

**AGH**

**AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE**

**WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, AUTOMATYKI,  
INFORMATYKI I INŻYNIERII BIOMEDYCZNEJ**

**KATEDRA ENERGEOELEKTRONIKI I AUTOMATYKI SYSTEMÓW PRZETWARZANIA  
ENERGII**

## Rozprawa doktorska

**ZARZĄDZANIE ŹRÓDŁAMI ROZPROSZONYMI W ASPEKTCIE BILANSOWANIA  
HANDLOWEGO I TECHNICZNEGO. AGREGACJA ŹRÓDEŁ.**

mgr inż. Edmund Ciesielka

Promotor:

prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka

Promotor wspomagający:

dr inż. Paweł Dybowski

Kraków, 2019

Składam bardzo serdeczne podziękowania  
Panu Prof. dr hab. inż. Zbigniewowi Hanzelce  
oraz Panu dr inż. Pawłowi Dybowskiemu  
za cenne wskazówki i udzieloną pomoc  
podczas pisania niniejszej pracy.

## Streszczenie

*Wychodząc naprzeciw potrzebom Krajowego Systemu Elektroenergetycznego powstała koncepcja wykorzystania źródeł rozproszonych ze szczególnym uwzględnieniem agregatów rezerwowych, w czasie wzrostu zapotrzebowania na energię w KSE. Koncepcja ta została przeanalizowana pod kątem korzyści ekonomicznych i możliwości technicznych. Istotnym problemem jest dyspozycyjność źródeł w odpowiedzi na polecenie dodatkowej produkcji energii. Funkcjonujące w Polsce programy DSM (Demand Side Management - zarządzanie lub sterowanie popytem na energię elektryczną) nie stanowią atrakcyjnej oferty z punktu widzenia odbiorców dysponujących rezerwowymi źródłami energii elektrycznej. Koncepcja wykorzystania źródeł rozproszonych dla celów zapewnienia odpowiedniej ilości energii elektrycznej we wskazanych godzinach doby stanowi realną szansę na zagwarantowanie dodatkowej mocy KSE, przy zachowaniu minimum kosztów inwestycyjnych i efektywnym wykorzystaniu źródeł. Kluczowym dla odbiorców energii jest zachowanie komfortu poboru energii w ilości przez nich wymaganej, co w przypadku programów klasy DSR (Demand Side Response, opartych o redukcję poboru energii w wybranych godzinach, nie jest spełnione. Wykorzystanie źródeł wytwórczych odbiorców nie wymusza natomiast zmiany ich zachowań.*

*Celem pracy jest odpowiedź na pytania: jak w efektywny technicznie i ekonomicznie sposób wykorzystać moc źródeł rozproszonych (w tym agregatów rezerwowych), jakie są przydatne elementy infrastruktury wspomagające wykorzystanie źródeł rozproszonych dla celów wytwórczych energii elektrycznej oraz jak energię wytworzoną przez te źródła należy rozliczać? Alternatywą dla kapitałochłonnej budowy nowych bloków energetyki zawodowej jest wykorzystanie zasobów wytwórczych rozproszonych na obszarze całego kraju. Odbiorcy przemysłowi i drobni przedsiębiorcy posiadają w swoich zasobach źródła, które obecnie w żadnym stopniu nie podlegają centralnemu sterowaniu. Zasoby te w obliczu problemów KSE np. w godzinach szczytowych mogą stanowić istotny element wytwórczy. Pełniejsze wykorzystanie wytwarzanej energii umożliwiają coraz bardziej powszechne technologie magazynowania energii oraz techniki aktywnego zarządzania stroną popytową. Rozwiązania tego typu można zaliczyć do kategorii elektrowni wirtualnych. W tej sytuacji można sformułować następującą tezę: istnieje możliwość wykorzystania zasobów wytwórczych energii elektrycznej źródeł rozproszonych w tym agregatów rezerwowych, dla zapewnienia energetycznego bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a także istnieje możliwość efektywnego rozliczania energii wytworzonej i wprowadzonej lub celowo niewprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez te źródła.*

*W celu udowodnienia niniejszej tezy przedstawiono w pracy analizy niezbędne do określenia technicznych i ekonomicznych możliwości wykorzystania rezerwowych źródeł energii elektrycznej do uzupełnienia produkcji energii w okresach występowania wysokich cen. Jako źródła energii w przeprowadzonych badaniach wykorzystano głównie rezerwowe generatory prądotwórcze. Podstawą przeprowadzonych analiz były poziomy cen energii elektrycznej za okres 2015-2018 na rynku energii, ich wzajemne korelacje (Rynek Bilansujący i Towarowa Giełda Energii), częstotliwość występowania wysokich cen, ich rozkład tygodniowy oraz miesięczny. Wyniki przeprowadzonych analiz dały również odpowiedź na pytanie: czy istnieje ekonomiczne uzasadnienie funkcjonowania i wykorzystania źródeł rozproszonych na rynku energii elektrycznej? Wyniki prac są podstawą do opracowania prognoz zmian opłacalności agregowania źródeł rezerwowych w warunkach zmieniających się cen energii.*

## Summary

*In order to meet the needs of the National Power System, the concept of using dispersed sources with particular emphasis on reserve aggregates during the growth of energy demand in the NPS was developed. This concept has been analyzed in this thesis, in terms of economic benefits and technical possibilities. An important problem is the availability of sources in response to the command of additional energy production. The DSM (Demand Side Management) programs operating in Poland do not constitute an attractive offer from the point of view of recipients who have reserve sources of electricity. The concept of using dispersed sources for purposes of ensuring an adequate amount of electricity at the indicated hours of the day is a real chance to guarantee additional power to NPS, while maintaining minimum investment costs and effective use of sources. The key to energy consumers is to maintain the comfort of energy consumption in the amount required by them, which in the case of DSR class programs (Demand Side Response, based on reduction of energy consumption at selected hours) is not met.*

*The aim of the work is to answer the following questions: how to use the power of distributed sources (including reserve aggregates) in a technically and economically efficient way, what are the useful infrastructure elements supporting the use of distributed sources for electricity generation purposes and how the energy generated by these sources should be accounted for? An alternative to capital-intensive construction of new blocks of professional power engineering is the use of generation resources scattered throughout the country. Industrial recipients and small entrepreneurs have sources in their resources, which are currently not subject to central control in any way. These resources in the face of problems of the National Power System, eg during peak hours, can be an important production element. More and more widespread use of generated energy is possible thanks to increasingly common technologies of energy storage and active demand management techniques. These types of solutions can be included in the category of virtual power plants. In this situation, one can formulate the following thesis: it is possible to use the electricity generation resources of dispersed sources, including reserve aggregates, to ensure the energy security of the National Power System, and it is also possible to effectively account for the energy generated and introduced or intentionally not introduced into the electricity network by these sources.*

*In order to prove this thesis, the analysis necessary to determine the technical and economic possibilities of using reserve energy sources to supplement energy production in periods of high prices was presented in the thesis. As energy sources in the conducted tests, mainly backup generators were used. The basis of the conducted analyzes were electricity price levels for the period 2015-2018 on the energy market, their mutual correlations (Balancing Market and Polish Power Exchange), the frequency of high prices, their weekly and monthly distribution. The results of the analyzes carried out also gave an answer to the question: is there an economic justification for the functioning and use of dispersed sources on the electricity market? The results of the work are the basis for the development of forecasts of changes in the profitability of aggregation of reserve sources in the conditions of changing energy prices.*

## Spis treści

Wykaz skrótów i oznaczeń .....	7
1 Wprowadzenie .....	8
1.1 Cel pracy .....	9
1.2 Teza pracy .....	10
1.3 Cele szczegółowe .....	10
1.4 Omówienie struktury pracy – treść rozdziałów .....	11
2 Zasady bilansowania handlowo-technicznego źródeł rozproszonych w KSE .....	12
2.1 Rynek energii elektrycznej .....	12
2.1.1 Zasady bilansowania technicznego KSE .....	14
2.1.2 Rynek bilansujący .....	18
2.1.3 <i>Demand Side Response</i> – Odpowiedź Strony Popytowej .....	21
2.1.4 Rozwój rynku .....	23
3 Zasoby wytwórcze .....	26
3.1.1 Elektrownie zawodowe .....	26
3.1.2 Źródła rozproszone .....	26
3.1.3 Charakterystyka źródeł rozproszonych .....	28
3.1.4 Statystyka mocy zainstalowanej .....	34
3.1.5 Klasyfikacja źródeł rozproszonych .....	37
4 Ocena zasadności wykorzystania źródeł rozproszonych .....	40
4.1 Analiza funkcjonowania KSE .....	40
4.1.1 Zapotrzebowanie na moc w KSE .....	40
4.1.2 Generacja źródeł konwencjonalnych .....	47
4.2 Analiza cen energii rynku hurtowego .....	57
4.2.1 Analiza cen SPOT .....	57
4.2.2 Analiza optymalnego czasu wykorzystania cen .....	70
4.2.3 Oszacowanie kosztów wykorzystania źródeł rozproszonych .....	71
4.3 Podsumowanie analizy .....	72

5	Model zarządzania generacją rozproszoną .....	73
5.1	Ogólna charakterystyka zarządzania generacją rozproszoną .....	73
5.1.1	Założenia .....	73
5.1.2	Beneficjenci.....	77
5.1.3	Zasady rozliczeń.....	78
6	Testy możliwości wykorzystania agregatów prądotwórczych .....	81
6.1	Test 1 – praca równoległa z siecią elektroenergetyczną.....	85
6.2	Test 2 – praca wyspowa generatora.....	91
6.2.1	Pomiary zasilania odbiorników oczyszczalni w trakcie eksperymentu. ....	94
6.2.2	Pomiary od strony generatora prądotwórczego .....	96
6.3	Podsumowanie przeprowadzonych eksperymentów. ....	100
7	Wykorzystanie koncepcji wirtualnej elektrowni .....	101
7.1.1	Wykorzystanie wirtualnej elektrowni - scenariusz minimalizacji zakupu energii z sieci	105
7.1.2	Wykorzystanie wirtualnej elektrowni - scenariusz produkcji.....	106
8	Podsumowanie.....	112
9	Bibliografia.....	114
10	Spis rysunków .....	119
11	Spis tabel .....	124

## Wykaz skrótów i oznaczeń

BAT	–	( <i>Best available technology</i> ) najlepsze dostępne techniki – zgodnie z dyrektywą IPPC standard służący określaniu wielkości emisji zanieczyszczeń dla większych zakładów przemysłowych w UE.
CRO	–	Cena Rozliczeniowa Odchylenia
DSM	–	( <i>Demand Side Management</i> ) zarządzanie lub sterowanie popytem (na energię elektryczną)
DSR	–	( <i>Demand Side Reponse</i> ) odpowiedź strony popytowej
GR	–	Generacja Rozproszona
IPPC	–	( <i>Integrated Pollution Prevention and Control</i> ) zintegrowane zapobieganie i ograniczenie zanieczyszczeń
JG	–	Jednostka Grafikowa
JGw	–	Jednostka Grafikowa wytwórcza
JGo	–	Jednostka Grafikowa odbiorcza
JGwa	–	Jednostka Grafikowa wytwórcza aktywny
JGwp	–	Jednostka Grafikowa wytwórcza pasywny
JGoa	–	Jednostka Grafikowa odbiorca aktywny
JWCD	–	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KSE	–	Krajowy System Elektroenergetyczny
MB	–	Miejsce Bilansowania
nJWCD	–	Jednostka Wytwórcza niedysponowana Centralnie
OSD	–	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	–	Operator Systemu Przesyłowego
OTC	–	( <i>Over the Counter</i> ) Transakcja bezpośrednia – zawierana bez pośredników (np. Pozagiełdowa)
PPE	–	Punkt Poboru Energii
RDN	–	Rynek Dnia Następnego
RB	–	Rynek Bilansujący
SPOT	–	Umowa/transakcja realizowana natychmiast
TGE	–	Towarowa Giełda Energii
WK	–	Węgiel Kamienny
WB	–	Węgiel Brunatny

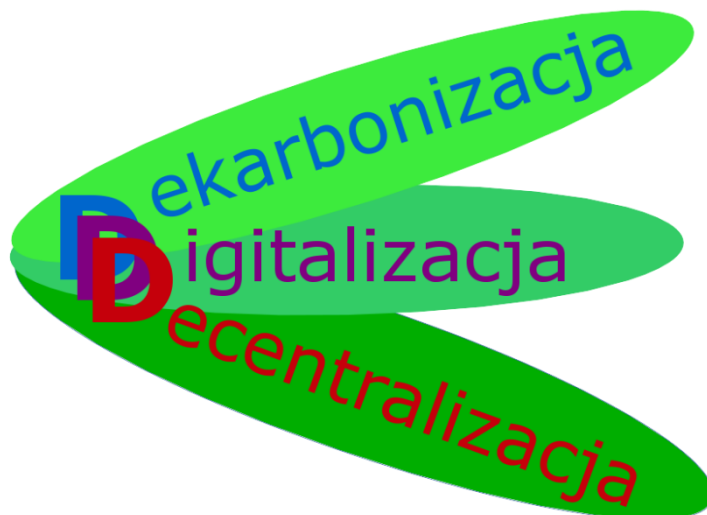
# 1 Wprowadzenie

W obecnych czasach dokonuje się swoista rewolucja w świecie energii elektrycznej. Rozwój, a właściwie transformacja sektora energetycznego prowadzona jest w duchu trzech wartości, skrótowo określanych jako 3 x D [1].

**Dekarbonizacja**, czyli odchodzenie od energetyki konwencjonalnej na rzecz technologii przyjaznych środowisku, związanych z eliminacją emisji CO<sub>2</sub>.

**Digitalizacja**, którą można rozumieć jako cyfryzację. Wpływa ona na wzrost zasobów informacyjnych energetyki – powstają bazy danych zawierające dane zarówno techniczne, jak i handlowe, co przekłada się na lepszą dynamikę i jakość zarządzania.

**Decentralizacja**, czyli zmiana sposobu zarządzania sektorem energetycznym. Stanowi ona odejście od modelu monopolistycznej pozycji dużych przedsiębiorstw na rzecz energetyki często nie stanowiącej *core business* przedsiębiorców zapewniających wytwarzanie, przesył, dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej w KSE (Krajowym Systemie Elektroenergetycznym).

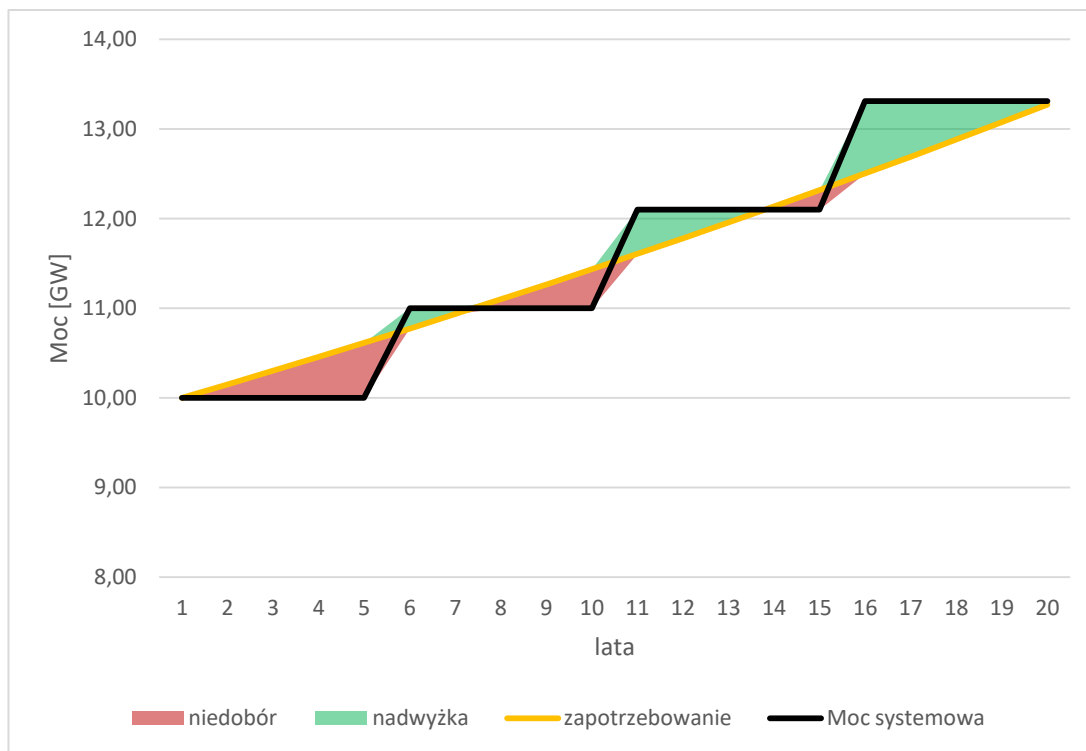


Rys. 1.1 Trendy energetyki krajowej 3xD (opracowanie własne).

Obecnie energia elektryczna w Polsce w około 80% wytwarzana jest w źródłach konwencjonalnych, wykorzystujących węgiel kamienny lub brunatny [30]. Wynika to głównie z zasobów naturalnych Kraju – dostęp do węgla jest nadal, pomimo wielu lat jego eksploatacji, stosunkowo łatwy.

Charakterystyka wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach węglowych w skali makroskopowej powoduje, że przyrost mocy realizowany poprzez nowe inwestycje charakteryzuje się dużymi skokami jednostkowymi (następującymi przez budowę dużych bloków wytwórczych o mocy jednostkowej ok. 1000 MW), podczas gdy przyrost zapotrzebowania jest ciągły. Rys. 1. obrazuje tą sytuację.





Rys. 1.2. Zależność przyrostu popytu i podaży mocy w Krajowym Systemie

Można przyjąć, że celem efektywnego zarządzania systemem jest wytwarzanie energii w wielkości niezbędnej na pokrycie aktualnego zapotrzebowania. Oznacza to, że różnica pomiędzy mocą dostępną a wymaganą powinna być minimalna, zgodna z zapotrzebowaniem i uwarunkowaniami technicznymi – stąd wzrost mocy w KSE powinien postępować zbieżnie do przyrostu zapotrzebowania w sieci. **Można założyć, że celem zarządzania systemem jest maksymalizacja wykorzystania źródeł wytwórczych, zarówno w aspekcie wytwarzania energii jak również uzyskania akceptowalnego wyniku ekonomicznego (np. uzyskania założonego okresu zwrotu kosztów inwestycyjnych źródła wytwórczego).**

Powyższa teza pozostaje w sprzeczności z koncepcją inwestycji systemowych o dużej mocy jednostkowej (przy założeniu wyłącznie przyrostu mocy, bez uwzględnienia konieczności jej zastępowania w KSE). Stąd pojawia się wymaganie znalezienia alternatywnego sposobu zapewnienia energii w sieci, w ilości odpowiadającej bieżącemu zapotrzebowaniu.

## 1.1 Cel pracy

Wychodząc naprzeciw potrzebom Krajowego Systemu Elektroenergetycznego powstała koncepcja wykorzystania źródeł rozproszonych ze szczególnym uwzględnieniem agregatów rezerwowych, w czasie wzrostu zapotrzebowania na energię w KSE. Koncepcja ta została przeanalizowana w niniejszej pracy, pod kątem korzyści ekonomicznych i możliwości technicznych. Istotnym problemem jest dyspozycyjność źródeł w odpowiedzi na polecenie dodatkowej produkcji energii. Funkcjonujące w Polsce programy DSM (*Demand Side Management* - zarządzanie lub sterowanie popytem na energię elektryczną) nie stanowią atrakcyjnej oferty z punktu widzenia odbiorców dysponujących rezerwowymi źródłami energii elektrycznej. Wynagrodzenie za wprowadzenie energii do sieci oraz uczestnictwo w programach typu DSM powinno być odpowiednio wysokie, aby zachęcać podmioty gospodarcze do udziału w nich. Zachęta finansowa dla podmiotów uczestniczących w programach DSM może jednak spowodować istotny wzrost kosztów zmiennych

pozyskania energii dla KSE. Koncepcja wykorzystania źródeł rozproszonych dla celów zapewnienia odpowiedniej ilości energii elektrycznej we wskazanych godzinach doby stanowi realną szansę na zagwarantowanie dodatkowej mocy KSE, przy zachowaniu minimum kosztów inwestycyjnych i efektywnym wykorzystaniu źródeł. Kluczowym dla odbiorców energii jest zachowanie komfortu poboru energii w ilości przez nich wymaganej, co w przypadku programów klasy DSR (*Demand Side Reponse*, opartych o redukcję poboru energii w wybranych godzinach, nie jest spełnione. Wykorzystanie źródeł wytwórczych odbiorców nie wymusza natomiast zmiany ich zachowań [21], [3], [4].

Celem pracy jest odpowiedź na pytania: jak w efektywny technicznie i ekonomicznie sposób wykorzystać moc źródeł rozproszonych (w tym agregatów rezerwowych), jakie są przydatne elementy infrastruktury wspomagające wykorzystanie źródeł rozproszonych dla celów wytwórczych energii elektrycznej oraz jak energię wytworzoną przez te źródła należy rozliczać. W przeprowadzonych analizach nie badano wpływu generatorów rezerwowych przyłączonych synchronicznie do sieci na warunki zwarciowe w Puncie ich przyłączenia.

## 1.2 Teza pracy

W ostatnich latach obserwowany jest coroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE). Zmienia się także charakterystyka profilu poboru mocy - minimalny pobór rośnie równie dynamicznie. Energetyka konwencjonalna w Polsce, oparta na technologii spalania węgla, nie jest przystosowana do wytwarzania energii w sposób dający możliwość elastycznego sterowania podażą energii w wybranych godzinach doby - a takie zmiany coraz częściej są obserwowane. Przy tym rosnąca wielkość energii wytwarzanej przez uzależnione od warunków atmosferycznych źródła odnawialne, potęguje problem zawodowych elektrowni w dostosowaniu jej profilu wytwórczego do bieżącego zapotrzebowania. W obliczu tych zmian energetyka zawodowa wymaga wsparcia realizowanego innymi formami generacji energii elektrycznej, tańszymi i bardziej powszechnymi z uwagi na mniejsze koszty inwestycyjne. Alternatywą dla kapitałochłonnej budowy nowych bloków energetyki zawodowej jest wykorzystanie zasobów wytwórczych rozproszonych na obszarze całego kraju. Odbiorcy przemysłowi i drobni przedsiębiorcy posiadają w swoich zasobach źródła, które obecnie w żadnym stopniu nie podlegają centralnemu sterowaniu. Zasoby te w obliczu problemów KSE np. w godzinach szczytowych mogą stanowić istotny element wytwórczy. Pełniejsze wykorzystanie wytwarzanej energii umożliwiają coraz bardziej powszechne technologie magazynowania energii oraz techniki aktywnego zarządzania stroną popytową. Rozwiązania tego typu można zaliczyć do kategorii elektrowni wirtualnych.

W tej sytuacji można sformułować następującą tezę: *istnieje możliwość wykorzystania zasobów wytwórczych energii elektrycznej źródeł rozproszonych w tym agregatów rezerwowych, dla zapewnienia energetycznego bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a także istnieje możliwość efektywnego rozliczania energii wytworzonej i wprowadzonej lub celowo niewprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez te źródła.*

## 1.3 Cele szczegółowe

1. Analiza sytuacji na rynku wytwórczym energii elektrycznej, wraz ze szczegółowym wskazaniem trendów rynkowych. Szczegółowo zaprezentowano strukturę wytwórczą z punktu widzenia rynkowości wytwarzania energii elektrycznej. Istotnym wnioskiem dotyczącym rynku wytwórców jest fakt zmieniającej się charakterystyki poboru, a co za tym idzie potrzeba rozwoju sterowalnych źródeł energii, najlepiej wykorzystujących paliwa odnawialne (wiatr, woda, słońce).

2. Sformułowanie odpowiedzi na pytania dotyczące opłacalności wytwarzania energii w długim horyzoncie czasowym. Na podstawie analiz historycznych danych można jednoznacznie stwierdzić, że dzisiejszy rynek energii nie zagwarantuje długoterminowej stopy zwrotu z inwestycji w duże źródła wytwórcze. W pracy opisano istotny trend rozwoju energetyki rozproszonej, czyli takiej w której ciężar wytwórczy spoczywa na podmiotach niespecjalizujących się w działalności producenta energii. Rozwój tej formy produkcji energii elektrycznej determinowany jest wieloma czynnikami technicznymi, legislacyjnymi i ekonomicznymi (poziom cen energii el.), co powoduje trudność w jego prognozowaniu.
3. Sposoby zarządzania popytem są rozwijane od wielu lat na różnych rynkach energii na świecie. W Polsce rynek DSR rozwija się nieustannie i z pewnością zyskuje coraz większą popularność. Pojawia się coraz więcej podmiotów oferujących tę usługę w postępowaniach przetargowych organizowanych przez PSE [31]. W pracy poruszono problem związany z różnorodnością programów uczestnictwa aktywnego odbiorców. Kluczowym jest tu udział podmiotów dysponujących własnym mikrowytwarzaniem (np. agregatami prądotwórczymi). Została podjęta próba opisu możliwości wdrożenia nowego programu, który umożliwi efektywne zarządzanie i wykorzystanie energii produkowanej wewnątrz u odbiorców.

#### **1.4 Omówienie struktury pracy – treść rozdziałów**

W rozdziale 2 i 3 pracy dokonano krótkiej charakterystyki rynku energii elektrycznej w Polsce z uwzględnieniem zasad bilansowania produkowanej i zużywanej energii elektrycznej. Określone zostały warunki wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej. Na tym tle dokonano próby scharakteryzowania potencjału generacji rozproszonej. W kolejnych podrozdziałach scharakteryzowano typowe źródła generacji rozproszonej oraz podjęto próbę ich klasyfikacji.

W rozdziale 4 przedstawiono ocenę możliwości wykorzystania źródeł rozproszonych do świadczenia usługi DSR na bazie analiz zapotrzebowania i cen energii elektrycznej na rynku giełdowym i bilansującym w latach 2015-2017.

W rozdziale 5 przedstawiono model zarządzania generacją rozproszoną ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania zagregowanych źródeł rezerwowych.

W Rozdziale 6 opisano wyniki wykonanych testów możliwości wykorzystania agregatów rezerwowych. Pierwszy test obejmował pracę źródła rezerwowego dostarczającego energię bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, natomiast drugi - pracę źródła na sieć wydzieloną (wyspowa).

W rozdziale 7 Przedstawiono możliwość wykorzystania źródła rezerwowego jako elementu służącego do bilansowania energii elektrycznej w obrębie wirtualnej elektrowni.

## 2 Zasady bilansowania handlowo-technicznego źródeł rozproszonych w KSE

Podstawową cechą odróżniającą energię elektryczną od innych towarów rynkowych jest brak powszechnej możliwości jej magazynowania. Oznacza to, że energia elektryczna jest produktem wymagającym równoważenia ilości wytwarzanej i konsumowanej w danej chwili. Obecnie, w przypadku energii elektrycznej nie mamy do czynienia z potencjałem redukcji kosztów poprzez realokację produkcji, czyli bezpośrednie przeniesienie kosztów wytwarzania i dostarczania energii. Byłoby to możliwe w przypadku zmiany zasad taryfikowania cen usług przesyłowych i dystrybucyjnych (taryfy węzłowe) [13]. Wytworzenie, dostarczenie i wykorzystanie energii elektrycznej są ściśle powiązane i wymuszają niestandardowe mechanizmy rynkowe. Powinny być to mechanizmy, które w obliczu powszechności produktu pozwolą na uczciwy dostęp dla odbiorców przy zachowaniu konkurencyjności wytwórców i spółek obrotu. Popyt i podaż wymagają sterowania w taki sposób, aby w momencie dostawy zostały zrównoważone, czyli zbilansowane. Na rynku energii elektrycznej, skoncentrowanym wokół największych wytwórców po stronie produkcji, sterowanie wytwarzaniem energii jest bardziej naturalne niż sterowanie popytem rozproszonym u wszystkich odbiorców, który w takiej sytuacji jest praktycznie niesterowalny. Dodatkowo, bilansowanie techniczne musi być wspomagane mechanizmem optymalizacji kosztowej i regulacji tak, aby naturalny monopol wytwórczy nie powodował wzrostu cen nieadekwatnego do wzrostu kosztów wytwarzania [55].

### 2.1 Rynek energii elektrycznej

Polska jako członek Unii Europejskiej prowadzi wszelkie działania związane z dostosowaniem lokalnych standardów rynkowych do standardów europejskich. Wspólnota Europejska definiuje wolny rynek jako cztery podstawowe swobody rynkowe [19], [46]:

- 1) swobodny przepływ towarów
- 2) swobodny przepływ usług
- 3) swobodny przepływ kapitału
- 4) swobodny przepływ osób.

Co istotne, założenia Unii Europejskiej opierają się właśnie na potrzebie ujednoczenia rynków, które poprzez swój wzrost uzyskają podwyższenie konkurencyjności poszczególnych gałęzi gospodarki. W konsekwencji, klienci będą mogli korzystać z najlepszych produktów w najniższych możliwych cenach. Podobnie rzecz się ma w przypadku energii elektrycznej. Wdrożenie swobody działalności na tak specyficznym rynku wymagało dużo większej pracy – ponieważ sama definicja produktu jakim jest energia elektryczna różniła się w poszczególnych krajach Europy. Celem wdrożenia konkurencyjności na rynku energii został wprowadzony mechanizm „unbundlingu”, czyli rozdzielenia funkcji dostarczania energii od jej sprzedaży. Podobne mechanizmy zostały wprowadzone na rynku telekomunikacyjnym, gdzie monopolisci zostali zobligowani do udostępniania infrastruktury lokalnej nowym podmiotom rynkowym [25]. Wdrożenie *unbundlingu* w Polsce nastąpiło w 2007 roku. Wcześniej funkcjonowały już przedsiębiorstwa wytwórcze, które były rozliczane na podstawie długoterminowych umów z centralnymi sprzedawcami energii (zakładami energetycznymi). Zmiany, które nastąpiły wówczas na rynku, zaowocowały jasnym podziałem funkcjonalnym na rynku energii elektrycznej [67]:

- 1) Wytwórcy są odpowiedzialni za produkcję energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej. Rozliczenia wytwórców oparte są na zasadach wolnorynkowych. Mają oni swobodę w zawieraniu kontraktów hurtowych ze spółkami obrotu, przy czym Ustawodawca reguluje sprzedaż energii poprzez nakładanie tzw. obliża giełdowego [27] na niektóre źródła wytwórcze.
- 2) Operator Systemu Przesyłowego (OSP). W Polsce funkcję tę realizuje jeden podmiot – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.). W krajach europejskich funkcjonują również modele kilku OSP na terenie danego kraju (np. w Niemczech [28]). Działalność OSP jest działalnością podlegającą całkowitej regulacji ze strony Urzędu Regulacji Energetyki. Jedynym źródłem przychodu PSE jest przychód regulowany, uzyskiwany na podstawie taryfy OSP. Dodatkowo w Polsce OSP pełni rolę Operatora Rynku – jest odpowiedzialny za prowadzenie rozliczeń rynku bilansującego jak i za techniczne utrzymanie bilansu popytu i podaży w kraju.
- 3) Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD). W Polsce rolę tę pełni wiele podmiotów gospodarczych. Wyróżnia się dwa rodzaje operatorów: operatorzy przyłączeni (OSD) i nieprzyłączeni (OSDn) do sieci OSP. Ci pierwsi są bezpośrednio uczestnikami Rynku Bilansującego, natomiast OSDn są traktowani na zasadzie odbiorcy w sieci OSD. Cechą łączącą te dwie grupy jest pełna regulacja przychodu uzyskiwanego z dostarczania energii elektrycznej do odbiorców. OSD i OSDn podlegają taryfowaniu URE – nie mają prawa rozliczać się z odbiorcami na podstawie innych stawek, niż zatwierdzone przez Prezesa URE. Co ważne, w przypadku OSD, OSDn, ale i OSP, elementem przychodu taryfowego jest zwrot z kapitału zaangażowanego – jest to finansowa rekompensata prowadzonych inwestycji sieciowych. Ma ona zagwarantować ciągły wzrost jakości infrastruktury technicznej sieci elektroenergetycznej, przez co powinna zwiększać się pewność zasilania.
- 4) Spółki obrotu prowadzą „wirtualną” działalność na rynku energii elektrycznej w Europie. Stanowią one jedyną część łańcucha dostawy energii nie opartą na aktywach. Spółki obrotu prowadzą wymianę energii elektrycznej na poziomie kontraktów handlowych. Energia wyprodukowana przez wytwórców zostaje wprowadzona na rynek hurtowy, gdzie spółki obrotu dokonują transakcji w horyzontach czasowych krótko- i długoterminowych. Fizyczna dostawa energii jest jednym z wariantów sprzedaży energii, natomiast na rynku funkcjonuje rozwinięta gałąź spekulacyjna, gdzie fizyczna dostawa energii nie musi nigdy się zrealizować. Obecnie w Polsce funkcjonuje ponad 400 podmiotów posiadających aktywne koncesje na obrót energią elektryczną, przy czym aktywną działalność na rynku prowadzi znacznie mniejsza ilość spółek.

Powyżej opisane podmioty funkcjonują według ustalonych zasad, których tworzeniu przewodziła myśl o możliwie najwyższym poziomie urynkowieniu handlu energią w krajach Europy. Pozostawienie wytwarzania i dystrybucji bez wydzielenia działalności obrotu spowodowałoby, że odbiorca końcowy miałby możliwość wyboru tylko jednej spółki (tej do której jest fizycznie przyłączony). Co za tym idzie na rynku nie występowałby aspekt konkurencyjności, który to stymuluje minimalizację kosztów dostawy energii.

Jedynym źródłem przychodów spółek obrotu jest zysk ze sprzedaży energii. Marża generowana w procesie sprzedaży energii elektrycznej w działalności spółek obrotu podlega maksymalizacji wyłącznie na warunkach rynkowych.

Należy wyróżnić dwa poziomy kreowania konkurencyjności:

- 1) Wytwórcy w pierwszym etapie, a spółki obrotu w kolejnym, konkurują względem siebie ceną energii elektrycznej, niezależnie od technologii jej wytworzenia. Energia kontraktowana jest w zakładanym horyzoncie czasu (kontrakty typu *FORWARD*). Najpopularniejszym kontraktem hurtowym jest kontrakt roczny *BASE*, oznaczający fizyczną dostawę jednakowej ilości energii w każdej godzinie roku. Ponadto funkcjonują kontrakty *PEAK5*, zakładające wyłącznie dostawę energii w godzinach 7-22 w dni robocze. Dopuszcza się w obrocie pozagiełdowym pełną dowolność kontraktów hurtowych – wszystkie muszą zostać zgłoszone przed okresem dostawy do Operatora Rynku, który bierze je pod uwagę przy wyznaczaniu planu pokrycia zapotrzebowania na energię.
- 2) Konkurencja w dostawie do odbiorców końcowych – tu wyłącznie konkurują spółki obrotu. Zapewnienie energii jest jednym z elementów oferty. Poza tym odbiorcy końcowi realizują dodatkowe obowiązki zakupu świadectw pochodzenia energii poprzez spółki obrotu. Te obowiązki są również elementem konkurencyjności oferty sprzedaży energii elektrycznej.

Mówiąc zatem o rynku energii elektrycznej należy mieć świadomość, że duża jego część podlega regulacji i ograniczeniom. Istnieje jednak konkurencyjność, która zgodnie z założeniem ma doprowadzić do jak najkorzystniejszej oferty dla odbiorców końcowych.

### 2.1.1 Zasady bilansowania technicznego KSE

Model rynku elektroenergetycznego w Polsce zakłada funkcjonowanie odrębnych działalności wytwarzania, przesyłu, dystrybucji oraz sprzedaży. O ile pierwsze trzy elementy łańcucha są ściśle powiązane z infrastrukturą, o tyle działalność spółek obrotu jest oparta na rynku abstrakcyjnym. Istotne jest to, że krajowy rynek energii elektrycznej działa w modelu tzw. „miedzianej płyty”<sup>1</sup>, czyli przyjęcia na poziomie ogólnokrajowym, że koszt dostarczenia jednostki energii do odbiorcy jest niezależny od jego lokalizacji. Oznacza to, że lokalny charakter produktu jakim jest energia elektryczna został sztucznie rozszerzony na obszar całego kraju. W latach 70. pojawiły się pierwsze wzmianki w debacie publicznej związane z wdrożeniem rozliczenia węzłowego [13]. Ceny węzłowe zakładają zróżnicowanie kosztu dostarczenia energii poprzez uwzględnienie w nim ograniczeń systemowych. Przekładając to na przykład Polski – mieszkańcy Śląska, gdzie infrastruktura sieciowa jest wysoko rozwinięta, płaciliby zdecydowanie mniej za dostarczenie energii elektrycznej, niż mieszkańcy Białegostoku. Przy czym mechanizm cen węzłowych sam w sobie też ma wiele odmian i nie jest pozbawiony wad. Kluczowym ograniczeniem tego rodzaju modelu rynku jest identyfikacja wytwórców posiadających przewagę rynkową. Bez rozwiniętej infrastruktury nie zaleca się rozwoju rynku lokalnego i dlatego w Polsce prawdopodobnie na długi czas pozostanie stosowany model pomijający zróżnicowanie kosztu dostawy energii, czyli „miedzianej płyty”.

Brak możliwości taniego i efektywnego magazynowania energii elektrycznej powoduje potrzebę zapewnienia równowagi popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Wymusza przez to w pewnym sensie ujęcie w modelu rynku szczególnej roli Operatora. Rolą Operatorów jest utrzymywanie tzw. bilansu technicznego sieci. Wytwórcy konkurujący między sobą na poziomie rynku hurtowego nie są odpowiedzialni za utrzymywanie parametrów jakościowych dostawy energii w sieci, poza wydanymi warunkami przyłączeniowymi. Aktywna konkurencja w obszarze wytwarzania w celu maksymalizacji zysków może wymuszać wysoką, zbliżoną do maksimum zdolności produkcję energii. Dlatego Krajowym Systemem Elektroenergetycznym steruje Operator Systemu, poprzez regulację wytwarzania energii w elektrowniach systemowych.

---

<sup>1</sup> Model rynku energii elektrycznej, którego założeniem jest pominięcie ograniczeń fizycznych w procesach handlowych – rynek nie obejmuje kwestii przesyłu energii, a jedynie jej wytworzenie i handel.

Utrzymanie odpowiedniego bilansu energii wytwarzanej i zużywanej jest kluczowym wyzwaniem dla rynku energii elektrycznej. Na Rys. 2.1 zaprezentowano porównanie profilu zapotrzebowania KSE z kilku przykładowych dni, z różnych okresów roku [38].

Rys. 2.1 prezentuje trzy przykładowe profile zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE w ciągu doby. Dodatkowo naniesiono profil najbardziej korzystnej technicznie i ekonomicznie charakterystyki produkcji źródła węglowego (źródła węglowe charakteryzują się wysokim współczynnikiem pracy ciągłej – najkorzystniejsza dla nich jest praca na stałym poziomie generacji, bez krótkoterminowych przerw w produkcji). Charakterystyka zmienności poboru mocy potwierdza potrzebę różnego podejścia do bilansowania każdego dnia roku. Każdy profil zapotrzebowania różni się w zależności od dnia tygodnia (dni świąteczne, długie *weekendy*), warunków meteorologicznych, itp. Nawet imprezy sportowe gromadzące wielu kibiców podczas transmisji telewizyjnych wpływają w poszczególnych godzinach na wzrost krajowego zapotrzebowania na energię ponad wartości standardowe [38].

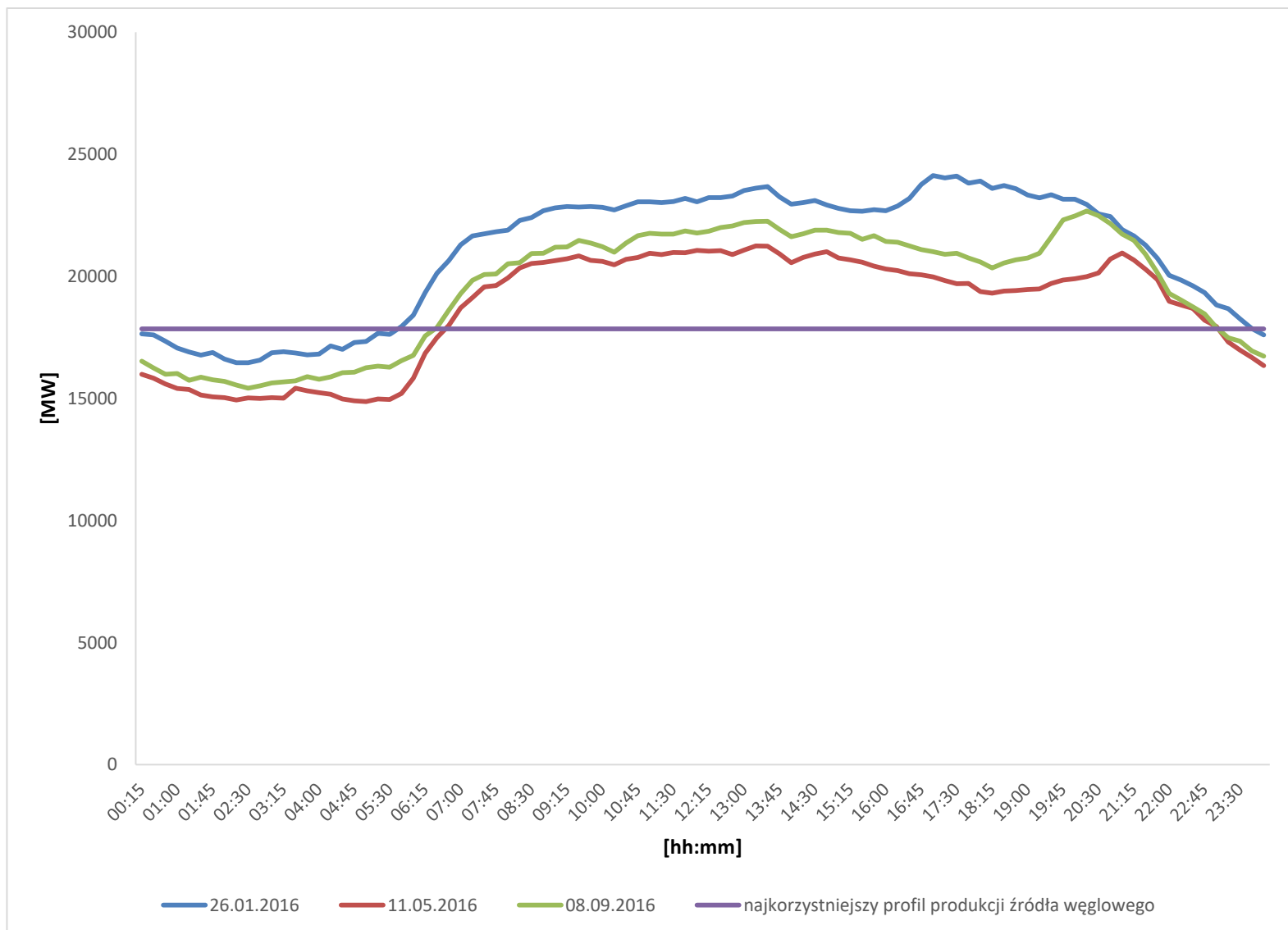
Wynika stąd potrzeba prowadzenia bilansowania technicznego przez OSP. Ustawa Prawo energetyczne, gdzie zdefiniowano wszystkie obowiązki OSP, określa je następująco: „*Do obowiązków OSP należy: (...) Bilansowanie systemu elektroenergetycznego, w tym równoważenie bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z: 1) niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z krajowego systemu elektroenergetycznego; 2) zarządzania ograniczeniami systemowymi.* [67].

Powyższa definicja wskazuje bilansowanie jako funkcję równoważenia popytu i podaży. Jeszcze około 10-15 lat temu bilansowanie techniczne było zdecydowanie bardziej statyczne, z uwagą na sterowalność i wysoką skuteczność realizacji planów pracy, charakterystyczne dla źródeł węglowych i innych zasilanych paliwami kopalnymi. Obecnie, wobec obecności w KSE źródeł odnawialnych o zmiennej charakterystyce wytwarzania, trudno prognozowalnych w dłuższej perspektywie czasu, wymaga się zdecydowanie większej uwagi z punktu widzenia bilansowania KSE. Niejednokrotnie zmiany podaży na rynku następują bardzo gwałtownie – wzrost lub spadek np. wytwarzania wiatrowego o 500 MW ÷ 700 MW w stosunku godzina do godziny jest dość powszechny [53]. Niejednokrotnie występuje on w nocy, tj. w warunkach minimalnego popytu. Potwierdza to tezę, że praca dyspozytorów KSE niesie za sobą konieczność podejmowania coraz większej liczby dynamicznych decyzji, a liczba sterowalnych elementów jest ograniczona.

Problem niezbilansowania KSE, związany z niezrównoważeniem krzywej podaży i popytu w kolejnych godzinach doby, spowodowany jest też istotnym brakiem przewidywanych inwestycji w nowe moce wytwórcze. Na Rys. 2.2 zaprezentowano szacowany niedobór mocy w KSE – w scenariuszu optymistycznym zakładającym przeprowadzenie modernizacji źródeł wytwórczych i dostosowanie ich do wymagań BAT<sup>2</sup>.

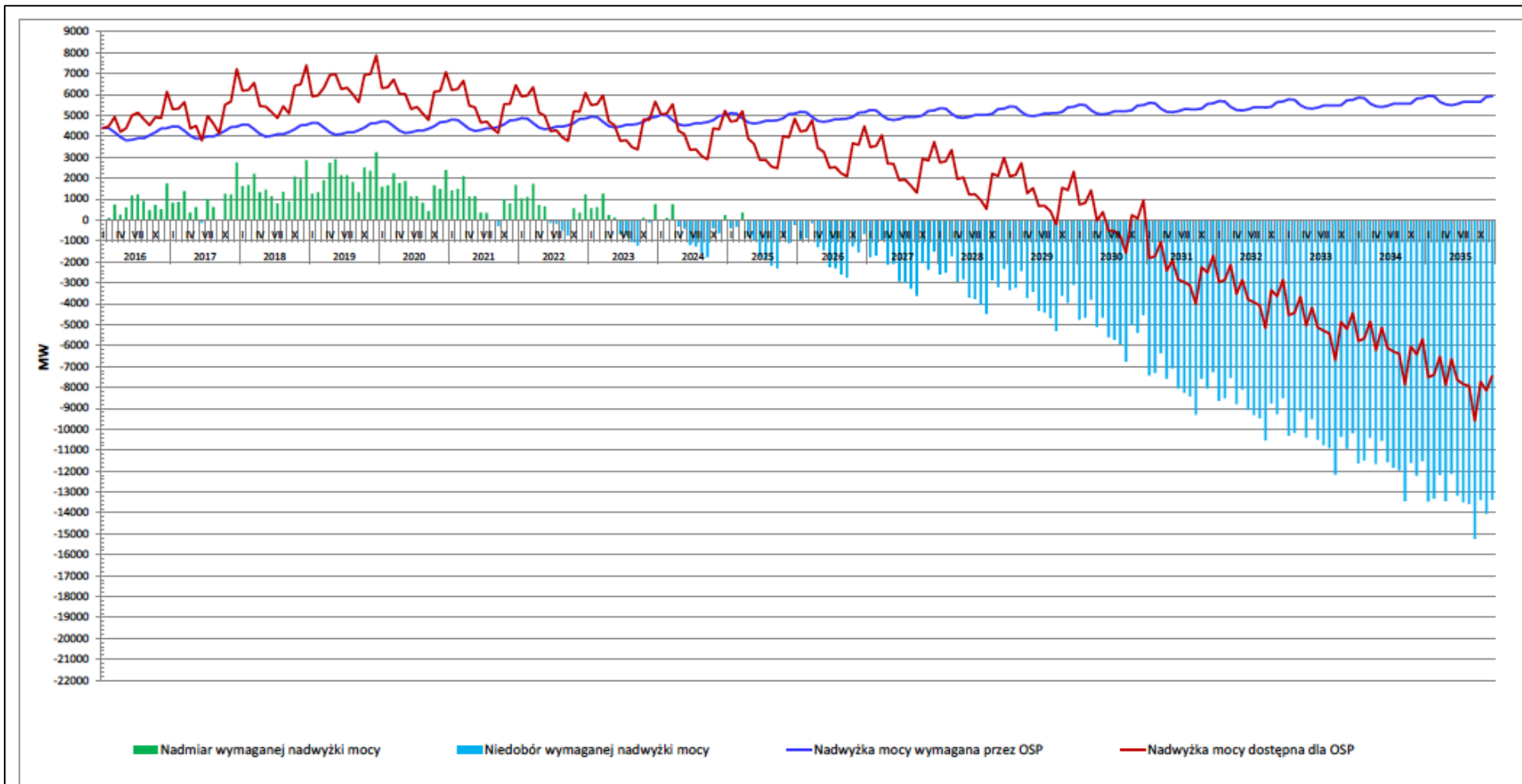
---

<sup>2</sup> BAT (ang. *Best Available Technology – najlepsze dostępne techniki*) – zgodnie z dyrektywą IPPC standard służący określaniu wielkości emisji zanieczyszczeń dla większych zakładów przemysłowych UE.



Rys. 2.1. Profile dobowego zapotrzebowania na moc w KSE w interwale 15-minut na podstawie danych z PSE [38]





Rys. 2.2 Wynik prognozy zbilansowania wieloletniego zapotrzebowania szczytowego w KSE dla scenariusza modernizacyjnego BAT [61]

Widać, że zbilansowanie techniczne Krajowego Systemu może być w przyszłości wręcz niemożliwe przy braku ingerencji w krajowe zapotrzebowanie na moc. Wyraźnym sygnałem zapowiadającym problemy z dostępnością mocy wytwórczych było wprowadzenie przez Operatora Systemu, pierwszy raz od 25 lat, 20 stopnia zasilania w sierpniu 2015 roku [29].

Należy zatem finalnie stwierdzić, że system energii elektrycznej powinien rozwijać się na dwóch niezależnych poziomach:

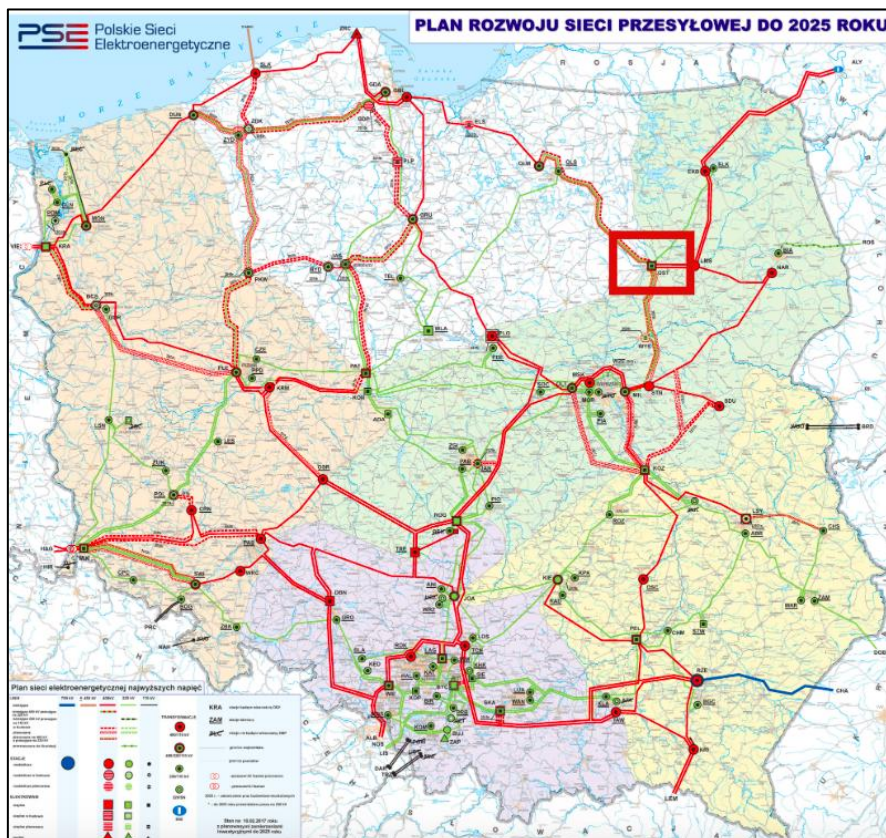
- 1) Inwestycyjnym, poprzez przyrost nowych mocy wytwórczych – co z punktu widzenia ekonomii często jest nieefektywne, ponieważ problemy dostępu mocy wytwórczych zwykle dotyczą pojedynczych szczytowych godzin zapotrzebowania.
- 2) Operacyjnym, poprzez aktywne sterowanie zapotrzebowaniem – programy DSM i DSR, stymulujące odbiorców do przesunięcia lub wręcz zaniechania poboru energii z sieci elektroenergetycznej.

### **2.1.2 Rynek bilansujący**

Bilansowanie techniczne stanowi duże wyzwanie dla Systemu Elektroenergetycznego. Należy przy tym pamiętać, że zachowanie najkorzystniejszych technicznie (rozptywy mocy, straty przesyłowe) warunków pracy sieci wymaga wsparcia w postaci mechanizmu stymulującego minimalizację kosztów dostarczenia energii elektrycznej. Jest to niezbędne z punktu widzenia odbiorców energii, ponieważ dzięki temu łączny koszt wytworzenia i przesłania energii jest minimalizowany. W realiach wolnego rynku prawo popytu i podaży nie jest zakłócone dodatkowymi bodźcami – tego rodzaju algorytm obowiązuje przy wymianie towarów na giełdzie. W przypadku rynku bilansującego, poza klasyczną grą popytu i podaży, występuje także trzecia zmienna – ograniczenia systemowe. Ten element może wykluczyć niektórych producentów energii ze stosu ofert, z uwagi na umiejscowienie źródła w sieci. Tym samym przyjęta może zostać oferta producenta oferującego wyższe ceny za energię, np. w przypadku, gdy jego lokalizacja wpływa korzystnie na techniczne uwarunkowania pracy systemu elektroenergetycznego [54]. Dodatkowym istotnym parametrem rynku bilansującego jest ograniczenie cenowe. Dzisiejsza regulacja rynku wprowadza przedział definiujący automatycznie minimalną i maksymalną cenę energii hurtowej w Polsce. Do końca 2018 roku ceny hurtowe musiały mieścić się w zakresie od 70 zł/MWh do 1500 zł/MWh. W niektórych krajach tego rodzaju ograniczenia nie funkcjonują [59]. W Niemczech zdarzały się przypadki cen na poziomie (-)65 EUR/MWh – czyli wytwórcy byli gotowi dopłacić 65 EUR do wyprodukowanej energii tylko i wyłącznie z uwagi na koszt przerw w pracy bloków atomowych lub węglowych. Tego rodzaju układ cen występuje w sytuacji, gdy zdecydowana większość (50%÷70%) energii produkowana jest w danej godzinie przez źródła odnawialne. W Polsce zniesienie limitów cenowych wiązałoby się z pewnością z nadmiernym przeszacowaniem kosztów wytwarzania energii w okresach wzmożonego zapotrzebowania. Elektrownie systemowe posiadając przewagę rynkową mogłyby w okresach niedostatecznej produkcji w jednostkach wytwórczych centralnie niedysponowanych (nJWCD) ustalać ceny poprzez zawyżanie kosztu pasma energii. Z tych powodów w Polsce funkcjonuje rynek bilansujący z ograniczeniami, którego celem jest zapewnienie konkurencyjności podmiotów odpowiedzialnych za wytwarzanie energii elektrycznej, co w konsekwencji wpływa na minimalizację kosztów rozliczenia wszystkich uczestników rynku. Jeszcze 5 lat temu kluczowymi podmiotami na rynku bilansującym (dalej RB) byli wytwórcy i spółki obrotu. Wytwórcy reprezentowani byli na RB przez Jednostki Grafikowe Wytwórcze (JGw) oraz Spółki Obrotu reprezentowane przez Jednostki Grafikowe Odbiorcze (JGo). Wytwórcy odpowiedzialni są nadal w głównej mierze za zapewnienie podaży na rynku energii, głównie w kontraktach terminowych

zawieranych na rynku giełdowym lub bilateralnym (OTC<sup>3</sup>). Źródła konwencjonalne systemowo podlegają rozróżnieniu na Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD) i te, które nie podlegają dyspozycji OSP (nJWCD). Generacja nJWCD jest głównie oparta na elektrociepłowniach generujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem, przez co ich wykorzystanie jest znacznie większe w miesiącach zimowych w porównaniu do miesięcy letnich. Jednostki wytwórcze (Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane) podlegają centralnemu dysponowaniu przez Krajową Dyspozycję Mocy (KDM) poprzez wyznaczenie planu pracy. Wykorzystanie dużych źródeł wytwórczych, gdzie na sygnał Operatora możliwe jest wprowadzenie do sieci dodatkowej mocy rzędu kilkunastu lub kilkudziesięciu MW stanowi najwygodniejszy i najłatwiej zarządzany sposób na zabezpieczenie ewentualnego wzrostu popytu na energię elektryczną w danej godzinie doby.

Źródła wytwórcze bezpośrednio uczestniczące w rynku bilansującym należy podzielić na dwa podstawowe rodzaje – jednostki grafikowe aktywne (JGwa) i jednostki grafikowe pasywne (JGwp). Podstawą ich rozróżnienia jest możliwość ingerencji Operatora Systemu w plan pracy. Jednostki centralnie dysponowane (JWCD) w zakresie mocy minimalnej i maksymalnej mogą być przez Operatora wykorzystywane do bilansowania systemu. Zgodnie z tym, zakontraktowana przez Wytwórcę energia na rynku hurtowym stanowi punkt odniesienia do krzywej podaży, jednakże Operator może w zależności od pracy systemu ustalić danej jednostce odpowiednio wyższe lub niższe punkty pracy. OSP nie może z uwagi na warunki rynkowe (niska rezerwa mocy w systemie) przywołać źródeł nJWCD do pracy, jak również wymusić ograniczenia pracy z uwagi na niski popyt systemu – inaczej niż w przypadku źródeł centralnie dysponowanych.

