

# Zasady funkcjonowania elektrowni słonecznych na rynku bilansującym

## The principles of operation of solar power plants on the balancing market

Monika Zuba<sup>\*)</sup>

### Słowa kluczowe:

### Streszczenie

W artykule omówiono produkcję energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych. Analizowano ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym oraz rynku dnia następnego

**Keywords:** *solar power plants, photovoltaic sources, balancing market, day-ahead market.*

### Abstract

The article discusses the production of electricity from photovoltaic sources. Electricity prices on the balancing market and the day-ahead market were analyzed.

## 1. Źródła rozproszone

Generowanie energii w systemie rozproszonym jest obecnie ważną i dynamicznie rozwijającą się gałęzią elektroenergetyki, głównie z powodu dążenia do optymalnego wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Wytwarzanie rozproszone (zwane również generacją rozproszoną lub wytwarzaniem zdecentralizowanym) to termin obejmujący szeroką gamę źródeł wytwórczych. Ich podstawą jest rozproszenie, czyli fizyczne rozmieszczenie po całym kraju. To daje niezależność od scentralizowanego planowania rozwoju systemu i niepodleganie centralnemu (ani obszarowemu) dysponowaniu mocą. [9][10]

Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) – w Polsce pracujący pod nazwą Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE) zdefiniowała źródła rozproszone jako wszystkie jednostki wytwórcze o maksymalnej mocy 100 MW, które są zwykle podłączone do sieci dystrybucyjnej. [11]

International Energy Agency (IEA) czyli Międzynarodowa Agencja Energii traktuje generacje rozproszoną (GR) jako źródła, które mogą wytwarzać i dystrybuować energię bezpośrednio do lokalnej sieci dystrybucyjnej, będąc zlokalizowane w siedzibie klienta lub w samym zakładzie dystrybucyjnym. Generalnie GR obejmuje generatory o zakresie 15-10 000 kW, zlokalizowane w miejscu użyteczności publicznej lub w miejscu odizolowanym i niepodłączone do sieci energetycznej. [12]

Electric Power Research Institute EPRI ze Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej przyjmuje 50 MW jako górną granicę mocy dla wytwórców, uważanych jako źródła generacji rozproszonej. W Nowej Zelandii przyjmuje się poziom 5 MW, w Wielkiej Brytanii 100 MW a w Szwecji 1,5 MW [13]

United States Environmental Protection Agency EPA podaje, że Stany Zjednoczone mają ponad 12 milionów rozproszonych jednostek wytwórczych, co stanowi około jednej szóstej mocy istniejących scentralizowanych elektrowni w kraju. [14] Wykorzystanie generacji rozproszonej wzrosło z różnych powodów. Oto niektóre z nich:

- Zalety inwestycyjne (krótki czas budowy i mniejsze ryzyko inwestycyjne). Technologie odnawialne, takie jak panele słoneczne, stały się opłacalne dla wielu właścicieli domów i firm.
- Unia Europejska, w odpowiednich dyrektywach, rozwija politykę zachęcającą do szerszego wdrażania technologii odnawialnych ze względu na ich korzyści, w tym bezpieczeństwo energetyczne, odporność i redukcję emisji pyłów i gazów cieplarnianych.
- Operatorzy sieci mogą polegać na niektórych przedsiębiorstwach, które będą obsługiwać swoje awaryjne generatory na miejscu, aby zapewnić niezawodne usługi elektryczne dla wszystkich klientów w godzinach szczytowego zużycia energii elektrycznej.
- Zlokalizowanie źródeł o średniej i małej mocy blisko odbiorców, pozwala zmniejszyć koszty przesyłu i dystrybucji (także dla układów skojarzonych z ciepłem).

Polscy eksperci rynku energii definiują źródła rozproszone jako małe jednostki i obiekty wytwórcze, o mocy maksymalnej 50 kW – 150 MW. Przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczych OSD lub sieci wewnętrznych odbiorcy (za urządzeniem kontrolno-rozliczeniowym) produkujące energię elektryczną ze źródeł odnawialnych lub niekonwencjonalnych, równie często w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Istotnym elementem definicji jest brak centralnego planowania i dysponowania mocą [3].

Jednym z podziałów, źródeł energetyki rozproszonej, który można by zaproponować, jest podział ze względu na wartość mocy generowanej, z jakim możemy się spotkać:

- mikrogeneracja rozproszona (jednostki o mocach od 1 W do 5 kW),
  - mała generacja rozproszona (jednostki o mocach od 5 kW do 5 MW),
  - średnia generacja rozproszona (jednostki od 5 MW do 50 MW),
  - duża generacja rozproszona (jednostki o mocach od 50 MW do 150 MW).
- Inna propozycja to podział ze względu na zastosowaną technologię:
- odnawialna generacja rozproszona ,

<sup>\*)</sup> Monika Zuba – Energy Specialist, SAINT – GOBAIN POLAND, Warszawa, ul. Cybernetyki 9

- modułowa generacja rozproszona ,
- skojarzona generacja rozproszona.

Wytwarzanie energii elektrycznej, przez źródła rozproszone, nie jest nowym zjawiskiem w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego. Mimo tego, nie istnieje uniwersalna definicja umożliwiająca jednako- wą klasyfikację tych źródeł, nie została bezpośrednio uwzględniona w ustawie Prawo Energetyczne [10]. Z dotychczas prowadzonych analiz można stwierdzić, że:

1. Technologie GR można podzielić na odnawialne i nieodnawialne. GR nie jest synonimem dla źródła odnawialnego.
2. Położenie geograficzne nie jest parametrem decydującym o miejscu źródła GR co odróżnia je od generacji centralnie dysponowanej.
3. Źródła GR mogą być samodzielne lub podłączone do sieci.
4. Są podłączone do sieci bezpośrednio, za pomocą transformatorów lub energoelektroniki. Włącznie z systemami ochronnymi i urządzeniami pomiarowymi.
5. W większości krajów GR podłączona jest do sieci dystrybucyjnej. W przyszłości jednak, np. duże farmy wiatrowe na morzu, będą miały możliwość podłączenia do sieci przesyłowej.
6. Korzyści z GR to ochrona środowiska, jakość energii, redukcja strat dystrybucyjnych, przesyłowych i inwestycyjnych. Wykorzystanie paliw krajowych i dywersyfikacja źródeł energii elektrycznej, zapewnienie niezależności i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Rozproszone źródła energii można sklasyfikować ze względu na pochodzenie (źródło) i sposób przetwarzania energii pierwotnej.

Często jesteśmy świadkami łączenia pojęć generacja rozproszona z pojęciem odnawialnych źródeł energii, co nie jest do końca właściwe. Odnawialne źródła w większości zaliczane są do generacji rozproszonej, jednak GR to także generacja wykorzystująca paliwa konwencjonalne (rys.1).

Unia Europejska w dyrektywie 2001/77/WE precyzuje termin „odnawialne źródła energii” czyli odnawialne, niekopalne źródła energii (energia wiatru, słoneczna, geotermiczna, falowa, pływów, wodna, biomasy, gazu z odpadów, gazu z zakładów oczyszczania ścieków i biogazów) [16]. Jeżeli chodzi o energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii, czytamy dalej w dyrektywie „termin „energia elektryczna produkowana z odnawialnych źródeł energii oznacza energię elektryczną produkowaną przez elektrownie wykorzystujące wyłącznie odnawialne źródła energii, jak również pewną ilość energii

elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, energii w elektrowniach mieszanych, wykorzystujących także konwencjonalne źródła energii wraz z odnawialną energią elektryczną wykorzystywaną do pompowania w elektrowniach szczytowo-pompowych, z wyłączeniem energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach szczytowo-pompowych”.[16]

Dla porównania w ustawie Prawo Energetyczne znajdujemy odwołanie do ustawy o odnawialnych źródłach energii, w której precyzują termin: „odnawialne źródła energii – odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów;” [29]

Podsumowując definicje, wynikające z obowiązującego prawa, możemy wyróżnić następujące rodzaje odnawialnych źródeł (zasobów) energii:

- Energię promieniowania słonecznego,
- Energię wiatru,
- Energię wód (wodną) – spadku rzek,
- Energię geotermalną,
- Energię biomasy i biogazu,
- Energię fal, prądów i pływów morskich.

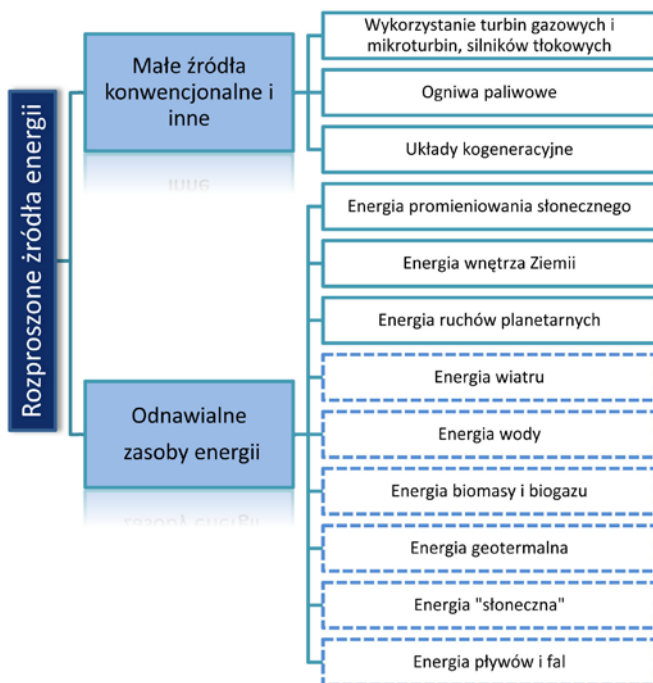
Najbardziej rozpowszechnionymi i dostępnymi źródłami rozproszonymi z Odnawialnych Źródeł Energii, są źródła fotowoltaiczne. W związku z tym w dalszej części artykułu przedstawione zostały ich cechy charakterystyczne.

### 1.1. Energia Solarna

Fotowoltaiczna energia słoneczna (PV) jest jedną z najbardziej rozwijających się branż na świecie. Badania nad fotowoltaiczną energią słoneczną skupiają się na zwiększaniu sprawności ogniw i modułów fotowoltaicznych, badaniu nowych materiałów, obniżaniu kosztów wytwarzania energii oraz opracowywaniu prototypów nowych linii produkcyjnych. Aby lepiej zrozumieć znaczenie produkowanej energii elektrycznej z energii promieniowania słonecznego, przyjrzyjmy się fundamentalnym zagadnieniom.

