności obciążenia KSE z wykorzystaniem analizy harmonicznej*, Optymalizacja w elektroenergetyce OPE15, 07.10.2015
- [11] Bil J., *Ceny węzłowe jako mechanizm zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym*, Biuletyn URE 6/2005
- [12] Billewicz K., *Skuteczność DSR – między bodźcem a reakcją*, Przegląd Elektrotechniczny 9a/2012, str. 308-314
- [13] Bernstein M.A, Griffin J., *Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy*. 2006
- [14] Borenstein S., Jaske M., Rosenfeld A., *Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets*, University of California Energy Institute, Center for the Study of Energy Markets, 2002
- [15] Boyd J., *Design of an Energy Management System Using a Distribution Class Locational Marginal Price as a Discrete Control Signal*, <https://repository.asu.edu/items/18778> (dostęp 06.05.2015), Master Thesis, Arizona State University, 2013
- [16] Broberg T., Brannlund R., Kazukauskas A., Persson L., Vesterberg M., *An electricity market in transition. Is consumer flexibility for sale, or even for real?*, Umea School of Business and Economics, http://www.energimarknadsinspektionen.se/PageFiles/159248/An_electricity_market_in_transition.pdf (dostęp 21.03.2017)

- [17] Broszura ATCO EnergySense: *Managing electricity at home*, http://www.atcoenergysense.com/Documents/Managing_Electricity_at_Home_2015_web_final.pdf, (dostęp 18.05.2017)
- [18] Broszura Energy Saving Trust: *at home with water*, <http://www.energysavingtrust.org.uk/sites/default/files/reports/AtHomewithWater%287%29.pdf>, (dostęp 18.05.2017)
- [19] Broszura Eurelectric *"The Retail (R)evolution - Power to the Customer. The Fundamentals of the Smart Energy System"*, http://www.eurelectric.org/media/115446/broch_smart_energy_system_131126_lr-2013-2500-0002-01-e.pdf (dostęp 12.01.2017)
- [20] Capasso A., Grattieri W., Lamedica R., Prudenzi A., *A bottom-up approach to residential load modeling*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, 1994
- [21] Cooke D., *Empowering customer choice in electricity markets*, Information paper, International Energy Agency, October 2011
- [22] Darby S., *The effectiveness of feedback on energy consumption. A review for Defra of the literature on metering, billing and direct displays*, Environmental Change Institute, University of Oxford, April 2006.
- [23] Darby S., McKenna E., *Social implications of residential demand response in cool temperature climates*, Energy Policy 49, 759-769, 2012
- [24] Dickert J., Schegner P., *A Time Series Probabilistic Synthetic Load Curve Model for Residential Consumers*, IEEE Xplore Conference: PowerTech, 2011 IEEE Trondheim, July 2011
- [25] Dickert J., Schegner P., *Evolution and Future Prospects of Electricity Demand for Residential Customers*, IEEE Power & Energy Society General Meeting, 26-30 July 2015, pages 1-5, 2015
- [26] Engel D., *A Wavelet-based Approach to End-user Privacy in Smart Metering*, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013
- [27] Engel D., *Conditional Access Smart Meter Privacy Based on Multi-Resolution Wavelet Analysis*, https://www.researchgate.net/publication/241622854_Conditional_access_smart_meter_privacy_based_on_multi-resolution_wavelet_analysis (dostęp 12.01.2017)
- [28] European Commission, Commission Staff Working Document, *Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets*, Accompanying the document Communication From The Commission Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention, Brussels, 2013
- [29] Faruqui A., Sergici S., *Household response to dynamic of electricity: a survey of 15 experiments*, Journal of Regulatory Economics, Vol. 38, issue 2, October 2010, pp 193-225
- [30] Frąckowiak R., Gałań T., *Profil standardowe PTPIREE odbiorców taryfy G w świetle badań obciążenia elektrycznego odbiorców indywidualnych*, Rynek Energii 4/2012
- [31] Frederiks E. R., Stenner K., Hobman E. V., *Household energy use: Applying behavioural economics to understand consumer decision-making and behavior*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 41, January 2015, p. 1385-1394.