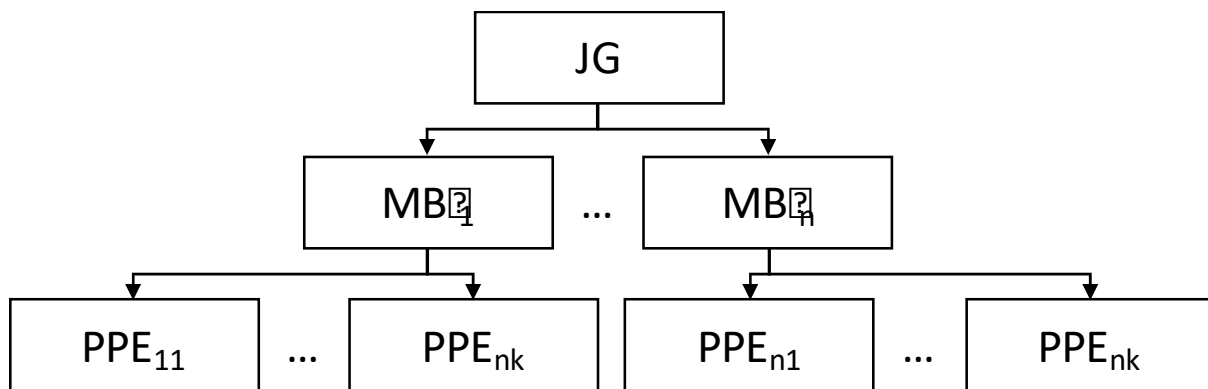


Rys. 2.3 Plan rozwoju sieci przesyłówek do 2025 roku z wyróżnioną lokalizacją elektrowni Ostrołęka [32]

<sup>3</sup> Over-the-counter – rynek pozagiełdowy

Jednostki pasywne są wytwórcami, którzy dostarczają swój plan pracy i OSP nie może w niego ingerować<sup>4</sup>. Sposób rozliczenia rynku bilansującego uwzględnia możliwość rozliczenia kontraktów hurtowych wytwórców w zależności od oferowanej przez nich ceny: (1) po cenie rynku bilansującego lub (2) po określonej cenie ustalonej indywidualnie dla wytwórcy na bazie rzeczywistych kosztów zmiennych, powiększonych o marżę. Dodatkowo, praca jednostek wytwórczych jest realizowana według zdefiniowanych przez OSP ograniczeń systemowych. Operator opracowuje plan pracy źródeł, również dla tych, które mimo niskiej konkurencyjności cenowej na rynku bilansującym (wysokie koszty wytwarzania) są wyznaczone do pracy. Doskonałym przykładem takiej sytuacji jest elektrownia Ostrołęka – najbardziej wysunięta na północny-wschód duża elektrownia systemowa. Jej położenie zaznaczono na mapie KSE zamieszczonej na Rys. 2.3. Pomimo wysokich kosztów zmiennych elektrowni, niskiej efektywności w porównaniu do obecnie instalowanych bloków i wysokiego kosztu transportu węgla, elektrownia pracuje bardzo często, z uwagi na lokalizację w sieci. W przypadku gdyby algorytm doboru jednostek do bilansowania uwzględniał wyłącznie aspekt ekonomiczny, elektrownia Ostrołęka pracowałaby na rzecz KSE wyłącznie w godzinach szczytowych.

Uczestnictwo aktywne w rynku bilansującym na poziomie jednostki grafikowej ma jednak znaczne ograniczenia. Przede wszystkim przyjmuje się, że jednostki grafikowe stanowią duży potencjał produkcji lub obrotu. W przypadku jednostki aktywnej, potencjał redukcyjny musi również być znaczący, co powoduje, że rozpoczęcie działalności na niewielką skalę jest niemożliwe – uczestnictwo niewielkich podmiotów sprowadza się do pasywnego uczestnictwa. Struktura obiektów rynku bilansującego została zaprezentowana na Rys. 2.4. Ma ona kluczowe znaczenie z punktu widzenia podziału obowiązków związanych z utrzymaniem bilansu technicznego w KSE, którego zarządzanie dotąd opiera się na zagregowanych do Miejsc Bilansowania (MB) punktach. Pojedyncze punkty poboru energii (PPE) reprezentowane są przez zagregowane wirtualne węzły sieci.



Rys. 2.4 Struktura zależności obiektów Rynku Bilansującego (objaśnienia symboli w tekście)

Zgodnie z przedstawioną na Rys. 2.4 strukturą rynku bilansującego, wprowadzenie jakiegokolwiek wytwórcy na poziomie jednostki grafikowej (JG) jest niezwykle trudne. Zwykle reprezentowani są oni na poziomie zagregowanym dla Miejsca Bilansowania danej Jednostki Grafikowej (JG).

<sup>4</sup> Odrębnym aspektem jest plan pracy związany z ograniczeniami systemowymi, któremu poddać się muszą wszystkie jednostki wytwórcze.

Odbiorcy (reprezentowani przez Spółki Obrotu) w ramach jednostek grafikowych planują pracę tylko w zakresie zapotrzebowania dobowego, odzwierciedlonego w interwałach godzinowego poboru – tego rodzaju grafik składa się z odpowiednich kontraktów zakupu hurtowego. Ewentualne odchylenia rzeczywistego zapotrzebowania w stosunku do planu poboru są rozliczane w ramach mechanizmu RB. Do 2013 roku wszyscy odbiorcy na rynku bilansującym reprezentowani byli w ramach jednostek grafikowych odbiorczych. Funkcjonalnie były one wyłącznie obiektami rozliczeniowymi RB. W 2013 roku została opublikowana karta aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), wprowadzająca nowy typ jednostki grafikowej odbiorczej aktywnej – JGoa. W ramach JGoa wprowadzono nowy typ Miejsc Bilansowania, dedykowanych dla dwóch nowych usług systemowych: Rezerwa Interwencyjna i Aktywne Uczestnictwo w RB. Aktywne Uczestnictwo w bilansowaniu jednostek odbiorczych odbywa się według zasad ustalonych przez Operatora. Minimalne pasmo redukcji, podlegające rozliczeniu, zostało określone na 10 MW. Biorąc pod uwagę wytwórców, wartość 10 MW nie jest w żadnym przypadku ograniczeniem. W przypadku jednak odbiorców, liczba charakteryzujących się tak wysokim poborem energii jest w Polsce relatywnie mała, a często w związku z realizowanymi procesami technologicznymi redukcja jest niemożliwa lub niezwykle kosztowna. Aktywne uczestnictwo na zasadach równoprawnych do wytwórców na RB, gdzie ilość energii zredukowanej wliczana jest do wartości prognozowanego zużycia (przedłożonych kontraktów), a brak reakcji obarczony bardzo wysokimi karami, nie spotkało się z dużym zainteresowaniem odbiorców. Istotnym przy tym było wprowadzenie do IRiESP obiektów dedykowanych do świadczenia usługi Rezerwy Interwencyjnej [44].

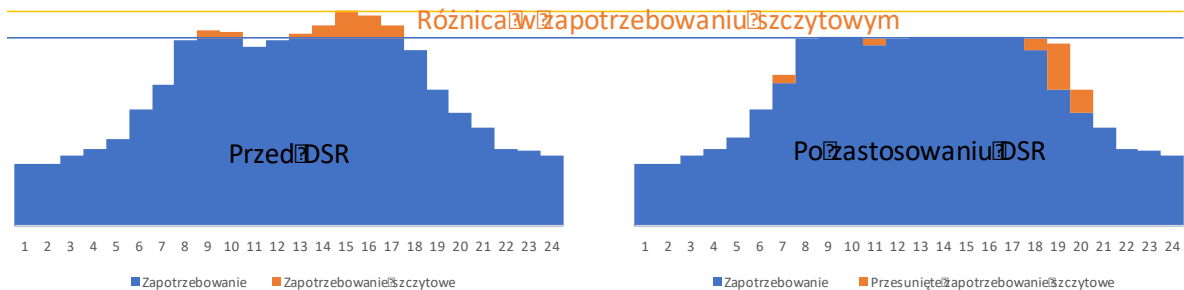
### **2.1.3 Demand Side Response – Odpowiedź Strony Popytowej**

Odpowiedź strony popytowej stanowi prawdziwe wyzwanie dla elektroenergetyki – wprowadza zmianę w sposobie zarządzania bilansem energetycznym. Potwierdza założenie, że nie tylko wytwarzanie (strona podaźowa) podlega regulacji, ale także zapotrzebowanie (strona popytowa) może dopasować wartość konsumpcji energii do bieżących możliwości systemu elektroenergetycznego. Co za tym idzie, coraz częściej w oczach uczestników rynku zarządzanie poprzez świadome ograniczenie popytu (DSR) jest równoważne z kontraktami wytwórczymi. W 2016 roku Komisja Europejska opublikowała tzw. Pakiet Zimowy [15], [56], zakładający swoisty plan walki ze zmianami klimatu. Pakiet jest w pewnym sensie kontynuacją prowadzonej na szczeblu europejskim strategii dla energetyki, opartej na efektywności [19] i dekarbonizacji [18]. Pakiet zawiera szereg rozwiązań legislacyjnych i komunikacyjnych, których wprowadzeniem zajmować się będą poszczególne państwa członkowskie. W dokumencie zostały sformułowane dwa podstawowe postulaty:

- 1) wzrost udziału energii z odnawialnych źródeł energii w zużyciu energii do 27% w 2030 roku,
- 2) redukcja zapotrzebowania poprzez działania proefektywnościowe o 30% w 2030 roku.

Bardzo ambitny cel efektywnościowy został określony jako wiążący, jednak nie stanowi wyznacznika dla konkretnych wartości na poziomie poszczególnych krajów członkowskich. Pakiet zimowy zawiera ponadto szereg mechanizmów podlegających wsparciu – np. wytyczne dla transportu elektrycznego i warunki techniczne termoizolacji. Wspomina on także o mechanizmach zarządzania popytem, jednakże wyłącznie w zakresie wymuszenia na OSD i OSP dostępu do sieci i równoprawnego traktowania usług systemowych opartych na redukcji. Należy zatem stwierdzić, że DSR w Europie podlega już ewolucji i nie wprowadza się rewolucyjnych zmian w przyjętych zasadach realizacji tej usługi na rynkach energii [56]. Szeroko rozumiane usługi DSR zyskują bardzo duże znaczenie w regulacji systemów energetycznych.

Najprostszym mechanizmem motywacyjnym zaliczanym do mechanizmu odpowiedzi strony popytowej są taryfy wielostrefowe. Działają one długookresowo, ale realizują podstawowy cel mechanizmów aktywnego zarządzania popytem, czyli spłaszczenie profilu zapotrzebowania poprzez przeniesienie godzin szczytowych na godziny nocne lub *weekendy*. Zasada tej koncepcji została zaprezentowana na Rys. 2.5.



Rys. 2.5 Przykładowa zmiana dobowego zapotrzebowania na energię osiągnięta w wyniku zastosowania taryf wielostrefowych

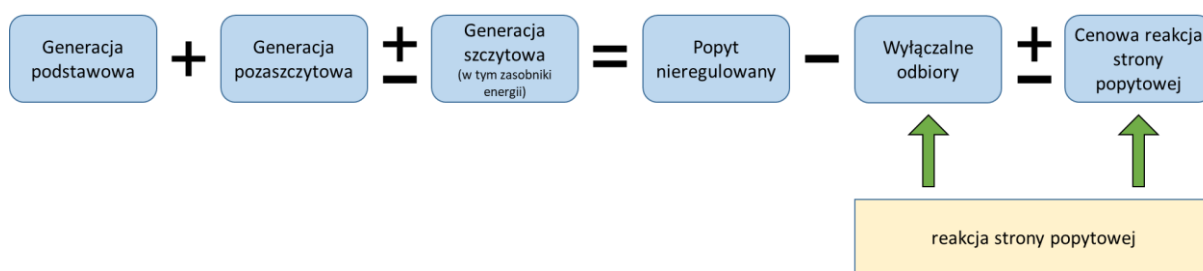
Należy w tym miejscu zaakcentować różnicę pomiędzy przesunięciem zapotrzebowania a rezygnacją z niego. Rezygnacja z zapotrzebowania stanowi odrębną formę działań proefektywnościowych. Wymiana urządzeń na energooszczędne, wzrost sprawności wykorzystania energii powoduje, że pojedynczy odbiorca zużywa coraz mniej energii elektrycznej na te same czynności (programy DSM – Demand Side Management). Mimo to liczba odbiorców i urządzeń rośnie, co powoduje globalny wzrost zużycia energii elektrycznej. Popularność DSR na świecie zaowocowała sformulowaniem wielu definicji tego terminu, które w niewielkim stopniu się różnią. Według ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), DSR definiuje się jako dobrowolne, tymczasowe dostosowanie zapotrzebowania na moc, realizowane przez użytkownika końcowego w odpowiedzi na sygnał cenowy (cenę rynkową lub taryfę energii elektrycznej) lub realizowane na podstawie umowy z użytkownikiem końcowym [45]. W powyższej definicji niezwykle istotnym jest określenie dobrowolności udziału w programach klasy DSR. Przekłada się to na fakt, że przymusowe zaprzestanie poboru energii elektrycznej w oparciu o wprowadzane stopnie zasilania nie może być rozpatrywane w kategorii DSR. Poza Europą funkcjonowanie programów DSR jest znacznie bardziej popularne. To czego w europejskiej definicji brakuje to ujęcie prosumentów w definicji DSR. Z punktu widzenia zbilansowania sieci energetycznej nie ma różnicy pomiędzy ograniczeniem poboru a wprowadzeniem energii do sieci – przy założeniu, że funkcjonujemy w sieci niskich napięć bez znaczących ograniczeń [7]. Australijskie stowarzyszenie konsumentów energii (EUAA – *Energy Users Association of Australia*) definiuje DSR jako reakcję użytkowników (konsumentów) energii elektrycznej lub producentów energii na wysoki poziom cen energii (lub inny sygnał związany z ograniczeniami systemowymi) [39]. DSR jest prowadzony wyłącznie na bazie prawa wyboru: kupić drogo, czy zużyć później? Z kolei amerykański Departament Energii (Department of Energy), stanowiący odpowiednik polskiego Ministerstwa Energii, opublikował komentarz, w którym stwierdza, że reakcja strony popytowej to dokonywane przez użytkowników końcowych działania skutkujące zmianą w zużyciu energii elektrycznej w porównaniu do ich naturalnego poboru. Zmiany te dokonywane są według Amerykanów na podstawie czynników ekonomicznych (sygnał cenowy) lub w warunkach zagrożenia stabilności systemu elektroenergetycznego [12]. Podsumowując – wszystkie opublikowane definicje łączy jeden aspekt – zakładają dobrowolne działanie odbiorcy przynoszące mu korzyści ekonomiczne. W takim rozumieniu zostały opracowane także programy klasy DSR, których kluczowym zarządzającym jest Operator



Sieci Przesyłowej – spółka PSE S.A. W 2018 roku oraz w lutym 2019 zostały rozstrzygnięte kolejne przetargi na dostawę usług DSR dla OSP [31].

OSP określa strukturę usług systemowych na podstawie zasad ich wykonywania jako programy podstawowe i bieżące. W ramach programów podstawowych wyróżnia się program tzw. rezerwy zimnej (przeznaczony głównie dla wyeksploatowanych elektrowni systemowych, które z uwagi na wysokie koszty zmienne oraz brak spełnienia wymogów BAT nie pracują w cyklu dobowym, wobec czego OSP opłacając ich gotowość do rozruchu ze stanu zimnego utrzymuje je w systemie) oraz program odpowiedzi strony popytowej (DSR). Ten drugi jest skierowany do odbiorców w formule niekoniecznie bezpośredniej. Dopuszcza się prowadzenie działań w ramach DSR poprzez pośredników agregujących, tzw. agregatorów. W Dyrektywie efektywnościowej "agregator" został zdefiniowany jako dostawca usług na żądanie, który łączy wiele krótkotrwałych możliwości redukcji zapotrzebowania, oferowanych przez konsumentów w celu sprzedaży lub aukcji na zorganizowanych rynkach energii [1].

Aby w pełni zobrazować łańcuch możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną należy rozpatrywać programy DSR na tle całego spektrum wytwórczego. Na Rys. 2.6 przedstawiono środki zaradcze związane z zapewnieniem podaży energii elektrycznej w KSE. Kolejność nie jest przypadkowa i stanowi sekwencję korzystania z poszczególnych środków zaradczych przez Operatora.



Rys. 2.6 Sekwencja wpływu na zapotrzebowanie w KSE

Schemat na Rys. 2.6 jasno wskazuje na fakt, że reakcja strony popytowej może wpływać w sposób istotny na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną. Jest to środek zaradczy przyrównywany przez Operatora do zasobników energii – przy czym DSR nie podlega rozliczeniu strat powstałych w procesie magazynowania energii.

#### 2.1.4 Rozwój rynku

Odpowiedź strony popytowej jest wyłącznie jednym ze środków zaradczych mających na celu zapewnienie bilansu popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Spośród innych działań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego należy wyróżnić:

##### Rynek mocy

Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz.9) [66] wprowadziła nową usługę - obowiązek mocy, czyli tzw. „rynek mocy”. Usługa polega na:

- 1) pozostawaniu przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu, oraz

- 2) zobowiązaniu do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia, czyli w godzinie określonej przez operatora systemu przesyłowego (OSP) jako czas, w którym nadwyżka mocy dostępnej dla OSP w okresie n+1 jest niższa niż wielkość określona na podstawie art. 9g ust. 4 pkt 9 Prawa Energetycznego.

Innymi słowy, wytwórcy objęci obowiązkiem mocowym, w zamian za wynagrodzenie zobowiązani zostali do utrzymywania w dyspozycji odpowiedniej mocy dla potrzeb OSP. Jest to przełomowa zmiana rynku elektroenergetycznego w Polsce, ponieważ zakłada zmianę charakteru rozliczeń – marginalizując niejako koszt zmienny na rzecz kosztu stałego. Niezależnie od zawartych kontraktów na sprzedaż energii (wytwórca może ich w skrajnym przypadku w ogóle nie posiadać), źródło otrzyma wynagrodzenie z tytułu utrzymywania mocy w gotowości do pracy na poczet KSE. Jednostki wytwórcze, zostaną wybrane do udziału w rynku mocy poprzez aukcje. Aby otrzymywać za świadczenie zdefiniowanej w ustawie o rynku mocy usługi, wytwórca będzie zobowiązany do wygrania w składającej się z kilku rund aukcji typu holenderskiego. Kryterium zwycięstwa jest cena malejąca, bez względu na technologię wytwórczą. Przystąpienie do aukcji wymaga jednak certyfikacji jednostek rynku mocy. W 2018 r. odbyły się trzy aukcje na okresy dostaw mocy do systemu odpowiednio w latach 2021, 2022 oraz 2023. W latach 2019 - 2025 organizowana będzie co roku jedna aukcja główna na kolejny rok dostaw, czyli odpowiednio na lata 2024 - 2030 (art. 29 ust. 3 ustawy o rynku mocy).

Ocenia się, że rynek mocy poza bezpieczeństwem energetycznym (zachowaniem bilansu mocy) wpłynie korzystnie na:

- 1) stabilizację funkcjonowania całego sektora wytwórczego, niezależnie od faktu objęcia opłatą mocową;
- 2) rozwój OZE z uwagi na zapewnienie stabilnego funkcjonowania systemu (nadal Prawo Energetyczne zapewnia pierwszeństwo wytwarzania źródłom odnawialnym);
- 3) stabilizację perspektywy inwestycyjnej – zachowanie okresu pomiędzy aukcją a wykonaniem obowiązku mocowego umożliwi prowadzenie najbardziej kapitałochłonnych etapów inwestycji w źródła konwencjonalne przy zapewnieniu przychodów poprzez opłatę mocową.

### **Klustry energii**

Pojęcie klastra energii zostało wprowadzone do polskiego prawa z dniem 1 lipca 2016 r. na mocy ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 925). Celem klastrów energii jest rozwój energetyki rozproszonej. Służą one poprawie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego w sposób zapewniający uzyskanie efektywności ekonomicznej, w sposób przyjazny dla środowiska zapewniając optymalne warunki organizacyjne, prawne i finansowe. Klaster zgodnie z definicją oznacza „skupisko powiązanych ze sobą firm lub instytucji naukowo-badawczych o określonym profilu, działających na jakimś terenie” [66], [68]. W przypadku klastra energii, tym powiązaniem jest porozumienie zawierane przez szereg podmiotów. Celem porozumienia jest wzajemne równoważenie wytwarzania energii z zapotrzebowaniem. Ograniczeniem dla klastra jest jego umiejscowienie w sieci, którego podmioty muszą być przyłączone do sieci o napięciu niższym niż 110 kV. Ponadto wymaga się, aby podmioty zrzeszone w ramach klastra były zlokalizowane w granicach powiatu lub obejmowały maksymalnie 5 gmin graniczących ze sobą. Liderem porozumienia zostaje koordynator klastra energii, którego zadaniem jest reprezentacja i zarządzanie klastrem. Koordynatorem może zostać dowolny członek klastra (niezależnie od wielkości poboru lub wytwarzania). Formuła klastra jest na tyle elastyczna, że pozwala uczestnikom budować zindywidualizowany model biznesowy działania klastra oraz korzystnie dobrać formę prawną jego działalności. Członkowie klastra nie muszą rezygnować



z dotychczas prowadzonej działalności, lecz poprzez współpracę – wszędzie tam, gdzie przynosi to im i pozostałym uczestnikom klastra korzyści, generują wartość dodaną dla lokalnej społeczności [5], [73], [63]. Członkowie klastra mogą być w okresie jego funkcjonowania dodawani lub redukowani.

Podstawowe korzyści z założenia klastra to:

- a) Uzyskanie niższej niż oferowana na rynku ceny zakupu energii,
- b) Pozyskanie dofinansowania dla planowanych w ramach klastra inwestycji (np. w źródła wytwórcze, rozwój magazynów, elektromobilność itp.),
- c) Udział w aukcjach energii dedykowanych dla klastrów,
- d) Rozwiązanie lokalnych problemów związanych z:
  - o niską emisją,
  - o rozwojem nowych źródeł energii (energetyka rozproszona),
  - o wzrostem świadomości mieszkańców w zakresie postaw ekologicznych,
  - o utrzymaniem statusu gmin uzdrowiskowych czy tworzeniem wizerunku zielonej gminy,
  - o tworzeniem nowych miejsc pracy,
  - o rozwojem obszarów słabo rozwiniętych.

Klastry energii są rozwiązaniem dedykowanym dla lokalnego rynku. W ramach klastra możliwe jest wykorzystanie agregatów prądotwórczych zainstalowanych w lokalnych budynkach, jednak wymaga to technicznego usytuowania i bilansowania w ramach uczestników klastra. Jest to podejście co do zasady spójne z tematyką niniejszej pracy, promujące możliwość wykorzystania źródeł rezerwowych dla celów bilansowania. Należy jednak zwrócić uwagę na ograniczenie klastra, polegające na geograficznym zawężeniu możliwości "agregacji" źródeł [24], [52], [8], [14]. Wykorzystanie potencjału krajowego źródeł rezerwowych wymaga podejścia kompleksowego, uwzględniającego zasadę miedzianej płyty. Osiągany wówczas efekt skali zdecydowanie korzystniej wpłynie na możliwość wykorzystania agregatów.

## 3 Zasoby wytwórcze

### 3.1.1 Elektrownie zawodowe

Struktura wytwórcza oparta głównie na węglu ukształtowała się na wczesnym etapie rozwoju polskiej energetyki, czyli w latach 50- i 60-tych ubiegłego wieku. Powstała wówczas znaczna część źródeł wytwórczych, które w dużej części nadal są aktywne. Wielokrotnie były one modernizowane, ale z uwagi na przestarzałe dziś technologie będą musiały zostać wyłączone już w niedalekiej przyszłości. W Tab. 3.1. zaprezentowano zestawienie polskich elektrowni zawodowych w kategorii tzw. Jednostek Wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD).

Tab. 3.1 Zestawienie aktywnych JWCD przyłączonych do KSE [32]

WK – węgiel kamienny, WB – węgiel brunatny

L.P.	Elektrownia	Rok oddania do użytku	Paliwo <sup>5</sup>	Moc [MW]
1.	Bełchatów	1981	WB	5472
2.	Kozienice	1972	WK	2941
3.	Połaniec	1979	WK, Biomasa	1882
4.	Rybnik	1972	WK	1775
5.	Turów	1962	WB, Biomasa	1499
6.	Opole	1988	WK	1492
7.	Dolna Odra	1974	WK	1362
8.	Jaworzno III	1979	WK	1345
9.	Pątnów I	1967	WB	1200
10.	Łaziska	1917	WK	1155
11.	Łagisza	1963	WK	700
12.	Ostrołęka B	1972	WK	681
13.	Adamów	1964	WB	600
14.	Siersza	1962	WK	546
15.	Pątnów II	2008	WB	474
16.	Skawina	1957	WK	440
17.	Stalowa Wola	1939	WK	330
18.	Konin	1958	WB, Biomasa	248

Obecnie realizowane są nowe inwestycje, takie jak nowy blok w elektrowni Kozienice lub budowa elektrowni Opole. Tym niemniej, uwzględniając prognozy przedstawione w rozdziale 3.1.1, nowobudowane moce wytwórcze nie są wystarczające z punktu widzenia przyrostu zapotrzebowania w systemie.

### 3.1.2 Źródła rozproszone

Źródła rozproszone to pojęcie obejmujące szeroką gamę źródeł wytwórczych. Ich istotą jest naturalne rozproszenie, czyli umiejscowienie fizyczne w wielu miejscach. Nieujęty w nazwie, ale w pewnym sensie domyślny, jest element związany z niewielką mocą tych źródeł [60]. zamiennie stosuje się także termin generacji rozproszonej lub wytwarzania rozproszonego. W niektórych krajach

<sup>5</sup> WK – węgiel kamienny, WB – węgiel brunatny

funkcjonuje pojęcie generacji zdecentralizowanej, wskazujące na charakter rynku niewielkich wytwórców [28], [57], [60].

Generacja rozproszona definiowana jest przez polskich ekspertów rynku energii jako wytwarzanie energii w małych źródłach wytwórczych, o mocy maksymalnej 50 kW – 150 MW, przyłączonych bezpośrednio do sieci OSD lub sieci wewnętrznych zakładów przemysłowych. Istotnym elementem w definicji jest brak centralnego planowania i dysponowania [57].

Tematem Generacji Rozproszonej bardzo intensywnie zajmuje się *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRE) – w Polsce pracujący pod nazwą Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE). Według stowarzyszenia, ten typ generacji dotyczy wszystkich jednostek wytwórczych o mocy od 50 do 100 MW [39]. Jest to definicja wypracowana wspólnie przez wszystkie komitety CIGRE. Dodatkowo stowarzyszenie określa, że w ramach generacji rozproszonej funkcjonują źródła, których rozwój nie jest planowany centralnie i które dodatkowo nie podlegają centralnej dyspozycji mocy. Są one najczęściej przyłączone do sieci dystrybucyjnych. Najbardziej skróconą definicją byłoby więc określenie: generacja rozproszona to źródła współpracujące z siecią dystrybucyjną lub bezpośrednio zasilające odbiorcę. W niektórych definicjach można odnaleźć doprecyzowanie generacji rozproszonej z uwagi na moc, często niepokrywające się z definicją CIGRE. Np. Międzynarodowa Agencja Energii określa moc znamionową źródeł rozproszonych w przedziale od 1 MW do 50 MW. Dotyczy to także technologii wspieranych, takich jak OZE i Kogeneracja [54], [56]. Warunkiem koniecznym szeroko powtarzanym w definicjach generacji rozproszonej jest ujęcie wytwórców mniejszych, niepodlegających centralnej dyspozycji (w Polsce tzw. nJWCD). Istotne dla rozproszenia jest także możliwość przyłączenia źródła w dowolnym punkcie systemu elektroenergetycznego. Komisja Europejska stworzyła własną definicję generacji rozproszonej, określając ją jako „zintegrowane lub autonomiczne wykorzystanie małych, modularnych źródeł energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne, klientów przedsiębiorstw energetycznych i prywatnych użytkowników lub też inne strony trzecie w zastosowaniach przynoszących korzyści systemowi elektroenergetycznemu, specyficznym podmiotom użytkownika końcowego lub też obydwu tym stronom” [18], [72].

Krajowe ośrodki naukowe także zajmują się tematyką generacji rozproszonej. Nie istnieje uniwersalna definicja umożliwiająca jednakową klasyfikację tych źródeł. Tym nie mniej, istnieje kilka istotnych parametrów wyróżniających [57]:

- 1) Moc elektrowni – istotna także z perspektywy tematu niniejszej pracy. W tym zakresie źródłami rozproszonymi są elektrownie o mocy od 50kW do 100 MW. Co istotne, moc ta dotyczy całego zespołu wytwórczego. W przypadku wielu niewielkich źródeł agregowanych na poziomie np. zakładu przemysłowego mówimy o jednym źródle rozproszonym, o łącznej mocy wszystkich generatorów.
- 2) Technologia wytwarzania – w generacji rozproszonej nie ma ograniczenia, w ramach przydziału do tej kategorii należy rozpatrywać zarówno źródła odnawialne (wiatr, woda, słońce, biomasa), źródła kogeneracyjne (gaz ziemny, węgiel) jak i źródła *stricto* rezerwowe, zasilane paliwem płynnym.
- 3) Lokalizacja – dopuszcza się możliwość usytuowania źródła rozproszonego na terenie zakładu przemysłowego lub wewnątrz sieci odbiorcy. W konsekwencji źródło rozproszone nie musi mieć wydzielonej infrastruktury pomiarowej, aby spełnić wymagania klasyfikacji. Niemniej jednak, pomiar wprowadzanej energii do sieci dystrybucyjnej jest niewątpliwie istotny przy

wykorzystaniu generacji rozproszonej na rzecz krajowego systemu elektroenergetycznego oraz istotny z punktu widzenia potencjalnej agregacji źródeł.

W kilku krajach istnieją dodatkowo kryteria klasyfikacji źródeł rozproszonych, zależne od specyfiki danego kraju lub regionu. Przykładowo, w Szwecji w sposób specjalny traktuje się mikro generację (poziom wytwarzania do 1,5 MW) [28], [57]. Elektrownia wiatrowa składająca się ze 100 turbin o mocy jednostkowej do 1,5 MW jest w przypadku szwedzkiej definicji uznawana jako rozproszone źródło energii, ponieważ według szwedzkiego prawa energetycznego nie łączna moc, lecz moc poszczególnych jednostek decyduje o tym, czy dane źródło zalicza się do generacji rozproszonej, czy też nie. Jak wskazano powyżej samo zagadnienie opisu generacji rozproszonej jest niejednoznaczne. Dla celów pracy zakłada się, że generacja rozproszona nie jest ograniczona do miejsca przyłączenia czy technologii wytwarzania energii. Kluczowym jest niepodleganie centralnej dyspozycji mocy relatywnie mała moc.

### **3.1.3 Charakterystyka źródeł rozproszonych**

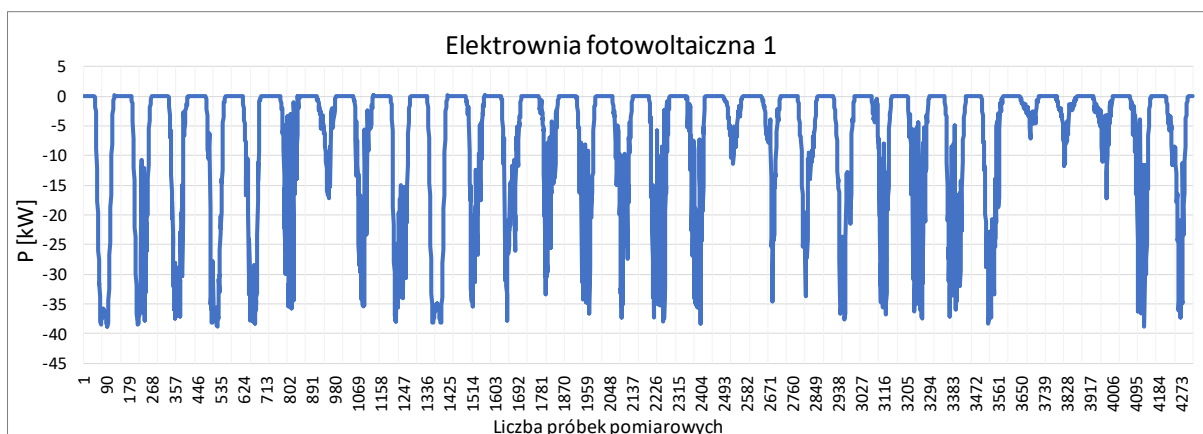
Ze względu na fakt, iż najbardziej rozpowszechnionymi źródłami rozproszonymi są Odnawialne Źródła Energii (OZE), przedstawiono w dalszej części pracy ich cechy charakterystyczne w zakresie produkcji energii elektrycznej. Źródła te posiadają obecnie wsparcie finansowe, wdrożone w formie tzw. zielonych certyfikatów oraz systemów aukcyjnych [62], [68]. Od pewnego czasu także źródła biogazowe podlegają podobnemu systemowi wsparcia, przez tzw. błękitne certyfikaty [68]. Ponadto, produkcja energii z odnawialnych źródeł stała się wymogiem i standardem w krajach rozwiniętych. W Polsce również zyskała ona znaczącą popularność, głównie poprzez dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej w latach 2005 - 2015 [64]. W celu stymulacji rozwoju OZE, Prawo Energetyczne nałożyło na operatorów obowiązek odbioru energii wyprodukowanej w OZE, a sprzedawców zobowiązało do zakupu i rozliczenia jej w wyznaczonej przez Prezesa URE cenie (jest to średnia cena na rynku konkurencyjnym z roku poprzedniego). Taka formuła produkcji i rozliczenia energii z OZE spowodowała, że źródła systemowe są zmuszone do dostosowania swojej produkcji do charakteru pracy zmiennych źródeł odnawialnych.

W niniejszym rozdziale zostały przedstawione przykładowe charakterystyki produkcji OZE w zależności od technologii. Istotnym jest, aby technologie OZE umożliwiały także pewien zakres sterowania produkcją energii. Ten wymóg doskonale mogą spełnić elektrownie wodne.

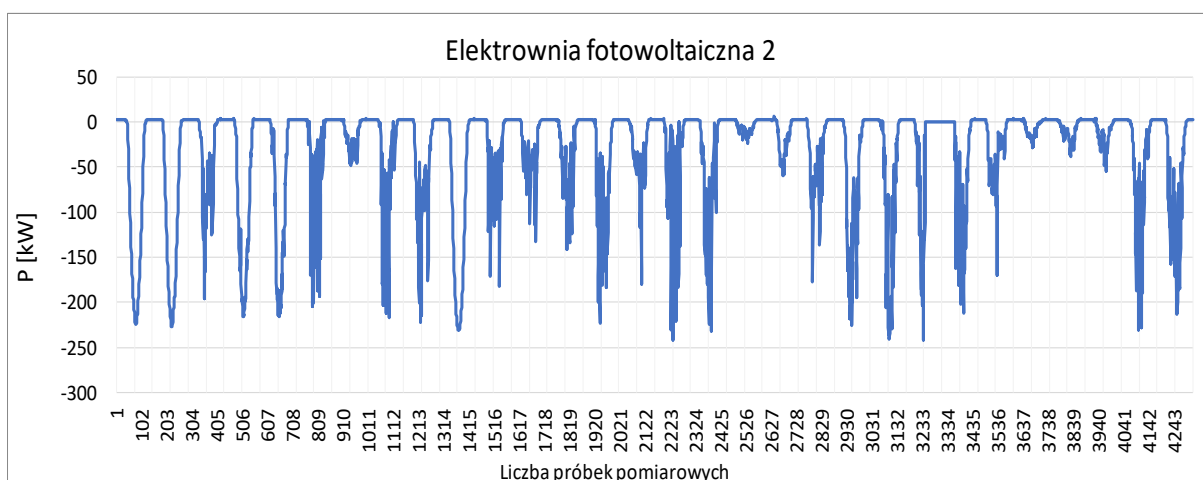
Wykorzystanie źródeł energii w skali Kraju można rozpatrywać w oparciu o metody statystyczne, posługując się wartościami średnimi. Schodząc do poziomu agregacji źródeł rozproszonych często grupowanych po kilka sztuk, bardzo istotne znaczenie mają profile produkcji poszczególnych technologii wytwórczych. Na Rys. 3.1 - Rys. 3.6 przedstawiono przykładowe charakterystyki generacji energii elektrycznej w źródłach OZE, ponieważ są one najbardziej powszechnymi źródłami rozproszonymi. Przyjęto, że wprowadzenie energii do sieci (produkcja) określone jest na rysunkach znakiem minus. Taki system znakowania powszechnie wykorzystuje się w polskiej elektroenergetyce. Rozpatrując kolejne technologie wytwórcze należy podkreślić, że źródła o różnym charakterze produkcji powinny się wzajemnie uzupełniać, tak aby profil produkcji charakteryzował się krzywą bez dynamicznych wzrostów lub spadków. Zbiór różnego rodzaju źródeł wytwórczych o zróżnicowanym charakterze produkcji nazywa się „Wirtualną Elektrownią” (opisaną w rozdziale nr 7).

### 3.1.3.1 Źródła fotowoltaiczne

Profil wytwórczy elektrowni fotowoltaicznej zależy w naturalny sposób od nasłonecznienia. Produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem energii słonecznej obarczona jest wysokim współczynnikiem niepewności i zmienności. Szczególnie w dni wietrzne, gdzie częściowe zachmurzenie potrafi zmienić wielkość produkcji w krótkim czasie, poprzez wielokrotne chwilowe zachmurzenie. Warunki meteorologiczne są kluczowe dla zapewnienia produkcji. Sterowalność źródeł fotowoltaicznych jest mała – ewentualnie mogą one pracować w powiązaniu z magazynem energii, przy czym wówczas tego rodzaju układ stanowi elektrownię hybrydową [67], [68].



Rys. 3.1 Przykładowa generacja elektrowni fotowoltaicznej o mocy 60 kWp – położenie na południu Polski [23], [26], [70].

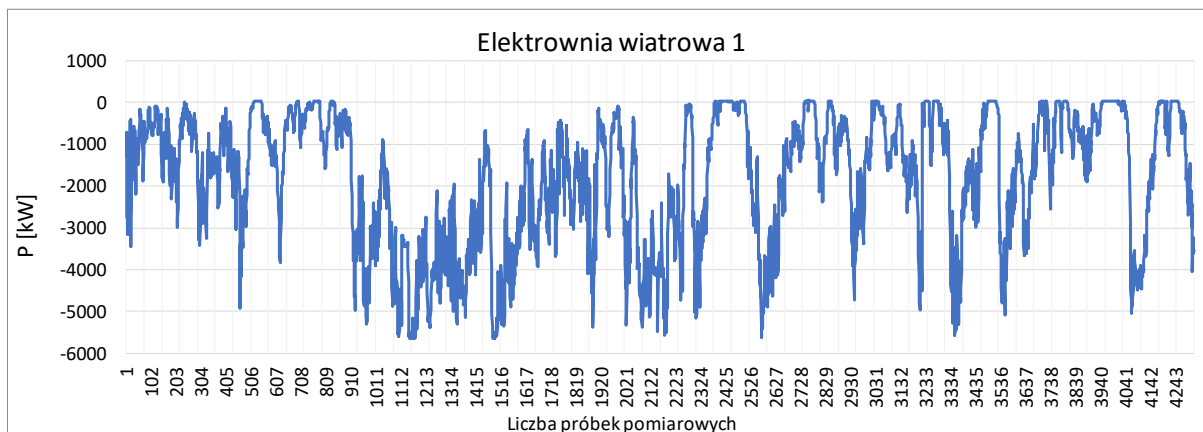


Rys. 3.2 Przykładowa generacja elektrowni fotowoltaicznej o mocy 311 kWp – położenie elektrowni – południowy zachód Polski [23], [26], [70].

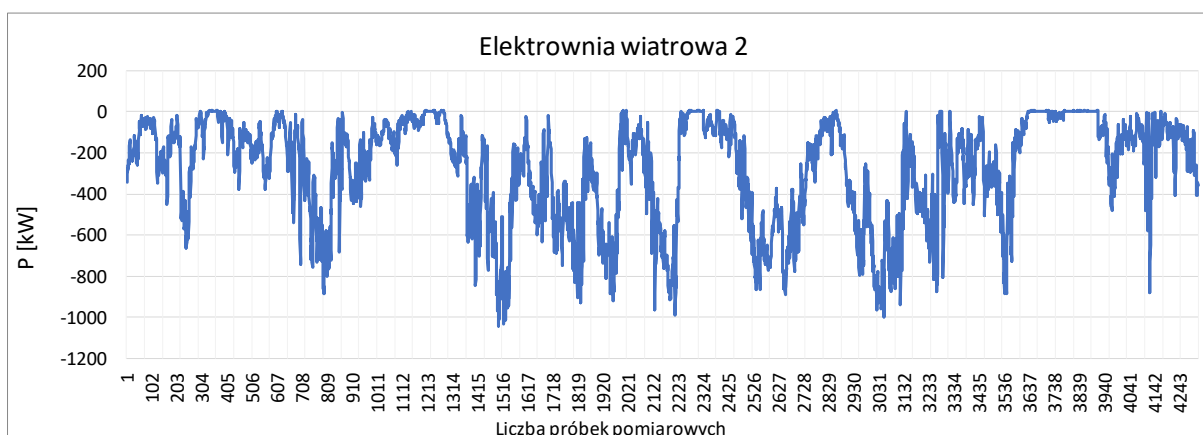
Charakterystyka pracy źródła fotowoltaicznego w dni słoneczne jest przewidywalna, jednak z uwagi na klimat takich dni w Polsce jest niewiele. W przypadku występowania jakiegokolwiek zachmurzenia, produkcja energii elektrycznej jest zakłócona i nieprzewidywalna. Przedstawione na Rys. 3.1 - Rys. 3.2. profile produkcyjne dotyczą tego samego okresu i obrazują zdolności wytwórcze dwóch elektrowni fotowoltaicznych zlokalizowanych w relatywnie niewielkiej odległości.

### 3.1.3.2 Źródła wiatrowe

Wykorzystanie w skali roku mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych jest na podobnym poziomie jak w przypadku źródeł fotowoltaicznych około dwudziestu kilku procent [26]. Istotną różnicą jest fakt, że elektrownie wiatrowe mogą produkować energię także w godzinach nocnych. Prognozowanie produkcji źródła bez dodatkowych elementów magazynujących jest obciążone dużym błędem, co w konsekwencji wpływa na nieprzewidywalność sterownia pracą źródła. Z tego powodu mogą być one wykorzystane np. do dopełniania profilu wytwórczego zagregowanego zbioru OZE.



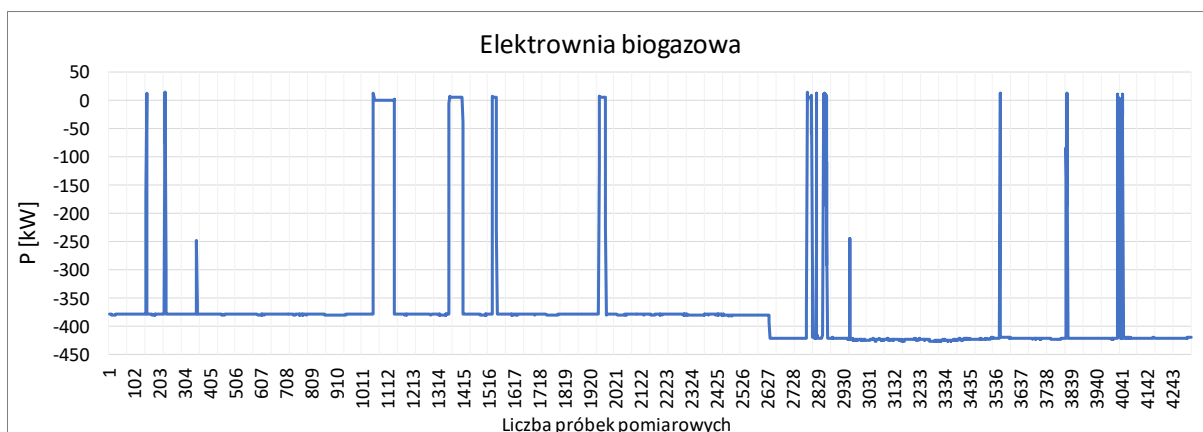
Rys. 3.3 Przykładowa generacja elektrowni wiatrowej o mocy 6000/7500 kWp – 3 turbiny o mocy 2,5 MW każda [23], [26], [70].



Rys. 3.4 Przykładowa generacja elektrowni wiatrowej o mocy 1000 kWp – 1 turbina o mocy 1MW [23], [26], [70].

### 3.1.3.3 Źródła biogazowe

Źródła biogazowe cechuje wysoka stabilność produkcji. Zanik produkcji energii występuje wyłącznie z uwagi na przerwy technologiczne. Tego rodzaju źródło może być źródłem podstawowym w zagregowanym zbiorze OZE. Charakterystyka pracy źródła biogazowego daje możliwość jego wykorzystania do zarządzania podażą np. obniżając pobór energii z sieci dystrybucyjnej poprzez przejście na pracę wyspową. Przykładową charakterystykę generacji źródła biogazowego przedstawiono na Rys. 3.5.

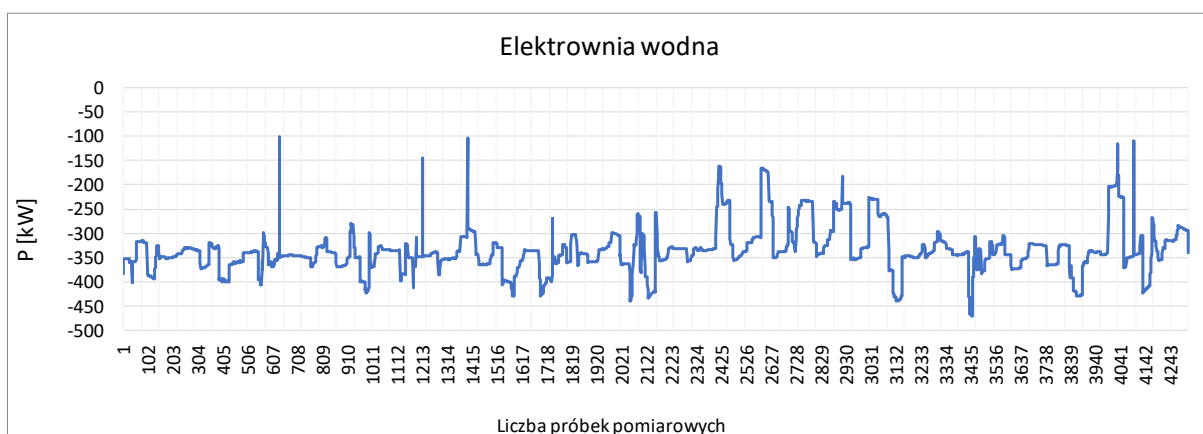


Rys. 3.5 Przykładowa generacja elektrowni biogazowej o mocy 800 kW [23], [26], [70].

Źródło biogazowe ma bardzo krótki czas startu i wyłączenia, rzędu kilku sekund [23]. Jest właściwie źródłem konwencjonalnym, ale wykorzystującym paliwo ekologiczne (biogaz). To właśnie dostępność paliwa determinuje liczbę tego rodzaju źródeł w systemie. Obecnie funkcjonuje system wsparcia źródeł biogazowych w postaci systemu błękitnych certyfikatów. Mimo to produkcja energii elektrycznej z biogazu jest ograniczona np. dostępnością biomasy.

### 3.1.3.4 Źródła wodne

Turbiny wodne są doskonałym przykładem generacji uzależnionej od dostępności nośnika energii pierwotnej [6]. Istotnym jest, że operator znając plan wytwarzania z wyprzedzeniem może wstrzymywać przepływ wody tak, aby zachować zdolność maksymalnej generacji. Ważnym jest, że produkcja energii elektrycznej ze źródeł wodnych odbywa się w cyklu ciągłym, bez przerw dla elektrowni przepływowych oraz z ustalonymi przerwami dla elektrowni zbiornikowych. Jedynie cykliczne przeglądy turbiny mogą decydować o wstrzymaniu produkcji energii. Przykładowa charakterystyka wytwarzania energii dla elektrowni wodnej została przedstawiona na Rys. 3.6.

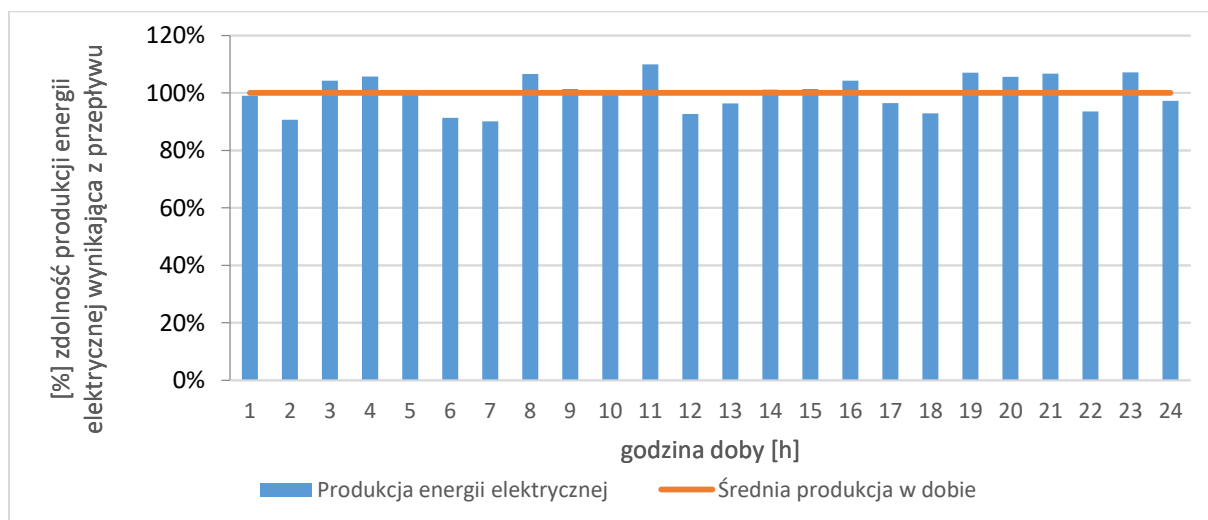


Rys. 3.6 Przykładowa generacja elektrowni wodnej przepływowej o mocy 440 kWp [23], [26], [70].

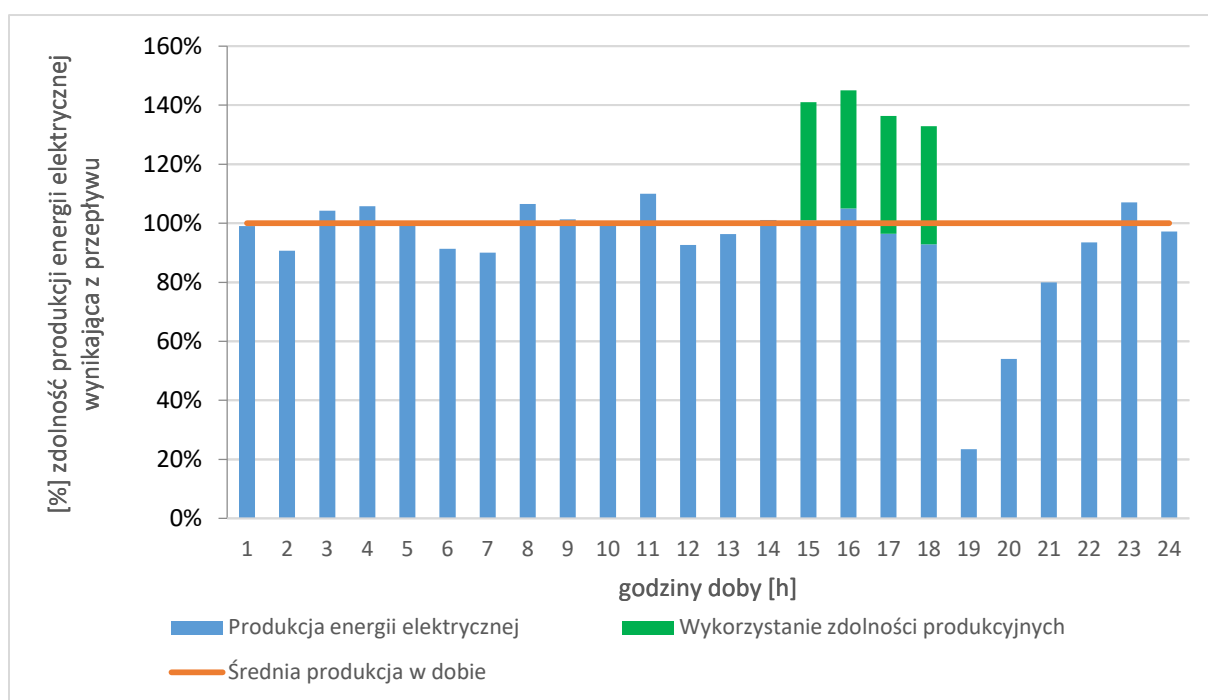
#### *Elektrownie przepływowe*

Biorąc pod uwagę funkcjonowanie elektrowni wodnych przepływowych, można określić potencjał regulacyjny tego typu źródeł. W ich przypadku produkcja energii elektrycznej kształtuje się na stałym poziomie dobowym. Może ona ulec zmianie jedynie w okresach niskiego stanu wody, kiedy

elektrownia zmuszona jest do ograniczenia lub całkowicie zaprzestania pracy w niektórych godzinach. Charakterystykę generacji takiej elektrowni przedstawia Rys. 3.7.



Rys. 3.7 Charakterystyka generacji elektrowni wodnej przepływowej



Rys. 3.8. Charakterystyka potencjalnej dobowej produkcji energii elektrycznej w elektrowni przepływowej przy zwiększonej przez kilka godzin produkcji energii elektrycznej

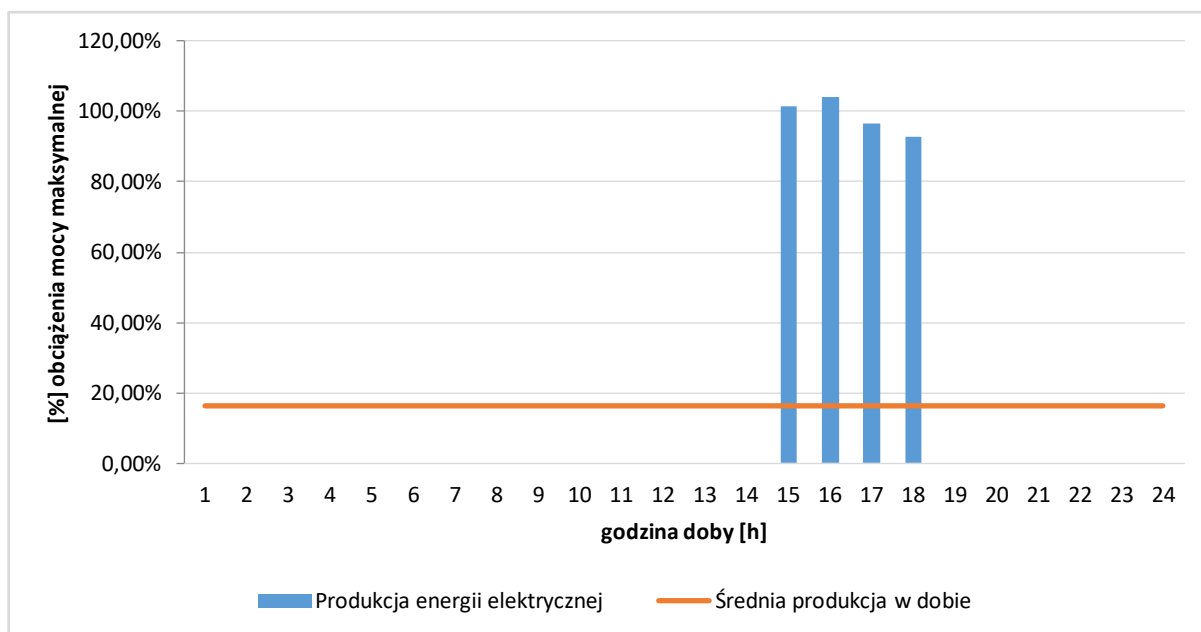
Produkcja energii na stałym poziomie utrzymywana jest poprzez stały dopływ wody do rzek. Oczywiście jest, że sezonowo wartości średnie mocy możliwej do wyprodukowania zmieniają się. Praktycznie w każdej godzinie na krótki okres możliwe jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej do poziomu maksymalnej mocy zainstalowanej elektrowni. Wiąże się to naturalnie z obniżeniem górnego poziomu rzeki. Dlatego maksymalne wykorzystanie zdolności produkcyjnej elektrowni przepływowej (na poziomie mocy zainstalowanej) możliwe jest wyłącznie przez kilka godzin w ciągu doby. Na Rys. 3.8 przedstawiono charakterystykę generacji przepływowej elektrowni wodnej w godzinach szczytu.



Po wykorzystaniu dodatkowej mocy elektrownia zmuszona jest do przywrócenia swojego normalnego stanu wody w rzece nad elektrownią. Wiąże się to ze zmniejszeniem przepływu (lub nawet krótkotrwałym zatrzymaniem) i zebraniem wody powyżej elektrowni. Może to spowodować sytuację, że średnia dobowo wielkość produkcji energii elektrycznej może być mniejsza od wielkości produkcji, kiedy elektrownia pracowałaby równomiernie. Wielkość redukcji dobowej produkcji energii elektrycznej jest bardzo zróżnicowana i zależy od długości wykorzystywania mocy maksymalnej oraz szybkości odbudowy stanu wody. Dlatego praca z mocą maksymalną przez dłuższy okres czasu nie jest opłacalna, a nawet, ze względu na możliwość skrajnego obniżenia górnego poziomu rzeki, jest zabroniona.