Fotowoltaika jest dziedziną nauki i techniki zajmującą się bezpośrednim przetwarzaniem energii promieniowania elektromagnetycznego na energię elektryczną, przy wykorzystaniu efektu fotowoltaicznego. Zjawisko fotowoltaiczne bezpośrednio opisuje konwersję światła w energię elektryczną na poziomie atomowym. Niektóre materiały wykazują właściwość zwaną efektem fotoelektrycznym, która powoduje, że pochłaniają one fotony światła i uwalniają elektrony. Po wychwyceniu tych wolnych elektronów powstaje prąd elektryczny, który można wykorzystać jako elektryczność. Efekt fotowoltaiczny został odkryty w 1839 r. przez francuskiego fizyka Emonda Becquerela. W wieku 19 lat Becquerel stworzył pierwsze ogniwo fotowoltaiczne, oświetlając płytę elektrody pokryte chlorkiem srebra w roztworze kwasu. To urządzenie było pierwszym, które dokonało konwersji światła na prąd. Naturą światła i efektem fotoelektrycznym zajmował się także Albert Einstein. Wykazał on, że światło jest emitowane porcjami, ale też rozchodzi się w przestrzeni jako zbiór cząstek – fotonów – i jest pochłaniane również porcjami. Było to niezwykle odkrycie, gdyż do tej pory uważano, że światło to fala elektromagnetyczna, a wszystkie zjawiska optyczne doskonale wyjaśniała falowa teoria światła. Po raz pierwszy pojawiło się w fizyce pojęcie dualizmu falowo-korpuskularnego. Jego naukowe dokonania w tym temacie okazały się kluczowe, za co zdobył nagrodę Nobla w dziedzinie fizyki.

Pierwszy moduł fotowoltaiczny został zbudowany w laboratorium Bell Laboratories (obecnie działa pod nazwą AT&T) w 1954 r. Naukowcy opracowali wtedy pierwsze krzemowe ogniwo słoneczne, zdolne do generowania mierzalnego prądu elektrycznego. Został nazwany jako bateria słoneczna i był tak naprawdę ciekawostką technologiczną, ponieważ był zbyt drogi, aby mógł uzyskać powszechnie

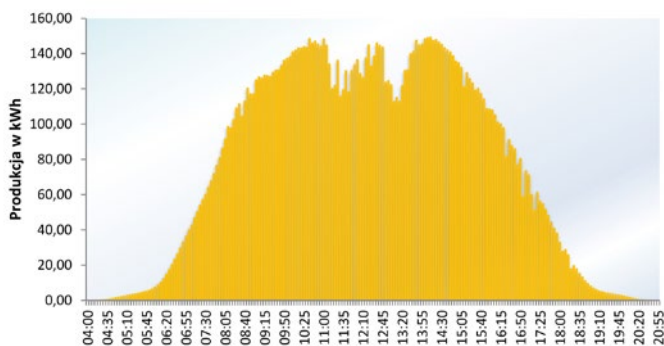


Rys. 1. Rodzaje rozproszonych źródeł energii. Opracowanie własne na podstawie [13]  
Fig.1. Types of scattered energy sources.

zastosowanie. W latach sześćdziesiątych przemysł kosmiczny zaczął po raz pierwszy poważnie wykorzystywać tę technologię do zasilania statków kosmicznych. Dzięki programom kosmicznym zaawansowana technologia rozwinęła się, została bardziej rozpowszechniona, ustalono jej niezawodność, a koszty zaczęły spadać. We wczesnych latach siedemdziesiątych XX wieku technologia fotowoltaiczna zyskała uznanie, jako źródło energii do zastosowań nie tylko kosmicznych, ale i przemysłowych. Zaprojektowano o wiele mniej kosztowne ogniwo słoneczne, gdzie zastosowano gorszy gatunek krzemu a komórki zostały upakowane za pomocą tańszych materiałów. Dzięki tym odkryciom otworzyła się droga do zastosowań ogniw słonecznych, w miejscach z dala od linii energetycznych takich jak np. pola gazowe i naftowe na lądzie, platformy wiertnicze na morzu. Tak rozpoczął się dynamiczny rozwój tej technologii. Wydajność ogniw fotowoltaicznych z roku na rok wzrasta, a koszty produkcji stale spadają.

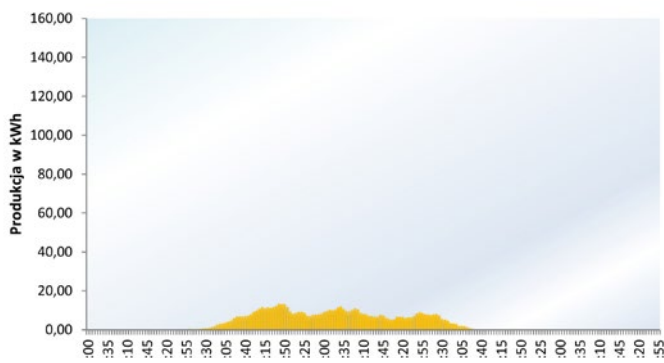
## 1.2. Charakterystyka źródeł fotowoltaicznych

Praca źródeł rozproszonych, opartych na energii słonecznej, zależy w naturalny sposób od pory roku, pory doby i nasłonecznienia w odpowiednich godzinach. W związku z tym profil wytwórczy elektrowni fotowoltaicznej kształtuje się głównie w miesiącach letnich. W konsekwencji przewidywane uzyski z technologii solarnych są obciążone wysokim współczynnikiem niepewności i zmienności. Gdy w dni wietrzne pojawia się częściowe zachmurzenie, wielkość produkcji zmienia się w sposób chwilowy i potrafi zmaleć do zera. Sterowalność produkcji źródeł fotowoltaicznych jest bardzo mała, w związku z tym warunki meteorologiczne odgrywają tu rolę kluczową.



Rys. 2. Produkcja w maju 2020 przykładowej elektrowni fotowoltaicznej. Opracowanie własne.

Fig.2. The production on May-2020 of an exemplary photovoltaic power plant.



Rys. 3. Produkcja w grudniu 2020 przykładowej elektrowni fotowoltaicznej. Opracowanie własne.

Fig.3. The production on December-2020 of an exemplary photovoltaic power plant.

Przedstawione na rys. 2 i rys. 3 profile poprodukcyjne dotyczą przykładowej elektrowni fotowoltaicznej, usytuowanej w centralnej Polsce. Charakterystyka pracy źródeł w dni słoneczne jest na przewidywalnie wysokim poziomie. W dni kiedy ekspozycja na słońce jest krótka a natężenie słoneczne jest na niskim poziomie, produkcja jest niewielka.

## 2. Potrzeby wykorzystania źródeł fotowoltaicznych

W obszarze produkcji rozpatrujemy dwa główne źródła energii elektrycznej, są to Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane JWCD i takie, które nimi nie są nJWCD. Przy czym JWCD muszą się dostosowywać do warunków jakie stwarzają im nJWCD. Zasadność poszukiwania alternatywnych, niskoemisyjnych, odnawialnych źródeł energii jest podyktowana poziomem produkcji. Gdy w systemie elektroenergetycznym odnotowujemy mały poziom produkcji, poszukujemy sposobów jej uzupełnienia, kierując się w stronę OZE.

### 2.1. Zapotrzebowanie na moc w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) w 2020

Istnieje wiele raportów, sprawozdań, dokumentów, które zajmują się prognozowaniem zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE. Można zauważyć, że wszystkie analizy zgodnie przewidują coroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

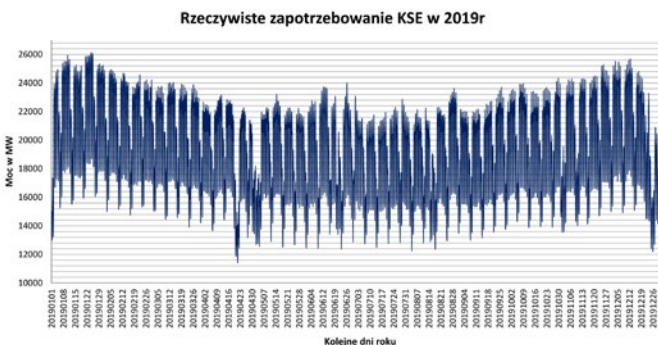
Według Polityki Energetycznej Państwa 2030 (PEP 2030) w okresie od 2008 do 2030 przewidywane zapotrzebowanie na energię elektryczną przez stronę popytową wzrośnie z 120 TWh do 170 TWh w 2030r. [20]

Zapotrzebowanie na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w latach 2019 i 2020 r przedstawiono na rys.4,5 oraz 6. Mamy do czynienia z wyraźną różnicą zapotrzebowania w ciągu dnia i w nocy. Widać też zmianę profilu poboru gdy obserwujemy dni robocze i dni wolne od pracy. Najważniejszym wnioskiem jest sezonowość związana z porą roku a więc z temperaturą otoczenia. W miesiącach zimowych zapotrzebowanie na moc jest znacznie większe niż w miesiącach letnich. Różnice między poszczególnymi miesiącami sięgają nawet kilku gigawatów. Warto zauważyć, że 10 grudnia 2020r. w szczycie porannym o godz. 13:15 wystąpiło rekordowe, najwyższe w historii zapotrzebowanie KSE na moc. Zapotrzebowanie to wynosiło 26 817 MW, a poprzednie rekordowe zapotrzebowanie miało miejsce 25 stycznia 2019 roku. Informacja jest zaskakująca gdyż szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną, we wcześniejszych przypadkach, obserwowaliśmy gdy na zewnątrz odnotowywane były duże temperatury minusowe. Temperatury w okolicy 10 grudnia były dość wysokie jak na tę porę roku i wynosiły ok.0 stopni.