- [32] Glik K., Rasolomampionona D., Kowalik R., *Detekcja, klasyfikacja i lokalizacja miejsca zwarcia w liniach WN wykorzystująca zjawiska falowe*, Przegląd Elektrotechniczny 01a/2012, str. 269
- [33] Główny Urząd Statystyczny, Departament Badań Społecznych i Warunków Życia, *Sytuacja gospodarstw domowych w 2013 r. w świetle wyników badania budżetów gospodarstw domowych*, Warszawa 26.05.2014

- [34] Główny Urząd Statystyczny, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2009 roku*, Warszawa 2012
- [35] Główny Urząd Statystyczny, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012 roku*, Warszawa 2014
- [36] Główny Urząd Statystyczny, *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2014*, Warszawa 2014
- [37] Główny Urząd Statystyczny, *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2014*, Warszawa 2014
- [38] Grandjean A., Adnot J., Binet G., *A review and an analysis of the residential electric load curve models*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 16, 2012
- [39] Grinsted A., Moore J. C., Jevrejeva S., *Application of the cross wavelet transform and wavelet coherence to geophysical time series*, Nonlinear Processes in Geophysics, 11/2004, pages 561-566
- [40] Gwóźdź R., Przygodzki M., *Wpływ elastyczności cenowej odbiorców na optymalny rozpył mocy oraz rozkład obciążeń jednostek*, OPE'05 Konferencja Naukowo-Techniczna, Jachranka, 29-30 Września 2005
- [41] Hausman E., Fagan R., White D., Takahashi K., Napoleon A., *LMP Electricity Markets: Market Operations, Market Power and Value for Consumers*, Synapse Energy Economics, 2006.
- [42] Hayn M., Bertsch V., Fichtner W., *Electricity load profiles in Europe: The importance of household segmentation*, Energy Research & Social Science 3 30–45, 2014
- [43] Hogan W. W., *Demand Response Pricing in Organized Wholesale Markets*, http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_IRC_DR_051310.pdf, (dostęp 02.02.2017), 2010,
- [44] Holtschneider T., Erlich I., *Modeling Demand Response of Consumers to Incentives using Fuzzy Systems*, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012
- [45] <http://blog.oliverparson.co.uk/2011/01/appliance-survey-tumble-dryer-washing.html> (dostęp 03.02.2015)
- [46] <http://www.dentainstruments.com/> (dostęp 06.07.2017)
- [47] <https://www.misoenergy.org/> (dostęp 06.07.2017)
- [48] <http://www.onsetcomp.com/> (dostęp 06.07.2017)
- [49] <http://www.pse.pl/> (dostęp 06.07.2017)
- [50] <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/> (dostęp 06.07.2017)
- [51] <http://www.phoenixcontact.com/global/index.htm> (dostęp 06.07.2017)
- [52] <http://powersaving.co.za/> (dostęp 06.07.2017)
- [53] https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm
- [54] https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf300/pg_tca300bus.htm
- [55] http://zone.ni.com/reference/en-XX/help/372656C-01/lvasptconcepts/wa_awt/ (dostęp 19.05.2017)
- [56] Ithal A. M., Rajamani H. S., Abd-Alhameed R. A., Jalboub M.K., *Identifying the nature of domestic load profile from a single household electricity consumption measurements*, 8th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices (SSD), 2011
- [57] Ilic M., Black J. W., Watz J. L., *Potential Benefits of Implementing Load Control*, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002.
- [58] International Energy Agency, *Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency, Key Insights from IEA Indicator Analysis*, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Indicators_2008.pdf (dostęp 12.01.2017)

- [59] Jonesa R. V., Lomas K. J., *Determinants of high electrical energy demand in UK homes: Socio-economic and dwelling characteristics*, Energy and Buildings 101, pages 24–34, 2010
- [60] Kacprzyk J., *Wieloetapowe sterowanie rozmyte*, WNT Warszawa 2001
- [61] Kapler P., *Analiza profili obciążenia odbiorców komunalnych pod kątem wykorzystania mechanizmu DSR*, Wiadomości Elektrotechniczne, 02/2014, str. 8-10
- [62] Kapler P., *Possibility of nodal price usage as a signal to shift power load in time*, Przegląd Elektrotechniczny 12/2016, str. 278-282
- [63] Kapler P., *Inclusion of Residential Power Consumers Into Extended Bilateral Influence Network by Possibility of Using Data Streams in Smart Meter Technology*, Międzynarodowe Warsztaty Doktoranckie XV OWD 2013, str. 173-176
- [64] Keshtkar A., Arzanpour S., *A Fuzzy Logic System for Demand-Side Load Management in Residential Buildings*, CCECE 2014.