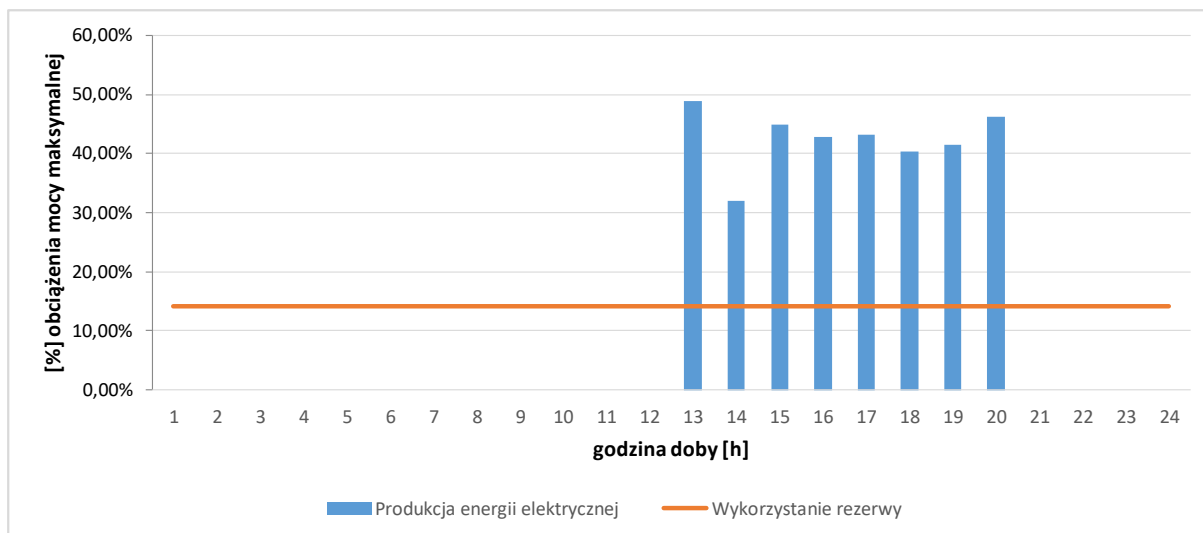
### ***Elektrownie zbiornikowe***

W przypadku elektrowni zbiornikowych dobowy program pracy może wyglądać odmiennie (Rys. 3.9). Elektrownie zbiornikowe mają zdolność magazynowania wody w górnym zbiorniku i pracy tylko w wyznaczonych godzinach. Elektrownie mogą pracować przez większą część doby z mocą maksymalną, ze względu na poziom zbiornika i wielkość generacji przy najwyższym poziomie sprawności. Z punktu widzenia maksymalizacji przychodów uzasadnione jest produkowanie energii w godzinach szczytowych, z maksymalnym wykorzystaniem mocy elektrowni. Elektrownie zbiornikowe zobowiązane są poprzez pozwolenia wodno-prawne [69] do pracy przez kilka godzin w ciągu doby i nie mogą nieustannie magazynować wody.



Rys. 3.9. Charakterystyka potencjalnej dobowej produkcji energii elektrycznej w elektrowni zbiornikowej

Praca elektrowni zbiornikowej charakteryzuje się brakiem ciągłości. Elektrownia zbiornikowa może być źródłem dodatkowej mocy w systemie – wymaga tylko zdefiniowania godzin w których niezbędne są dodatkowe moce produkcyjne w KSE. Możliwe jest np. zmniejszenie produkcji w zadanych godzinach, aby okres dodatkowej pracy był dłuższy. Takie podejście zostało zaprezentowane na Rys. 3.10.

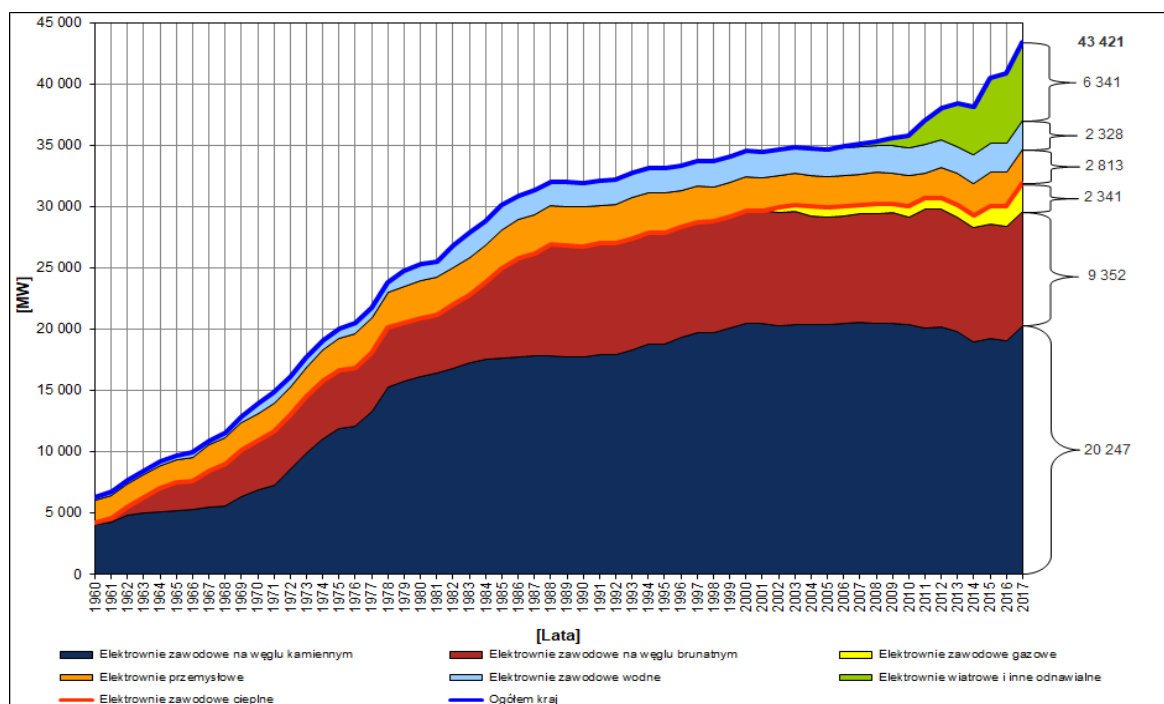


Rys. 3.10. Charakterystyka potencjalnej dobowej produkcji energii elektrycznej w elektrowni zbiornikowe przy wydłużonym czasie pracy z mniejszą mocą

Możliwości sterowania elektrowni wodnych są na tyle duże, że wykorzystanie ich do dedykowanej produkcji energii w określonych godzinach doby jest bardzo korzystne. Wymaga określenia dla pojedynczych źródeł warunków brzegowych pracy, zgodnych z możliwościami regulacyjnymi zbiorników lub rzek. Jest to sytuacja istotnie różna niż w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych.

### 3.1.4 Statystyka mocy zainstalowanej

Na Rys. 3.11 zaprezentowana została struktura źródeł wytwórczych w Polsce. Wskazuje ona na zdecydowaną przewagę technologii węglowych w „miksie energetycznym” naszego Kraju [74].



Rys. 3.11 Zapotrzebowanie na moc szczytową w Polsce w latach 1960-2017 [34]

Uzupełniając informację z Rys. 3.11 w Tab. 3.2 zestawiono cechy poszczególnych technologii wytwórczych energii elektrycznej. Przedstawiony opis określa wszystkie źródła, które mogą być wykorzystywane w ramach generacji rozproszonej. W kolejnych kolumnach określono:

- 1) Rodzaj technologii wytwórczej
- 2) Emisyjność (CO<sub>2</sub>) technologii – rozróżnia się wyłącznie źródła „zielone” – czyli zero-emisyjne i pozostałe – których emisja jest zróżnicowana
- 3) Możliwość pracy w układzie kogeneracyjnym
- 4) Charakterystyczny przedział mocy znamionowej
- 5) Charakter pracy (wytwarzania)
- 6) Możliwość zarządzania przez dyspozycję centralną

Tab. 3.2 Zestawienie technologii wytwórczych [57]

Technologia	Emisja CO <sub>2</sub>	Zdolność generacji w skojarzeniu (CHP)	Moc jednostkowa	Zmienność produkcji - charakter pracy (wytwarzania)	Dyspozycja generacji lokalna- L/ centralna-C
Silniki tłokowe o spalaniu wewnętrznym	tak	tak	> 5 kW	Nie	L/C
Turbiny spalinowe	tak	tak	> 1 MW	Nie	L/C
Mikroturbiny	tak	tak	1 kW ÷ 1 MW	nie	L
Silnik Stirlinga	tak	tak	<1 kW ÷ 0,1 MW	nie	L
Ogniwa paliwowe	tak	tak	1 kW ÷ 5 MW	nie	L/C
Małe turbiny wodne	nie	nie	> 25 kW	tak	L/C
Turbiny wiatrowe	nie	nie	<1 kW ÷ 6 MW	tak	L/C
Systemy fotowoltaiczne	nie	nie	<1 kW ÷ 14 MW	tak	L
Kolektory słoneczne	nie	nie	>5 kW	tak	L/C
Elektrownie na biomasę	tak	tak	>10 kW	nie	L/C
Elektrownie geotermalne	nie	tak	>100 kW	nie	C
Elektrownie pływowe	nie	nie	50 kW ÷ 5 MW	tak	C

Do najważniejszych wniosków wynikających z tego porównania, dotyczących koncepcji zarządzania generacją rozproszoną można zaliczyć:

- 1) Obowiązujący na mocy dyrektyw unijnych pakiet 3 x 20 [58] wymusza na gospodarce polskiej wypracowanie określonego udziału źródeł energii odnawialnej w tak zwanym rynku energii końcowej, w skład którego wchodzi rynek energii elektrycznej. Wprowadzenie w życie pakietu 3 x 20 oznacza dla elektroenergetyki konieczność zainstalowania w systemie elektroenergetycznym źródeł energii o niskiej emisji CO<sub>2</sub> lub źródeł bezemisyjnych [19], [18]. W związku z tym rozwój energetyki polskiej może postępować w dwóch zasadniczych kierunkach: energetyki jądrowej i odnawialnych źródeł energii. Elektrownie atomowe ze swej natury są źródłami o wielkich mocach. Zespół wytwórczy zainstalowany w elektrowni atomowej ma moc rzędu 1 000 MW, a w elektrowni pracuje zazwyczaj od dwóch do sześciu takich bloków. Przykładowo, francuska elektrownia jądrowa Gravelines, o łącznej mocy 5 460 MW, posiada sześć bloków po 910 MW każdy [33]. Instalowanie w systemie elektroenergetycznym małych źródeł wytwórczych, w tym

odnawialnych źródeł energii, niesie za sobą szereg problemów, dotychczas nie występujących na większą skalę. Najczęściej są to źródła o niewielkich mocach jednostkowych, a zatem są to źródła rozproszone. Wprowadzanie rozproszonych źródeł energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego wymaga dostosowania wielu obszarów funkcjonowania systemu, między innymi: sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, w tym zabezpieczeń pracujących w poszczególnych sieciach, oraz procedur operacyjnych. Polska, podobnie jak większość innych krajów UE, nie posiada własnych doświadczeń w tej dziedzinie, tym niemniej obecnie wiele ośrodków badawczych zajmuje się tym problemem.

- 2) Źródła generacji rozproszonej obejmują różne technologie wytwarzania oraz są bardzo zróżnicowane w aspekcie wyposażenia, właściwości jednostek i technologii. Wymagania operatorów systemów dystrybucyjnych są precyzyjnie określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), przeważnie tylko w odniesieniu do farm wiatrowych. W sytuacji braku w IRiESD szczegółowych warunków technicznych dla poszczególnych rodzajów źródeł generacji rozproszonej, decyzje dotyczące technicznych warunków przyłączenia podejmowane są na podstawie szczegółowych analiz zawartych w tzw. ekspertyzach przyłączeniowych. Odbywa się to niekiedy z niekorzyścią dla właściciela źródła generacji rozproszonej, bowiem operator systemu wymusza przyjęcie bardzo bezpiecznych i korzystnych z jego punktu widzenia rozwiązań, wymuszających znaczne dodatkowe koszty dla właściciela takiego źródła, które przez tego ostatniego odbierane są na ogół jako nadmierne. Konieczne jest w związku z tym dokonanie standaryzacji źródeł generacji rozproszonej oraz precyzyjne określenie wymagań OSD w stosunku do innych, niż elektrownie wiatrowe, rodzajów układów generacji rozproszonej. Ważna jest też weryfikacja procedury przyłączenia dla układów generacji rozproszonej, zmierzająca do jej uproszczenia.
- 3) Źródła rozproszone mają i będą miały coraz większe znaczenie energetyczne. Według niektórych analityków źródła te są receptą na kryzys energetyczny związany z wyczerpywaniem się zasobów paliw kopalnych w skali globu [57], [60], [75]. Zastosowanie generacji rozproszonej może w znaczący sposób poprawić bezpieczeństwo elektroenergetyczne, zarówno w skali globalnej, jak i lokalnej. Instalowanie źródeł rozproszonych w pobliżu odbiorców poprawia ciągłość zasilania, a w przypadku niektórych klęsk żywiołowych jest jedynym sposobem dostarczenia energii elektrycznej. W trakcie normalnej pracy źródła rozproszone mogą być efektywnie wykorzystane pod warunkiem, że będzie istniała infrastruktura umożliwiająca odpowiednie zarządzanie nimi. Wykorzystanie źródeł generacji rozproszonej do pokrycia zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną w znaczący sposób odciąża sieć w okresach obciążenia szczytowego z jednoczesnym zmniejszeniem strat sieciowych, pozwalając ponadto na bezpieczne przeprowadzanie remontów źródeł wielkiej mocy i sieci przesyłowej.
- 4) Źródła generacji rozproszonej cechują się mniejszą elastycznością wytwarzanej energii w stosunku do dużych źródeł systemowych, od których standardowo wymaga się przystosowania do udziału w regulacji parametrów systemu (świadczenia usług systemowych). Niekorzystne cechy źródeł generacji rozproszonej powodują, że wraz ze zwiększaniem ich udziału w systemie należy wnikliwie analizować zdolności regulacyjne systemu i w razie potrzeby podejmować odpowiednie środki zaradcze. Nieprzewidywalność niektórych źródeł odnawialnych, np. energii wiatru, sprawia, że konieczne jest utrzymywanie odpowiednio dużej rezerwy mocy na pokrycie ewentualnych ubytków mocy spowodowanych wyłączeniami źródeł rozproszonych. Może to doprowadzić do wzrostu kosztów bilansowania, a w konsekwencji do wzrostu ceny energii. Dlatego też bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wymaga zwiększenia zakresu obserwowalności sieci dystrybucyjnej oraz współpracujących z nią źródeł generacji rozproszonej.

Szczególną grupę źródeł rozproszonych stanowią agregaty prądoworcze (rezerwowe źródła zasilania obiektów). Agregaty są alternatywą dla budowy nowych elektrowni, zapewniających moce szczytowe. Odbiorcy przemysłowi oraz przedsiębiorcy posiadają w swoich zasobach źródła, które obecnie są wykorzystywane tylko zgodnie z ich przeznaczeniem – jako rezerwowe i nie są wykorzystywane jako zasoby KSE. Wykonany w 2010 roku przegląd zespołów prądoworczych w Polsce wykazał istnienie ok. 500 MW mocy [60]. Szacuje się, że sumaryczna wielkość mocy rocznie przyłączanych do wewnętrznych sieci źródeł rezerwowych kształtuje się na poziomie 40-50 MW. Ich praca szacowana jest na 200 – 400 godzin rocznie, tak aby nie zmienić ich podstawowego charakteru – nadal mają to być źródła rezerwowe. Przystosowanie do pracy synchronicznej istniejących instalacji w wielu przypadkach jest inwestycją nieopłacalną, dlatego istotne jest poszukiwanie i przyłączanie do realizacji programów Demand Response nowych instalacji, dopiero projektowanych. Można to osiągnąć poprzez przygotowanie wytycznych projektowych dla podłączania awaryjnych zespołów prądoworczych do sieci dystrybucyjnej oraz wytycznych dla właściwych instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, określających zasady podłączania źródeł prądoworczych do sieci dystrybucyjnych oraz umożliwiających ich pracę równoległą w sieci.

### 3.1.5 Klasyfikacja źródeł rozproszonych

Konsekwencją braku jednoznacznej definicji źródeł rozproszonych jest także brak katalogu klasyfikacyjnego źródeł rozproszonych. Tworząc klasyfikację źródeł rozproszonych, kierując się celem pracy, opisano każde źródło zgodnie z przyjętymi kategoriami głównymi, przedstawionymi w Tab. 3.3.

Tab. 3.3 Opis kryteriów oceny źródeł wytwórczych

1	Przeznaczenie (cel pracy) źródła	Wiele organizacji branżowych zgodnie podkreśla, że głównym celem funkcjonowania źródeł rozproszonych jest uzyskanie mocy czynnej. W związku tym w ramach rozproszonego wytwarzania nie ma wymogu dostarczenia regulowanej mocy biernej. Niemniej taka zdolność może być istotnym dodatkowym atrybutem źródła.
2	Lokalizacja źródła	Przyjmuje się, że źródła rozproszone powinny być bezpośrednio przyłączone do sieci dystrybucyjnej, ewentualnie przyłączone pośrednio poprzez sieć po stronie układu pomiarowego odbiorcy. Przy czym definicję samej sieci dystrybucyjnej spotyka niejednokrotnie krytyka z uwagi na klasyfikację wyłącznie napięciową. Jest to jednak dla niniejszej pracy zagadnienie drugorzędne.
3	Moc znamionowa	Moc źródła nie jest czynnikiem umożliwiającym klasyfikację. Spowodowane jest to przede wszystkim różnicami pomiędzy poszczególnymi technologiami oraz usytuowaniem w sieci. Moc znamionowa może być ograniczana poprzez warunki sieci dystrybucyjnej. Z kolei zdolność przesyłowa sieci dystrybucyjnej zależy od poziomu jej napięcia. Różnice (poziom napięcia) poszczególnych systemów dystrybucyjnych w różnych krajach wprowadza naturalna barierę w możliwości definicji spójnej klasyfikacji generacji rozproszonej. Ma to wpływ na określenie górnej granicy mocy źródła rozproszonego. W Polsce obowiązuje podział na [57], [60]:  a) małą generację – jednostki o mocach do 5 MW bez dolnej granicy;

		<ul style="list-style-type: none"> <li>b) średnią generację – jednostki o mocach pomiędzy 5 - 50 MW;</li> <li>c) dużą generację rozproszoną – jednostki o mocach powyżej 50 MW.</li> </ul>
4	Przeznaczenie produkowanej energii	<p>Generacja rozproszona jest usytuowana przy odbiorcy – często wewnątrz jego sieci. Stąd też w większości przypadków energia wytwarzana w źródle rozproszonym jest przeznaczona na zabezpieczenie bezpośredniego zapotrzebowania odbiorczego. Należy przy tym mieć na uwadze, że w okresie ograniczonego poboru energii (np. w nocy, weekendy, święta) oraz w dogodnych warunkach wytwórczych szczególnie dla generacji OZE (np. dobre warunki wiatrowe, wysokie nasłonecznienie), nieuchronnie pojawi się nadwyżka energii, która zostanie wprowadzona do sieci dystrybucyjnej. OSD zachowując komfort zarządzania siecią wprowadzają niejednokrotnie bardzo niewielki maksymalny poziom przyłączonej generacji rozproszonej, minimalizując w ten sposób zakres bilansowania oraz zmianę kierunków przepływu energii.</p>
5	Technologia	<p>Dostępne i stosowane technologie są zróżnicowane. Nie można ograniczyć generacji rozproszonej tylko do przypadku wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Równie ważna i wymagająca wsparcia jest technologia produkcji w jednostkach kogeneracyjnych. Wiele zakładów przemysłowych wykorzystuje ciepło w procesach technologicznych – stosując współspalanie należy oczekiwać energii elektrycznej jako swoistego „odpadu” produkcji podstawowej. Ten sposób wytwarzania jest z punktu widzenia termodynamiki i ekonomii jednym z najbardziej efektywnych sposobów wykorzystania energii chemicznej paliwa. Główne stosowane technologie w obszarze generacji rozproszonej :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) silniki Diesla;</li> <li>b) silniki dwupaliwowe;</li> <li>c) turbiny gazowe klasyczne;</li> <li>d) turbiny spalinowe;</li> <li>e) mikroturbiny;</li> <li>f) ogniwa paliwowe;</li> <li>g) ogniwa fotowoltaiczne;</li> <li>h) turbiny wiatrowe;</li> <li>i) uzupełniające wytwarzanie systemy magazynowania energii;</li> <li>j) systemy hybrydowe – mogące łączyć wiele z powyżej opisanych technologii.</li> </ul>
6	Oddziaływanie GR (Generacja Rozproszona) na środowisko naturalne	<p>Oddziaływanie na środowisko jest tylko jednym z czynników, nie zawsze decydującym, o wyborze określonej technologii generacji rozproszonej. Źródła generacji rozproszonej mogą wykorzystywać technologie o różnym stopniu uciążliwości dla środowiska naturalnego. Analiza wpływu GR na środowisko jest dosyć skomplikowana. Technologie bazujące na odnawialnych źródłach energii (wiatr, woda, słońce), praktycznie nie mają bezpośredniej emisji CO<sub>2</sub>. Generują co prawda zaburzenia elektromagnetyczne, które w pewnym stopniu zmieniają środowisko naturalne [2], [71]. W przypadku technologii generacji rozproszonej opartych na spalaniu pierwotnych źródeł chemicznych, nowoczesne rozwiązania umożliwiają istotne ograniczenie emisji szkodliwych związków. Należy również pamiętać, że wykorzystanie generacji rozproszonej w systemie może powodować zmniejszenie strat przesyłowych i w ten</p>

		<p>sposób pośrednio przyczynić się do redukcji emisji zanieczyszczeń przez źródła konwencjonalne., Jednakże należy także brać pod uwagę przypadek dużego udziału generacji rozproszonej w ogólnym wytwarzaniu energii elektrycznej. Taka sytuacja wiąże się z koniecznością pracy podstawowych jednostek wytwórczych, usytuowanych w elektrowniach zawodowych, ze znacznie zaniżoną mocą, co prowadzi do zmniejszenia efektywności spalania i zwiększenia oddziaływania na środowisko.</p>
7	Tryb pracy GR	<p>Przyjmuje się, że praca generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym nie jest związana z regułami funkcjonowania systemów centralnych (planowanie pracy, ceny wg reguł rynkowych, udział w dyspozycji mocy itp.) Niemniej jednak to początkowe podejście ewoluuje i zmienia się w zależności od potrzeb określonego systemu elektroenergetycznego. Wciąż jednak generacja rozproszona, z punktu widzenia trybów pracy w systemie, wyraźnie różni się od generacji klasycznej, a przez to wymaga odpowiednio dopasowanych rozwiązań w zakresie instrukcji ruchu i eksploatacji.</p>
8	Udział GR w ogólnym wytwarzaniu energii	<p>Obecnie ze względu na ochronę środowiska formułuje się wymagania co do wielkości udziału odnawialnych źródeł energii (OZE), które to elektrownie mogą być tylko jedną z form generacji rozproszonej (duże farmy wiatrowe, o mocy sięgającej nawet 500 MW, przyłączane do sieci NN, wymykają się spoza obszaru związanego z pojęciem generacji rozproszonej). Prognozy, przeprowadzone pod patronatem Komisji Europejskiej, są bardzo optymistyczne i oceniają, iż do roku 2020 poziom generacji rozproszonej może osiągnąć w krajach unijnych 15-20% [28], [15]. W przypadku Polski, udział ten może być jeszcze większy, biorąc pod uwagę bardzo niską sprawność wykorzystania energii chemicznej paliwa w naszym systemie wytwórczym energii elektrycznej (sprawność na poziomie 25-30%) [75].</p>

## 4 Ocena zasadności wykorzystania źródeł rozproszonych

Kluczowym dla osiągnięcia celu pracy jest zapotrzebowanie na wykorzystanie rozproszonych zasobów wytwórczych. Techniczna potrzeba nie jest jednak jedyną determinantą dla proponowanego rozwiązania, warunkiem koniecznym jest także opłacalność ekonomiczna wykorzystania źródeł.

### 4.1 Analiza funkcjonowania KSE

Krajowe zapotrzebowanie na energię przedstawia się podstawową krzywą popytu, a źródła rozproszone uzupełniają dostępne moce produkcyjne – czyli podaż. W rozdziale zostały przedstawione wnioski z analizy krzywej zapotrzebowania jak i dostępnej podaży w rozróżnieniu na poszczególne technologie.

#### 4.1.1 Zapotrzebowanie na moc w KSE

W celu oszacowania potencjału wykorzystania źródeł rozproszonych dokonano szczegółowej analizy zapotrzebowania godzinowego na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Z uwagi na duży rozwój OZE w latach 2007-2015 (przyrost mocy ok. 6 GW) analiza zapotrzebowania na moc obejmowała lata 2015-2018. Dane te są bardziej miarodajne z uwagi na brak przyłączenia w tym okresie nowych, znaczących mocowo elektrowni systemowych<sup>6</sup>. W latach 2018-2019 planowane jest uruchomienie kolejnych źródeł systemowych, których technologia wytwarzania oparta jest na węglu (elektrownie: Opole, Turów, Jaworzno). Trwają też zaawansowane prace w Grupie Energa nad rozbudową elektrowni Ostrołęka [40]. Rys. 4.1 – Rys. 4.4 przedstawiają godzinowe zapotrzebowanie na moc w KSE, w kolejnych badanych okresach [38], [34], [35], [36], [16].

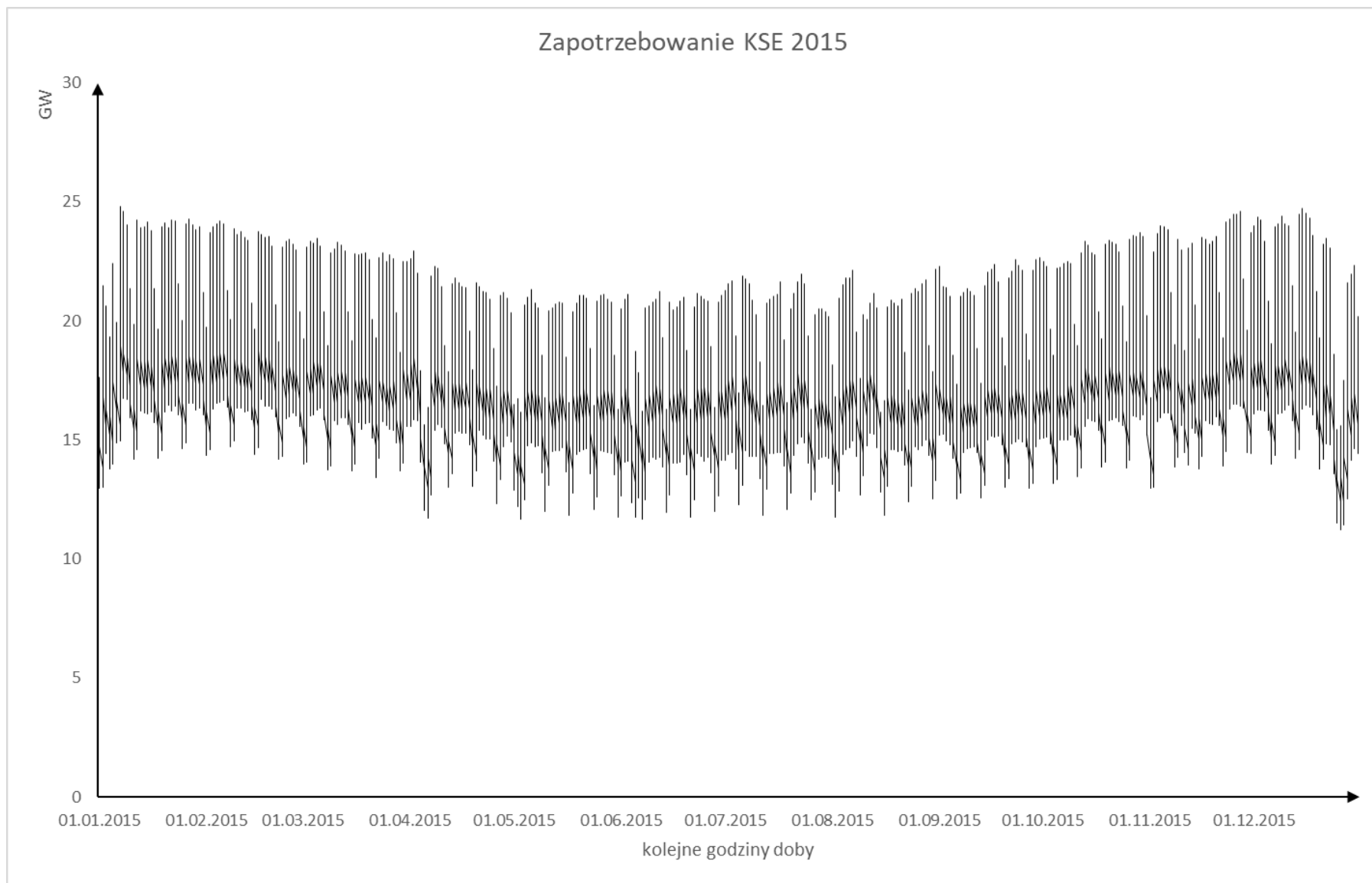
Analiza przedstawionych wykresów jest utrudniona – widoczna jest wyraźna różnica / zapotrzebowania dobowego (dzień / noc) oraz tygodniowego (dni robocze / dni wolne). Należy jednak przede wszystkim zwrócić uwagę na sezonowość związaną z temperaturami – latem zapotrzebowanie na moc jest znacząco mniejsze niż zimą. Różnice w poszczególnych miesiącach mogą sięgać nawet kilku gigawatów. Pełniejszy opis wymaga określenia podstawowych miar liczbowych opisujących rozkład zapotrzebowania na moc.

Zaprezentowane w Tab. 4.1 podstawowe parametry statystyczne mają pomóc w określeniu trendu zmiany rocznego zapotrzebowania. W kolejnych wierszach tabeli zostały opisane: (1) minimalne godzinowe zapotrzebowanie w danym roku, (2) maksymalne godzinowe zapotrzebowanie w okresie, (3) średnia arytmetyczna zapotrzebowania godzinowego na moc, (4) mediana zapotrzebowania w okresie, (5) wzrost względny minimalnej wartości zapotrzebowania, (6) wzrost względny wartości maksymalnej zapotrzebowania, (7) wzrost względny wartości średniej, (8) wzrost względny mediany.

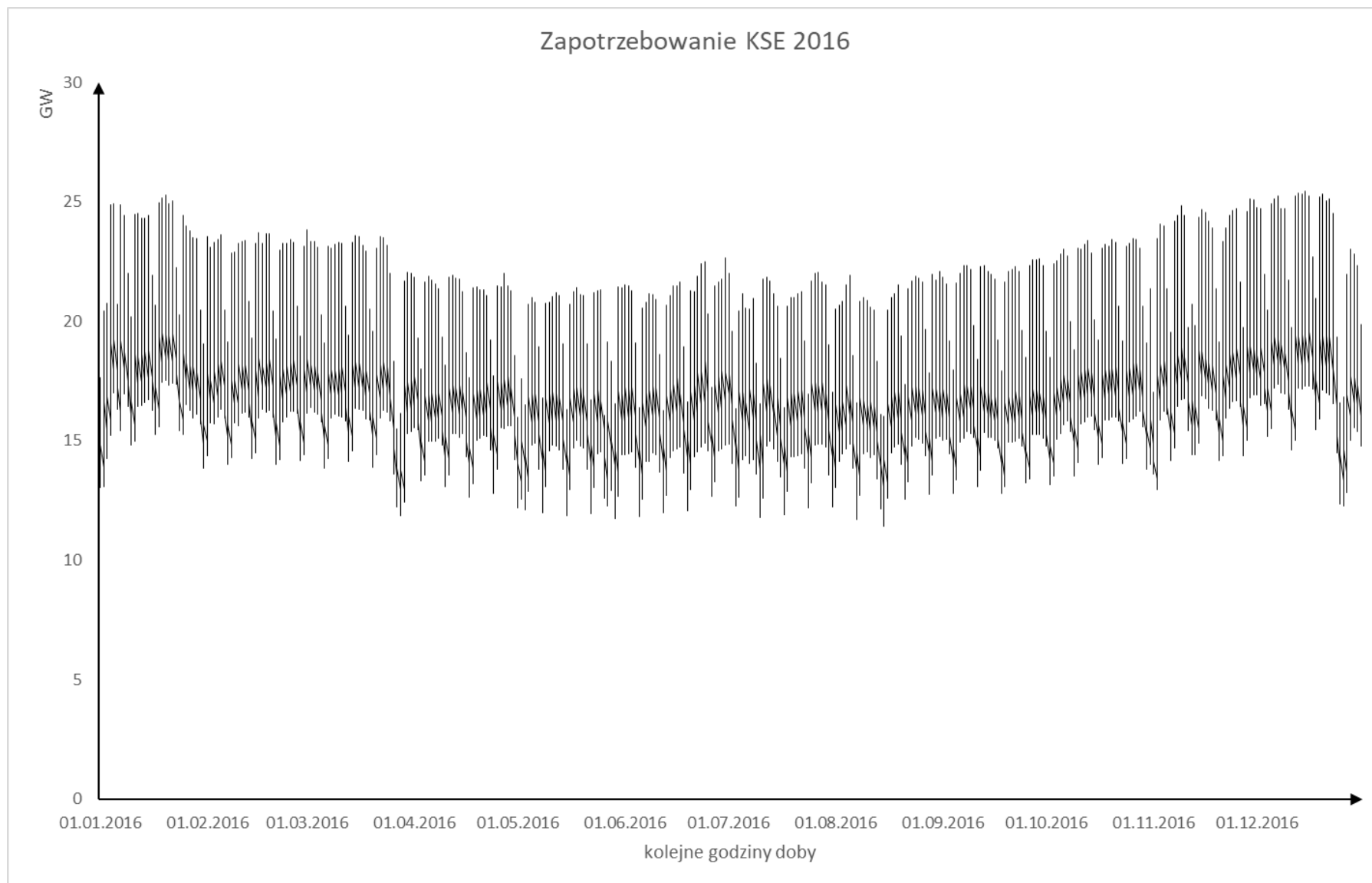
---

<sup>6</sup> Jedną z większych obecnie inwestycji w bloki węglowe realizowaną w elektrowni Kozienice nie została w badanym okresie oddana do użytku

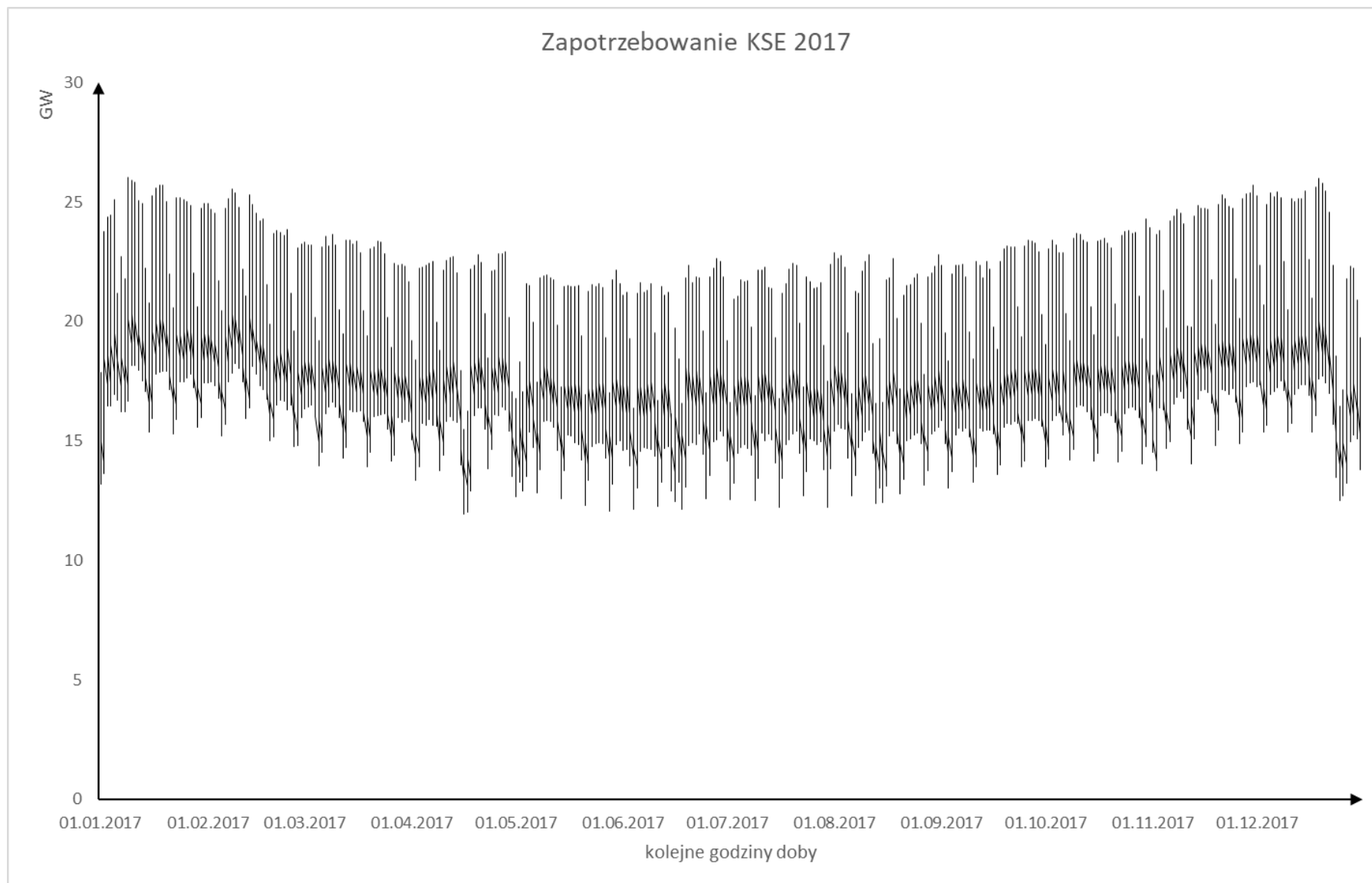




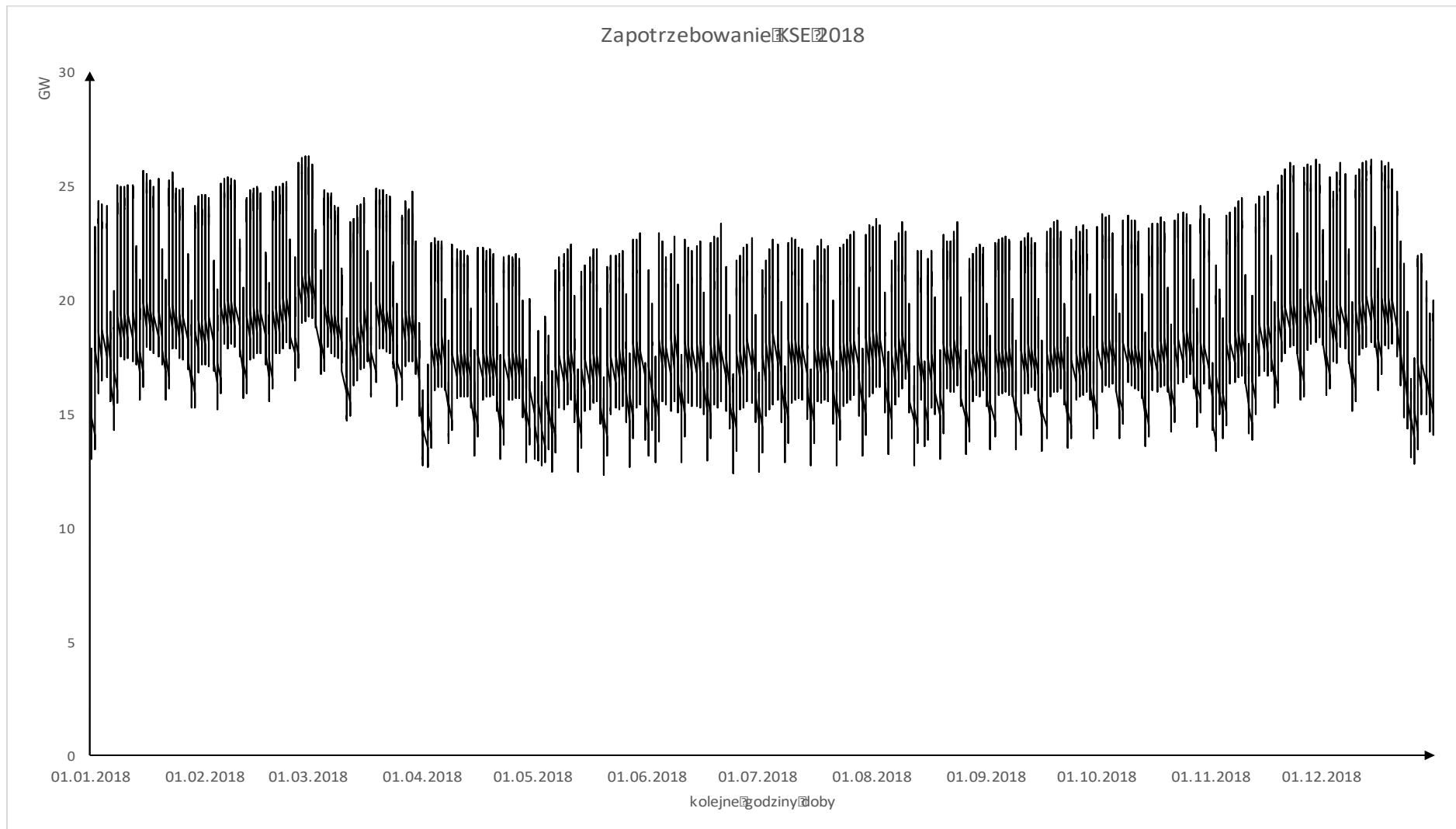
*Rys. 4.1 Zapotrzebowanie na moc w KSE w roku 2015 [36]*



Rys. 4.2 Zapotrzebowanie na moc w KSE w roku 2016 [38]



Rys. 4.3 Zapotrzebowanie na moc w KSE w roku 2017 [34]



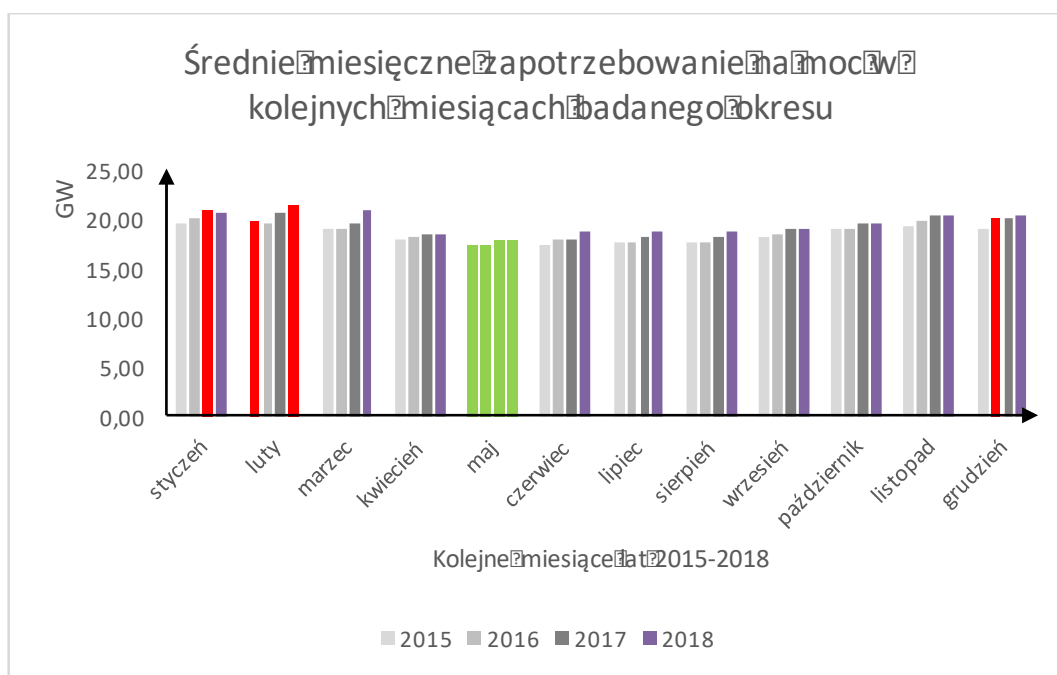
Rys. 4.4 Zapotrzebowanie na moc w KSE trzech kwartałach roku 2018 [35]

Tab. 4.1. Podstawowe wartości rozkładu godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE [38], [34], [35], [36].

		2015	2016	2017	2018
		Wartości zapotrzebowania na moc w MW			
Minimum	(1)	11 199,51	11 429,41	11 916,50	12 261,99
Maksimum	(2)	24 820,94	25 446,59	26 046,06	26 297,15
Średnia	(3)	18 418,87	18 713,59	19 219,67	19 532,16
Mediana	(4)	18 715,03	18 937,03	19 402,73	19 689,03
Wzrost Minimum	(5)		2,1%	4,3%	2,9%
Wzrost Maksimum	(6)		2,5%	2,4%	1,0%
Wzrost średniej	(7)		1,6%	2,7%	1,6%
Wzrost mediany	(8)		1,2%	2,5%	1,6%

W Tab. 4.1 zaprezentowano wartości wzrostu dla danych rocznych. Wynika z nich bez wątpliwości, że tempo wzrostu minimum dobowo-godzinowego jest zdecydowanie wyższe niż dynamika wzrostu maksimum oraz miar średnich. Oznacza to, że zapotrzebowanie pozaszczytowe rośnie szybciej niż zapotrzebowanie szczytowe. Potwierdza to tezę stopniowego spłaszczania się krzywej sezonowej – co w przypadku utrzymania tej tendencji w kolejnych latach będzie prowadziło do zrównania średnich miesięcznych zapotrzebowania na moc. Dodatkowo komentarza wymaga fakt, że tempo wzrostu wartości średniej rośnie z roku 2016 na 2017 szybciej, niż w latach poprzednich. Trend wzrostowy średniej w roku 2018 utrzymał się, jednak nie jest już tak duży jak w 2017 roku.

Na Tab. 4.5 zaprezentowano wykres średnich wartości dobowego zapotrzebowania na moc w kolejnych miesiącach każdego roku z badanego okresu.



Rys. 4.5 Średnie miesięczne zapotrzebowanie na moc w kolejnych miesiącach badanego okresu [38], [34], [35], [36]

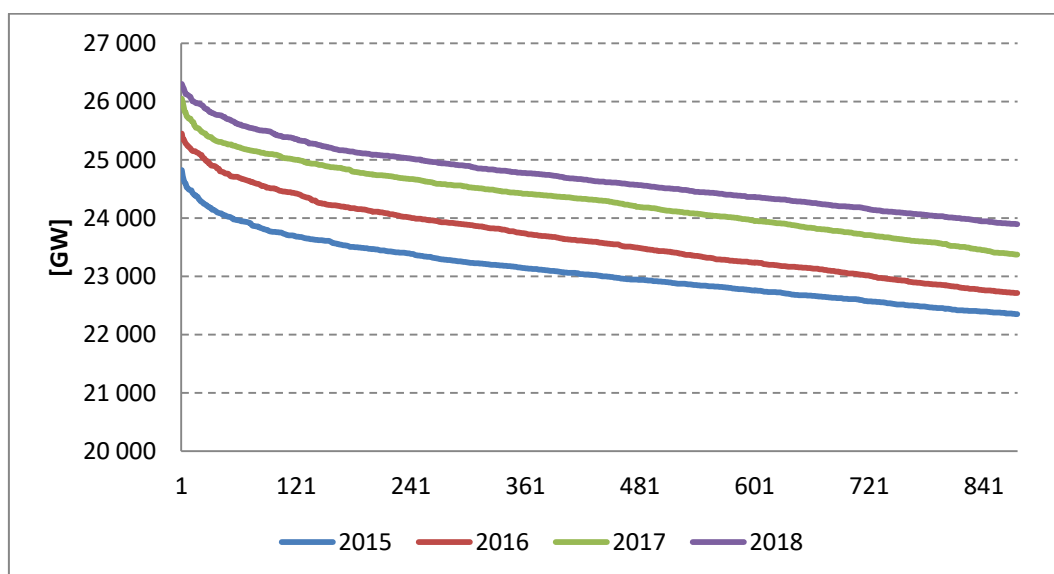
Z powyższej analizy wynika, że minimalne średnie zapotrzebowanie na moc występuje w maju każdego roku. Jest to spowodowane trzema czynnikami:

- 1) metodyką obliczania – średnia obejmuje wszystkie dni robocze i wolne od pracy, a maj z uwagi na długi *weekend*, przypadający na początku tego miesiąca, charakteryzuje się istotnie wysokim wskaźnikiem dni wolnych od pracy,
- 2) warunkami meteorologicznymi – zwykle maj cechuje bardzo korzystna średnia temperatura otoczenia, która nie wymaga już nadmiernego wykorzystania ogrzewania a z drugiej strony ograniczone jest także wykorzystanie klimatyzatorów,
- 3) porą roku – w maju występuje wyjątkowo długi dzień, ograniczający korzystanie ze sztucznego oświetlenia.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę na wartości bezwzględne przyrostu – średnie dobowe zapotrzebowanie w KSE rośnie w ilości około 300 MW rocznie. W niniejszej pracy rozważa się źródła o znacznie mniejszych mocach, których agregacja może odpowiadać za dodatkowy przyrost mocy rzędu kilkudziesięciu MW.

Co ważne, bazując na średnich wartościach można wysnuć wniosek, że pomijają one istotne z punktu widzenia niniejszej pracy aspekty. Średnie wartości zapotrzebowania stanowią ważną informację w przypadku oceny opłacalności inwestycji w źródła konwencjonalne, które wymagają globalnego podejścia do zapotrzebowania na moc. Średnie wzrosty zapotrzebowania wskazują na fakt, że istotnie podnosi się zapotrzebowanie na energię elektryczną w kraju, co powoduje naturalną potrzebę przyrostu strony podażowej. Koncepcja wykorzystania źródeł rozproszonych w formule agregowanych doraźnych źródeł krótkotrwale produkujących energię powstała z uwagi na powszechną tezę o pogarszającej się sytuacji w KSE i problemach związanych z pokryciem zapotrzebowania w szczytowych godzinach roku. Dlatego, aby zbadać trend zapotrzebowania krótkoterminowego została opracowana metodyka bazowania na maksimach godzinowych.

Na Rys. 4.6 przedstawiono charakterystyki uporządkowane, obejmujące 10% godzin o maksymalnym zapotrzebowaniu w każdym roku badanego okresu.



Rys. 4.6 Charakterystyki uporządkowane przedstawiające maksymalne zapotrzebowanie na energię wyznaczone z czasem uśredniania jednej godziny [38], [34], [35], [36]

W Tab. 4.2. przedstawiono w kolejnych wierszach: (1) wartości maksymalnego zapotrzebowania godzinowego na moc w kraju, (2) średnią arytmetyczną z 100 godzin w okresie zapotrzebowania, (3) średnią arytmetyczną z maksymalnych 200 godzin w okresie zapotrzebowania, (4) średnią arytmetyczną z maksymalnych 400 godzin w okresie zapotrzebowania, (5) średnią arytmetyczną z maksymalnych 876 (czyli 10% roku) godzin w okresie zapotrzebowania. W wierszach (6 – 10) zostały zawarte indeksy dla kolejnych wartości średnich, w porównaniu do roku poprzedniego. Natomiast w wierszach (11-15), indeksy przyrównujące wartości kolejnych lat do roku 2015 – przyjętego jako podstawę analizy.

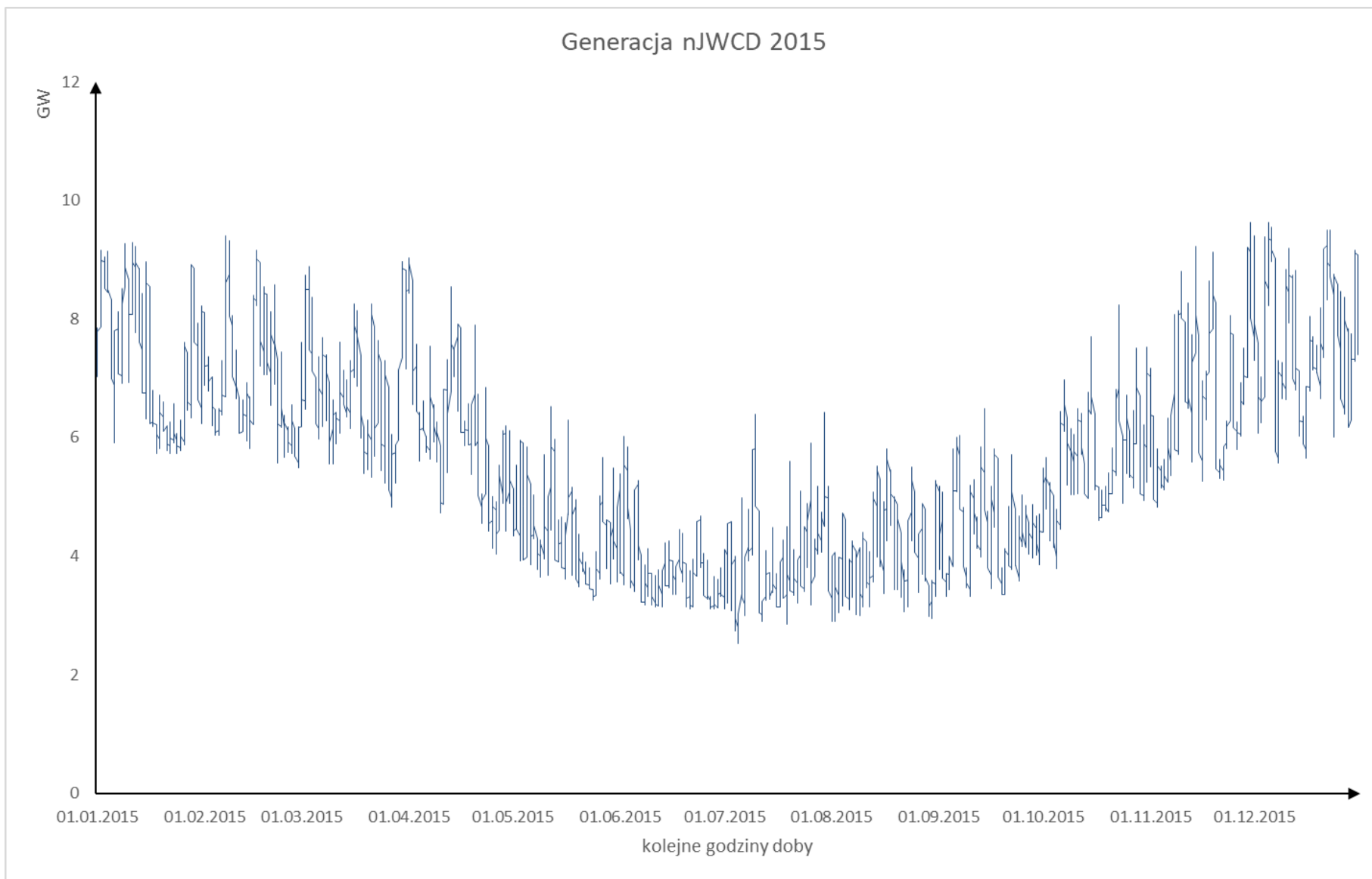
Tab. 4.2 Podstawowe wartości opisujące zapotrzebowanie na energię w badanym okresie [38], [34], [35], [36].

		2015	2016	2017	2018
<b>Wartości zapotrzebowania na moc w MW</b>					
<i>Maksimum</i>	(1)	24 821	25 447	26 046	26 297
<i>Średnia max 100</i>	(2)	24 078	24 814	25 326	25 728
<i>Średnia max 200</i>	(3)	23 839	24 546	25 113	25 483
<i>Średnia max 400</i>	(4)	23 547	24 212	24 827	25 188
<i>Średnia max 876</i>	(5)	23 087	23 643	24 310	24 701
<b>Dynamika 100=rok pop</b>					
<i>Maksimum</i>	(6)		2,5%	2,4%	1,0%
<i>Średnia max 100</i>	(7)		3,1%	2,1%	1,6%
<i>Średnia max 200</i>	(8)		3,0%	2,3%	1,5%
<i>Średnia max 400</i>	(9)		2,8%	2,5%	1,5%
<i>Średnia max 876</i>	(10)		2,4%	2,8%	1,6%
<b>Dynamika 100=2015</b>					
<i>Maksimum</i>	(11)		2,5%	4,9%	5,9%
<i>Średnia max 100</i>	(12)		3,1%	5,2%	6,9%
<i>Średnia max 200</i>	(13)		3,0%	5,3%	6,9%
<i>Średnia max 400</i>	(14)		2,8%	5,4%	7,0%
<i>Średnia max 876</i>	(15)		2,4%	5,3%	7,0%

Wartości przedstawione w Tab. 4.2 wskazują, że dynamika wzrostu maksymalnych wartości godzinowego zapotrzebowania na moc w KSE jest bardzo istotna. Wzrost wartości maksymalnych obserwowany jest w przypadku maksimum godzinowego i maksymalnych godzin w każdym przypadku. Dynamika wzrostu wartości średniej liczonej dla maksymalnych wartości, niezależnie od przyjętego okresu zawsze jest wyższa niż dynamika wzrostu wartości minimalnej. W okresie trzech lat odnotowano wzrost wartości maksymalnego godzinowego zapotrzebowania na moc o blisko 6%. Przekłada się to na zapotrzebowanie rzędu 1,5 GW mocy w systemie. Nieznacznie większe wartości wzrostów dla większej liczby maksymalnych godzin w porównaniu do wartości maksymalnej potwierdzają tezę o spłaszczaniu krzywej zapotrzebowania w roku. W każdym roku maksymalne wartości rosną o około 2-3% – to dużo, zważywszy, że przekłada się to na zapotrzebowanie około 500-1000 MW mocy. Powstaje zatem pytanie: jak pozyskać takie zdolności wytwórcze, które pozwolą na pokrycie zapotrzebowania w tak krótkim okresie inwestycyjnym, przy jednoczesnym niewielkim wykorzystaniu zdolności generacyjnych, przy średnim wzroście zapotrzebowania w kraju szacowanym na około 2,5%.