Rys.4. Rzeczywiste zapotrzebowanie KSE w 2020 r. Opracowanie własne na podstawie [21]

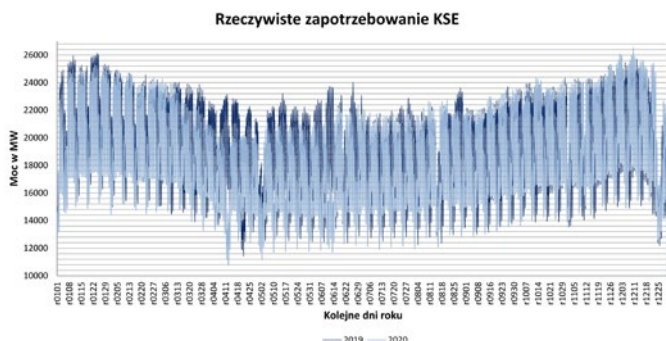
Fig.4. Real NPS demand in 2020.



Rys. 5. Rzeczywiste zapotrzebowanie KSE w 2019 r. Opracowanie własne na podstawie [21]

Fig.5. Real NPS demand in 2019





Rys. 6. Rzeczywiste zapotrzebowanie KSE. Porównanie roku 2019 i 2020. Opracowanie własne na podstawie [21]

Fig.6 Real NPS demand, comparison between 2019 and 2020.

Porównując lata 2019 i 2020 (rys.6) widzimy, że w roku 2020 istnieje większa różnica między okresami największego i najmniejszego zapotrzebowania energii w KSE. Należy wnioskować, że w okresie letnim rośnie udział OZE a szczególnie, technologii solarnych.

W tab. 1 przedstawiono zmienność zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE w latach 2015 – 2020. W wierszach poniżej podano: (1) wartość minimalną godzinową, (2) wartość maksymalną godzinową, (3) średnia arytmetyczna godzinowa, (4) mediana z wartości godzinowych w danym roku, (5), (6), (7), (8) dynamika zmian powyższych parametrów.

Tabela 1. Zmienność zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE.

Table 1. Variability of electricity demand in the NPS.

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Minimum	(1)	11 200	11 430	11 920	12 260	11 400	10 770
Maksimum	(2)	24 821	25 447	26 046	26 297	26 136	26 532
Średnia	(3)	18 419	18 714	19 220	19 532	19 283	18 816
Mediana	(4)	18 715	18 937	19 403	19 689	19 415	18 840
Dynamika Minimum	(5)		102%	104%	103%	93%	94%
Dynamika Maksimum	(6)		103%	102%	101%	99%	102%
Dynamika Średnia	(7)		102%	103%	102%	99%	98%
Dynamika Mediana	(8)		101%	102%	101%	99%	97%

Opracowanie własne na podstawie [22]

Widać wyraźnie, że w latach 2015 – 2018 mamy do czynienia z tendencją wzrostową minimum dobowo – godzinowego. Jest ono zdecydowanie wyższe niż wzrost maksimum oraz średniej godzinowej. Oznacza to, że zapotrzebowanie szczytowe rośnie wolniej niż zapotrzebowanie pozaszczytowe. Sytuacja wygląda inaczej w latach 2019 i 2020. Jest to czas pandemii i znacznego spowolnienia gospodarki.

Z powyższych analiz wynika, że minimalne średnie zapotrzebowania na moc występuje w kwietniu i maju. Wpływają na to następujące czynniki:

- w kwietniu najczęściej są święta Wielkanocne a w maju w związku z długim weekendem obserwujemy, wysoki wskaźnik dni wolnych od pracy,
- szczególnie w maju obserwujemy korzystną średnią temperaturę otoczenia, w związku z tym nie trzeba już korzystać z ogrzewania w takim stopniu jak w miesiącach zimowych. Z drugiej strony mamy temperatury niższe, w porównaniu do miesięcy letnich, nie trzeba więc używać klimatyzacji.
- w maju występują wyjątkowo długie dni, przez co nie potrzebujemy używać sztucznego oświetlenia.

W tab.2 przedstawione zostało zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE w latach od 2015 do 2020, dla największych 100,

200, 400 i 800 próbek w roku. W wierszach tab. 2 przedstawiono: (1) wartość maksymalną godzinową zapotrzebowania na moc w KSE, (2) średnia arytmetyczna ze 100 godzin maksymalnego zapotrzebowania w roku, (3) średnia arytmetyczna z 200 godzin maksymalnego zapotrzebowania w roku, (4) średnia arytmetyczna z 400 godzin maksymalnego zapotrzebowania w roku, (5) średnią arytmetyczną z 800 godzin maksymalnego zapotrzebowania w roku, (6), (7), (8), (9), (10) dynamika zmian powyższych parametrów w odniesieniu do roku poprzedniego, (11), (12), (13), (14), (15) dynamika zmian powyższych parametrów w odniesieniu do roku 2015.

Tabela 2. Zapotrzebowanie na energię w latach 2015 – 2020.

Table 2. Electricity demand in 2015-2020.

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Maksimum	(1)	24 821	25 447	26 046	26 297	26 136	26 532
Średnia max 100	(2)	24 078	24 814	25 326	25 728	25 478	25 511
Średnia max 200	(3)	23 839	24 546	25 113	25 483	25 175	25 184
Średnia max 400	(4)	23 547	24 212	24 827	25 188	24 816	24 779
Średnia max 800	(5)	23 090	23 705	24 412	24 750	24 334	24 288
Dynamika rok badany do roku poprzedniego							
Maksimum	(6)		102,52%	102,35%	100,96%	99,39%	101,52%
Średnia max 100	(7)		103,06%	102,06%	101,59%	99,03%	100,13%
Średnia max 200	(8)		102,97%	102,31%	101,47%	98,79%	100,04%
Średnia max 400	(9)		102,82%	102,54%	101,45%	98,52%	99,85%
Średnia max 800	(10)		102,66%	102,98%	101,38%	98,32%	99,81%
Dynamika rok badany do roku 2015							
Maksimum	(11)		102,52%	104,94%	105,95%	105,30%	106,89%
Średnia max 100	(12)		103,06%	105,18%	106,85%	105,81%	105,95%
Średnia max 200	(13)		102,97%	105,34%	106,90%	105,60%	105,64%
Średnia max 400	(14)		102,82%	105,44%	106,97%	105,39%	105,23%
Średnia max 800	(15)		102,66%	105,73%	107,19%	105,39%	105,19%

Opracowanie własne na podstawie [22]

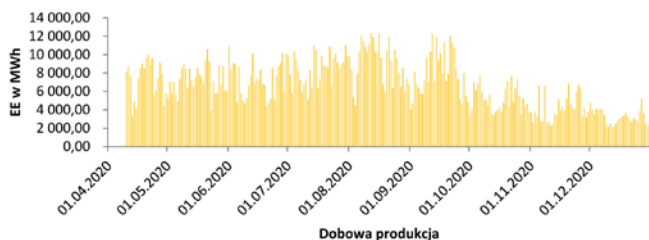
Z tab. 2 widać, że w każdym roku rosną maksymalne wartości zapotrzebowania na energię w KSE. Analizując dane przedstawione w tym rozdziale nasuwa się pytanie jak sprostać oczekiwaniom strony popytowej.

## 2.2 Charakterystyka generacji źródeł fotowoltaicznych w KSE

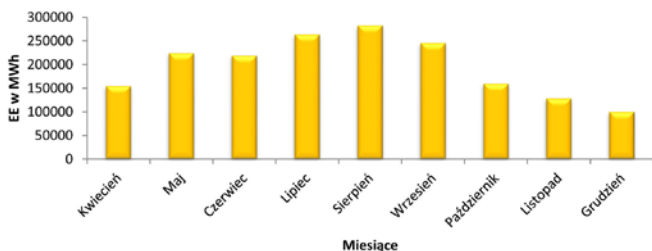
W minionym roku możemy pochwalić się wzrostem produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Zwraca uwagę duży udział fotowoltaiki. W stosunku do 2019 r., elektrownie słoneczne wyprodukowały ok. 180 % więcej energii elektrycznej, a moc zainstalowana w „projektach słonecznych” na koniec 2020 roku wynosiła ok 4000 MW.

Krajowy System Elektroenergetyczny od kwietnia 2020 r udostępnił godzinowe dane dotyczące generowanej energii pochodzącej ze źródeł fotowoltaicznych, które zostały zaprezentowane na rys.7 oraz rys.8.

Z analizy danych wynika, że dniem w którym wprowadzono najwięcej energii pochodzenia fotowoltaicznego do KSE był 12 sierpnia 2020 r. W tym dniu wyprodukowano 12342,603 MWh energii elektrycznej. Zupełnie odwrotna sytuacja miała miejsce dnia 12 grudnia

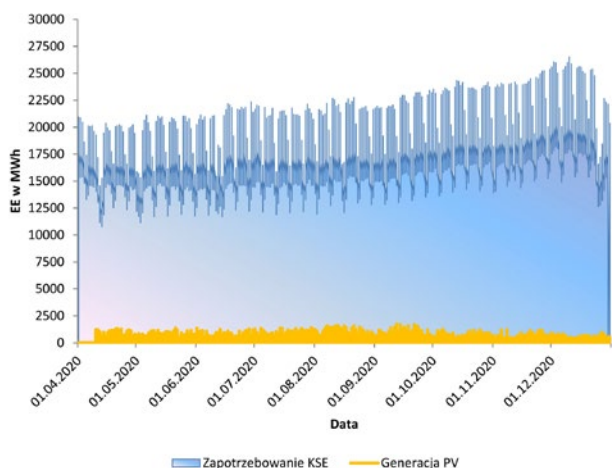


Rys. 7. Dobowa produkcja źródeł fotowoltaicznych w KSE obejmująca okres kwiecień – grudzień 2020 r. Na podstawie danych [23]  
Fig.7. Daily production of photovoltaic sources to the NPS in the period April-December 2020.



Rys. 8. Miesięczna produkcja źródeł fotowoltaicznych w KSE obejmująca okres kwiecień – grudzień 2020 r. Na podstawie danych [23]  
Fig.8. Monthly production of photovoltaic sources to the NPS in the period April-December 2020.

2020 r. Tego dnia z kolei ilość wprowadzonej energii była najniższa i wyniosła 2110,452 MWh. Całkowita odnotowana przez KSE, ilość energii wprowadzonej do systemu wyniosła 1 775 278 MWh.



Rys. 9. Produkcja źródeł fotowoltaicznych na tle zapotrzebowania KSE w okresie kwiecień – grudzień 2020. Opracowanie własne na podstawie [21][23]  
Fig.9. Production of photovoltaic sources in relation to the NPS demand in the period April – December 2020.