- [65] Kirschen D. S., Strbac G., *Fundamentals of Power System Economics*, John Wiley and Sons, 2004
- [66] Kocot H., Korab R., Żmuda K., *Planowanie pracy jednostek wytwórczych na rynku energii elektrycznej – przegląd stosowanych metod*, Elektryka, Zeszyt 3 (211), 2009
- [67] Kopecki K., Dobrzańska I., Góra S., Hołubiec J., Malko J., Niewiedział E., *Analiza i prognoza obciążeń elektroenergetycznych*, WNT Warszawa 1971
- [68] Korab R., *Ceny (i stawki) węzłowe - harmonizacja rozwiązań rynkowych z nowymi trendami rozwojowymi*, Acta Energetica, Nr 2, str. 31-40, 2009
- [69] Korab R., Przygodzki M., *Dynamiczne kształtowanie wartości krótkookresowych cen węzłowych LMP w krajowym systemie elektroenergetycznym*, Konferencja Naukowo-Techniczna, OPE'05, 29-30.09.2005
- [70] Korab R., Tomasik G., *AC or DC OPF based LMP's in a Competitive Electricity Market ?*, International Symposium CIGRE/IEEE PES 205, 7 Oct. 2005
- [71] Kowalik R., Nogal Ł., Januszewski M., Rasolomampionona D., *Domowe urządzenia elektryczne i ich cechy przydatne w metodach stosowanych w systemach Smart Metering*, Przegląd Elektrotechniczny, 90, 11/2014, str.26-28
- [72] Kowalik R., Nogal Ł., Januszewski M., Kurek K., *Cechy domowych urządzeń elektrycznych przydatne w metodach ich identyfikacji stosowanych w systemach Home - meteringu opracowane na podstawie pomiarów laboratoryjnych*, Przegląd Elektrotechniczny, 92, 11/2016, str.170-174
- [73] Kremens Z., Sobierajski M., *Analiza systemów elektroenergetycznych*, WNT Warszawa 1996
- [74] Leferink F., Keyer C., Melentjev A., *Static Energy Meter Errors Caused by Conducted Electromagnetic Interference*, IEEE Electromagnetic Compability Magazine, Volume 5, Issue 4, pages 49-56, 2016
- [75] Leuthold F., Rumiantseva I., Weigt H., Jeske T., Hirschhausen Ch. Von, *Nodal Pricing in the German Electricity Sector – A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities*, Trends in German and European Electricity, Chair of Energy Economics and Public Sector Management, Dresden University of Technology, Dresden 2005
- [76] Locational Marginal Pricing (LMP): Basics of Nodal Price Calculation, <http://www.caiso.com/docs/2004/02/13/200402131607358643.pdf> (dostęp 28.04.2015)
- [77] Lopez-Lezama J. M., Granada-Echeverri M., Gallego-Pareja L. A., *A combined pool/bilateral dispatch model for electricity markets with security constraints*, http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1794-91652011000100001 (dostęp 12.01.2017)

- [78] Lubośny Z., Dobrzyński K., Klucznik J., *Ocena możliwości wykorzystania metody punktu wewnętrznego do optymalizacji rozprywu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym*, XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'13, Jurata, 12-14.06.2013
- [79] MacDougall J., *Electricity prices - how will consumers manage ?*, Roundtable series 2012, Session #1, Heaslip House Centre for Urban Energy, June 4 2012
- [80] Midera A., *Aktywny odbiorca energii elektrycznej na rynku bilansującym w Polsce*, Elektroenergetyka 4/2011, str. 10-16, 2011
- [81] Maj R., *Efektywność energetyczna w gospodarstwie domowym jest niedoceniona czy przeceniona ? Analiza na przykładzie zużycia energii elektrycznej*, Broszura wydana przez Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa 2015
- [82] Malko J., Wilczyński A., *Oszczędne, racjonalne czy efektywne użytkowanie energii elektrycznej*, Energetyka, wrzesień 2007
- [83] Manso Silva L. R., Duque C. A., Riberio P. F., *Smart signal processing for an evolving electric grid*, EURASIP Journal on Advances in Signal Processing, 2015, <http://link.springer.com/article/10.1186/s13634-015-0229-7> (dostęp 12.01.2017)