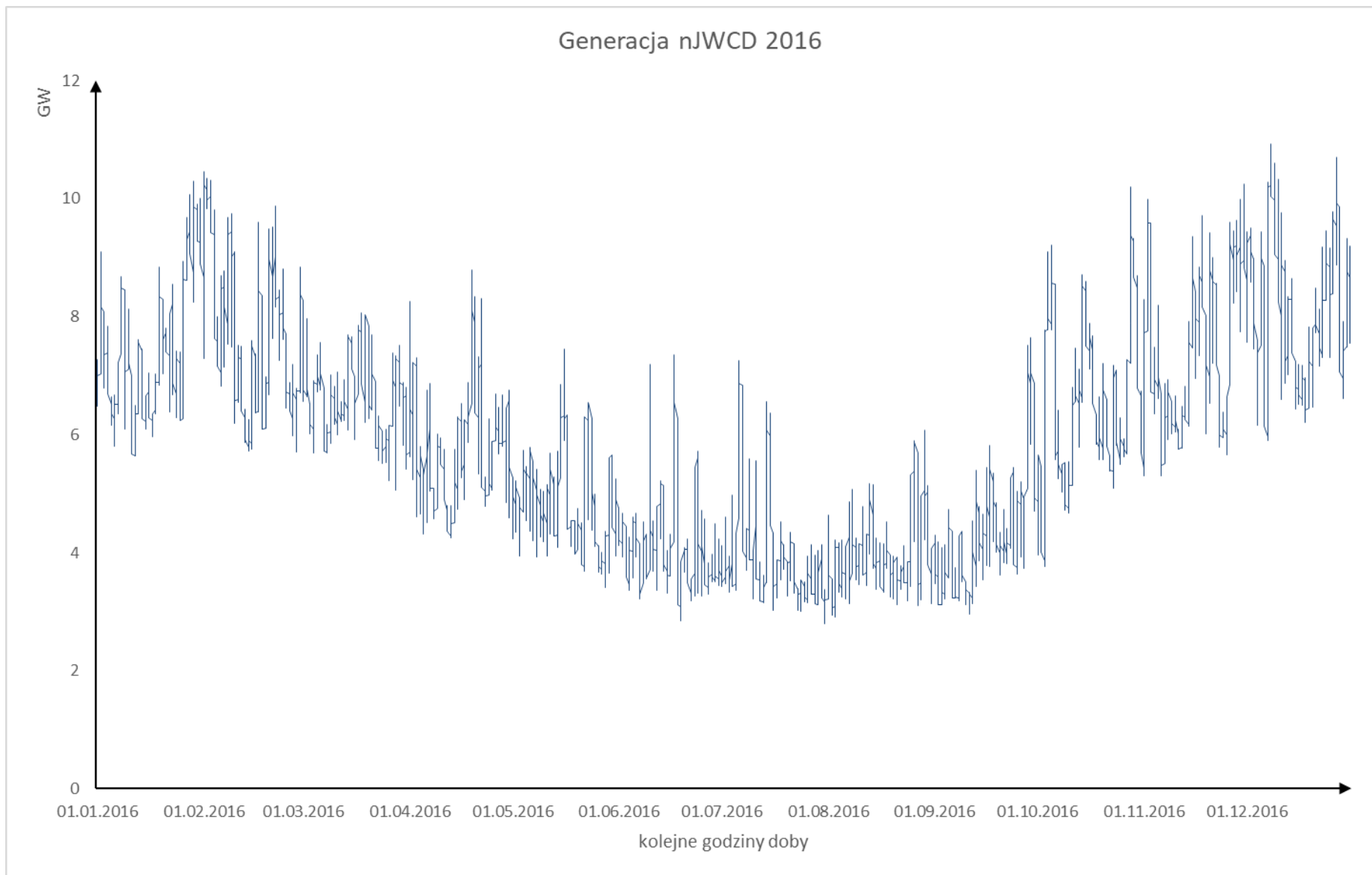
#### 4.1.2 Generacja źródeł konwencjonalnych

Na Rys. 4.7 - Rys. 4.10 zaprezentowano wykresy generacji nJWCD z lat 2015 – 2018 (trzy kwartały).

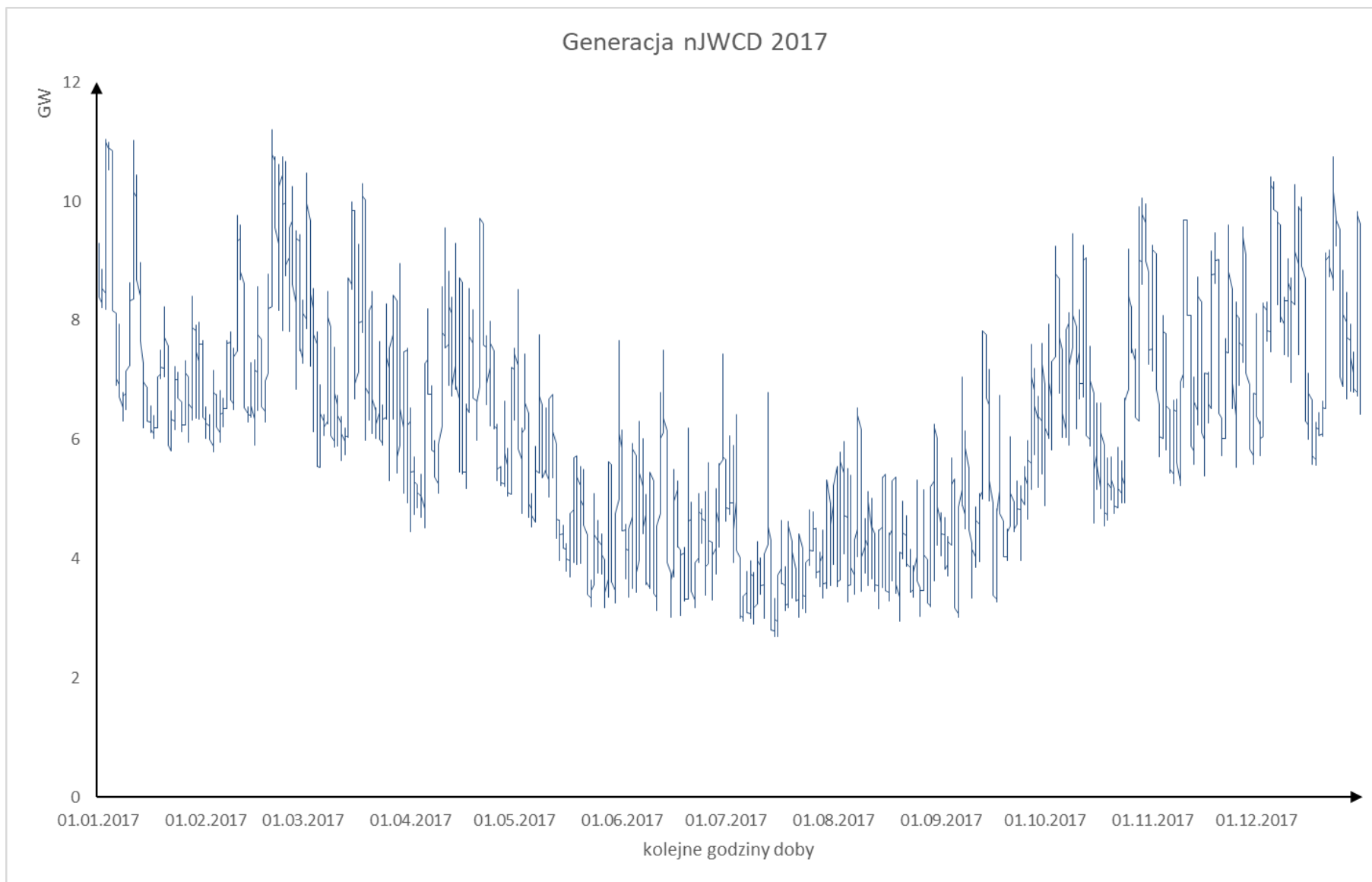


Rys. 4.7 Generacja nJWCD 2015 [36]

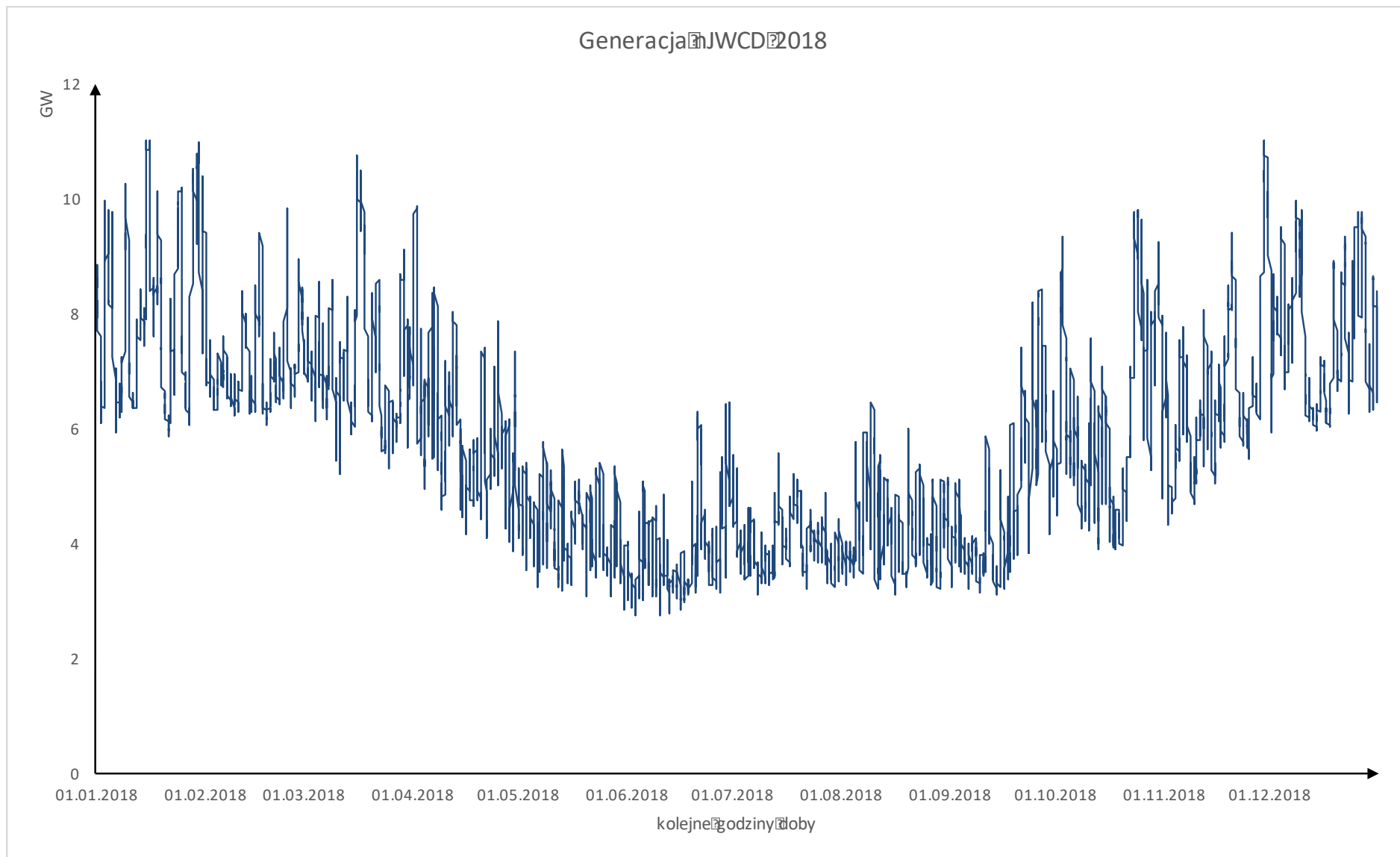




Rys. 4.8 Generacja nJWCD 2016 [38]



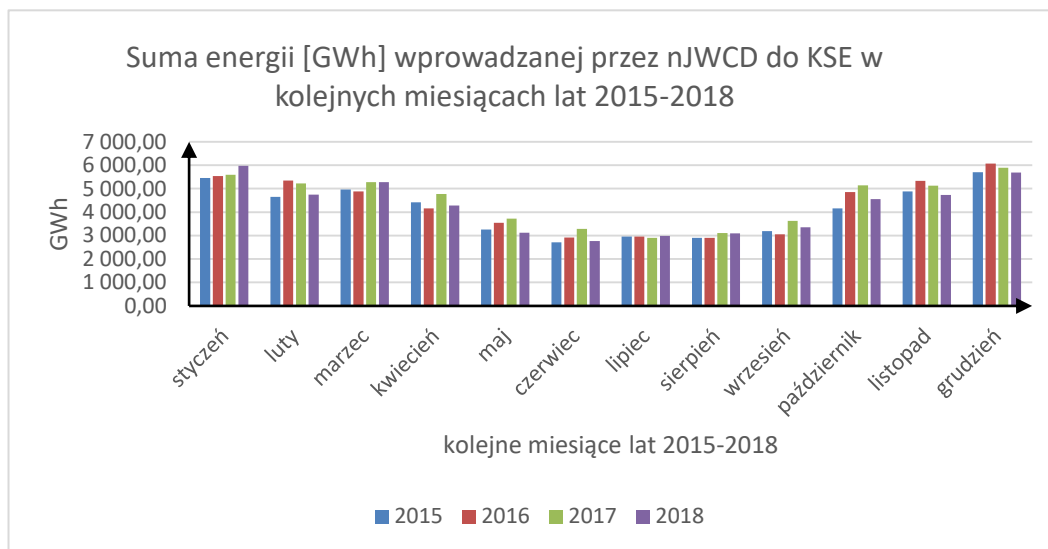
Rys. 4.9 Generacja nJWCD 2017 [34]



Rys. 4.10 Generacja nJWCD 2018 [35]

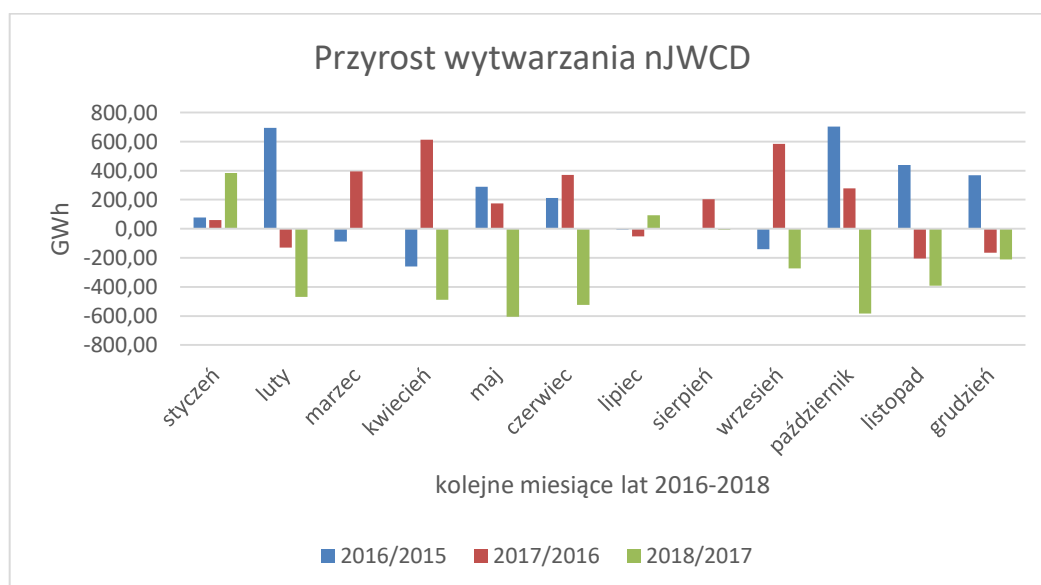
Podsumowując sezonowość pracy źródeł centralnie niedysponowanych należy bazować na sumarycznej miesięcznej wartości generowanej energii przez te elektrownie. Obserwując ich pracę w cyklu miesięcznym Rys. 4.11 nasuwają się dwa wnioski:

- 1) jednostajna tendencja związana z pracą sezonową (około połowa energii miesięcznie mniej jest generowana w miesiącach letnich w porównaniu do zimy);
- 2) można zaobserwować nieznaczny trend przyrostu energii generowanej w źródłach niedysponowanych centralnie.

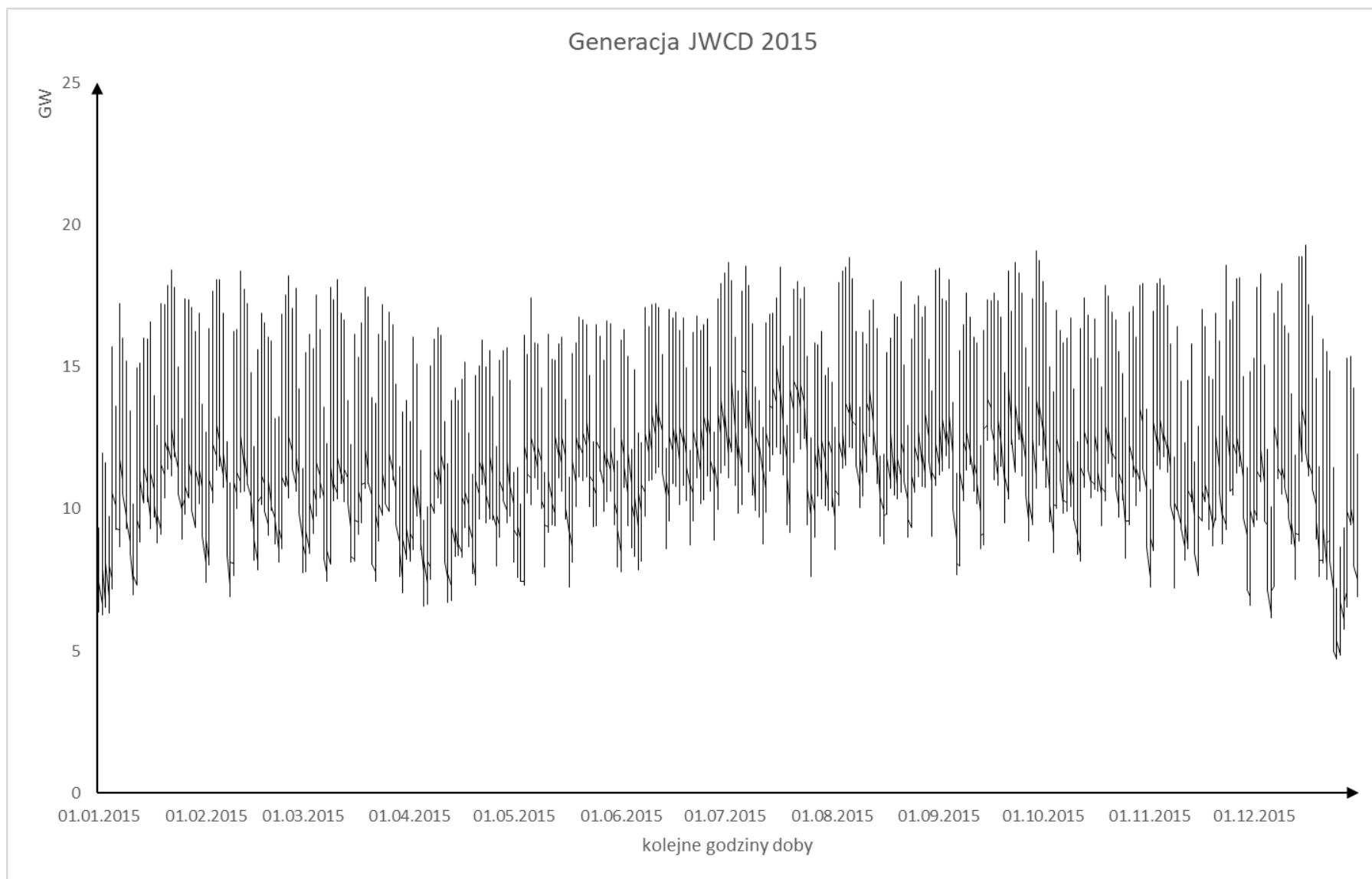


Rys. 4.11 Sumaryczna generacja nJWCD w latach 2015-2018 [34].

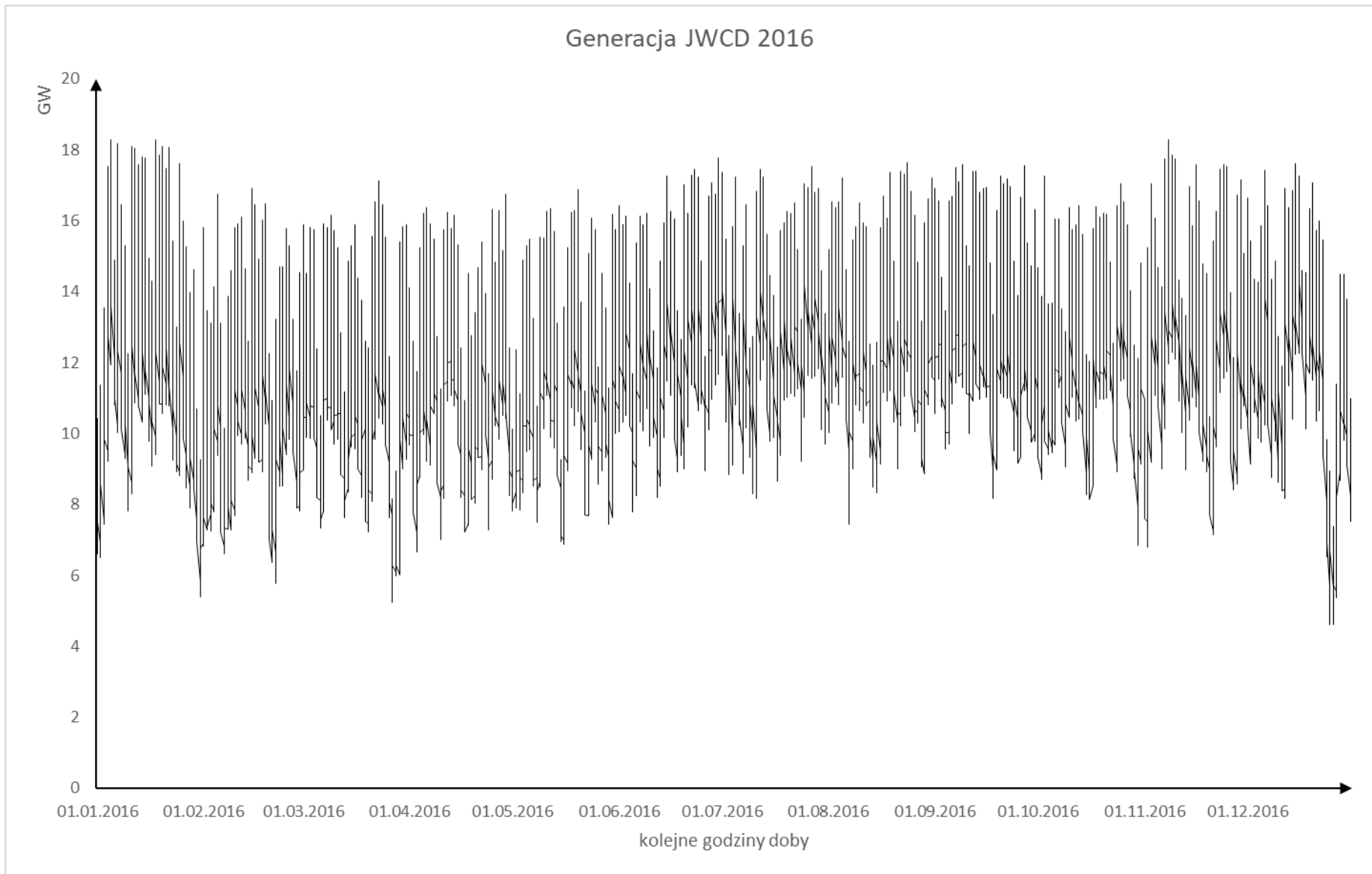
Potwierdzeniem przedstawionej tezy związanej z przyrostem generacji nJWCD jest Rys. 4.12 przedstawiający przyrosty wartości generacji miesięcznych z roku na rok. Z roku na rok generacja nJWCD zachowywana jest na podobnym poziomie – obserwowane jest jedynie niewielkie wahanie wartości. Wydaje się, że zmiany są zależne głównie od pogody. W 2018 roku obserwujemy spadek generacji nJWCD. Dodatkowo należy zwrócić uwagę na niestabilność planowania wytwórczego, które jest uzależnione od wytwarzania nJWCD.



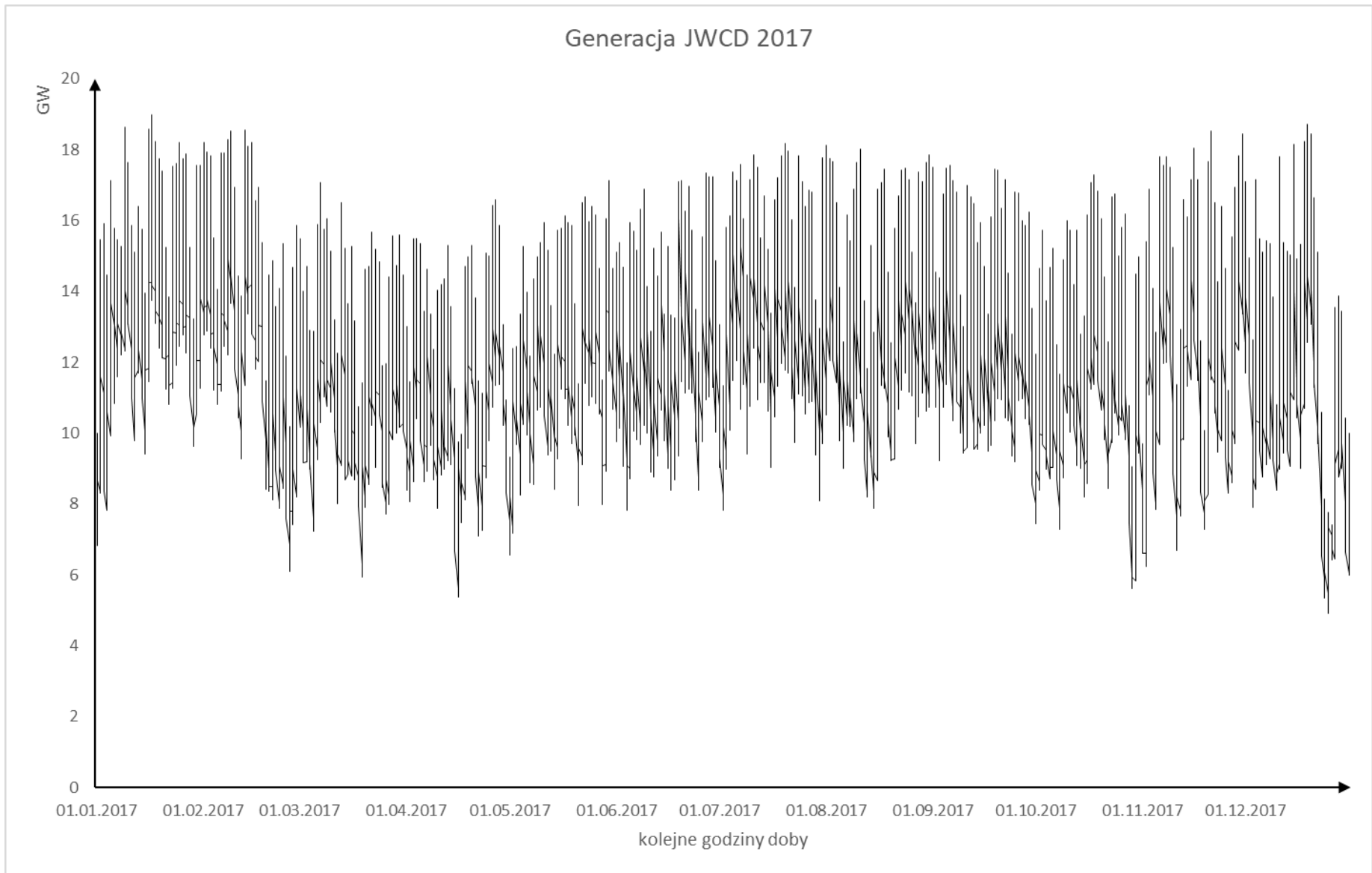
Rys. 4.12 Przyrost generacji nJWCD w latach 2016 i 2018 w porównaniu do roku poprzedniego [38], [34], [35], [36]



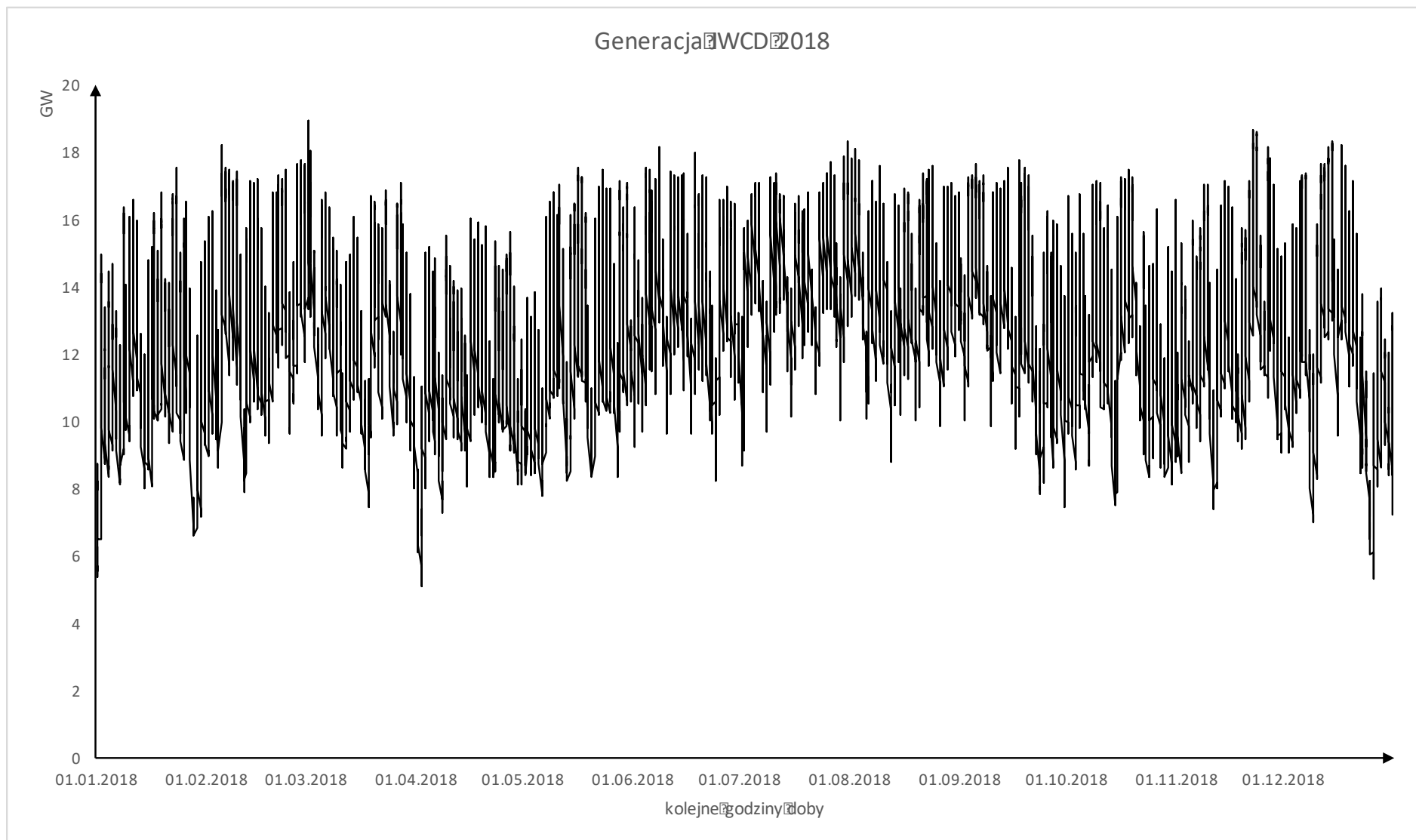
Rys. 4.13 Generacja JWCD w 2015 roku [36]



Rys. 4.14 Generacja JWCD w 2016 roku [35]



Rys. 4.15 Generacja JWCD w 2017 roku [34]

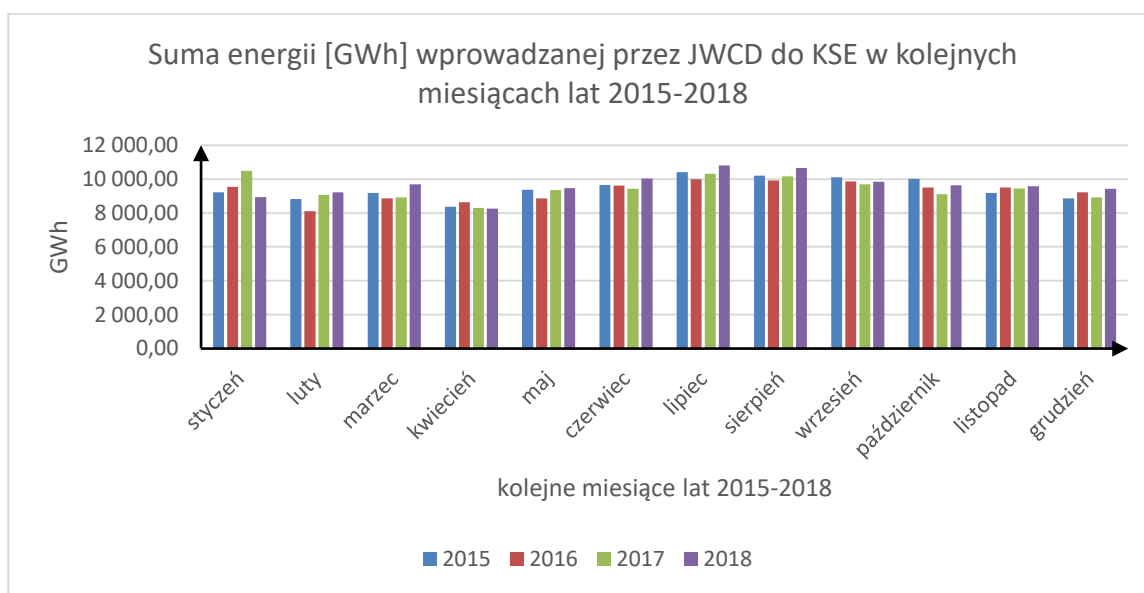


Rys. 4.16 Generacja JWCD w 2018 roku [35]



Przeciwnie do nJWCD wygląda natomiast generacja źródeł sterowalnych, które w dużej części pracują w podstawie dla pokrycia zapotrzebowania. Ilość energii wprowadzanej przez nie do sieci jest istotnie duża, niezależnie od pory roku.

Generacja JWCD przedstawiona na Rys. 4.17 z uwagi na poddanie jej całkowitej dyspozycji jest w pełni zależna od generacji źródeł niedysponowanych przez OSP. Dodatkowo, istotnym jest tu wzrost generacji OZE, która poprzez produkcję silnie zależną od warunków pogodowych wpływa na duże zmiany potrzeb generacji w elektrowniach systemowych.



Rys. 4.17 Sumaryczna energia wprowadzona do KSE przez JWCD w latach 2015-2018 [34].

Charakterystyka pracy źródeł systemowych jest odwrotna do źródeł nJWCD. Warto podkreślić, że pozornie najlepszy okres remontowy, jakim jest okres wakacji, dla JWCD stanowi okres wzmożonej produkcji. Wówczas do KSE wpływa ograniczona ilość energii z elektrociepłowni. Zatem miesiące letnie stanowią najbardziej wzmożony okres pracy dla jednostek dysponowanych centralnie.

## 4.2 Analiza cen energii rynku hurtowego

Jak wykazano w poprzednim rozdziale, generacja energii elektrycznej ze źródeł centralnie dysponowanych musi być dostosowana do warunków funkcjonowania źródeł nJWCD. Sam poziom generacji jest jednym z aspektów potwierdzających zasadność poszukiwania alternatywnych źródeł energii. W przypadku zbyt małej produkcji energii istnieje potrzeba jej uzupełnienia poprzez źródła alternatywne. W poniższym rozdziale analizie poddano poziom cen na rynku energii. Szczególnie istotne jest, czy problemy z niedostępnością mocy w systemie są odwzorowywane poprzez poziom cen w konkretnych godzinach doby.

### 4.2.1 Analiza cen SPOT

Istotnym z punktu widzenia wykorzystania źródeł rozproszonych jest opłacalność produkcji. Koszty zmienne tego rodzaju źródeł szczególnie w zakresie źródeł rezerwowych zasilanych olejem napędowym lub gazem ziemnym są relatywnie wysokie. W przypadku OZE koszt zmienny nie ma istotnego znaczenia, ma natomiast znaczenie ich sterowalność.

Przy w pełni konkurencyjnym rynku energii elektrycznej (RDN – Rynek Dnia Następnego) i uzupełniającym go rynku technicznym, istnieje wysoka korelacja wielkości cen energii elektrycznej

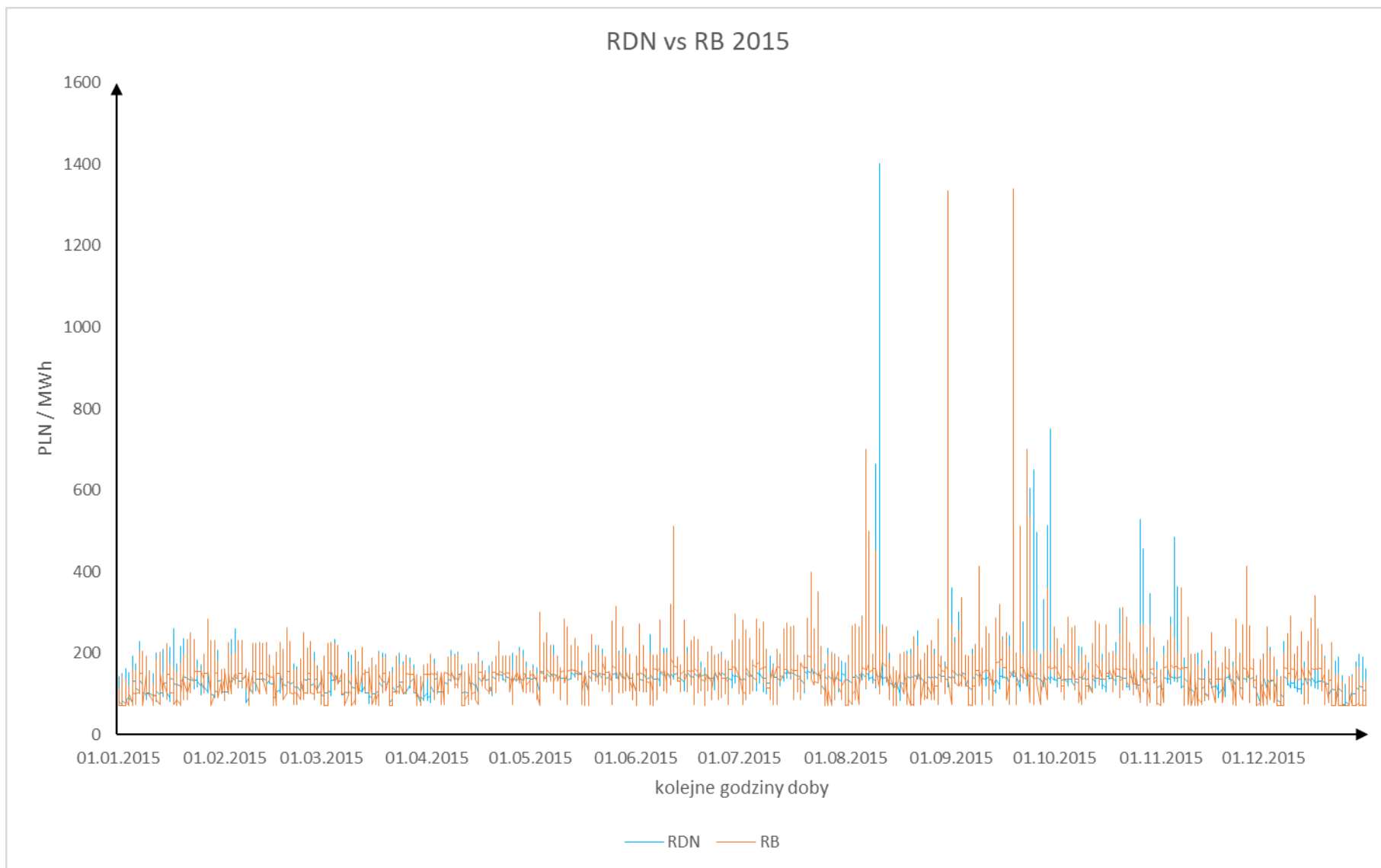
kontraktowanych na dzień przed dostawą i powykonawczo na rynku bilansującym. Konsumenci korzystają w tym modelu z dóbr oferowanych przez licznych sprzedawców, którzy nie stosują innych niż kosztowe modele wyceny produktów. Szczególnie istotna jest mnogość dostawców, którzy oferują energię elektryczną w cenach rynkowych – co za tym idzie, stos ofert na rynku jest bardzo rozbudowany i żaden z wytwórców nie ma możliwości kształtowania ceny rynkowej. Na Rys. 4.26 - Rys. 4.28 zaprezentowano zestawienie cen z dobowo-godzinowego rynku (RDN) prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii, wraz z cenami wyznaczanymi na Rynku Bilansującym. Co istotne, oba warianty sprzedaży znacząco się różnią. Ceny RDN wyznaczane są na dobę przed dostawą. Ceny RB wyznaczane są powykonawczo, nawet po czterech dniach, licząc od dnia dostawy.

W celu przedstawienia wzajemnej korelacji rynków RDN i RB dokonano uporządkowania cen wg RDN dla lat 2015 - 2018. Dane te zostały przedstawione na Rys. 4.22 - Rys. 4.24. Wykres uporządkowano od maksymalnych do minimalnych cen. Jest on przedstawiony w układzie współrzędnym w którym oś X oznacza kolejne godziny roku, a oś Y ceny energii. Cenę RDN zaprezentowano kolorem pomarańczowym, natomiast kolorem niebieskim oznaczono ceny CRO kreowane na rynku bilansującym w godzinach tożsamyh. Gdyby ceny RB i RDN były zgodne, to wykresy pokrywałyby się. Im więcej odchyleń w górę w stosunku do poziomu cen RDN tym większe potwierdzenie, że warunki techniczne systemu (dostępne moce, przyjęte pasma wytwórcze) nie są dostatecznie odzwierciedlone na rynku giełdowym. Należy szczególnie zwrócić uwagę na fakt, że liczba niespójnego poziomu cen wzrosła w roku 2017. Powszechne były sytuacje, gdy cena około 200 zł / MWh na RDN powykonawczo była wyceniana na RB na poziomie (500 – 1000) zł/MWh. Do każdego wykresu została obliczona miara korelacji Pearsona, a jej wartości przedstawiono w Tab. 4.3 Rozkłady cen energii elektrycznej na rynku giełdowym i bilansującym (technicznym) są skorelowane, na poziomie od 0,48 do 0,76.

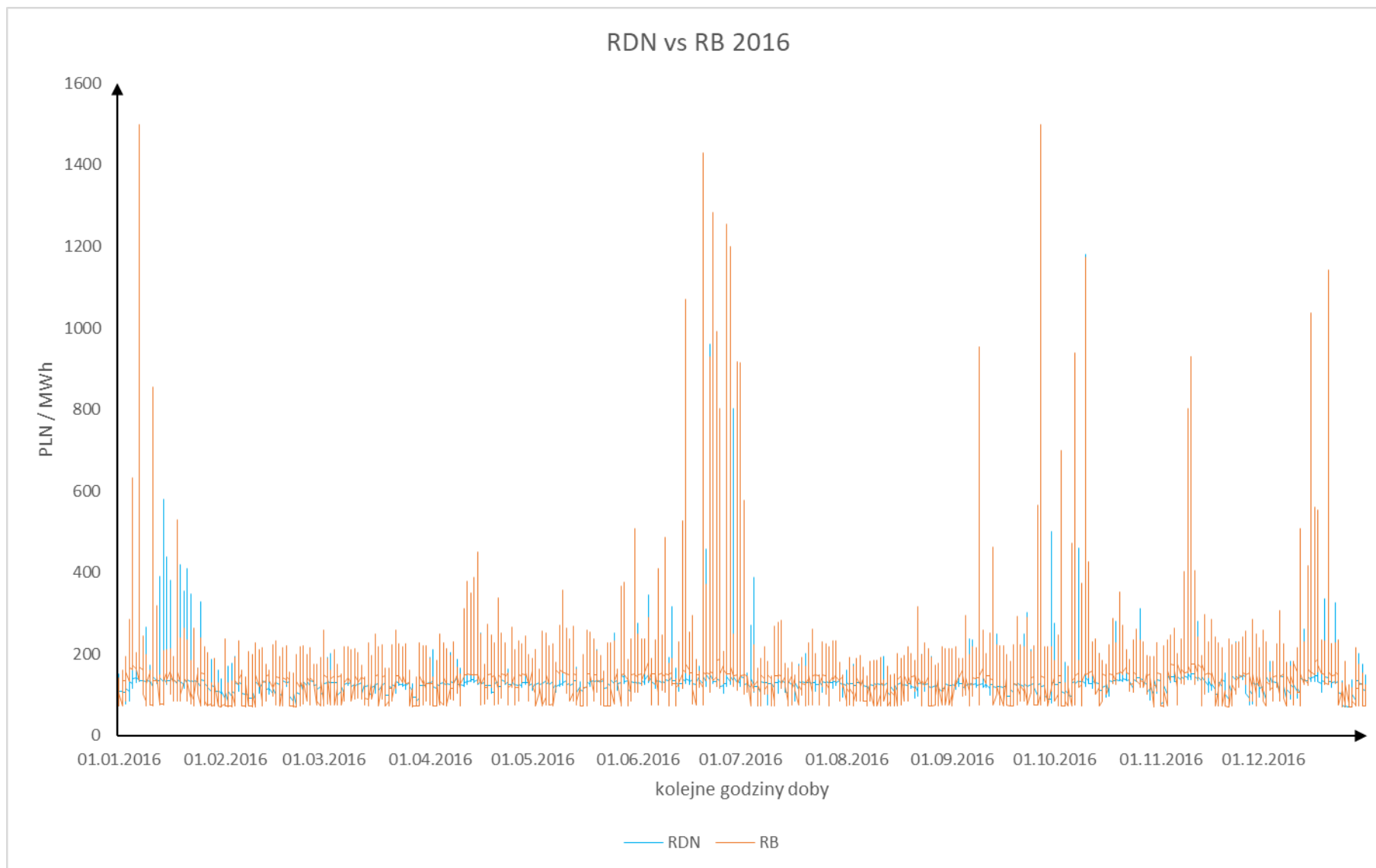
Tab. 4.3 Miara korelacji Pearsona cen RDN i RB

rok	r(x,y)
<b>2015</b>	0,48
<b>2016</b>	0,76
<b>2017</b>	0,50
<b>2018</b>	0,67

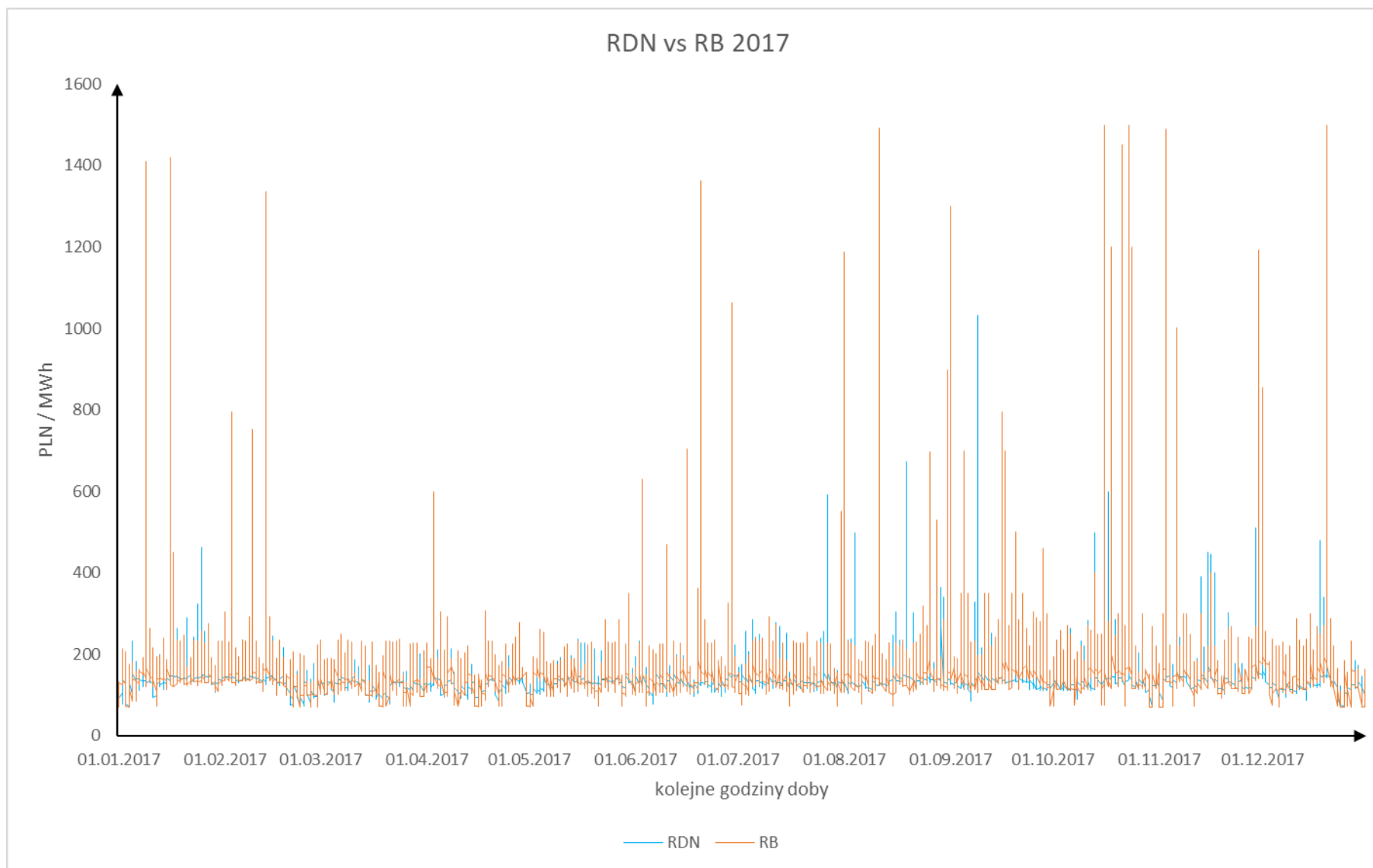
Miara korelacji Pearsona jest miarą bardzo wrażliwą na wartości odstające. Oznacza to, że w przypadku gdy na jednym rynku występowały skrajnie wysokie ceny (np. powykonawczo na Rynku Bilansującym), ale w tych samych godzinach Rynek SPOT TGE nie odczytał właściwie sygnałów (lub tych sygnałów nie było, a wysokie ceny RB spowodowane były awarią wytwarzania), odległość od średniej wartości rozkładu w jednym i drugim przypadku jest bardzo różna i miara korelacji zostanie określona jako „słaba”. W latach 2015 i 2017 współczynnik korelacji osiągał poziom 0,48 – 0,50, co świadczy o stosunkowo słabej korelacji obu rynków. W latach 2016 i 2018 korelacja osiągnęła poziom 0,76 i 0,67, co można interpretować jako wysoką współzależność cen rynku bilansującego i rynku SPOT. Równowaga cen rynku SPOT i RB potwierdza przede wszystkim transparentność rynku energii – sygnały cenowe są prawidłowo interpretowane przez uczestników rynku i stanowią o jego konkurencyjności.



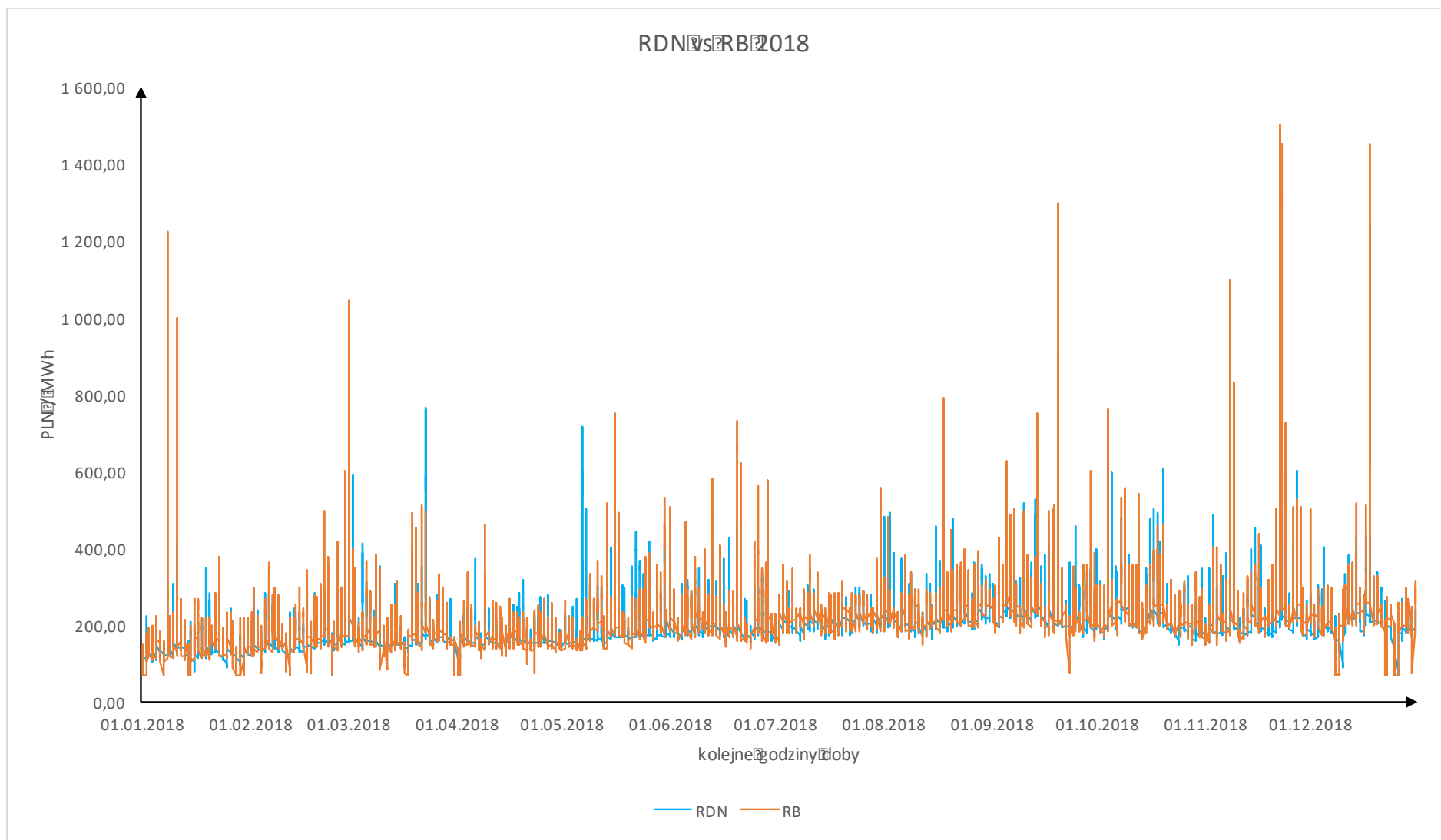
Rys. 4.18 Porównanie cen RDN i RB w 2015 roku [41], [42].