Rok do roku obserwujemy ogromny wzrost ilości powstających instalacji fotowoltaicznych. „Słoneczna” energia jest przyjazna dla środowiska, co aktualnie jest priorytetem we wszystkich sektorach energetyki. Z analizy rys.9 wynika, że udział źródeł fotowoltaicznych w zaspokajaniu zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest wciąż bardzo mały.

W przyszłości, produkcja energii elektrycznej z instalacji PV może stać się naturalnym rozwiązaniem dla zarysowanej luki w produkcji energii elektrycznej w okresie letnim gdyż profil produkcji źródeł PV jest zbieżny z ograniczeniami w pracy źródeł węglowych.

### 3. Analiza cen energii na Rynku Bilansującym w odniesieniu do Rynku Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii (TGE)

Bardzo ważnym elementem pracy systemu elektroenergetycznego (SE) jest określenie zapotrzebowania KSE na energię ze źródeł fotowoltaicznych. Wraz z nowymi rozwiązaniami OZE, które w co-

raz większym stopniu zaspokajają potrzeby techniczne SE ,musi iść w parze rentowność ekonomiczna. Przyjrzymy się zatem poziomowi cen na rynku bilansującym (RB) i rynku dnia następnego(RDN). Odpowiedzmy na pytanie czy problemowi braku mocy w systemie lub jego nadwyżki odpowiada poziom cen energii.

#### 3.1 Rynek Dnia Następnego

Obrót energią na Towarowej Giełdzie Energii prowadzony jest głównie na RDN. Handel na RDN odbywa się codziennie w sesji Fixing I : o godz. 10:30. RDN jest przeprowadzany na dzień przed dniem faktycznej dostawy energii. Składa się z 24 okresów rozliczeniowych. Uczestnicy RDN składają zamówienia na kupno lub sprzedaż na określone godziny. Krzywe podaży i popytu są tworzone dla każdej godziny. Ceny transakcyjne na giełdzie to ceny równowagi pomiędzy zleceniami sprzedaży i zakupu energii elektrycznej składanymi przez członków giełdy. Ponadto na RDN notowane są 3 kontrakty pakietowe.

- Kontrakt BASE z dostawą do 1 MWh o każdej porze dnia,
- Kontrakt PEAK z dostawą do 1 MWh energii w każdej godzinie szczytu między 7:00 a 22:00,
- Kontrakt Off-PEAK jest to kontakt pozaszczytowy z dostawą do 1 MWh energii w każdej godzinie pozaszczytowej między 0:00 – 7:00 i 22:00 – 0:00.

Zmienność cen na RDN prezentowana jest obecnie za pomocą siedmiu indeksów cenowych, odnoszących się do dnia i godziny dostawy. Indeks rynku energii elektrycznej – Tge24, jest instrumentem referencyjnym dla kontraktów na rynku instrumentów finansowych (futures). Wyznaczany jest na podstawie transakcji giełdowych, zawieranych na produktach godzinowych w systemie jednolitego kursu walutowego na Fixing I. Najważniejszą sesją jest Fixing I, czyli moment w którym ustalane są ceny energii w poszczególnych godzinach doby.

„Merit Order” jest metodą za pomocą której wyznaczane są ceny poszczególnych kontaktów. Głównym zadaniem tej metody jest ustalenie najniższej z dostępnych cen za energię elektryczną. Cały proces polega na zbieraniu wszystkich ofert, segregacji rosnącej od ceny najniższej do najwyższej. W tym samym czasie zbierane są oferty kupna energii elektrycznej, uporządkowane w ten sam sposób, od najniższej ceny kończąc na najwyższej. Cena wypadkowa nazywa się Market Clearing Price i jest to ostateczna rynkowa cena rozliczeniowa.

Podstawową różnicą między RB a RDN na TGE jest fakt, że RB jest rynkiem technicznym, w związku z tym nie jest miejscem handlu energią. RDN jest miejscem gry rynkowej i w związku z tym na RDN odbywają się wszystkie możliwe spekulacje cenowe. Celem RB jest zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców i co najważniejsze, jest elementem niezbędnym dla funkcjonowania rynku.

#### 3.2 Zależności cenowe na rynku energii elektrycznej

Oplacalność produkcji energii elektrycznej przez źródła fotowoltaiczne i inne źródła pogodowo-zależne wiąże się przede wszystkim z temperaturą, wietrznością, i nasłonecznieniem.

Analizując ceny na rynku energii możemy wyróżnić główne czynniki, które mają bardzo duże znaczenia w ich kształtowaniu:

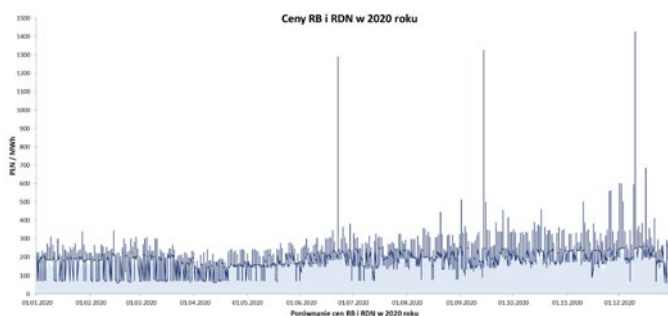
- ceny paliw,
- ceny uprawnień środowiskowych,
- rozwój połączeń transgranicznych,
- wolumen eksportu i importu energii elektrycznej,
- ceny energii na rynkach zagranicznych,
- koszty pracy jednostek wytwórczych,
- koszty środowiskowe,
- struktura paliwowa,
- zapotrzebowanie na energię,
- gra rynkowa na rynku energii,
- rozwój technologii jednostek wytwórczych [26].

Wymienione czynniki determinują ceny energii w każdym segmencie rynku. Są jednak ważne aspekty natury technicznej, które mają wpływ na kształtowanie cen na rynku bilansującym. Są to:

- awarie systemowe,
- anomalie pogodowe,
- ubytki mocy w KSE,
- rozruchy nowych bloków energetycznych,
- stosowanie „otwartej” oferty,
- problemy z połączeniami transgranicznymi,
- poziom wody w rzekach. [24]

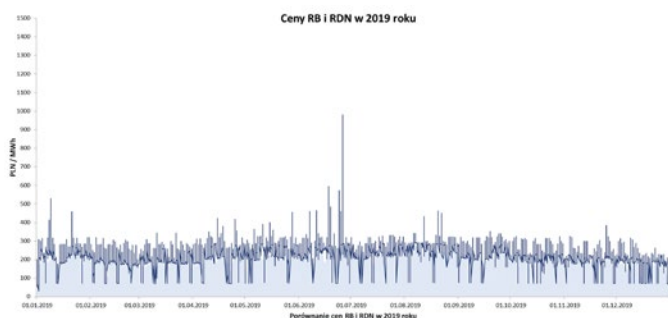
W polskich realiach rynkowych na TGE mamy pełną konkurencyjność. Uzupełnieniem działań na TGE jest rynek techniczny. Relacja cen energii elektrycznej kontraktowanych na dzień przed dostawą na RDN i powykonawczo na RB jest bardzo duża. Nabywcy korzystają z „produktu” oferowanego przez wielu sprzedawców, którzy wyceniają swoje dobra na warunkach rynkowych. W związku z tym na rynku mamy wiele ofert, które uporządkowywane są w stosach w sposób rosnący, a ceny kształtują się niezależnie od wytwórców.

Bycie niezbilansowanym może przynieść korzyści finansowe, gdy na RDN cena energii jest wyższa niż na RB. Jednak taka gra na rynku bilansującym może okazać się ryzykowna, gdy w systemie wystąpi awaria lub nagły wzrost zapotrzebowania. W takich sytuacjach ceny szybują do najwyższych możliwych wartości. Do 2021 r. maksymalną ceną jaka mogła się pojawić za MWh na RB była 1500 zł. Aktualnie cena może wzrosnąć do poziomu nawet 55 000 zł/ MWh.



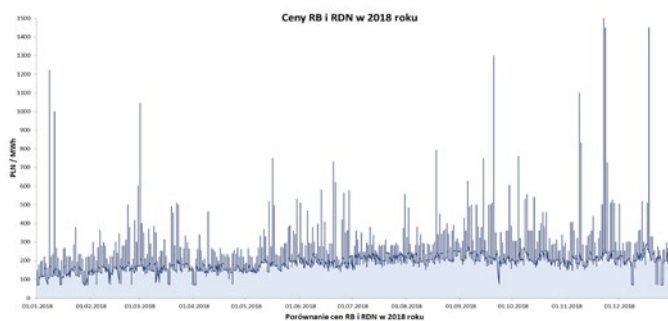
Rys. 10. Zestawienie cen Rynku Bilansującego i Rynku Dnia Następnego w 2020 roku. Opracowanie własne na podstawie [25], [26]

Fig.10 The list of prices for the balancing market and the day-ahead market in 2020



Rys. 11. Zestawienie cen Rynku Bilansującego i Rynku Dnia Następnego w 2019 roku Opracowanie własne na podstawie [25], [26]

Fig.11 The list of prices for the balancing market and the day-ahead market in 2019.



Rys. 12. Zestawienie cen Rynku Bilansującego i Rynku Dnia Następnego w 2018 roku. Opracowanie własne na podstawie [25], [26]

Fig.12 The list of prices for the balancing market and the day-ahead market in 2018

Na rysunkach 10 – 12 zaprezentowano zestawienie cen godzinowych w każdej dobie roku dla RDN na TGE z cenami na RB.

Ceny rozliczeniowe sprzedaży energii z RB (CRO) zaprezentowano kolorem granatowym, natomiast kolorem błękitnym oznaczono ceny RDN dla tych samych przedziałów czasowych. Gdy ceny RB i RDN są zgodne, wykresy pokrywają się. Im więcej odchylił w górę cen RB w stosunku do RDN tym bardziej uwydatniona jest niedoskonałość techniczna systemu. Warunki techniczne, takie jak dostępne moce czy przyjęte pasma wytwórcze, nie mają swojego odzwierciedlenia w segmencie giełdowym.

W celu zbadania relacji między segmentami giełdowymi rynku energii przeprowadzono analizę korelacji cenowej, wykorzystując współczynnik korelacji liniowej Pearsona (7) [27]:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (7)$$

gdzie:  $x$  i  $y$  – zmienne losowe,  $\bar{x}$  i  $\bar{y}$  – wartości średnie

Wynik obliczeń został przedstawiony w tab. 3:

Tabela 3. Współczynnik korelacji liniowej Pearsona: RB i RDN dla poszczególnych lat [25], [26]

Table 3. Pearson's coefficient linear correlation: for the balancing market and the day-ahead market – for selected years.