- [84] McLoughlin F., et al., *Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study*, Energy Buildings, vol. 48, pages 240-248, 2012
- [85] Mielczarski W., *Elektroniczne mierniki energii. Dziękujemy, ale nie*. Energy Newsletters nr 3, 12.12.2012
- [86] Mielczarski W., *Rynki Energii Elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Agencja Rynku Energii S.A. i Energoprojekt-Consulting S.A., Warszawa 2000
- [87] Montgomery S., *Responding to Dynamic Electricity Price Signals as Demand-Response*, 2014, <http://www.safeplug.com/files/96025745.pdf> (dostęp 16.06.2016)
- [88] Leveque F. (edit.), *Transport Pricing of Electricity Networks*, Springer Science+Business Media, Boston 2003
- [89] Newborough M., Augood P., *Demand-side management opportunities for the UK domestic sector*, Generation, Transmission and Distribution, volume 146, issue 3, pages 283-293, may 1999
- [90] Ning Z., Kirschen D., *Preliminary Analysis of High Resolution Domestic Load Data*, Part of Supergen Flexnet Project, The University of Manchester, December 2010.
- [91] Nowak W., Szpyra W., Tarko R., *Stan i potrzeby rozwojowe sieci elektroenergetycznych w procesie transformacji niskoemisyjnej w Polsce*, Europejski Instytut Miedzi Copper Alliance, Leonardo Energy, Styczeń 2017
- [92] O'Neill D., Levorato M., Goldsmith A., Mitra U., *Residential Demand Response Using Reinforcement Learning*, First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010
- [93] Paetz A., Becker B., Fichtner W., Schmeck H., *Shifting Electricity Demand with Smart Home Technologies - an experimental study on user acceptance*, 30th USAEE North American Conference Online Proceedings, 2011
- [94] Paetz A., Kaschub T., Jochem P., Fichtner W., *Load-shifting potentials in households including electric mobility - A comparison of user behaviour with modeling results*, 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2013
- [95] Paim Neto J. R., Dianchini D., *Analyzing Consumer Behavior on Residential Energy Efficiency Using Fuzzy Logic Model*, IEEE Latin America Transactions, Vol 13, issue: 10, pages 3269-3276, 2015
- [96] Paska J., *Ekonomika w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2007

- [97] Paulus M., Borggreffe F., *Economic Potential of Demand Side Management in an industrialized country - the case of Germany*, 10th IAEE European Conference, 7-10 September, Vienna, 2009
- [98] Piegat A., *Modelowanie i sterowanie rozmyte*, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 1999
- [99] P.Pijarski, P. Kacejko, *Optymalizacja kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego przy wykorzystaniu metod heurystycznych*, Przegląd Elektrotechniczny 3/2014, str. 28-31
- [100] Piotrowski P., Kapler P., *Inteligentne cyfrowe liczniki energii elektrycznej jako element systemu Smart Power Grids – część 2*, elektro.info 9/2015, str. 86-90
- [101] Piotrowski P. J., Helt P., Kapler P., *The Impact of Smart Grids on Sustainable Development*, Acta Energetica 4/29, 2016, str. 97-104
- [102] Pflugradt N., Teuscher J., Platzer B., Schufft W., *Analysing low-voltage grids using a behaviour based load profile generator*, <http://www.icrepq.com/icrepq'13/308-pflugradt.pdf> (dostęp 12.01.2017)
- [103] Pipattanasomporn M., Kuzlu M., Rahman S., Teklu Y., *Load Profiles of Selected Major Household Appliances and Their Demand Response Opportunities*, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, No. 2, March 2014
- [104] Połomski M., Baron B., *Optimal Power Flow by Interior Point and Non Interior Point Modern Optimization Algorithms*, Acta Energetica 1/14, 2013, str. 1320139