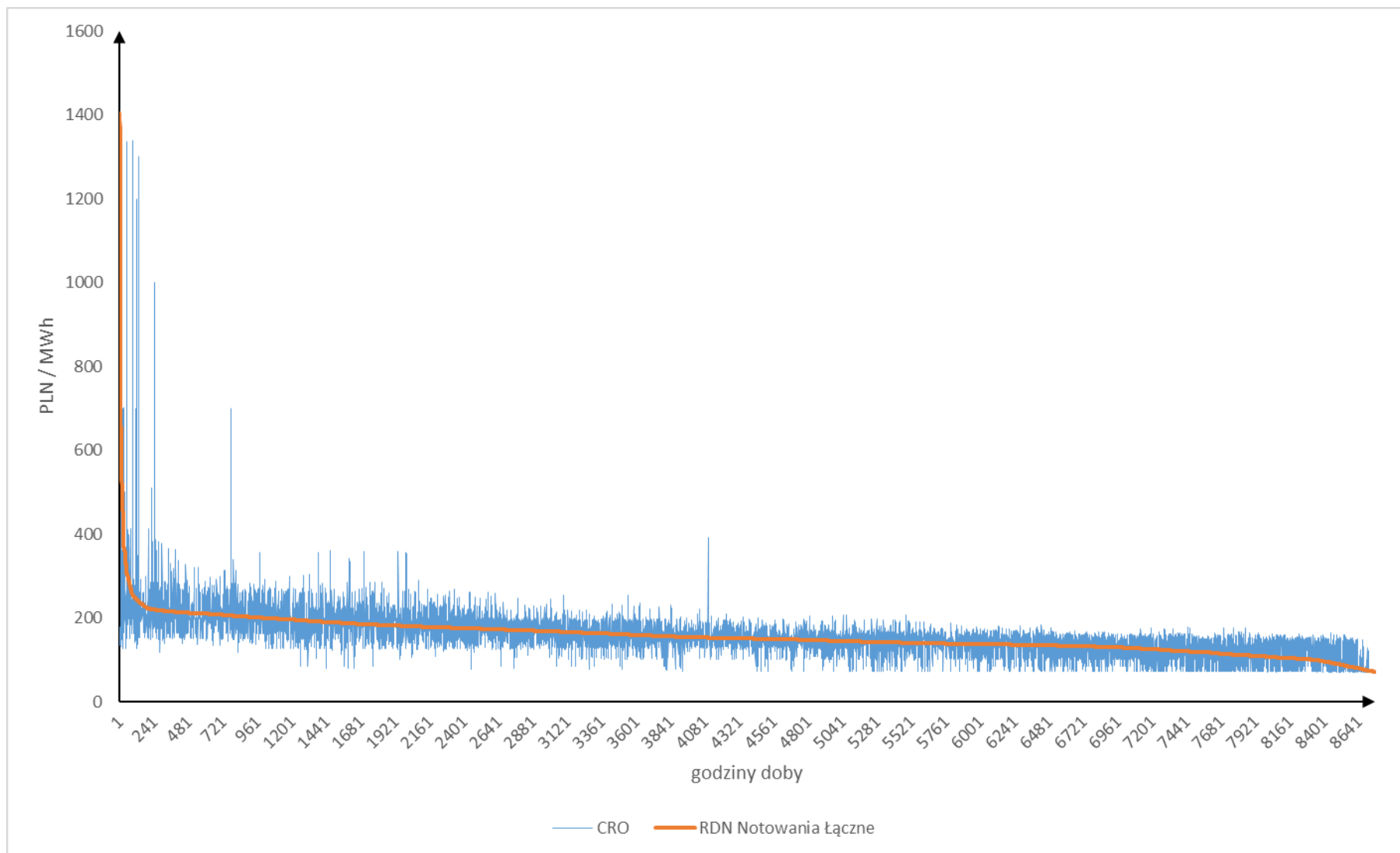
Rys. 4.19 Porównanie cen RDN i RB w 2016 roku [41], [42].[35]



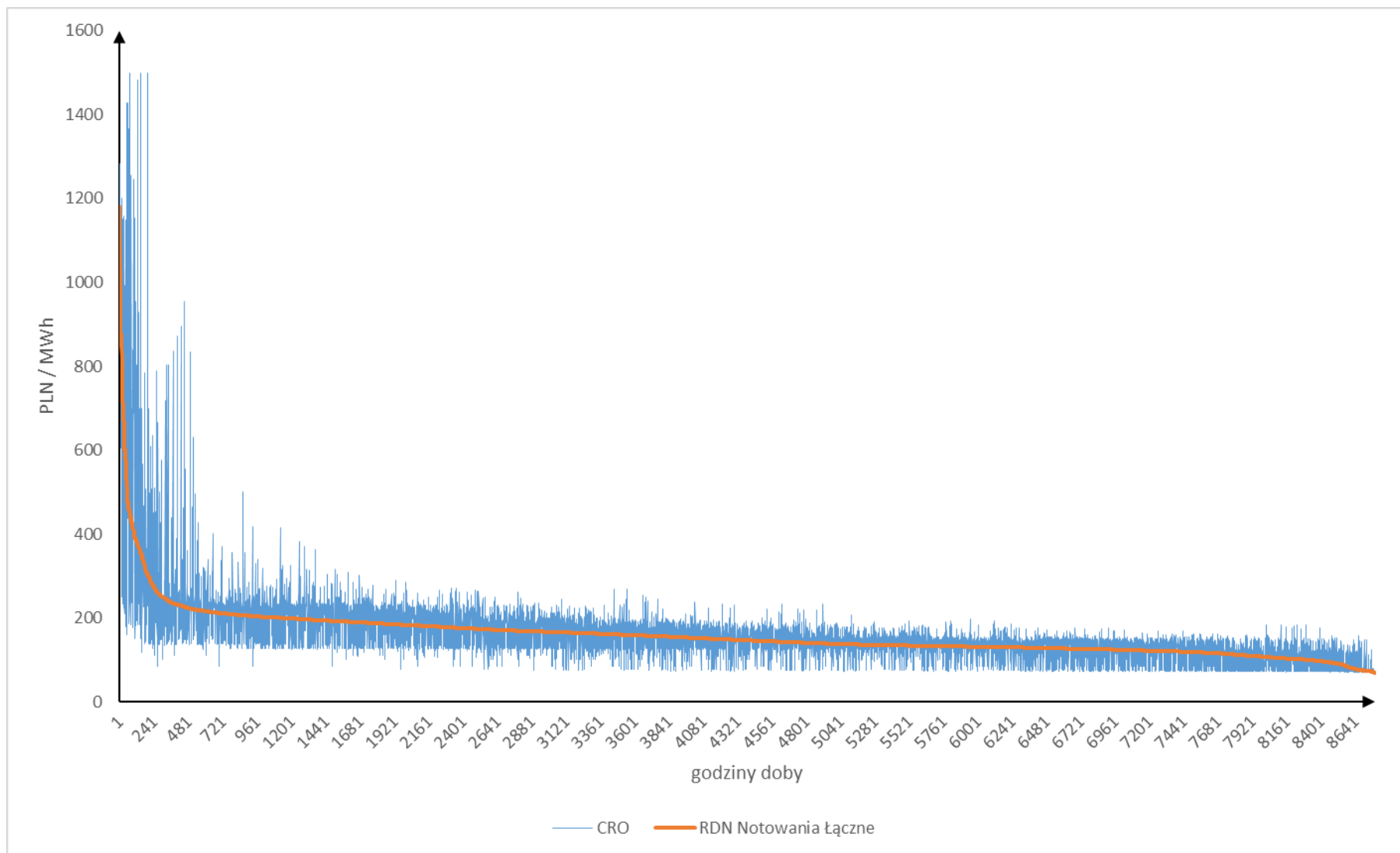
Rys. 4.20 Porównanie cen RDN i RB w 2017 roku [41], [42].



Rys. 4.21 Porównanie cen RDN i RB w 2018 roku [41], [42].

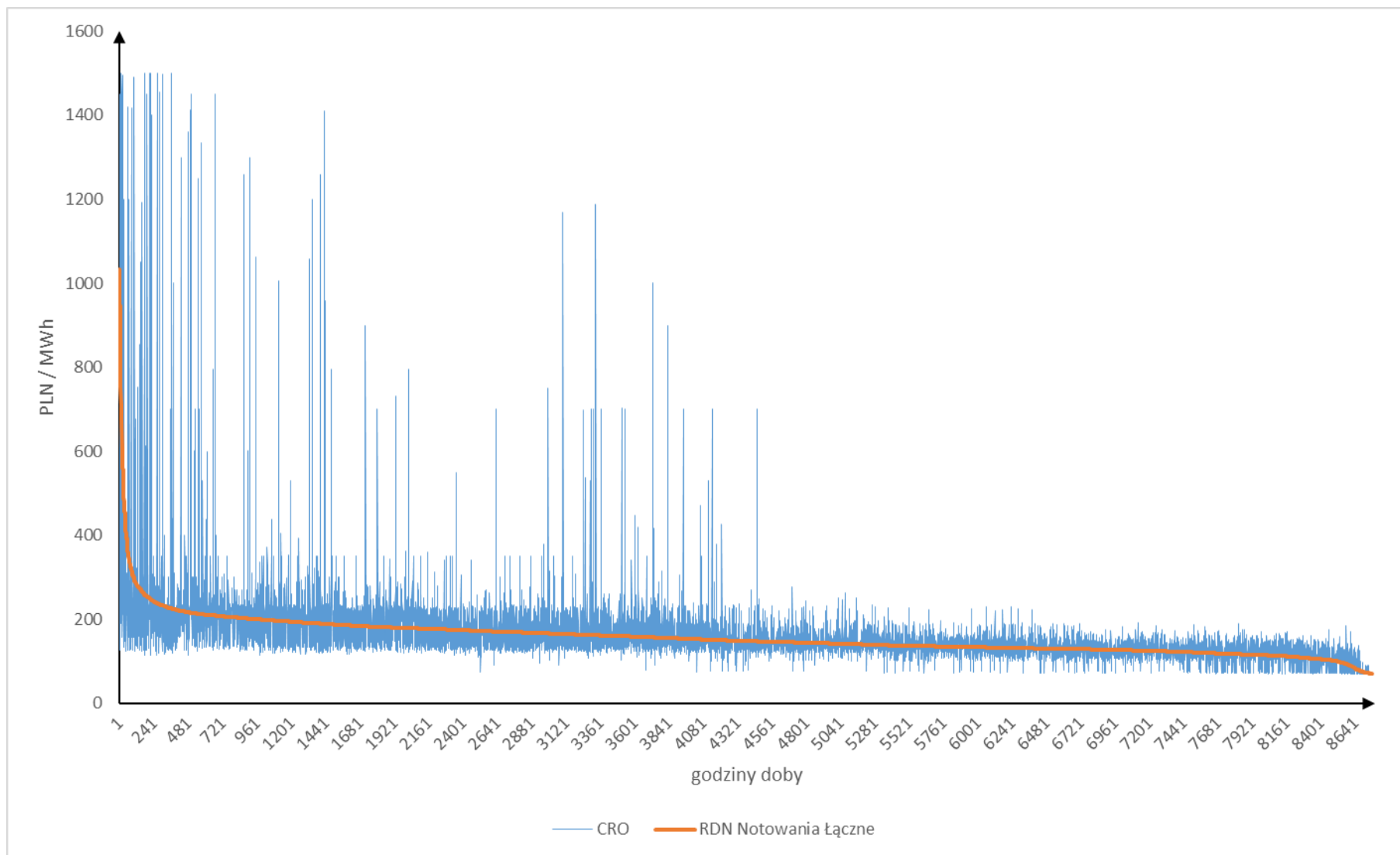


Rys. 4.22 Wykres uporządkowanych cen wg RDN w 2015 roku [41], [42].

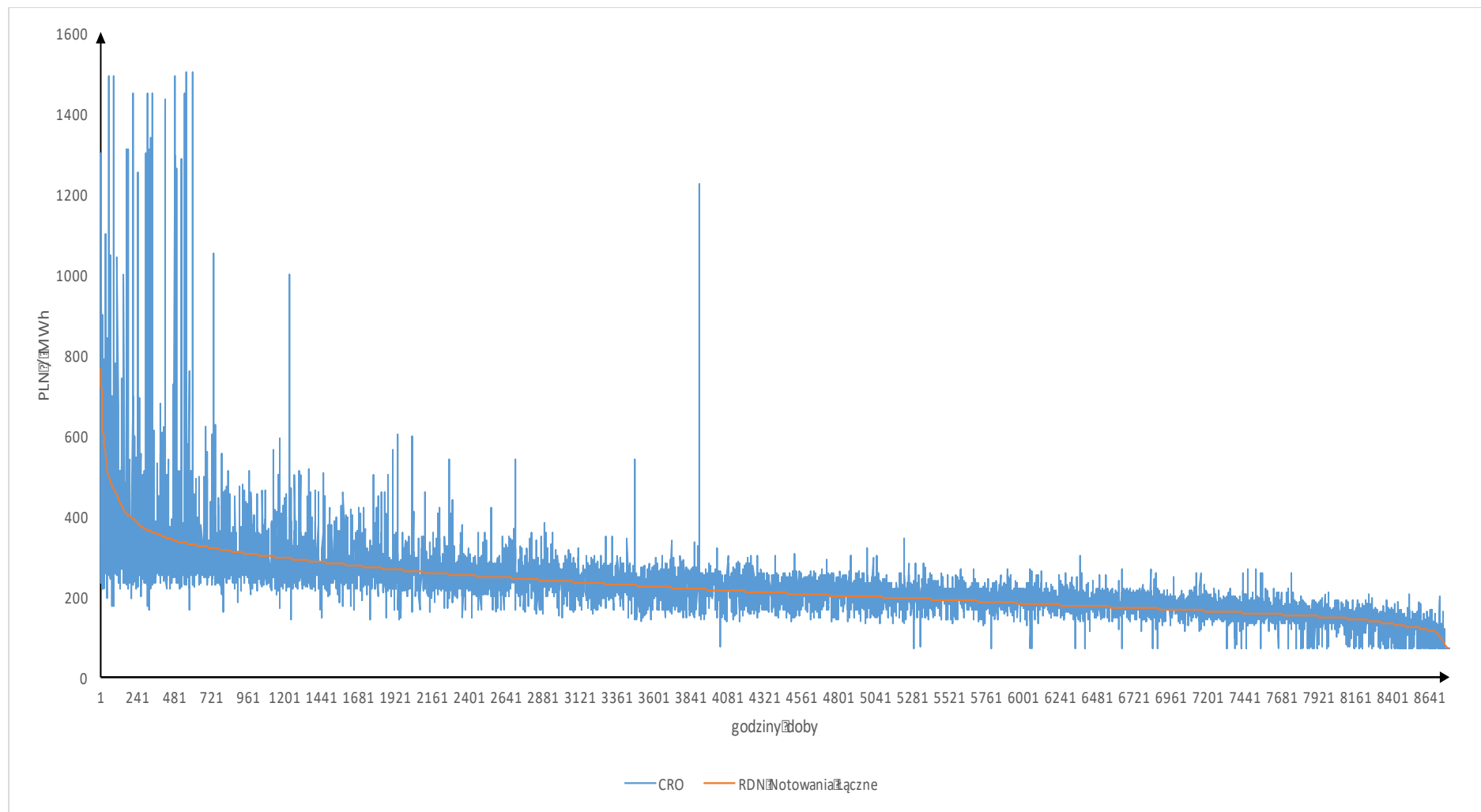


Rys. 4.23 Wykres uporządkowanych cen wg RDN w 2016 roku [41], [42].





Rys. 4.24 Wykres uporządkowanych cen wg RDN w 2017 roku [41], [42].



Rys. 4.25 Wykres uporządkowanych cen wg RDN w 2018 roku [41], [42].

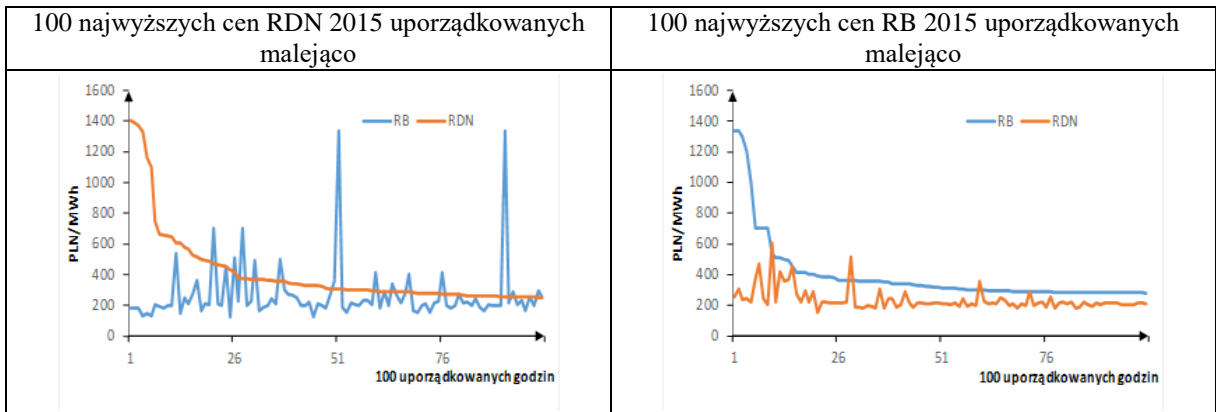
Potwierdzeniem rozbieżności obu mechanizmów wyznaczania cen (rynkowy – RDN i potencjału wytwórczego – RB) są porównania wykresów 100 najwyższych cen uporządkowanych malejąco. Po lewej stronie Rys. 4.26 - Rys. 4.289 przedstawiono maksymalne 100 uporządkowanych godzin RDN i odpowiadające im ceny RB [41], [42]. Po prawej stronie przedstawiono sytuację odwrotną – malejąco uporządkowane ceny RB i odpowiadające im wyznaczone na TGE ceny RDN.

Dużo powszechniejszą jest sytuacja, w której ceny RB kształtują się na poziomie przekraczającym ceny RDN. Oznacza to, że rynek giełdowy nie jest w stanie poprawnie ocenić zdolność produkcji w Krajowym Systemie oraz wpływu jego ograniczeń związanych z infrastrukturą sieciową. Całość dopełnia niedoskonałe prognozowanie, obarczone istotnym błędem predykcji dla pojedynczej godziny<sup>7</sup>. Pomimo transparentności rynku związanej z obowiązkiem raportowania stanu źródła (awarie, remonty), określenie potencjalnej ceny odchylenia na rynku technicznym w większości przypadków owocuje niedoszacowaniem kosztów.

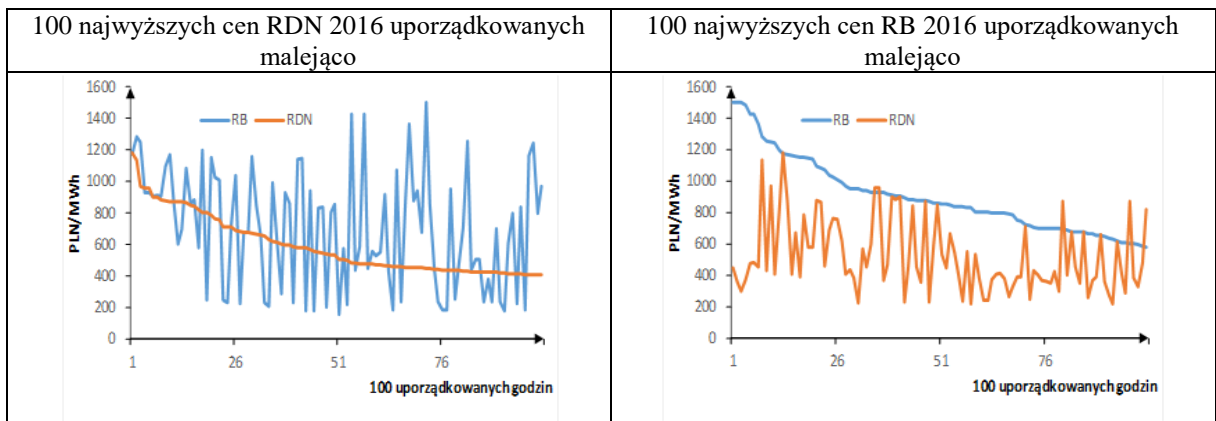
Tab. 4.4 Charakterystyka cen energii na Rynku Dnia Następnego TGE w latach 2015-2018 [42].

Rynek Dnia Następnego (Towarowa Giełda Energii - TGE)	2015	2016	2017	2018
Wartości cen energii elektrycznej [zł/MWh]				
Maksimum	1 403	1 180	1 033	764
Średnia max 100	408	592	467	535
Średnia max 200	322	471	369	478
Średnia max 400	270	363	302	423
Średnia max 876	237	283	252	371
Dynamika 100=rok pop				
Maksimum		-15,89%	-12,46%	-26,04%
Średnia max 100		45,10%	-21,11%	14,56%
Średnia max 200		46,27%	-21,66%	29,54%
Średnia max 400		34,44%	-16,80%	40,07%
Średnia max 876		19,41%	-10,95%	47,22%
Dynamika 100=2015				
Maksimum		-15,89%	-26,37%	-45,55%
Średnia max 100		45,10%	14,46%	31,13%
Średnia max 200		46,27%	14,60%	48,45%
Średnia max 400		34,44%	11,85%	56,67%
Średnia max 876		19,41%	6,33%	56,54%

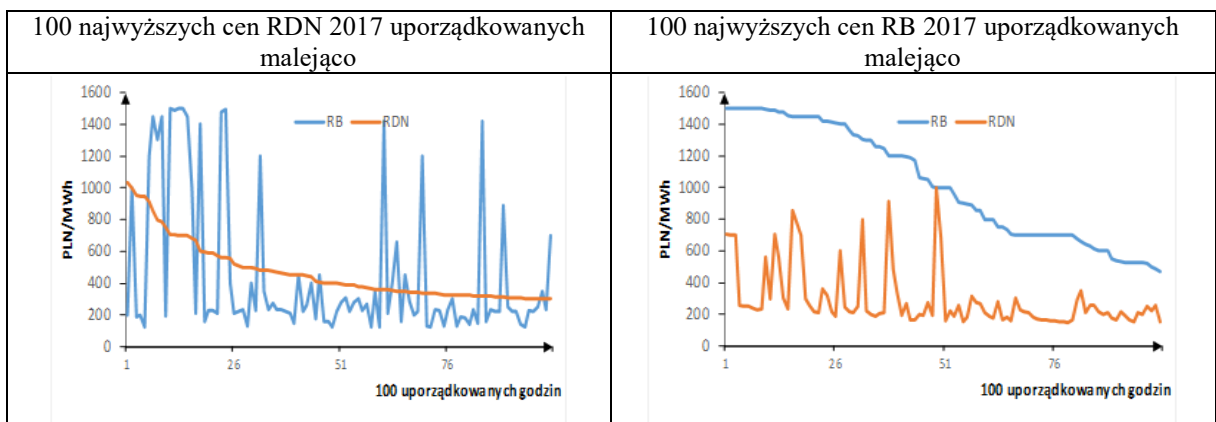
<sup>7</sup> Modele prognostyczne poprawnie oceniają zjawiska o charakterze statystycznym (masowym, powtarzalnym) – przypadku prognozy cenowej pojedynczej godziny błąd prognozy jest bardzo wysoki.



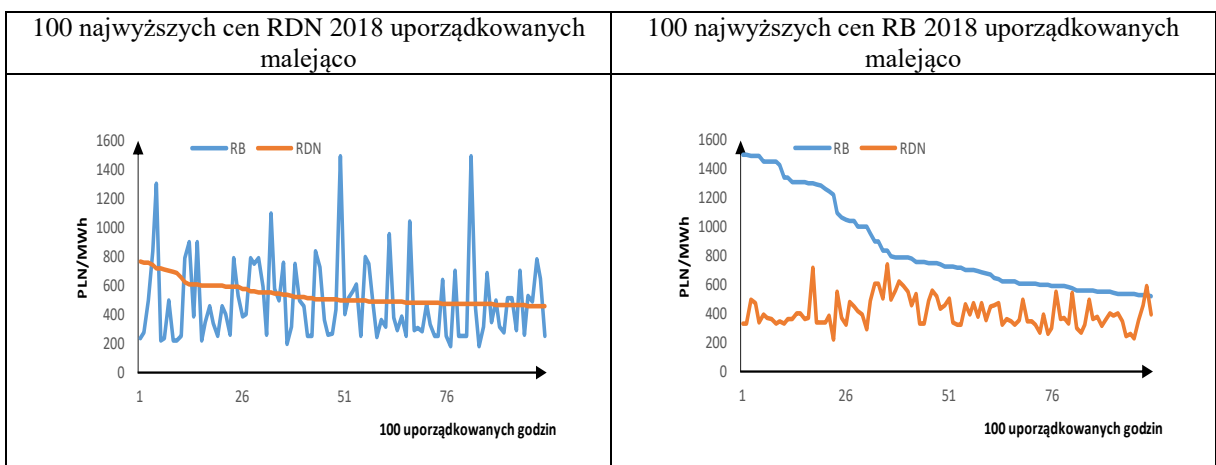
Rys. 4.26 Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2015 roku



Rys. 4.27 Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2016 roku



Rys. 4.28 Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2017 roku



Rys. 4.29 Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w trzech kwartałach 2018 roku

W Tab. 4.4 - Tab. 4.5 przedstawiono zestawienie podstawowych parametrów statystycznych dla największych wartości godzinowych cen energii na giełdowym rynku energii elektrycznej (RDN) oraz rynku bilansującym. Ujęto wartości maksymalne dla 100, 200, 400 i 876 godzin (czyli 10% godzin w roku).

Tendencja na rynku energii elektrycznej nie jest jednoznaczna. Z jednej strony maksymalne ceny rynku SPOT maleją, z drugiej jednak strony w 2018 wystąpiło zdecydowanie najwięcej cen o poziomie wysokim. Potwierdza to średnia wartość ceny energii dla maksymalnych 10% godzin w roku na poziomie 371 zł/MWh. Ujemne wartości procentowe wskazują, że wartości średnie maleją, co oznacza, że na rynku jest coraz taniej. Sytuacja została odmieniona w roku 2018, kiedy pomimo spadku maksymalnej ceny rocznej w stosunku do lat poprzednich znacząco rosła cena średnia z maksymalnych 100-876 godzin. Wzrost dla 10% godzin w roku wynosi rok do roku ponad 40%. Potwierdza to fakt znaczącego wzrostu cen SPOT w roku 2018.

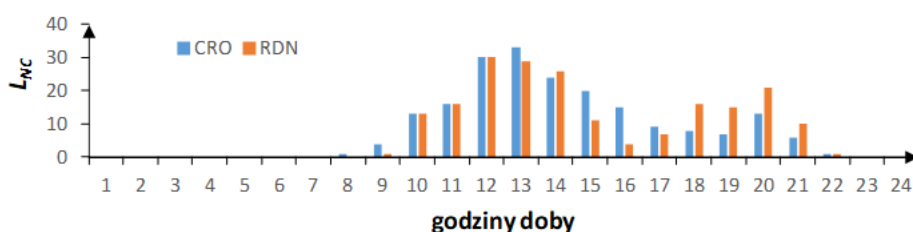
Tab. 4.5 Charakterystyka cen energii na Rynku Bilansującym w latach 2015-2018 [41]

Rynek bilansujący - ceny CRO (Rynek Bilansujący - RB)	2015	2016	2017	2018
Wartości cen energii elektrycznej [zł/MWh]				
Maksimum	1 339	1 500	1 500	1 500
Średnia max 100	391	900	1 019	852
Średnia max 200	331	668	693	666
Średnia max 400	292	472	488	528
Średnia max 876	255	343	352	422
Dynamika 100=rok pop				
Maksimum	12,02%	0,00%	0,00%	
Średnia max 100	130,18%	13,22%	-16,39%	
Średnia max 200	101,81%	3,74%	-3,90%	
Średnia max 400	61,64%	3,39%	8,20%	
Średnia max 876	34,51%	2,62%	19,89%	
Dynamika 100=2015				
Maksimum	12,02%	12,02%	12,02%	
Średnia max 100	130,18%	160,61%	117,90%	
Średnia max 200	101,81%	109,37%	101,21%	
Średnia max 400	61,64%	67,12%	80,82%	
Średnia max 876	34,51%	38,04%	65,49%	

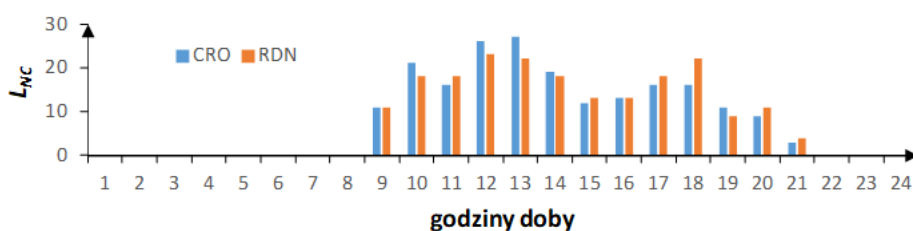
Podobne tendencje prezentowane są w wynikach analizy cen maksymalnych na rynku bilansującym. Maksimum roczne oscyluje wokół wartości 1500 zł/MWh. Co istotne, nigdy ceny maksymalne RDN nie są odzwierciedlone na RB. Oba rynki natomiast wykazują istotny wzrost cen średnich, w przedziale 100-200 najwyższych wartości na przełomie lat 2015 i 2016, oraz utrzymanie tego trendu w roku 2017. Wyższa dynamika wzrostu obserwowana jest w próbkach o mniejszej liczności maksymalnych godzin zapotrzebowania. Potwierdza to bardzo istotny wzrost zapotrzebowania w relatywnie niewielkiej liczbie godzin. Można wobec tego postawić tezę, że zapotrzebowanie na energię z wysokimi cenami zmiennych rośnie, a obserwując trendy, że jego pokrycie w pojedynczych godzinach doby jest coraz droższe dla odbiorców. Dodatkowo, średnia cena maksymalnych 100 – 200 godzin na rynku SPOT jest znacząco mniejsza, w porównaniu do powykonawczo kalkulowanych cen RB. Ponadto słaba korelacja cen (rozdział 3.2.1) obu rynków sugeruje, że wykorzystanie źródeł rozproszonych powinno być proponowane przy wykorzystaniu rozliczeń RB. Zdecydowanie lepiej odwzorowują warunki systemowe.

## 4.2.2 Analiza optymalnego czasu wykorzystania cen

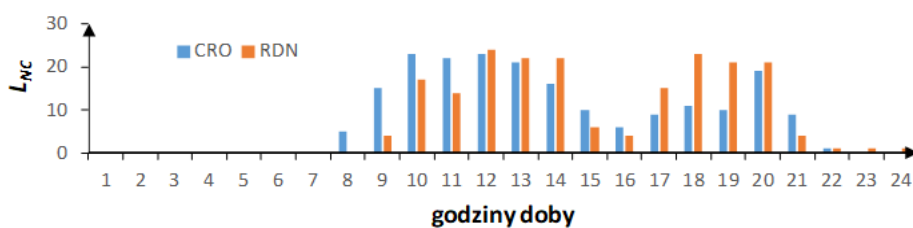
Istotnym z punktu widzenia wykorzystania źródeł rozproszonych jest określenie podaży w kontekście dobowo-godzinowym. Wykorzystanie źródeł rozproszonych zakłada krótkotrwałe ich działanie przy sprzyjających warunkach ekonomicznych. W teorii sprzyjające warunki ekonomiczne powinny być odzwierciedleniem technicznych możliwości Krajowego Systemu Energetycznego. Jednakże w przypadku Polski, gdzie dodatkowo na zdolności techniczne ma wpływ przepływ energii elektrycznej z połączonych systemów krajów ościennych (np. Niemiec) często cena na rynku bilansującym wynika z wykorzystania przez Operatora najdroższych ofert wytwórczych, niezbędnych dla pokrycia nieplanowanego eksportu energii elektrycznej. Dla celów pracy założono, że warunki ekonomiczne są odzwierciedleniem technicznych możliwości systemu elektroenergetycznego. Na Rys. 4.30 - Rys. 4.33 przedstawiono kluczowe z punktu widzenia wykorzystania krótkoterminowego źródeł rozproszonych rozkłady dobowe 200 godzinowych maksymalnych cen na polskim rynku [72], [42]. Rozkłady są o tyle istotne, że dają obraz w których godzinach występują problemy w KSE.



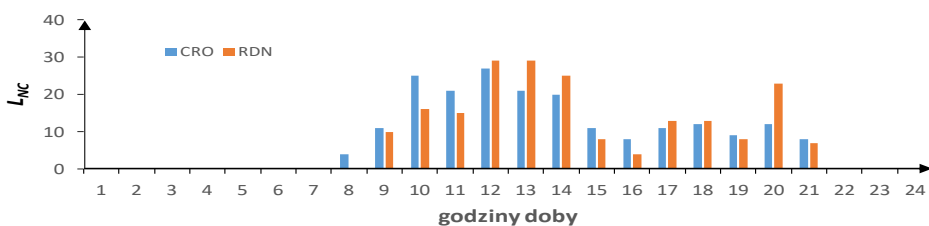
Rys. 4.30 Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w roku 2015,  $L_{NC}$ - liczba najwyższych cen



Rys. 4.31 Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w roku 2016,  $L_{NC}$ - liczba najwyższych cen



Rys. 4.32 Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w roku 2017,  $L_{NC}$ - liczba najwyższych cen

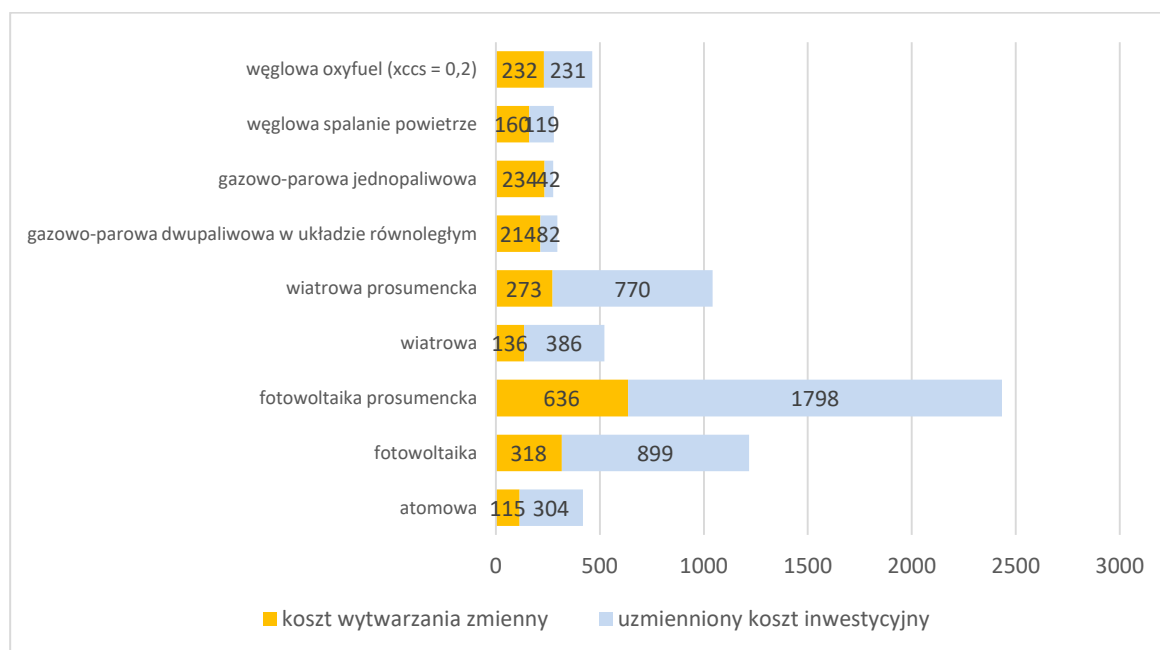


Rys. 4.33 Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w trzech kwartałach roku 2018,  $L_{NC}$ - liczba najwyższych cen

Najczęściej wysokie ceny energii obserwowane są w godzinach 8-14 i 19-20. Jest to istotne z punktu widzenia obsługi źródeł rozproszonych, które często mogą wymagać obecności personelu technicznego na miejscu, a ta może być obecna wyłącznie w normalnych godzinach pracy. Okres dnia roboczego w godzinach 8-14 to z pewnością czas, w którym wytwarzanie energii w źródłach rozproszonych nie wymaga dodatkowego nakładu kosztów operacyjnych. Kolejna analiza potwierdza zatem zasadność wykorzystywania źródeł rozproszonych.

#### 4.2.3 Oszacowanie kosztów wykorzystania źródeł rozproszonych

Kluczowym dla wdrożenia programu powszechnego wykorzystania źródeł rozproszonych w KSE jest oszacowanie potencjalnych korzyści ekonomicznych z punktu widzenia właściciela źródła. Sposób wykorzystania źródeł rozproszonych w programach DSR wymusza w pewnym sensie dobrowolność udziału w programie. To z kolei buduje przekonanie, że jedynie uzasadnienie ekonomiczne może pozytywnie wpłynąć na chęć przystąpienia do programu. Podstawowym warunkiem opłacalności jest możliwość pokrycia kosztu bezpośredniego produkcji energii elektrycznej w źródłach rozproszonych. Na Rys. 4.34 zaprezentowano koszty zmienne produkcji energii w źródłach (w zależności od technologii) w dwóch kategoriach: koszt zmienny oraz uzmienniony koszt inwestycyjny [11].



Rys. 4.34 Zestawienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej poszczególnych technologii produkcji energii elektrycznej [PLN/MWh] [11], [47]

Istotna dla wykorzystania źródeł rozproszonych jest ocena potencjału sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym. W Tab. 4.6 zaprezentowano zestawienie kosztu zmiennego produkcji energii z cenami historycznymi Rynku Dnia Następnego. W wyniku analizy oszacowano procentowy udział czasu w roku, w którym praca źródła mogłaby się finansowo opierać na mechanizmach rynku hurtowego. Koszt wytwarzania poszczególnych technologii jest zdecydowanie różny. Ceny rynku hurtowego nie odzwierciedlają jeden do jeden wysokiego kosztu, gdyż wynikają z całego mixu energetycznego kraju. Wobec tego konkurencja źródeł o wysokim koszcie zmiennym nawet przy niskich kosztach inwestycyjnych jest trudna do uzasadnienia. Rozwój energetyki rozproszonej opartej na technologiach wysokiego kosztu zmiennego wymaga indywidualnego podejścia do procesu inwestycyjnego.

Tab. 4.6 Zestawienie kosztów wytwórczych wraz z oceną potencjału opłacalnej produkcji w latach 2015-2017

<b>TECHNOLOGIA</b>	<b>KOSZT WYTWARZANIA ZMIENNY [PLN/MWH]</b>	<b>RDN 2015</b>	<b>RDN 2016</b>	<b>RDN 2017</b>
<b>JĄDROWA</b>	115	87,6%	87,9%	90,5%
<b>FOTOWOLTAIKA</b>	318	0,5%	2,0%	1,0%
<b>FOTOWOLTAIKA PROSUMENCKA</b>	636	0,1%	0,4%	0,2%
<b>WIATROWA</b>	136	71,9%	59,4%	63,8%
<b>WIATROWA PROSUMENCKA</b>	273	0,9%	2,7%	1,6%
<b>GAZOWO-PAROWA DWUPALIOWA W UKŁADZIE RÓWNOLEGLYM</b>	214	4,7%	7,3%	6,0%
<b>GAZOWO-PAROWA JEDNOPALIOWA</b>	234	1,8%	4,4%	3,4%
<b>WĘGLOWA SPALANIE POWIETRZE</b>	160	40,9%	39,9%	39,4%
<b>WĘGLOWA OXYFUEL (XCCS = 0,2)</b>	232	1,8%	4,7%	3,5%

### 4.3 Podsumowanie analizy

Zapotrzebowanie na energię w KSE rok do roku wzrasta. Ograniczone możliwości importu energii elektrycznej z państw ościennych wymuszają tym samym wzrost generacji wewnętrznej. Przyrost generacji obserwowany jest przede wszystkim w elektrowniach centralnie dysponowanych (JWCD). Rozwój tego rodzaju źródeł można zaobserwować, jednakże znaczną część jednostek stanowią źródła technologicznie przestarzałe, co za tym idzie obarczone ryzykiem awarii i wysokimi kosztami eksploatacji. Kwestia wzrostu sumarycznej generacji to nie jedyny trend obserwowany na rynku energii elektrycznej. Istotnie zauważalna jest także tendencja wzrostu zapotrzebowania szczytowego. Powyższe trendy zostały przeniesione bezpośrednio na rynek hurtowy i odzwierciedlone w poziomach cen rynku SPOT i rynku bilansującego. Od 2015 roku obserwowany jest sukcesywny wzrost średniej ceny dla najwyższych 400 godzin. Potwierdza to, że dotychczas sporadycznie występujące maksymalne poziomy cenowe będą występować znacznie częściej. Potwierdza się zatem teza, że popyt na dodatkowe moce w systemie elektroenergetycznym Polski jest istotny i trwały i dlatego należy poszukiwać dodatkowych możliwości pokrycia zapotrzebowania odbiorców.



## 5 Model zarządzania generacją rozproszoną

Podstawą opisanego dalej modelu zarządzania energią elektryczną jest teza, że kluczowym dla odczucia komfortu korzystania z energii elektrycznej przez odbiorców jest dostęp do niej niezależny od pory dnia i roku. Stanowi to w ocenie autora podstawowe prawo konsumenta. Przyłączając się do sieci elektroenergetycznej odbiorca ma prawo dostępu do energii niezależnie od okoliczności. Obowiązek zapewnienia dostatecznej ilości energii w KSE spoczywa przede wszystkim na Operatorze. Takie założenie jest podstawą przedstawionej dalej koncepcji.

### 5.1 Ogólna charakterystyka zarządzania generacją rozproszoną

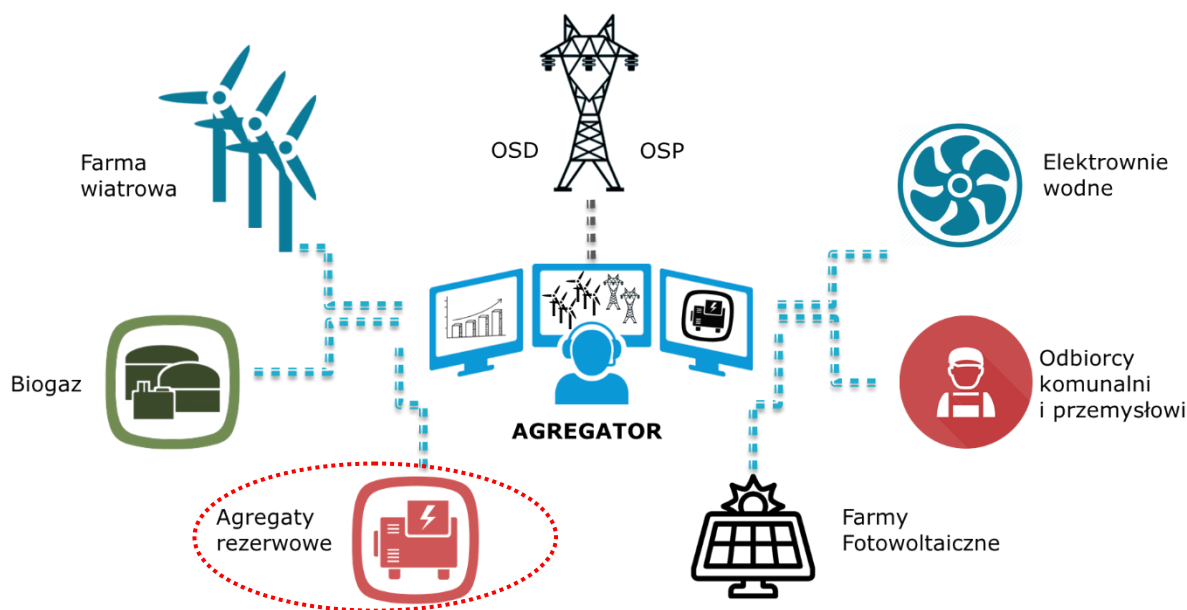
Zapewnienie odpowiedniej ilości energii elektrycznej niezbędnej do pokrycia zapotrzebowania staje się coraz większym wyzwaniem na świecie. Wytwórcy systemowi charakteryzują się niskimi kosztami jednostkowymi pozyskania energii elektrycznej wyłącznie w przypadku wytwarzania jej w bardzo dużych ilościach. Podjęcie decyzji o inwestycji w nowe moce wytwórcze musi być powiązane gwarancją zapotrzebowania na wytworzoną energię. W przeciwnym wypadku, oszacowanie zwrotu z inwestycji obarczone jest niezwykle wysokim ryzykiem. Zarządy spółek bardzo ostrożnie podchodzą do inwestowania w źródła wytwórcze, szczególnie te o dużej mocy. Sytuacja legislacyjna która wystąpiła w latach 2015-2017 wpłynęła istotnie na poziom wsparcia energii z OZE, poprzez drastyczne obniżenie cen certyfikatów [65]. Tym samym zmaterializowały się obawy związane z ograniczeniem inwestycji w OZE. W odpowiedzi na tak niepewną sytuację decyzyjną dla prowadzenia inwestycji, dużą wartość zyskują rozwiązania alternatywne [1], [17].

#### 5.1.1 Założenia

Rozwiązanie proponowane w ramach niniejszej pracy dotyczy wykorzystania istniejących jak i potencjalnie budowanych w przyszłości źródeł wytwórczych o niewielkich mocach do interwencyjnego zapewnienia odpowiedniej podaży w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Za stosowaniem tego rozwiązania przemawia:

- 1) Model rynku energii elektrycznej w Polsce oparty na koncepcji „miedzianej płyty”. Na razie nie są planowane modyfikacje tej formuły rozliczeń usług dystrybucyjnych i przesyłowych.
- 2) Wykorzystanie źródeł rozproszonych zlokalizowanych na obszarze całego kraju wpływa korzystnie na dopełnienie podaży lokalnej, a także:
  - a) jest promocją wytwarzania energii elektrycznej w OZE,
  - b) daje ekonomiczne uzasadnienie inwestycji w takie źródła wytwórcze, które często jako pojedyncze jednostki produkcji energii nie spełniałyby kryterium rentowności inwestycji
  - c) daje możliwość rozwoju koncepcji klastrów energii łączących lokalnie zasoby wytwórcze z odbiorcami [20]
  - d) uzasadnia agregowanie źródeł rozproszonych w Wirtualne Elektrownie.

Ogólny schemat zależności pomiędzy uczestnikami rynku energii, zaangażowanymi bezpośrednio w proces zapewnienia mocy dla celów KSE, przedstawia Rys. 5.1.



Rys. 5.1. Schemat komunikacyjny zarządzania źródłami rozproszonymi

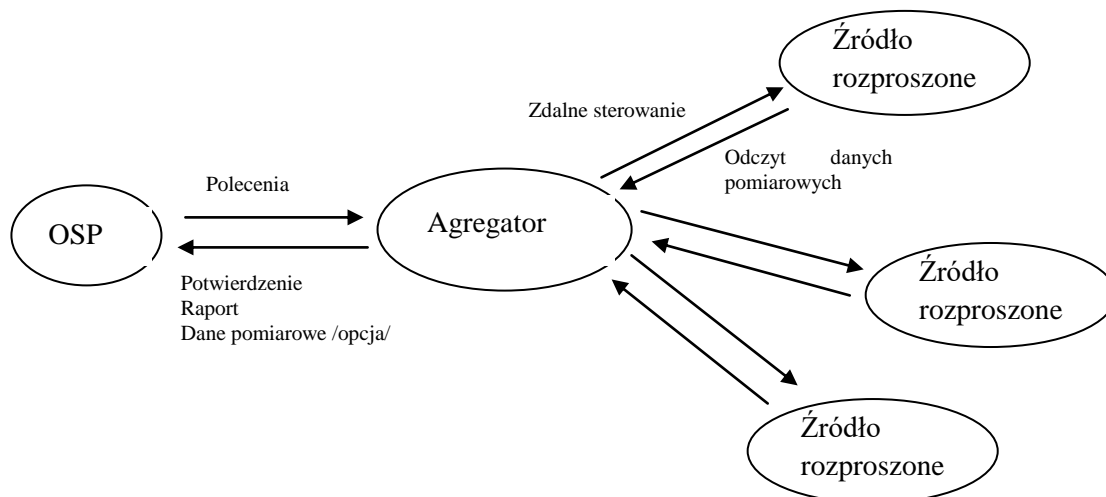
Jedną z koncepcji zarządzania źródłami rozproszonymi poprzez agregatora została zaprezentowana na Rys. 5.1. Co do zasady, rozwiązanie zakłada działania, których beneficjentem jest przede wszystkim Operator Systemu Elektroenergetycznego.

Z punktu widzenia tematyki pracy, agregaty rezerwowe są elementem rozwiązania prezentowanego na Rys. 5.1. Kluczową rolę we wdrożeniu rozwiązania odgrywa *Agregator*, czyli podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i sterowanie agregowanymi źródłami rozproszonymi. Procesowo rozwiązanie polegać może na zamówieniu (zawarciu umowy) przez Operatora OSP u Agregatora określonej wielkości mocy (blok mocy) w danej jednostce czasu (np. godzinie), bez ingerencji w składowe wytwórcze po stronie Agregatora.

Nie istnieje dziś ograniczenie związane z możliwościami doboru technologii wytwórczych stosowanych w ramach pojedynczego Agregatora. Niezależnie od technologii i wielkości mocy każdy wytwórca może być elementem systemu bilansowania na poziomie sieci wewnętrznej. Pozyskanie generacji rozproszonej dla celów sterowania pracą systemu elektroenergetycznego z poziomu Operatora Systemu (OS) wymaga wprowadzania odpowiednich i spójnych mechanizmów zarządzania [73]. Opracowanie mechanizmów zarządzania generacją rozproszoną jest zadaniem bardzo trudnym i dotychczas nie zostało praktycznie kompleksowo rozwiązane.

Obecnie liczne ośrodki naukowo – badawcze, często we współpracy z operatorami sieci dystrybucyjnej oraz operatorami sieci przesyłowej, prowadzą projekty zmierzające do opracowania spójnych mechanizmów zarządzania generacją rozproszoną [43], [10]. Wyniki tych prac są zależne od specyfiki danego systemu, a w szczególności od: dostępnych zasobów energii, obowiązujących zasad rynku energii, roli i zadań uczestników systemu elektroenergetycznego, w tym operatorów sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Z tych względów proste zaadaptowanie światowych rozwiązań w zakresie zarządzania generacją rozproszoną, w przypadku KSE może napotkać na obiektywne trudności. Stąd konieczność opracowania mechanizmów zarządzania generacją rozproszoną uwzględniającą uwarunkowania istniejące w polskim KSE.

Agregator jest podmiotem, którego głównym zadaniem jest pozyskanie i zagregowanie rozproszonych zasobów wytwórczych oraz udostępnianie zlokalizowanej w tych źródłach mocy Operatorowi Systemu Przesyłowego, jako jedynemu w Polsce podmiotowi odpowiedzialnemu za bieżące bilansowanie. Relacje Agregatora z pozostałymi uczestnikami rynku zostały zobrazowane na Rys. 5.2.



Rys. 5.2 Schemat komunikacyjny zarządzania generacją rozproszoną przez agregatora

W celu zobrazowania mechanizmu zarządzania w dalszej części tekstu zaprezentowano hipotetyczny model programu DSR opracowany dla potrzeb realizacji usługi przez PSE SA jako Operatora Systemu Przesyłowego. Zakłada się, że uczestnictwo w programie jest dobrowolne i odbywa się na podstawie umowy zawartej pomiędzy Operatorem Systemu Przesyłowego a Wykonawcą, przy czym dla wykorzystania agregatów rezerwowych niezbędne jest wykorzystanie instytucji Agregatora. Podmiot będący stroną wykonawczą zobowiązuje się do wytworzenia dodatkowej mocy poprzez uruchomienie źródeł własnych i/lub redukcję mocy. Całość usługi odbywa się według określonego planu wytwarzania (zawierającego również wielkość możliwości wytwórczych). OSP wysyła do Agregatora sygnał o konieczności aktywacji określonego poziomu mocy. Agregator potwierdza otrzymanie sygnału i niezwłocznie (w czasie ustalonym w umowie) uruchamia rozproszone jednostki wytwórcze w liczbie odpowiadającej zadanemu poziomowi mocy, po czym po ustalonym czasie od wydania polecenia potwierdza jego wykonanie. Aktywacja odbywa się na okres kilku godzin. Szczegółowe terminy zawarte w umowie powinny uwzględniać rzeczywiste potrzeby Operatora jak i zdolności reakcji uczestników rynku.

W przypadku niewykonania polecenia (brak aktywacji lub aktywacja poniżej zadanego poziomu mocy), Agregatorowi mogą być naliczane odpowiednie kary umowne.

Przekazywanie poleceń i potwierdzeń między OSP a Agregatorem może odbywać się telefonicznie, mailowo lub poprzez dedykowany system informatyczny. W celu właściwego rozliczenia usługi każda jednostka biorąca udział w programie powinna zostać wyposażona w układ pomiarowo-rozliczeniowy. To o tyle istotne, że może wymagać opomiarowania samego agregatu. Każda rozproszona jednostka wytwórcza powinna podlegać ewidencji w zakresie podstawowych danych technicznych (moc, poziom napięcia wyjściowego, czas osiągnięcia mocy nominalnej) oraz lokalizacji (właściciel, punkt przyłączenia do sieci, napięcie, adres).

Podstawowym elementem wyposażenia układu pomiarowego powinien być licznik energii elektrycznej zgodny z wymaganiami IRiESP w tym zakresie („Warunki korzystania, prowadzenia

ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci”, rozdział 2.2.3.5), w szczególności dotyczącymi klasy dokładności oraz możliwości współpracy z systemem automatycznej rejestracji danych z możliwością podłączenia kanału transmisyjnego [43].

Dysponent źródła wytwórczego musi także wyrazić zgodę na okresowe kontrole zainstalowanych układów, w tym także odczyt wskazań licznika w trybie ręcznym. Po upływie każdego miesiąca Agregator przesyła do OSP szczegółowy raport dotyczący ilości energii wyprodukowanej na polecenie OSP, wraz z określeniem uruchamianych jednostek. Raport jest podstawą do rozliczenia finansowego. Program DSR powinien być dostępny przez cały rok, przy czym nie zakłada się istnienia limitu maksymalnej liczby godzin pracy na żądanie. Program jest uruchamiany przez operatora systemu, przy czym rozwojowo może dotyczyć także określenia obszaru (okręgu energetycznego), w którym ogłoszona będzie konieczność wykonania programu.

Proponuje się następujące warunki uczestnictwa w programie:

- 1) Uczestnik programu (pojedynczy odbiorca lub agregator) musi dysponować zdolnościami wytwórczymi spełniającymi wymogi stawiane źródłom rozproszonym określone w umowie. Jego podstawową jednostką wytwórczą jest generator rezerwowy, uruchomiony przez uczestnika programu po otrzymaniu polecenia od operatora systemu.
- 2) Uczestnik programu powinien mieć zdolność do wprowadzenia do sieci ilości energii, określonej minimalną wartością dostępnej mocy w określonym przedziale czasu. W tym celu uruchomi ręcznie lub zdalnie będący jego własnością generator rezerwowy.
- 3) Wyższy priorytet uczestniczenia w programie mają jednostki wytwórcze o niższym poziomie emisji CO<sub>2</sub> (poziom emisji generatora określa się na podstawie charakterystyk emisji, rodzaju generatora, paliwa oraz jego sprawności energetycznej).
- 4) Uczestnik programu musi się podporządkować regulacjom technicznym operatora.

Komunikacja pomiędzy operatorem systemu (OSP) i uczestnikami programu (Agregatorzy) dotycząca aktywacji programu i przekazywania poleceń redukcji mocy może odbywać się ustalonymi w umowie kanałami komunikacji. Są to do wyboru:

- a) strona *www*
- b) wiadomość *e-mail*
- c) wiadomość *sms*
- d) informacja telefoniczna wykonana przez automat
- e) systemy komunikacji rynku hurtowego (WIRE)

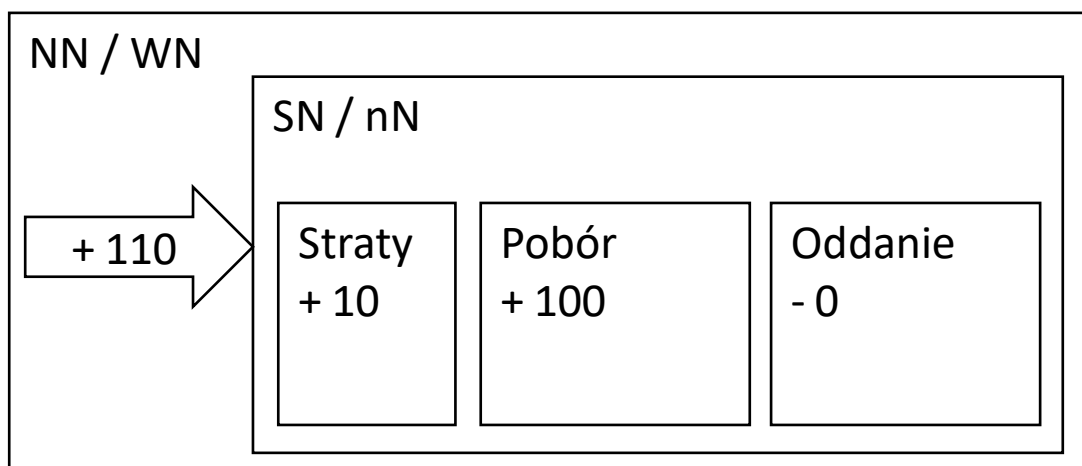
Zaproponowany program DSR dedykowany dla źródeł rozproszonych bazuje na elementach programów już istniejących oraz powszechnych zasadach rynku energii elektrycznej. Wraz z rozwojem technologii informatycznych możliwe jest wprowadzenie większej automatyzacji i informatyzacji w realizację procesów DSR. To pozwoli skrócić czasy dostępu do mocy agregatów rezerwowych.

W kilku przypadkach zasoby wytwórcze wymagają czasu na przygotowanie do kolejnego uruchomienia. Może to być związane zarówno z dostępem do paliwa (np. z wielkością zbiorników, determinującą możliwy czas pracy, po którym wymagane jest uzupełnienie paliwa), technologią wytwarzania energii elektrycznej czy wymogiem zapewnienia bezpieczeństwa zasilania. Warto, aby uzupełnić układy produkcyjne o instalacje magazynowania które w pewnym stopniu zwiększają dostępność mocy z agregatów.

### 5.1.2 Beneficjenci

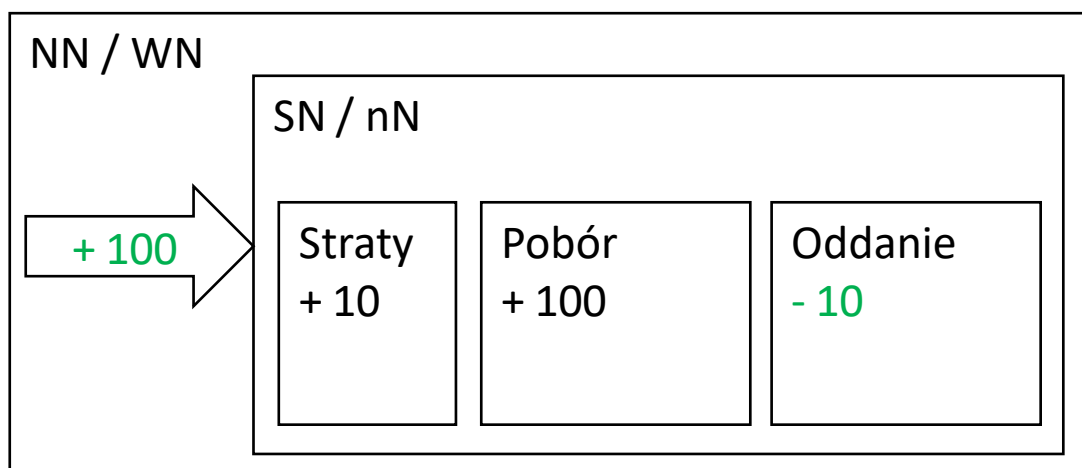
Rozliczenie usługi świadczonej w ramach programu następuje na podstawie rzeczywistej energii wprowadzonej przez uczestnika programu w poszczególnych godzinach oraz ceny rozliczeniowej określonej w umowie.