	2018	2019	2020
$r(x,y)$	0,66	0,68	0,67

Miara korelacji Pearsona w 2018 r. pokazuje wysoką współzależność między RB i RDN, która utrzymuje się także w latach 2019 i 2020. Równowaga cen RB i RDN potwierdza transparentność rynku energii – uczestnicy rynku prawidłowo reagują na sygnały cenowe co świadczy o jego konkurencyjności.

Wykorzystując dane o zapotrzebowaniu mocy w KSE w latach 2018, 2019 i 2020, przeprowadzono analizy zależności pomiędzy segmentami RB oraz RDN a zapotrzebowaniem mocy w systemie.. Wyniki tych badań przedstawiono w tab. 4 i tab.5.

Tabela 4. Współczynnik korelacji liniowej Pearsona: RDN i zapotrzebowanie mocy KSE dla poszczególnych lat [25], [26]

Table 4. Pearson's coefficient linear correlation: the day-ahead market and NPS power demand – for selected years.

	2018	2019	2020
$r(x,y)$	0,63	0,65	0,66

Tabela 5. Współczynnik korelacji liniowej Pearsona: RB i zapotrzebowanie mocy KSE dla poszczególnych lat [25], [26]

Table 5. Pearson's coefficient linear correlation: the balancing market and NPS power demand – for selected years.

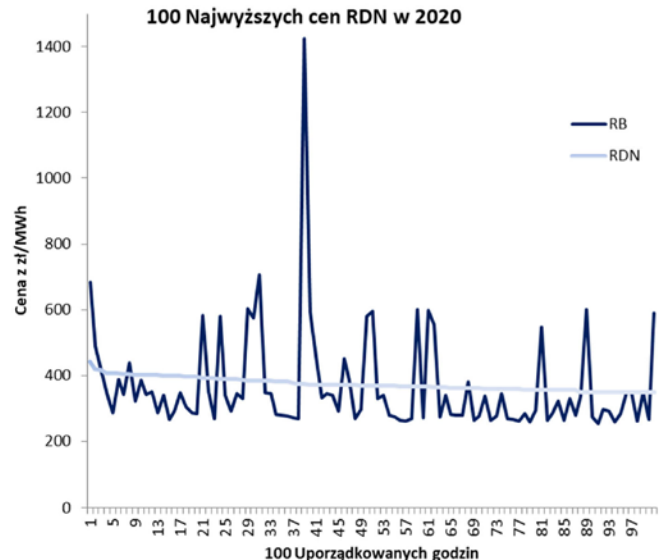
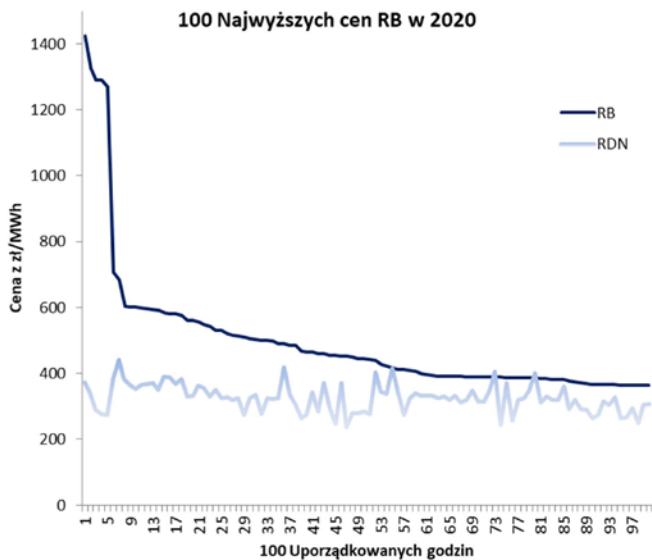
	2018	2019	2020
$r(x,y)$	0,45	0,47	0,52

Współczynnik korelacji pomiędzy cenami na RDN i zapotrzebowaniem mocy w KSE w poszczególnych latach, wynosi średnio 0,65 – świadczy o silnej zależności liniowej.

Współczynnik korelacji pomiędzy cenami na RB i zapotrzebowaniem mocy w KSE w poszczególnych latach, wynosi średnio 0,48 – co świadczy o słabej zależności liniowej.

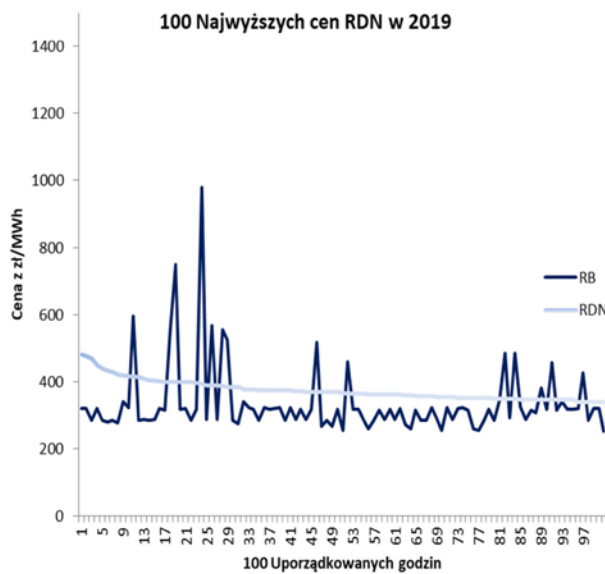
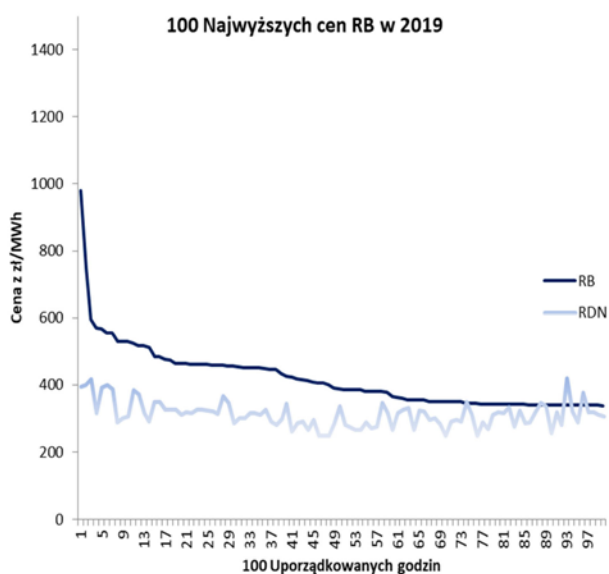
Analizując mechanizmy: rynkowy na RDN i potencjału wytwórczego na RB, obserwujemy dużą rozbieżność. Na rys. 13 – 15 zaprezentowano rozbieżność cenową omawianych segmentów rynku, przedstawiając sto maksymalnych cen uporządkowanych malejąco. Na każdym z tych rysunków po lewej stronie zaprezentowanych jest 100 maksymalnych cen RB na tle RDN. Po prawej stronie 100 maksymalnych cen RDN na tle RB.[28][29]





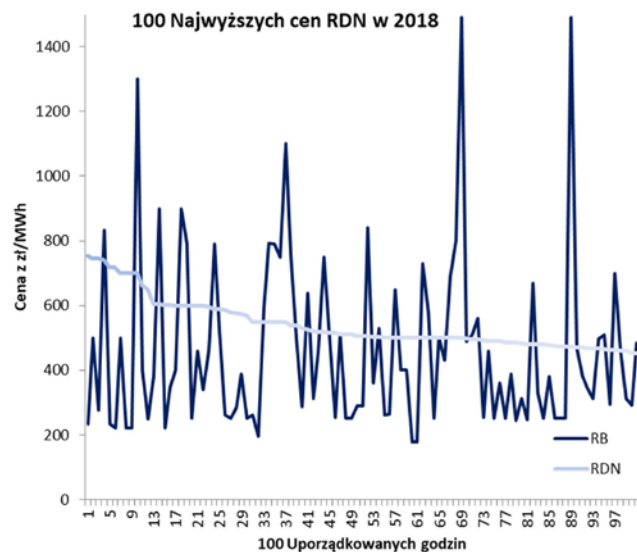
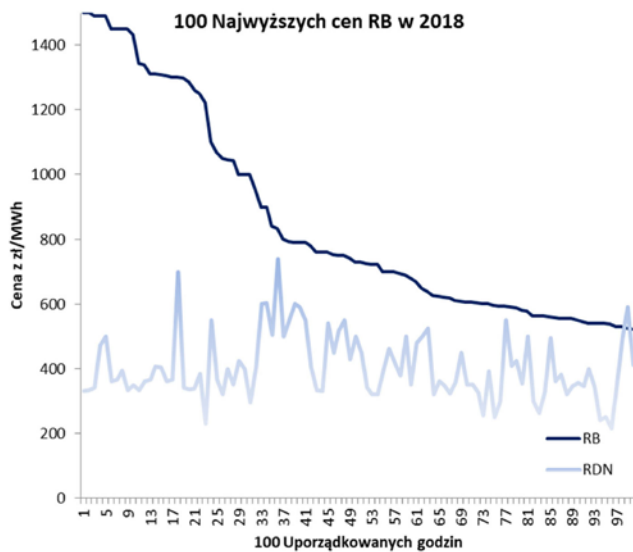
Rys.13. Porównanie stu maksymalnych cen RB i RDN w 2020 roku. Opracowanie własne na podstawie [25][26]

Fig.13. Comparison of the hundred maximum prices: the balancing market against the day-ahead market in 2020.



Rys. 14. Porównanie stu maksymalnych cen RB i RDN w 2019 roku. Opracowanie własne na podstawie [25][26]

Fig.14. Comparison of the hundred maximum prices: the balancing market against the day-ahead market in 2019.



Rys. 15. Porównanie stu maksymalnych cen RB i RDN na tle RB w 2018 roku. Opracowanie własne na podstawie [25][26]

Fig.15. Comparison of the hundred maximum prices: the balancing market against the day-ahead market in 2018.

Na rys.13-15 widać, że sytuacja, w której ceny RB są wyższe niż na RDN jest o wiele częściej występująca. Wnioski jakie można sformułować na podstawie tych danych to takie, że segment giełdowy nie jest w stanie poprawnie ocenić produkcji energii elektrycznej w KSE oraz wpływu ograniczeń jakie wynikają z niedoskonałości infrastruktury sieciowej. Istotny wpływ na mechanizm cenowy RDN ma niedokładne prognozowanie.