- [105] Power Systems Test Case Archive, <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>
- [106] Rasolomampionona D.D., Robak S., Chmurski P., Tomasik G., *Przegląd istniejących mechanizmów DSR stosowanych na rynkach energii elektrycznej*, Rynek Energii 4/2010
- [107] Rau N. S., *Optimization Principles: Practical Applications to the Operation and Markets of the Electrical Power Industry*, John Wiley & Sons, 2003
- [108] Ribeiro P. F., Duque C. A., Ribeiro P.M., Cerqueira A. S., *Power Systems Signal Processing for Smart Grids*, Wiley, 2013
- [109] Richardson I., et al., *Domestic electricity use: a high-resolution energy demand model*, Energy and Buildings, 42(10), p 1878-1887, October 2010
- [110] Singh K., Padhy N. P, Sharma J., *Influence of Price Responsive Demand Shifting Bidding on Congestion and LMP in Pool-Based Day-Ahead Electricity Markets*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, No. 2, May 2011
- [111] Rosellon J. (Edit.), Kirstiansen T., *Financial Transmission Rights Analysis, Experiences and Prospects*, Springer 2013
- [112] Roossien B., *Mathematical quantification of near real-time flexibility for Smart Grids*, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), <http://www.flexines.org/publicaties/eindrapport/BIJLAGE14a.pdf> (dostęp 25.10.2016)
- [113] Sahriatzadeh F., Nirbhavane P., Srivastava A. K., *Locational Marginal Price for Distribution System Considering Demand Response*, North American Power Symposium (NAPS), 2012
- [114] Salehfar H., Noll P.J., LaMeres B.J., Nehrir M. H., Gerez V., *Fuzzy Logic-Based Direct Load Control of Residential Electric Water Heaters and Air Conditioners Recognizing Customer Preferences in a Deregulated Environment*, http://www.montana.edu/blameres/vitae/publications/d_conference_full/conf_full_006_fuzzy_control_heaters_ac.pdf (dostęp 12.01.2017)
- [115] Seshadri V., *Consumersim with reference to selected Home Appliances in Chennai*, Mittal Publications, New Delhi, 2006
- [116] Schipper L., Meyers S., *Energy Efficiency and Human Activity. Past Trends, Future Prospects*, Cambridge University Press, 1992

- [117] Sivanandam S.N., Sumathi S., Deepa S.N., *Introduction to fuzzy logic using MATLAB*, Springer, Berlin 2007
- [118] Stiphout A. van, Engels J., Guldentops D., Deconinck G., *Quantifying the Flexibility of Residential Electricity Demand in 2050: a Bottom-Up Approach*, PowerTech, IEEE Eindhoven, 2015
- [119] Swan L. G., Ugursal V. I., *Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13, Issue 8, pages 1819-1835, 2009
- [120] Toczyłowski E., *Optimalizacja procesów rynkowych przy ograniczeniach*, Wydawnictwo Exit, 2003
- [121] Tomczykowski J., *Udział gospodarstw domowych w obciążeniu KSE*, Energia Elektryczna, 01/2014, <http://www.cire.pl/pliki/2/udzialgospodarstwdomowychwobciazeniuukse.pdf> (dostęp 12.01.2017)
- [122] Tomczykowski J., *Zachowania odbiorców. Grupa taryfowa G*, Energia Elektryczna, luty 2013, http://www.cire.pl/pliki/2/zachowania_odbiorcow_grupag.pdf (dostęp 12.01.2017)
- [123] Tonder J. C. van, Lane I. E., *Disaggregation of the Domestic Load Profile*, Domestic Use of Electrical Energy Conference, 1988
- [124] Tsuji K., Sano F., Ueno T., Saeki O., T. Matsuoka, *Bottom-Up Simulation Model for Estimating End-Use Energy Demand Profiles in Residential Houses*, 2004 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings Proceedings, http://www.eceee.org/library/conference_proceedings/ACEEE_buildings/2004/Panel_2/p2_31/paper, 2004 (dostęp 12.01.2017)
- [125] Walker C. F., Pokoski J.L., *Residential Load Shape Modeling Based on Customer Behavior*, IEEE Power Engineering Review, Vol. PER-5, Issue: 7, pages 34-34, July 1985.