Na Rys. 5.3 zaprezentowano schemat poboru energii pomiędzy siecią wysokich napięć (OSP) oraz siecią średniego i niskiego napięcia (OSD). W przypadku braku generacji wewnątrz sieci OSD, całość poboru wraz energią niezbędną na pokrycie strat sieciowych i nie sieciowych musi być zapewniony przez Operatora Systemu Przesyłowego.



Rys. 5.3 Przykładowy schemat poboru energii na różnych poziomach napięcia

W analogicznym przypadku (Rys. 5.4) wykorzystując wprowadzenie energii do sieci OSD przez źródła przyłączone na niskim i średnim napięciu, możliwe jest pokrycie części zapotrzebowania poprzez generację wewnątrz systemu dystrybucyjnego. To z kolei przekłada się w wymierny sposób na zapotrzebowanie energii z sieci wysokiego i najwyższego napięcia.

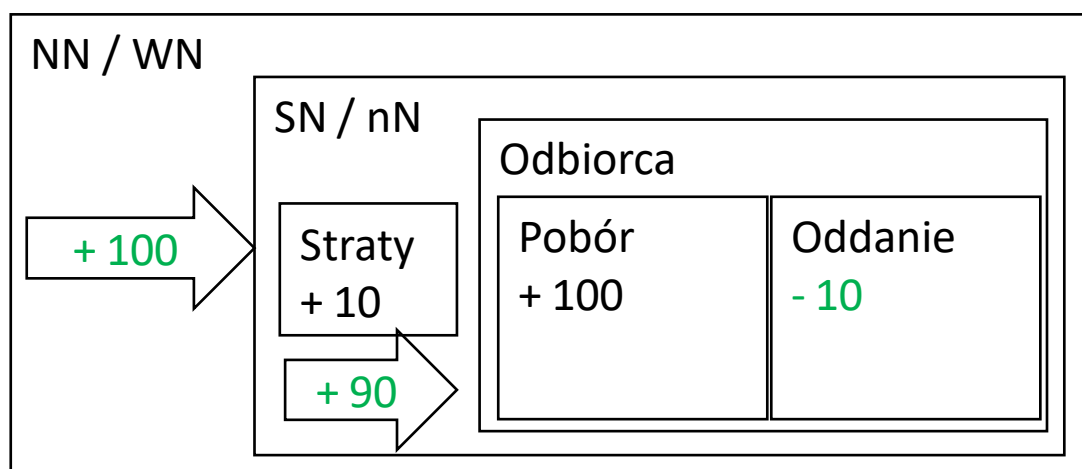


Rys. 5.4 Przykładowy schemat poboru energii na różnych poziomach napięcia przy udziale generacji po stronie odbiorczej

Obniżenie zapotrzebowania w KSE jest podstawowym celem świadczenia usług systemowych. Wynika to z coraz częstszych problemów związanych z możliwością pokrycia zapotrzebowania poprzez elektrownie systemowe. Schemat opisany powyżej funkcjonuje doskonale

w przypadku źródeł rozproszonych spełniających definicję źródeł wytwórczych zawartą w Ustawie [67].

Źródła przemysłowe nie spełniają, co do zasady, wszystkich przesłanek ustawowych do kwalifikacji jako źródła systemowe. Nie udostępniają one swoich zasobów produkcyjnych do regulacji mocy w KSE, ponieważ są one wykorzystywane w pierwszej kolejności do zasilania danego odbiorcy. Dlatego uczestnictwo źródeł przemysłowych powinno być oparte o zasady analogiczne jak dla nJWCD. Pośrednio beneficjentem może być także Operator Systemu Dystrybucyjnego. Jest to jednak istotnie zależne od położenia fizycznego źródeł i stanu sieci Operatora. Mogą wystąpić przypadki, w których zaburzenia generowane są przez źródła wprowadzane do sieci, stanowić będą dla OSD istotny problem. Dlatego tym bardziej pożądanym jest przystąpienie do programu przez posiadaczy źródeł przyłączonych wewnątrz sieci zakładowych / przemysłowych.



Rys. 5.5 Przykładowy schemat poboru energii na różnych poziomach napięcia przy udziale generacji po stronie odbiorczej w celu redukcji własnego poboru

Na Rys. 5.5 zaprezentowano schemat opisujący wytwarzanie wewnątrz sieci zakładowej. Taki układ gwarantuje bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej, zatem energetyka zawodowa nie powinna oponować przed wdrożeniem programu. Jedynymi ograniczeniami są wówczas możliwości techniczne i względy bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego.

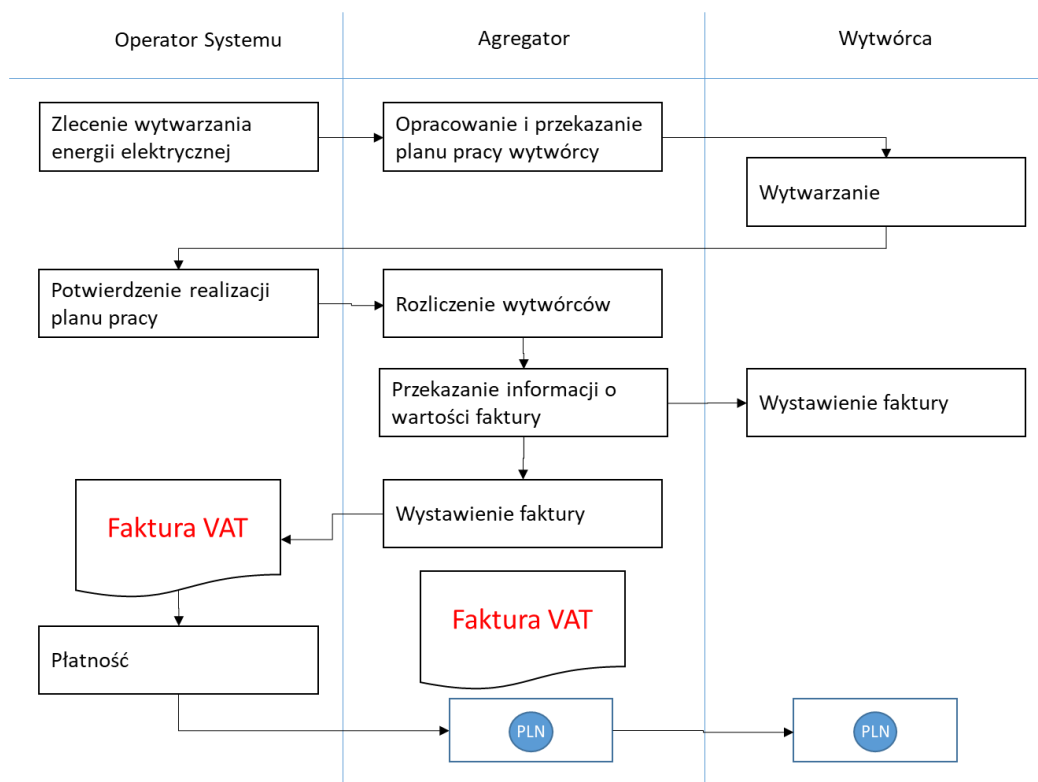
### 5.1.3 Zasady rozliczeń

Rzeczą oczywistą z punktu widzenia odbiorców energii posiadających wewnętrzne źródła rezerwowe jest to, że ich wykorzystanie dla celów wzrostu mocy dostępnej w KSE wymaga odpowiedniej zachęty finansowej. Zasady wynagradzania za wprowadzoną do systemu energię powinny spełniać podstawowo kryteria:

- 1) transparentności – dysponent źródła rozproszonego nie powinien mieć nigdy wątpliwości, co do wartości rozliczenia za energię,
- 2) sprawiedliwości – wielkość wynagrodzenia powinna być skorelowana z przydatnością dla systemu; wynika z tego, że źródła o zmiennej charakterystyce wytwórczej powinny być wynagradzane w nieco inny sposób, niż źródła w pełni sterowalne,
- 3) możliwości prognozowania przychodów – przystąpienie do programu powinno być obarczone pewnymi ramami wykorzystania tak, aby wytwórca mógł oczekiwać pewnego minimalnego

poziomu wynagrodzenia. Kryterium to jest istotne do oszacowania kosztów inwestycji, w przypadku gdy przystąpienie do programu wymaga poniesienia kosztów po stronie wytwórcy. Rozwiązaniem stosowanym w takim przypadku jest opłata za gotowość.

Zakłada się, że wynagrodzenie podlega transferowi. Na Rys. 5.6 określono schemat przepływu informacji niezbędnych do określenia wysokości wynagrodzenia.



Rys. 5.6 Przepływ finansowny wynagrodzenia za pracę źródeł rozproszonych w programie DSR

Z punktu widzenia Agregatora szczególnie istotnym jest koszt finansowy. Dlatego zakłada się, że wykształci się model, gdzie płatność do wytwórcy następuje dopiero po dokonaniu płatności przez Operatora.

Wysokość wynagrodzenia może być określana na podstawie różnego rodzaju formuł cenowych. Podstawowym wyznacznikiem dla ceny rozliczeniowej może być cena energii hurtowej, wyznaczana na poziomie rynku hurtowego SPOT. Rynek Dnia Następnego, gdzie cena wyznaczana jest na dzień przed dostawą fizyczną, wydaje się najbardziej transparentnym i rynkowym modelem do wyznaczania ceny energii. Może się jednak okazać, że cena RDN będzie zbyt niska w niektórych godzinach ograniczeń systemowych, aby zrealizować ekonomicznie opłacalną usługę. Niektóre koszty wytwarzania źródeł rozproszonych będą miały wartość większą niż rynkowa cena energii, stąd realizacja wsparcia KSE poprzez źródła wysokokosztowe będzie nieopłacalna. Dlatego odrębnym modelem wyznaczania ceny może być wprowadzenie ceny wyznaczonej odkosztowo dla danej technologii. Ten model gwarantuje pełny sposób realizacji warunku opłacalności ekonomicznej, jednak może prowadzić do zakupu energii przez Operatora w cenie większej niż rynkowa. Tym się jednak cechują środki zaradcze systemowe, których opłacalność z punktu widzenia Krajowej Dyspozycji Mocy jest marginalna. Podstawowym celem jest zapewnienie odpowiedniej ilości energii dla pokrycia zapotrzebowania i jest on nadrzędny.

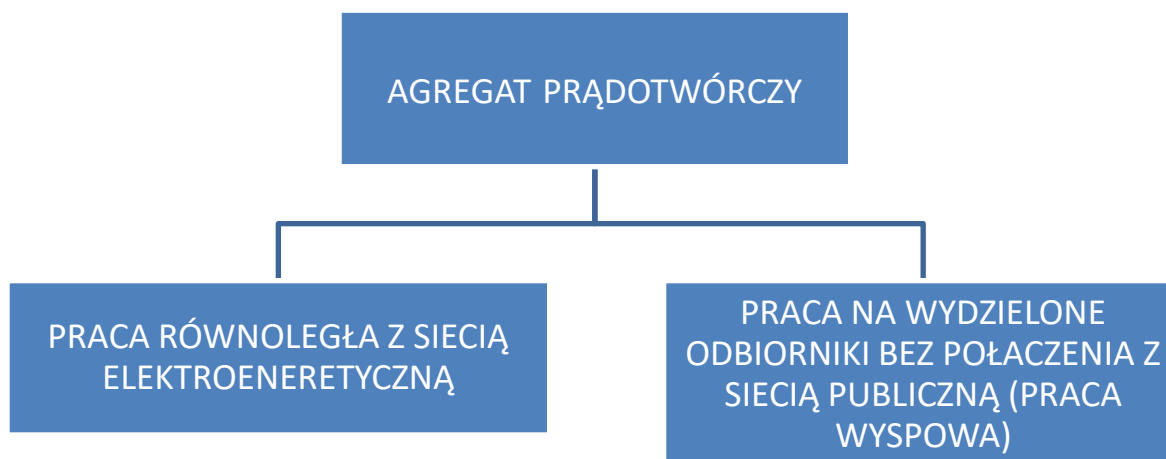
Trzecim, teoretycznie najprostszym rozwiązaniem, może być rozliczanie usługi po cenach rynku bilansującego, który co do zasady stanowi rynek techniczny. Ta formuła nie wprowadza jednak transparentności rozliczeń, ponieważ cena energii na tym rynku wyznaczana jest powykonawczo. Wówczas wytwórca o opłacalności udziału w programie może dowiedzieć się po realizacji usługi, co prowadzi do niechęci do udziału w programie. Poza tym, tego rodzaju udział w KSE jest dziś dostępny dla agregatorów, a to poprzez utworzenie jednostki grafikowej aktywnej i ofertowanie pasm energii w ramach RB. Udział w tym mechanizmie nie spotyka się jednak z dużym odzewem rynku. Wobec tego należy wnioskować, że zaangażowanie generacji rozproszonej w rynek hurtowy wyłącznie poprzez mechanizm JGoa (Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna) nie pozwoli na istotny przyrost mocy interwencyjnych.

Podsumowując należy stwierdzić, że możliwych wariantów rozliczenia jest kilka. Formuły cenowe mogą odnosić się do różnych cen rynkowych, ale najważniejsze jest to, aby cena rozliczeniowa z punktu widzenia OSP była korzystniejszą w porównaniu do kosztów związanych w wykorzystaniem innych środków dla pokrycia zapotrzebowania szczytowego. Celem uruchomienia programu powinno być pozyskanie dla Operatora Systemu Przesyłowego około 100 MW rezerwy mocy w rozproszonych źródłach wytwórczych. W szczególności w agregatach prądotwórczych pracujących synchronicznie z systemem elektroenergetycznym lub wyspowo pokrywających potrzeby odbiorcy. Awaryjne zespoły prądotwórcze (zwane też często generatorami awaryjnymi lub agregatami rezerwowymi) są urządzeniami mającymi zapewnić Odbiorcy zasilanie w energię elektryczną w przypadku braku zasilania z sieci energetyki zawodowej. Są zlokalizowane wewnątrz instalacji Odbiorcy, często z zabezpieczeniami przeciwko pracy na sieć elektroenergetyczną (np. mechaniczna blokada wyłącznika, zabezpieczenie od mocy zwrotnej, itp.). Są wykorzystywane rzadko, w zasadzie tylko w stanach awaryjnych [43], [44]. Jednakże w instrukcjach eksploatacji wymagane są tzw. uruchomienia serwisowe (średnio jedno na miesiąc), podczas których następuje sprawdzenie poprawności pracy agregatu. Niewykorzystywane paliwo w zbiornikach traci z czasem swoje właściwości i musi podlegać wymianie (w zależności od rodzaju, co 3-5 lat). Obydwa czynniki generują dodatkowe koszty u Odbiorcy. Niewykorzystywany potencjał tego typu źródeł (które praktycznie przez większość czasu stoją nieużywane) oraz doświadczenia innych krajów, w szczególności USA [49], dotyczące wykorzystania tych źródeł stanowią podstawę do bardzo szybkiej możliwości uruchomienia tego typu usługi w Polsce. Możliwość wdrożenia jak i jej zasadność powodują, że temat w ocenie autora pracy jest niezwykle atrakcyjny i całkowicie realny.



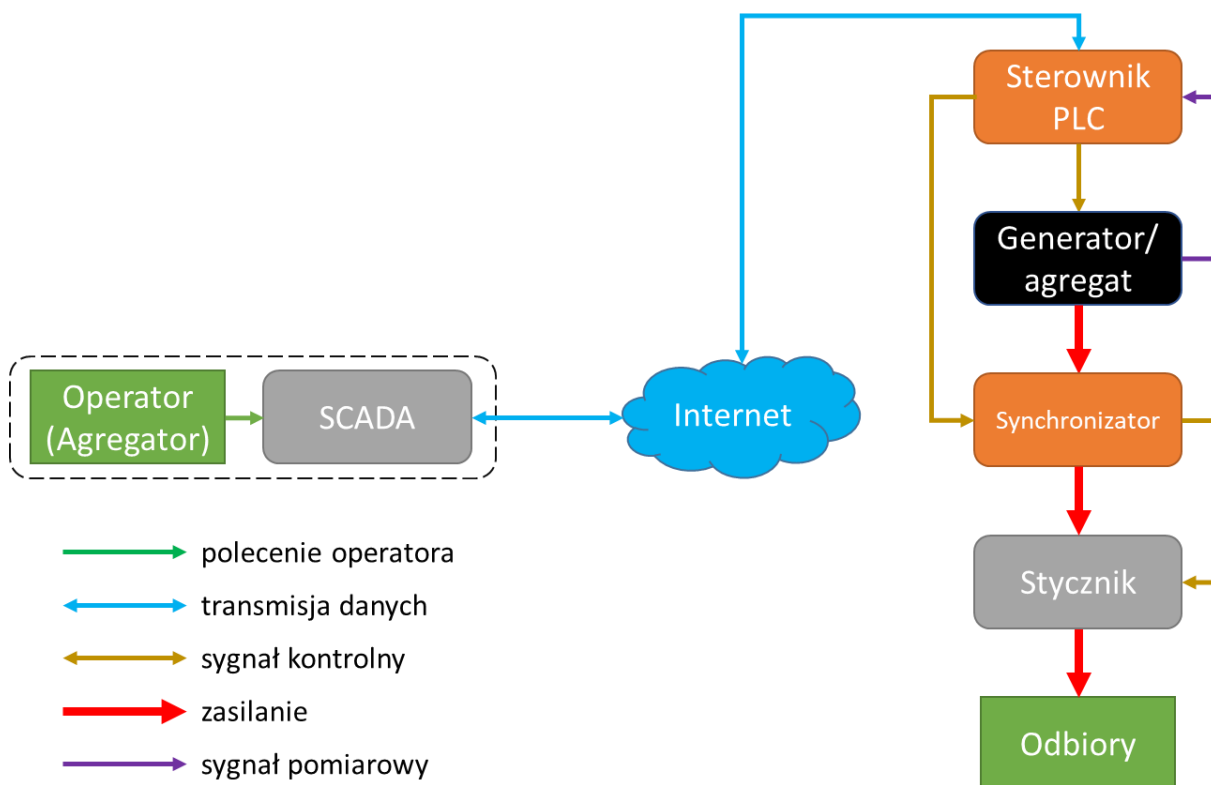
## 6 Testy możliwości wykorzystania agregatów prądotwórczych

Przeprowadzono dwa testy sprawdzające możliwości wykorzystania agregatów prądotwórczych do świadczenia usług DSR. W swojej istocie program DSR polega na ograniczeniu poboru energii z sieci lub wprowadzeniu dodatkowej energii [50], co przedstawiono na Rys. 6.1.

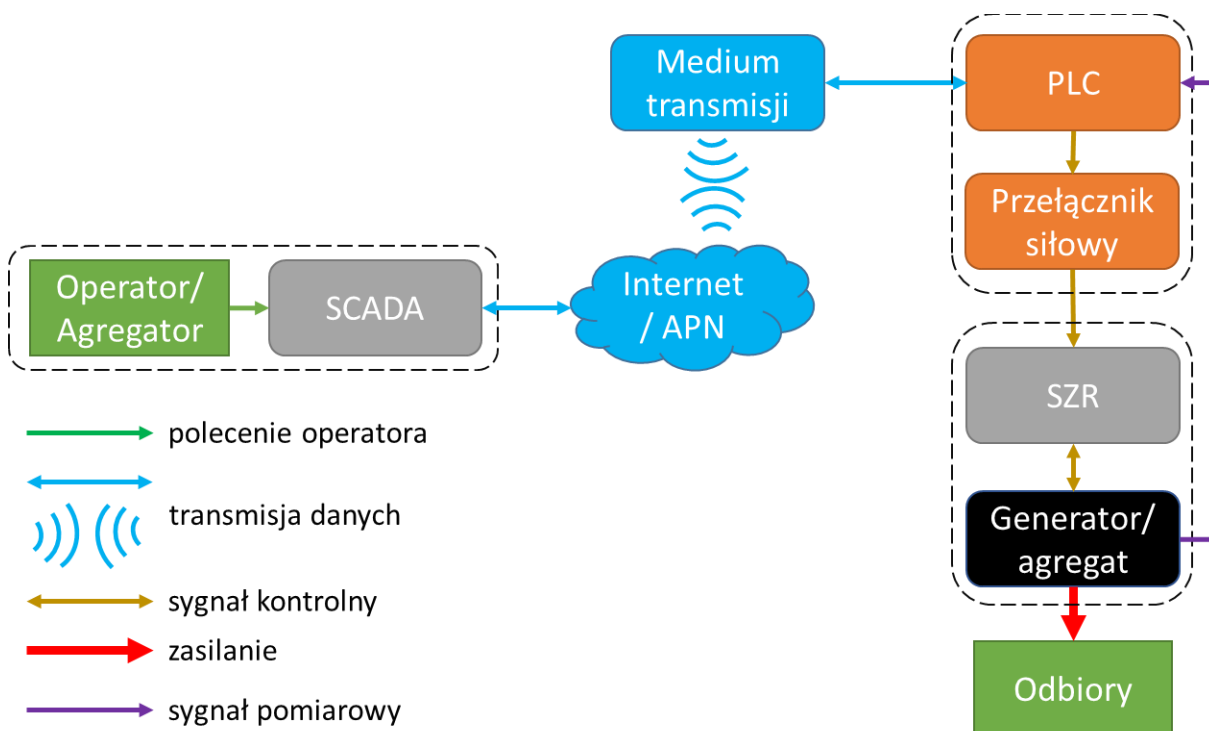


Rys. 6.1. Sposoby wykorzystania agregatów prądotwórczych do świadczenia usług DSR

Przeprowadzone testy sprawdzały możliwości techniczne dla obu przypadków. Założono dwa sposoby pracy źródeł: jeden polegający na zdalnym uruchomieniu źródła i wprowadzeniu dodatkowej energii do sieci dystrybucyjnej, drugi – polegający na ograniczeniu poboru energii z sieci dystrybucyjnej poprzez przełączenie zasilania wydzielonej grupy odbiorów z sieci dystrybucyjnej na agregat prądotwórczy. Głównym celem testów była ocena warunków technicznych oraz możliwości przeprowadzenia procesu uruchomienia zespołów prądotwórczych przez Odbiorców na polecenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego. Pozytywne wyniki testów są podstawą dla przeprowadzenia późniejszej analizy warunków handlowych oraz reakcji strony popytowej, związanej z uruchamianiem zespołów prądotwórczych, w trybie pracy synchronicznej oraz z wykorzystaniem zdolności regulacyjnych jednostek Generacji Rozproszonej w zakresie interwencyjnej generacji mocy. Głównym zadaniem testów była weryfikacja opisanych wyżej założeń, w szczególności możliwości automatyzacji komunikacji na linii OSP – Agregator – Zespół prądotwórczy. Przeprowadzone eksperymenty miały za cel sprawdzenie czy i w jaki sposób przy pomocy niewielkich nakładów finansowych jest możliwe uruchomienie usługi DSR w układach odbiorcy końcowego wyposażonego w układ rezerwowego zasilania SZR. W ten sposób potwierdzona byłaby możliwość zrealizowania usługi DSR poprzez zdalne sterowanie zmniejszeniem obciążenia publicznej sieci elektroenergetycznej. Schemat blokowy przedstawiający przepływ danych i sygnałów kontrolnych podczas zrealizowanych testów przedstawia Rys. 6.2 i Rys. 6.3. Do testów zdalnego rozruchu generatorów wykorzystano opracowany w AGH w ramach pracy doktorskiej autorski system do pomiaru i sterowania jednostkami rozproszonymi. Opracowany system bazuje na oprogramowaniu SCADA firmy **COPA\_DATA zenon Energy Edition**, w którym wytworzono algorytm zarządzania jednostkami rozproszonymi oraz autonomiczną automatykę dla punktów generacji energii. Generatory zostały wyposażone w układy zdalnej kontroli w oparciu o sterowniki PLC serii **WAGO-I/O-SYSTEM 750**. Takie rozwiązanie umożliwia zarówno zdalne zarządzanie generatorem z systemu nadrzędnego (SCADA) oraz niezależne sterowanie lokalne przez sterownik PLC. Generator lokalnie



Rys. 6.2. Schemat ideowy zdalnego załączenia pracy generatora do pracy synchronicznej z siecią elektroenergetyczną



Rys. 6.3. Schemat ideowy zdalnego załączenia generatora przystosowanego do pracy na wyspę

może zostać uruchomiony z poziomu tablicy sterowania agregatem, aplikacji webowej lub aplikacji na urządzeniu mobilnym.

W obu testowanych przypadkach operator systemu nadrzędnego (agregator) wydaje sygnał zdalnego załączenia generatora z poziomu pulpitu operatora systemu SCADA. Kolejne czynności w poszczególnych testach przebiegają w odmienny sposób.

1) Przypadek 1 – praca synchroniczna – Rys. 6.2

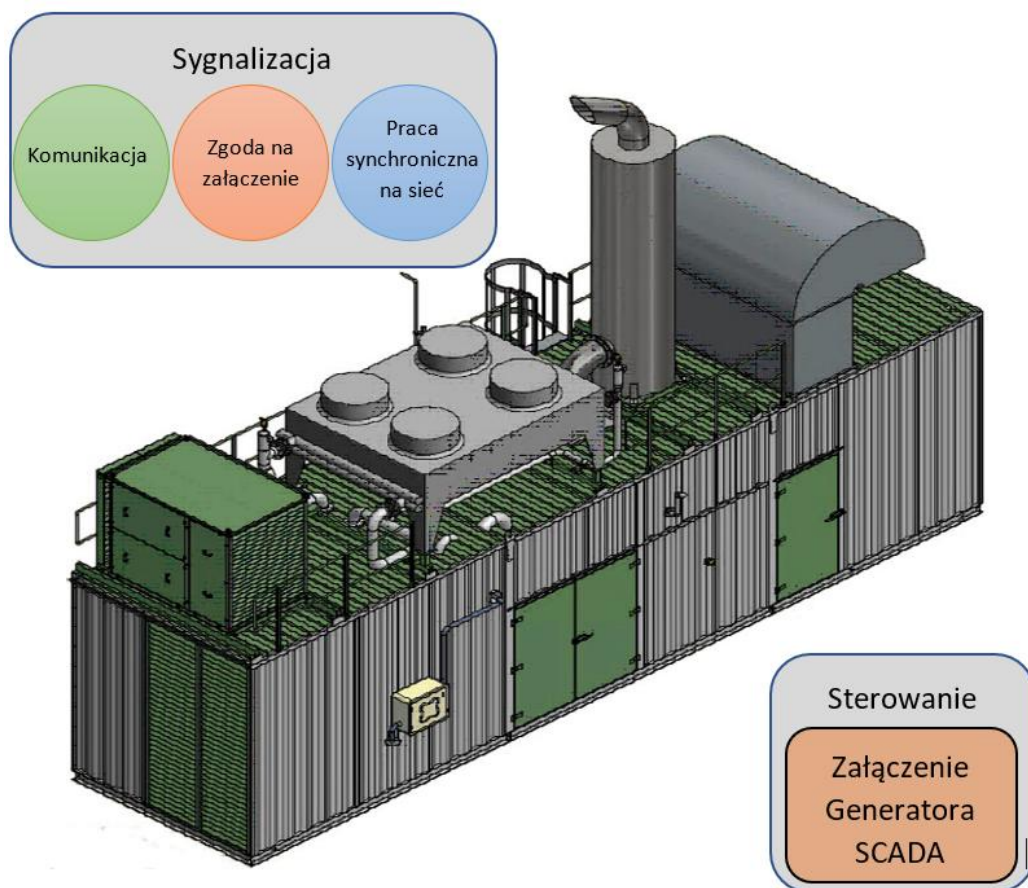
Zaszyfrowany sygnał załączenia generatora zostaje przesłany z systemu SCADA poprzez sieć Internet do sterownika PLC, który następnie podaje sygnał załączenia do generatora jednocześnie uruchamiając pomiar wybranych wielkości elektrycznych. W kolejnym kroku podany zostaje sygnał załączenia ze sterownika PLC na kolumnę synchronizacyjną. Po dostosowaniu parametrów elektrycznych generatora umożliwiających jego synchroniczną pracę z siecią elektroenergetyczną kolumna synchronizacyjna załącza stycznik łączący generator z siecią elektroenergetyczną do której podłączone są odbiorniki. Podczas całego testu sterownik PLC dokonuje pomiaru parametrów pracy generatora i przesyła dane do systemu nadrzędnego.

2) Przypadek 2 – praca „wyspowa” – Rys. 6.3.

Zaszyfrowany sygnał załączenia generatora zostaje przesłany z systemu SCADA przez sieć Internet wykorzystującą telekomunikacyjną pakietową transmisję danych na bazie technologii UMTS i LTE do medium transmisji. Kolejno informacja o złączeniu trafia do sterownika PLC, który poprzez moduł przełącznika wydaje sygnał o zaniku napięcia na układ SZR generatora. Układ SZR odłącza odbiory od sieci elektroenergetycznej następnie, a po osiągnięciu nominalnej prędkości generatora łączy go z odbiorami. Tak jak w przypadku nr 1 sterownik PLC cały czas dokonuje pomiaru wybranych parametrów i przesyła dane do systemu nadrzędnego.

Jak przedstawiono powyżej opracowane rozwiązanie i jego poszczególne elementy cechuje modułowa konstrukcja, która pozwala na tworzenie zarówno prostych jak i rozbudowanych aplikacji.

Aplikacja w środowisku SCADA przedstawia synoptykę połączeń oraz wyświetla bieżące i historyczne dane punktów podlegających kontroli. Kontrola poszczególnych jednostek wytwórczych odbywa się w osobnych oknach dialogowych, co zapobiega przypadkowemu złączeniu kilku jednostek jednocześnie. Przykładowy pulpit operatorski przedstawiono na Rys. 6.4



Rys. 6.4. Okno dialogowe zdalnego załączenia Generatora

Medium transmisji w przypadku sieci umożliwiającej połączenie przewodowe jest najlepszym wyborem, ponieważ uniezależnia od warunków atmosferycznych i ich wpływu na jakość połączenia. Natomiast w przypadku punktów generacji w miejscu pozbawionym sieci przewodowej (praca wyspowa) można wykorzystać istniejącą sieć telekomunikacyjną. Do testów wykorzystano ogólnodostępny APN i kartę SIM o statycznym adresie IP. Dla zastosowań docelowych systemów DSR zaleca się aby nie korzystać z publicznych APN i w celu zapewnienia ciągłości sterowania należy zastosować routery podwójnym modemem obsługującym dwie karty SIM niezależnych operatorów. W testach wykorzystano router jak na Rys. 6.5. Podczas testów wykorzystano okablowanie strukturalne w standardzie Ethernet.



Rys. 6.5. Router Conel wykorzystywany podczas testów

Sterownik I/O-SYSTEM 750 firmy WAGO – wykorzystywany podczas testów posiada znacznie rozbudowane funkcjonalności, równorzędne z rozproszonymi systemami sterowania DCS (ang. distributed control system). Sterowniki te nie są to tylko tzw. „przełączniki programowalne”, ale urządzenia o możliwościach zbliżonych do komputerów przemysłowych. Ponadto ich modułarna

budowa i szeroki asortyment dają możliwość realizacji zarówno pomiarów, energii elektrycznej pobieranej przez agregowany obiekt, jak również umożliwiają sygnalizację stanów łączników w stacji zasilającej oraz zdalne sterowanie pracą wielu rządzeń wykonawczych. Zastosowany sterownik przedstawia Rys. 6.6



Rys. 6.6. Sterownik PFC200 oraz moduł do pomiaru mocy czynnej w układzie trójfazowym 750-495 zastosowane podczas testów [37]

Sterownik WAGO daje możliwość integracji z systemami SCADA Operatów Systemu Dystrybucyjnego, poprzez wykorzystanie następujących protokołów teletransmisyjnych:

- a. IEC 60870-5-101, – 103 /-104,
- b. IEC 61400-25,
- c. IEC 61850-7-420,
- d. DNP3.0,
- e. MODBUS.

W przeprowadzonych testach sterownik PLC pełni rolę układu kontrolno-pomiarowego, zarówno dla części siłowej (sygnały prądowe i napięciowe) jak i telemetrii. Algorytm zaimplementowany w sterowniku umożliwia zdalne sterowanie generatorem poprzez system SCADA oraz lokalnie w sieci LAN przy użyciu web serwera lub aplikacji mobilnej. Ponadto sterownik jest odpowiedzialny za akwizycję danych pomiarowych i przekazywanie statusów kontrolnych do systemu nadrzędnego. Zastosowanie algorytmu umożliwiającego dwa tryby sterowania zapewnia poprawną pracę generatora w przypadku awarii systemu nadrzędnego.

## 6.1 Test 1 – praca równoległa z siecią elektroenergetyczną

Celem testu było sprawdzenie możliwości zmniejszenia lokalnego obciążenia publicznej sieci elektroenergetycznej poprzez wykorzystanie lokalnej generacji energii. W czasie testu przeprowadzono sprawdzenie możliwości zdalnej kontroli procesu synchronizacji generatora z siecią elektroenergetyczną. Eksperyment polegał na zdalnym uruchomieniu zespołu prądotwórczego, kontroli procesu synchronizacji oraz zdalnym przyłączeniu generatora do sieci w wybranym przez operatora momencie. Działanie takie dawało możliwość rozpoczęcia dostawy energii przez lokalne źródło, a tym samym odciążenie publicznej sieci elektroenergetycznej. Do wykonania testu

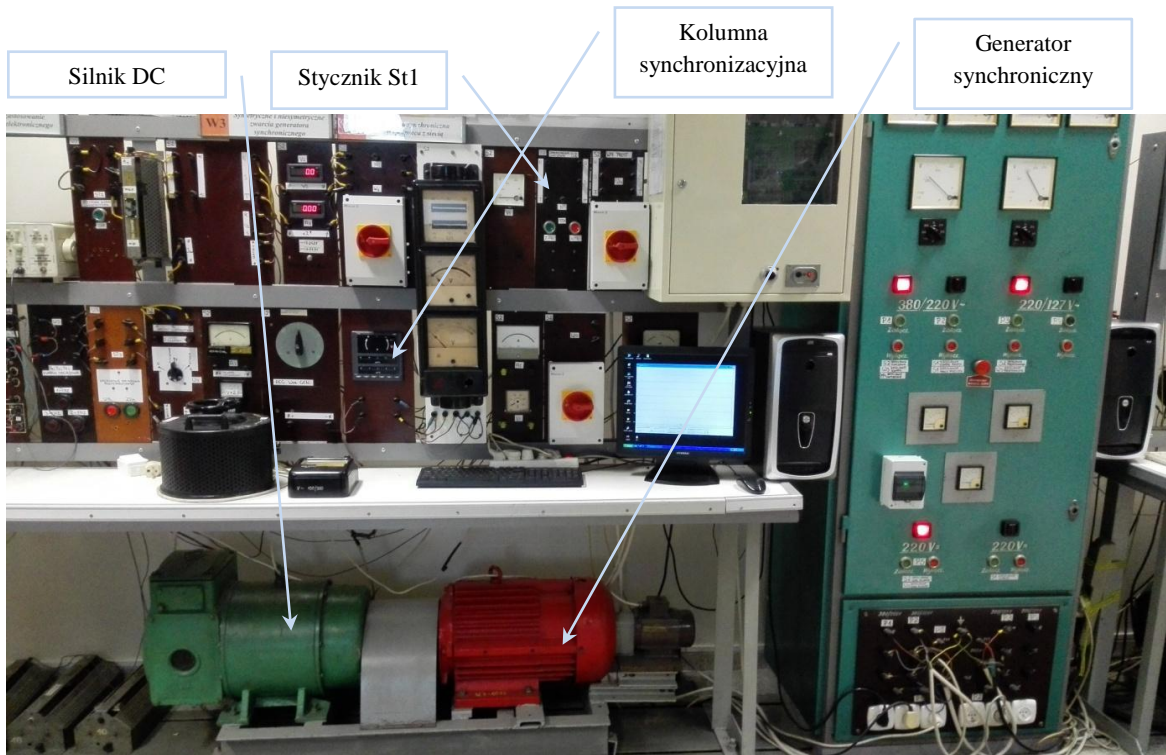
wykorzystano zmodyfikowany zestaw elektromaszynowy składający się z generatora synchronicznego pracującego w układzie umożliwiającym synchronizację z systemem elektroenergetycznym oraz silnika prądu stałego, stanowiącego napęd generatora. Silnik prądu stałego wyposażony jest w układ sterowania dający możliwość zdalnej kontroli. Zadaniem silnika DC było dostarczenie energii mechanicznej do generatora (w praktyce taką rolę spełniają turbiny wodne, gazowe lub silniki spalinowe). Zastosowanie silnika komutatorowego w zestawie elektromaszynowym jest podyktowane warunkami technologicznymi istniejącymi w Laboratorium (zasilanie elektryczne, możliwość łatwego sterowania pracą z zastosowaniem układów energoelektronicznych). Zestaw jest wyposażony w kolumnę synchronizacyjną KS3-2 produkcji LUMEL (Rys. 6.7), która ma możliwość wyprowadzenia sygnału sterującego decydującego o połączeniu generatora z systemem elektroenergetycznym w chwili spełnienia warunków zsynchronizowania pracy generatora z systemem (AL1) [51]. Istniejący zestaw elektromaszynowy (Rys. 6.8) uzupełniono o układ kontroli zdalnego rozpoczęcia procesu synchronizacji przez operatora. Zdalną kontrolę procesu synchronizacji przeprowadzono z wykorzystaniem sieci *Ethernet*. Schemat połączeń układu sterowania przedstawiono na Rys. 6.9. Operator zdalnie podawał sygnał rozpoczęcia procesu synchronizacji do układu kontroli pracy zespołu elektromaszynowego. Odbywało się to poprzez załączenie styków przekaźnika Pk1. Zespół elektromaszynowy został wcześniej uruchomiony na osobne polecenie operatora. W ten sposób uruchomiony został proces synchronizacji. Za pomocą układów sterujących pracą silnika napędowego oraz wzbudzenia generatora przeprowadzony został proces wyrównania częstotliwości i amplitud napięć oraz przesunięcia fazowego napięć generatora i systemu.



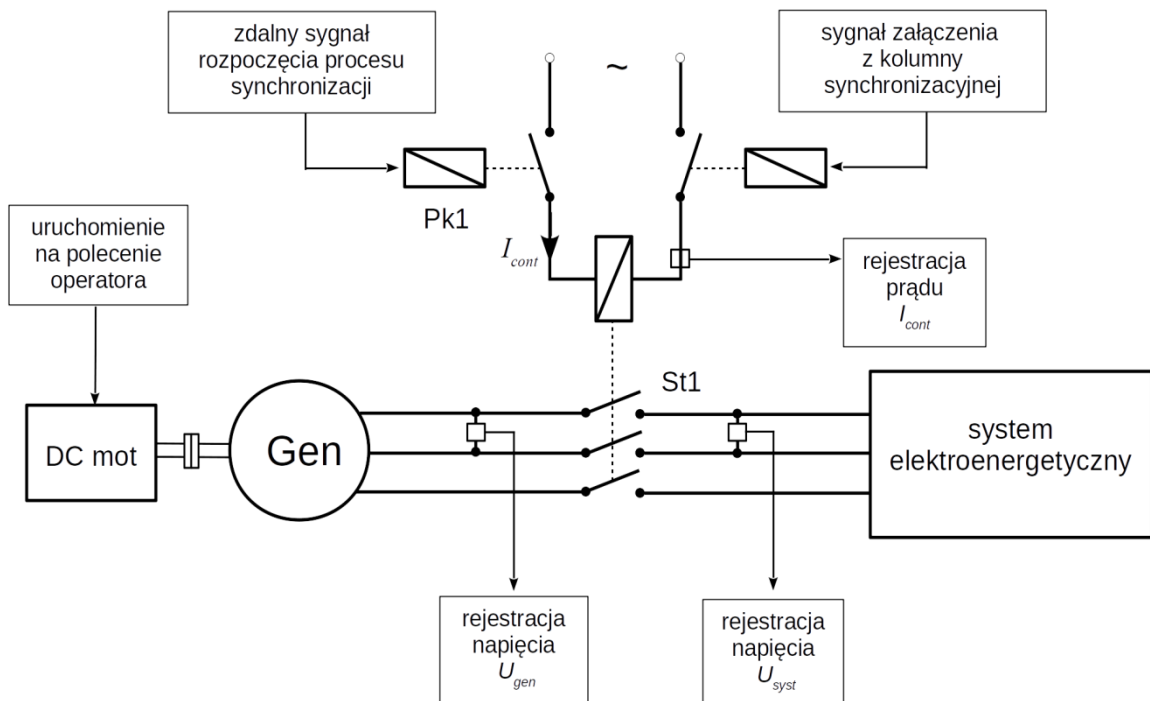
Rys. 6.7. Kolumna synchronizacyjna KS3 stosowana podczas testów [48]

Proces ten był kontrolowany z wykorzystaniem informacji pochodzących z kolumny synchronizacyjnej. Po uzyskaniu wystarczającej zgodności (dopuszczalna tolerancja różnicy napięć i różnicy częstotliwości przyjęta na poziomie 5%) parametrów napięciowych generatora i systemu następowało połączenie generatora z siecią za pomocą stycznika St1, którego działanie kontrolowane było poprzez załączenie przekaźnika Pk2 będącego elementem zintegrowanym z kolumną synchronizacyjną. Tak przygotowany układ dał możliwość przetestowania rozwiązania polegającego na zdalnej synchronizacji pracującego generatora z siecią elektroenergetyczną w sytuacji, gdy zachodzi potrzeba jej odciążenia.





Rys. 6.8. Zdjęcie stanowiska laboratoryjnego do przeprowadzenia testu



Rys. 6.9. Schemat ideowy układu zdalnej synchronizacji wykorzystanego podczas eksperymentu

Dane generatora synchronicznego:  $P_N = 4 \text{ kW}$ ,  $I_{f0N} = 1,15 \text{ A}$ ,  $U_N = 380 \text{ V}$ ,  $J = 0,249 \text{ kgm}^2$  (cały zespół),  $I_N = 7 \text{ A}$ ,  $\Delta P_{mech} = 300 \text{ W}$ ,  $n_N = 1500 \text{ obr/min}$ ,  $\Delta P_{Fe} = 197 \text{ W}$ ,  $f_N = 50 \text{ Hz}$ ,  $\Delta P_{Cu} = 184 \text{ W}$ ,  $\cos\phi = 0,86$ ,  $R_{S20} = 1,25 \Omega$ .

Test wykonano według przyjętego planu:

- 1) uruchomienie maszyny napędowej (silnik komutatorowy, obcowzbudny wyposażony w układ sterowania z możliwością zdalnej kontroli; zadaniem silnika było dostarczenie energii mechanicznej do generatora) połączonej wspólnym wałem z generatorem synchronicznym
- 2) rozprędenie zespołu do prędkości synchronicznej z zastosowaniem układu zdalnej kontroli prędkości
- 3) wydanie polecenia rozpoczęcia procesu synchronizacji – zdalnie za pomocą sterownika PLC
- 4) wyrównanie wartości amplitud i częstotliwości napięć generowanych przez maszynę synchroniczną z wartościami pochodzącymi z systemu elektroenergetycznego (z wykorzystaniem sterowania silnikiem napędowym oraz wzbudzeniem generatora) – kontrola przeprowadzana za pomocą kolumny synchronizacyjnej
- 5) zmniejszenie przesunięcia fazowego pomiędzy napięciami generatora i systemu (z wykorzystaniem sterowania silnikiem napędowym) – kontrola przeprowadzana za pomocą kolumny
- 6) wysłanie sygnału polecenia połączenia generatora z siecią – za pomocą układu sterującego kolumny synchronizacyjnej
- 7) połączenie generatora synchronicznego z publiczną siecią elektroenergetyczną
- 8) praca generatorowa z oddawaniem mocy do sieci (Rys. 6.15)

Na Rys. 6.10 – Rys. 6.12 przedstawiono zarejestrowane przebiegi czasowe napięć i prądu zarejestrowane podczas procesu synchronizacji. Są to:

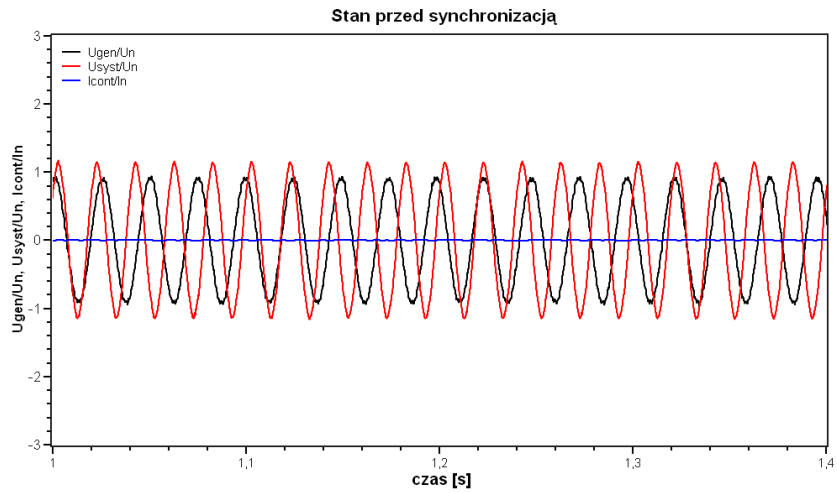
$U_{gen}$  – przebieg napięcia międzyprzewodowego  $U_{ab}$  generatora,

$U_{syst}$  – przebieg napięcia międzyprzewodowego  $U_{ab}$  systemu elektroenergetycznego,

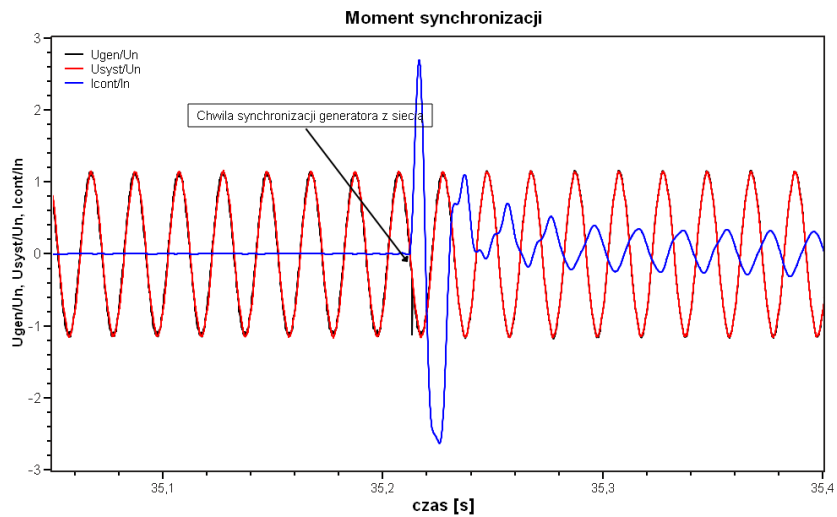
$I_{cont}$  – przebieg prądu cewki stycznika łączącego generator z systemem.

Przebiegi są wyskalowane w jednostkach względnych w odniesieniu do znamionowych wartości rejestrowanych sygnałów. Podczas projektowania układu automatycznej synchronizacji zespołu elektromaszynowego zdecydowano, że sygnałem obserwowanym, obrazującym chwilę synchronizacji generatora z siecią, będzie prąd sterujący pracą (prąd cewki) stycznika łączącego generator z siecią. Jest to sygnał, który pojawia się dokładnie w chwili, kiedy kolumna synchronizacyjna wykrywa możliwość połączenia generatora z siecią po uzyskaniu wystarczającej zgodności (według ustawionych w kolumnie synchronizacyjnej wartości tolerancji) parametrów napięciowych. Ponieważ połączenie odbywa się w stanie jałowym (moment napędowy generatora bliski zeru, niezbędny do pokrycia strat mechanicznych), prąd generatora nie zawsze przedstawiałby przebieg tego procesu w sposób jednoznaczny.

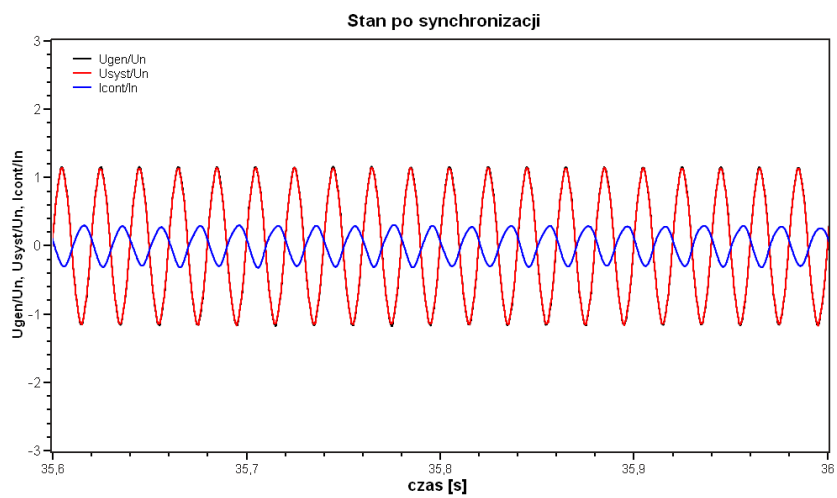




Rys. 6.10. Przebiegi napięć i prądu sterowania stycznika przed synchronizacją generatora z siecią.

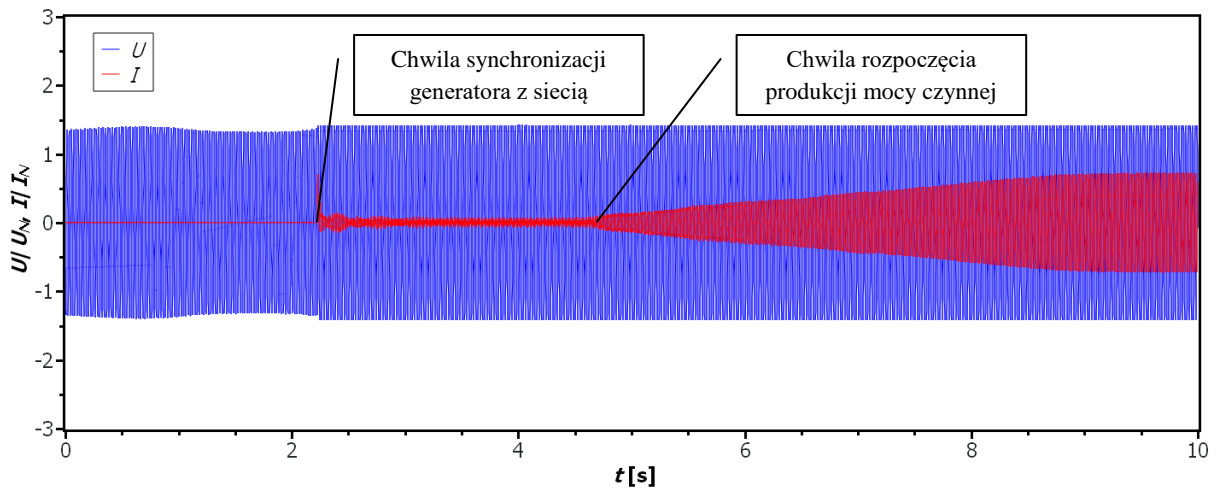


Rys. 6.11. Przebiegi napięć i prądu sterowania stycznika w momencie synchronizacji generatora z siecią

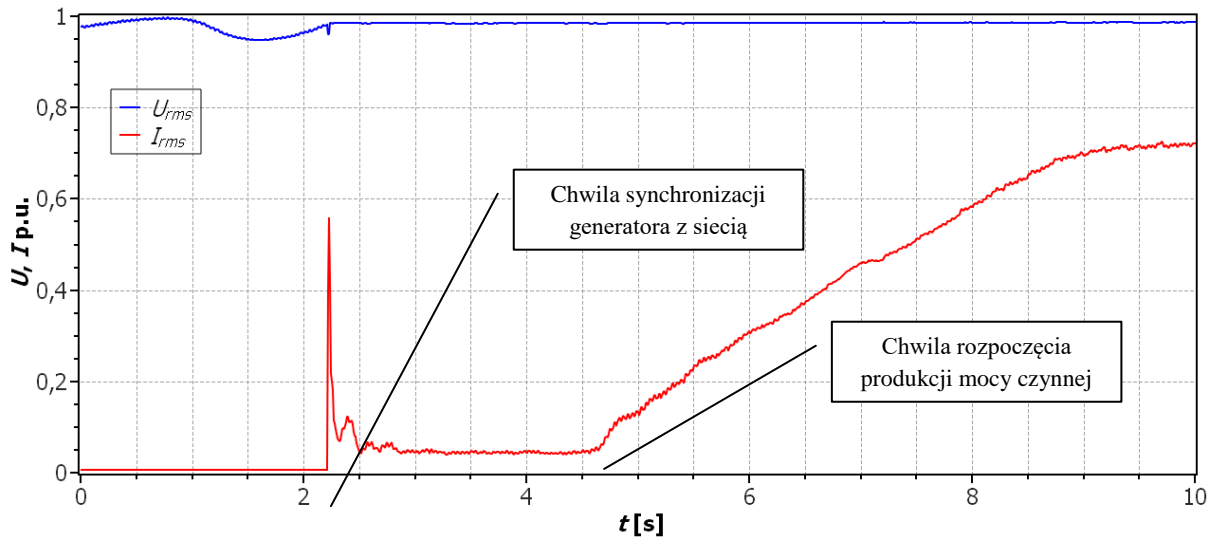


Rys. 6.12. Przebiegi napięć i prądu sterowania stycznika po synchronizacji generatora z siecią

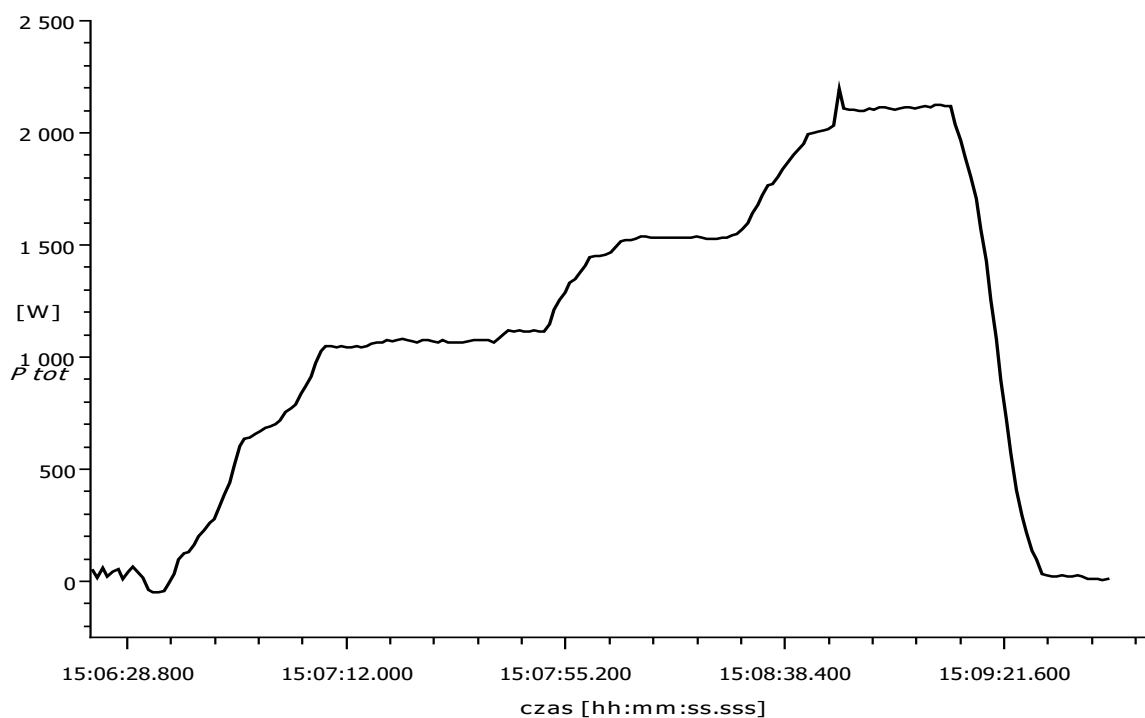
Rys. 6.10 przedstawia przebiegi czasowe zarejestrowanych sygnałów dla stanu przed synchronizacją (stan, w którym układ rozpoczął pracę w trybie automatycznej synchronizacji, przed wyrównaniem amplitud, częstotliwości i faz napięć generatora i systemu). Napięcia międzyprzewodowe generatora i sieci mają różne amplitudy i częstotliwości, prąd sterowania stycznika ma wartość zero. Rys. 6.11 przedstawia przebiegi czasowe zarejestrowanych sygnałów w chwili synchronizacji generatora z siecią. Napięcia międzyprzewodowe generatora i sieci mają takie same amplitudy i częstotliwości, następuje zamknięcie stycznika. Rys. 6.12 przedstawia przebiegi czasowe zarejestrowanych sygnałów w po zsynchronizowaniu generatora z siecią. Napięcia międzyprzewodowe generatora i sieci mają takie same amplitudy i częstotliwości. Rys. 6.13 i Rys. 6.14 przedstawiają przebiegi napięcia i prądu jednej fazy generatora podczas procesu synchronizacji. W celu lepszego zobrazowania chwili dołączenia generatora do sieci zwiększono tolerancję parametrów napięciowych w kolumnie synchronizacyjnej do poziomu 15%, co pozwoliło zaobserwować chwilowy wzrost prądu generatora w momencie synchronizacji. Rys. 6.13 przedstawia przebiegi wartości chwilowych, a Rys. 6.14 wartości skutecznych.



Rys. 6.13. Przebiegi wartości chwilowych napięcia i prądu jednej fazy generatora podczas procesu synchronizacji



Rys. 6.14. Przebiegi wartości skutecznych napięcia i prądu jednej fazy generatora podczas procesu synchronizacji



Rys. 6.15 Przebieg mocy czynnej  $P_{tot}$  dostarczonej do systemu elektroenergetycznego w czasie eksperymentu

Rys. 6.15 przedstawia przebieg mocy czynnej dostarczonej do sieci po zsynchronizowaniu zespołu. Po kilku sekundach od synchronizacji rozpoczął się proces dostarczania mocy czynnej do systemu energetycznego. Początkowo (15:07:12 – 15:07:55) wartość tej mocy wynosiła około ok. 1 kW mocy czynnej, a następnie (15:08:40 – 15:09:20) ustawiono zdalnie, regulując układ napędowy, generację na poziomie 2 kW. Czas trwania tego trybu pracy był krótki, ponieważ celem przeprowadzonego eksperymentu było przede wszystkim pokazanie możliwości zdalnego zsynchronizowania generatora z siecią. Niemniej wykazano tutaj również możliwość zdalnej kontroli stanu pracy generatora w trybie dostarczania mocy do systemu.