Uczestnicy rynku energii muszą realizować rozbudowane obowiązki raportowania dotyczące energii wprowadzanej do sieci, jak i informować o zbliżających się remontach i nieprzewidzianych awiach. Pomimo systemu raportowania, prognozowanie potencjalnej ceny energii elektrycznej na rynku technicznym skutkuje niedoszacowaniem kosztów.

W tab. 6 zestawiono parametry dotyczące najwyższych godzinowych cen energii elektrycznej na RB w latach 2017 – 2020. Przedstawiono je jako wartości maksymalne dla 100, 200, 400 i 800 godzin w roku. Ujęta została też dynamika w dwóch wariantach: w stosunku do roku poprzedzającego i lata 2018-2020 w stosunku do roku 2017.

Tabela 6. Charakterystyka cen energii elektrycznej zł/MWh na RB w latach 2017 – 2020. Opracowanie własne na podstawie [25][26]

Table 6. Characteristics of electricity prices on the balancing market in 2018-2020

Rynek Bilansujący	2017	2018	2019	2020
Maksimum	1500	1500	980	1426
Średnia maksymalnych 100	1019	852	418	496
Średnia maksymalnych 200	693	666	374	423
Średnia maksymalnych 400	488	528	348	379
Średnia maksymalnych 800	359	432	332	349
Dynamika rok badany do roku poprzedniego				
Maksimum		100,00%	65,33%	145,46%
Średnia maksymalnych 100		83,65%	49,09%	118,63%
Średnia maksymalnych 200		96,10%	56,10%	113,12%
Średnia maksymalnych 400		108,09%	65,95%	109,00%
Średnia maksymalnych 800		120,36%	76,75%	105,10%
Dynamika rok badany do roku 2017				
Maksimum		100,00%	65,33%	95,03%
Średnia maksymalnych 100		83,65%	41,07%	48,72%
Średnia maksymalnych 200		96,10%	53,91%	60,98%
Średnia maksymalnych 400		108,09%	71,29%	77,71%
Średnia maksymalnych 800		120,36%	92,37%	97,09%

Rok 2020 ma wyższe ceny niż 2019, jednak w stosunku 2020 do 2017 obserwujemy spadek dynamiki. Widać, że zapotrzebowanie na energię elektryczną z wysokimi godzinowymi cenami maleje.

W tab. 7 zestawiono parametry dotyczące najwyższych godzinowych cen energii elektrycznej na RDN w latach 2017 – 2020. Przedstawiono je jako wartości maksymalne dla 100, 200, 400 i 800 godzin w roku. Ujęta została też dynamika w dwóch wariantach: w odniesieniu do roku poprzedzającego i lata 2018-2020 w odniesieniu do 2017 r.

Tendencja cenowa na TGE jest wyraźna. Ceny maksymalne maleją rok do roku. Ceny zaczynają się do siebie zbliżać. Średnia cena dla 200 maksymalnych godzin w 2020 roku wynosi 372 zł, a dla 800 maksymalnych godzin utrzymuje się na poziomie 317 zł. Wartości procentowe wskazują, że na RDN jest coraz taniej.

Można więc wnioskować, że ceny na obu segmentach rynku stabilizują się i kierują w stronę spadku wartości. Co więcej, średnie ceny 200 maksymalnych godzin dla RB i RDN się do siebie zbliżają. Podobne tendencje zostały wykazane przy obliczaniu korelacji między rynkami. Wskazane powyżej obserwacje pokazują, że źródła rozproszone mogą być korzystnie rozliczane na obu segmentach rynku.

Tabela 7. Charakterystyka cen energii elektrycznej zł/MWh na RDN w latach 2018 – 2020. Opracowanie własne na podstawie [25][26]

Table 7. Characteristics of electricity prices on the day-ahead market in 2018-2020.

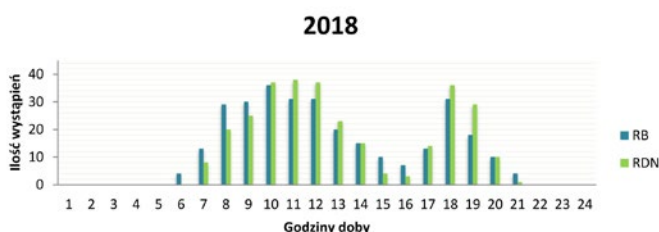
Rynek Dnia Następnego	2017	2018	2019	2020
Maksimum	1033	755	484	443
Średnia maksymalnych 100	467	535	372	372
Średnia maksymalnych 200	369	481	352	357
Średnia maksymalnych 400	302	428	336	339
Średnia maksymalnych 800	255	381	319	317
Dynamika rok badany do roku poprzedniego				
Maksimum		73,09%	64,08%	91,52%
Średnia maksymalnych 100		114,54%	69,56%	100,02%
Średnia maksymalnych 200		130,47%	73,16%	101,35%
Średnia maksymalnych 400		141,85%	78,46%	100,83%
Średnia maksymalnych 800		149,39%	83,85%	99,35%
Dynamika rok badany do roku 2017				
Maksimum		50,33%	32,25%	29,52%
Średnia maksymalnych 100		52,49%	36,51%	36,52%
Średnia maksymalnych 200		69,47%	50,83%	51,51%
Średnia maksymalnych 400		87,79%	68,88%	69,45%
Średnia maksymalnych 800		106,11%	88,97%	88,40%

### 3.3. Analiza najlepszego czasu wykorzystania cen RB i RDN

Określenie produkcji energii elektrycznej w kontekście godzinowo – dobowym jest bardzo ważne z punktu widzenia wykorzystania źródeł rozproszonych. Wykorzystanie źródeł fotowoltaicznych zakłada krótkotrwałe działanie w określonych godzinach doby i powinno sprzyjać warunkom ekonomicznym. W Polsce ceny segmentu bilansującego wynikają z zakupu energii od państw ościennych po bardzo wysokich cenach wytwórczych. Widać więc, że na zdolność techniczną KSE ma wpływ obrót energią z takimi krajami jak np. Niemcy. Przepływ energii między granicami jest niezbędny dla pokrycia importu czy eksportu energii elektrycznej.

Ważne jest aby określić w jakich godzinach doby występują problemy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Odzwierciedleniem tego problemu są rosnące ceny w segmentach rynkowych. Rozkład 300 maksymalnych cen w ujęciu dobowym został przedstawiony w postaci wykresów na rys.16-18.

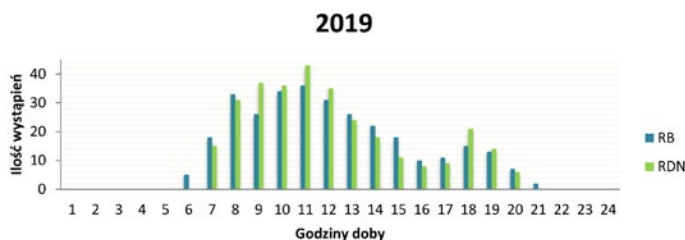
Kluczowym wnioskiem, z punktu widzenia krótkoterminowego wykorzystania źródeł fotowoltaicznych, jest fakt, że 300 godzinowych maksymalnych cen segmentu rynkowego i technicznego pokrywa się z godzinami pracy paneli słonecznych. Najczęściej wysokie ceny rynku technicznego występują w godzinach 8:00 – 13:00 i 18:00 – 19:00. Na Towarowej Giełdzie Energi RDN są to 8:00 – 13:00 i 18:00 – 20:00. Znowu widać tu wysoką korelację między RB i RDN. Godziny najwyższe cenowo sprzyjają źródłom fotowoltaicznym, gdyż właśnie w tych godzinach panele pracują i produkują energię elektryczną.



Rys. 16. Rozkład 300 maksymalnych cen w przedziale dobowym dla RB i RDN w 2018r. Opracowanie własne na podstawie [25][26]

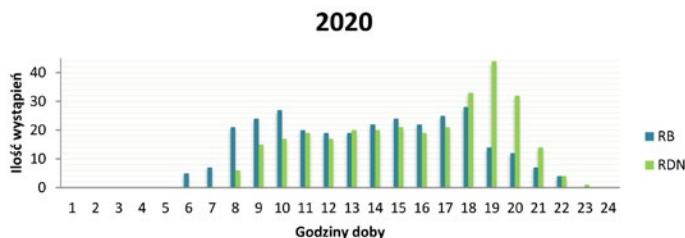
Fig.16 Distribution of 300 maximum prices in the daily range for the balancing market and the day-ahead market in 2018





Rys.17. Rozkład 300 maksymalnych cen w przedziale dobowym dla RB i RDN w 2019r. Opracowanie własne na podstawie [25][26]

Fig.17 Distribution of 300 maximum prices in the daily range for the balancing market and the day-ahead market in 2019



Rys.18. Rozkład 300 maksymalnych cen w przedziale dobowym dla RB i RDN w 2020r. Opracowanie własne na podstawie [25][26]

Fig.18 Distribution of 300 maximum prices in the daily range for the balancing market and the day-ahead market in 2020

#### 4. Analiza możliwości potencjalnych przychodów farmy PV na podstawie cen RB i RDN

Celem przeprowadzonych badań było oszacowanie wydajności energetycznej oraz efektywności ekonomicznej elektrowni fotowoltaicznej, opartej na grafenowych panelach monokrystalicznych zagregowanych w dwa projekty o mocy 0,9MW każdy.

##### 4.1 Charakterystyka badanej elektrowni fotowoltaicznej

Obiektem badań była elektrownie fotowoltaiczna o mocy 1,8 MW. Na system stacjonarny składa się ok. 6700 monokrystalicznych modułów PVGrafa marki FreeVolt o mocy jednostkowej 270 Wp. Łączna moc ogniw instalacji po stronie napięcia stałego DC wynosi ok 1800 kWp.

Panele fotowoltaiczne to szkło monokrystaliczne o grubości 3 mm i pokryte folią antyrefleksyjną. Poniżej szkła znajduje się folia PERC która odbija elektrony z powrotem do BusBarów i diod.