- [126] Wałęga A., *Wyposażenie w przedmioty trwałego użytkowania a spójność ekonomiczna gospodarstw domowych*, <http://ur.edu.pl/pliki/Zeszyt17/38.pdf> (dostęp 12.01.2017)
- [127] Wancerz M., Miller P., *Reakcja systemu elektroenergetycznego na deficyt mocy czynnej - problematyka węzła bilansującego*, Przegląd Elektrotechniczny 3/2015, str. 124-129
- [128] Wang H. *On the computation and application of multi-period security-constrained optimal power flow for real-time electricity market operations*, Ph. D. Thesis, Cornell University, May 2007, <https://ecommons.cornell.edu/handle/1813/7557> (dostęp 20.06.2017)
- [129] Wang H., Murillo-Sanchez C. E., Zimmerman R. D., Thomas R. J., *On Computational Issues of Market-Based Optimal Power Flow*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 3, 2007, pages 1185-1193.
- [130] Weber J. D., Overbye T. J., DeMarco C. L., *Inclusion of Price Dependent Load Models in the Optimal Power Flow*, Proceedings of the Thirty-First Hawaii International Conference on System Sciences, 1998
- [131] Wright M. H., *Why a pure primal Newton barrier step may be infeasible ?*, SIAM Journal on Optimization, 5(1), pages 1-12, 1995
- [132] Wu L., *Impact of price-based demand response on market clearing and locational marginal prices*, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 7, pp. 1087-1095, 2013
- [133] Xie K., Song Y. H., *Optimal Demand-Price Elasticity Modeling In Optimal Power Flow Via A Nonlinear Interior Point Method*, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000

- [134] Xie K. Song Y. H., *Power market oriented optimal power flow via an interior point method*, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 148, pages 549-556, 2001
- [135] Yan X., Wright D., Kumar S., Lee G., Ozturk Y., *Real-Time Residential Time-of-Use Pricing: A Closed-Loop Consumers Feedback Approach*, Seventh Annual IEEE Green Technologies Conference, 2015
- [136] Yohanis Y. G., Mondol J. D., Wright A., Norton B., *Real-life energy use in the UK: How occupancy and dwelling characteristics affect domestic electricity use*, Energy and Buildings 40 (2008) 1053–1059, 2008
- [137] R. Zajczyk, R. Kowalak, A. Zbroński, *Wykorzystanie logiki zbiorów rozmytych w określaniu lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym*, Elektroenergetyka nr 3-4, str. 54-64, 2012
- [138] Zerka M., *Segment bilansujący rynku energii elektrycznej w Polsce. Podstawowe uwarunkowania wdrożenia i rozwoju*. <http://www.towarowa-gielta-energii.cire.pl/publikacje/gielta/art007.pdf> (dostęp 13.02.2017)
- [139] Zhang T., Siebers Peer-Olaf, Aickelin U., *A three-dimensional model of residential energy consumer archetypes for local energy policy design in the UK*, Energy Policy, Vol. 47, pages 102-110, 2012
- [140] Zhong S., Broadwater R., Steffel S., *Wavelet Based Load Models from AMI Data*, <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1512/1512.02183.pdf> (dostęp 12.01.2017)
- [141] Ziemianek S., *Stany ustalone w systemach elektroenergetycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2014
- [142] Ziemianek S., *Przesył energii w ujęciu techniczno-ekonomicznym*, Rękopis, 2016
- [143] Zimmerman R.D., Murillo-Sanchez C. E., *MATPOWER 5.0 User's Manual*, December 17, 2014, Power Systems Engineering Research Center (Pserc)
- [144] Zimmerman R. D., Murillo-Sanchez C. E., Thomas R. J., *MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tool for Power Systems Research and Education*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011.
- [145] Zivic Djurovic M., Milacic A., Krsulja M., *A simplified model of quadratic cost function for thermal generators*, Annals of DAAAM for 2012 & Proceedings of the 23rd International DAAAM Symposium, Volume 23, No.1, Austria 2012
- [146] Zuniga K.V., Castilla I., Aguilar R.M., *Using fuzzy logic to model the behavior of residential electrical utility customers*, Applied Energy, 115 (2014), 384-393, 2014
- [147] Żmuda K., *Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wybrane zagadnienia z przykładami*, Politechnika Śląska, 2011