## 6.2 Test 2 – praca wyspowa generatora

W ramach współpracy pomiędzy Akademią Górniczo – Hutniczą w Krakowie i Podhalańskim Przedsiębiorstwem Komunalnym w Nowym Targu przeprowadzono eksperyment polegający na pracy wyspowej generatora zasilającego wydzieloną grupę odbiorów w Oczyszczalni Ścieków w Czorsztynie. Celem testu było wykorzystanie rezerwowego generatora prądotwórczego (dane znamionowe w Tab. 6.1) jako źródła zasilania odbiorów oczyszczalni po odłączeniu ich na pewien czas od publicznej sieci elektroenergetycznej. Dzięki temu uzyskano lokalne odciążenie sieci energetycznej w czasie trwania eksperymentu. Wykonano rejestracje prądów, napięć oraz mocy czynnej, biernej i pozornej w celu zobrazowania poprawności pracy odbiorów oczyszczalni w trakcie testu. Eksperyment polegał na pozbawieniu zasilania rozdzielni głównej oczyszczalni poprzez wyłączenie rozłącznika głównego nn. System automatyki zastosowany w rozdzielni po wykryciu zaniku napięcia uruchomił agregat prądotwórczy. Po rozruchu agregatu układ samoczynnie otworzył stycznik K1 i zamknął stycznik K2 (Rys. 6.16), co spowodowało, że odbiorniki oczyszczalni zostały przyłączone do agregatu prądotwórczego.

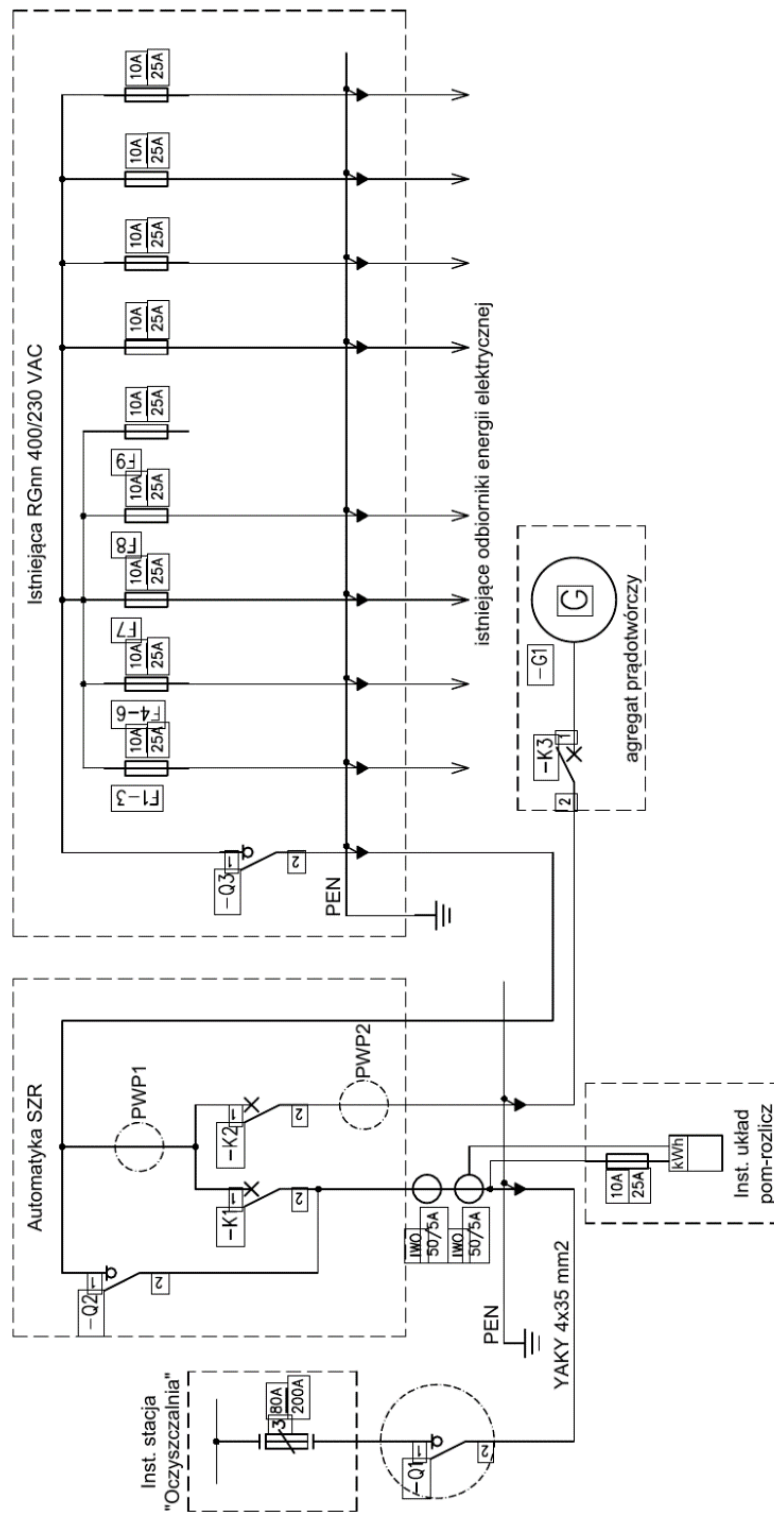
Tab. 6.1 Dane techniczne agregatu prądotwórczego

Parametr	Wartość
producent	AKMEL
napięcie znamionowe	230/400 kV
częstotliwość	50 HZ
masa	35 kG
rok produkcji	2013

Przez okres kilku minut odbiorniki oczyszczalni były zasilone lokalnie, a publiczna sieć elektroenergetyczna była w tym czasie nieobciążona. Zakończenie eksperymentu polegało na ponownym podaniu napięcia z sieci publicznej poprzez załączenie rozłącznika głównego. Do przeprowadzenia rozruchu wykorzystano układ automatyki na bazie sterownika WAGO połączonego z układem transmisji oraz system SCADA Zenon Energy Edition COPA\_DATA. Zainicjowanie wyłączenia i późniejszego załączenia rozłącznika głównego wykonano z systemu SCADA, a także z własnego web serwera sterownika WAGO. Układ automatyki po wykryciu napięcia z sieci publicznej samoczynnie otworzył stycznik K2 i po przerwie około 250 ms zamknął stycznik K1, co spowodowało odłączenie odbiorów oczyszczalni od zasilania z agregatu prądotwórczego i powrót do zasilania z sieci publicznej.

Test wykonano według zgodnie z następującym programem:

1. Podłączenie analizatorów jakości energii elektrycznej w polach zasilających istniejącej rozdzielni głównej nn (Rys. 6.16).
2. Synchronizacja czasu analizatorów jakości energii elektrycznej oraz istniejącego licznika energii elektrycznej.
3. Zdalne odłączenie zasilania rozdzielni głównej od publicznej sieci elektroenergetycznej poprzez wyłączenie rozłącznika głównego nn w budynku oczyszczalni.
4. Automatyczne uruchomienie agregatu prądotwórczego jako źródła zasilania.
5. Zasilenie odbiorów oczyszczalni z generatora prądotwórczego – praca wyspowa.
6. Obserwacja i rejestracja parametrów pracy oczyszczalni ścieków podczas zasilania z agregatu prądotwórczego.
7. Powrót do zasilania oczyszczalni ścieków z publicznej sieci elektroenergetycznej - przełączenie zasilania rozdzielni z agregatu prądotwórczego na publiczną sieć elektroenergetyczną poprzez załączenie rozłącznika głównego nn w budynku oczyszczalni.
8. Obserwacja poprawności pracy podczas powrotu do zasilania z publicznej sieci elektroenergetycznej.
9. Odłączenie analizatorów jakości energii.

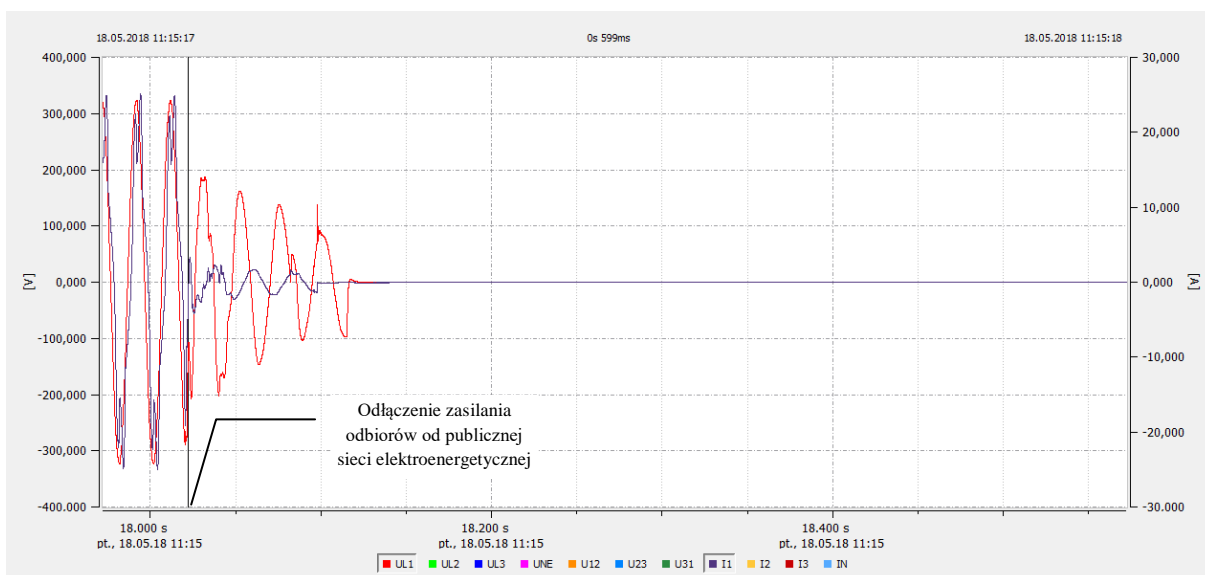


Rys. 6.16. Schemat zasilania oczyszczalni

## 6.2.1 Pomiary zasilania odbiorników oczyszczalni w trakcie eksperymentu.

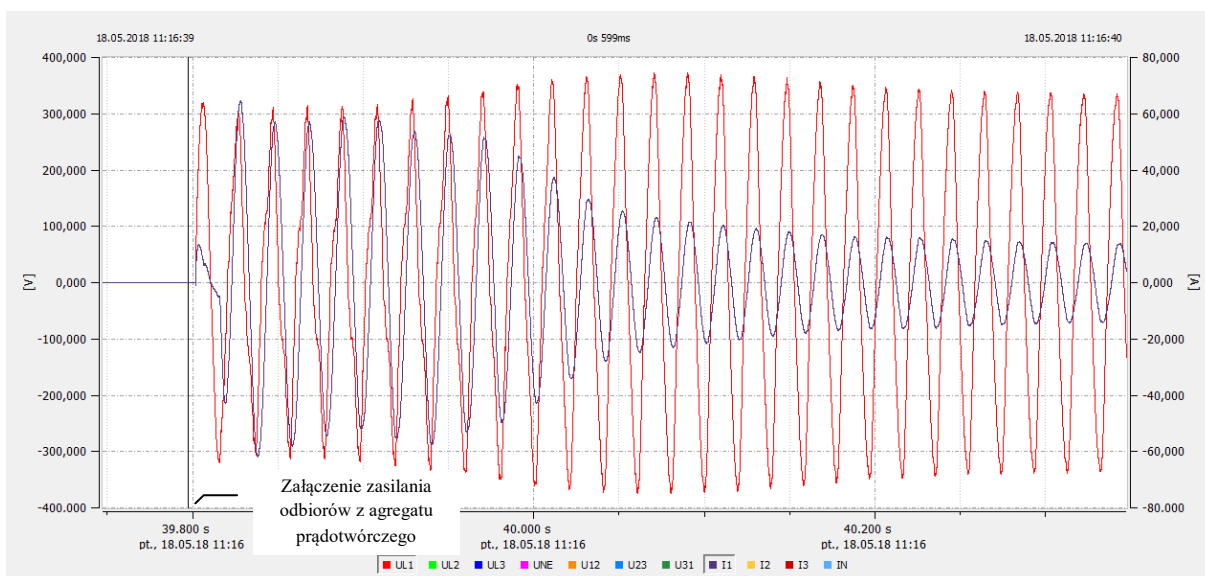
Na Rys. 6.17 - Rys. 6.19 przedstawiono zarejestrowane przebiegi napięć i prądów podczas prób łączeniowych i pracy ustalonej. Wyniki rejestracji przedstawiono dla fazy L1, sygnały faz L2 i L3 miały taki sam charakter (były tylko przesunięte w fazie odpowiednio o kąty  $120^\circ$  i  $240^\circ$ ).

Rys. 6.17 przedstawia przebiegi czasowe napięcia (kolor czerwony) i prądu (kolor niebieski) fazy L1 podczas procesu odłączenia zasilania odbiorników od publicznej sieci elektroenergetycznej – moment zdalnego wyłączenia zasilania oczyszczalni.



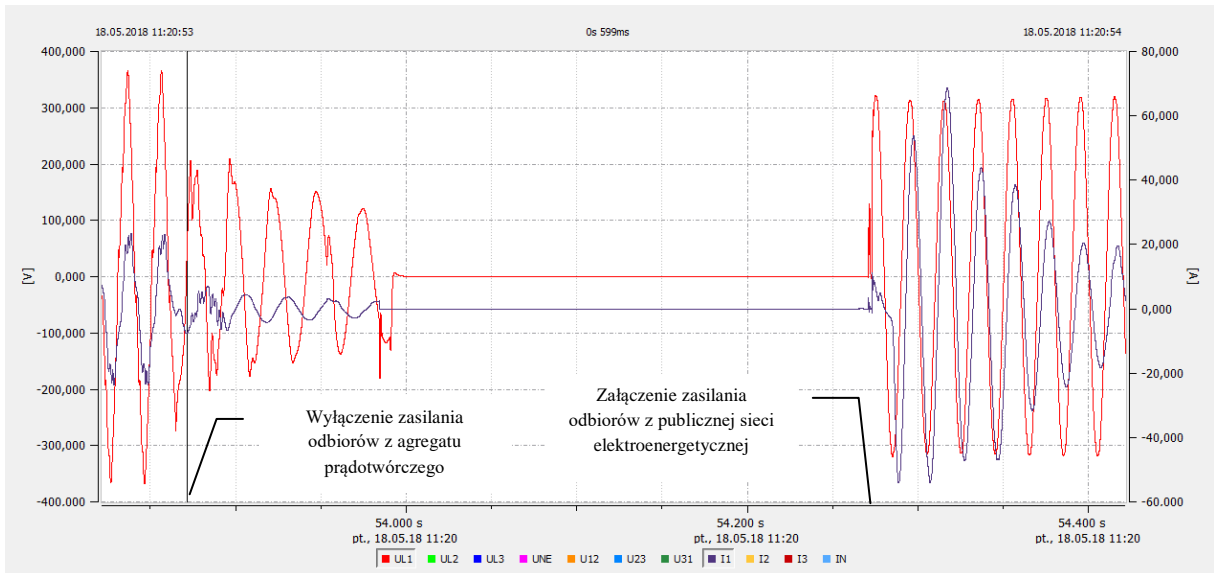
Rys. 6.17. Przebiegi czasowe napięcia i prądu fazy L1 odbiorników podczas procesu odłączenia od sieci publicznej

Rys. 6.18 przedstawia przebiegi czasowe napięcia (kolor czerwony) i prądu (kolor niebieski) fazy L1 podczas procesu przełączenia zasilania odbiorników oczyszczalni na zasilanie z agregatu prądotwórczego.



Rys. 6.18. Przebiegi czasowe napięcia i prądu fazy L1 odbiorników podczas procesu przełączenia odbiorów na zasilanie z agregatu

Rys. 6.19 przedstawia proces zdalnego przełączenia zasilania odbiorników oczyszczalni z zasilania z agregatu prądowłórczego na zasilanie z publicznej sieci elektroenergetycznej po przerwie około 0,2 s. Na rysunku przedstawiono przebiegi czasowe napięcia (kolor czerwony) i prądu (kolor niebieski) fazy L1.

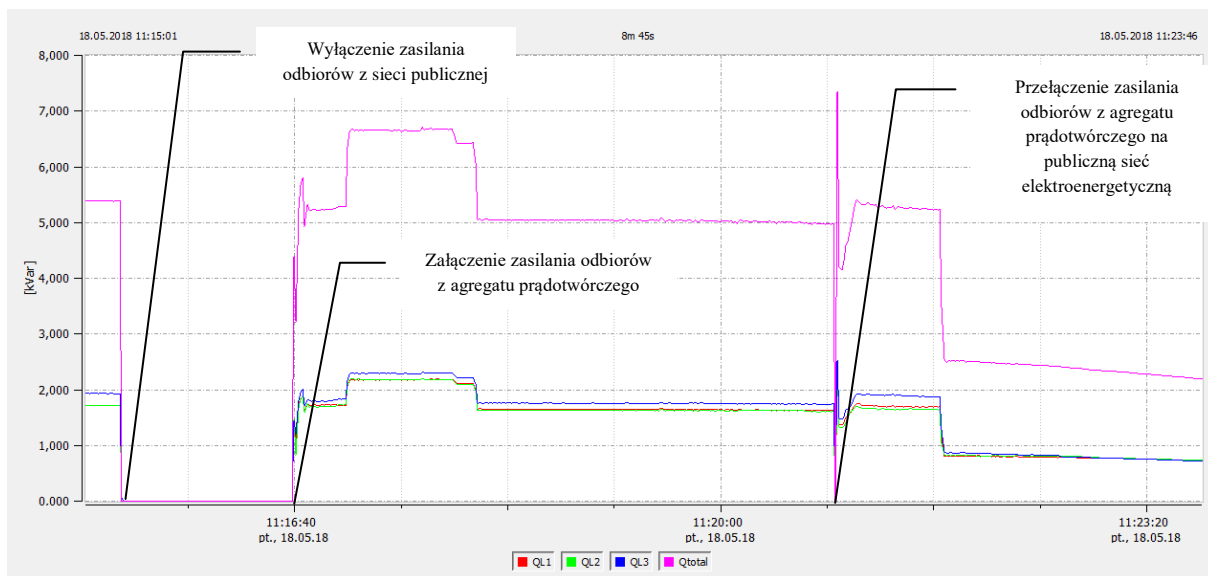


Rys. 6.19. Przebiegi czasowe napięcia i prądu fazy L1 odbiorników podczas wyłączenia agregatu i przejścia na zasilanie podstawowe

Rys. 6.20 przedstawia zarejestrowane przebiegi mocy czynnej faz L1, L2, L3 oraz moc czynną całkowitą pobieraną przez odbiorniki oczyszczalni podczas całego testu. Oś czasu ma zakres od 11:15:01 do 11:23:46. Oś pionowa ma zakres od 0,000 do 12,000 [kW]. Wykres zawiera cztery serie danych: moc czynną w fazie L1 (linia czerwona), L2 (linia zielona), L3 (linia niebieska) oraz moc czynną całkowitą (linia fioletowa). Wokół 11:16:40 s następuje wyłączenie zasilania odbiorników z publicznej sieci i ich załączenie z agregatu prądowłórczego, co powoduje skok mocy z około 3,0 kW do 10,0 kW. Wokół 11:23:20 s następuje przełączenie zasilania z agregatu prądowłórczego na publiczną sieć elektroenergetyczną, co powoduje skok mocy z około 3,0 kW do 11,0 kW.

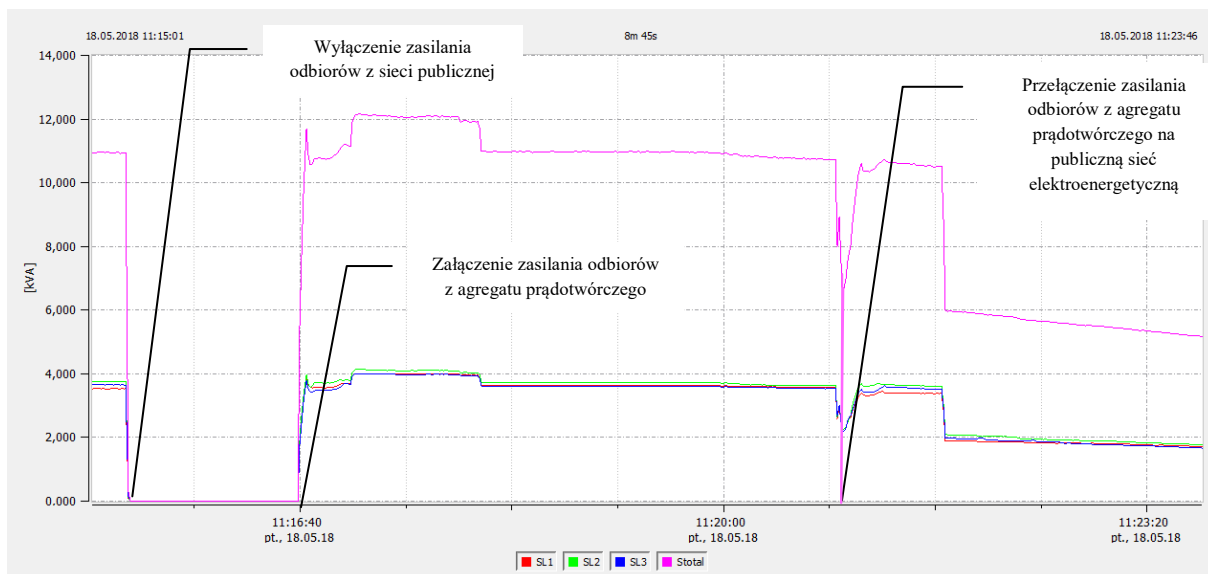
Rys. 6.20. Przebiegi mocy czynnej odbiorników podczas całego testu

Rys. 6.21 przedstawia zarejestrowane przebiegi mocy biernej faz L1, L2, L3 oraz moc bierną całkowitą pobieraną przez odbiorniki oczyszczalni podczas całego testu.



Rys. 6.21. Przebiegi mocy biernej odbiorników podczas całego testu

Rys. 6.22 przedstawia zarejestrowane przebiegi mocy pozornej faz L1, L2, L3 oraz moc pozorną całkowitą pobieraną przez odbiorniki oczyszczalni podczas całego testu.

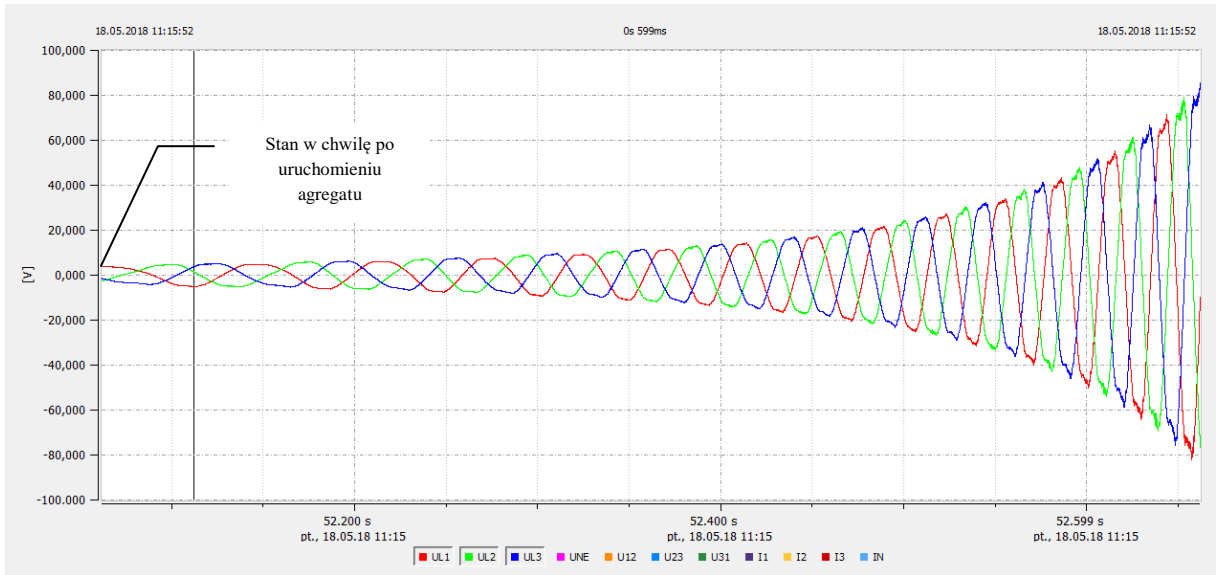


Rys. 6.22. Przebiegi czasowe mocy pozornej odbiorników podczas całego testu

## 6.2.2 Pomiary od strony generatora prądowłórczego

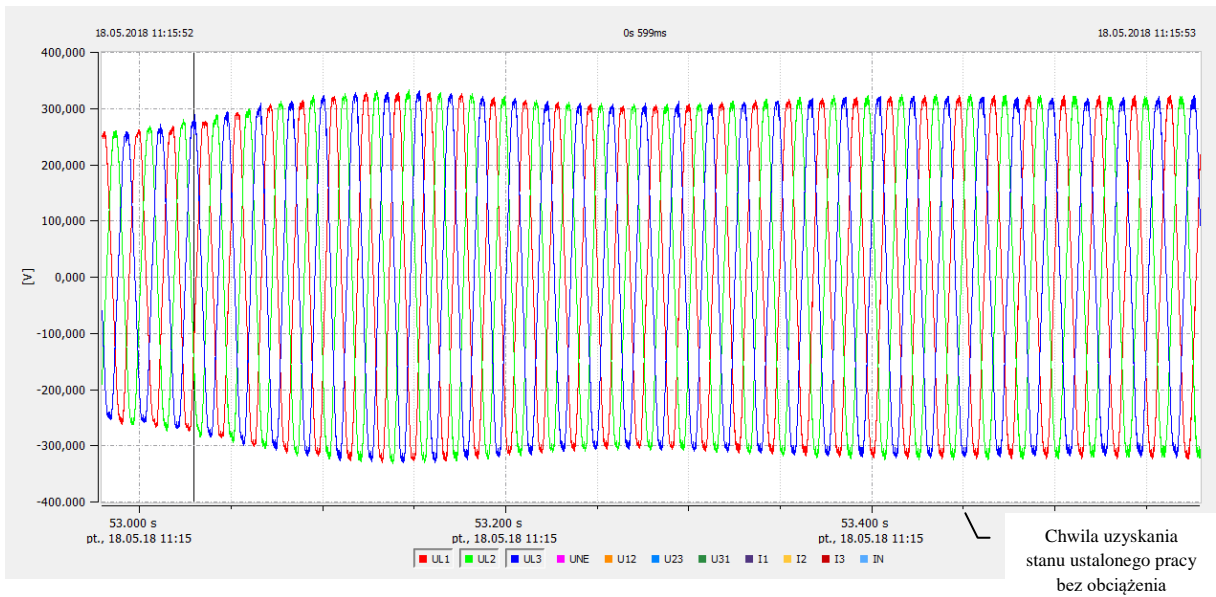
Rys. 6.23 przedstawia rejestracje napięć faz L1, L2, L3 agregatu prądowłórczego podczas jego rozruchu generatora bez dołączonego obciążenia (stan w chwilę po załączeniu agregatu).





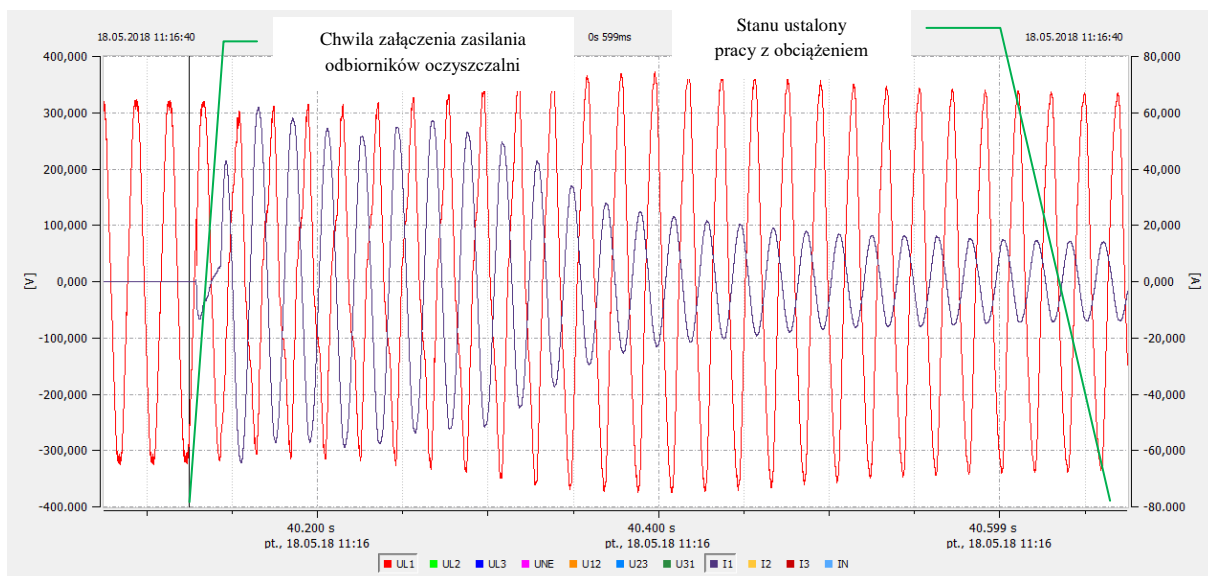
Rys. 6.23. Przebiegi czasowe napięć podczas rozruchu agregatu prądotwórczego.

Rys. 6.24 przedstawia przebiegi czasowe napięć faz L1, L2, L3 agregatu prądotwórczego podczas rozruchu generatora bez dołączonych odbiorów.



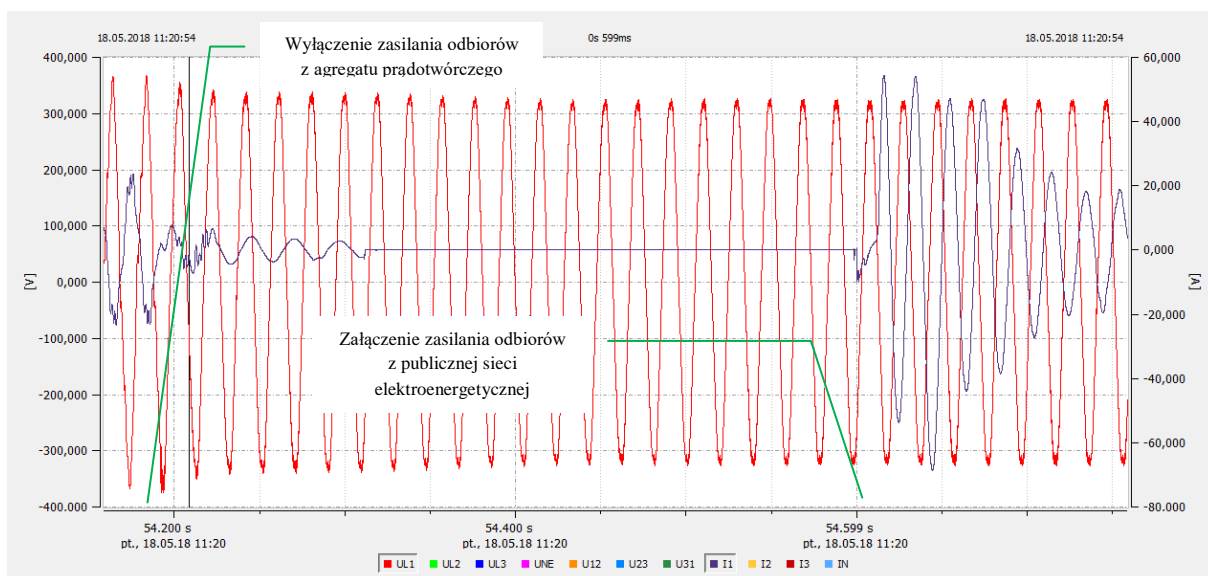
Rys. 6.24. Przebiegi czasowe napięć podczas rozruchu agregatu

Rys. 6.25 przedstawia rejestracje napięcia (kolor czerwony) i prądu (kolor niebieski) fazy L1 agregatu prądotwórczego w momencie załączenia obciążenia.



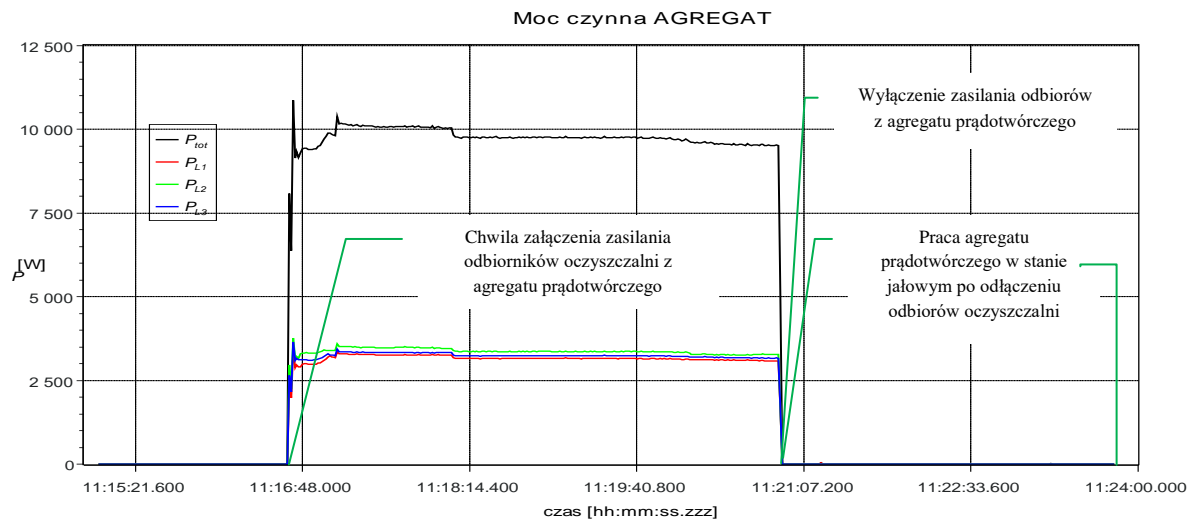
Rys. 6.25. Przebiegi czasowe napięcia i prądu fazy L1 podczas obciążenia agregatu prądotwórczego

Rys. 6.26 przedstawia rejestracje napięcia fazy L1 agregatu prądotwórczego (kolor czerwony) i prądu fazy L1 odbiorników (kolor niebieski) podczas przełączenia zasilania odbiorników oczyszczalni z zasilania przy pomocy agregatu prądotwórczego na zasilanie z publicznej sieci elektroenergetycznej.

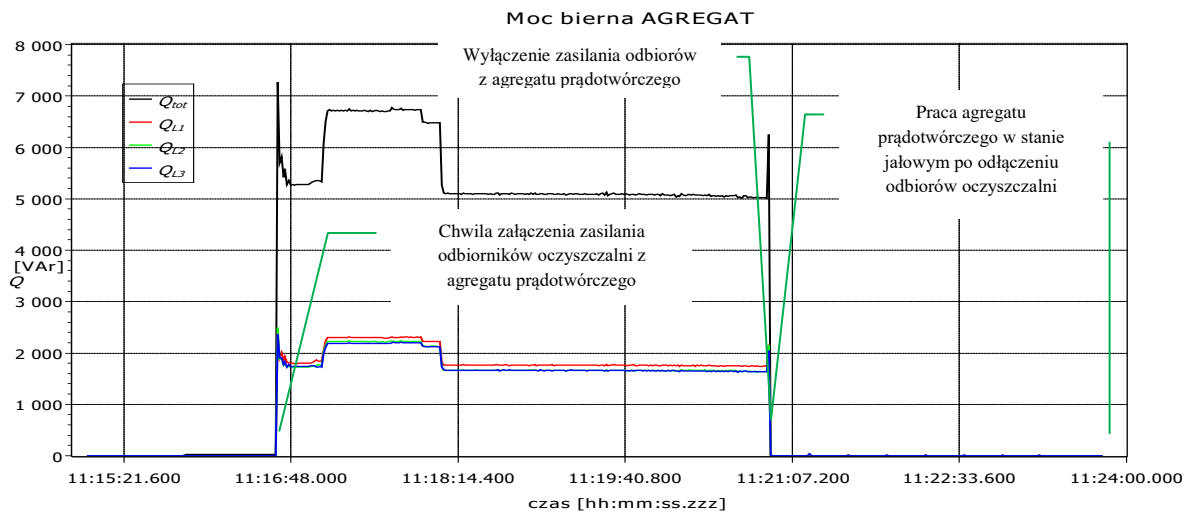


Rys. 6.26. Przebiegi czasowe napięcia fazy L1 agregatu prądotwórczego i prądu fazy L1 pobieranego przez odbiorniki podczas przywracania zasilania oczyszczalni z publicznej sieci elektroenergetycznej

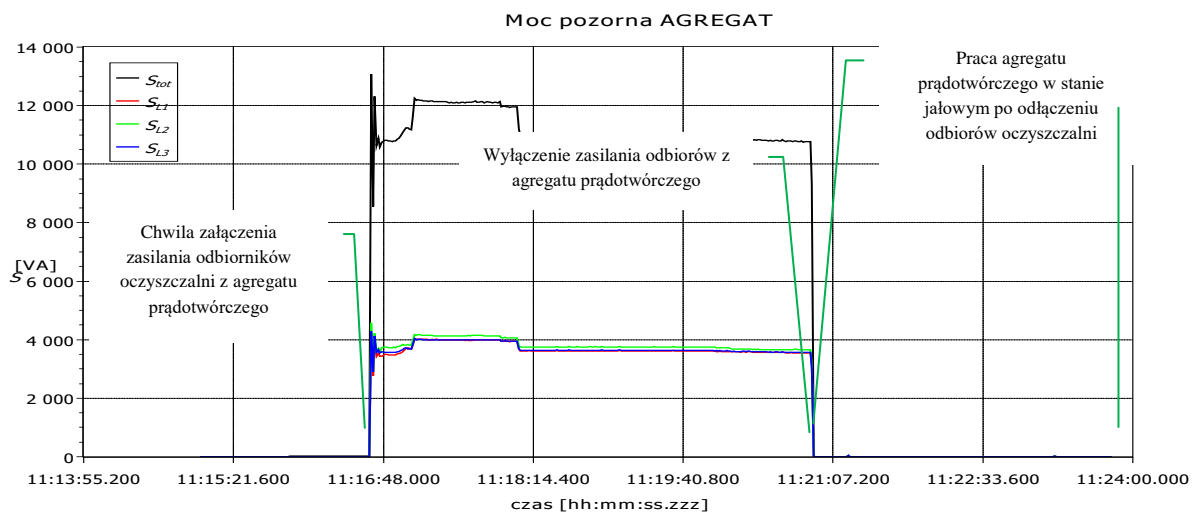
Rys. 6.27 – Rys. 6.29 przedstawiają przebiegi odpowiednio mocy czynnej, biernej i pozornej agregatu prądotwórczego podczas testu.



Rys. 6.27. Przebieg czasowy mocy czynnej wydawanej przez agregat podczas całego testu.



Rys. 6.28. Przebieg czasowy mocy biernej agregatu prądowórczego podczas całego testu



Rys. 6.29. Przebieg czasowy mocy pozornej agregatu prądowórczego podczas całego testu

### **6.3 Podsumowanie przeprowadzonych eksperymentów.**

Wyniki przeprowadzonych testów pokazują jednoznacznie, iż istnieje możliwość zdalnego odciążenia fragmenty publicznej sieci elektroenergetycznej za pomocą lokalnych, rezerwowych źródeł energii elektrycznej pracujących synchronicznie lub wyspowo. Wykorzystanie do tego celu istniejących źródeł energii (w tym agregatów prądotwórczych) wiąże się z relatywnie niewielkimi kosztami układów, w które musiałyby być doposażone istniejące już instalacje. Odłączenie zasilania z sieci publicznej i zasilanie z agregatu rezerwowego jest możliwe i bezpieczne z punktu widzenia odbiorcy energii. Koszty zwiększenia pojemności zbiornika na paliwo (oraz samego paliwa) i koszt dostosowania układów automatyki do obsługi usługi DSR można pokryć z przychodów związanych ze świadczeniem samej usługi.

## 7 Wykorzystanie koncepcji wirtualnej elektrowni

Jedną z możliwości zarządzania procesem wykorzystania źródeł rezerwowych do bilansowania handlowego lub technicznego jest zagregowanie tych źródeł w postaci wirtualnej elektrowni lub klastra energii [68]. Wirtualną elektrownię tworzą różnego typu rozproszone i odnawialne źródła energii zarządzane poprzez jednolity system nadzorczy mający możliwość ciągłego monitorowania parametrów pracy sieci elektroenergetycznych oraz jakości dostawy energii elektrycznej w punktach przyłączenia tych źródeł. Taki system stanowi przykład hybrydowego źródła energii elektrycznej bazującego na energii elektrycznej wytwarzanej z wiatru, promieniowania słonecznego, wody oraz biogazu. W dalszej części rozdziału zostaną przedstawione scenariusze wykorzystania agregatów rezerwowych w koncepcji takiego systemu zrealizowanej w ramach projektu POIG finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju pt. *Badania nad opracowaniem wytycznych, technik i technologii dla systemów kompensacji mocy biernej, inteligentnego monitoringu wewnętrznych sieci elektroenergetycznych oraz ogniw fotowoltaicznych dedykowanych obiektom hybrydowym opartym wyłącznie o źródła odnawialne*. W ramach projektu w punktach przyłączenia poszczególnych źródeł generacji rozproszonej zainstalowano analizatory jakości energii elektrycznej klasy A. Na Rys. 7.1 Lokalizacja źródeł wytwórczych biorących udział w pilotażowym rozwiązaniu Wirtualnej Elektrowni [70] przedstawiono rozmieszczenie punktów pomiarowych na tle mapy Polski, a zawiera zestawienie podstawowych parametrów poszczególnych agregowanych źródeł [26].

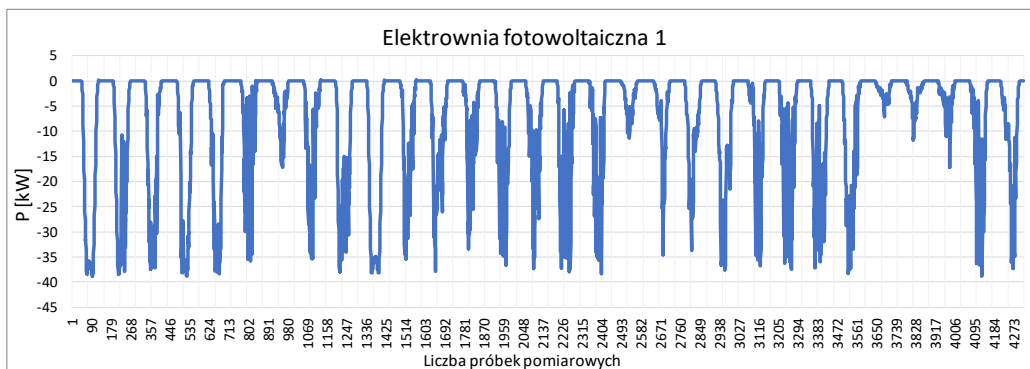


Rys. 7.1 Lokalizacja źródeł wytwórczych biorących udział w pilotażowym rozwiązaniu Wirtualnej Elektrowni [70]

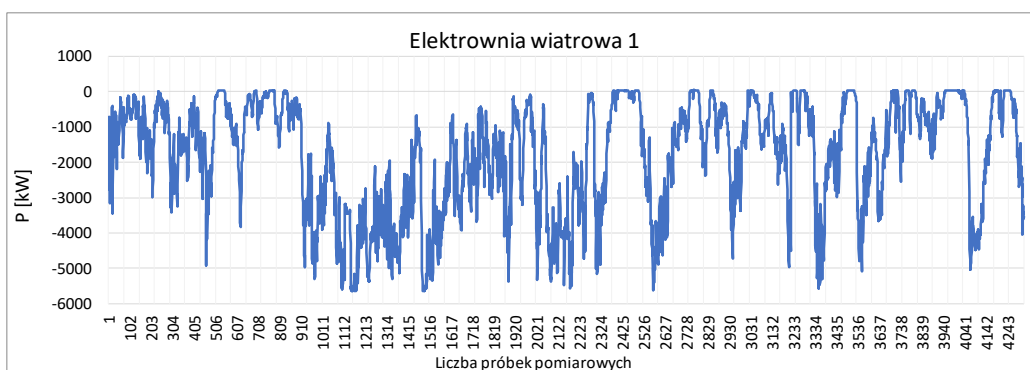
System monitorowania zbiera dane pomiarowe i archiwizuje je w centralnym repozytorium. Przykładowe charakterystyki generacji poszczególnych elektrowni przedstawiono na Rys. 7.2 - Rys. 7.5.

Tab. 7.1 Podstawowe informacje o monitorowanych obiektach [23]

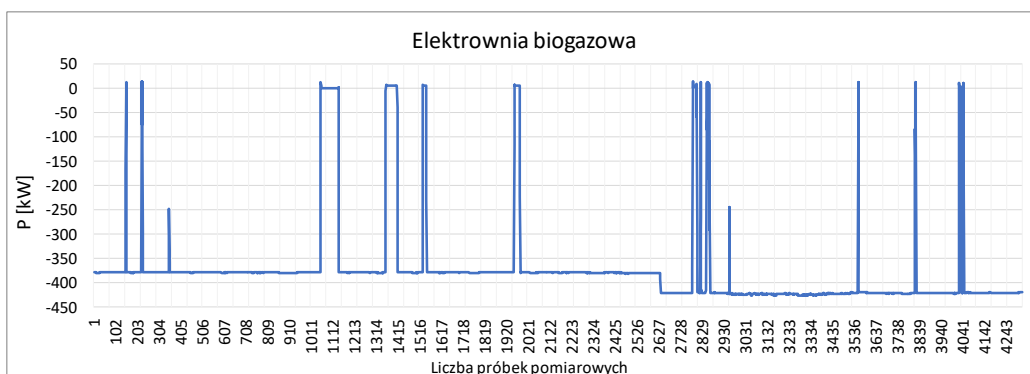
Nr punktu pomiarowego	Rodzaj obiektu	Lokalizacja obiektu	Opis	Moc instalacji	Oznaczenie obiektu
1	farma wiatrowa	Sierpc, woj. mazowieckie	składa się z trzech turbin wiatrowych firmy NORDEX Energy. Moc każdej turbiny 2500 kW. Ograniczenie maksymalnej mocy generowanej przez Operatora do 6000 kW.	6000/7500 kWp	S1
2	farma fotowoltaiczna	Kraków	pilotażowa instalacja fotowoltaiczna na terenie MPWiK Kraków. Zainstalowana moc instalacji 60 kW.	60 kWp	M1
3	generator biogazowy	Kraków	Zainstalowany kogenerator produkuje zarówno moc cieplną 810 kW i elektryczną 800 kW.	800 kWp	M2
5	turbina wodna	Siercza, woj. małopolskie	Zainstalowana na jednym z rurociągów technologicznych zasilających Kraków w wodę pitną. Turbina spełnia dwie funkcje: pierwsza to regulacja ciśnienia w rurociągu, druga jest produkcja energii elektrycznej.	440 kWp	M3
6	farma fotowoltaiczna	Ruda Śląska	Instalacja dachowa na zbiornikach wody pitnej	311 kWp	R1
7	system zasilający AGH	AGH Kraków	Zasilanie obiektu AGH	Rys. 7.7 i 7.8	AGH
8	farma wiatrowa	Lipie, woj. wielkopolskie	turbina wiatrowa duńskiej firmy NEG Micon	1000 kWp	L1
9	farma fotowoltaiczna – tracker	Lipie, woj. wielkopolskie	badawcza instalacja nadążna	6 kWp	L2
10	farma fotowoltaiczna	Warszawa	Instalacja dachowa	100 kWp	W1



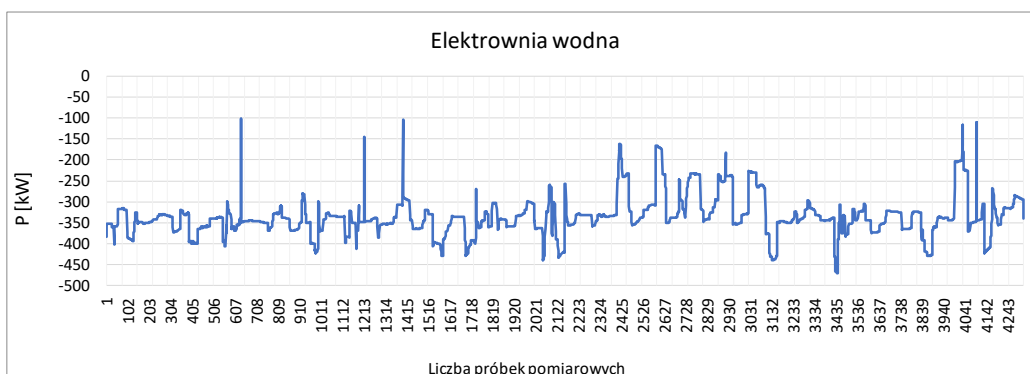
Rys. 7.2 Charakterystyka elektrowni fotowoltaicznej – Kraków M1 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70]



Rys. 7.3 Charakterystyka elektrowni wiatrowej- Sierpc M1,M2 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70]

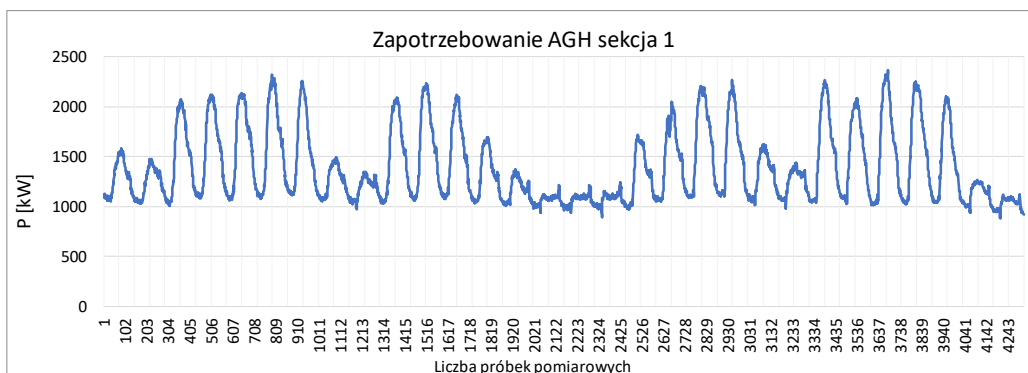


Rys. 7.4 Charakterystyka elektrowni biogazowej – Kraków B1w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70]

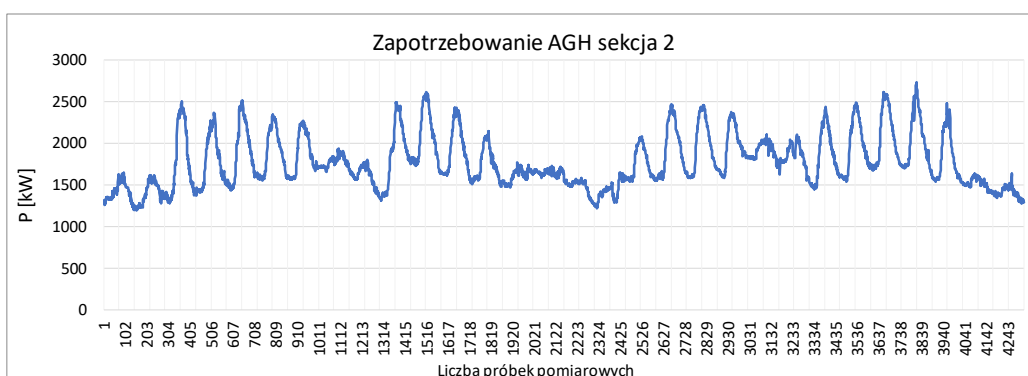


Rys. 7.5 Charakterystyka elektrowni wodnej – Siercza M3 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70]

Przedstawione dane obejmuje okres jednego miesiąca w interwałach dziesięciminutowych, posłużyły do wykonania symulacji bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorcy (AGH) z produkcją energii elektrycznej przez wirtualną elektrownię przy wykorzystaniu dodatkowego, rezerwowego agregatu prądotwórczego według dwóch scenariuszy (patrz rozdział 7.1.1 i 7.1.2). W ramach wspomnianego projektu wykonano również pomiary zużycia energii elektrycznej przez AGH – na dwóch sekcjach rozdzielni 15 kV zasilających AGH z sieci publicznej (Rys. 7.6 - Rys. 7.7).

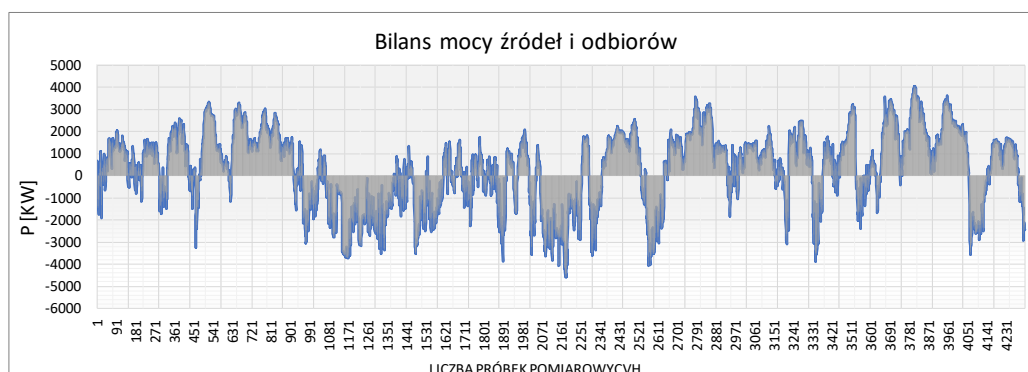


Rys. 7.6 Konsumpcja energii AGH – sekcja 1 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70]



Rys. 7.7 Konsumpcja energii AGH – sekcja 2 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70]

Na Rys. 7.8 przedstawiono bilans energii elektrycznej, wykonany w oparciu o zebrane miesięczne charakterystyki produkcji energii elektrycznej w elektrowniach i miesięczny profil zużycia energii na AGH.



Rys. 7.8 Bilans mocy źródeł i konsumpcji AGH w interwałach 10-minutowych bez użycie rezerwowego agregatu prądotwórczego [23], [26], [70]



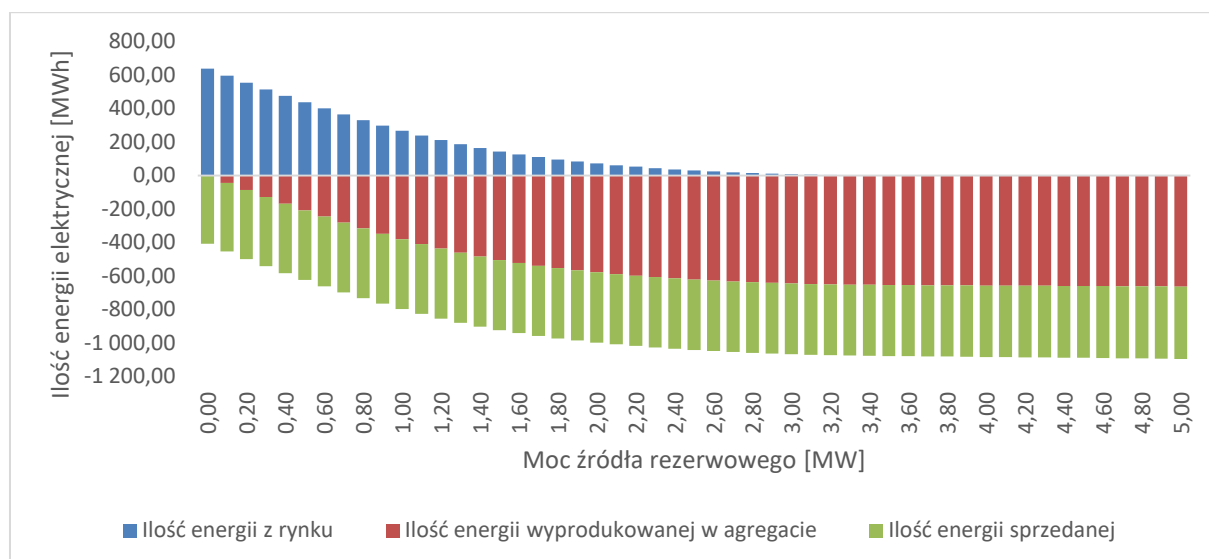
Na tej podstawie opracowano dwa scenariusze wykorzystania źródła rezerwowego w koncepcji wirtualnej elektrowni, opisane w kolejnych podrozdziałach.