Dzięki grafenowi, który jest częścią ogniw, otrzymujemy panele o mniejszej czułości na temperaturę, która powoduje spadek sprawności. Moduły PVGrafa tracą swoją wysoką sprawność dopiero przy temperaturze 80°C, dla porównania w typowych panelach obecnie wykorzystywanych na rynku ogniw tracą swoją sprawność przy temperaturze ok 40 °C. Na każdy moduł przypada 60 ogniw. Konstrukcja nośna jest stalowa, pokryta stopem cynku i molibdenu. Zamontowana na gruncie, która w sposób trwały utrzymuje moduły. Producent daje gwarancję do 50 lat bezpiecznego użytkowania. Instalację obsługuje 90 falowników firmy Fronius.

Elektrownia fotowoltaiczna podłączona do sieci produkuje energię ze słońca pod warunkiem spełnienia odpowiednich wymagań:

1. Pod wpływem odpowiedniego nasłonecznienia na modułach występuje odpowiedni prąd i napięcie;
2. Wymagania jakościowe, takie jak napięcie i częstotliwość, spełnia sieć do której przyłączone są falowniki.

Gdy jest za mało słońca z powodu pochmurnego dnia lub nocy, falownik przechodzi w stan uśpienia do momentu pojawienia się wymaganego napięcia i prądu na modułach. W przypadku ponownego pojawienia się promieni słonecznych, które powodują powrót odpowiednich napięć i prądów, falownik wznawia pracę. Jest to proces automatyczny.

W sytuacji zbyt wysokiego/niskiego napięcia, zaniku jednej z faz, wysokiej/niskiej częstotliwości, awarii sieci itp. czyli w przypadku gdy sieć nie spełnia wymagań jakościowych, falownik odłącza się od sieci. Nie jest produkowana energia elektryczna mimo bardzo korzystnych

warunków atmosferycznych. Falownik, jest urządzeniem inteligentnym i w momencie pojawienia się odpowiednich parametrów w sieci, łączy się i wróci do stabilnej pracy.

Miejscom przyłączenia jest słup w linii 15 kV PGE Dystrybucja S. A. Zastosowane panele współpracują z 2 x 45 szt. Inwerterami SYMO 20.0-3-M produkcji FRONIUS o mocy  $P_{nom} = 20$  kW,  $P_{max} = 20$  kW.

Energia elektryczna jest dostarczana do sieci elektroenergetycznej SN 15 kV za pomocą stacji transformatorowej typu MRw-b 20/1000-3 wyposażonej w transformator o mocy 1000 kVA.

#### 4.2 Panele fotowoltaiczne

Panele są zainstalowane na wolnostojących stalowych stelażach posadowionych bezpośrednio w gruncie. Wolnostojące konstrukcje stół przymocowane są do słupów wbitych w grunt poprzez palowanie.

Zastosowane panele połączone są szeregowo w łańcuchy (stringi), które przyłączone do inwerterów (falowników) za pomocą dedykowanych do tego kabli PV 1x6mm<sup>2</sup> w podwójnej izolacji odpornych na promieniowanie UV. W Tabeli 8 zaprezentowano podstawowe parametry paneli PVGrafa, które zostały wykorzystane na badanej elektrowni PV.

Tabela 8. Podstawowe parametry techniczne paneli PVGrafa firmy FreeVolt.

Table 8. Basic technical parameters of FreeVolt PVGrafa panels.

Moduł fotowoltaiczny wysokosprawny MONO PVGRAF 270 Wp+	
Parametry elektryczne w warunkach STC ( 1000 W/m <sup>2</sup> , 25°C)	
Moc znamionowa	270 Wp
Napięcie obwodu otwartego	38,62 V
Napięcie w punkcie MPP	31,27 V
Prąd zwarcia	9,14 A
Prąd w punkcie MPP	8,64 A
Współczynnik sprawności modułu	16,30 %
Tolerancja pomiarów +/- 3%	
Materiały	
Ogniwo na moduł	60
Typ ogniw	monokrystaliczne
Strona przednia	3,2 mm szkło hartowane
Ilość elektrod łączących ogniw	12
Wymiary	
Długość	1650 mm
Szerokość	992 mm
Wysokość	35 mm
Rama	aluminium anodowe
Waga	19 kg
Pozostałe Informacje	
Sortowanie wg mocy	0 Wp / +5 Wp
Stopień ochrony (IP)	IP65
Typ złącza wtykowego	MC4
Napięcie systemowe	1000 V
Obciążenie prądem wstecznym	20 A
Wytrzymałość na obciążenia	2,4 kN/m <sup>2</sup>
Diody bypass	3
Maks. temperatura robocza	-40°C do +85°C

Opracowanie własne na podstawie danych od firmy FreeVolt.

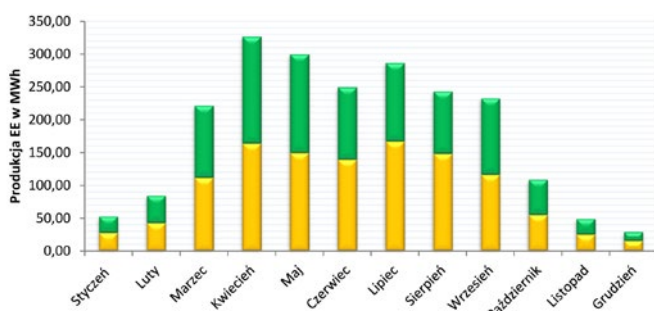
#### 4.3 Metody badań

Analiza energii elektrycznej wyprodukowanej dotyczy okresu od 01.11.2020 do 31.12.2020 co składa się na jeden rok kalendarzowy. Sama instalacja produkuje energię od 2019 roku. Informacje zbierane zostały za pomocą platformy www.solarweb.com, która obsługuje 90 falowników firmy Fronius.

Na podstawie pomiarów fizycznych dobowej generacji, dane zostały wygenerowane w postaci pliku CSV i obejmowały produkcję energii elektrycznej co 5 minut w ciągu całej doby. Następnie pozyskane dane zostały zebrane w okresy godzinowe, dobowe, tygodniowe, miesięczne i roczne.

#### 4.4 Wyniki badań i ich analiza

Obliczono, że w 12 miesięcznym okresie pomiarów instalacja mogła wygenerować łącznie 2 182,589 MWh energii elektrycznej. Wartość miesięcznej produkcji została przedstawiona na rys.19 .



Rys. 19. Roczna produkcja energii elektrycznej instalacji fotowoltaicznej zebrana w dwóch slotach. Opracowanie własne.

Fig.19 Annual electricity production of the photovoltaic installation collected in two slots.

W związku z przewidywanymi zmianami nasłonecznienia, uzysk energii elektrycznej uzależniony jest od okresu pracy instalacji. W okresie letnim średnia miesięczna wartość wyprodukowanej energii przekracza 270 MWh/miesiąc, a w okresie zimowym utrzymuje się średnio na poziomie 90 MWh/miesiąc.

Z analizy cen energii na rynku hurtowym i możliwości generowania większych zysków ze sprzedaży energii można zdecydować się na sprzedaż energii poza rządowym systemem wsparcia, na warunkach wynegocjowanych na rynku. W tym celu inwestor może zawrzeć umowę z ze spółką obrotu lub innym odbiorcą, która kupuje wyprodukowaną energię i rozlicza ją w trybie godzinowym. Ta sama spółka może świadczyć usługę bilansowania handlowego.

Tab. 9 przedstawia zestawienie ilości energii elektrycznej wygenerowanej przez badaną elektrownię wraz z bilansem finansowym sprzedaży energii na dwóch segmentach rynku.

W każdej kolumnie przedstawione są po kolei:

- produkcja miesięczna energii elektrycznej,
- średnia dzienna produkcja wyliczona jako średnia arytmetyczna ze wszystkich godzin w danym miesiącu,



Rys. 20. Roczny przebieg zmienności produkcji wybranej elektrowni fotowoltaicznej. Opracowanie własne.

Fig.20 The annual variability in the production of selected photovoltaic power plant.

- mediana policzona w każdym miesiącu,
- średnia arytmetyczna ceny energii na Rynku Bilansującym, otrzymana poprzez zsumowanie wartości wszystkich cen występujących w każdej godzinie miesiąca, i podzielona przez ilość godzin,
- średnia arytmetyczna ceny energii na Rynku Dnia Następnego, otrzymana poprzez zsumowanie wartości wszystkich cen występujących w każdej godzinie miesiąca i podzielona przez ilość godzin,
- średnia ważona cena energii na Rynku Bilansującym, obliczona na podstawie iloczynu ceny [zł/MWh] i ilości energii [MWh] w każdej godzinie miesiąca i podzielona przez ilość energii wyprodukowanej w badanym miesiącu,
- średnia ważona cena energii na Rynku Dnia Następnego, obliczona na podstawie iloczynu ceny [zł/MWh] i ilości energii [MWh] w każdej godzinie miesiąca i podzielona przez ilość energii wyprodukowanej w badanym miesiącu,
- przychód ze sprzedaży wyprodukowanej energii na RB, „Wariant I” zakłada bezpośrednią sprzedaż energii, bez udziału spółki obrotu,
- przychód ze sprzedaży wyprodukowanej energii na RDN w Wariantcie I
- przychód ze sprzedaży wyprodukowanej energii na RB, „Wariant II” dotyczy przychodu w każdej godzinie doby pomniejszony o prowizję spółki obrotu,
- przychód ze sprzedaży wyprodukowanej energii na RDN, „Wariant II” .

Tabela 9. Ilość energii elektrycznej wygenerowanej w roku 2020 przez elektrownię fotowoltaiczną wraz z bilansem finansowym sprzedaży energii na RB i RDN.

Table 9. The amount of electricity generated in 2020 by the photovoltaic power plant along with the financial balance of energy sales on the balancing market and the day-ahead market.