### 7.1.1 Wykorzystanie wirtualnej elektrowni - scenariusz minimalizacji zakupu energii z sieci

W pierwszym scenariuszu został przeanalizowany wariant wykorzystania agregatu prądowłórczego do pokrycia dodatkowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Założono, na podstawie danych z kwietnia 2017 roku, że:

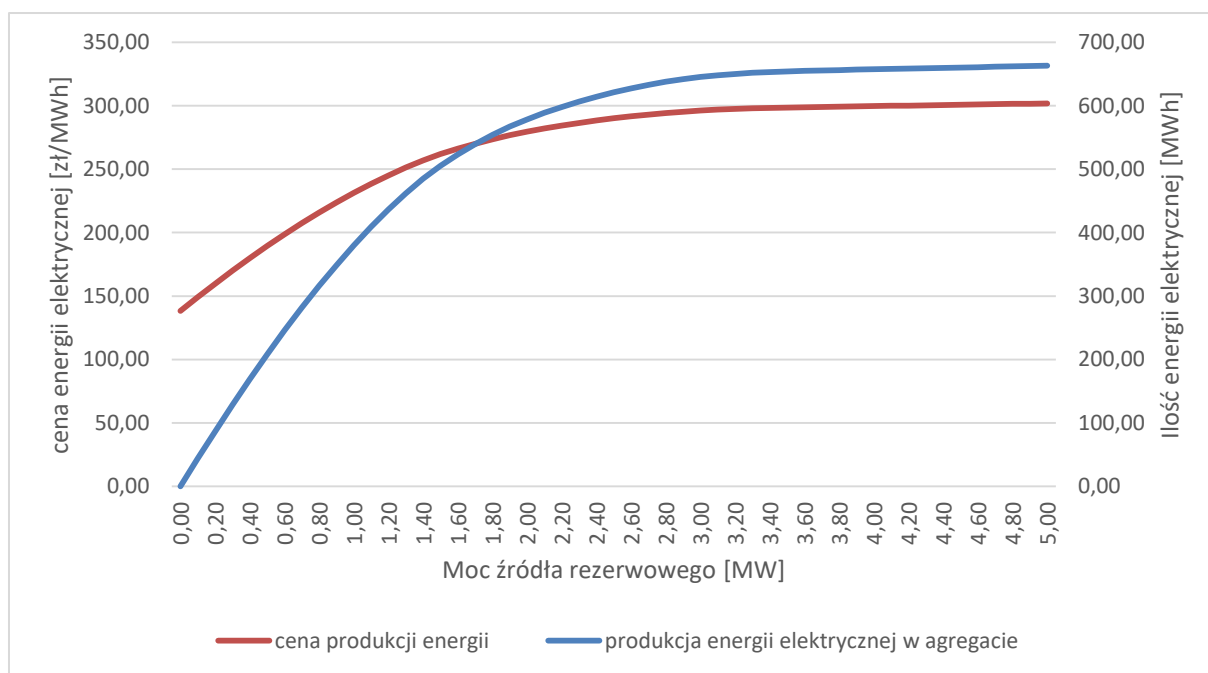
- 1) Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest stałe – zgodne z charakterystyką a przedstawioną na Rys. 7.7 i 7.8 i w całości pokrywane z sieci publicznej, bez uwzględnienia własnego wytwarzania (tzn. pobór energii następuje zgodnie z krzywą zapotrzebowania);
- 2) Wytwarzanie w źródłach OZE i biogazowym jest stałe – zgodne z charakterystyką na Rys.7.3- Rys. 7.6 (nie jest sterowalne, tzn. wytwarzanie uzależnione jest wyłącznie od warunków pracy źródła - nie jest modyfikowane z uwagi na plan pracy wirtualnej elektrowni);
- 3) Jediną zmienną jest produkcja w agregacie prądowłórczym, dla którego przyjęto:
  - a. Moc minimalną równą 10% mocy maksymalnej;
  - b. Koszt wytwarzania wynosi 1 000 zł/MWh;
- 4) W analizie przyjęto, że cena energii elektrycznej z sieci łącznie z kosztem dystrybucji wynosi 450 zł/MWh

Na Rys. 7.810 wyznaczono zależność pomiędzy mocą agregatu a ilością energii kupowanej z sieci i sprzedawanej do sieci. Optymalna moc agregatu przy założeniu, że celem jest minimalizacja zakupu energii z sieci wynosi około 2,00 MW – 2,50 MW. Niebieskim kolorem oznaczona jest ilość energii wprowadzonej do odbiorów Wirtualnej Elektrowni z sieci elektroenergetycznej. Kolorem czerwonym oznaczono produkcję energii w agregacie o mocy zadanej danego agregatu (przy ograniczeniach z pkt 3) powyżej. Kolorem zielonym oznaczono nadwyżkę produkcji odsprzedaną na rynek energii. Nadwyżka wynika z produkcji OZE i biogazowni w godzinach, których nie występuje tak wysokie zapotrzebowanie na moc w układzie elektrowni.



Rys. 7.9 zależność pomiędzy mocą agregatu a ilością energii kupowanej z sieci i sprzedawanej do sieci.

Na Rys. 7.11 zaprezentowano zależność pomiędzy mocą agregatu i jego wykorzystaniem a średnioważoną ceną energii elektrycznej (zakłada wyłącznie koszt zmienny, pomijając koszty stałe dystrybucyjne).



Rys. 7.10 Zależność pomiędzy mocą agregatu i jego wykorzystaniem a średnioważoną ceną energii elektrycznej.

Podsumowując, praca agregatu dla zapewnienia minimalnego zakupu energii z sieci powinna być wyzwalana automatycznie. Szacuje się, że w jednym miesiącu przy zapewnieniu agregat zostanie uruchomiony około 100 razy w miesiącu. Jest to bardzo wysoka liczba uruchomień, która z pewnością będzie miała wpływ na zapewnienie stabilnych warunków eksploatacji tego źródła oraz techniczne aspekty źródła.

Nie mniej jednak, instalacja takiego źródła pozwala obniżyć koszt zakupu energii uwzględniający koszty zmienne produkcji do wartości około 300 zł/MWh (jako łączny koszt zakupu energii dla pokrycia zapotrzebowania). Co za tym idzie, oszczędność względem zakupu całości energii z sieci wyniesie około 150 zł/MWh (czyli około 33% oszczędności względem założonej ceny 450 zł/MWh).

Przy założeniu parametrów agregatu na poziomie 2,50 MWh, zakup energii z sieci będzie stanowić zaledwie 30 MWh w miesiącu (czyli około 1,3% zapotrzebowania). Produkcja energii elektrycznej w agregacie w tym samym założeniu wyniesie ponad 620 MWh, jednocześnie jednak odsprzedaży do sieci podlegać będzie około 420 MWh – z uwagi na nadprodukcję energii w OZE poza godzinami zapotrzebowania. Zakłada się, że nadwyżka energii zostanie sprzedana w cenach rynku dnia następnego TGE. Wymaga to jednak zaangażowania POB i pełnego grafikowania (czyli planowania) produkcji z wyprzedzeniem jednodniowym.

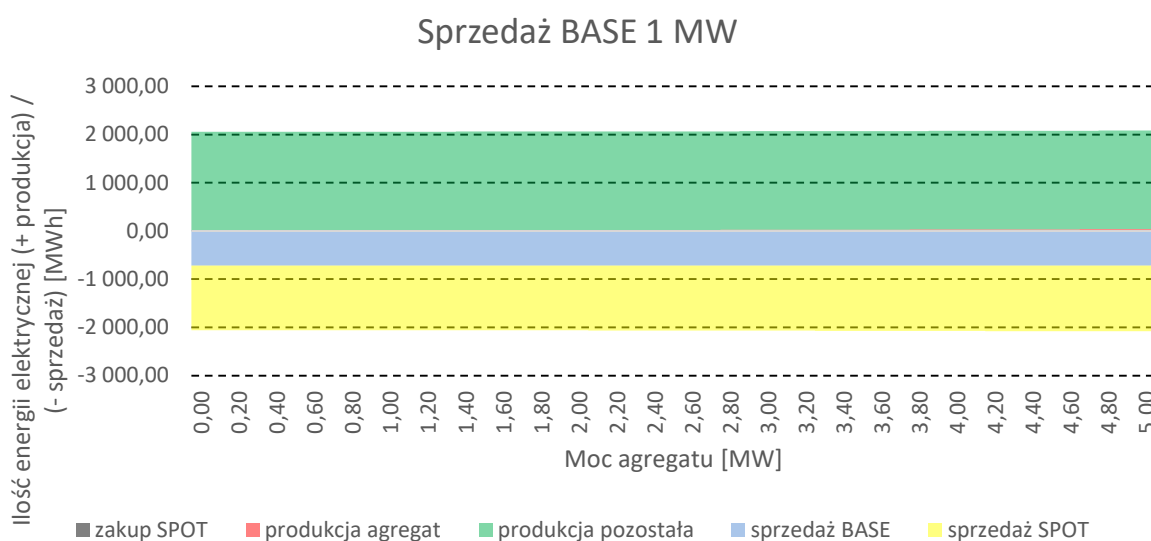
### 7.1.2 Wykorzystanie wirtualnej elektrowni - scenariusz produkcji

W drugim scenariuszu przeanalizowano wariant, w którym sterowanie produkcją energii koncentruje się na zapewnieniu stałej wartości mocy oddawanej do sieci. Założono, na podstawie danych z kwietnia 2017 roku, że:

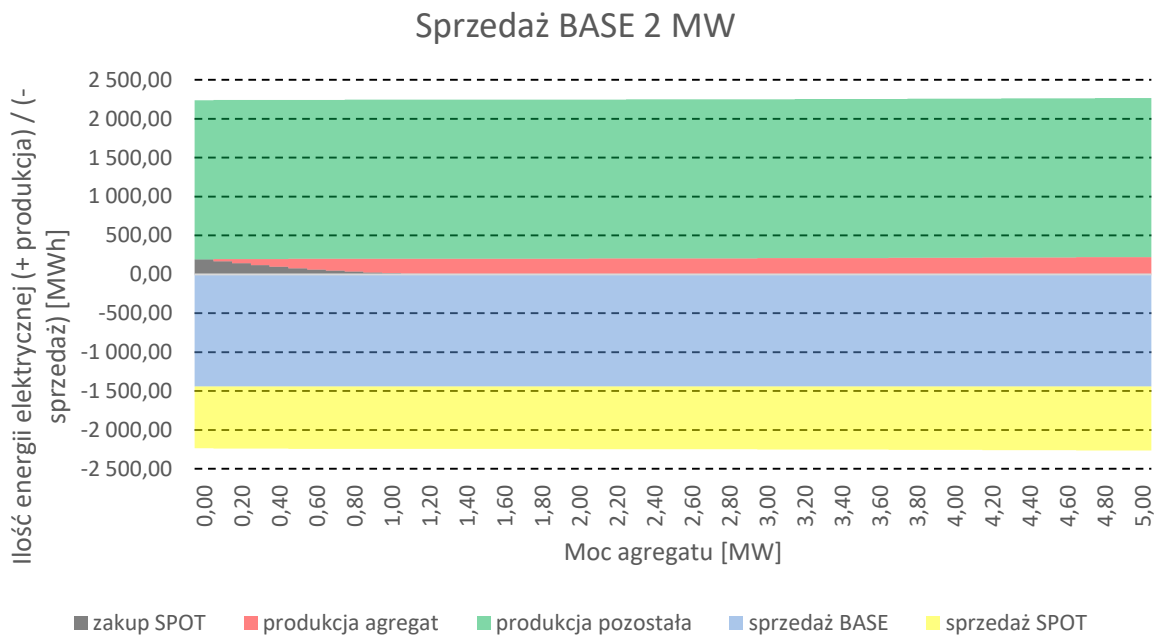
- 1) Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest niesterowalne i w całości pokrywane z sieci, bez uwzględnienia własnego wytwarzania (tzn. pobór energii następuje zgodnie z krzywą zapotrzebowania Rys. 7.7 i Rys. 7.8);

- 2) Wytwarzanie w źródłach OZE i biogazowym jest stałe (nie jest sterowane, tzn. wytwarzanie uzależnione jest wyłącznie od warunków pracy źródła - nie jest modyfikowane z uwagi na plan pracy wirtualnej elektrowni);
- 3) Wprowadzono dwie zmienne:
  - a. produkcja w agregacie prądotwórczym, dla którego przyjęto:
    - i. Moc minimalną równą 10% mocy maksymalnej;
    - ii. Koszt wytwarzania wynosi 1 000 zł/MWh;
  - b. produkcja odbywa się w oparciu o założenie produktu BASE (jednakowa moc wprowadzana w każdej godzinie doby) – skokowo od 1MW do 5MW;
- 4) Energia niesprzedana w produkcji bazowym (nadwyżka) sprzedawana jest na rynku SPOT TGE;
- 5) W analizie przyjęto, że cena energii elektrycznej z sieci łącznie z kosztem dystrybucji wynosi 450 zł/MWh;

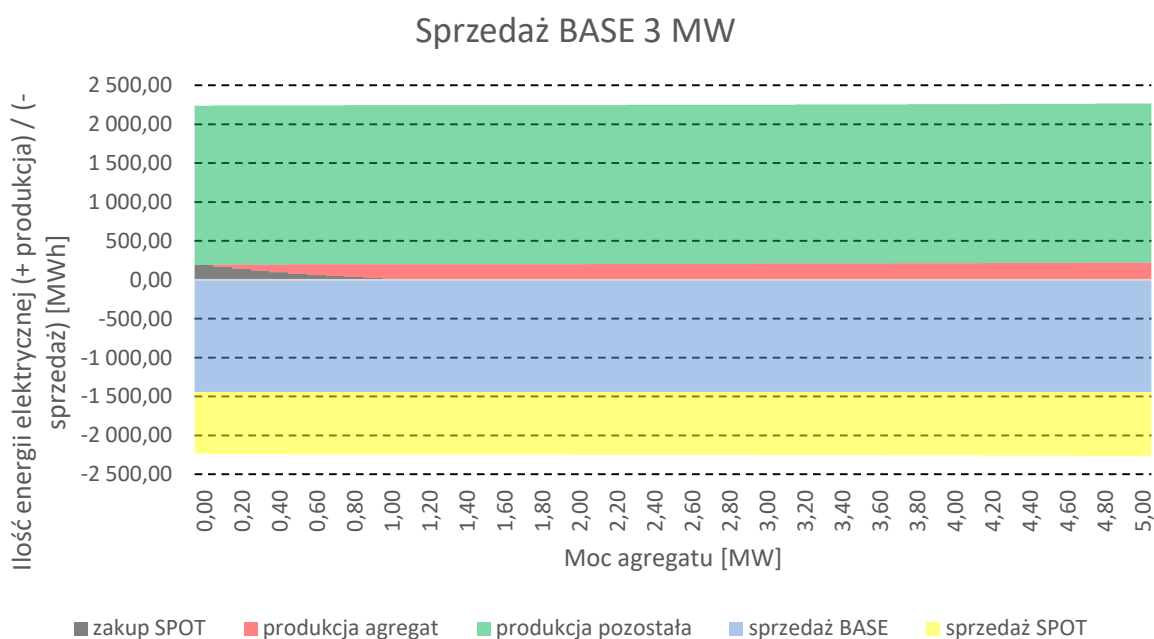
Celem tego rodzaju pracy w układzie jest przede wszystkim ograniczenia ryzyka zmienności cen. Kontrakt długoterminowy zapewnia stały przychód na zdefiniowanym poziomie cenowym, analogicznie do kontraktu na zakup energii na poziomie detalicznym. Innymi słowy – długoterminowe zabezpieczenie dostaw i popytu jest korzystne z punktu widzenia inwestycji w źródło rezerwowe. Na poniższych wykresach zaprezentowano wyniki symulacji związanej z zapewnieniem energii elektrycznej na cele pokrycia ilości energii zakontraktowanej w kontrakcie terminowym. Przeanalizowano warianty od 1 do 5 MW kontraktu miesięcznego dla danego przykładu. Oczywiście kontrakty terminowe powinny być zawierane w dłuższej perspektywie dla minimalizacji ryzyka inwestycyjnego. Każdy z wariantów został opisany poprzez dwa wykresy. Pierwszy obrazuje zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego. Standardowy profil produkcji źródeł OZE nie pozwala zapewnić wysokiego poziomu mocy w każdej godzinie doby. Wobec tego im mniejszy poziom mocy agregatu tym mniejszy poziom wykorzystania energii do sprzedaży w produkcji bazowym.



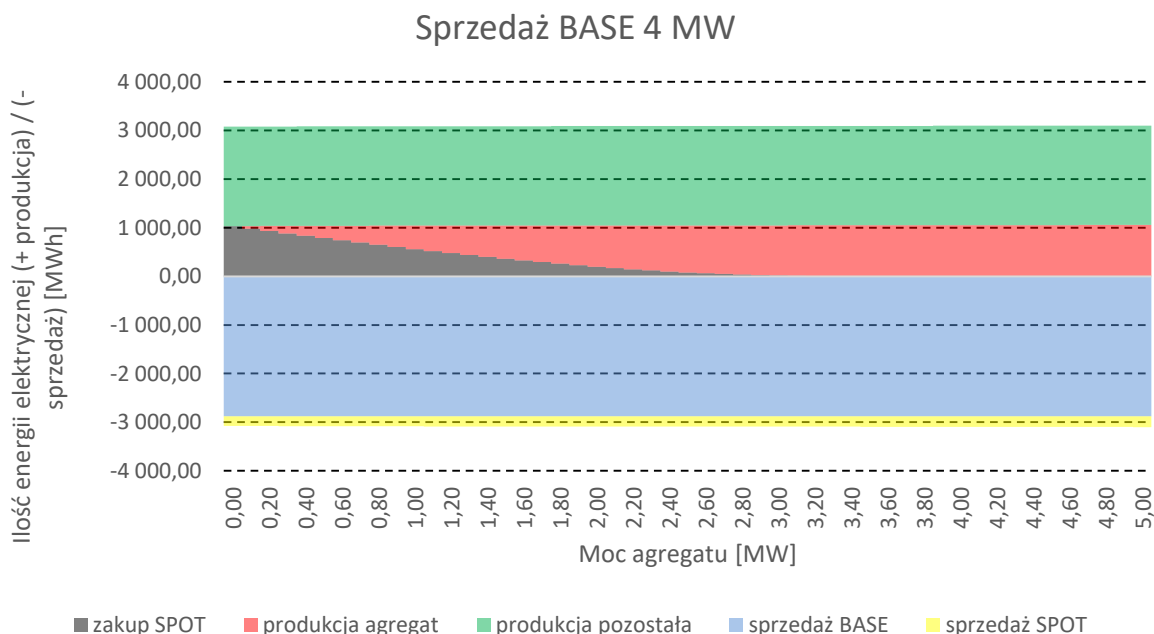
Rys. 7.11 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 1 MW



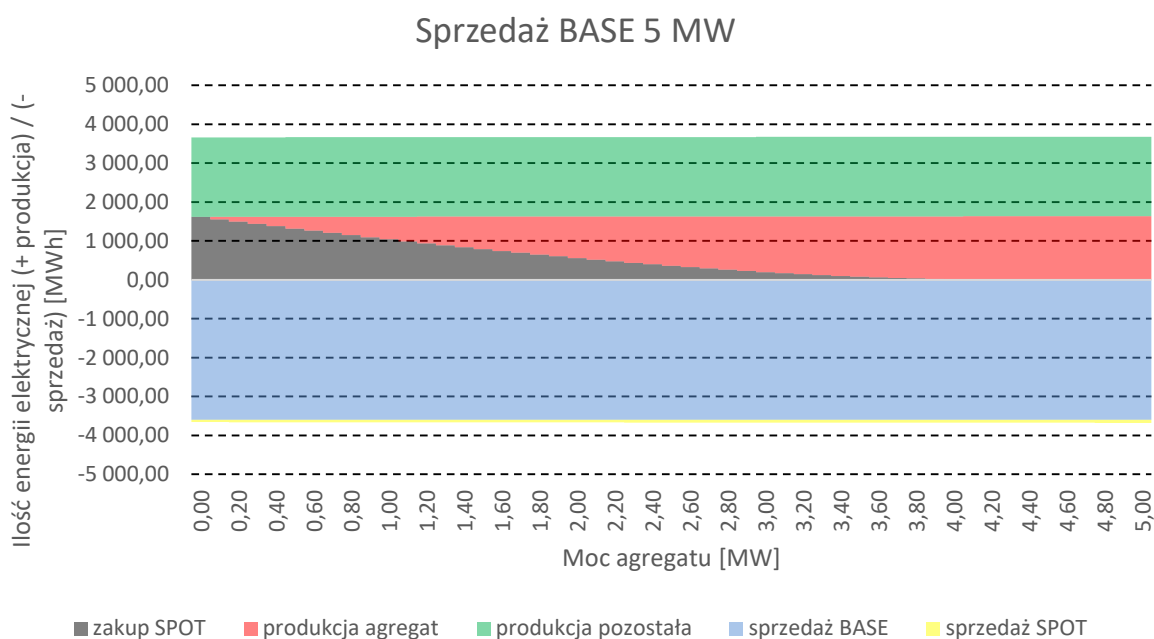
Rys. 7.12 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 2 MW



Rys. 7.13 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 3 MW



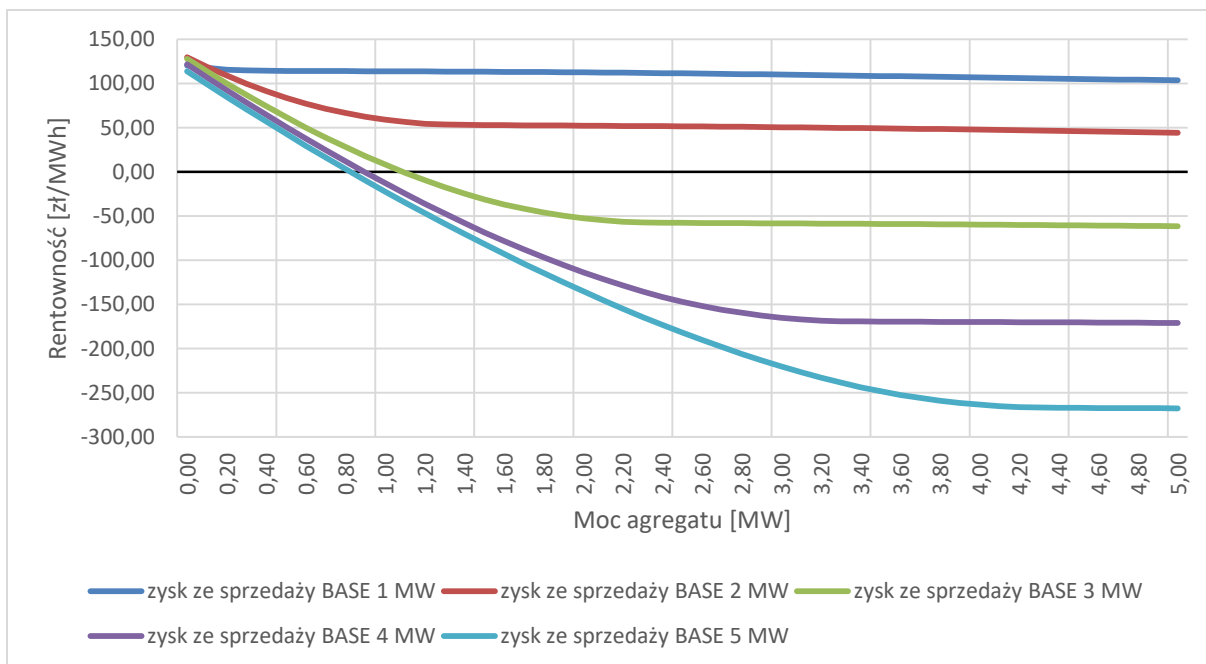
Rys. 7.14 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 4 MW



Rys. 7.15 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 5 MW

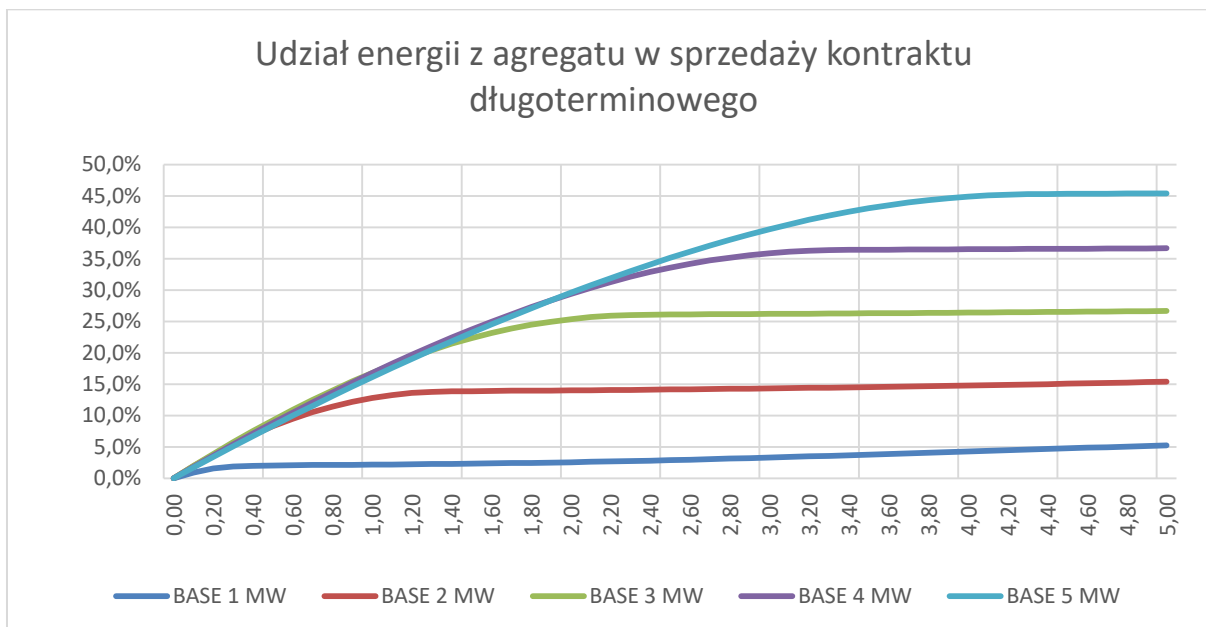
Powyższa analiza wskazuje na istotną zależność. Im wyższy kontrakt terminowy tym większa potrzeba pozyskania dodatkowej energii elektrycznej. Zakłada się, że priorytetowo energia jest dostarczana przez agregat rezerwy – dodatkowy zakup na rynku SPOT pojawia się wówczas gdy agregat nie posiada zdolności wytwórczych.

Ponadto wraz ze wzrostem wartości kontraktu minimalizowana jest sprzedaż na rynku SPOT. Poniżej zaprezentowano rentowność sprzedaży energii w zależności od mocy agregatu i zawartego kontraktu BASE.



Rys. 7.16 Rentowność sprzedaży energii w kontraktach terminowych w zależności od zainstalowanej mocy agregatu

Rentowność sprzedaży energii na rynku terminowym przy wykorzystaniu agregatu spada zdecydowanie w przypadku kontraktacji większej ilości niż 2 MW. Jest to spowodowane wzrostem wytwarzania w źródle rezerwowym. Poniżej zaprezentowano udział energii z agregatu w produkcji terminowym sprzedawanym na rynku. Potwierdza on ponadto, że większe wykorzystanie agregatu dla zapewnienia energii elektrycznej pod kontrakt terminowy jest nieefektywne ekonomicznie.



Rys. 7.17 Wykorzystanie agregatu dla celów kontraktu terminowego

Zestawiając rysunki 7.17 i 7.18 należy ocenić, że zachowanie rentowności pozytywnej sprzedaży kontraktu długoterminowego wymaga zaangażowania źródła rezerwowego na poziomie do 15% całości energii sprzedawanej w kontrakcie.

Przeprowadzone analizy potwierdzają, że agregat rezerwowy nie może służyć do zabezpieczenia terminowego kontraktu sprzedaży, którego celem jest zabezpieczenie ryzyka zmian cen rynku SPOT. Agregat rezerwowy nie stanowi substytutu źródła wytwórczego – powinien służyć jedynie chwilowemu pokryciu zapotrzebowania – nie podstawy zasilania wirtualnej elektrowni.

## 8 Podsumowanie

W Europie toczą się nieustanne dyskusje wokół możliwości opracowania docelowego modelu rynku energii elektrycznej. Mimo intensywnych prac na szczeblu Wspólnoty Europejskiej, lokalne rynki są nadal regulowane i definiowane na szczeblu regionów zrzeszających kilka państw (np. Austria, Niemcy) lub na szczeblu indywidualnym. W Polsce model rynku będzie podlegał zmianom w najbliższym czasie, poprzez wprowadzenie:

- 1) Rynku mocy wytwórców – modelu stymulowania inwestycji w moc dostępną w sieci elektroenergetycznej. Rynek mocy stanowi odejście od dotychczas jedynej formy szacowania zwrotu z inwestycji w źródła wytwórcze opartej o potencjalnie wyprodukowaną i odsprzedaną energię czynną. Dzięki wprowadzeniu rynku mocy ryzyko inwestycji zdecydowanie spada, co prowadzi do większych możliwości finansowania i regulacji podaży przez Operatora Systemu.
- 2) Europejskich ograniczeń cenowych na rynku bilansującym – czyli dostosowaniu obecnie stosowanego przedziału cen rynku bilansującego <70; 1500> zł/MWh. Zgodnie z wytycznymi Komisji Europejskiej (GLEB<sup>8</sup>[ ]) do 2021 roku kraje europejskie zobowiązane są do zniesienia lub bardzo istotnego podniesienia ograniczeń cen rynku bilansującego. Ocenia się, że w Polsce ceny mogą zostać zmienione w przedziale od dolnej wartości ujemnej kilkuset EUR do górnej kilku tysięcy EUR.

Opisane powyżej zmiany mogą w istotnym stopniu wpłynąć na zmiany cen energii – co musi znaleźć odzwierciedlenie w stosowanych strategiach *hedgingowych* i wysokości kosztów finansowych prowadzenia działalności obrotu energią elektryczną. Co najważniejsze z punktu widzenia niniejszej pracy, może istotnie wzrosnąć zasadność bilansowania popytu odbiorców. Agregacja źródeł w celu kontroli zapotrzebowania w kolejnych godzinach doby stanowić może alternatywę dla wysokich kosztów bilansowania centralnego. Wykorzystanie źródeł rozproszonych dla wzmocnienia strony podażowej KSE ma uzasadnienie ekonomiczne już w dzisiejszych warunkach rynkowych. Ceny na rynku hurtowym przyjmują coraz wyższe wartości w niektórych godzinach doby – szczególnie w okresach minimalnej rezerwy systemowej. Prognozuje się przy tym, że ceny nadal będą rosły z uwagi na wzrost zapotrzebowania i brak jednoczesnego wzrostu strony podażowej. Wobec tego generacja źródeł rozproszonych w wybranych godzinach doby może znacząco poprawić bilans dostępnej mocy na poziomie krajowym jak i lokalnym. Wzmocnienie strony podażowej na rynku energii może być realizowane w ramach usługi wykorzystania źródeł rozproszonych. Dzięki rozwiniętym narzędziom komunikacji możliwa jest bardzo szybka reakcja na nagłe problemy związane z niedoborem energii w sieci. Źródła rezerwowe cechują się ponadto szybkim i łatwym sterowaniem, co jest charakterystyczne dla technologii wytwarzania opartych na oleju napędowym lub gazie ziemnym. Rozliczenie usług generacji rozproszonej dla zachowania odpowiedniej wielkości zarządzanej przez Operatora mocy powinno być prowadzone wraz z wykorzystaniem instytucji agregatora usług systemowych. Jego rolą jest przede wszystkim wykorzystanie efektu skali drobnych źródeł i oferowanie operatorowi stabilnej generacji realizowanej w przewidywalnej wielkości. Ponadto agregator zapewnia operacyjne wsparcie odbiorców biorących udział w programie wykorzystywania generacji rozproszonej, ich rozliczenie względem deklarowanej energii wprowadzanej do sieci oraz zasad uczestnictwa w programie Operatorskim.

---

<sup>8</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195



W przekonaniu autora pracy wykorzystanie generacji rozproszonej może znacząco poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju, niskim kosztem inwestycyjnym i przy zachowaniu norm emisyjnych i ekologicznych.

Koncepcja opisana w pracy podlegać będzie dalszym pracom związanym z doszczegółowieniem warstwy technologicznej jak i regulacyjnej. Niezbędne jest opracowanie aplikacji informatycznej której celem jest sterowanie zestawem źródeł rezerwowych. Sama aplikacja powinna współpracować z układami sterowania i pomiarowymi, aby sprawnie rozpoznawać sygnały rynkowe, realizować je i wykazywać rzeczywisty efekt pracy. Aplikacja powinna cechować się możliwością integracji wytwarzania w źródłach rezerwowych zarówno w oparciu o pracę synchroniczną z siecią jak i pracę wyspową. Umożliwiać powinna także uczestnictwo w programach klasy DSR realizowanych dla rynku elektroenergetycznym. Niezbędne jest bieżące określanie potencjału wytwórczego układu. System sterowania powinien umożliwiać zdalną realizację zleceń wzrostu / ograniczenia wytwarzania. Istotnym elementem współpracy aplikacji i systemów sterowania jest formuła komunikacji poszczególnych elementów. Pewność przekazywania danych jak i ich częstotliwość wymaga zastosowania szybkich i pewnych metod transmisji. Wybór takiej metody również powinien zostać poprzedzony analizą, szczególnie, że układy rezerwowe mogą znajdować się w lokalizacjach z ograniczonym dostępem do GSM.

Ponad wszystkim wymagane jest regulacyjne podejście do wykorzystania zasobów wytwórczych opisanych w Koncepcji. Dostosowanie warunków usług systemowych wpłynie na zagwarantowanie zwrotu z inwestycji w układy sterowania i warstwę aplikacji. Powyższe wymagają jeszcze szeregu analiz które potwierdzą możliwości produkcyjne zastosowania wypracowanej Koncepcji."

Przedstawiona w niniejszej pracy koncepcja będzie wykorzystana między innymi w ramach prac związanych z międzynarodowym projektem pt. „Generacja rozproszona i elastyczne struktury popytu na energię w przemyśle” (RELflex), w ramach inicjatywy ERA-Net Smart Grids Plus. Projekt finansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, zgodnie z umową nr SMARTGRIDSPLUS-3/1/2019

## 9 Bibliografia

- [1] Abrishambaf Omid, Faria Pedro, Vale Zita: *Modeling of a Low Voltage Power Distribution Network of a University Campus*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [2] Abrishambaf Omid, Corrêa Marcelo, Faria Pedro, Gracindo João, de Holanda Mateus, Júnior Sandoval, Pitombeira Alexandra, Pimentel Elizabete, Santana Jennifer, Vale Zita: *Real-Time Simulation of Hybrid Energy Solution for Microgeneration in Residential Buildings*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [3] Abrishambaf Omid, Faria Pedro, Teixeira Brígida, Vale Zita: *Applying real-time pricing for wind curtailment scenario using D2RD module of TOOCC*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [4] Abrishambaf Omid, Faria Pedro, Haux Sonja, Starzacher Nikolaus, Vale Zita: *Economic Survey on a Community of Prosumers and Distributed Generations*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [5] Abrishambaf Omid, Faria Pedro, Khorram Mahsha, Vale Zita: *An Optimization Algorithm for Cost Minimization in Residential Buildings*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [6] Adrego Miguel, Faria Pedro, Silva Pedro, Sousa José, Vale Zita: *Impact of drought periods on hydroelectric production in Portugal: A Study from 2015 to 2017*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [7] Ahmed Tofael, Faria Pedro, Vale Zita: *Electric Water Heater Modeling, DR Approaches Analysis and Study of Consumer Comfort for Demand Response*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [8] Ahmed Tofael, Faria Pedro, Vale Zita: *Demonstration of Electric Water Heater DR Possibility with Financial Benefit Analysis*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [9] Artykuł 2 (45) dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej
- [10] Babar Muhammad: *A Complementary Approach to increase Demand Response Volumes in an Active Distribution Network*, Agile Demand Response, Pakistan, Karachi 2017
- [11] Bartnik Ryszard, Hnydiuk-Stefan Anna: *Analiza ekonomiczna jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w różnych technologiach jej wytwarzania*, Politechnika Opolska
- [12] “Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them”, US Department of Energy, 2006
- [13] Bil Janusz: *Ceny węzłowe jako mechanizm zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym*, Janusz Bil, Biuletyn URE nr 6/2005
- [14] Casado-Vara Roberto, Corchado Juan, Chamoso Pablo, González-Briones Alfonso, Hernández Guillermo, Prieto Javier, Venyagamoorthy Kumar: *Review of the state of the art of machine models for household consumption prediction*, Proceedings of the Fourth DREAM-

- GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [15] Clean Energy for All Europeans package <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>
- [16] Corsi Pierfrancesco, Faria Pedro, Vale Zita: *Study of Price Elasticity's Predictability for Special Low Voltage Consumers*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [17] Désiré Dauphin Rasolomampionona, Sylwester Robak, Paweł Chmurski, Grzegorz Tomasiak: *Przegląd istniejących mechanizmów dsr stosowanych na rynkach energii elektrycznej*, Lublin „Rynek Energii”- nr 4/2010
- [18] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych
- [19] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej
- [20] Faria Pedro, Silva Cátia, Starzacher Nikolaus, Vale Zita: *Aggregation of Consumers and Producers in a Community with different Clustering Methods*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [21] Faria Pedro, Fernandes Rubiapiara, Schemes Roger, Vale Zita: *Demand Response Approach for the Coordination Between Aggregators and Providers*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [22] Filipowicz Oskar: *Digitalizacja, decentralizacja, dekarbonizacja - oto przyszłość polskiej energetyki*, Nowy Przemysł, Styczeń 2018,
- [23] Firlit Andrzej, Klempka Ryszard, Woźny Krzysztof, Żaba Tadeusz: *Rozdział książki - Rozproszone systemy monitorowania wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej. Elektrownie ze źródłami odnawialnymi : zagadnienia wybrane / red. nauk. Zbigniew Hanzelka, Andrzej Firlit. — Kraków : Wydawnictwa AGH, 2015. — ISBN: 978-83-7464-817-2. — S. 305–392. — Bibliogr. s. 391–392*
- [24] Gomes Luis, Silva David, Sousa Filipe, Vale Zita: *Indoor Real-Time Locating System comparsion: Polaris vs FIND3*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [25] Gudańska Anna, Rostkowska Ewa: *Nowelizacja art. 9d Prawa energetycznego – nowe zasady unbundlingu*, strona [www.regulacjewenergetyce.pl](http://www.regulacjewenergetyce.pl), listopad 2013
- [26] Hanzelka Zbigniew, Firlit Andrzej: *Elektrownie ze źródłami odnawialnymi : zagadnienia wybrane*. Wydawnictwa AGH, Kraków 2015
- [27] [http://energetyka.wnp.pl/obligo-gieldowe-dla-energii-elektrycznej-bedzie-na-poziomie-50-proc,310335\\_1\\_0\\_0.html](http://energetyka.wnp.pl/obligo-gieldowe-dla-energii-elektrycznej-bedzie-na-poziomie-50-proc,310335_1_0_0.html)
- [28] <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/Pages/default.aspx>
- [29] <https://wysokienapiecie.pl/874-wracaja-stopnie-zasilania-blackout-coraz-blizej/>
- [30] <https://forsal.pl/artykuly/1104422,najnizszy-udzial-wegla-w-polskiej-energetyce-od-100-lat.html>
- [31] <https://www.pse.pl/uslugi-dsr-informacje-ogolne>

- [32] <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/plan-sieci-elektroenergetycznej-najwyzszych-napiec>
- [33] [https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrownia\\_j%C4%85drowa\\_Gravelines](https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrownia_j%C4%85drowa_Gravelines)
- [34] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2017>
- [35] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018>
- [36] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2015>
- [37] <https://www.wago.com/global/i-o-systems/3-phase-power-measurement/p/750-495>
- [38] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2016>
- [39] <https://euaa.com.au/wp-content/uploads/2018/07/Submission-NEG-Draft-Detailed-Design-Consultation-Paper-13-July-2018-Final.pdf>
- [40] <https://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/artykul/elektrownia-ostroleka-c-budowa-umowa,210,0,2410962.html>
- [41] <https://rynek-bilansujacy.cire.pl/st,17,107,me,0,0,0,0,0,ceny-energii-na-rb.html>
- [42] <https://towarowa-gielda-energii.cire.pl/st,8,38,me,0,0,0,0,0,rynek-dnia-nastepnego.html>
- [43] INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ, Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0 zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r. Tekst obowiązujący od dnia: 1 lutego 2017 r.
- [44] INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 z dnia 10 września 2013r
- [45] Kaliś Henryk: *Usługa redukcji obciążenia ratunkiem dla KSE*, Energetyka Ciepła i Zawodowa 2/2014,
- [46] Kaproń Henryk, Kaproń Tomasz: *Efektywność wytwarzania i dostawy energii w warunkach rynkowych*, KAPRINT, Lublin 2016
- [47] Klepacki Adam, Węglkokoks Energia: *Odnawialne źródła energii, część pierwsza – jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej*, CIRE 211.02.2019
- [48] Kolumna synchronizacyjna cyfrowa typu ks3-2 Karta katalogowa. LUBUSKIE ZAKŁADY APARATÓW ELEKTRYCZNYCH
- [49] Kowalska Anna, Wilczyński Artur: *Źródła rozproszone w systemie elektroenergetycznym*, KAPRINT, Lublin 2007
- [50] Korab Roman: *Integracja agregatu prądotwórczego z instalacją odbiorczą budynku mieszkalnego – pierwsze doświadczenia praktyczne*, CIRE, [https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F%252Fintegracja\\_agregatu.pdf](https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F%252Fintegracja_agregatu.pdf)
- [51] Kolumna synchronizacyjna cyfrowa typu ks3-2 Instrukcja obsługi. LUBUSKIE ZAKŁADY APARATÓW ELEKTRYCZNYCH
- [52] Landeck Jorge, Klein Lurian, Matos Luisa: *Review on the main flexible residential loads with potential to participate in Demand Response*, Proceedings of the Fourth DREAM-GO Workshop, Demand response approaches for real-time renewable energy integration, Portugal, Porto, 16-17 January 2019
- [53] Lubośny Zbigniew: *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2006

- [54] Mielczarski Władysław: *Rynki energii elektrycznej - Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Warszawa, październik 2000
- [55] Mokrzycki Eugeniusz, *Idea generacji rozproszonej. Nowe spojrzenie na środowisko*. Nafta & Gaz Biznes. Październik 2003.
- [56] Paska Józef, Surma Tomasz: „*Pakiet Zimowy*” *Komisji Europejskiej a kierunki i realizacja Polityki Energetycznej do 2030 roku*, , Rynek Energii, Kwiecień 2017
- [57] Paska Józef: *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*”, Oficyna wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010
- [58] Pakiet Klimatyczny, w skład którego wchodzi Dyrektywy EU-ETS, non-ETS, CCS oraz OZE
- [59] Philipp Götz, Dr. Johannes Henkel, Thorsten Lenck, Dr. Konstantin Lenz: *Negative Electricity Prices: Causes and Effects*, , AGORA Energiewinde, Berlin 2014
- [60] Popczyk Jan: *Energetyka rozproszona*., Polski Klub Ekologiczny, Warszawa 2011
- [61] Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035. Materiał informacyjny opracowany w Departamencie Rozwoju Systemu PSE S.A. Konstancin-Jeziorna, PSE S.A. 20 maja 2016
- [62] Siewierski Tomasz, Szypowski Michał, Wędzik Andrzej, *Green certificates market in Poland – The sources of crisis*, w: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 75 (2017), s. 490-503, ISSN: 1364-0321.
- [63] Siewierski Tomasz, Szypowski Michał, Wędzik Andrzej, *Clustering of Intermittent Renewable Energy Sources Participating In Competitive Electricity Markets*, w: *VI Międzynarodowe Seminarium Polsko-Ukraińskie „Problemy elektroenergetyki”* (16-17 września 2010 r.), Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, Instytut Elektrodynamiki Narodowej Akademii Nauk Ukrainy i Przyazowski Państwowy Uniwersytet Techniczny w Mariopolu, Łódź 2010, s. 355-366, ISBN: 978-83-62660-00-1
- [64] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2015 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2016
- [65] Szydłowski Kamil: *Przyczyny i konsekwencje załamania się systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii*, Polska Rada Koordynacyjna OZE, Warszawa 2017,
- [66] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478 z późn. zm.)
- [67] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
- [68] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478 z późn. zm.)
- [69] Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (Dz.U. 2017 poz. 1566)
- [70] Woźny Krzysztof, Prezentacja: *Step into Virtual Power Plants. Future of Distributed Energy Resources*, W: *Smart Electrical Networks and Systems*. Kraków 08.12.2017,
- [71] Wasiak Irena, Pawełek Ryszard "Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną " Wydawnictwo Naukowe PWN SA, Warszawa 2015
- [72] Wędzik Andrzej: *Energia źródeł odnawialnych*, w: *Rozwój systemów elektroenergetycznych. Wybrane aspekty*, Red. Mielczarski W., Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Łódź 2004, Rozd. 5, s. 215-290, ISBN: 83-914296-8-7.
- [73] Wędzik Andrzej, Układy kombinowane produkcji energii elektrycznej. Część II. Zagadnienia ekonomiczne i rynkowe, w: *Energetyka. Problemy Energetyki i Gospodarki Paliwowo-Energetycznej*. 5.623 (maj 2006), s. 329-338, ISSN: 0013-7294

[74] „Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej”, Raport NIK

[75] Zespół redakcyjny: Rączka Jan, Swora Mariusz, Stawiany Wojciech: *Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce **r**energetycznej – wybrane problemy i wyzwania*, NFOŚiGW, Warszawa 2012

## 10 Spis rysunków

Rys. 1.1. Trendy energetyki krajowej 3xD .....	6
Rys.1.2. Zależność przyrostu popytu i podaży mocy w Krajowym Systemie .....	7
Rys. 2.1. Profile dobowego zapotrzebowania na moc w KSE w interwale 15-minut na podstawie danych z PSE [38] .....	16
Rys. 2.2 Wynik prognozy zbilansowania wieloletniego zapotrzebowania szczytowego w KSE dla scenariusza modernizacyjnego BAT [61] .....	17
Rys. 2.3 Plan rozwoju sieci przesyłówek do 2025 roku z wyróżnioną lokalizacją elektrowni Ostrołęka [32] .....	19
Rys. 2.4 Struktura zależności obiektów Rynku Bilansującego (objaśnienia symboli w tekście) .....	20
Rys. 2.5 Przykładowa zmiana dobowego zapotrzebowania na energię osiągnięta w wyniku zastosowania .....	22
Rys. 2.6 Sekwencja wpływu na zapotrzebowanie w KSE .....	23
Rys. 3.1 Przykładowa generacja elektrowni fotowoltaicznej o mocy 60 kWp – położenie na południu Polski [23], [26], [70] .....	29
Rys. 3.2 Przykładowa generacja elektrowni fotowoltaicznej o mocy 311 kWp – położenie elektrowni – południowy zachód Polski [23], [26], [70] .....	29
Rys. 3.3 Przykładowa generacja elektrowni wiatrowej o mocy 6000/7500 kWp – 3 turbiny o mocy 2,5 MW każda [23], [26], [70] .....	30
Rys. 3.4 Przykładowa generacja elektrowni wiatrowej o mocy 1000 kWp – 1 turbina o mocy 1MW [23], [26], [70] .....	30
Rys. 3.5 Przykładowa generacja elektrowni biogazowej o mocy 800 kW [23], [26], [70] .....	31
Rys. 3.6 Przykładowa generacja elektrowni wodnej przepływowej o mocy 440 kWp [23], [26], [70] .....	31
Rys. 3.7 Charakterystyka generacji elektrowni wodnej przepływowej .....	32
Rys. 3.8. Charakterystyka potencjalnej dobowej produkcji energii elektrycznej w elektrowni przepływowej przy zwiększonej przez kilka godzin produkcji energii elektrycznej .....	32
Rys. 3.9. Charakterystyka potencjalnej dobowej produkcji energii elektrycznej w elektrowni zbiornikowej .....	33
Rys. 3.10. Charakterystyka potencjalnej dobowej produkcji energii elektrycznej w elektrowni zbiornikowej .....	34
Rys. 3.11 Zapotrzebowanie na moc szczytową w Polsce w latach 1960-2017 [34] .....	34

Rys. 4.1 Zapotrzebowanie na moc w KSE w roku 2015 [36] .....	41
Rys. 4.2 Zapotrzebowanie na moc w KSE w roku 2016 [38] .....	42
Rys. 4.3 Zapotrzebowanie na moc w KSE w roku 2017 [34] .....	43
Rys. 4.4 Zapotrzebowanie na moc w KSE trzech kwartałach roku 2018 [35] .....	44
Rys. 4.5 Średnie miesięczne zapotrzebowanie na moc w kolejnych miesiącach badanego okresu [38], [34], [35], [36] .....	45
Rys. 4.6 Charakterystyki uprządkowane przedstawiające maksymalne zapotrzebowanie na energię wyznaczone .....	46
Rys. 4.7 Generacja nJWCD 2015 [36] .....	48
Rys. 4.8 Generacja nJWCD 2016 [38] .....	49
Rys. 4.9 Generacja nJWCD 2017 [34] .....	50
Rys. 4.10 Generacja nJWCD 2018 [35] .....	51
Rys. 4.11 Sumaryczna generacja nJWCD w latach 2015-2018 [34] .....	52
Rys. 4.12 Przyrost generacji nJWCD w latach 2016 i 2018 w porównaniu do roku poprzedniego [38], [34], [35], [36] .....	52
Rys. 4.13 Generacja JWCD w 2015 roku [36] .....	53
Rys. 4.14 Generacja JWCD w 2016 roku [35] .....	54
Rys. 4.15 Generacja JWCD w 2017 roku [34] .....	55
Rys. 4.16 Generacja JWCD w 2018 roku [35] .....	56
Rys. 4.17 Sumaryczna energia wprowadzona do KSE przez JWCD w latach 2015-2018 [34]. .....	57
Rys. 4.18 Porównanie cen RDN i RB w 2015 roku [41], [42] .....	59
Rys. 4.19 Porównanie cen RDN i RB w 2016 roku [41], [42],[35] .....	60
Rys. 4.20 Porównanie cen RDN i RB w 2017 roku [41], [42] .....	61
Rys. 4.21 Porównanie cen RDN i RB w 2018 roku [41], [42] .....	62
Rys. 4.22 Wykres uporządkowanych cen wg RDN w 2015 roku [41], [42] .....	63
Rys. 4.23 Wykres uporządkowanych cen wg RDN w 2016 roku [41], [42] .....	64
Rys. 4.24 Wykres uporządkowanych cen wg RDN w 2017 roku [41], [42] .....	65
Rys. 4.25 Wykres uporządkowanych cen wg RDN w 2018 roku [41], [42] .....	66
Rys. 4.26 Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2015 roku .....	68



Rys. 4.27 Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2016 roku .....	68
Rys. 4.28 Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2017 roku .....	68
Rys. 4.29 Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w trzech kwartałach 2018 roku .....	68
Rys. 4.30 Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w roku 2015, $L_{NC}$ - liczba najwyższych cen .....	70
Rys. 4.31 Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w roku 2016, $L_{NC}$ - liczba najwyższych cen .....	70
Rys. 4.32 Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w roku 2017, $L_{NC}$ - liczba najwyższych cen .....	70
Rys. 4.33 Rozkład 200 maksymalnych cen RB i RDN w ujęciu dobowym w trzech kwartałach roku 2018, $L_{NC}$ - liczba najwyższych cen.....	70
Rys. 4.34 Zestawienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej poszczególnych technologii produkcji energii elektrycznej [PLN/MWh] [11], [47] .....	71
Rys. 5.1. Schemat komunikacyjny zarządzania źródłami rozproszonymi.....	74
Rys. 5.2 Schemat komunikacyjny zarządzania generacją rozproszoną przez agregatora .....	75
Rys. 5.3 Przykładowy schemat poboru energii na różnych poziomach napięcia .....	77
Rys. 5.4 Przykładowy schemat poboru energii na różnych poziomach napięcia przy udziale generacji po stronie odbiorczej.....	77
Rys. 5.5 Przykładowy schemat poboru energii na różnych poziomach napięcia przy udziale generacji po stronie odbiorczej w celu redukcji własnego poboru.....	78
Rys. 5.6 Przepływ finansowy wynagrodzenia za pracę źródeł rozproszonych w programie DSR .....	79
Rys. 6.1. Sposoby wykorzystania agregatów prądotwórczych do świadczenia usług DSR... 81	
Rys. 6.2. Schemat ideowy zdalnego załączenia pracy generatora do pracy synchronicznej z siecią elektroenergetyczną.....	82
Rys. 6.3. Schemat ideowy zdalnego załączenia generatora przystosowanego do pracy na wyspę.....	82
Rys. 6.4. Okno dialogowe zdalnego załączenia Generatora.....	84
Rys. 6.5. Router Conel wykorzystywany podczas testów .....	84
Rys. 6.6. Sterownik PFC200 oraz moduł do pomiaru mocy czynnej w układzie trójfazowym 750-495 zastosowane podczas testów [37].....	85
Rys. 6.7. Kolumna synchronizacyjna KS3 stosowana podczas testów [48].....	86
Rys. 6.8. Zdjęcie stanowiska laboratoryjnego do przeprowadzenia testu .....	87

Rys. 6.9. Schemat ideowy układu zdalnej synchronizacji wykorzystanego podczas eksperymentu.....	87
Rys. 6.10. Przebiegi napięć i prądu sterowania stycznika przed synchronizacją generatora z siecią.....	89
Rys. 6.11. Przebiegi napięć i prądu sterowania stycznika w momencie synchronizacji generatora z siecią.....	89
Rys. 6.12. Przebiegi napięć i prądu sterowania stycznika po synchronizacji generatora z siecią.....	89
Rys. 6.13. Przebiegi wartości chwilowych napięcia i prądu jednej fazy generatora podczas procesu synchronizacji.....	90
Rys. 6.14. Przebiegi wartości skutecznych napięcia i prądu jednej fazy generatora podczas procesu synchronizacji.....	90
Rys. 6.15 Przebieg mocy czynnej $P_{tot}$ dostarczonej do systemu elektroenergetycznego w czasie eksperymentu.....	91
Rys. 6.16. Schemat zasilania oczyszczalni.....	93
Rys. 6.17. Przebiegi czasowe napięcia i prądu fazy L1 odbiorników podczas procesu odłączania od sieci publicznej.....	94
Rys. 6.18. Przebiegi czasowe napięcia i prądu fazy L1 odbiorników podczas procesu przełączenia odbiorów na zasilanie z agregatu.....	94
Rys. 6.19. Przebiegi czasowe napięcia i prądu fazy L1 odbiorników podczas wyłączenia agregatu i przejścia na zasilanie podstawowe.....	95
Rys. 6.20. Przebiegi mocy czynnej odbiorników podczas całego testu.....	95
Rys. 6.21. Przebiegi mocy biernej odbiorników podczas całego testu.....	96
Rys. 6.22. Przebiegi czasowe mocy pozornej odbiorników podczas całego testu.....	96
Rys. 6.23. Przebiegi czasowe napięć podczas rozruchu agregatu prądotwórczego.....	97
Rys. 6.24. Przebiegi czasowe napięć podczas rozruchu agregatu.....	97
Rys. 6.25. Przebiegi czasowe napięcia i prądu fazy L1 podczas obciążenia agregatu prądotwórczego.....	98
Rys. 6.26. Przebiegi czasowe napięcia fazy L1 agregatu prądotwórczego i prądu fazy L1 pobieranego przez odbiorniki podczas przywracania zasilania oczyszczalni z publicznej sieci elektroenergetycznej.....	98
Rys. 6.27. Przebieg czasowy mocy czynnej wydawanej przez agregat podczas całego testu.....	99
Rys. 6.28. Przebieg czasowy mocy biernej agregatu prądotwórczego podczas całego testu ..	99
Rys. 6.29. Przebieg czasowy mocy pozornej agregatu prądotwórczego podczas całego testu	99

Rys. 7.1 Lokalizacja źródeł wytwórczych biorących udział w pilotażowym rozwiązaniu Wirtualnej Elektrowni [70] .....	101
Rys. 7.2 Charakterystyka elektrowni fotowoltaicznej – Kraków M1 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70] .....	103
Rys. 7.3 Charakterystyka elektrowni wiatrowej- Sierpc M1,M2 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70] .....	103
Rys. 7.4 Charakterystyka elektrowni biogazowej – Kraków B1 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70] .....	103
Rys. 7.5 Charakterystyka elektrowni wodnej – Siercza M3 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70] .....	103
Rys. 7.6 Konsumpcja energii AGH – sekcja 1 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70] .....	104
Rys. 7.7 Konsumpcja energii AGH – sekcja 2 w interwałach 10-minutowych [23], [26], [70] .....	104
Rys. 7.8 Bilans mocy źródeł i konsumpcji AGH w interwałach 10-minutowych bez użycie rezerwowego agregatu prądowórczego [23], [26], [70] .....	104
Rys. 7.9 zależność pomiędzy mocą agregatu a ilością energii kupowanej z sieci i sprzedawanej do sieci .....	105
Rys. 7.10 Zależność pomiędzy mocą agregatu i jego wykorzystaniem a średnioważoną ceną energii elektrycznej. ....	106
Rys. 7.11 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 1 MW .....	107
Rys. 7.12 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 2 MW .....	108
Rys. 7.13 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 3 MW .....	108
Rys. 7.14 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 4 MW .....	109
Rys. 7.15 Zależność pomiędzy mocą agregatu a możliwością zapewnienia produkcji konkretnego produktu bazowego – 5 MW .....	109
Rys. 7.16 Rentowność sprzedaży energii w kontraktach terminowych w zależności od zainstalowanej mocy agregatu .....	110
Rys. 7.17 Wykorzystanie agregatu dla celów kontraktu terminowego .....	110

## 11 Spis tabel

Tab. 3.1 Zestawienie aktywnych JWCD przyłączonych do KSE [32].....	26
Tab. 3.2 Zestawienie technologii wytwórczych [57].....	35
Tab. 3.3 Opis kryteriów oceny źródeł wytwórczych.....	37
Tab. 4.1. Podstawowe wartości rozkładu godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE [38], [34], [35], [36].....	45
Tab. 4.2 Podstawowe wartości opisujące zapotrzebowanie na energię w badanym okresie [38], [34], [35], [36].....	47
Tab. 4.3 Miara korelacji Pearsona cen RDN i RB.....	58
Tab. 4.4 Charakterystyka cen energii na Rynku Dnia Następnego TGE w latach 2015-2018 [42].....	67
Tab. 4.5 Charakterystyka cen energii na Rynku Bilansującym w latach 2015-2018 [41].....	69
Tab. 4.6 Zestawienie kosztów wytwórczych wraz z oceną potencjału opłacalnej produkcji w latach 2015-2017.....	72
Tab. 6.1 Dane techniczne agregatu prądotwórczego.....	92
Tab. 7.1 Podstawowe informacje o monitorowanych obiektach [23].....	102