	Produkcja miesięczna	Średnia dzienna produkcja	Mediana	Średnia na RB	Średnia na RDN	Średnia ważona na RB	Średnia ważona na RDN	Wariant I: Przychód na RB	Wariant I: Przychód na RDN	Wariant II: Przychód na RB	Wariant II: Przychód na RDN
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)
	MWh	MWh	MWh	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	zł	zł	zł	zł
Styczeń	52,604	0,071	0,000	195,14	188,38	206,34	209,81	10 854,26	11 036,81	10 591,24	10 773,79
Luty	84,112	0,121	0,000	182,09	176,59	189,06	199,94	15 902,09	16 817,29	15 481,53	16 396,73
Marzec	221,490	0,298	0,001	168,33	165,90	164,90	172,54	36 522,88	38 215,70	35 415,43	37 108,25
Kwiecień	326,488	0,453	0,093	143,77	151,74	152,56	162,90	49 810,48	53 185,71	48 178,04	51 553,27
Maj	299,732	0,403	0,142	173,82	172,18	178,42	184,23	53 478,89	55 218,72	51 980,23	53 720,06
Czerwiec	249,482	0,347	0,081	228,01	217,38	232,29	232,84	57 951,07	58 089,82	56 703,66	56 842,41
Lipiec	286,418	0,385	0,149	210,62	222,50	207,15	233,96	59 330,64	67 011,15	57 898,55	65 579,06
Sierpień	243,048	0,327	0,065	221,83	231,37	233,86	254,39	56 838,88	61 828,04	55 623,63	60 612,80
Wrzesień	232,657	0,323	0,019	226,59	240,91	225,38	251,34	52 435,39	58 477,00	51 272,11	57 313,71
Październik	108,799	0,146	0,000	243,96	240,04	244,55	250,65	26 606,85	27 270,29	26 062,85	26 726,30
Listopad	48,800	0,068	0,000	248,23	243,84	264,72	262,86	12 918,04	12 827,48	12 674,04	12 583,48
Grudzień	28,957	0,039	0,000	254,35	255,83	269,28	276,70	7 797,68	8 012,31	7 652,89	7 867,52
	2 182,589	0,248	0,010	208,061	208,888	214,041	224,346	440 447,152	467 990,319	429 534,204	457 077,371
								Różnica RDN-RB 27 543,167			
								Różnica WI – WII 10 912,947			

Opracowanie własne na podstawie [25][26]

Porównując średnie ceny w kolumnach (d) i (e) zauważamy, że w siedmiu przypadkach cena RB jest wyższa niż na RDN. Skłaniać to może do refleksji, że rynek techniczny może być miejscem większych korzyści finansowych. Czy tak w rzeczywistości jest? Aby odpowiedzieć, na to pytanie, dla lepszego obrazu została policzona średnia ważona na podstawie wzoru (8) [30]:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n c_i e_i}{\sum_{i=1}^n e_i} \quad (8)$$

$c_i$  – cena energii w danej godzinie w zł/MWh

$e_i$  – wolumen wyprodukowanej energii w danej godzinie w MWh

$n$  – ilość godzin w badanym miesiącu, dla miesiąca który ma 31 dni przyjmujemy 744 godziny, dla miesiąca który ma 30 dni przyjmujemy 720 godzin, dla miesiąca który ma 29 dni przyjmujemy 696 godzin.

Średnie ważone w kolumnach (f) i (g) pokazują wyższość cen RDN nad RB w każdym badanym miesiącu. W związku z tym można sformułować wniosek, iż w przypadku elektrowni fotowoltaicznych, korzystniejszym miejscem transakcji finansowych jest Rynek Dnia Następnego.

Ponadto przeanalizowano dwa warianty:

- Pierwszy wariant „Wariant I” dotyczy handlu jako bezpośredni uczestnik rynku. W takiej sytuacji roczny przychód wynosi 440 447,15 zł na rynku bilansującym i 467 990,319 zł na rynku dnia następnego. Różnica w przychodach wynosi 27 543,17 zł.
- Drugi wariant „Wariant II” dotyczy przychodu w każdej godzinie doby pomniejszony o prowizję spółki obrotu. Prowizja ta zakłada, że cena w każdej godzinie jest pomniejszana o 5zł za MWh. W związku z tym, roczny przychód wynosi 429 534,20 zł na rynku bilansującym i 457 077,37 zł na rynku dnia następnego. Różnica w przychodach wynosi 27 543,17 zł. W skali roku Spółka Obrótowi zyskała 10 912,95 zł pomniejszając cenę każdej megawatogodziny o 5 zł.

## 5. Podsumowanie przeprowadzonej analizy

W ciągu 12 miesięcy, wybrana instalacja fotowoltaiczna wygenerowała ok. 2 200 MWh energii elektrycznej, średnio miesięcznie 270 MWh w miesiącach letnich, 90 MWh w miesiącach zimowych.

Po analizie średnioważonych cen na rynku bilansującym i rynku dnia następnego stwierdzono, że zyski badanej elektrowni są większe gdy korzystamy z cen na RDN.

Instalacje fotowoltaiczne, których profil produkcyjny głównie jest związany z okresem letnim, mogą być najlepszym wyjściem dla rozwiązania problemów z zapewnieniem odpowiedniej ilości energii elektrycznej potrzebnej w polskim systemie elektroenergetycznym. Problemy z bilansem mocy w okresie letnim, wynikają ze specyfiki polskiego rynku energii, który charakteryzuje się dominującą rolą źródeł wytwórczych opalanych węglem kamiennym oraz brunatnym, wymagających znacznych ilości wody do chłodzenia.

Mimo iż maksymalne zapotrzebowanie na moc kształtuje się na poziomie niższym w okresie zimowym w porównaniu do letnich miesięcy, zapewnienie bilansu mocy przez źródła tradycyjnie obecne w systemie okazuje się trudniejsze niż zimą. Między innymi dlatego, że występują ograniczenia z wyprowadzeniem mocy z elektrowni tradycyjnych (wielkoskalowych) ze względu na przekroczenia dopuszczalnych temperatur przewodów w sieciach przesyłowych, dodatkowo nagrzewanych słońcem i słabo chłodzonych przy typowym dla warunków letnich braku wiatru.

W przyszłości, produkcja energii elektrycznej z instalacji PV może być naturalnym rozwiązaniem dla zarysowanej luki w produkcji energii elektrycznej w okresie letnim.

Bardzo ważnym aspektem rozwoju fotowoltaiki jest możliwość efektywnego rozliczania energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci. Przeprowadzona analiza sytuacji cen na segmentach rynku, wraz ze wskazaniem trendów rynkowych pokazała iż rynek bilansujący nie odzwierciedla sytuacji cenowych na towarowej giełdzie energii. Ceny RB kształtują się na poziomie przekraczającym ceny RDN. Oznacza to, że rynek giełdowy nie jest w stanie poprawnie ocenić zdolność produkcji w KSE oraz wpływu jego ograniczeń związanych z infrastrukturą sieciową.

Wykorzystanie źródeł fotowoltaicznych dla wzmocnienia strony popykowej KSE znajdują swoje uzasadnienie ekonomiczne w dzisiejszych warunkach rynkowych. Ceny na rynku hurtowym plasują się na wyższych poziomach w których mamy największą produkcję. Z przeprowadzonych analiz można wnioskować, że ceny nadal będą rosły z uwagi na wzrost zapotrzebowania w KSE. Wobec tego generacja źródeł rozproszonych w tym fotowoltaicznych, może znacząco poprawić bilans dostępnej mocy na poziomie krajowym jak i lokalnym.

## LITERATURA

- [1] Climate change, impacts and vulnerability in Europe 2016. An indicator-based Report. Dostępne w internecie: <https://www.eea.europa.eu/publications/climate-change-impacts-and-vulnerability-2016>
- [2] Norwicz J., Musielak T., Boryczko B., Odnawialne źródła energii – polskie definicje i standardy, Rynek Energii – nr 1/2006.
- [3] O energetyce przyjaznej środowisku prawie wszystko. Dostępne w internecie: [https://www.cire.pl/pliki/tematyczne/6/Leksykon\\_INE\\_DLA%20DZIENNIKARZY.pdf](https://www.cire.pl/pliki/tematyczne/6/Leksykon_INE_DLA%20DZIENNIKARZY.pdf)
- [4] Filipowicz O., Digitalizacja, decentralizacja, dekarbonizacja – oto przyszłość polskiej energetyki, Nowy Przemysł, Styczeń 2018.
- [5] Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE. Dostępne w internecie: <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok>
- [6] Mokrzycki E., Idea generacji rozproszonej. Nowe spojrzenie na środowisko, Nafta & Gaz Biznes, Październik 2003.
- [7] Warunki dotyczące Bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania zatwierdzone decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.35.2019.PSt z dnia 5 marca 2020 r. Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone: Zmianami nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 20 listopada 2020 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.22.2020.ŁW z dnia 12 grudnia 2020 r.
- [8] Rakowski J., Szkolenie: Rynek Bilansujący, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynek Energii, Luty 2021.
- [9] Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
- [10] Popczyk J., Energetyka rozproszona, Polski Klub Ekologiczny, Warszawa 2011.
- [11] Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, r. and 284 Advanced Engineering Research and Applications D'haeseleer, W., Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues, Energy Policy, 2005.
- [12] IEA, Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, International Energy Agency, 2002.
- [13] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła, Oficyna wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010.
- [14] <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>
- [15] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne
- [16] Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.
- [17] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii
- [18] [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/7/7d/Operation\\_of\\_a\\_basic\\_photovoltaic\\_cell.gif](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/7/7d/Operation_of_a_basic_photovoltaic_cell.gif)
- [19] <https://www.chegg.com/homework-help/questions-and-answers/question-6-figure-6-shows-schematic-diagram-two-junction-tandem-solar-cell-series-connection-q30516432>
- [20] Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE, Wykonano na zamówienie Ministerstwa Gospodarki Umowa nr IV/140/P/15004/4300/11/DEJ z dnia 06.07.2011 r.
- [21] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/zapotrzebowanie-mocy-kse>
- [22] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse>
- [23] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/generacja-zrodel-wiatrowych>
- [24] Urbanek D., Paska J., Pawlak K., Terlikowski P., Kaliński J.: Analiza działania rynku bilansującego, Rynek energii elektrycznej. Rozwój, polityka, ekonomia, Politechnika Lubelska, 2108.
- [25] <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/rynek-energii/ceny-i-ilosc-energii-na-rynku-bilansujacym>
- [26] <https://tge.pl/energia-elektryczna-rdn>
- [27] Józwiak J., Podgórski J., Statystyka od podstaw, PWE, Warszawa, 2016.
- [28] Marzecki J., Elektroenergetyczne sieci terenowe. Wybrane zagadnienia, Politechnika Warszawska, 2017.
- [29] Szczygiel L., Model rynku energii elektrycznej. Dostępne w internecie: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/jaki-model-rynku-energ/1183,1-Model-rynku-energii-elektrycznej.html>
- [30] Starzyńska W., Statystyka praktyczna, Polskie Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2000.